

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Тепловые электрические станции»

С. А. Качан

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЭС

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности
1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск
БНТУ
2022

УДК 621.311.21:658.26-027.236(075.8)

ББК 31.37я7

К30

Р е ц е н з е н т ы:

кафедра энергоснабжения, гидравлики и теплотехники
УО «Белорусский государственный технологический университет»
(зав. кафедрой, канд. техн. наук, доцент *А. С. Дмитриченко*);
начальник ПТО РУП «Белнипиэнергопром»,
канд. техн. наук *В. М. Сыропуцинский*

Качан, С. А.

К30 Энергоэффективность ТЭС : учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» / С. А. Качан. – Минск : БНТУ, 2022. – 106 с.

ISBN 978-985-583-376-6.

В учебно-методическом пособии освещены основные понятия и определения в области энергоэффективности, изложены методические основы определения показателей эффективности топливоиспользования тепловых электростанций, использующих как традиционные паротурбинные, так и современные парогазовые технологии. Показан порядок расчета удельных расходов топлива на конденсационных и теплофикационных установках.

Приведены методические основы и примеры расчета энергетической эффективности различных энергосберегающих мероприятий, в том числе за счет внедрения новых технологий и техники.

Издание также может быть полезно магистрантам, аспирантам, преподавателям вузов, слушателям системы подготовки, переподготовки и повышения квалификации по указанной специальности или же смежным.

ISBN 978-985-583-376-6

© Качан С. А., 2022

© Белорусский национальный
технический университет, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЭС – ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ	5
1.1. Энергоэффективность ТЭС. Основные понятия и определения	5
1.2. Показатели эффективности топливоиспользования на ТЭС	7
1.3. Задачи расчета и анализа показателей топливоиспользования на ТЭС	11
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ ТЭС	16
2.1. Особенности нормирования показателей топливоиспользования паротурбинных установок	16
2.2. Определение удельных расходов топлива на паротурбинных ТЭС	18
2.3. Особенности нормирования показателей топливоиспользования парогазовых установок	20
2.4. Определение удельных расходов топлива теплофикационных парогазовых установок утилизационного типа	25
3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОТУРБИННЫХ ТЭС	32
3.1. Мероприятия по повышению экономичности паротурбинных установок ТЭС	32
3.2. Мероприятия по повышению экономичности котельных установок ТЭС	45
3.3. Мероприятия по повышению экономичности ТЭС в целом	59
4. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭС ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	63
4.1. Способы модернизации теплофикационных паротурбинных установок с применением парогазовых технологий (на примере турбины Т-100/120-130)	63
4.2. Определение показателей теплофикационной ПГУ с котлом-утилизатором	69
4.3. Определение показателей ПГУ параллельной схемы	75
4.4. Определение показателей ПГУ-Р на базе Т-110/120-12,8	78
ЛИТЕРАТУРА	81
ПРИЛОЖЕНИЕ	84
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	105

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с Государственной программой «Энергосбережение» на 2021–2025 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24 февраля 2021 № 103, обеспечение энергетической безопасности и энергетической независимости Беларуси за счет повышения энергоэффективности является одним из приоритетов развития нашей страны.

В области энергетики повышение экономичности работы генерирующих мощностей за счет внедрения современных энергоэффективных, в том числе инновационных, технологий – это основное направление реализации общего комплекса энергосберегающих мероприятий.

Энергоэффективность тепловых электростанций (ТЭС), на которых с целью производства электроэнергии и теплоты используется энергия органического топлива, – это в первую очередь эффективность топливоиспользования.

В данном учебно-методическом пособии освещены основные положения действующей системы анализа эффективности топливоиспользования на ТЭС, использующие как традиционные паротурбинные, так и современные парогазовые технологии, получившие широкое распространение в энергетике Беларуси в последние десятилетия. Показан порядок расчета удельных расходов топлива на конденсационных и теплофикационных установках. Также в пособии описаны особенности расчета энергетической эффективности различных энергосберегающих мероприятий на ТЭС, в том числе за счет внедрения новых технологий и техники.

Пособие предназначено для студентов очной и заочной формы получения образования, обучающихся по специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», и может использоваться как при выполнении курсового проекта, так и на практических занятиях по дисциплине. Пособие также может быть полезно магистрантам, аспирантам, преподавателям вузов, слушателям системы подготовки, переподготовки и повышения квалификации по указанной и смежным специальностям.

1. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЭС – ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ

1.1. Энергоэффективность ТЭС. Основные понятия и определения

Страны всего мира все в большей степени осознают необходимость изменения своих подходов к использованию энергии. Озабоченность энергетической безопасностью, социально-экономическими последствиями высоких цен на энергоресурсы, а также растущая осведомленность об изменении климата привели многие страны к тому, что они стали придавать большое значение разработке мер по повышению энергетической эффективности [1].

Широко известно, что энергетическая эффективность является наиболее экономичным и доступным средством решения многих проблем энергообеспечения, а в качестве энергоресурса энергоэффективность обладает уникальным потенциалом одновременного содействия долгосрочной энергетической безопасности, экономическому росту и даже улучшению здоровья и благосостояния людей. Инвестиции в энергоэффективность обеспечили уменьшение потребления энергии, превышающее объемы производства любого другого энергетического ресурса во многих странах МЭА (Международное энергетическое агентство) [1].

В соответствии с международным стандартом ISO 9000:2015 «Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь», *эффективность* (от лат. *efficientia*) – соотношение между достигнутым результатом и использованными ресурсами.

В экономике *эффект* – это, как правило, экономия, дополнительный доход и т. д., а *эффективность* – это результативность, которая выражается отношением эффекта к затратам, необходимым для его получения [2].

Энергоэффективность, то есть энергетическая эффективность, выражает степень эффективности использования энергетического ресурса, подводимого к потребляющей его установке (системе).

При этом необходимо различать энергоустановки (системы), которые производят энергию в виде электроэнергии и (или) теплоты, потребляя топливно-энергетические ресурсы, и энергоустановки (сис-

темы), которые потребляют энергию в виде электроэнергии и (или) теплоты для производства других полезных продуктов.

Соответственно, можно выделить три основных направления повышения энергоэффективности в стране:

1. Повышение эффективности потребления энергоресурсов на электростанциях и в котельных для производства электрической и тепловой энергии.

2. Повышение энергоэффективности передачи и распределения энергии.

3. Повышение эффективности потребления энергоресурсов и энергии на промышленных предприятиях и в других отраслях народного хозяйства для производства конечной продукции, выполнения работ, оказания услуг и т. п. [2].

О энергоэффективности тепловых электростанций, использующих в качестве первичной энергии теплоту, выделяющуюся при сжигании органического топлива, и пойдет речь в настоящем учебно-методическом пособии.

Энергоэффективность ТЭС – эффективное (рациональное) использование топливно-энергетических ресурсов (ТЭР); достижение экономически оправданной эффективности использования ТЭР при существующем уровне развития техники и технологии и соблюдении требований к охране окружающей среды.

Энергоэффективность представляет собой скрытый топливный резерв и является фактически дополнительным «видом топлива» для ТЭС. Одной из главных задач экономики в энергетике является постоянное и непрерывное повышение энергоэффективности на действующих и строящихся ТЭС.

Генерирующие установки (системы) могут сравниваться друг с другом по показателям энергоэффективности, что позволяет судить о сравнительной энергоэффективности этих установок (систем).

Для оценки энергоэффективности ТЭС используются показатели, которые оценивают эффективность потребления (или потери) энергетических ресурсов. По сути, показатели энергоэффективности ТЭС – это показатели эффективности топливоиспользования [3].

Рассмотрим, как определяются показатели эффективности топливоиспользования на ТЭС, производящих как электроэнергию, так и теплоту, и использующих в качестве тепловых двигателей не только традиционные для энергетики Беларуси паротурбинные (ПТУ),

но и газотурбинные (ГТУ) и комбинированные парогазовые (ПГУ) установки.

1.2. Показатели эффективности топливоиспользования на ТЭС

Показатели топливоиспользования на ТЭС – научно обоснованные абсолютные или удельные величины потребления топливно-энергетических ресурсов (с учетом их нормативных потерь) на производство единицы электроэнергии и теплоты, установленные нормативными документами.

Действующая система определения эффективности топливоиспользования на ТЭС основана на нормировании и анализе *удельных расходов топлива (УРТ) на отпуск электроэнергии $b_3^{\text{отп}}$ и теплоты $b_{\text{ТЭ}}^{\text{отп}}$* :

$$b_3^{\text{отп}} = \frac{B_3^\tau}{\mathcal{E}_{\text{отп}}} = \frac{B_3 \tau}{N_3^{\text{нет}} \tau} = \frac{B_3}{N_3^{\text{нет}}}; \quad (1.1)$$

$$b_{\text{ТЭ}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{ТЭ}}^\tau}{Q_{\text{отп}}^\tau} = \frac{B_{\text{ТЭ}} \tau}{Q_{\text{отп}} \tau} = \frac{B_{\text{ТЭ}}}{Q_{\text{отп}}}, \quad (1.2)$$

где $\mathcal{E}_{\text{отп}}$, $Q_{\text{отп}}^\tau$ – отпуск электроэнергии и теплоты от энергоисточника за период τ ;

B_3^τ , $B_{\text{ТЭ}}^\tau$ – расходы топлива за период τ на производство электроэнергии и теплоты, соответственно;

τ – время работы установки с электрической мощностью нетто $N_3^{\text{нет}}$, отпуском теплоты $Q_{\text{отп}}$ и текущим расходом топлива $B = B_3 + B_{\text{ТЭ}}$.

Нормируемые величины УРТ на отпуск электроэнергии и теплоты рассчитываются с использованием нормативных энергетических характеристик (ЭХ) оборудования ТЭС. Сопоставление их с фактическими значениями УРТ служит для оценки технического уровня и качества эксплуатации станции.

Энергетические характеристики оборудования ТЭС – это свод материалов в виде графиков, расчетных зависимостей и алгоритмов, необходимых для нормирования и анализа показателей работы установок.

При совместном производстве электроэнергии и теплоты теплофикационными энергоустановками встает задача разделения расхода топлива между этими двумя видами энергии.

В основу расчета нормативных УРТ в действующей в настоящее время системе анализа показателей топливоиспользования положен физический метод разделения топливных затрат на ТЭЦ. Применительно к нему и построены ЭХ теплофикационных турбоустановок.

При этом методе на отпуск теплоты приходится физически необходимое количество теплоты и топлива, так что УРТ на отпуск этого вида энергии на ТЭЦ и от котельных оказываются близкими.

В случае отсутствия отпуска теплоты от пиковых водогрейных котлов (ПВК), без учета нагрева воды в сетевых насосах, удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии находится через тепловой эквивалент топлива как

$$b_{ТЭ}^{\text{отп}} = \frac{34,1 K_{\text{пот}}}{\eta_k^H \eta_{\text{ТП}}} \frac{\text{кг у. т.}}{\text{ГДж}} = \frac{143 K_{\text{пот}}}{\eta_k^H \eta_{\text{ТП}}} \frac{\text{кг у. т.}}{\text{Гкал}}, \quad (1.3)$$

где $34,1 = 10^6 / 29\,300$ кг у. т./ГДж и $143 = 10^6 / 7000$ кг у. т./Гкал – топливные эквиваленты 1 ГДж и 1 Гкал теплоты при низшей теплоте сгорания условного топлива $Q_{H,y}^p = 29\,300$ кДж/(кг у. т.) = 7000 ккал/(кг у. т.);

η_k^H – КПД нетто котельной установки;

$\eta_{\text{ТП}}$ – КПД теплового потока;

$K_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь теплоты, связанных с ее отпуском.

Тогда расходы топлива, относимые на отпуск теплоты $B_{ТЭ}$ и электроэнергии $B_э$, соответственно равны

$$B_{ТЭ} = b_{ТЭ}^{\text{отп}} Q_{\text{отп}}; \quad (1.4)$$

$$B_э = B_{ТЭЦ} - B_{ТЭ}, \quad (1.5)$$

где $B_{ТЭЦ} = B_3 + B_{Т3}$ – расход топлива на теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) на производство электроэнергии и теплоты.

Таким образом, при физическом методе распределение затрат топлива производится пропорционально потокам вырабатываемой полезной энергии, без учета их различной ценности, а весь эффект от теплофикации относится на электроэнергию.

При этом удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ

$$b_3^{\text{отп}} = \frac{B_3^{\tau}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}} = \frac{B_3}{N_3^{\text{нет}}} \quad (1.6)$$

существенно ниже, чем от конденсационных электростанций (КЭС).

Отметим, что отпуск теплоты осуществляется не только от ТЭЦ, для которых теплота является основным продуктом, но и от КЭС, хотя и в гораздо меньших количествах. Поэтому и на ТЭЦ, и на КЭС определяются удельные расходы топлива как на отпуск электроэнергии, так и на отпуск теплоты.

Подробно основные положения действующей методики анализа эффективности топливоиспользования на ТЭС Беларуси, а также порядок нормирования основных показателей топливоиспользования, удельных расходов топлива, изложены в литературе [4–6].

Первичная энергия, содержащаяся в энергоресурсах, может быть выражена в тех же единицах измерения энергии, производимой в этой же установке (системе). При этом отношение производимой энергии к подводимой – относительная величина, называемая *коэффициентом полезного действия* (КПД) энергоустановки. Этот показатель характеризует энергоэффективность генерирующей установки, как степень полезного использования первичной энергии органического топлива.

КПД по выработке / отпуску электроэнергии, или *абсолютный электрический КПД брутто / нетто*, – отношение получаемой электроэнергии к затрачиваемой на это теплоте топлива, рассчитывается, соответственно, по формулам

$$\eta_3^{\text{бр}} = \frac{N_3^{\text{бр}}}{B_3 Q_{\text{H}}^{\text{р}}} = \frac{1}{b_3^{\text{выр}} Q_{\text{H}}^{\text{р}}} = \frac{123}{b_3^{\text{выр}}}; \quad (1.7)$$

$$\eta_3^{\text{нет}} = \frac{N_3^{\text{нет}}}{B_3 Q_{\text{H}}^{\text{р}}} = \frac{1}{b_3^{\text{отп}} Q_{\text{H}}^{\text{р}}} = \frac{123}{b_3^{\text{отп}}}, \quad (1.8)$$

где $123 = 3600 / 29,3$ – топливный эквивалент 1 МВт·ч электроэнергии.

Как отмечалось выше, B_3 (расход топлива на производство электроэнергии N_3) для теплофикационных установок – это часть общего расхода топлива $B_{\text{ТЭЦ}}$, условно относимая на производство электроэнергии и определяемая по (1.5).

Коэффициент использования теплоты топлива (КИТТ) – отношение суммарной производимой энергии к затрачиваемой теплоте топлива:

– для теплофикационной установки или теплоэлектроцентрали

$$\eta_{\text{ит}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{N_3 + Q_{\text{отп}}}{B_{\text{ТЭЦ}} Q_{\text{H}}^{\text{р}}}; \quad (1.9)$$

– для конденсационной установки или конденсационной электростанции

$$\eta_{\text{ит}}^{\text{КЭС}} = \frac{N_3}{B_{\text{КЭС}} Q_{\text{H}}^{\text{р}}} = \eta_3^{\text{КЭС}}; \quad (1.10)$$

– для котельной

$$\eta_{\text{ит}}^{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{B_{\text{кот}} Q_{\text{H}}^{\text{р}}} = \eta_{\text{кот}}. \quad (1.11)$$

Как видно, при определении коэффициента использования теплоты топлива теплофикационных установок $\eta_{\text{ит}}^{\text{ТЭЦ}}$ не учитывается разная энергетическая ценность электроэнергии и теплоты, поэтому использовать этот критерий для сравнения энергетической эффективности установок различного назначения не корректно.

Для определения энергетической эффективности теплофикационных установок или ТЭЦ в целом может использоваться *экономия топлива за счет теплофикации*:

$$\Delta B_{\text{эк}} = B_{\text{зам}} - B_{\text{ТЭЦ}}, \quad (1.12)$$

где $B_{\text{зам}}$ – расход топлива при раздельном производстве того же количества электроэнергии и теплоты в раздельной схеме (схеме замещения).

Экономия достигается за счет того, что при совместном производстве электроэнергии и теплоты частично или полностью исключаются потери в «холодном источнике», то есть частично или полностью теплота «холодного источника» полезно используется.

В сравнительных расчетах удобно использовать не абсолютную, а относительную величину экономии топлива

$$\Delta B_{\text{эк}}^{-\text{ТЭЦ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ТЭЦ}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} = \frac{N_{\text{ТЭЦ}} b_{\text{зам}} + Q_{\text{ТЭЦ}} b_{\text{кот}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} - 1, \quad (1.13)$$

где $N_{\text{ТЭЦ}}$, $Q_{\text{ТЭЦ}}$, $B_{\text{ТЭЦ}}$ – электрическая мощность, отпуск теплоты и расход топлива на теплофикационной установке (ТЭЦ);

$b_{\text{зам}}$, $b_{\text{кот}}$ – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от замещающей КЭС и на отпуск теплоты от замещающей котельной энергосистемы.

1.3. Задачи расчета и анализа показателей топливоиспользования на ТЭС

Расчет и анализ удельных расходов топлива на ТЭС решает следующие задачи:

1. Основной является *определение реальной тепловой экономичности и технического уровня эксплуатации ТЭС* при существующих режимах работы.

С этой целью фактические величины удельных расходов топлива $b_{\text{факт}}$ на отпуск электроэнергии и теплоты сопоставляются с нормативными их значениями $b_{\text{норм}}$ [4–8].

Нормативный удельный расход топлива $b_{\text{норм}}$ – максимально допустимая, технически обоснованная мера потребления топлива на единицу отпущенной тепловой или электрической энергии при фактических режимах работы [4–8]

$$b_{\text{норм}} = b_{\text{ном}} (1 + K_p (1 - \mu_p)), \quad (1.14)$$

где $b_{\text{ном}}$ – номинальный удельный расход топлива на отпуск электроэнергии и (или) теплоты;

K_p , μ_p – коэффициент резерва тепловой экономичности и степень использования в текущем году резерва тепловой экономичности при отпуске электроэнергии и (или) теплоты [4–8].

Номинальный удельный расход топлива $b_{\text{ном}}$ на отпуск электроэнергии и (или) теплоты – это реально достижимая (минимальная) мера потребления топлива при фактических условиях работы станции. Определяется по действующему алгоритму с использованием энергетических характеристик оборудования.

Порядок разработки и состав энергетических характеристик котло- и турбоагрегатов, а также алгоритм нормирования показателей эффективности топливоиспользования паротурбинных ТЭС подробно рассмотрены в [4–8]. Кратко принципы и алгоритм расчета номинальных удельных расходов топлива на паротурбинных и парогазовых ТЭС приведены в разделе 2 настоящего пособия.

2. Также не менее важным является *выявление резервов тепловой экономичности*, то есть причин, вызывающих перерасходы топлива, и их анализ для своевременного устранения факторов, снижающих экономичность работы электростанций.

Методические основы расчета перерасходов (экономии) топлива по факторам, определяющим экономичность работы паровых котлов и паровых турбин ТЭС, работающих по тепловому и электрическому графикам выработки электроэнергии, а также перерасходов (экономии) топлива, связанных с изменением затрат электроэнергии на собственные нужды ТЭС и на внеплановые пуски основного оборудования паротурбинных ТЭС, подробно рассмотрены в [4–8]. Ниже приведены основные расчетные формулы.

Перерасходы (экономия) топлива ΔB турбинного цеха по-разному определяются при работе турбин чисто по тепловому графику (в том числе при работе с противодавлением) и по электрическому графику нагрузок (в том числе и конденсационных турбин).

В случае *электрического графика* работы турбин перерасходы (экономия) топлива определяются по следующим формулам:

– при изменении факторов, влияющих на конденсационную выработку электроэнергии,

$$\Delta B = b_{\varepsilon(\text{норм})}^{\text{отп}} \varepsilon_{\text{отп}} \frac{\Delta Q_{\varepsilon}}{Q_{\varepsilon}},$$

или

$$\Delta B = b_{\varepsilon(\text{норм})}^{\text{отп}} \varepsilon_{\text{отп}} \frac{\Delta q_{\text{T}}}{q_{\text{T}}}, \quad (1.15)$$

– при изменении факторов, влияющих на теплофикационную выработку электроэнергии,

$$\Delta B = b_{\varepsilon(\text{норм})}^{\text{отп}} \varepsilon_{\text{отп}} \frac{\Delta \varepsilon_{\text{тф}} (q'_{\text{к}} - q'_{\text{тф}})}{q_{\text{T}} \varepsilon_{\text{выр}}}, \quad (1.16)$$

где $\varepsilon_{\text{выр}}$, $\varepsilon_{\text{отп}}$ – выработка и отпуск электроэнергии от турбины (подгруппы оборудования);

Q_{ε} , q_{T} – полный и удельный расход теплоты на выработку электроэнергии турбиной (подгруппой оборудования);

ΔQ_{ε} , Δq_{T} – отклонение от номинального значения, соответственно, полного и удельного расхода теплоты на производство электроэнергии турбиной (подгруппой оборудования);

$q'_{\text{к}}$, $q'_{\text{тф}}$ – относительные приросты расхода тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатом по конденсационному и теплофикационному циклам;

$\Delta \varepsilon_{\text{тф}}$ – изменение выработки электроэнергии турбоагрегатом по теплофикационному циклу.

При этом

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тф}} = \Delta N_{\text{тф}} \tau = (Q_{\text{п}} \Delta W_{\text{п}} + Q_{\text{т}} \Delta W_{\text{т}}) \tau, \quad (1.17)$$

где $\Delta N_{\text{тф}}$ – изменение теплофикационной мощности турбины (подгруппы оборудования) за счет изменения удельной выработки электроэнергии на теплопотребление регулируемых отборов: производственного $\Delta W_{\text{п}}$ и отопительного $\Delta W_{\text{т}}$.

В случае работы турбин *по тепловому графику* экономия (перерасход) условного топлива обуславливается необходимостью замещения изменения выработки электроэнергии по теплофикационному циклу конденсационной выработкой электроэнергии.

Поэтому перерасходы (экономия) определяются через изменение теплофикационной мощности:

$$\Delta B = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{тф}} (q'_{\text{зам}} - q'_{\text{тф}})}{Q_{\text{н, у}}^{\text{бр}} \eta_{\text{к}}^{\text{бр}}} = \frac{\Delta N_{\text{тф}} \tau (q'_{\text{зам}} - q'_{\text{тф}})}{Q_{\text{н, у}}^{\text{бр}} \eta_{\text{к}}^{\text{бр}}}, \quad (1.18)$$

где $q'_{\text{зам}}$ – средний относительный прирост расхода тепла брутто на выработку электроэнергии по конденсационному циклу замещающей подгруппой оборудования на ТЭС или в энергосистеме;

$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ – КПД брутто котлов замещающей подгруппы оборудования.

Экономия (перерасходы) топлива по *котельному цеху* определяются через отклонение $\Delta \eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ КПД брутто котлов от номинальных

значений $b_{\text{тэ}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{тэ}}}{Q_{\text{отп}}}$:

$$\Delta B = B_{\text{к(ном)}} \frac{\Delta \eta_{\text{к}}^{\text{бр}}}{\eta_{\text{к(ном)}}^{\text{бр}}}. \quad (1.19)$$

С целью снижения перерасходов (увеличения экономии) топлива могут приниматься решения по изменению режима работы оборудования, проведению профилактических и ремонтных работ, изменению структуры технологической схемы и другие мероприятия.

Существенное снижение удельного расхода топлива на действующем оборудовании только за счет указанного не возможно, так как технико-экономические показатели работы определены нормативными энергетическими характеристиками оборудования.

Радикальное повышение энергоэффективности ТЭС возможно за счет коренной модернизации и обновления оборудования и связано с внедрением современных технологий. Таким решением является ввод ПГУ или перевод действующих паротурбинных энергоблоков в парогазовые, что уже осуществлено на многих ТЭС Беларуси.

В последующих разделах данного пособия приведены особенности расчета эффективности некоторых энергосберегающих мероприятий, повышающих экономичность работы турбинных и котельных установок, а также ТЭС в целом, в том числе за счет внедрения парогазовых технологий.

Примеры расчетов экономии топлива по некоторым энергосберегающим техническим решениям приведены в прил. настоящего пособия.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ ТЭС

2.1. Особенности нормирования показателей топливоиспользования паротурбинных установок

Основная энергетическая характеристика, определяющая экономичность работы турбоустановки, – это *удельный расход теплоты свежего пара на выработку электроэнергии* (величина, обратная КПД выработки электроэнергии); в общем случае учитывает потери в холодном источнике (в конденсаторе) и электромеханические потери:

$$q_T = Q_3 / N_T, \quad (2.1)$$

где $N_T = N_3$ – электрическая мощность турбоагрегата на клеммах генератора (брутто);

Q_3 – часть расхода теплоты в свежем паре Q_0 , относимая на производство электроэнергии.

При использовании *физического метода* распределения теплоты свежего пара Q_0 между совместно производимыми электроэнергией и теплотой на производство последней $\sum Q_{отп}$ относится «физически» необходимое количество теплоты, то есть $Q_{отп}$. При этом

$$Q_3 = Q_0 - \sum Q_{отп} = N_3 + \Delta N_{эм} + Q_{конд}, \quad (2.2)$$

где $\Delta N_{эм}$ – электромеханические потери (потери на трение в подшипниках и диссипация энергии в электрогенераторе).

Расход теплоты в свежем паре на турбоустановку рассчитывается по формуле

$$Q_0 = G_0(h_0 - h_{пв}) + G_{пп} \Delta h_{пп}, \quad (2.3)$$

где G_0 , $G_{пп}$ – расход пара на турбину и через промежуточный пароперегреватель;

$h_0, h_{\text{пв}}$ – энтальпия свежего пара и питательной воды;

$\Delta h_{\text{пп}}$ – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе.

Для турбин без промпрегрева в (2.3) $G_{\text{пп}} = 0$.

Для *конденсационной турбины* $Q_9 = Q_0$ и q_T – величина, обратная абсолютному электрическому КПД

$$\begin{aligned} q_{\text{к}}^{\text{кЭС}} &= \frac{Q_0}{N_T} = \frac{3600}{\eta_t \eta_{oi} \eta_m \eta_g} = \frac{3600}{\eta_9} \text{ кДж}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}) = \\ &= \frac{860}{\eta_9} \text{ ккал}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}), \end{aligned} \quad (2.4)$$

где $\eta_t, \eta_{oi}, \eta_m, \eta_g, \eta_9$ – термический КПД цикла, внутренний относительный и механический КПД турбины, КПД электрогенератора и абсолютный электрический КПД турбоустановки.

Для *теплофикационных турбин* расход свежего пара G_0 условно можно разделить на два потока: идущий после использования в турбине на тепловое потребление и поступающий в конденсатор, охлаждаемый циркуляционной водой.

При этом полную мощность $N_T = N_9$ теплофикационной турбоустановки можно представить как сумму *теплофикационной* $N_{\text{тф}}$ и *конденсационной* $N_{\text{к}}$ мощностей, выработанных, соответственно, по теплофикационному и конденсационному циклам:

$$N_T = N_9 = N_{\text{тф}} + N_{\text{к}}. \quad (2.5)$$

Для первого (теплофикационного) потока основные потери (в «холодном» источнике) исключаются и удельный расход теплоты на выработку электроэнергии $q_{\text{тф}}$ – величина обратная электромеханическому КПД, то есть $q_{\text{тф}}$ отличается от единицы (теплового эквивалента) на небольшую величину потерь: механических, в генераторе и на излучение через тепловую изоляцию турбины:

$$q_{\text{тф}} = \frac{3600}{\eta_m \eta_g} \text{ кДж}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}) = \frac{860}{\eta_m \eta_g} \text{ ккал}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}). \quad (2.6)$$

Для второго потока q_k дополнительно учитывает потери в конденсаторе:

$$q_k^{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_3}{N_T} = \frac{3600}{\eta_{ik}\eta_M\eta_T} \text{ кДж}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}) = \frac{860}{\eta_{ik}\eta_M\eta_T} \text{ ккал}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}), \quad (2.7)$$

где η_{ik} – внутренний КПД конденсационного потока.

В общем случае удельный расход теплоты на выработку электроэнергии определяется в зависимости от соотношения теплофикационной $N_{\text{тф}}$ и конденсационной N_k мощности:

$$q_T = \frac{q_{\text{тф}}N_{\text{тф}} + q_k N_k}{N_{\text{тф}} + N_k}. \quad (2.8)$$

С увеличением доли теплофикационной мощности q_T снижается. Для современных паротурбинных установок $q_k / q_{\text{тф}} = 1,7 \dots 2,5$.

2.2. Определение удельных расходов топлива на паротурбинных ТЭС

Алгоритм расчета нормативных удельных расходов топлива паротурбинных ТЭС с использованием нормативных энергетических характеристик изложен ниже.

По энергетическим характеристикам, в зависимости от нагрузки турбин и котлов, находят *исходно-номинальные показатели брутто* турбинного и котельного оборудования: $q_{T(\text{ном, исх})}^{\text{бр}}$ и $\eta_{k(\text{ном, исх})}^{\text{бр}}$.

Для определения *номинальных показателей брутто* турбинных $q_{T(\text{ном})}^{\text{бр}}$ и котельных $\eta_{k(\text{ном})}^{\text{бр}}$ установок в исходно-номинальные показатели вводятся поправки на отклонение фактического значения внешних факторов от значений, принятых при построении энергетических характеристик [7, 8]:

$$q_{T(\text{ном})}^{\text{бр}} = q_{T(\text{ном, исх})}^{\text{бр}} \mp \sum \Delta q_{Tj}; \quad (2.9)$$

$$\eta_{k(\text{ном})}^{\text{бр}} = \eta_{k(\text{ном, исх})}^{\text{бр}} \mp \sum \Delta \eta_{kj}, \quad (2.10)$$

где $\mp \sum \Delta q_{Tj}$ – поправки на отклонение давления отработавшего пара, давления в регулируемых отборах пара на производство и теплофикацию и пр., а также на отработанный ресурс времени и на плановые пуски турбоагрегатов;

$\mp \sum \Delta \eta_{kj}$ – поправки на температуру питательной воды, холодного воздуха на всасе вентилятора и пр., а также на отработанный ресурс времени и на плановые пуски котлоагрегатов.

С учетом найденных с использованием ЭХ относительных расходов электроэнергии и теплоты на собственные нужды турбинного ($\varepsilon_T^{\text{CH}}$ и q_T^{CH}) и котельного ($\varepsilon_K^{\text{CH}}$ и q_K^{CH}) цехов рассчитывают *номинальные показатели нетто* турбин и котлов [7, 8]:

$$q_{T(\text{НОМ})}^{\text{нет}} = q_{T(\text{НОМ})}^{\text{бр}} \frac{1 + q_T^{\text{CH}}}{1 - \varepsilon_T^{\text{CH}}}; \quad (2.11)$$

$$\eta_{K(\text{НОМ})}^{\text{нет}} = \frac{\eta_{K(\text{НОМ})}^{\text{бр}}}{K_Q} \frac{1 - q_K^{\text{CH}} - q_{\text{ТОПЛ}} - q_{\text{КАЛ}}}{1} \frac{1 - \varepsilon_{\varepsilon}^{\text{CH}}}{1 - \varepsilon_T^{\text{CH}}}, \quad (2.12)$$

где $\varepsilon_{\varepsilon}^{\text{CH}}$ – относительный расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на выработку электроэнергии по группе оборудования (блоку, электростанции);

K_Q – коэффициент, учитывающий теплоту, дополнительно вносимую в топку котла с подогретым воздухом и физической теплотой топлива. В случае отключения калориферов при работе котла на газе $K_Q = 1$.

Далее находят *номинальные удельные расходы топлива* на отпуск электроэнергии и теплоты, то есть реально достижимую (минимальную) меру потребления топлива на единицу отпущенной энергии при фактических условиях работы станции [7, 8]:

$$b_{\varepsilon(\text{НОМ})}^{\text{отп}} = \frac{q_{T(\text{НОМ})}^{\text{нет}}}{Q_{\text{H, y}}^{\text{р}} \eta_{K(\text{НОМ})}^{\text{нет}} \eta_{\text{ТП}}}; \quad (2.13)$$

$$b_{\text{тэ(ном)}}^{\text{отп}} = \frac{(1 - \alpha_{\text{пвк}} - \alpha_{\text{сн}})f}{Q_{\text{н, у}}^{\text{п}} \eta_{\text{к(ном)}}^{\text{нет}} \eta_{\text{тп}}} + \frac{\alpha_{\text{пвк}}}{Q_{\text{н, у}}^{\text{п}} \eta_{\text{пвк}}} + \alpha_{\text{гв}} \bar{\mathcal{E}}_{\text{тф}} b_{\text{э(ном)}}^{\text{отп}}, \quad (2.14)$$

где $\eta_{\text{тп}}$ – КПД теплового потока;

$\alpha_{\text{пвк}}$, $\alpha_{\text{сн}}$ – доля отпуска теплоты от ПВК и за счет нагрева воды в сетевых насосах;

$\alpha_{\text{гв}}$ – доля отпуска теплоты с горячей водой в общем отпуске воды и пара потребителю;

$\eta_{\text{пвк}}$ – КПД ПВК;

f – коэффициент потерь теплоты, связанных с ее отпуском, учитывающий потери теплоты в тепловых сетях и оборудовании теплофикационных установок, расположенных в ограде станции ($f \approx 1,02$);

$\bar{\mathcal{E}}_{\text{тф}}$ – удельный расход электроэнергии на теплофикационную установку, кВт·ч/Гкал (кВт·ч/ГДж).

В выражении (2.14) первый член учитывает экономичность отпуска теплоты от энергетических котлов, второй – от пиковых водогрейных котлов (ПВК) и третий – нагрев воды в сетевых насосах.

2.3. Особенности нормирования показателей топливоиспользования парогазовых установок

В последние десятилетия парогазовые технологии нашли широкое распространение в энергетике Беларуси. Это потребовало разработки методики определения показателей топливоиспользования комбинированных установок, включающих помимо традиционных паротурбинных и котельных установок также высокотемпературные тепловые двигатели, которыми в общем случае могут быть не только газотурбинные установки (ГТУ), но и газопоршневые агрегаты (ГПА) и использующие их сбросную теплоту котлы.

Подробно возможные схемы применения ПГУ и их сравнительная характеристика дана в [9], а также в третьем разделе курса лекций по дисциплине [3].

Методика [10–11], разработанная специалистами ОАО «Белэнергоремналадка» и используемая в настоящее время в энергетике Беларуси, базируется на принципиальных положениях действующей в энергетической отрасли директивных и методических докумен-

тах [4], с изменением алгоритмов расчета показателей топливоиспользования для учета специфики бинарного цикла.

В соответствии с этой методикой, удельные расходы топлива определяются в отдельности для выделяемых частей бинарной установки:

– *газовая часть* – комплекс, вырабатывающий электроэнергию и теплоту в паре и горячей воде и который помимо теплового двигателя включает котельную (где происходит утилизация сбросного тепла двигателя) и теплофикационную установку газовой части;

– *паровая часть* – комплекс, вырабатывающий электроэнергию и теплоту и состоящий из котла (которым может быть котел-утилизатор, в том числе с дожиганием топлива, или низконапорный котел, сжигающий топливо и утилизирующий теплоту выхлопных газов теплового двигателя), паротурбинного оборудования и теплофикационной установки паровой части.

Как видно, утилизационный контур теплового двигателя входит в обе выделенные части комбинированной парогазовой установки.

Ключевым положением методики является использование понятия «условного» котла, объединяющего высокотемпературный тепловой двигатель и его утилизационный контур.

В общем случае «условный» котел рассматривается как комплекс, в котором топливо сжигается как в камере сгорания теплового двигателя $B_{ТД}$ (или нескольких камерах сгорания при наличии промежуточного подвода теплоты в цикле двигателя), так и в котельной установке $B_{КУ}$. При этом от «условного» котла отпускается не только теплота (с сетевой водой, с паром на паровую турбину и т. д.), но также электроэнергия, вырабатываемая тепловым двигателем.

Укрупненно уравнение теплового баланса «условного» котла для ПГУ любого типа можно записать в виде

$$Q_{п,у}^p (B_{ТД} + B_{КУ}) + Q_{вн}^{\Sigma} = Q_{г}^{\Sigma} + Q_{п}^{\Sigma} + Q_{пот}^{\Sigma}, \quad (2.15)$$

где $Q_{вн}^{\Sigma}$ – включает теплоту $Q_{вн}$, дополнительно (сверх химической теплоты топлива и теплоты наружного воздуха) вносимую в камеру сгорания теплового двигателя и топку или камеру дожигания котельной установки (т. е. физическая теплота топлива, подогретого воз-

духа, впрыскиваемого пара и пр.), а также прочие вносимые потоки теплоты (например, за счет нагрева питательной воды в насосах);

Q_{Γ}^{Σ} – теплота, подведенная к рабочему телу газовой части комбинированной установки, которая расходуется на выработку электроэнергии тепловым двигателем, а также на возможный отпуск от него теплоты (например, в случае полезного использования теплоты промежуточного охлаждения воздуха между ступенями компрессора ГТУ или теплоты охлаждения элементов ГПА);

Q_{Π}^{Σ} – теплота, подведенная к рабочему телу паровой части комбинированной установки, которая расходуется на выработку рабочего пара, предназначенного для подачи на паровые турбины и редуционно-охладительные установки, а также пара на впрыск в газовый тракт (при использовании экологического или энергетического впрыска), и отпуска теплоты с паром и горячей водой непосредственно потребителю;

$Q_{\text{пот}}^{\Sigma}$ – потери теплоты с уходящими газами, на наружное охлаждение и пр.

При расчете КПД брутто «условного» котла $\eta_{\text{бр}}^{\text{УК}} = 1 - \sum q_i$ относительная величина потерь теплоты с уходящими газами q_2 определяется в долях от всей подведенной в комбинированном цикле теплоты:

$$q_2 = \frac{Q_{\text{yx}}}{Q_{\text{н, y}}^{\text{p}}(B_{\text{ТД}} + B_{\text{КУ}}) + Q_{\text{вн}}}, \quad (2.16)$$

где Q_{yx} – абсолютная величина потерь теплоты с уходящими газами, определяемая энтальпией входящих в их состав компонентов.

Ввод понятия «условного» котла позволяет не только унифицировать методику расчета показателей ПГУ различного типа, но также сохранить значение удельного расхода топлива на отпуск теплоты $b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПГУ}}$ от теплофикационной ПГУ на уровне, характерном для традиционных паротурбинных ТЭЦ и котельных.

Можно находить $b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПГУ}}$ с использованием КПД котла-утилизатора $\eta_{\text{КУ}}$, определяемого как отношение полезно используемой теплоты сбросных газов теплового двигателя к теоретически воз-

воздуха $t_{\text{нв}}$) [12, 13]. Однако, поскольку при определении $\eta_{\text{КУ}}$ потери с уходящими газами фактически относятся не к теплоте подводимого в цикле топлива (как при определении КПД топливоиспользующих котлоагрегатов), а к теплоте газов на входе в котел-утилизатор, то есть уже отработавших в двигателе, значение этого КПД ниже, чем средние значения КПД энергетического парового или водогрейного котлов. Другим недостатком использования $\eta_{\text{КУ}}$ является его существенная зависимость от температуры наружного воздуха $t_{\text{нв}}$.

Например, расчеты, проведенные для теплофикационных ПГУ Оршанской ТЭЦ и Минской ТЭЦ-3, показывают, что при условиях *ISO* ($t_{\text{нв}} = +15$ °С) КПД котла-утилизатора брутто составляет около 80–86 % (в зависимости от режима работы ПГУ). При снижении температуры наружного воздуха до $t_{\text{нв}} = -25$ °С $\eta_{\text{КУ}}$ снижается на 6–8 % и даже более, до уровня $\eta_{\text{КУ}} \approx 73$ –79 %. Это приводит к повышению удельного расхода топлива на выработку теплоты $b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПГУ}}$ с 175 до почти 200 кг у. т./Гкал.

Для сравнения отметим, что снижение температуры холодного воздуха (от +15 °С до –25 °С) приводит к понижению КПД брутто котлоагрегата БКЗ-420-140 ГМ (при его работе на природном газе) примерно на 2 % (с 93–93,5 до 91–91,5 %).

С учетом сказанного на первой в Беларуси ПГУ Оршанской ТЭЦ, введенной в эксплуатацию 20 лет назад, применялась разработанная на кафедре «Тепловые электрические станции» БНТУ методика расчета удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии $b_{\text{ЭЭ}}^{\text{ПГУ}}$ при постоянной величине $b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПГУ}}$, принятой на том уровне, который был на данной ТЭЦ до ввода ПГУ, то есть $b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПГУ}} = 172$ кг у. т./Гкал [14]. Такой прием упростил построение нормативных характеристик ПГУ Оршанской ТЭЦ, сделал наглядным решение задачи оценки и задания прогнозных значений потребления топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ с учетом работы ПГУ. Однако принятие $b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПГУ}}$ фиксированным при работе ПГУ с частичными нагрузками приводит к существенному и неоправданному ухудшению ее показателей по выработке электроэнергии.

По методике ОАО «Белэнергоремналадка» удельный расход $b_{э,нет}^Г$ топлива на отпуск электроэнергии от *газовой* части находится с использованием КПД брутто $\eta_{бр}^{УК}$ условного котла и удельного расхода $q_{э,нет}^Г$ теплоты нетто на производство электроэнергии тепловым двигателем (газотурбинной установкой), который в свою очередь определяется через удельный расход $q_{э,бр}^Г$ теплоты брутто с учетом затрат энергии на собственные нужды.

При этом, как и в большинстве других методик [9, 12–13] при определении $q_{э,бр}^Г$ принимается, что ГТУ фактически работает в теплофикационном режиме: полностью или (при работе газового байпаса перед утилизационным контуром) частично. То есть $q_{э,бр}^Г$ определяется по известному принципу, применяемому для расчета аналогичного показателя противодавленческих паротурбинных установок [4–8]. Если за счет байпасирования газов ГТУ, помимо утилизационного контура, появляется конденсационная выработка, то при определении $q_{э,бр}^Г$ дополнительно учитываются потери теплоты с газами, выбрасываемыми в атмосферу. Отметим, что такой прием расчетов $q_{э,бр}^Г$ используется не только для различных типов ПГУ, но также для теплофикационных ГТУ.

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от *паровой* части рассчитывается с использованием КПД «условного» котла нетто $\eta_{нет}^{УК}$, определяемого с учетом электрических и тепловых собственных нужд ПГУ, и удельного расхода теплоты нетто $q_{нет}^П$ на выработку электроэнергии ПТУ, определяемого по известным зависимостям [4–8].

Соединение газового и парового циклов в одной комбинированной установке обеспечивает существенное повышение экономичности ПГУ в целом и снижение удельного расхода топлива на производство электроэнергии $b_{ээ}^{ПГУ}$, величина которого находится как средневзвешенная по отпуску этого вида энергии от газовой $\mathcal{E}_{отп}^Г$ и паровой $\mathcal{E}_{отп}^П$ частей, то есть так же, как в [4–8].

Удельный расход топлива на отпуск теплоты $b_{тэ}^{ПГУ}$ от ПГУ в целом можно представить в виде нескольких слагаемых, которые определяют экономичность отпуска теплоты рабочим паром (например, из отборов или противодавления паротурбинной установки), непосредственно от «условного» котла (например, его сетевого пучка) и за счет работы сетевых насосов:

$$b_{тэ}^{ПГУ} = \frac{1}{Q_{н,у}^p \eta_{нет}^{УК} \eta_{тп}^{УК}} \frac{Q_{отп} - Q_{отп}^{УК} - Q_{сет.нас} + Q_{отп}^{пот}}{Q_{отп}} + \frac{1}{Q_{н,у}^p \eta_{бр}^{УК}} \frac{Q_{отп}^{УК}}{Q_{отп}} + b_{ээ}^{ПГУ} \frac{\mathcal{E}_{тф}}{Q_{отп}}, \quad (2.17)$$

где $Q_{отп}$, $Q_{отп}^{УК}$ – суммарный отпуск теплоты от ПГУ и отпуск теплоты от «условного» котла;

$Q_{отп}^{пот}$ – потери теплоты, связанные с ее отпуском потребителю;

$Q_{сет.нас}$, $\mathcal{E}_{тф}$ – отпуск теплоты за счет работы сетевых насосов и расход электроэнергии на теплофикационную установку.

Как видно, зависимость (2.17) по форме и содержанию соответствует формуле (2.14), для нормирования $b_{тэ}$ на паротурбинных ТЭС.

2.4. Определение удельных расходов топлива теплофикационных парогазовых установок утилизационного типа

Рассмотрим алгоритм и основные результаты расчета показателей теплофикационной парогазовой установки утилизационного типа на примере ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3, принципиальная тепловая схема которой приведена на рис. 2.1 [11].

Уравнение теплового баланса «условного» котла (2.15) для утилизационной ПГУ (УПГУ) можно представить в виде

$$Q_{н,у}^p B_{ГТУ} + Q_{вн}^{ГТУ} + Q_{ст}^{КУ} = Q_{э}^{ГТУ} + Q_{бр}^{КУ} + Q_{пот}^{\Sigma}, \quad (2.18)$$

где $B_{ГТУ}$ – расход условного топлива на ГТУ;

$Q_{вн}^{ГТУ}$ – теплота, дополнительно (сверх химической теплоты топлива) вносимая в камеру сгорания: с учетом повышения физической теплоты топлива при работе дожимного компрессора, подогрева воздуха перед компрессором и пр.;

$Q_{ст}^{КУ}$ – теплота, вносимая в энергетический контур котла-утилизатора от сторонних источников: за счет нагрева питательной $Q_{пит. нас}$ и сетевой $Q_{сет. нас}$ воды в насосах и др.;

$Q_3^{ГТУ}$ – расход теплоты на выработку $\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ}$ электроэнергии ГТУ с учетом электромеханических потерь $\mathcal{E}_{эм}^{ГТУ}$ и потерь на наружное охлаждение $Q_{пот}^{ГТУ}$.

$$Q_3^{ГТУ} = \mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} + \mathcal{E}_{эм}^{ГТУ} + Q_{пот}^{ГТУ}; \quad (2.19)$$

$Q_{бр}^{КУ} = Q_p^{КУ} + Q_{св}^{КУ}$ – теплопроизводительность котла-утилизатора с рабочим паром различных параметров $Q_p^{КУ}$ и сетевой водой $Q_{св}^{КУ}$;

$Q_{пот}^{\Sigma}$ – потери теплоты: с уходящими газами Q_{yx} , на наружное охлаждение котла-утилизатора $Q_{охл}^{КУ}$ и пр.

При этом КПД брутто «условного» котла по прямому балансу

$$\eta_{бр}^{ук} = \frac{Q_3^{ГТУ} + Q_{бр}^{КУ} + Q_{охл}^{КУ} - Q_{ст}^{КУ}}{Q_{н, y}^p B_{ГТУ} + Q_{вн}^{ГТУ}}. \quad (2.20)$$

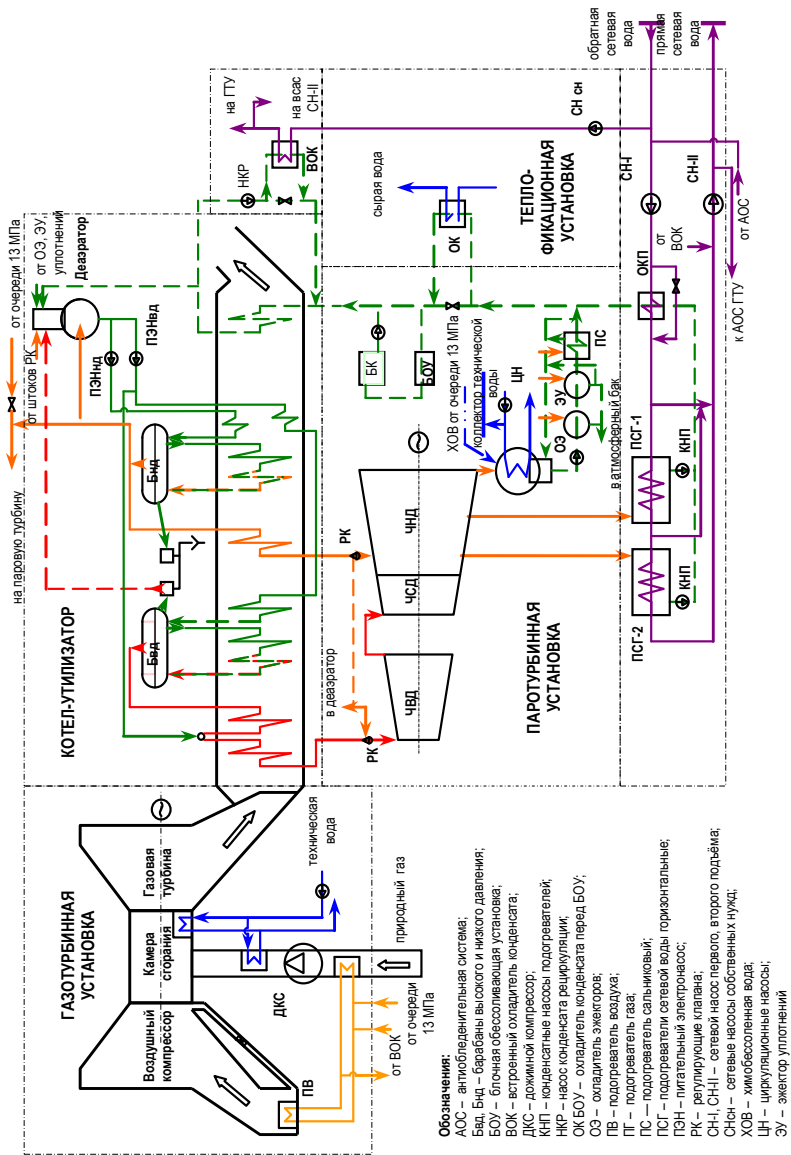


Рис. 2.1. Принципиальная тепловая схема ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3

Удельный расход условного топлива $b_3^{\text{ПТУ}}$ на отпуск электроэнергии от *паровой части* рассчитывается с использованием определяемых по известным зависимостям [4–8] значений удельного расхода теплоты нетто $q_{3, \text{нет}}^{\text{ПТУ}}$ на выработку электроэнергии паротурбинной установкой и коэффициента теплового потока $\eta_{\text{ТП}}^{\text{КУ}}$, а также КПД котла-утилизатора нетто $\eta_{\text{нет}}^{\text{КУ}}$:

$$b_3^{\text{ПТУ}} = \frac{q_{3, \text{нет}}^{\text{ПТУ}}}{Q_{\text{н, у}}^{\text{р}} \eta_{\text{нет}}^{\text{КУ}} \eta_{\text{ТП}}^{\text{КУ}}}, \quad (2.21)$$

где

$$q_{3, \text{нет}}^{\text{ПТУ}} = \frac{Q_3^{\text{ПТУ}} - Q_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ПТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}}}; \quad (2.22)$$

$$\eta_{\text{нет}}^{\text{КУ}} = \frac{\eta_{\text{бр}}^{\text{КУ}}}{K_Q^{\text{ГТУ}}} \frac{\alpha_{\text{КУ}}^{\text{р}} Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{сн}}^{\text{КУ}}}{\alpha_{\text{КУ}}^{\text{р}} (Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}} + Q_{\text{охл}}^{\text{КУ}}) - Q_{\text{ст}}^{\text{КУ}}} \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ПТ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}} - K_3^{\text{ПТУ}} \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{КУ}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ПТ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}}}; \quad (2.23)$$

$$\eta_{\text{ТП}}^{\text{КУ}} = \frac{\alpha_{\text{КУ}}^{\text{р}} Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{сн}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{пот}}^{\text{ПТ}}}{\alpha_{\text{КУ}}^{\text{р}} Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{сн}}^{\text{КУ}}}, \quad (2.24)$$

где $Q_3^{\text{ПТУ}}$ – расход теплоты на выработку $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ПТУ}}$ электроэнергии паротурбинной установкой, определяемый известным образом [4–8];

$\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}}$, $Q_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}}$ – расходы электроэнергии и теплоты на собственные нужды паротурбинной установки;

$K_Q^{\text{ГТУ}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительно вносимую в камеру сгорания теплоту [4–8]:

$$K_Q^{\text{ГТУ}} = \frac{Q_{\text{н, у}}^{\text{р}} B_{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{н, у}}^{\text{р}} B_{\text{ГТУ}} + Q_{\text{вн}}^{\text{ГТУ}}}; \quad (2.25)$$

α_p^{KY} – доля тепловой нагрузки котла-утилизатора с рабочим паром:

$$\alpha_p^{KY} = \frac{Q_p^{KY}}{Q_{бр}^{KY}} = \frac{Q_{бр}^{KY} - Q_{св}^{KY}}{Q_{бр}^{KY}}; \quad (2.26)$$

$\mathcal{E}_{сн}^{KY}$, $Q_{сн}^{KY}$ – расходы электроэнергии и теплоты на собственные нужды котла-утилизатора, включая затраты, связанные с восполнением потерь пара и конденсата собственного технологического цикла, потери теплоты с непрерывной и периодической продувкой котла, затраты на отопление и вентиляцию помещений, относимых к котельной установке, и пр.;

$K_3^{ПГУ}$ – коэффициент отнесения затрат электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии *паровой частью*:

$$K_3^{ПГУ} = \frac{Q_3^{ПГУ} + Q_{сн}^{ПГУ}}{\alpha_p^{KY} Q_p^{KY} - Q_{сн}^{KY} - Q_{тп}^{KY}}; \quad (2.27)$$

$Q_{пот}^{тп}$ – потери теплового потока.

Удельный расход условного топлива $b_3^{ГТУ}$ на отпуск электроэнергии от *газовой части* ПГУ определяется с использованием $\eta_{бр}^{KY}$ и удельного расхода теплоты нетто $q_{3, нет}^{ГТУ}$ на выработку электроэнергии ГТУ:

$$b_3^{ГТУ} = \frac{q_{3, нет}^{ГТУ}}{Q_{н, у}^p \eta_{бр}^{KY}} K_Q^{ГТУ} + \Delta b_{сн}^{ГТУ}, \quad (2.28)$$

где $q_{3, нет}^{ГТУ}$ определяется с учетом затрат электроэнергии $\mathcal{E}_{сн}^{ГТУ}$ на собственные нужды ГТУ (дожимные компрессоры, насосы технической воды и пр.):

$$q_{3, нет}^{ГТУ} = \frac{Q_3^{ГТУ}}{\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{ГТУ}}; \quad (2.29)$$

$\Delta b_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}}$ – поправка к удельному расходу топлива, учитывающая расход теплоты на собственные нужды ГТУ от паровой части ПГУ (что характерно для подавляющего большинства ПГУ):

$$\Delta b_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}} = \frac{1}{Q_{\text{н, у}}^{\text{р}} \eta_{\text{нет}}^{\text{КУ}} \eta_{\text{тп}}^{\text{КУ}}} \frac{Q_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ГТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн, тф}}}; \quad (2.30)$$

$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн, тф}}$ – часть расхода электроэнергии на теплофикационную установку, относимая на газовую часть:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн, тф}}^{\text{КУ}} = \frac{((1 - K_{\mathcal{E}}^{\text{ПГУ}}) \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{КУ}} + \mathcal{E}_{\text{тф}}) (\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ГТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}})}{(\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ГТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}}) + (\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ПТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}} - K_{\mathcal{E}}^{\text{ПТУ}} \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{КУ}})}, \quad (2.31)$$

где $\mathcal{E}_{\text{тф}}$ – расход электроэнергии на теплофикационную установку.

Расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ находится как средневзвешенный по отпуску этого вида энергии от *газовой* $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ГТУ}}$ и *паровой* $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ПТУ}}$ частей:

$$b_{\mathcal{E}}^{\text{ПГУ}} = \frac{b_{\mathcal{E}}^{\text{ГТУ}} \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ГТУ}} + b_{\mathcal{E}}^{\text{ПТУ}} \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ПТУ}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ГТУ}} + \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ПТУ}}}, \quad (2.32)$$

где

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ГТУ}} = \mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ГТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн, тф}}; \quad (2.33)$$

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ПТУ}} = \mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ПТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{КУ}} - (\mathcal{E}_{\text{тф}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн, тф}}).$$

Удельный расход условного топлива на отпуск $Q_{\text{отп}}^{\text{ПГУ}}$ тепловой энергии от ПГУ находится по аналогии с известной методикой [4–8] как сумма трех слагаемых, которые определяют экономичность отпуски теплоты отработавшим паром из отборов паровой турбины, непосредственно от «условного» котла с сетевой водой и за счет работы сетевых насосов:

$$\begin{aligned}
b_{тэ}^{ПГУ} = & \frac{1}{Q_{н,у}^p \eta_{нет}^{КУ} \eta_{тп}^{КУ}} \frac{Q_{отп}^{ПГУ} - Q_{св}^{КУ} - Q_{сет.нас} + Q_{пот}^{отп}}{Q_{отп}^{ПГУ}} + \\
& + \frac{K_Q^{ГТУ}}{Q_{н,у}^p \eta_{бр}^{УК}} \frac{Q_{св}^{КУ}}{Q_{отп}^{ПГУ}} + \\
& + \frac{1}{Q_{отп}^{ПГУ}} \left((\varepsilon_{тф} - \Delta \varepsilon_{сн, тф}) b_{э}^{ПГУ} + \Delta \varepsilon_{сн, тф} \frac{q_{э, нет}^{ГТУ} K_Q^{ГТУ}}{Q_{н,у}^p \eta_{бр}^{УК}} \right),
\end{aligned} \tag{2.34}$$

где $Q_{пот}^{отп}$ – потери теплоты, связанные с ее отпуском потребителю.

Расчеты [11], проведенные для ПГУ-230 Минской ГЭЦ-3 на режиме двухступенчатого подогрева сетевой воды ($p_{тв} = 1$ ата), показывают, что на номинальной нагрузке ПГУ $\eta_{бр}^{УК}$ достаточно близок к величине КПД брутто топливоиспользующих котлоагрегатов и в диапазоне температур наружного воздуха от $t_{нв} = -15 \dots +15$ °С изменяется в сравнительно узких пределах 87–90,5 %. Вследствие этого при отпуске теплоты, характерном для отопительного периода, $b_{тэ}^{ПГУ}$ находится на уровне 165–170 кг у. т./Гкал (около 39,5–40,5 кг у. т./ГДж), соответствующем традиционным для Беларуси источникам теплоты, повышаясь до уровня 180–185 кг у. т./Гкал (около 43–44 кг у. т./ГДж) лишь при малых тепловых нагрузках ПГУ.

Как отмечалось, при определении $b_{э}^{ГТУ}$ принимается, что установка фактически работает в теплофикационном режиме, поэтому $b_{э}^{ГТУ}$ находится на уровне 150 кг у. т./ (МВт·ч), характерном для паротурбинных установок, работающих без потерь теплоты в конденсаторе. Соответственно, при работе утилизационной ПГУ в целом по тепловому графику с минимальным расходом пара в конденсатор

$$b_{э, тф}^{ПГУ} \approx b_{э}^{ГТУ} \approx b_{э, тф}^{ПГУ} \approx 150 \text{ кг у. т./ (МВт·ч)}.$$

На режимах электрического графика, в зависимости от отпуски теплоты $Q_{отп}^{ПГУ}$, удельный расход топлива $b_{э}^{ПГУ}$ изменяется от вели-

чины $b_{э,тф}^{ПГУ}$ до величины, соответствующей конденсационному режиму $b_{э,к}^{ПГУ} \approx 240...275$ кг у. т./(МВт·ч).

Как видно, величина $b_3^{ПГУ}$ является наглядным показателем экономичности комбинированного парогазового цикла.

3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОТУРБИННЫХ ТЭС

3.1. Мероприятия по повышению экономичности паротурбинных установок ТЭС

Оптимизация режимов

Общие принципы оптимизации режимов ТЭС с точки зрения их тепловой экономичности (энергетической эффективности) рассмотрены в разделе 4.2 курса лекций по дисциплине [3].

Внутростанционная оптимизация режимов, то есть оптимальное распределение нагрузки работающих турбоагрегатов (электрической, а также паровой и тепловой нагрузки отборов), производится с целью снижения суммарного расхода топлива котлоагрегатами электростанции:

$$\sum B_k \rightarrow \min. \quad (3.1)$$

Выбор турбоагрегатов для участия в регулировании суточного графика нагрузки энергосистемы также является важным резервом экономии топлива в энергосистеме в целом.

За счет оптимизации мощности блоков, работающих с частичной тепловой нагрузкой, можно обеспечить значительную экономию топлива в энергосистеме.

Например, оптимальная мощность блоков 250 и 180 МВт, работающих с частичными тепловыми нагрузками, может существенно превышать мощность на режиме теплового графика, так как в этом случае существует определенный диапазон дополнительной (сверх «привязанной» теплофикационной) выработки электроэнергии, в котором прирост расхода теплоты (топлива) оказывается ниже, чем на блоках КЭС тех же начальных параметров пара [15].

Оптимальным будет режим работы блока с таким расходом пара в конденсатор, при котором будет обеспечиваться положительная и максимальная экономия топлива:

$$\Delta B_{эkj} = \Delta N_{нетj} b'_{зам} - \Delta B_j \rightarrow \max, \quad (3.2)$$

где $\Delta N_{нетj}$ – увеличение мощности нетто блока против режима с минимальным расходом пара в конденсатор $G_{к, \min}$;

ΔB_j – увеличение расхода топлива блоком на этом режиме по сравнению с исходным режимом при $G_{к, \min}$.

Увеличение теплофикационной выработки электроэнергии при неизменном отпуске теплоты от турбин

Увеличение теплофикационной выработки $\Delta \mathcal{E}_{тф}$ электроэнергии на существующем тепловом потреблении на ТЭЦ можно обеспечить за счет снижения давления в отопительных отборах турбин, реализуя следующие мероприятия [15]:

- снижение температурных напоров сетевых подогревателей при поддержании их хорошего технического состояния (очистка и пр.), реконструкции или замены;

- параллельное подключение к отопительному отбору основных и пиковых сетевых подогревателей (бойлеров), благодаря чему увеличивается суммарная поверхность теплообмена и, соответственно, температурные напоры в подогревателях (бойлерах);

- отключение части турбин ПТ-60-130/13 от коллектора собственных нужд ТЭЦ давлением 1,2–1,5 ата и работа этих турбин с давлением в Т-отборе по условию подогрева сетевой воды;

- для турбин со ступенчатым подогревом снижение температуры обратной сетевой воды путем охлаждения ее сырой водой, а также за счет снижения температуры подпиточной воды.

Экономия топлива при реализации указанных мероприятий можно рассчитать по формуле

$$\Delta B_{Этф} = \Delta \mathcal{E}_{тф} (b'_{зам} - b'_{тф}) = \Delta N_{тф} \tau (b'_{зам} - b'_{тф}), \quad (3.3)$$

где $\Delta N_{тф}$ – увеличение теплофикационной мощности турбины;

$b'_{зам}$, $b'_{тф}$ – прирост расхода топлива на выработку электроэнергии на замещающих конденсационных установках энергосистемы и на теплофикационную (регенеративную) выработку ее на ТЭЦ;

τ – количество часов использования в году рассматриваемых мероприятий.

Модернизация турбины ПТ-60-130/13 с увеличением пропускной способности проточной части среднего давления (ЧСД) позволяет увеличить отопительный отбор турбины при сниженной нагрузке производственного отбора.

Паровые турбины типа ПТ-60-130/13 имеют ограничение по пропускной способности ЧСД, то есть группы ступеней после отбора пара на производство из перепускного паропровода от цилиндра высокого (ЦВД) к цилиндру низкого (ЦНД) давления и перед камерой теплофикационного отбора.

В условиях снижения отпуска пара на производство от промышленно-отопительной ТЭЦ и увеличения нагрузок в горячей воде актуальной является задача повышения располагаемой мощности отопительных отборов турбин такой ТЭЦ. Это возможно за счет увеличения максимального расхода пара через ЧСД путем замены облопачивания данного отсека.

Если за счет модернизации турбины будет обеспечено замещение нагрузки производственных отборов отпуском теплоты в отопительный отбор в количестве ΔQ , то экономии топлива в течение отопительного (зимнего) периода $\tau_{\text{зимн}}$ можно найти по формуле

$$\Delta B_{\text{Э}_{\text{тф, зимн}}} = \Delta \text{Э}_{\text{тф}} (b'_{\text{зам}} - b'_{\text{тф}}) = \Delta Q \Delta W_{\text{тф}} \tau_{\text{зимн}} (b'_{\text{зам}} - b'_{\text{тф}}), \quad (3.4)$$

где $\Delta W_{\text{тф}} = W_{\text{тф, т}} - W_{\text{тф, п}}$ – разность между значениями удельной выработки электроэнергии на базе отопительных $W_{\text{тф, т}}$ и производственных $W_{\text{тф, п}}$ отборов турбины ПТ-60-130/13.

Повышение электрической мощности турбин при постоянном расходе свежего пара

В [16] приведены методики расчетов экономии топлива при внедрении некоторых, перечисленных ниже, мероприятий.

Повышение КПД проточной части турбин возможно за счет:

– внедрения высокогерметичных уплотнений регулирующих клапанов ЦВД [16, п. 1];

– замены отдельных ступеней (отсеков) турбины с улучшением профиля лопаток [16, п. 4–5];

– применения более совершенных уплотнений в проточной части турбины: надбандажных, диафрагменных, а также концевых, в том числе сотовых уплотнений;

– перевод концевых уплотнений турбин в режим самоуплотнения и пр.

Углубление вакуума в конденсаторе возможно за счет:

– улучшения охлаждающей способности градирен, в частности, за счет систем вихревой подачи охлаждающего воздуха, разрабатываемых ИТМО АНБ [16, п. 13];

– поддержания должной плотности и чистоты трубок конденсаторов благодаря их периодической чистке или внедрению системы непрерывной шариковой очистки (СШО) [16, п. 14].

Последнее в особенности важно для КЭС и блоков ТЭЦ, работающих по электрическому графику.

Экономия топлива от внедрения таких мероприятий определяется увеличением электрической мощности ΔN_T и может быть рассчитана по формуле

$$\Delta B_{\text{ЭК}} = \Delta N_T \tau b'_{\text{э}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{выр}} b'_{\text{э}}, \quad (3.5)$$

где $b'_{\text{э}}$ – прирост расхода топлива на дополнительную выработку электроэнергии.

Если дополнительная мощность вырабатывается как конденсационная, то $b'_{\text{э}} = b'_{\text{зам}}$. Если же дополнительная мощность вырабатывается как теплофикационная, то экономию топлива необходимо рассчитывать по формуле (3.3).

Снижение потерь конденсата пара и воды

Экономию топлива за счет снижения стационарных потерь конденсата пара и воды можно найти по экономии теплоты $\Delta Q_{\text{ЭК, пот}}$ и топлива $\Delta B_{\text{ЭК, пот}}$, расходуемых на восполнение этих потерь, по формуле [15]

$$\Delta B_{\text{ЭК}} = \Delta Q_{\text{ЭК, пот}} b_{\text{ТЭ}} = \Delta G_{\text{пот}} (h_{\text{пот}} - h_{\text{исх}}) \xi_{\text{ср}} b_{\text{ТЭ}}, \quad (3.6)$$

где $b_{\text{ТЭ}}$ – удельный расход условного топлива на производство теплоты на ТЭЦ;

$\Delta G_{\text{пот}}$ – снижение потерь конденсата;

$h_{\text{пот}} - h_{\text{исх}}$ – разность энтальпий теряемого конденсата и исходной воды, используемой для восполнения этих потерь;

$\xi_{\text{ср}}$ – средний коэффициент ценности теплоты (КЦТ) отборов, используемых для подогрева исходной воды.

В выражении (3.6) при определении расхода теплоты $\Delta Q_{\text{эк, пот}}$ для подогрева исходной воды, восполняющей стационарные потери конденсата, с использованием КЦТ учитывается теплофикационная выработка электроэнергии на базе этого подогрева.

Снижение потерь теплоты в конденсаторах турбин ТЭЦ

Наиболее простое мероприятие для расчета эффекта – это *подогрев в пучке конденсатора сырой воды* параллельно с циркуляционной или *отбор охлаждающей воды в качестве сырой для химводоочистки (ХВО)*.

Такое решение обеспечивает существенную утилизацию теплоты $Q_{\text{ут}}$ отработавшего пара, идущей на нагрев сырой воды $Q_{\text{сыр}}$, практически без изменения электрической мощности и других характеристик турбины [15]:

$$Q_{\text{ут}} = Q_{\text{сыр}} = G_{\text{сыр}} C_p^B (t_{\text{в2}} - t_{\text{исх}}), \quad (3.7)$$

где $G_{\text{сыр}}$, C_p^B – расход и теплоемкость отбираемой сырой воды;

$t_{\text{в2}}$, $t_{\text{исх}}$ – температура сырой воды после и до конденсатора, соответственно.

Данный способ утилизации теплоты отработавшего пара является наиболее простым и в первую очередь применим на ТЭЦ с прямоточной системой водоснабжения. В этом случае качество охлаждающей воды удовлетворяет требованиям ХВО, а $t_{\text{исх}}$ может приниматься равной температуре охлаждающей воды до конденсатора $t_{\text{в1}}$.

Степень утилизации теплоты отработавшего пара зависит от соотношения в расходах сырой и охлаждающей воды.

Полная утилизация теплоты отработавшего пара достигнута, например, в конденсаторе турбины ПТ-50-130/7 УТЗ ст. № 6 Новополюцкой ТЭЦ, что обусловлено большим (на уровне 1200 т/ч) расходом сырой воды и возможностью получения скорости воды в трубках конденсатора, включенного по четырех ходовой схеме, при которой отсутствует их заиливание.

Такой режим работы может рассматриваться и для конденсаторов турбин ПТ-60-130/13 ЛМЗ. При расходе сырой воды около 700 т/ч и допустимом нагреве воды в конденсаторе на 20 °С можно обеспечить величину $Q_{\text{сыр}}$, превышающую теплоту конденсации минимально вентиляционного расхода пара.

Расчет экономии топлива нужно производить в отдельности для зимнего периода $\tau_{\text{зимн}}$ (при работе с полной загрузкой теплофикационных отборов турбин ТЭЦ и включенными пиковыми источниками теплоты) и для так называемого переходного и летнего периодов $\tau_{\text{перех+летн}}$ (при неполной загрузке теплофикационных отборов).

В первом случае величина экономии топлива будет соответствовать топливному эквиваленту утилизируемой теплоты:

$$\Delta B_{\text{зимн}} = \Delta B_{\text{сыр, экв}} = Q_{\text{сыр}} b_{\text{тэ}}, \quad (3.8)$$

поскольку за счет теплоты $Q_{\text{сыр}}$ будет вытесняться нагрузка ПВК.

Во втором случае величина экономии топлива будет снижаться в связи с возможным вытеснением за счет теплоты $Q_{\text{сыр}}$ нагрузки отопительных отборов и снижением теплофикационной мощности $\Delta N_{\text{тф}}$ турбоустановок ТЭЦ, то есть

$$\Delta B_{\text{перех+летн}} = \Delta B_{\text{сыр, экв}} - \Delta B_{N_{\text{тф}}}, \quad (3.9)$$

$$\Delta B_{N_{\text{тф}}} = \Delta N_{\text{тф}} (b'_{\text{зам}} - b'_{\text{тф}}) = Q_{\text{сыр}} W_{\text{тф, ср}} (b'_{\text{зам}} - b'_{\text{тф}}), \quad (3.10)$$

где $W_{\text{тф, ср}}$ – среднее значение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении паром теплофикационных отборов, используемых для подогрева сырой воды в исходной схеме.

При этом реальная величина экономии $\Delta B_{\text{перех+летн}}$ топлива составит около 50 % от значения топливного эквивалента $\Delta B_{\text{сыр, экв}} = \Delta B_{\text{зимн}}$ утилизированной теплоты по (3.8).

Расчеты необходимо вести раздельно для этих периодов, а результаты – суммировать:

$$\Delta B_{Q_{\text{сыр}}} = \Delta B_{\text{сыр, экв}} \tau_{\text{зимн}} + (\Delta B_{\text{сыр, экв}} - \Delta B_{\text{тф}}) \tau_{\text{перех+летн}}. \quad (3.11)$$

Снижение потерь теплоты в конденсаторах турбин ТЭЦ возможно за счет реализации *режимов трехступенчатого подогрева сетевой воды* в конденсаторах тех турбин (например, Т-100-130

и Т-50-130 УТЗ), в которых заводом-изготовителем предусмотрены встроенные теплофикационные пучки, рассчитанные на подачу обратной сетевой или добавочной воды.

Теплофикационные пучки рассчитаны на утилизацию только минимально-вентиляционного расхода пара $G_{к, \min}$.

Экономия топлива может быть найдена по следующей формуле [15]:

$$\Delta B_{\text{III}} = \Delta B_{Q_{к, \text{экв}}} - \Delta B_{N_{к}} - \Delta B_{N_{\text{тф}}} + \Delta B_{N_{\text{цн}}}, \quad (3.12)$$

где $\Delta B_{Q_{к, \text{экв}}}$ – топливный эквивалент утилизируемой в конденсаторе теплоты

$$\Delta B_{Q_{к, \text{экв}}} = Q_{к, \text{ут}} b'_{\text{тэ}}; \quad (3.13)$$

$\Delta B_{N_{к}}$ – перерасход (экономия) топлива вследствие изменения (потребления) мощности $\Delta N_{к, \text{чнд}}$ часть низкого давления (ЧНД) турбины против исходного режима, то есть режима без утилизации теплоты отработанного пара:

$$\Delta B_{N_{к}} = \Delta N_{к, \text{чнд}} b'_{\text{зам}}; \quad (3.14)$$

$\Delta B_{N_{\text{тф}}}$ – возможный перерасход топлива, связанный со снижением теплофикационной мощности $\Delta N_{\text{тф, от}}$ турбины на базе отопительных отборов

$$\Delta B_{N_{\text{тф}}} = \Delta N_{\text{тф, от}} (b'_{\text{зам}} - b'_{\text{тф}}); \quad (3.15)$$

$\Delta B_{N_{\text{цн}}}$ – экономия топлива в связи со снижением мощности $\Delta N_{\text{цн}}$, потребляемой циркуляционными насосами:

$$\Delta B_{N_{\text{цн}}} = N_{\text{цн}} b'_{\text{зам}}. \quad (3.16)$$

Величина утилизируемой в конденсаторе теплоты $Q_{\text{ут}}$ должна учитывать не только теплоту конденсации отработавшего пара $Q_{к, \min}$, но и теплоту $Q_{\text{др}}$, сбрасываемую в конденсатор с дренажами, то есть

$$Q_{\text{ут}} = Q_{\text{к, min}} + Q_{\text{др}} = G_{\text{к, min}}(h_{\text{тн}} - h'_{\text{к}}) + \sum G_{\text{др}j}(h'_{\text{др}j} - h'_{\text{к}}). \quad (3.17)$$

где $G_{\text{к, min}}$ – минимально-вентиляционный расход пара в конденсатор;
 $h_{\text{тн}}$, $h'_{\text{к}}$ – энтальпия пара в нижнем отопительном отборе (на входе в ЧНД) и конденсата в конденсаторе на исходном режиме работы турбины с нормальным вакуумом;

$G_{\text{др}j}$, $h'_{\text{др}j}$ – величина j -го сброса дренажа и его энтальпия на том же режиме.

Теплота $Q_{\text{др}}$ сброса дренажей составляет 10–20 % от $Q_{\text{к, min}}$.

Поскольку на исходном режиме при $G_{\text{к, min}}$ мощность ЧНД близка к нулю, то $\Delta N_{\text{к, ЧНД}}$ может находиться как потребление мощности в ступенях ЧНД при ухудшенном вакууме в конденсаторе.

При подогреве в конденсаторе сетевой воды ЧНД турбин работает на развитых вентиляторных режимах. При этом величина $\Delta N_{\text{к, ЧНД}}$ определяется конструктивными характеристиками последних ступеней и плотностью (давлением) отработавшего пара, и ее можно определить по формуле

$$\Delta N_{\text{к, ЧНД}} = C\rho_2, \quad (3.18)$$

где C – коэффициент, определяющий величину потребления мощности в группе ступеней при одинаковой плотности пара ρ_2 .

Для ЧНД турбины Т-100-130 УТЗ, состоящей из двух ступеней в каждом из двух потоков пара, $C = 17400$ кВт·м³/кг, для ЧНД турбины Т-50-130 УТЗ – $C = 8700$ кВт·м³/кг, а для турбины ПТ-135/165-130/15 УТЗ – $C = 26260$ кВт·м³/кг [15].

Так как на режимах трехступенчатого подогрева сетевой воды осуществляется охлаждение выхлопного патрубка и последней ступени турбины, то плотность отработавшего пара ρ_2 может приниматься в зависимости от давления в конденсаторе $p_{\text{к}}$ при температуре пара около 90 °С.

Давление отработавшего пара определяется температурой насыщения

$$t_{\text{к}} = t_{\text{ос}} + \Delta t_{\text{св}} + \delta t_{\text{к}}, \quad (3.19)$$

где $t_{\text{ос}}$, $\Delta t_{\text{св}}$ – температура обратной сетевой воды и ее нагрев в конденсаторе:

$$\Delta t_{\text{св}} = Q_{\text{ут}} / (G_{\text{св}} C_p^{\text{в}}); \quad (3.20)$$

$\delta t_{\text{к}}$ – недогрев сетевой воды до температуры насыщения, то есть температурный напор в конденсаторе ($\delta t_{\text{к}} \approx 3\text{--}5$ °C).

Возможное снижение мощности на базе отопительных отборов

$$\Delta N_{\text{тф,от}} = Q_{\text{ут}} W_{\text{т,ср}}, \quad (3.21)$$

где $W_{\text{т,ср}}$ – среднее значение удельной выработки электроэнергии для отопительных отборов турбин ТЭЦ.

Величину $\Delta B_{N_{\text{тф}}}$ в (3.12) необходимо учитывать при работе турбин с неполной нагрузкой отопительных отборов, то есть в межотопительный (летний) и переходный периоды, когда за счет нагрева сетевой воды в пучке конденсатора вытесняется нагрузка отборов ТЭЦ. В зимний период, когда отопительные отборы турбин загружаются в полной мере и приходится включать в работу ПВК, $\Delta B_{N_{\text{тф}}}$ может приниматься равным нулю, так как в этом случае на величину $Q_{\text{ут}}$ будет вытесняться нагрузка ПВК, а не отопительных отборов турбин.

Значение $\Delta N_{\text{цн}}$ в выражении (3.16) равно мощности циркуляционного насоса, который должен был работать на исходном режиме с расходом пара в конденсатор $G_{\text{к, мин}}$ и нормальным вакуумом.

Для охлаждения выхлопа и последней ступени турбины при ухудшенном вакууме предусматривается подача основного конденсата (чаще по линии рециркуляции) на впрыск в выхлопную часть турбины. Так как при такой схеме охлаждения не возникают безвозвратные потери теплоты и не изменяется мощность турбины, то учет охлаждения выхлопа в выражении (3.12) не требуется.

Проведенный в [15] анализ показал, что трехступенчатый подогрев сетевой воды является абсолютно выгодным, когда за счет утилизации $Q_{\text{ут}}$ вытесняется нагрузка ПВК. В этом случае величина экономии топлива достигает 50 % и более от топливного эквивалента утилизируемой теплоты $\Delta B_{Q_{\text{к, экв}}}$. Если за счет утилизации $Q_{\text{ут}}$ вытесняется нагрузка отопительных отборов, то эффективность трехступенчатого подогрева сетевой воды существенно снижается и получаемая системная экономия $\Delta B_{\text{цн}}$ топлива находится в зоне погрешности расчетов.

На ряде турбин высокого давления в связи с их неудовлетворительным техническим состоянием произведено удаление последних ступеней. В таких условиях целесообразной является модернизация части турбин с переводом их в *режим ухудшенного вакуума* и организацией двухступенчатого (конденсатор – сетевой подогреватель) подогрева сетевой воды.

При этом не только вырастает тепловая мощность турбины на величину утилизируемой в конденсаторе теплоты отработавшего пара $Q_{\text{ут}}$ (с соответствующим снижением вынужденного отпуска теплоты с горячей водой от пиковых источников), но и увеличивается теплофикационная выработка электроэнергии, что может обеспечить значительную экономию топлива в энергосистеме.

Экономия топлива может быть найдена по формуле, аналогичной (3.12). Пример расчета дан в прил. П5.

Снижение потерь теплоты в цикле за счет уменьшения вентиляционного расхода $\Delta G_{\text{к, min}}$ пара в конденсатор путем *уплотнения поворотных диафрагм ЧНД* теплофикационных установок приводит к экономии топлива $\Delta B_{\text{УПД}}$, которую можно найти по формуле [15]

$$\Delta B_{\text{УПД}} = \Delta B_{G_{\text{к}}} - \Delta B_{G_{\text{рец}}} - \Delta B_{N_{\text{к}}} - \Delta B_{N_{\text{тф}}} - \Delta B_{Q_{\text{охл}}}, \quad (3.22)$$

где $\Delta B_{G_{\text{к}}}$ – топливный эквивалент снижения потерь теплоты конденсации пара:

$$\Delta B_{G_{\text{к}}} = \Delta Q_{\text{к}} b_{\text{тэ}} = \Delta G_{\text{к}}^{\text{min}} (h_{\text{тн}} - h'_{\text{к}}) b_{\text{тэ}}; \quad (3.23)$$

$\Delta B_{G_{\text{рец}}}$ – топливный эквивалент дополнительных потерь теплоты, связанных с увеличением расхода $\Delta G_{\text{рец}}$ конденсата по линии рециркуляции:

$$\Delta B_{G_{\text{рец}}} = \Delta G_{\text{рец}} (h_{\text{рец}} - h'_{\text{к}}) b_{\text{тэ}} = (\Delta G_{\text{к, min}} - G_{\text{охл}})(h_{\text{рец}} - h'_{\text{к}}) b_{\text{тэ}}; \quad (3.24)$$

$\Delta B_{N_{\text{к}}}$ – перерасход топлива вследствие изменения (снижения) мощности $\Delta N_{\text{к, ЧНД}}$ ЧНД турбины против исходного режима по формуле (3.14);

$\Delta B_{N_{\text{ТФ}}}$ – возможный перерасход топлива, связанный со снижением теплофикационной мощности $\Delta N_{\text{ТФ}}$, от на базе отопительных отборов по формуле (3.15);

$\Delta B_{Q_{\text{охл}}}$ – перерасход топлива вследствие охлаждения ЧНД турбины:

$$\Delta B_{Q_{\text{охл}}} = Q_{\text{охл}} b'_{\text{зам}}; \quad (3.25)$$

$h_{\text{рец}}$ – энтальпия конденсата в линии рециркуляции;

$\Delta G_{\text{рец}}$ – изменение расхода конденсата по линии рециркуляции, вызванное снижением расхода пара в конденсатор на $\Delta G_{\text{к}}^{\text{min}}$;

$Q_{\text{охл}}$ – расход теплоты на охлаждение ЧНД с учетом ее энергоценности.

Характер изменения мощности ЧНД будет зависеть от режима работы этого отсека при исходном (без уплотнения поворотной диафрагмы) значении минимально-вентиляционного расхода пара в конденсатор $G_{\text{к, min}}$.

Если на этом режиме ЧНД работает с положительным КПД ($N_{\text{ЧНД, исх}} > 0$), то при снижении $G_{\text{к, min}}$ от исходного значения на величину $\Delta G_{\text{к, min}}$ произойдет определенное уменьшение мощности ЧНД

$$\Delta N_{\text{ЧНД}} = N_{\text{ЧНД, исх}} - N_{\text{ЧНД}}$$

будет положительным.

Если на исходном режиме ЧНД работает с потреблением мощности, то величина $\Delta N_{\text{ЧНД}}$ является отрицательной, и значение ее определяется в первую очередь не расходом пара, а давлением в конденсаторе (плотностью отработавшего пара).

При уменьшении $G_{\text{к, min}}$ давление в конденсаторе может снижаться. Пренебрегая этим (принимая для сопоставляемых режимов турбоустановок $p_{\text{к}} = \text{idem}$), значение $\Delta N_{\text{ЧНД}}$ и $\Delta B_{N_{\text{к}}}$ в формуле (3.21) для этого случая в первом приближении может приниматься равным нулю.

Энтальпию пара в нижнем отборе $h_{\text{тн}}$ на характерном режиме работы турбины и изменение мощности ЧНД при снижении расхода пара в конденсатор следует определять по нормативным энергетическим характеристикам турбоустановки.

Так как в линии рециркуляции поддерживается температура $t_{\text{рец}} \approx 60^\circ\text{C}$, то можно принимать $h_{\text{рец}} \approx 60 \text{ ккал/кг} \approx 250 \text{ кДж/кг}$.

При работе турбины с ограниченной заданной тепловой нагрузкой отопительных отборов снижение расхода пара в конденсатор на величину $\Delta G_{\text{к, min}}$ приведет к уменьшению мощности турбины до ЧНД на этом потоке пара. Возможное снижение мощности турбины на потоке пара $\Delta G_{\text{к, min}}$ можно рассчитать по формуле

$$\Delta N_{\text{от}} = \Delta G_{\text{к, min}} (h_0 - h_{\text{тн}}) (1 + e_p), \quad (3.26)$$

где $h_0, h_{\text{тн}}$ – энтальпия пара на входе в турбину и на входе в ЧНД;

e_p – доля регенеративной выработки электроэнергии для потока пара из нижнего отопительного отбора.

Заменяя систему регенерации условным отбором, значение e_p можно найти как

$$e_p = \frac{h_{\text{пв}} - h_{\text{тн}}}{h_y - h_{\text{пв}}} \frac{h_0 - h_y}{h_0 - h_{\text{тн}}}, \quad (3.27)$$

где $h_{\text{пв}}, h_y$ – энтальпия питательной воды и пара в условном отборе.

Величина h_y находится при давлении в условном отборе, температура насыщения пара при котором отвечает условию

$$t_{\text{н, y}} = (t_{\text{пв}} + t_{\text{тн}}) / 2. \quad (3.28)$$

Величина $\Delta B_{N_{\text{тф}}}$ должна учитываться при работе турбины с частичной тепловой нагрузкой. В зимний период работы ТЭЦ, когда отборы турбин полностью загружены и ПКВ включены в работу, $\Delta N_{\text{от}} = 0$ и $\Delta B_{N_{\text{тф}}} = 0$, поскольку при этом за счет снижения расхода пара в конденсатор возможно соответствующее увеличение тепловой нагрузки турбины и сохранение ее мощности до ЧНД.

При расчете эффекта от уплотнения поворотных диафрагм ЧНД необходимо учитывать затраты энергии на охлаждение выхлопного патрубка турбины. Обычно с этой целью применяется впрыск в периферийную область, за последней ступенью ЧНД, перегретого кон-

денсата, отбираемого после верхних подогревателей низкого давления (ПНД). При этом дополнительный расход теплоты на турбину из-за охлаждения ЧНД равен

$$Q_{\text{охл}} = G_{\text{охл}} (h_{\text{охл}} - h'_{\text{к}}) \xi_{\text{ср}}, \quad (3.29)$$

где $G_{\text{охл}}$, $h_{\text{охл}}$ – расход конденсата на впрыск и его энтальпия;

$\xi_{\text{ср}}$ – среднее значение коэффициента ценности теплоты отборов на ПНД, в которых производится нагрев конденсата, забираемого на впрыск.

Необходимое увеличение расхода конденсата по линии рециркуляции можно найти как

$$\Delta G_{\text{рец}} = \Delta G_{\text{к, min}} - G_{\text{охл}}. \quad (3.30)$$

Как видно, с учетом соотношения значений $\Delta G_{\text{к, min}}$ и $G_{\text{охл}}$ величина $\Delta G_{\text{рец}}$ может быть как положительной, так и отрицательной. В целом же влияние второго члена в формуле (3.22) оказывается незначительным и в приближенных расчетах может не учитываться.

Если ТЭЦ работает с ПВК и при уплотнении поворотной диафрагмы ЧНД возможно сохранение мощности турбины до ЧНД, то величина экономии топлива $\Delta B_{\text{уПД}}$ по формуле (3.22) составляет около 85...90 % от значения первого члена в этой формуле. В противном случае экономия теплоты будет примерно 50 % от величины первого члена в формуле (3.22).

Формулу (3.22) необходимо в отдельности использовать для периодов работы турбины с $\Delta N_{\text{тф, от}} = 0$ и $\Delta N_{\text{тф, от}} \neq 0$, а результаты расчетов – суммировать.

Само по себе уплотнение поворотных диафрагм ЧНД не изменяет маневренных характеристик турбин и сохраняет возможность их работы по электрическому графику. Поэтому это мероприятие является при всех условиях выгодным. Однако необходимо выбирать очередность реализации данного решения для турбин различных ТЭЦ, с целью обеспечения максимального эффекта от вложения средств.

3.2. Мероприятия по повышению экономичности котельных установок ТЭС

Рассмотрим методики расчета экономии топлива при применении некоторых энергосберегающих мероприятий [15].

Лучше всего экономичность работы котлоагрегата, то есть его КПД, определяется величиной потерь теплоты с уходящими газами q_2 .

При этом изменение потерь теплоты с уходящими газами, вызванное отклонением температуры уходящих газов $\Delta q_2(t_{yx})$ и коэффициента избытка воздуха в них $\Delta q_2(\alpha_{yx})$ от исходных значений, рассчитываются по формулам, соответственно,

$$\Delta \eta_{\kappa(t_{yx})}^{\text{бр}} = -\Delta q_2(t_{yx}) = q_{2, \text{исх}} \frac{t_{yx} - t_{yx, \text{исх}}}{t_{yx, \text{исх}} - \frac{\alpha_{yx, \text{исх}} t_{xв}}{t_{yx, \text{исх}} + b}}; \quad (3.31)$$

$$\begin{aligned} \Delta \eta_{\kappa(\alpha_{yx})}^{\text{бр}} &= -\Delta q_2(\alpha_{yx}) = \\ &= q_{2, \text{исх}} \left[\frac{\left(K \alpha_{yx} + c \right) \left(t_{yx, \text{исх}} - \frac{\alpha_{yx} t_{xв}}{\alpha_{yx, \text{исх}} + b} \right)}{\left(K \alpha_{yx, \text{исх}} + c \right) \left(t_{yx, \text{исх}} - \frac{\alpha_{yx} t_{xв}}{\alpha_{yx, \text{исх}} + b} \right)} - 1 \right], \end{aligned} \quad (3.32)$$

где $q_{2, \text{исх}}$, $t_{yx, \text{исх}}$, $\alpha_{yx, \text{исх}}$ – исходные (номинальные) значения потерь тепла с уходящими газами, их температуры и коэффициента избытка воздуха до ввода энергосберегающего мероприятия;

K , c , b – эмпирические коэффициенты, зависящие от вида топлива, для мазута и твердых топлив и его приведенной влажности $W^{\text{п}}$:

– для попутного газа:

$$K = 3,52; \quad c = 0,62; \quad b = 0,18;$$

– для природного газа:

$$K = 3,53; \quad c = 0,6; \quad b = 0,18;$$

– для мазута и нефти:

$$K = 3,495 + 0,023 W^n K_{\text{пр}};$$

$$c = 0,44 + 0,04 W^n K_{\text{пр}};$$

$$b = 0,13;$$

– для торфа:

$$K = 3,42 + 0,021 W^n K_{\text{пр}};$$

$$c = 0,76 + 0,044 W^n K_{\text{пр}};$$

$$b = 0,25 + 0,01 W^n K_{\text{пр}};$$

– для бурых углей:

$$K = 3,46 + 0,021 W^n K_{\text{пр}};$$

$$c = 0,51 + 0,042 W^n K_{\text{пр}};$$

$$b = 0,16 + 0,11 W^n K_{\text{пр}},$$

где $K_{\text{пр}} = 1$, если теплотворная способность топлива выражается в ккал/кг, и $K_{\text{пр}} = 4,187$ – при измерении Q_p^H в кДж/кг.

При работе котлоагрегатов попеременно на различных видах топлива (например, на газе и мазуте) значения показателей подсчитываются для каждого вида топлива в отдельности, а по ним затем определяются средневзвешенные по теплотворной способности топлива величины.

Итоговое отклонение КПД котла брутто, при изменении потерь теплоты с уходящими газами

$$\Delta \eta_{\text{к}(q_2)}^{\text{бр}} = \Delta \eta_{\text{к}(t_{\text{yx}})}^{\text{бр}} + \Delta \eta_{\text{к}(\alpha_{\text{yx}})}^{\text{бр}} = \Delta q_2, \quad (3.33)$$

где $\Delta q_2 = \Delta q_{2(t_{\text{yx}})} + \Delta q_{2(\alpha_{\text{yx}})}$ – итоговое изменение потерь теплоты с уходящими газами.

Экономия топлива вследствие изменения КПД котла брутто за расчетный период

$$\Delta B_{\eta_k} = B_{k, \text{исх}} \Delta \eta_k^{\text{бр}} / \eta_{k, \text{исх}}^{\text{бр}} h_{\text{уст}}, \quad (3.34)$$

где $\eta_{k, \text{исх}}^{\text{бр}}$, $B_{k, \text{исх}}$ – исходные (номинальные) значения КПД брутто и расхода условного топлива до внедрения энергосберегающего мероприятия;

$\Delta \eta_k^{\text{бр}}$ – изменение КПД котла брутто вследствие внедрения энергосберегающего мероприятия;

$h_{\text{уст}}$ – количество часов использования установленной мощности котла в период τ после внедрения энергосберегающего мероприятия.

Здесь и далее в этом подразделе

$$h_{\text{уст}} = D_{\tau} / D_{\text{п, ном}}, \quad (3.35)$$

где D_{τ} – выработка пара котлом за рассматриваемый период τ ;

$D_{\text{п, ном}}$ – номинальная паропроизводительность котла, т/ч.

Внедрение энергосберегающих мероприятий может приводить к изменению расхода электроэнергии на собственные нужды $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$, вызванное снижением или увеличением затрат электроэнергии на тягу и дутье.

Дополнительную экономию (или перерасход) топлива вследствие $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$ можно найти как

$$\Delta B_{\text{сн}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} b_{\text{зам}}. \quad (3.36)$$

В результате суммарная экономия топлива за период τ составит

$$\Delta B_{\text{эк}} = \Delta B_{\eta_k} + \Delta B_{\text{сн}}. \quad (3.37)$$

Оптимизация режима горения

Модернизация и замена горелочных устройств на более совершенную конструкцию позволяет получить более однородную воздушно-топливную смесь.

При этом снижаются потери с химическим q_3 и механическим q_4 (при сжигании мазута) недожогом, что приводит к экономии топлива, которую можно рассчитать по формуле (3.34).

В этом случае $\Delta\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ – изменение КПД брутто котлоагрегата в связи с изменением потерь q_3 и Δq_4

$$\Delta\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = -(\Delta q_3 + \Delta q_4),$$

которые, в свою очередь, определяются как разность этих потерь до и после замены горелочных устройств.

Величины потерь с химическим недожогом определяются по замеренной в режимном сечении объемной концентрации окиси углерода CO, соответственно, до и после замены горелочных устройств по формуле [15]

$$q_3 = \frac{126,5\text{CO} + 108,1(0,332\text{CO} + 0,028\text{CO}^2)}{4,19Q_{\text{пр}}} 100, \% \quad (3.38)$$

где $Q_{\text{пр}}$ – приведенная теплота сгорания топлива; может приниматься равной: $1000 \text{ ккал/м}^3 = 4,19 \text{ МДж/м}^3$ – для природного газа; $966 \text{ ккал/м}^3 = 4,04 \text{ МДж/м}^3$ – для малосернистого мазута; $1000 \text{ ккал/м}^3 = 4,19 \text{ МДж/м}^3$ – для сернистого мазута.

Значения механического недожога определяются путем измерений в балансовом сечении сажистого недожога по числу Бахараха, соответственно, до и после замены горелочных устройств.

Внедрение систем автоматического регулирования (АСР) процесса горения с коррекцией по CO и O₂ приводит к тому, что:

- повышается КПД брутто котла вследствие уменьшения коэффициента избытка воздуха в топке $\alpha_{\text{т}}$, что вызывает уменьшение объема $\alpha_{\text{ух}}$ и температуры $t_{\text{ух}}$ уходящих газов, а значит и потерь теплоты q_2 ;
- сокращается расход электроэнергии на тягу и дутье, из-за уменьшения объема общего воздуха, $\alpha_{\text{т}}$ и, соответственно, объема уходящих газов.

Повышение КПД $\Delta\eta_{\text{к}, q_2}^{\text{бр}}$ котла брутто и экономию топлива $\Delta B_{\eta_{\text{к}}}$ за счет снижения q_2 путем внедрения АСР можно найти по формулам (3.33) и (3.34).

Значение коэффициента избытка воздуха в топке при отсутствии химической неполноты сгорания топлива можно рассчитать по упрощенной формуле

$$\alpha = \frac{21 - \rho O_2}{21 - O_2}, \quad (3.39)$$

где O_2 – объемное содержание кислорода в сухих продуктах сгорания, %;

ρ – коэффициент, принимаемый равным 0,02 – для твердых топлив; 0,05 – для мазута; 0,08 – для попутного газа и 0,1 – для природного газа.

Изменение расхода электроэнергии на собственные нужды, вызванное снижением затрат электроэнергии на тягу и дутье $\mathcal{E}_{\text{т+д, исх}}$ вследствие изменения коэффициента избытка воздуха в топке $\Delta\alpha_{\text{т}}$, можно найти по формуле [15]

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{сн}} = \mathcal{E}_{\text{т+д, исх}} D_{\text{т}} \Delta\alpha_{\text{т}} / \alpha_{\text{т}}, \quad (3.40)$$

где $\mathcal{E}_{\text{т+д, исх}}$ – исходный (номинальный) удельный расход электроэнергии на тягу и дутье, определяемый по режимной карте котла.

Дополнительную экономию топлива, вследствие снижения расхода электроэнергии на тягу и дутье, можно найти по формуле (3.36), а суммарную экономию топлива – по формуле (3.37).

Одним из основных режимных мероприятий, направленных на снижение низкотемпературной коррозии хвостовых поверхностей нагрева при работе котла на мазуте, является *сжигание мазута с предельно низкими избытками воздуха* ($\alpha_{\text{т}} = 1,02-1,03$).

Это позволяет снизить коррозию поверхностей нагрева до минимума за счет уменьшения образования SO_3 при горении, что повышает надежность работы регенеративного воздухоподогревателя (РВП) и продлевает время его эксплуатации.

Одновременно с этим снижаются потери теплоты с уходящими газами вследствие уменьшения их объема и температуры.

Экономия условного топлива от внедрения мероприятия с учетом снижения расхода электроэнергии на тягу и дутье можно найти по формулам (3.34), (3.36) и (3.37).

Увеличение поверхностей нагрева котла

Внедрение *конденсационного экономайзера* (КЭ) для подогрева сырой воды на нужды ХВО при работе котла на природном газе применяется с целью глубокой утилизации теплоты уходящих газов.

Внедрение КЭ приводит не только к уменьшению потерь теплоты с уходящими газами, но и к увеличению расхода электроэнергии на собственные нужды.

Теплоту, полезно используемую в КЭ, можно найти по формуле

$$Q_{\text{КЭ}} = G_{\text{св}} \Delta t_{\text{св}} C_{\text{р}}^{\text{в}}, \quad (3.41)$$

где $G_{\text{св}}$, $\Delta t_{\text{св}}$ – расход сырой воды через КЭ и в процессе ее нагрев;

$C_{\text{р}}^{\text{в}}$ – теплоемкость сырой воды.

Приращение КПД котла брутто при этом составит

$$\Delta \eta_{\text{к, КЭ}}^{\text{бр}} = -\Delta q_{2, \text{КЭ}} = Q_{\text{КЭ}} / (B_{\text{к, исх}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}), \quad (3.42)$$

а экономию топлива $\Delta B_{q_{2, \text{КЭ}}}$ можно найти по формуле, аналогичной (3.34).

Изменение потребления электроэнергии при установке КЭ можно рассчитать по формуле [15]

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} = \mathcal{E}_{\text{т, исх}} D_{\text{т}} \Delta S / S_{\text{исх}}, \quad (3.43)$$

где $\mathcal{E}_{\text{т, исх}}$ – исходное (номинальное) значение расхода электроэнергии на тягу (дымососы), определяемое по режимным картам;

$S_{\text{исх}}$ – исходное (номинальное) разрежение газов перед дымососами до установки КЭ;

ΔS – изменение разрежения газов, определяемое как разность разрежения газов перед дымососами до $S_{\text{исх}}$ и после S внедрения КЭ:

$$\Delta S = S_{\text{исх}} - S.$$

Перерасход топлива, вследствие увеличения расходов электроэнергии $\Delta B_{\text{сн}}$ на собственные нужды, можно найти по формуле (3.36).

В результате экономия топлива составит

$$\Delta B_{\text{эк, КЭ}} = \Delta B_{q_2, \text{КЭ}} - \Delta B_{\text{сн}}. \quad (3.44)$$

Снижение термического сопротивления поверхностей нагрева

Очистка поверхностей нагрева котлов приводит к увеличению коэффициента теплопроводности и, соответственно, тепловосприятости как радиационных, так и конвективных поверхностей нагрева.

Вследствие этого при заданной нагрузке котла температура уходящих газов снижается, и увеличение КПД котла брутто $\Delta \eta_{\text{к}}^{\text{бр}}(t_{\text{yx}})$ можно найти по формуле (3.31).

С учетом периодичности очистки поверхностей нагрева котла с периодом T и линейной зависимости изменения толщины отложений на поверхностях нагрева можно считать изменение КПД котла брутто за период $\tau < T$ равным [15]

$$\Delta \eta_{\text{кт}}^{\text{бр}} = \frac{\Delta \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} + \Delta \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} \left(1 - \frac{\tau}{T}\right)}{2}. \quad (3.45)$$

Экономия $\Delta B_{\text{нк}}$ условного топлива при этом найдется по формуле (3.34).

Уменьшение сопротивления газового тракта котла приводит к снижению расхода электроэнергии на тягу по формуле (3.43). С учетом периодичности очисток поверхностей нагрева изменение потребляемой электроэнергии на собственные нужды за период τ составит

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{т}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{т}} \left(1 - \frac{\tau}{T}\right)}{2}. \quad (3.46)$$

Экономия топлива, вследствие снижения расхода электроэнергии на тягу, можно найти по формуле (3.36), а общую экономию топлива – по формуле (3.37).

Обработка воды специальными ингибиторами накипи и коррозии позволяет снизить скорость образования отложений и загрязнений на внутренних поверхностях труб, что приводит к увеличению ко-

эффицента теплопроводности конвективных и радиационных поверхностей нагрева, а также повышает надежность их работы.

Изменение удельного тепловосприятия на котле при обработке воды ингибиторами можно определить как [15]

$$\Delta Q_{\text{инг}} = B_{\text{к, исх}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} \Delta \delta_{\text{н}} / (a + \delta_{\text{н}}), \quad (3.47)$$

где $\delta_{\text{н}}$, $\Delta \delta_{\text{н}}$ – толщина накипи внутри поверхностей нагрева до применения ингибиторов и ее изменение после обработки (можно принять равной 0,2...0,5 мм);

a – коэффициент, равный 10...15.

Тогда экономия условного топлива составит

$$\Delta B_{\text{эк, инг}} = B_{\text{к, исх}} h_{\text{уст}} \Delta \delta_{\text{н}} / (a + \delta_{\text{н}}). \quad (3.48)$$

Снижение потерь теплоты на наружное охлаждение и влияние присосов воздуха в газоходы

Уплотнение шиберов на котлах приводит к снижению присосов воздуха в газоходы, а значит и к уменьшению избытка воздуха в уходящих газах и потери теплоты с ними. Увеличение КПД брутто котла и экономию условного топлива при этом можно рассчитать по формулам (3.32) и (3.34).

Уплотнение шиберов также приводит к снижению потребляемой электроэнергии на тягу на величину:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} = \mathcal{E}_{\text{т, исх}} D_{\text{т}} \Delta \alpha_{\text{ух}} / \alpha_{\text{ух, исх}}, \quad (3.49)$$

где $\alpha_{\text{ух, исх}}$, $\Delta \alpha_{\text{ух}}$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах до уплотнения шиберов и его снижение вследствие этого.

Дополнительную экономию топлива, вследствие снижения расхода электроэнергии на тягу, можно найти по формуле (3.36), а суммарную экономию топлива – по формуле (3.37).

Замена обмуровки и обшивки топки котла проводится с целью снижения потерь теплоты в окружающую среду q_5 , а также снижения присосов воздуха в топку.

Изменение потерь в окружающую среду можно рассчитать по формуле [15]

$$\Delta \eta_{\text{к, } q_5}^{\text{бр}} = -\Delta q_5 = q_{5, \text{ исх}} \Delta t_{\text{нар}} / t_{\text{нар, исх}}, \quad (3.50)$$

где $\Delta t_{\text{нар}}$ – изменение температуры наружной поверхности обмуровки котла, равное разности значений этой температуры до $t_{\text{нар, исх}}$ и после $t_{\text{нар}}$ проведения мероприятий:

$$\Delta t_{\text{нар}} = t_{\text{нар, исх}} - t_{\text{нар}};$$

$q_{5, \text{исх}}$ – исходная (номинальная) потеря теплоты в окружающую среду до проведения мероприятий (определяется по режимной карте котла).

Отметим, что снижение присосов воздуха в топку приводит не только к уменьшению коэффициента избытка воздуха в уходящих газах $\alpha_{\text{ух}}$, но и к снижению их температуры $t_{\text{ух}}$. Увеличение КПД котла за счет происходящего при этом снижения потерь с уходящими газами $\Delta \eta_{\text{к}, q_2}^{\text{бр}}$ можно рассчитать по формулам (3.31)–(3.33).

Годовую экономию условного топлива из-за повышения КПД

$$\Delta \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = \Delta \eta_{\text{к}, q_2}^{\text{бр}} + \Delta \eta_{\text{к}, q_5}^{\text{бр}}$$

можно найти по формуле (3.34).

Уплотнение топки котла и соответствующее снижение коэффициента избытка воздуха в топке $\Delta \alpha_{\text{т}}$ приводит к снижению потребляемой электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_{\text{т}}$ на тягу (дымососы) по формуле, аналогичной (3.41). Дополнительная экономия топлива, вследствие снижения расхода электроэнергии на тягу, находится по формуле (3.36), а суммарная экономия топлива – по формуле (3.37).

При замене изношенной изоляции на более современные материалы снижаются потери теплоты в окружающую среду

$$\Delta Q_5 = Q_{5, \text{исх}} (1 - \lambda / \delta \delta_{\text{исх}} / \lambda_{\text{исх}}), \quad (3.51)$$

где $\lambda_{\text{исх}}$, λ – коэффициент теплопроводности, соответственно, исходного (старого) и нового материала;

$\delta_{\text{исх}}$, δ – толщина тепловой изоляции, соответственно, из старого и нового материалов, мм;

$Q_{5, \text{исх}}$ – величина теплового потока через теплоизолированное оборудование до замены изоляции.

Экономия топлива при этом можно найти как

$$\Delta B_{\text{эк}, Q_5} = \frac{\Delta Q_5}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{к, исх}}^{\text{бр}}} \tau. \quad (3.52)$$

Реконструкция регенеративного воздухоподогревателя (РВП)

Реконструкция уплотнений на РВП производится с целью снижения перетоков воздуха на газовую сторону РВП.

Со снижением коэффициента избытка воздуха в уходящих газах $\alpha_{\text{ух}}$ уменьшаются потери теплоты с ними по формулам (3.32), (3.33). Экономия условного топлива $\Delta B_{\text{пк}}$ при этом можно рассчитать по формуле (3.34), а с учетом снижения расхода электроэнергии на тягу и дутье $\mathcal{E}_{\text{т+д}}$, вследствие уменьшения мощности, как дымососа, так и вентилятора – по (3.40) и (3.36), (3.37).

Внедрение автоматической следящей системы за зазорами радиальных уплотнений (АССУ) позволяет не только увеличить КПД котла брутто и снизить расходы на собственные нужды вследствие снижения перетоков воздуха на газовую сторону, но и понизить потери с уходящими газами.

Это мероприятие также повышает готовность основного оборудования (к которому относится РВП) к несению нагрузки из-за снижения времени $\tau_{\text{рем}}$ вывода РВП в ремонт.

Дополнительная экономия условного топлива, вследствие влияния последнего фактора, составит [15]

$$\Delta B_{\text{эк, рем}} = \beta_{\text{рем}} B_{\text{к, исх}} h_{\text{уст}}, \quad (3.53)$$

где $\beta_{\text{рем}}$ – коэффициент, показывающий сокращение расхода топлива за счет планирования сроков проведения ремонтных работ РВП, анализа технического состояния и оперативного контроля работы РВП ($\beta_{\text{рем}} = 0,0007 \dots 0,0010$).

В итоге экономия условного топлива найдется как сумма трех слагаемых

$$\Delta B_{\text{эк, АССУ}} = \Delta B_{q_2} + \Delta B_{\text{сн}} + \Delta B_{\text{эк, рем}}. \quad (3.54)$$

Замена набивки РВП на интенсифицированную производится с целью повышения интенсивности теплообмена в воздухоподогре-

вателе. При этом температура уходящих газов снижается на величину [15]

$$\Delta t_{yx} = t_{yx} (\Delta\alpha_{\Gamma} + \Delta\alpha_{\text{в}}) / (\alpha_{\Gamma} + \alpha_{\text{в}}), \quad (3.55)$$

а повышение КПД котла можно найти по формуле (3.32). Здесь $\Delta\alpha_{\Gamma} = \alpha_{\Gamma} - \alpha_{\Gamma, \text{исх}}$; $\Delta\alpha_{\text{в}} = \alpha_{\text{в}} - \alpha_{\text{в, исх}}$ – увеличение коэффициента теплоотдачи набивки, соответственно, с газовой и воздушной стороны РВП, определяемое как разность коэффициентов теплоотдачи интенсифицированной α_{Γ} , $\alpha_{\text{в}}$ и первоначальной $\alpha_{\Gamma, \text{исх}}$, $\alpha_{\text{в, исх}}$ набивки, соответственно, с газовой и воздушной стороны РВП.

Повышение КПД котла брутто и экономия ΔB_{q_2} топлива при этом рассчитываются по формулам (3.31), (3.33), (3.34).

Замена набивки РВП вызовет изменение сопротивления РВП как по газовой, так и по воздушной стороне и соответствующее изменение расхода электроэнергии на тягу и дутье

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} &= D_{\tau} (\mathcal{E}_{\Gamma, \text{исх}} \Delta S / S_{\text{исх}} + \mathcal{E}_{\text{д, исх}} \Delta H / H_{\text{исх}}) = \\ &= \mathcal{E}_{\Gamma+\text{д, исх}} D_{\tau} (\Delta S / S_{\text{исх}} + \Delta H / H_{\text{исх}}) / K_{\text{тд}}, \end{aligned} \quad (3.56)$$

где $\mathcal{E}_{\Gamma, \text{исх}}$, $\mathcal{E}_{\text{д, исх}}$, $\mathcal{E}_{\Gamma+\text{д, исх}}$ – исходные (номинальные) удельные расходы электроэнергии на тягу, дутье и тягу и дутье, определяемые по режимным картам котла;

$S_{\text{исх}}$, $H_{\text{исх}}$ – исходные (номинальные) значения разрежения газов перед дымососами и напора вентиляторов;

$\Delta S = S_{\text{исх}} - S$ – изменение сопротивления РВП по газовой стороне, определяемое как разность значений этого сопротивления до $S_{\text{исх}}$ и после S замены набивки;

$\Delta H = H_{\text{исх}} - H$ – изменение сопротивления РВП по воздушной стороне, определяемое как разность значений этого сопротивления до $H_{\text{исх}}$ и после H замены набивки;

$K_{\text{тд}}$ – коэффициент, показывающий соотношение потребления энергии вентиляторами и дымососами в общем расходе $\mathcal{E}_{\Gamma+\text{д}}$ (при работе котла с уравновешенной тягой можно принять $K_{\text{тд}} = 2$).

Дополнительную экономию топлива, вследствие снижения расхода электроэнергии на собственные нужды, можно найти по формуле (3.36), а полную экономию топлива – по формуле (3.37).

Снижение потерь теплоты мазутного хозяйства

Внедрение режима «холодное хранение» мазута в резервуарах позволяет получить существенную экономию теплоты, по сравнению с его «горячим хранением», а также исключить утечки топлива из резервуаров.

Режим «холодное хранение» используют при длительном хранении мазутов в резервуарах, которые находятся в режиме естественного охлаждения. При достижении мазутом температуры 25–30 °С, мазут подогревают до 70–75 °С и снова переводят в режим «холодное хранение».

В общем случае снижение расхода теплоты рассчитывается как

$$\Delta Q_{\text{м. х}} = (D_{\text{г}}^{\text{п}} h_{\text{п}} - G_{\text{к}} h_{\text{др}} - (D_{\text{г}}^{\text{п}} - G_{\text{к}}) h_{\text{сыр}}) \tau - Q_{\text{хол}}, \quad (3.57)$$

где $D_{\text{г}}^{\text{п}}$, $G_{\text{к}}$ – расход пара, идущий на мазутное хозяйство при «горячем хранении», и его конденсата, возвращенного в тепловую схему;

$h_{\text{п}}$, $h_{\text{др}}$ – энтальпия пара на мазутное хозяйство и его дренажа;

$h_{\text{сыр}}$ – энтальпия сырой воды;

$Q_{\text{хол}}$ – расход тепла на мазутное хозяйство при его «холодном хранении»;

τ – продолжительность рассматриваемого периода.

В межотопительный период при «холодном хранении» для поддержания определенной температуры мазута в резервуарах применяется только горячая вода.

Расход теплоты на мазутное хозяйство при этом составит

$$Q_{\text{хол, м. от}} = G_{\text{гв}} C_{\text{в}}^{\text{п}} (t_{\text{гв}} - t_{\text{сыр}}) \tau_{\text{м. от}}, \quad (3.58)$$

где $G_{\text{гв}}$ – расход горячей воды на мазутное хозяйство;

$t_{\text{гв}}$, $t_{\text{св}}$ – температура горячей воды, идущей на мазутное хозяйство, и сырой воды, соответственно;

$\tau_{\text{м. от}}$ – продолжительность межотопительного периода.

В отопительный период, когда мазут является резервным топливом, для организации быстрого его разогрева всасывающей струей горячего мазута потребуется небольшой расход пара.

В этом случае расход теплоты составит

$$Q_{\text{хол, от}} = D_{\text{х}}^{\text{п}} (h_{\text{п}} - h_{\text{св}}) \tau_{\text{от, п}} + G_{\text{гв}} C_{\text{в}}^{\text{п}} (t_{\text{гв}} - t_{\text{сыр}}) \tau_{\text{от}}, \quad \text{Гкал}, \quad (3.59)$$

где D_x^n – расход пара, идущий на мазутное хозяйство в отопительный период;

$\tau_{от, p}$ – продолжительность разогрева мазута паром в отопительный период;

$\tau_{от}$ – продолжительность отопительного периода.

Экономия топлива можно найти по формуле, аналогичной (3.53).

Если подогрев мазута осуществляется обратной сетевой водой, то в этом случае будет достигаться дополнительная экономия топлива за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении турбоустановками ТЭЦ.

Использование теплоты конденсата пара от мазутного хозяйства соответствует возвращению в схему теплоты:

$$\Delta Q_{к. м. х} = \Delta G_{к. м. х} C_p^B (t_{к. м. х} - t_{сыр}), \quad (3.60)$$

где $\Delta G_{к. м. х}$ – расход конденсата, возвращаемого в тепловую схему;

$t_{к. м. х}$, $t_{сыр}$ – температура конденсата и сырой воды;

C_p^B – теплоемкость воды.

Получаемую экономию топлива можно рассчитать по формуле, аналогичной (3.53).

Использование теплоты непрерывной продувки

Внедрение АСП непрерывной продувки с использованием современных средств измерения солесодержания позволяет уменьшить величину непрерывной продувки за счет регулирования расхода продувочной воды по солесодержанию.

Исходя из теплового баланса расширителя непрерывной продувки, относительная экономия теплоты при этом составит [15]

$$\Delta q_{пр} = \varepsilon \frac{\Delta p D_{п, исх} (h_{вр} - h_{сыр})}{B_{к, исх} Q_H^p}, \quad (3.61)$$

где $D_{п, исх}$ – исходный (номинальный) расход пара;

Δp – изменение расхода продувочной воды до и после внедрения АСП;

$h_{вр}$, $h_{сыр}$ – энтальпия воды после расширителя и сырой воды;

ε – доля воды после расширителя непрерывной продувки.

$$\varepsilon = \frac{h'' - h_{\text{кв}}}{h'' - h_{\text{вр}}}, \quad (3.62)$$

где h'' – энтальпия пара после расширителя непрерывной продувки;
 $h_{\text{кв}}$ – энтальпия котловой воды.

Экономия условного топлива при этом

$$\Delta B_{\text{эк}} = \Delta q_{\text{пр}} B_{\text{к, исх}} h_{\text{уст}} \eta_{\text{к}}^{\text{бр}}. \quad (3.63)$$

Для утилизации теплоты воды непрерывной продувки возможна ее подача после расширителя на подпитку теплосети.

Оптимизация режимов работы котлов

Оптимальное распределение нагрузок между котлоагрегатами, работающими на общую паровую сеть, является важным резервом тепловой экономичности и может обеспечить существенную экономию топлива в энергосистеме без каких-либо дополнительных капитальных вложений.

Выбор производительности и количества работающих котлов ТЭС с параллельными связями должен производиться из условия оптимизации режимов их работы по критерию минимума расхода топлива

$$D_{\text{к}} \rightarrow \min. \quad (3.64)$$

При этом должны быть учтены основные влияющие факторы, как по состоянию котлов, так и по гидравлическим потерям давления свежего пара из-за перетоков по общим участкам паропровода.

Снижение технического минимума нагрузки котла позволит снизить потери, связанные с остановом и последующим пуском котла из «холодного» или «горячего» резервов.

Использование теплоты общеобменной вентиляции главного корпуса для повышения экономичности котлов в отопительный период

Эксплуатационными документами рекомендуется, в целях предотвращения захлаживания главного корпуса в отопительный период, переключать шиберы холодного воздуха на его забор снаружи главного корпуса. В то же время, в процессе эксплуатации системы вентиляции главного корпуса ТЭС образуется значительное количе-

ство теплого воздуха вследствие тепловыделения оборудования станции. При условии контроля за температурой в цеху теплый воздух может частично использоваться в качестве «холодного» для котлов.

Повышение КПД котла брутто, вследствие увеличения температуры холодного воздуха $t_{хв}$, можно оценить по нормативным энергетическим характеристикам. Например, для котлоагрегата типа БКЗ-420-140 ГМ повышение температуры холодного воздуха на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ приводит к повышению КПД котла брутто на $\Delta\eta_{к(t_{хв})}^{бр} = 0,047\%$.

Экономию топлива можно рассчитать по формуле (3.34).

3.3. Мероприятия по повышению экономичности ТЭС в целом

Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды

С этой целью возможно снятие избыточных напоров и производительности различных насосов за счет обточка их колес или удаления части ступеней, а также применение регулируемого электропривода на механизмах (дымососы, вентиляторы, насосы, в том числе сетевые), работающих с переменными нагрузками и др.

Расчет энергоэффективности внедрения *частотно-регулируемого электропривода* (ЧРЭП) насосов и тягодутьевых механизмов приведен в [17].

При использовании регулируемого электропривода экономия электроэнергии достигается за счет:

- снижения потерь на дросселирование в регулирующих устройствах;
- устранения влияния холостого хода электродвигателя;
- поддержания оптимального гидравлического режима в сетях;
- снижения потерь в трубопроводах;
- оптимизации режима работы установки, в зависимости от рабочих параметров.

Мощность на валу насосного или тягодутьевого агрегата (далее – агрегата) при работе с заданным расходом G ($\text{м}^3/\text{ч}$) можно рассчитать по формуле

$$N = \frac{G(H_{н} - H_{вс})\rho}{3600 \cdot 102\eta_{м}\eta_{дв}}, \text{ кВт}, \quad (3.65)$$

где $H_{\text{вс}}$, $H_{\text{н}}$ – давление на всасе и напоре агрегата, м. вод. ст.;

ρ – плотность среды, кг/м³;

$\eta_{\text{м}}$, $\eta_{\text{дв}}$ – КПД механизма при фактических напоре и расходе, согласно его характеристике и КПД электродвигателя, о. е.

При определении мощности агрегата до $N_{\text{исх}}$ и после $N_{\text{чрээп}}$ внедрения ЧРЭП в формулу (3.66) подставляется давление на напоре агрегата до $H_{\text{н, исх}}$ и после $H_{\text{н, чрээп}}$ установки ЧРЭП, соответственно.

Годовой расход электроэнергии при работе агрегата с номинальной скоростью $\mathcal{E}_{\text{исх}}$ и с регулируемым электроприводом $\mathcal{E}_{\text{чрээп}}$ определяется по формуле

$$\mathcal{E} = N\tau K_{\text{и}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.66)$$

где N – мощность агрегата до $N_{\text{исх}}$ или после $N_{\text{чрээп}}$ внедрения ЧРЭП, определяемая по формуле (3.66);

τ , $K_{\text{и}}$ – период работы и коэффициент использования агрегата.

Годовая экономия условного топлива от внедрения регулируемого электропривода с учетом потерь на транспорт электроэнергии в электросетях

$$\Delta B = \Delta \mathcal{E} b_{\text{э}} (1 + k_{\text{пот}}), \quad (3.67)$$

где $\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{исх}} - \mathcal{E}_{\text{чрээп}}$ – годовая экономия электроэнергии за счет ввода ЧРЭП;

$b_{\text{э}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от за-мещающей станции в энергосистеме, г у. т./кВт·ч;

$k_{\text{пот}}$ – доля потерь электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных) в системе ГПО «Белэнерго».

Внедрение эффективных пластинчатых теплообменников вместо кожухотрубных

Экономический эффект от внедрения пластинчатых теплообменников достигается за счет [17]:

- увеличения коэффициента теплопередачи;
- уменьшения потерь тепловой энергии по сравнению с кожухотрубным теплообменником вследствие уменьшения наружной поверхности теплообменника (при равной тепловой нагрузке) и более полного использования тепла в процессе теплообмена;

– возможности изменения параметров теплообменника (площади поверхности теплообмена, коэффициента теплопередачи);

– увеличения срока службы, удешевления и простоты обслуживания, отсутствия необходимости в теплоизоляции.

Передача тепловых нагрузок на ТЭЦ

Экономический эффект за счет передачи на ТЭЦ дополнительной тепловой нагрузки получается путем увеличения теплофикационной выработки $\Delta Q_{\text{тф}}$ электрической энергии паром теплофикационных и производственных отборов:

$$\Delta Q_{\text{тф}} = Q_{\text{т, год}} W_{\text{т, ср}} + Q_{\text{п, год}} W_{\text{п, ср}}, \quad (3.68)$$

где $W_{\text{т, ср}}$, $W_{\text{п, ср}}$ – среднегодовые значения удельной выработки электроэнергии паром отопительных и производственных отборов турбин ТЭЦ, на которую планируется передать дополнительную тепловую нагрузку;

$Q_{\text{т, год}}$ – дополнительная присоединенная теплофикационная нагрузка; определяется суммарной годовой потребностью в теплоте на отопление $Q_{\text{от, год}}$, вентиляцию $Q_{\text{в, год}}$ и горячее водоснабжение $Q_{\text{г. в, год}}$ жилых и общественных зданий района:

$$Q_{\text{т, год}} = Q_{\text{от, год}} + Q_{\text{в, год}} + Q_{\text{г. в, год}}; \quad (3.69)$$

$Q_{\text{п, год}}$ – дополнительная присоединенная паровая нагрузка.

Для действующих промышленных предприятий $Q_{\text{п, год}}$ может определяться по эксплуатационным данным или нормам расхода ТЭР [17].

Экономия топлива при передаче тепловых нагрузок с котельной на ТЭЦ, а также подключении к ТЭЦ нагрузок вновь вводимых потребителей, можно найти как сумму

$$\Delta B_{\text{эк, ТЭЦ}} = \Delta B_{\text{Этф}} + \Delta B_{\text{тэ}} + \Delta B_{\text{сн}}, \quad (3.70)$$

где $\Delta B_{\text{Этф}}$ – экономия топлива в энергосистеме за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении по формуле (3.3);

$\Delta B_{\text{тэ}}$ – перерасход топлива вследствие разных удельных расходов топлива на производства теплоты на ТЭЦ $b_{\text{тэ, ТЭЦ}}$ и котельной $b_{\text{тэ, кот}}$:

$$\Delta B_{\text{ТЭ}} = Q_{\text{т, год}} (b_{\text{ТЭ, кот}} - b_{\text{ТЭ, ТЭЦ}}); \quad (3.71)$$

$\Delta B_{\text{сн}}$ – перерасход топлива вследствие разных расходов электроэнергии на собственные нужды, относимые на производство теплоты и транспорт тепловой энергии на ТЭЦ $\mathcal{E}_{\text{сн, ТЭЦ}}$ и котельной $\mathcal{E}_{\text{сн, кот}}$:

$$\Delta B_{\text{сн}} = Q_{\text{т, год}} (\mathcal{E}_{\text{сн, кот}} - \mathcal{E}_{\text{сн, ТЭЦ}}) b'_{\text{зам}}. \quad (3.72)$$

Применение детандер-генераторной установки

Детандер-генераторная установка (ДГУ) представляет собой устройство, в котором энергия потока природного газа преобразуется сначала в механическую энергию в детандере (турбодетандере), а затем в электрическую энергию в генераторе.

Принципиальная схема включения ДГУ на ТЭС приведена на рис. 3.1 [18].

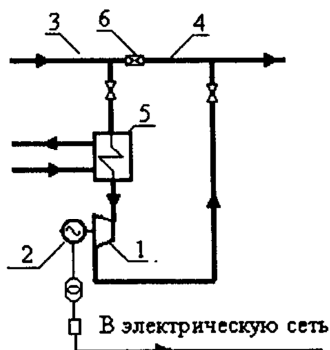


Рис. 3.1. Схема ДГУ:

1 – (турбо)детандер; 2 – генератор; 3, 4 – трубопроводы высокого и низкого давления, соответственно; 5 – теплообменник; 6 – дроссель

Как видно из рис. 3.1, (турбо)детандер включается параллельно дросселирующему устройству газорегуляторного пункта (ГРП) ТЭС. Снижение давления газа при использовании ДГУ происходит не за счет дросселирования, а за счет его расширения в (турбо)детандере.

Для предотвращения захлаживания природного газа и образования газовых гидратов в ДГУ перед (турбо)детандером устанавливаются теплообменники, в которых природный газ подогревается теплотой низкого потенциала, например, теплотой сетевой воды.

Методика расчета энергетической эффективности применения ДГУ на ТЭС приведена в разделе 3 [16].

4. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭС ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

4.1. Способы модернизации теплофикационных паротурбинных установок с применением парогазовых технологий (на примере турбины Т-100/120-130)

В настоящее время одним из наиболее перспективных путей развития теплоэнергетики является внедрение парогазовых установок либо за счет нового строительства, либо за счет использования существующих турбоустановок ТЭС в составе ПГУ.

Подробно возможные схемы применения ПГУ и их сравнительная характеристика дана в [9], а также в разделе 3 курса лекций по дисциплине [3].

Рассмотрим способы модернизации теплофикационных паротурбинных установок (ПТУ) с реализацией парогазового цикла на базе турбоустановок типа Т-100/120-130 Уральского турбинного завода (УТЗ) [19].

Отметим, что при применении ПГУ любого типа теплофикационные комбинированные установки отличаются от конденсационных большей долей мощности ГТУ $N_{ГТУ}$ в суммарной мощности ПГУ $N_{ПГУ}$. При этом для теплофикационных ПГУ мощность и параметры ГТУ выбираются из условия получения максимальной мощности $N_{ПГУ}$ при заданном отпуске теплоты от ПГУ, то есть большей величины удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $W_{\text{ф. пгу}}$, а не КПД $\eta_{\text{ПГУ}}^3$ как для конденсационной ПГУ.

Первый способ, требующий наименьших капитальных вложений, – это использование уходящих газов ГТУ для полного или частичного подогрева основного конденсата и питательной воды ПТУ с «вытеснением пара регенеративных отборов» – ПГУ-Р.

Принципиальная тепловая схема ПГУ-Р с турбиной Т-100/120-130 УТЗ представлена на рис. 4.1.

Выбор ГТУ для модернизации производится на основе расчета уравнений теплового баланса газовойдыных подогревателей низкого (ГВП НД) и высокого (ГВП ВД) давления, вытесняющих нагрузку ПНД и ПВД соответственно. В зависимости от степени вытеснения регенерации и параметров уходящих газов ГТУ для такой схемы может быть выбрана ГТУ мощностью 10–25 МВт [20].

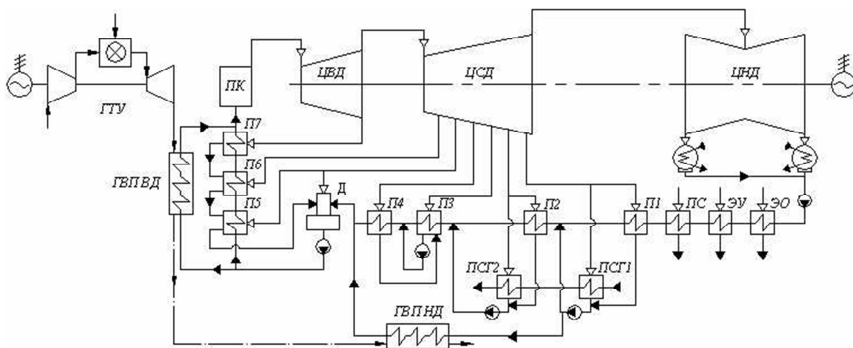


Рис. 4.1. Принципиальная тепловая схема ПГУ-Р (с вытеснением регенерации) с паровой турбиной Т-100/120-130:

ГТУ – газотурбинная установка; ПК – паровой котел; ГВП – газовойдяной подогреватель; ПСГ – подогреватель сетевой воды горизонтального типа; Д – деаэрагор; ЭУ – эжектор уплотнений; ЭО – эжектор основной; ПС – подогреватель сальниковый

Несмотря на невысокую экономичность ПГУ-Р к достоинствам модернизации по такой схеме необходимо отнести малые габариты ГТУ и ГВП, что позволяет разместить их в существующем здании ТЭЦ, и относительно небольшие инвестиционные затраты, а также малый срок ввода в эксплуатацию.

ГТУ надстройка действующих ПТУ повышает маневренность ТЭЦ, что актуально для энергосистемы Беларуси в связи с предстоящим вводом Белорусской АЭС.

При модернизации целесообразно также выполнить плановый ремонт котла, замену высокотемпературных трубопроводов и стопорных клапанов, отработавших свой ресурс.

Наибольший эффект может быть достигнут при замене ЦВД турбины Т-100/120-130 на увеличенный пропуск пара (до 525 т/ч) с применением одновенечной регулирующей ступени и аэродинамически более совершенных профилей лопаток ступеней давления, а также проведении модернизации цилиндра среднего давления (ЦСД).

Модернизация может проходить поэтапно и окончательно приведет к существенному увеличению мощности (до 20 %) и экономичности (до 3 %) паровой турбины при автономной работе в ПТУ и еще более экономичному циклу при совместной работе с ГТУ, уходящие газы которой утилизируются в ГВП.

При работе такой ПГУ 120–150 МВт экономия топлива, по сравнению с ПТУ той же мощности, достигает 5 % [19].

Второй способ, использование ПГУ «сбросного типа» или ПГУ полного дожигания топлива – ПГУ-С. Принципиальная схема ПГУ-С с турбиной Т-100/120-130 УТЗ представлена на рис. 4.2.

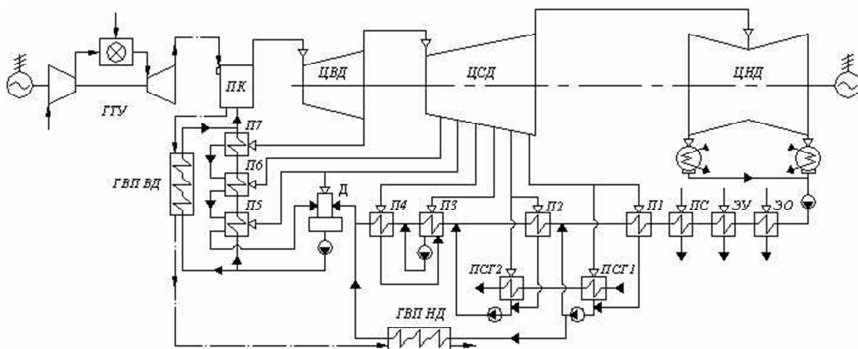


Рис. 4.2. Принципиальная тепловая схема ПГУ-С (со сбросом газов в паровой котел) с паровой турбиной Т-100/120-130 (обозначения см. рис. 4.1)

Этот вариант модернизации требует несколько больших инвестиций, которые, помимо затрат на установку ГТУ и ГВП, идут на реконструкцию парового котла, в горелочные устройства которого в качестве окислителя вместо воздуха подаются отработавшие в ГТУ газы. Схема предполагает демонтаж воздухоподогревателя, но для возможности автономной работы ПТУ может монтироваться калорифер (для подогрева воздуха) и дутьевой вентилятор (в режиме ПГУ-С функцию вентилятора выполняет ГТУ). Отметим, что такой вариант реконструкции применен на Березовской ГРЭС.

ГТУ для работы в составе ПГУ-С подбирается по расходу газов, необходимых для работы парового котла.

Современные высокоэкономичные ГТУ в основном спроектированы для цикла ПГУ с котлами-утилизаторами (ПГУ-КУ), то есть с высокой температурой газов перед газовой турбиной (до 1300–1600 °С) и небольшими объемной концентрацией окислителя в уходящих газах (до 12 %) и коэффициентом избытка воздуха (до 2,5). При этом к уходящим газам ГТУ с высокой температурой 560–650 °С) и низким содержанием окислителя для обеспечения концентрации кислорода

в окислителе не менее заданной (по условиям экономичного сжигания) величины перед подводом к горелкам необходимо подмешать воздух для осуществления экономичного сжигания органического топлива в схеме ПГУ-С, что к тому же обеспечивается при характерном понижении тепловых нагрузок поверхностей нагрева в топке.

Для модернизации турбоустановки с паровой турбиной Т-100/120-130 с помощью цикла ПГУ-С возможно использование ГТУ мощностью 30–60 МВт.

При условии реализации описанной выше модернизации турбины типа Т-100/120-130 до модификации Т-120/130-130 можно получить ПГУ-С с электрической мощностью $N_{\text{ПГУ-С}} \approx 160\text{--}200$ МВт, отпуском теплоты $Q_{\text{ПГУ-С}} \approx 200\text{--}250$ МВт = 750–900 ГДж/ч и КПД нетто выработки электроэнергии на конденсационном режиме $\eta_{\text{ПГУ-С}} \approx 38\text{--}40$ %. Экономия топлива, по сравнению с ПТУ такой же мощности, достигает 10 %.

Третий способ – более дорогостоящий, но и более экономичный – это схема ПГУ-КУ-ПК с «параллельной» работой парового котла (ПК) и котла-утилизатора (КУ) на существующих паровых турбинах (рис. 4.3).

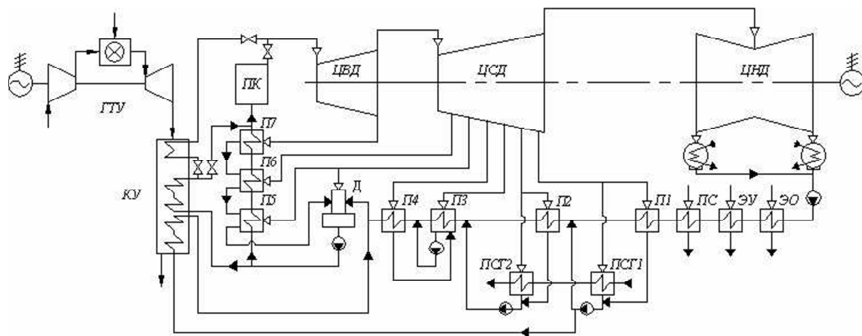


Рис. 4.3. Принципиальная тепловая схема ПГУ-КУ-ПК (с параллельной работой КУ и ПК) с паровой турбиной Т-100/120-130 (обозначения см. рис. 4.1):
КУ – котел-утилизатор

В схеме целесообразно использовать современные ГТУ, которые имеют достаточно высокую температуру газов $T_{\text{Г, ВХ}}$ перед газовой

турбиной, небольшую объемную концентрацию окислителя в уходящих газах с высокой температурой $T_{г, \text{ВЫХ}}$ последних.

Применение таких ГТУ, например, V64.3A (*Siemens*, Германия $T_{г, \text{ВХ}} = 1315$ °С, $T_{г, \text{ВЫХ}} = 589$ °С), MS6001F (*General Electric*, США, $T_{г, \text{ВХ}} = 1300$ °С, $T_{г, \text{ВЫХ}} = 597$ °С), W401 (*Westinghouse*, США, $T_{г, \text{ВХ}} = 1300$ °С, $T_{г, \text{ВЫХ}} = 573$ °С), позволяет получить высокие параметры пара в паровом котле ПГУ.

В зависимости от выбранной ГТУ, спроектированного котла-утилизатора и схемы ПГУ определяется степень вытеснения регенерации паротурбинной части.

Например, для турбины Т-120/130-130 предлагается модернизация с использованием одноконтурного котла-утилизатора, генерирующего пар высокого давления с параметрами (12,8 МПа, 555 °С), номинальными для этой турбины [19]. Для получения пара таких параметров может потребоваться дожигание топлива на входе в КУ с целью повышения температуры газов $T_{г, \text{ВЫХ}}$ на выходе ГТУ и, соответственно, на входе в котел-утилизатор.

КПД выработки электроэнергии нетто ПГУ-КУ-ПК, в зависимости от выбранной ГТУ и конкретной схемы, на конденсационном режиме может достигнуть 40...43 %, а экономия топлива, по сравнению с ПГУ такой же мощности, достигает 15 %.

Четвертый способ модернизации – это «классическая» ПГУ-КУ с двухконтурным котлом-утилизатором.

Принципиальная схема ПГУ-КУ с паровой турбиной Т-100/120-130 УТЗ представлена на рис. 4.4.

Схема модернизации прорабатывалась и предлагалась ЗАО «УТЗ» и ВТИ [29] в двух вариантах:

– ГТУ типа ГТЭ-160 производства ОАО «Силовые машины» (ЛМЗ) с горизонтальным подвесным КУ типа П-87 производства ОАО ИК ЗиОМАР (г. Подольск);

– ГТУ типа V94.2 Siemens с вертикальным КУ типа П-90 также производства ОАО ИК ЗиОМАР.

В обоих вариантах котел-утилизатор двухконтурный: пар из контура высокого давления (ВД) подается на вход паровой турбины, пар из контура низкого давления (НД) – в промежуточную точку проточной части.

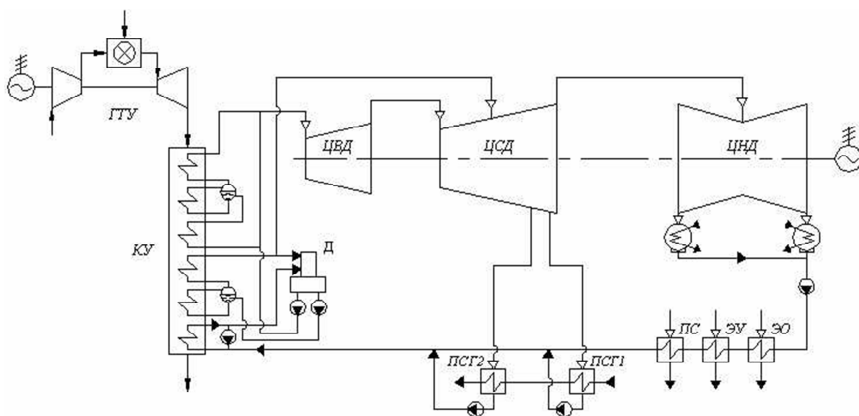


Рис. 4.4. Принципиальная тепловая схема ПГУ-КУ с паровой турбиной Т-100/120-130 (обозначения см. рис. 4.1, 4.3)

Объем модернизации:

- установка на существующий фундамент нового цилиндра высокого давления (ЦВД) с дроссельным парораспределением;
- ремонт и модернизация старого ЦСД с частичным переоблапачиванием ряда ступеней и удалением одной ступени для осуществления подвода пара контура НД и глушением патрубков отборов пара на регенерацию; установка защитно-регулирующего клапана на подводе пара НД;
- установка ГТУ и котла-утилизатора; демонтаж или вывод в резерв существующего парового котла;
- при необходимости ремонт цилиндра низкого давления (ЦНД), генератора, сетевых подогревателей и сальникового подогревателя;
- корректировка системы трубопроводов, в соответствии с новой схемой реконструкции.

После модернизации паровая турбина работает на пониженных параметрах (давлении и температуре) свежего пара, что дает возможность увеличить паркковый ресурс до 200 000 и более часов.

В зависимости от используемых модулей ГТУ-КУ, КПД в конденсационном режиме достигает 47,0–51,5 %, что приближает экономичность работы такой ПГУ к современному высокому уровню 55–60 % [19].

4.2. Определение показателей теплофикационной ПГУ с котлом-утилизатором

В методическом пособии [22] приводятся алгоритм и пример расчета показателей ПГУ-КУ, аналогичной предлагаемой в [19].

В табл. 4.1–4.3 приведены показатели работы ГТЭ-160 (V94.2) ЛМЗ, котла-утилизатора П-100 и ПГУ-230 в целом на нескольких характерных режимах по данным [22, прил. 3, табл. ПЗ.1].

Таблица 4.1

Основные показатели котла-утилизатора П-100,
работающего на сбросной теплоте ГТЭ-160 (V94.2) ЛМЗ,
в зависимости от температуры наружного воздуха

Показатель, размерность	Значение	
Температура наружного воздуха, °С	0	+15
Расход газов после ГТУ, кг/с	521,3	498,2
Температура газов на выходе ГТУ, °С	536	546
Коэффициент избытка воздуха	3,13	3,19
Контур высокого давления КУ: – паропроизводительность, т/ч; – давление пара за котлом, МПа; – температура пара на выходе, °С	228,2 7,352 504,5	225,0 7,325 515,0
Контур низкого давления: – паропроизводительность, т/ч; – давление пара за котлом, МПа; – температура пара на выходе, °С	58,3 0,636 206,5	55,0 0,620 205,0
Температура конденсата на входе в ГПК до ввода рециркуляции, °С	28	42
Давление / температура в деаэраторе пита- тельной воды, МПа/°С	0,606 / 157,7	0,590 / 156,7
Контур ГПК: – расход воды через ГПК, т/ч; – температура на входе / выходе, °С; – расход воды на рециркуляцию, т/ч; – расход воды через байпас, т/ч	363,3 60 / 147,7 96,3 16,9	290,5 60 / 146,7 49,4 36,2
Температура уходящих газов после ГПК, °С	101	107
Аэродинамическое сопротивление котла- утилизатора, кПа	3,424	2,996

Таблица 4.2

Зависимость показателей ПГУ-230
при температуре наружного воздуха $t_{\text{нв}} = +15 \text{ }^\circ\text{C}$,
(межотопительный период)

Показатель, размерность	Значение		
Электрическая мощность ПГУ, МВт	198,3	208,5	218,3*
В том числе:			
– мощность ГТУ, МВт	146,4	146,4	146,4
– мощность ПТУ, МВт	51,83	62,06	71,91
Отпуск теплоты от ПГУ, МВт	145,6	87,23	–
В том числе:			
– из отборов ПТУ	125,2	75	–
– от сетевого пучка КУ	20,4	12,23	–
Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении ПГУ, МВт/МВт	1,584	2,747	–
Расход топлива:			
– в тепловых единицах, МВт	439,9	439,9	439,9
– в натуральном топливе, кг/с	9,07	9,07	9,07
– в условном топливе, кг/с	15,01	15,01	15,01
В том числе относимый:			
– на производство теплоты	5,913	3,543	–
– на производство электроэнергии	9,101	11,47	15,01
Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии, кг у. т./МВт·ч	165,2	200,5	247,6
КПД по производству электроэнергии:			
– ГТУ	0,333	0,333	0,333
– ПГУ	0,744	0,621	0,497*
Коэффициент использования теплоты топлива, %	0,782	0,672	0,497*

Примечание: * – конденсационный режим.

Таблица 4.3

Зависимость показателей ПГУ-230
от температуры наружного воздуха
(отопительный период)

Показатель, размерность	Значение			
Температура наружного воздуха, °С	-24	-6,2	+0,2	+5,5
Электрическая мощность ПГУ, МВт	220	217,9	214,7	210,2
В том числе:				
– мощность ГТУ, МВт	172,7	164,8	159,4	154,8
– мощность ПТУ, МВт	47,3	53,1	55,3	55,4
Подвод теплоты в камере сгорания, МВт	507,02	483,69	468,8	457,8
Тепловая мощность ПГУ, МВт	182,15	183,87	180,2	179,7
В том числе:				
– отборов ПТУ	156,65	158,1	154,9	154,5
– сетевого пучка КУ	25,5	25,77	25,25	25,18
Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении ПГУ, МВт/МВт	1,4044	1,3782	1,386	1,361
Расход топлива:				
– в тепловых единицах, МВт	507,02	483,69	468,8	457,8
– в натуральном топливе, кг/с	10,454	9,973	9,666	10,454
– в условном топливе, кг/с	17,304	16,508	16,00	15,630
В том числе относимый:				
– на производство теплоты	7,397	7,467	7,316	7,297
– на производство электроэнергии	9,907	9,041	8,684	8,329
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, кг у. т./МВт·ч	162,12	149,37	145,6	142,6
КПД по производству электроэнергии:				
– ГТУ	0,341	0,341	0,340	0,338
– ПГУ	0,758	0,823	0,845	0,862
Полный КПД (коэффициент использования теплоты топлива) ПГУ	0,793	0,830	0,842	0,852

В схеме этой ПГУ отпуск теплоты производится не только из отборов паровой турбины, но и от сетевого подогревателя, отбирающего избыточную теплоту от основного конденсата после газового подогревателя конденсата (ГПК) котла-утилизатора, аналогично схеме ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3 (см. рис. 2.1).

При определении показателей ПГУ на конденсационном режиме (третий столбец табл. 4.2) КПД выработки электроэнергии можно найти по формуле (1.7):

$$\begin{aligned} \eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э, к}} = \eta_{\text{ПГУ-КУ}}^{\text{э, к}} &= \frac{N_{\text{ПГУ-КУ}}^{\text{э}}}{B_{\text{ПГУ-КУ}} Q_{\text{н}}^{\text{п}}} = \frac{N_{\text{ПГУ-КУ}}^{\text{э}}}{B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{п}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} + N_{\text{ПТУ}}^{\text{э}}}{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} / \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}} = \\ &= \frac{146,4 + 71,91}{146,4 / 0,336} = \frac{218,3}{439,9} = 0,497, \end{aligned} \quad (4.1)$$

где $N_{\text{ПГУ-КУ}}^{\text{э}} = N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} + N_{\text{ПТУ}}^{\text{э}} = N_9^{\text{бп}}$ – мощность комбинированной парогазовой установки, равная сумме мощностей ГТУ и ПТУ, ее составляющих;

$B_{\text{ПГУ-КУ}} = B_{\text{ГТУ}} = N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} / \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}$ – теплота, подводимая с топливом к ПГУ (в камеру сгорания ГТУ).

При этом удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии из уравнения (1.7) равен

$$b_9^{\text{ПГУ-КУ}} = 123 / \eta_{\text{ПГУ-КУ}}^{\text{э, к}}. \quad (4.2)$$

Коэффициент использования теплоты топлива на конденсационном режиме по формуле (1.10)

$$\eta_{\text{ит, ПГУ-КУ}}^{\text{к}} = \eta_{\text{ПГУ-КУ}}^{\text{э, к}} = 0,497.$$

При определении показателей ПГУ-КУ на теплофикационном режиме необходимо выбрать способ (методику) распределения расхода топлива между совместно производимыми электроэнергией и теплотой. Как отмечалось ранее в п. 2.3 данного пособия, при этом могут использоваться различные подходы, но более предпочтительны такие, которые позволяют более наглядно сравнивать экономичность различного типа энергоустановок: как паротурбинных, так и парогазовых.

С этой целью специалистами ОАО «Белэнергоремналадка» разработана методика [10–11], при использовании которой удельные рас-

ходы топлива на производство теплоты на парогазовых ТЭЦ получаются на уровне, характерном для паротурбинных ТЭЦ, то есть около

$$b_{ТЭ}^{ПГУ-КУ} \approx b_{ТЭ}^{ПСУ} \approx 170 \text{ кг у. т./Гкал}, \quad (4.3)$$

что соответствует КПД по производству теплоты из формулы (1.3):

$$\eta_{ТЭ}^{ПГУ-КУ} = 143 / b_{ТЭ}^{ПГУ-КУ} = 143 / 170 = 0,841. \quad (4.4)$$

Для упрощения расчетов можно принять методику определения расхода топлива между совместно производимыми электроэнергией и теплотой, аналогичной используемой ранее на Оршанской ТЭЦ [14]. То есть принять $b_{ТЭ}^{ПГУ-КУ} = 170 \text{ кг у. т./Гкал} = 40,6 \text{ кг у. т./ГДж}$, а далее (см. п. 1.1) расходы топлива, относимые на отпуск теплоты $B_{ТЭ}^{ПГУ-КУ}$ и электроэнергии $B_9^{ПГУ-КУ}$, найти по формулам (1.4)–(1.5), в которых

$$B_{ТЭ}^{ПГУ-КУ} = b_{ТЭ}^{ПГУ-КУ} Q_{отп}^{ПГУ-КУ}; \quad (4.5)$$

$$B_9^{ПГУ-КУ} = B_{ТЭЦ}^{ПГУ-КУ} - B_{ТЭ}^{ПГУ-КУ}, \quad (4.6)$$

где $B_{ТЭЦ}^{ПГУ-КУ}$ – расход топлива на ПГУ-ТЭЦ на совместно производимые электроэнергию и теплоту; для ПГУ-КУ $B_{ТЭЦ}^{ПГУ-КУ} = B_{ГТУ}$.

При этом удельный расход топлива на выработку электроэнергии на парогазовой ТЭЦ по формуле (1.6)

$$b_9^{ПГУ-КУ} = B_9^{ПГУ-КУ} / N_{ПГУ-КУ}^э. \quad (4.7)$$

Для рассматриваемого примера ПГУ-КУ в теплофикационном режиме при среднезимней температуре наружного воздуха (второй столбец табл. 4.4) по формуле (4.7)

$$b_9^{ПГУ-КУ} = 3600 \cdot 9,041 / 217,9 = 149,37 \text{ кг у. т./}(МВт \cdot \text{ч}).$$

При этом КПД по выработке электроэнергии по формуле (1.7)

$$\eta_{\text{ПГУ-КУ}}^{\text{э, тф}} = 123 / 149,37 = 0,823.$$

КПД по выработке электроэнергии также можно рассчитать по формуле

$$\begin{aligned} \eta_{\text{ПГУ-КУ}}^{\text{э, тф}} &= \frac{N_{\text{ПГУ-КУ}}^{\text{э}}}{\left(B_{\text{ПГУ-КУ}}^{\text{э}} - B_{\text{ТЭ}}^{\text{ПГУ-КУ}} \right) Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \\ &= \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} + N_{\text{ПГУ}}^{\text{э}}}{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} / \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} - Q_{\text{отп}}^{\text{ПГУ-КУ}} / \eta_{\text{ТЭ}}^{\text{ПГУ-КУ}}} = \quad (4.8) \\ &= \frac{164,8 + 53,1}{164,8 / 0,341 - 183,9 / 0,841} = 0,823. \end{aligned}$$

Коэффициент использования теплоты топлива (КИТ) на теплофикационном режиме по формуле (1.9)

$$\eta_{\text{ит, ПГУ-КУ}}^{\text{тф}} = \frac{N_{\text{ПГУ-КУ}}^{\text{э}} + Q_{\text{ТЭ}}^{\text{ПГУ-КУ}}}{B_{\text{ПГУ-КУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 0,83.$$

Отметим, что на ПГУ-ТЭЦ с котлами-утилизаторами может производиться дожигание топлива (прежде всего природного газа) с целью:

- повысить (или стабилизировать) температуру газов на входе в котел-утилизатор, чтобы получить пар требуемых параметров;
- увеличить электрическую и (или) тепловую мощность комбинированной установки.

Дожигание с целью повысить температуру газов на входе в КУ может применяться, например, в ПГУ-КУ, в которых температура газов за ГТУ изначально не высока или резко снижается на режимах с низкими температурами наружного воздуха.

Дожигание топлива с целью повышения маневренных характеристик теплофикационных установок, например, может использоваться, когда за счет увеличения степени дожигания на входе в КУ можно увеличивать расход свежего пара на паровую турбину (ПТ) и ее мощность.

Для теплофикационных ПГУ эффективно дожигание топлива после основных поверхностей котла-утилизатора перед поверхностями сетевого подогревателя, что позволяет получать пиковую тепловую мощность с минимальными капитальными вложениями. Такое решение является более экономичным в сравнении с применением пиковых водогрейных котлов, поскольку в этом случае дожигание топлива производится за счет содержащегося в уходящих газах кислорода, то есть с уменьшением, в сравнении с вариантом установки ПВК, потерь теплоты с уходящими газами.

Покрытие сезонного пика тепловых нагрузок путем дожигания топлива перед газовыми подогревателями сетевой воды позволяет снизить коэффициент теплофикации $\alpha_{ТЭЦ}$ для отопительных парогазовых или газотурбинных ТЭЦ и приблизить его к значению $\alpha_{ТЭЦ}$ для паротурбинных ТЭЦ.

Дожигание топлива приводит к снижению степени бинарности комбинированного цикла и экономичности ПГУ.

Алгоритм определения показателей ПГУ-КУ с дожиганием топлива (формулы (4.1)–(4.7)) в целом можно сохранить, но в этом случае

$$B_{ПГУ-КУ, \text{ дож}} = B_{ГТУ} + B_{КУ, \text{ дож}}, \quad (4.9)$$

где $B_{КУ, \text{ дож}}$ – расход топлива в камерах дожигания котла-утилизатора.

4.3. Определение показателей ПГУ параллельной схемы

При расчете показателей ПГУ-КУ-ПК параллельной схемы, в которой ГТУ с котлом-утилизатором дополняют тепловую схему существующей ТЭЦ, необходимо учитывать, что ПТУ работает как на паре, получаемом от котла-утилизатора $G_{п, КУ}$, так и на паре, получаемом от энергетического парового котла $G_{п, ПК}$:

$$G_{п, КУ} + G_{п, ПК} = G_0, \quad (4.10)$$

где G_0 – расход пара на голову ПТУ.

Это значит, что частично паровая турбина работает в составе парогазовой установки ПГУ-КУ, а частично – в составе паросиловой ПСУ = ПТУ + ПК.

Если определить мощность комбинированной установки как

$$N_{\text{ПГУ-КУ-ПК}}^3 = N_{\text{ГТУ}}^3 + N_{\text{ПТУ}}^3, \quad (4.11)$$

то необходимо учесть, что топливо подводится не только в камере сгорания ГТУ $B_{\text{ГТУ}}$ (и камере дожигания котла-утилизатора $B_{\text{КУ, дож}}$, при наличии дожигания топлива), но и в топке парового котла $B_{\text{ПК}}$.

То есть подвод теплоты к ПГУ-КУ-ПК

$$B_{\text{ПГУ-КУ-ПК}} = B_{\text{ГТУ}} + B_{\text{КУ, дож}} + B_{\text{ПК(ПТУ)}}, \quad (4.12)$$

где $B_{\text{ПК(ПТУ)}}$ – расход топлива в паровом котле, необходимый для получения недостающего (до требуемого на расчетном режиме ПТУ G_0) расхода пара $G_{\text{п, ПК}}$.

При определении теплоты, подводимой с топливом, необходимо учитывать, что в камере сгорания ГТУ на дожигание в КУ и в топке энергетического котла может применяться разное топливо с разной теплотворной способностью $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$.

Отметим, что можно выделить собственно бинарную установку, приняв

$$N_{\text{ПГУ(КУ)}}^3 = N_{\text{ГТУ}}^3 + N_{\text{ПТУ(КУ)}}^3, \quad (4.13)$$

где $N_{\text{ПТУ(КУ)}}^3$ – часть мощности ПТУ, получаемой на паре, подаваемом только от котла-утилизатора.

При этом принимается, что $B_{\text{ПК(ПТУ)}} = 0$, то есть

$$B_{\text{ПГУ(КУ)}} = B_{\text{ГТУ}} + B_{\text{КУ, дож}}. \quad (4.14)$$

В соответствии с выбранной методикой расчетов необходимо также определить отпуск теплоты с паром и сетевой водой от комбинированной установки.

При условии ее работы как на теплоте, получаемой от котла-утилизатора, так и на теплоте, получаемой в энергетическом котле, суммарный отпуск теплоты будет находиться по формуле

$$Q_{\text{ПГУ-КУ-ПК}}^{\Sigma} = Q_{\text{КУ}}^{\Sigma} + Q_{\text{ПГУ}}^{\Sigma}. \quad (4.15)$$

При условии выделения собственно бинарной установки, работающей только на теплоте, получаемой от котла-утилизатора (с дожиганием или без), суммарный отпуск теплоты будет находиться по формуле

$$Q_{\text{ПГУ(КУ)}}^{\Sigma} = Q_{\text{КУ}}^{\Sigma} + Q_{\text{ПГУ(КУ)}}^{\Sigma}, \quad (4.16)$$

где $Q_{\text{КУ}}^{\Sigma}$ – суммарный отпуск теплоты внешнему потребителю от котла-утилизатора (в общем случае с паром на производство и с сетевой водой на теплофикацию);

$Q_{\text{ПГУ}}^{\Sigma}$, $Q_{\text{ПГУ(КУ)}}^{\Sigma}$ – суммарный отпуск теплоты внешнему потребителю от паротурбинной установки (в общем случае с паром на производство и с сетевой водой на теплофикацию, соответственно: действительный при работе ПГУ на паре $G_0 = G_{\text{п, КУ}} + G_{\text{п, ПК}}$ и условно выделяемый при работе ПГУ только на паре от котла-утилизатора $G_{\text{п, КУ}}$).

Величину $N_{\text{ПГУ(КУ)}}^3$ и $Q_{\text{ПГУ(КУ)}}^{\Sigma}$ можно выделить из действительных величин $N_{\text{ПГУ}}^3$ и $Q_{\text{ПГУ}}^{\Sigma}$ по соотношению расхода пара от котла-утилизатора $G_{\text{п, КУ}}$ к номинальному (или текущему на расчетном режиме) для ПГУ расходу свежего пара G_0 .

С учетом формул (4.11), (4.12), (4.15) или (4.13), (4.14), (4.16) для определения показателей ПГУ-КУ-ПК или ПГУ-КУ можно применять алгоритм (4.1)–(4.9), изложенный выше.

Однако, при этом необходимо учитывать, что в котле-утилизаторе, в отличие от парового котла, может производиться пар нескольких уровней давления: на голову ПГУ и в промежуточную точку ее проточной части.

Отметим, что тепловая эффективность парогазовой установки тем больше, чем выше мощность ГТУ и ее КПД.

4.4. Определение показателей ПГУ-Р на базе Т-110/120-12,8

В табл. 4.4 по данным [20] приведены результаты расчетов эффективности ПГУ-Р с турбиной Т-110/120-12,8УТЗ и ГТУ мощностью 25 МВт, тепло уходящих газов которой используется для нагрева питательной воды в ГВП ВД параллельно группе ПВД.

Таблица 4.4

Показатели ПГУ-Р на базе Т-110-12,8 и ГТЭ-25ПЭ

Показатель, размерность	Режим работы	
	конденсационный	теплофикационный
Электрическая мощность ПГУ-Р, МВт	130	130
В том числе: – ПСУ;	105	105
– ГТУ	25	25
Расход пара на турбину, т/ч	370,3	415,8
Расход теплоты на турбину, МВт	266,34	286,64
Теплота, подведенная к ПГУ, МВт	350,5	350,64
В том числе: – ПСУ;	286,26	286,64
– ГТУ	64	64
Тепловая нагрузка ПГУ-Р, МВт	–	213,4
В том числе: – ПСУ;	–	203,7
– КУ	–	9,7
Температура уходящих газов после ГВП ВД, (после ГПСВ при его наличии [*]), °С	205,6	205,6 (90 [*])
КПД ПГУ-Р (конденсационный режим)	37,1	–
КИТТ ПГУ-Р (теплофикационный режим)	–	0,947 (0,975 [*])
Повышение экономии топлива в ПГУ-Р по сравнению с ПСУ, %	3,92	1,7 (1,75 [*])

Отличие от схемы, изображенной на рис. 4.1, – отсутствие ГВП НД и установка вместо него газового подогревателя сетевой воды (ГПСВ), где утилизируется теплота газов после ГВП ВД.

При работе Т-110/120-12,8 с полным обводом ПВД необходимо снизить расход пара (и теплоты) на турбину на конденсационном и теплофикационном режимах до $D_{0,к} = 370,3$ т/ч ($Q_{0,к} = 266,34$ МВт) и $D_{0,тф} = 415,8$ т/ч ($Q_{0,тф} = 286,64$ МВт), соответственно. Электрическая мощность турбины при этом уменьшается до $N_{э,к} = N_{э,тф} = 105$ МВт.

В схеме ПГУ-Р выработка электроэнергии производится частично в цикле ПСУ с исключенной системой регенерации высокого давления и в цикле ГТУ. Соответственно, теплота топлива подводится как в энергетическом паровом котле (ПК), так и в камере сгорания ГТУ. При этом электрический КПД ПГУ-Р на конденсационном режиме находится по формуле

$$\eta_{\text{ПГУ-Р}}^{\text{э,к}} = \frac{N_{\text{ПГУ-Р}}^{\text{э}}}{B_{\text{ПГУ-Р}} Q_{\text{н}}^{\text{п}}} = \frac{N_{\text{ПГУ-Р}}^{\text{э}}}{B_{\text{ПК}} Q_{\text{н}}^{\text{п}} + B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{п}}(\text{ГТУ})} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} + N_{\text{ПТУ}}^{\text{э}}}{Q_0 / \eta_{\text{к}} + N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} / \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}, \quad (4.17)$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{п}}(\text{ПК})$, $Q_{\text{н}}^{\text{п}}(\text{ГТУ})$ – теплотворная способность топлива, используемого в ПСУ и ГТУ, соответственно.

В табл. 4.4. по [20] оценка экономии топлива вследствие перехода от ПСУ с турбиной Т-110/120-12,8 к ПГУ-Р при работе в конденсационном и теплофикационном режимах производилась сравнением абсолютных электрических КПД этих установок по критерию

$$\bar{\eta}^{\text{э}} = \frac{\eta_{\text{ПГУ-Р}}^{\text{э}} - \eta_{\text{ПСУ}}^{\text{э}}}{\eta_{\text{ПСУ}}^{\text{э}}}, \quad (4.18)$$

где $\eta_{\text{ПГУ-Р}}^{\text{э}}$, $\eta_{\text{ПСУ}}^{\text{э}}$ – электрические КПД ПГУ-Р и ПСУ.

Сравнение ПГУ-Р и ПСУ на теплофикационном режиме осуществляется по приращению коэффициента использования теплоты топлива (КИТТ)

$$\eta_{\text{ит, ПГУ-Р}} = \frac{N_{\text{ПГУ-Р}}^{\text{э}} + Q_{\text{отп}}^{\text{ПГУ-Р}}}{B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{п}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} + N_{\text{ПТУ}}^{\text{э}} + Q_{\text{отп}}^{\text{Т-100}} + Q_{\text{отп}}^{\text{ПСВ}}}{Q_0 / \eta_{\text{к}} + N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} / \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}} \quad (4.19)$$

по формуле [20]

$$\bar{\eta}_{\text{ит}} = \frac{\eta_{\text{ит, ПГУ-Р}} - \eta_{\text{ит, ПСУ}}}{\eta_{\text{ит, ПСУ}}}, \quad (4.20)$$

где $\eta_{\text{ит, ПГУ-Р}}$, $\eta_{\text{ит, ПСУ}}$ – КИТТ ПГУ-Р и ПСУ.

Если принять отпуск теплоты неизменным, то есть только из отборов паровой турбины

$$Q_{\text{отп}}^{\text{ПГУ-Р}} = Q_{\text{отп}}^{\text{T-100}},$$

то

$$\bar{\eta}_{\text{ит}} \approx 1,7 \text{ \%}.$$

При установке ГПСВ температуру газов можно снизить с 205,5 °С до 90 °С, получив дополнительные 9,7 МВт теплоты с сетевой водой. При этом

$$\bar{\eta}_{\text{ит}} \approx 1,75 \text{ \%}.$$

В [20] показано, что рассматриваемая реконструкция позволяет повысить электрическую мощность установки до 130 МВт и уменьшить расход топлива на 2,5...4,0 % при работе в конденсационном и на 1,5...2,0 % – в теплофикационном режиме

Аналогичное сравнение можно сделать по КПД или затратам условного топлива на выработку электроэнергии и тепла.

ЛИТЕРАТУРА

1. Показатели энергоэффективности : Основы формирования политики // International Energy Agency, IEAPUBLICATIONS, France, November, 2014.

2. Гулбрандсен, Т. Х. Энергоэффективность и энергетический менеджмент : учебно-методическое пособие / Т. Х. Гулбрандсен, Л. П. Падалко, В. Л. Червинский. – Минск : БГАТУ, 2010. – 240 с.

3. Энергоэффективность ТЭС [Электронный ресурс] : учебно-методический комплекс для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» / кол. авт. Белорусский национальный технический университет, кафедра «Тепловые электрические станции»; сост. : С. А. Качан, Н. Б. Карницкий. – Минск : БНТУ, 2017. – Режим доступа : <http://rep.bntu.by/handle/data/31822>.

4. Методические указания по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности работы электростанций и энергосистем. – М., 1984.

5. СТП 09110.09.154-06 Положение о разработке, согласовании и утверждении нормативно-технических документов по топливоиспользованию. – Минск : ГПО «Белэнерго»; ОАО «Белэнергоремналадка»; «Информационно-издательский центр» ОАО Экономэнерго.

6. СТП 09110.09.117-06 Положение по нормированию расхода топливно-энергетических ресурсов на предприятиях, в учреждениях и организациях ГПО «Белэнерго». – Минск : ГПО «Белэнерго»; ОАО «Белэнергоремналадка»; «Информационно-издательский центр» ОАО Экономэнерго.

7. Качан, А. Д. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС [Электронный ресурс] : учебное пособие для специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» / А. Д. Качан, С. А. Качан ; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, кафедра «Тепловые электрические станции». – Минск : БНТУ, 2005. – 156 с. : ил. – Режим доступа : <http://rep.bntu.by/handle/data/22447>.

8. Качан, С. А. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС [Электронный ресурс] : методическое пособие по выполнению курсового проекта для специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» / С. А. Качан, Ю. Б. Попова ; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, кафедра «Теп-

ловые электрические станции». – Минск : БНТУ, 2006. – 108 с. : ил. – Режим доступа : <http://rep.bntu.by/handle/data/17151>.

9. Цанев, С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций : учеб. пособие для вузов / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов ; под ред. С. В. Цанева. – 2-е изд. – М. : Издательский дом МЭИ, 2006. – 548 с.

10. Качан, С. А. К вопросу определения показателей топливоиспользования парогазовых установок / С. А. Качан, В. И. Филазафович // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2010. – № 1. – С. 88–92.

11. Качан, С. А. Определение показателей топливоиспользования теплофикационных парогазовых установок утилизационного типа / С. А. Качан, В. И. Филазафович, А. Н. Дубровенский // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2010 – № 6. – С. 84–90.

12. Соколов, Е. Я. Энергетические характеристики парогазовых теплофикационных установок / Е. Я. Соколов, В. А. Мартынов // Теплоэнергетика. – 1996. – № 4. – С. 47–54.

13. Аракелян, Э. К. Энергетические показатели парогазовых теплоэлектроцентралей с котлами-утилизаторами / Э. К. Аракелян [и др.] // Вестник МЭИ. Теплоэнергетика. Сводный том статей, опубликованных в журнале «Вестник МЭИ». – М. : МЭИ, 1997. – Т. 1. – 166 с.

14. Качан, С. А. Структурно-параметрическая оптимизация теплофикационных ПГУ : дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук : 05.14.04: 09.10.2000: 27.12.2000 / Бел. гос. политехн. акад. – Минск, 2000. – 164 с.

15. Проведение исследований по повышению эффективности топливоиспользования в энергосистеме за счет обоснования энергосберегающих мероприятий и оптимизации режимов работы энергисточников / Отчет о НИР. – Минск : БГПА, 2005.

16. Экономика энергосбережения [Электронный ресурс] : методические указания к практическим занятиям для специальности 1-27 01 01 «Экономика и организация производства» / сост. : В. Н. Нагорнов, И. Н. Спагар; Белорусский национальный технический университет, кафедра «Экономика и организация энергетики». – Минск : БНТУ, 2008. – 43 с. – Режим доступа : <http://rep.bntu.by/handle/data/5970>.

17. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий. Утверждено Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь 11.05.2017 г. – Минск, 2017. – Режим доступа : <http://energoeffekt.gov.by/supervision/>.

18. Агабабов, В. С. Дегандер-генераторные агрегаты на тепловых электрических станциях : учебное пособие / В. С. Агабабов, А. В. Корягин. – М. : Издательство МЭИ, 2005. – 48 с.

19. Баринберг, Г. Д. Модернизация энергоблоков с паровыми теплофикационными турбинами с помощью парогазового цикла на примере Т-100/120-130 [Электронный ресурс] / Г. Д. Баринберг, А. Е. Валамин, А. Ю. Култышев. – Режим доступа : <http://www.combienergy.ru/primer/92-Modernizaciya-energoblokov-s-parovymi-teplofikacionnymi>.

20. Трухний, А. Д. Исследование целесообразности использования уходящих газов газотурбинной установки для нагрева питательной воды в паротурбинной установке с турбиной Т-110/120-12,8 / А. Д. Трухний, Г. Д. Баринберг, Ю. А. Русецкий // Теплоэнергетика. – 2006. – № 2. – С. 16–20.

21. Качан, С. А. Расчет тепловой схемы утилизационных парогазовых установок : методическое пособие по дипломному проектированию для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-53 01 04 «Автоматизация и управление энергетическими процессами» / С. А. Качан. – Минск : БНТУ, 2007. – 130 с.

22. Мошкарин, А. В. К вопросу технического перевооружения Владимирской ТЭЦ на основе ПГУ / А. В. Мошкарин, И. В. Осипов, Ю. В. Мельников // «Вестник ИГЭУ». – Вып. 2. – ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В. И. Ленина», 2007.

23. Техническое перевооружение ТЭЦ на базе парогазовых технологий с использованием параллельной схемы / Н. Б. Длугосельский [и др.] // Теплоэнергетика. – 2007. – № 12. – С. 11–18.

24. Программа реконструкции и технического перевооружения Гродненской ТЭЦ-2 на 2011–2015 годы. РУП «Гродноэнерго», г. Гродно, ноябрь 2010 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОГРАММЫ РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ГРОДНЕНСКОЙ ТЭЦ-2 [24]¹

П1. Установка приключенной турбины ТР-30-13/1,2

Структура тепловых нагрузок Гродненской ТЭЦ-2 кардинально отличается от проектных значений. Основные причины – уменьшение потребления тепла с паром химкомбината ОАО «Гродно Азот» и увеличение нагрузок по теплу с сетевой водой на город, связанное с расширением жилищно-коммунального сектора и передачей нагрузок отопительных котельных на ТЭЦ.

Следствие этого – большой резерв по отборному пару 13 ата и острый дефицит в паре 1,2 ата. Дефицит пара 1,2 ата в течение отопительного периода восполняется за счет пара 13 ата.

При установке приключенного турбоагрегата с давлением пара на входе 13 ата и противодавлением 1,2 ата (схема приведена на рис. П1.1) отпуск теплоты от бойлерной установкой будет сопровождаться дополнительной теплофикационной мощностью.

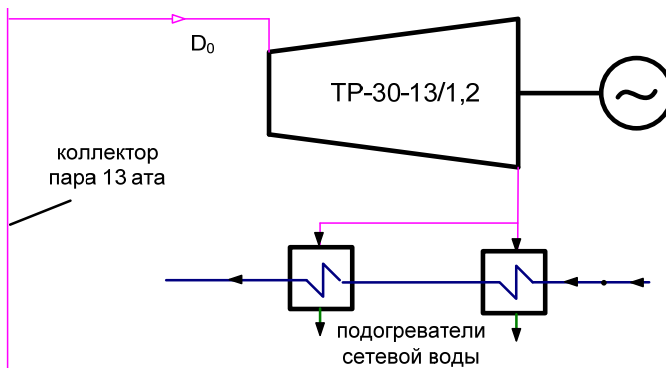


Рис. П1.1. Схема установки приключенного турбоагрегата ТР-30-13/1,2

¹ Расчеты проведены для условий работы энергосистемы Беларуси с паротурбинными блоками Лукомльской ГРЭС в качестве замещающих энергоустановок.

Начальные параметры пара на входе в приключенную турбину ТР-30-13/1,2

$$p_0 = 13,6 \text{ ата};$$

$$t_0 = 275 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$h_0 = 2987,5 \text{ кДж/кг}.$$

Параметры пара на выходе из турбины ТР-30-13/1,2 при $\eta_{oi} = 0,88$:

$$p_{np} = 1,0 \text{ ата};$$

$$h_{np} = 2555,9 \text{ кДж/кг};$$

$$x = 0,985.$$

Энтальпия конденсата отработавшего пара после подогревателей сетевой воды $h_{др} = 418,6 \text{ кДж/кг}$.

Удельная выработка электроэнергии турбиной

$$\begin{aligned} W_{тф} &= (h_0 - h_{np}) / (h_{np} - h_{др}) \eta_{эм} \zeta_{рег} = \\ &= (2987,5 - 2555,9) / (2555,9 - 416,6) 1,05 \cdot 0,97 = \\ &= 0,2055 \text{ МВт/МВт} = 0,239 \text{ МВт}\cdot\text{ч/Гкал}, \end{aligned}$$

где $\eta_{эм} = 0,97$ – электромеханический КПД;

$\zeta_{рег}$ – увеличение теплофикационной мощности из-за наличия системы регенерации (принято $\zeta_{рег} = 1,05$).

Отпуск теплоты от турбины при ее номинальной нагрузке $N_3 = 30 \text{ МВт}$ составит

$$Q_{отп} = N_3 / W_{тф} = 30 / 0,239 = 125,5 \text{ Гкал/ч} = 146,0 \text{ МВт}.$$

Дополнительная теплофикационная выработка электроэнергии за счет установки турбины при дефиците теплоты с паром 1,2 ата в течение отопительного периода $Q_{отп}^{\Sigma} = 352 \text{ тыс. Гкал/год}$ составит

$$\Delta \mathcal{E}_{тф} = Q_{отп}^{\Sigma} W_{тф} = 352 \cdot 0,239 = 84,128 \text{ тыс. МВт}\cdot\text{ч/год}.$$

Экономия топлива по формуле (3.3)

$$\Delta B_{\text{тф}} = 84,128 (0,32 - 0,156) = 1,691 \text{ тыс. т у. т./год,}$$

где 0,32 т у. т./(МВт·ч) и 0,156 т у. т./(МВт·ч) – расходы топлива на конденсационную выработку электроэнергии на паротурбинных блоках Лукомльской ГРЭС на теплофикационную выработку на ТЭЦ.

Отметим, что данное мероприятие не было реализовано. Вместо него была произведена реконструкция турбоагрегатов ст. № 1 и № 2 с увеличением отпуска теплоты в отбор 1,2 ата за счет усиления пропускной способности ЧСД турбоагрегата. Технические характеристики этой реконструкции описаны в п. П4.

П2. Установка вместо РУ-13/6 приключенного турбоагрегата мощностью 1–2 МВт

По данным учета Гродненской ТЭЦ-2 для покрытия собственных нужд станции через РУ-13/6 дросселируется в среднем 340 000 т/год пара из производственных отборов турбин (60 т/ч в отопительный период, 28 т/ч – в межотопительный).

Установка турбины на параметры пара 13/6 с минимальной электрической мощностью 1,5 МВт (схема представлена на рис. П2.1) позволит иметь дополнительную электрическую выработку на существующем тепловом потреблении.

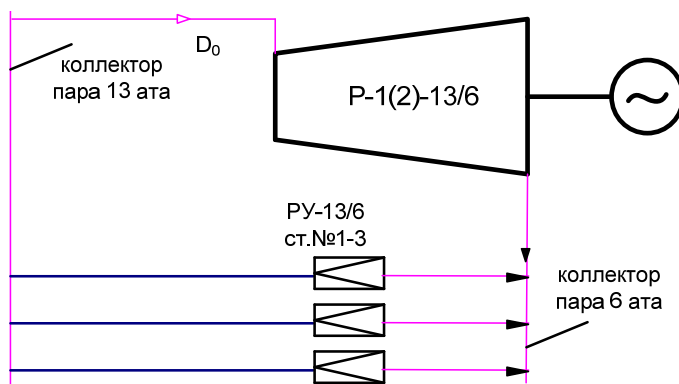


Рис. П2.1. Схема установки приключенного турбоагрегата P-1(2)-13/6

В отопительный период на турбину будет подаваться около 50 т/ч пара 13 ата, что соответствует ее средней нагрузке $N_{э,от} = 1,5$ МВт, а в межотопительный – 25 т/ч при $N_{э,м.от} = 0,75$ МВт.

Дополнительная теплофикационная выработка электроэнергии за счет установки турбины

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{тф} &= N_{э,от} \tau_{э,от} + N_{э,м.от} \tau_{э,м.от} = 1,5 \cdot 4500 + 0,75 \cdot 4260 = \\ &= 9945 \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \end{aligned}$$

где $\tau_{э,от} = 4500$ ч, $\tau_{э,м.от} = 4260$ ч – длительность отопительного и межотопительного периодов.

Экономия топлива по формуле (3.3)

$$\Delta B_{тф} = 9945 (0,32 - 0,156) = 1,691 \text{ тыс. т у. т./год.}$$

Отметим, что установка вместо РУ 13/6 турбоагрегата «Кубань-0,75 ПВАЗ», номинальной мощностью 0,75 МВт (ОАО «Калужский турбинный завод») для обеспечения теплотой собственных нужд станции (деаэраторов питательной воды, калориферов котлов и пр.), значительно уменьшила количество редуцируемого для этих целей пара 13 ата и ежегодно дает прирост теплофикационной выработки порядка 4,5 тыс. МВт·ч, что экономит около 800 т у. т./год.

ПЗ. Реконструкция бойлерной установки турбоагрегата ПТ-70-130/13 ст. № 1

До реконструкции оборудование имело степень износа 100 %, при вводе в эксплуатацию в 1970 г.

Вследствие длительной эксплуатации подогревателей сетевой воды их химические и механические очистки не позволяют довести температурные напоры до нормативных значений, так как обесцинкование латунных трубок проводится слабыми химическими растворами и механическими усилиями.

При расходе сетевой воды $G_{св} = 2800$ т/ч и ее температуре на входе $t_{ос} = 45$ °С и выходе $t_{пс} = 75$ °С подогревателей фактический температурный напор основных бойлеров составляет $\delta t_{факт, исх} = 30$ °С, нормативный – $\delta t_{норм, исх} = 13$ °С.

При таких условиях температура насыщения $t_{исх}^s$ в подогревателе и давление $p_{т, исх}$ в теплофикационном отборе, которое принимается на 4 % выше давления $p_{исх}^s$ насыщения в подогревателе, составляют

$$t_{исх}^s = t_{пс} + \delta t_{факт, исх} = 75 + 30 = 105 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$p_{т, исх} = 1,04 p_{исх}^s = 1,04 \cdot 120,8 = 125,6 \text{ кПа.}$$

Энтальпия пара в отборе при этом давлении

$$h_{т, исх} = 2685,8 \text{ кДж/кг.}$$

Замена подогревателей ПСВ-500 на подогреватели с нормативным температурным напором $\delta t_{норм} = 9 \text{ } ^\circ\text{C}$ позволит снизить давление в отопительном отборе турбины и повысит теплофикационную выработку электроэнергии.

После замены бойлеров t^s и p_t , соответственно, составят

$$t^s = t_{пс} + \delta t_{норм} = 75 + 9 = 84 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$p_t = 1,04 p^s = 1,04 \cdot 56 = 58,2 \text{ кПа.}$$

Энтальпия пара при этом давлении

$$h_t = 2650,4 \text{ кДж/кг.}$$

Увеличение теплофикационной мощности турбоагрегата за счет снижения давления в Т-отборе

$$\Delta N_{пр} = G_t (h_{т, исх} - h_t) \eta_{oi} = 44,4 (2685,8 - 2650,4) 0,82 = 1,289 \text{ МВт,}$$

где G_t – расход пара в теплофикационный отбор турбоустановки $G_t = 160 \text{ т/ч} = 44,4 \text{ кг/с};$

$\eta_{oi} = 0,82$ – относительный внутренний КПД ЧСД турбины.

Экономия топлива по формуле (3.3)

$$\Delta B_{тф} = 1,289 \cdot 8000 (0,32 - 0,156) = 1,691 \text{ тыс. т у. т./год,}$$

где 8000 ч/год – число часов использования установленной мощности турбоагрегата в году.

П4. Реконструкция ЦВД и ЦНД турбоагрегата ПТ-60-130/13 ст. № 2

До реконструкции турбоагрегат имел степень износа 100 %, при вводе в эксплуатацию в 1970 г. Турбина, стопорный клапан и пароперепускные трубы выработали парковый ресурс. КПД проточной части ЦВД после капитального ремонта 2009 г. составил 77,8 % при норме 81,9 %.

Объемы реконструкции:

- замена ЦВД на новый, оппозитный, с увеличением расхода свежего пара от 387 т/ч до 470 т/ч, с увеличением нерегулируемого отбора пара 27 ата из линии «пар на ПВД-7» до 100 т/ч и повышением КПД проточной части на 8 %, в сравнении с фактическим состоянием;
- замена проточной части среднего давления ЦНД с увеличением максимального теплофикационного отбора пара 1,2 ата;
- замена стопорного клапана и пароперепускных труб, ПВД и ПНД с трубопроводами обвязки;
- установка нового генератора с воздушным охлаждением и тиристорным возбуждением;
- установка электрогидравлической системы регулирования;
- организация АСУ ТП турбоагрегата.

Расчет экономического эффекта произведем по отдельным составляющим.

Дополнительная выработка электроэнергии за счет роста КПД проточной части на 8 % (отн.)

$$\Delta \mathcal{E}_\eta = N_{\text{уст}} h_{\text{уст}} \delta \eta = 70 \cdot 8000 \cdot 0,08 = 44,8 \text{ тыс. МВт}\cdot\text{ч},$$

где $N_{\text{уст}} = 70 \text{ МВт}$ – установленная мощность турбоустановки;

$h_{\text{уст}} = 8000 \text{ ч/год}$ – число часов использования установленной электрической мощности турбоагрегата в году.

Дополнительная теплофикационная выработка электроэнергии паром 1,2 ата

$$\Delta \mathcal{E}_{1,2} = W_{1,2} \Delta Q_{1,2} = 0,450 \cdot 100\,000 = 45 \text{ тыс. МВт}\cdot\text{ч/год},$$

где $W_{1,2} = 0,387 \text{ МВт/МВт} = 0,450 \text{ МВт}\cdot\text{ч/Гкал}$ – удельная выработка электроэнергии паром отопительного отбора 1,2 ата;

$\Delta Q_{1,2}$ – увеличение годового отпуска теплоты из отопительного отбора 1,2 ата:

$$\begin{aligned}\Delta Q_{1,2} &= \Delta G_{\tau_{1,2}} \Delta h_{1,2} \tau_{\text{э,от}} = (200 - 160) 0,54 \cdot 4500 = \\ &= 100 \text{ тыс. Гкал/год} = 419 \text{ тыс. ГДж/год},\end{aligned}$$

где $\Delta G_{\tau_{1,2}} = 40 \text{ т/ч}$ – увеличение максимального расхода $G_{\tau_{1,2}}$ пара в отопительный отбор со 160 т/ч до 200 т/ч путем замены проточной части среднего давления ЦНД;

$\Delta h_{1,2} = h_{1,2} - h'_{1,2} = 2260 \text{ кДж/кг} = 0,54 \text{ Гкал/т}$ – разность энтальпии отбираемого пара и его конденсата;

$\tau_{\text{э,от}} = 4500 \text{ ч/год}$ – продолжительность отопительного периода.

Дополнительная выработка электроэнергии за счет увеличения годового отпуска теплоты ΔQ_{13+27} из производственных отборов 13 и 27 ата вследствие увеличения расхода свежего пара

Примем, что максимальный отпуск пара в производственные отборы увеличится на ту же величину, что и расход свежего пара, который после замены ЦВД вырастет с $D_{0,\text{исх}} = 387 \text{ т/ч}$ до $D_0 = 470 \text{ т/ч}$, то есть на $\Delta D_0 = \Delta D_{13+27} = 83 \text{ т/ч}$.

При этом отпуск теплоты в П-отборы увеличится на

$$\begin{aligned}\Delta Q_{13+27} &= \Delta D_{13+27} \Delta h_{13+27} \tau_{13+27} = 88 \cdot 0,71 \cdot 700 = \\ &= 41,25 \text{ тыс. Гкал/год} = 172,5 \text{ тыс. ГДж/год},\end{aligned}$$

где $\Delta h_{13+27} = 3000 \text{ кДж/кг} = 0,71 \text{ Гкал/т}$ – средний отпуск теплоты паром промышленного отбора;

$\tau_{13+27} = 700 \text{ ч/год}$ – число часов использования установленной мощности производственных отборов в году.

Дополнительная теплофикационная выработка электроэнергии паром производственных отборов

$$\Delta \mathcal{E}_{13+27} = \Delta Q_{13+27} W_{13+27} = 41,5 \cdot 0,170 = 7 \text{ тыс. МВт}\cdot\text{ч},$$

где $W_{13+27} = 0,145 \text{ МВт/МВт} = 0,170 \text{ МВт}\cdot\text{ч/Гкал}$ – средняя удельная теплофикационная выработка электроэнергии паром 13 и 27 ата.

Дополнительная выработка электроэнергии за счет реконструкции бойлерной установки и снижения давления в Т-отборе

Увеличение теплофикационной выработки за счет снижения давления в Т-отборе после замены бойлеров (см. п. ПЗ)

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{рт}} = 1,289 \cdot 8000 = 10,30 \text{ тыс. МВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Поскольку вся дополнительная мощность является теплофикационной, то *итоговая экономия топлива от проведения реконструкции* определяется по формуле (3.3):

$$\begin{aligned} \Delta B_{\text{тф}} &= \sum \Delta \mathcal{E} (b_{\text{зам}} - b_{\text{тф}}) = (44,8 + 45 + 7 + 10,3) (0,32 - 0,156) = \\ &= 17,56 \text{ тыс. т у. т./год.} \end{aligned}$$

Отметим, что организация дополнительного нерегулируемого отбора пара 27 ата в количестве до 50 т/ч на турбоагрегате ПТ-60-130/13 № 2 в 2004 г. позволила дополнительно отпускать потребителю 250 тыс. Гкал теплоты в год и иметь на этом дополнительную выработку электроэнергии 37,5 тыс. МВт·ч. Годовая экономия топлива от данной реконструкции составила 5,5 тыс. т у. т.

Реконструкция турбоагрегата ПТ-60-130/13 № 1, аналогичная описанной выше реконструкции турбоагрегата ПТ-60-130/13 № 2, стала значимым и эффективным мероприятием, проведенным в 2007 г. В ходе реконструкции:

- организован нерегулируемый П-отбор пара 27 ата в размере до 100 т/ч;
- производительность Т-отбора увеличена со 160 до 190 т/ч;
- номинальная мощность турбины повышена на 10 МВт;
- КПД турбины возрос на 7,9 % (отн.).

Благодаря реконструкции, отпуск тепла с паром в 2008 г. увеличился на 120 тыс. Гкал, дополнительная выработка электроэнергии составила 68,5 тыс. МВт·ч, а удельный расход топлива на ее отпуск снизился на 5 кг у. т./МВт·ч.

Суммарный эффект от мероприятия – 12,5 тыс. т у. т./год.

П5. Перевод турбоагрегата ПТ-60-130/13 ст. № 2 в режим ухудшенного вакуума

Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-60-130/13 ст. № 2 с подогревом сетевой воды в конденсаторе (нижний сетевой подогреватель) и основном бойлере (верхний сетевой подогреватель) приведена на рис. П5.1.

Такое решение выгодно для Гродненской ТЭЦ-2, поскольку нагрузки в горячей воде постоянно растут и в зимний период для обеспечения заданного отпуска теплоты требуется включение пиковых источников теплоты.

Произведем оценку эффективности перевода на ухудшенный вакуум турбоустановки ПТ-60-130/13 с удаленными лопатками последней ступени части низкого давления (ЧНД).

Нулевая мощность ЧНД соответствует давлению отработавшего пара $p_k = 0,05$ ата и его расходу в конденсатор $D_k = 16$ т/ч = 4,44 /с, то есть при значении относительного конечного давления [15]

$$p_k / D_k = 0,003125 \text{ ата} \cdot \text{ч/т.}$$

При такой величине D_k значение потерь теплоты в конденсаторе с учетом сброса дренажей по формуле (3.17) составит около $Q_{\text{ут}} = 12,5$ Гкал/ч = 14,5 МВт.

Топливный эквивалент этой теплоты (то есть первый член в формуле (3.12)) составляет

$$\Delta B_{\text{экр}} = 12,5 \cdot 0,17 \approx 2,125 \text{ т у. т./ч,}$$

где удельный расход топлива на отпуск теплоты принят равным $b_{\text{тэ}} = 0,17$ кг у. т./Гкал = 0,041 кг у. т./ГДж.

Возможное в переходный период (когда отопительные отборы загружены не полностью, а ПВК отключены) снижение теплофикационной мощности турбоустановки на базе отопительного отбора по формуле (3.21)

$$\Delta N_{\text{тф,от}} = 12,5 \cdot 0,5 = 6,25 \text{ МВт,}$$

где среднее значение удельной выработки электроэнергии для отопительных отборов турбин ТЭЦ принято равным $W_{\text{т}}^{\text{ср}} = 0,5$ МВт·ч/Гкал.

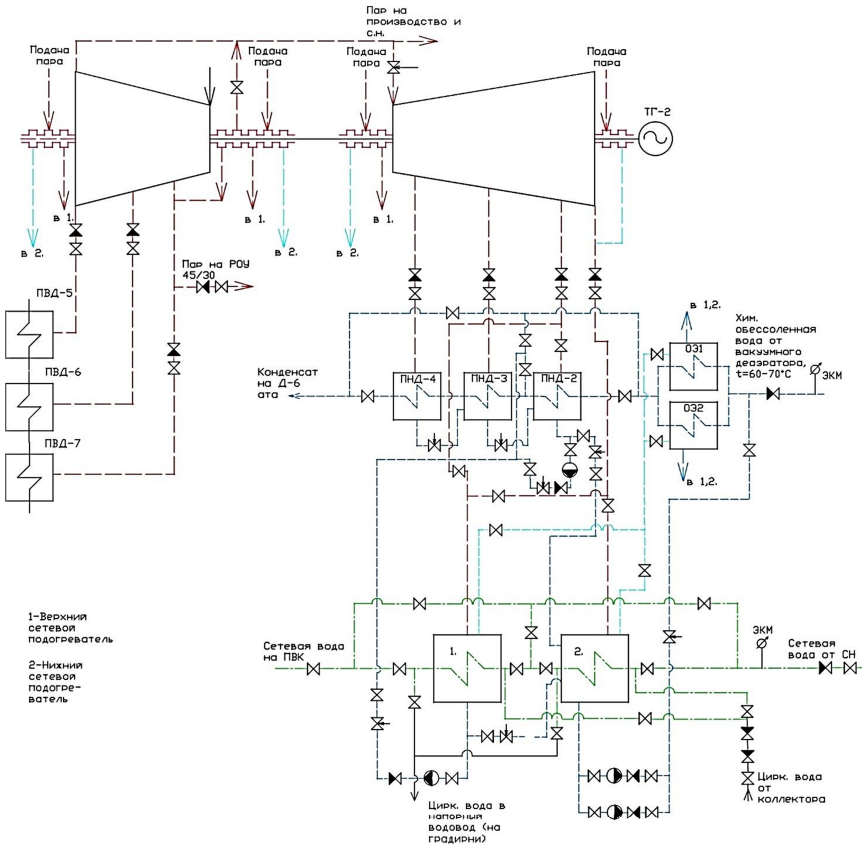


Рис. П5.1. Тепловая схема турбоустановки ПТ-60-130/13 ст. № 2 после реконструкции

При этом перерасход топлива в энергосистеме (третий член в формуле (3.12)) составит

$$\Delta B_{N_{\text{тф}}} = 6,25 (0,32 - 0,156) = 1,025 \text{ т у. т./ч.}$$

Оценим второй член в формуле (3.12).

Расход сетевой воды через конденсатор турбины, переведенной на ухудшенный вакуум, должен быть максимальным и равным примерно $G_{\text{св}} = 4000 \text{ т/ч} \approx 1100 \text{ кг/с}$, с последующим распределением воды между бойлерами работающих турбин.

На режиме ухудшенного вакуума давление отработавшего пара определяется температурой его конденсации t_k по формулам (3.19), (3.20).

Расчеты, проведенные для расхода и температуры обратной сетевой воды, соответственно, $G_{св} = 4000$ т/ч и $t_{oc} = 50$ °С, показали, что условие $p_k / D_k = 0,003125$ ата·ч/т, соответствующее нулевой мощности ЧНД, выполняется при расходе пара в конденсатор $D_k \approx 75$ т/ч = 20,8 кг/с.

В [15] показано, что при увеличении расхода пара в конденсатор до 100 т/ч $\approx 28,8$ кг/с мощность ЧНД станет положительной и составит около $\Delta N_{к, ЧНД} \approx 400$ кВт.

Значит, что при работе турбины ПТ-60-130/13 Гродненской ТЭЦ-2 с удаленными лопатками последней ступени при повышенных расходах пара в конденсатор (с так называемым свободным парораспределением в ЧНД при полностью открытой поворотной диафрагме) можно не только исключить потребление мощности в ЧНД, но и получить некоторую положительную мощность этого отсека $\Delta N_{к, ЧНД} > 0$.

Однако для большей достоверности произведем оценку эффективности работы турбины с ухудшенным вакуумом при условии, что $\Delta N_{к, ЧНД} = 0$, то есть при значении второго члена в формуле (3.12) $\Delta B_{N_k} = 0$.

По энергетическим характеристикам турбины ПТ-60-130/13 мощность циркуляционных насосов при минимальном расходе пара в конденсатор (рис. П13 [8]) $N_{цн} \approx 250$ кВт.

При этом значение последнего члена в формуле (3.1) составит

$$\Delta B_{N_{цн}} = 0,24 \cdot 0,32 \approx 0,075 \text{ т у. т./ч.}$$

Таким образом, часовая экономия топлива по формуле (3.12) составит:

– в зимний период при включенных ПВК

$$\begin{aligned} \Delta B_{от, зимн} &= \Delta B_{эвк} - \Delta B_{N_k} + \Delta B_{N_{цн}} = \\ &= 2,125 - 0 + 0,075 = 2,2 \text{ т у. т./ч;} \end{aligned}$$

– в переходный период при отключенных ПВК

$$\begin{aligned}\Delta B_{\text{от, перех}} &= \Delta B_{\text{экв}} - \Delta B_{N_{\text{к}}} - \Delta B_{N_{\text{тф}}} + \Delta B_{N_{\text{цн}}} = \\ &= 2,125 - 0 - 1,025 + 0,075 = 1,175 \text{ т у. т./ч.}\end{aligned}$$

Примем длительность зимнего периода $\tau_{\text{от, зимн}} = 2500$ часов и переходного $\tau_{\text{от, перех}} = 2000$ часов, тогда суммарная годовая экономия топлива составит

$$\begin{aligned}\Delta B_{\text{сум}} &= \Delta B_{\text{от, зимн}} \tau_{\text{от, зимн}} + \Delta B_{\text{от, перех}} \tau_{\text{от, перех}} = \\ &= 2,2 \cdot 2500 + 1,175 \cdot 2000 \approx 7850 \text{ т у. т.}\end{aligned}$$

Пб. Реконструкция котлоагрегатов БКЗ-320-140 ГМ

Реконструкция котлоагрегата ст. № 3 с заменой экранов на газоплотное исполнение и заменой РВП

До реконструкции котлоагрегат имел степень износа 100 %, при вводе в эксплуатацию в 1970 г.

Выявленные дефекты узлов по заключениям Межсистемной лаборатории металла и сварки и результатам обследования лаборатории НКиТД ТЭЦ-2:

– исчерпан ресурс надежности труб заднего и фронтального экранов, потолочного и ширмового пароперегревателей, выходных микроблоков 4-й ступени пароперегревателя;

– в неудовлетворительном состоянии экранные трубы подовой части и трубы на амбразурах горелок.

Выбросы окислов азота в продуктах горения при работе на газе при номинальной нагрузке составляют 285 мг/м^3 , при норме для котлов, введенных в эксплуатацию после 2006 г., – 150 мг/м^3 , согласно СТБ 1626.1-2006, так как котел не имеет ступенчатого сжигания топлива.

Объемы реконструкции:

– заменить ширмовый пароперегреватель;

– выполнить замену труб экранов на газоплотные;

- газоплотными панелями пароперегревателя дополнительно экранировать поворотный газоход и часть конвективной шахты;
- увеличить угол наклона подовых труб, что позволит убрать обмуровку пода и увеличить тепловосприятие топки;
- заменить I ступень пароперегревателя на III ступень водяного экономайзера;
- заменить ВГД-13,5 на ВГДН-17;
- изменить тип, количество и места расположения горелочных устройств;
- заменить газопроводы с установкой блоков контроля герметичности;
- заменить РВП-51 на новый, с установленной следящей за уплотнениями системой;
- выполнить полную перетрассировку газозаходов;
- организовать двухступенчатое сжигание топлива в топке с установкой сопел третичного дутья;
- реконструировать в пределах котла трубопроводы высокого и низкого давления с запорной и регулирующей арматурой;
- заменить обмуровку на надтрубную облегченную, с применением современных материалов из базальтового супертонкого волокна;
- организовать автоматизированную систему управления котлоагрегатом.

Реконструкция котла позволит:

- увеличить КПД котла на 4,0 %;
- уменьшить выбросы окислов азота на газе до 100 мг/м³;
- снизить минимальную нагрузку котла до 120 т/ч, то есть до 37,5 % от номинальной, с сохранением номинального перегрева пара при высоком КПД, что важно для летних режимов работы;
- снизить удельные расходы условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии в целом по ТЭЦ на 0,5 г у. т./кВт·ч и 0,4 кг у. т./Гкал, соответственно.

Сравнительные технико-экономические показатели реконструкции приведены в табл. Пб.1.

Таблица Пб.1

Показатели реконструкции котлоагрегата ст. № 3

Наименование показателя, размерность	Величина показателя	
	до внедрения мероприятия	после внедрения мероприятия
Паропроизводительность котла, т/ч	320	320
Теплопроизводительность котла, Гкал/ч	192	192
Температура уходящих газов, °С	165	131
Коэффициент избытка воздуха:		
– в режимном сечении газохода;	1,06	1,05
– перед РВП;	1,14	1,1
– за дымососом	1,52	1,28
Присосы воздуха, %:		
– в топку;	6	0
– в газоходы до РВП;	8	5
– РВП + дымососы;	38	18
– суммарные	46	23
КПД котла (брутто) при $Q_5 = 0,4 \%$, %	90,3	94,3
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/Гкал:		
– на тягу;	2,93	2,65
– на дутье;	3,26	2,04
– на рециркуляцию;	0,58	0,58
– суммарный	6,77	5,27
Концентрация NO_x , мг/м ³	285	100

Экономия топлива от увеличения КПД котла на 4 % по формуле (3.34)

$$\Delta B_{\eta_k} = 30,375 \cdot 0,04 / 0,903 \cdot 4000 = 5,382 \text{ тыс. т у. т./год.}$$

Ожидаемый часовой расход топлива на котлоагрегат

$$B_{k, \text{исх}} = Q_k^{\text{бр}} / (\eta_{k, \text{исх}}^{\text{бр}} Q_{\text{ну}}^{\text{р}}) = 192 / (0,903 \cdot 7) = 30,375 \text{ т у. т./ч.}$$

Реконструкция котлоагрегата ст. № 4 с организацией двухступенчатого сжигания, заменой РВП и организацией АСУ ТП

До реконструкции котлоагрегат имел степень износа 100 %, при вводе в эксплуатацию в 1976 г.

Кроме этого выбросы окислов азота в продуктах горения при работе на газе при номинальной нагрузке составляли 220 мг/м^3 , при норме 150 мг/м^3 , согласно СТБ 1626.1-2006, так как котел ст. № 4 не имеет ступенчатого сжигания топлива.

Объемы реконструкции:

- замена экранов на газоплотное исполнение;
- замена и перекомпоновка поверхностей нагрева;
- замена обмуровки и изоляции;
- организация двухступенчатого сжигания в топке, для чего необходимо выполнить подвод вторичного воздуха в топку и установить сопла третичного дутья;
- замена РВП-54 на новый, с установленной следящей за уплотнениями системой;
- полная перетрассировка газовоздуховодов;
- реконструкция в пределах котла трубопроводов высокого и низкого давления с запорной и регулирующей арматурой;
- замена обмуровки на надтрубную облегченную, с применением современных материалов из базальтового супертонкого волокна;
- организация автоматизированной системы управления котлоагрегатом;
- замена горелочных устройств на новый тип.

Реконструкция котла позволит:

- увеличить КПД котла на 3,0 %;
- уменьшить выбросы окислов азота на газе до 100 мг/м^3 ;
- снизить минимальную нагрузку котла до 120 т/ч, то есть до 37,5 % от номинальной, с сохранением номинального перегрева пара при высоком КПД, что важно для летних нагрузок;
- снизить удельные расходы условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии в целом по ТЭЦ на 0,3 г у. т./кВт·ч и 0,2 кг у.т./Гкал, соответственно.

Сравнительные технико-экономические показатели реконструкции приведены в табл. П6.2.

Показатели реконструкции котлоагрегата ст. № 4

Наименование показателя, размерность	Величина показателя	
	до внедрения мероприятия	после внедрения мероприятия
Паропроизводительность котла, т/ч	320	320
Теплопроизводительность котла, Гкал/ч	192	192
Температура уходящих газов, °С	151	131
Коэффициент избытка воздуха: – в режимном сечении газохода; – перед РВП; – за дымососом	1,05 1,12 1,43	1,05 1,1 1,28
Присосы воздуха, %: – в топку; – в газоходы до РВП; – РВП + дымососы; – суммарные	6 6,5 31,5 38	0 5 18 23
КПД котла (брутто) при $Q_5 = 0,4$ %, %	91,3	94,3
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/Гкал: – на тягу; – на дутье; – на рециркуляцию; – суммарный	3,14 2,99 0,74 6,87	2,65 2,04 0,74 4,69
Концентрация NO_x	220	100

Экономия топлива от увеличения КПД котла на 3 % по формуле (3.34)

$$\Delta B_{\text{тк}} = 30,042 \cdot 0,03 / 0,913 \cdot 3500 = 3,455 \text{ тыс. т у. т./год.}$$

Ожидаемый часовой расход топлива на котлоагрегат

$$B_{\text{к, исх}} = 192 / (0,913 \cdot 7) = 30,042 \text{ т у. т./ч.}$$

Для сравнения в табл. П6.3 приведены результаты реконструкции котлоагрегатов БК3-320-140 ст. № 1 и № 2, в результате кото-

рых, помимо указанного, расчетный ресурс поверхностей нагрева продлен на 100 тыс. часов, а концентрация окислов азота снижена с 310 до 100 мг/м³.

Таблица П6.3

Показатели реконструкции котлоагрегатов ст. № 1 и № 2

Наименование показателя, размерность	Котлоагрегат БКЗ-320-140 ГМ	
	ст. № 1	ст. № 2
Год проведения реконструкции	2003	2005
Снижение:		
– температуры уходящих газов, °С;	55	55
– присосов воздуха в газовый тракт, %	13	26
Повышение КПД брутто, %	3,5	4,6
Экономия топлива за один год эксплуатации, тыс. т у. т.	4,5	4,85

Замена РВП котлоагрегата ст. № 1 с установкой следящей системы и организацией АСУ ТП

До реконструкции котлоагрегат имел степень износа 100 %, при вводе в эксплуатацию в 1970 г.

Объемы реконструкции – замена РВП-51 с верхним расположением опорного подшипника на РВП-51 с нижним расположением опорного подшипника и следящей системой.

Данное мероприятие позволит уменьшить присосы в газовый тракт котлоагрегата на 15 %. Согласно нормативным характеристикам, это приведет к увеличению КПД котла на 0,83 %.

Экономия топлива от увеличения КПД котла на 0,83 % по формуле (3.34)

$$\Delta B_{\text{тк}} = 29,335 \cdot 0,0083 / 0,935 \cdot 4000 = 1,042 \text{ тыс. т у. т./год.}$$

Ожидаемый часовой расход топлива на котлоагрегат

$$B_{\text{к, исх}} = 192 / (0,935 \cdot 7) = 29,335 \text{ т у. т./ч.}$$

П7. Реконструкция градирни № 2

До реконструкции градирня имела степень износа 100 %, при вводе в эксплуатацию в 1970 г.

В 2000 г. предприятием «Белпроектстальконструкция» было проведено обследование несущих металлоконструкций градирни № 2, в результате которого установлено следующее:

- в конструкциях и элементах каркаса выявлены дефекты изготовления, монтажа и повреждения, возникшие в процессе эксплуатации, влияющие на несущую способность и устойчивость всего каркаса;
- все металлоконструкции имеют коррозионные повреждения и нарушение антикоррозионного покрытия;
- обшивка из асбестоцементных волнистых листов непригодна для дальнейшей эксплуатации;
- нарушена целостность железобетонных опор водооросительной системы;
- вследствие разрушения щитов пленочного оросителя забиты его межщитовые пространства.

Кроме этого, недостаточная площадь оросителя градирен (900 м²) в летний период ежегодно приводит к ограничению располагаемой мощности ТЭЦ-2.

Проект реконструкции выполнили РУП «БелНИПИэнергопром» совместно с Институтом тепло- и массообмена Национальной академии наук Беларуси (ГНУ ИТМО НАНБ).

Объемы реконструкции:

- верхний ярус асбоцементного оросителя заменен на пластиковый ороситель ТПВВ, собранный в пакеты из листов двойного гофрирования и имеющий, за счет этого, увеличенную смачиваемую поверхность, что позволяет в результате турбулизации пленочного течения жидкости улучшать процессы испарительного охлаждения циркуляционной воды;
- зимнее жалюзийное устройство с горизонтальной осью вращения заменено на аэродинамический завихритель с вертикальной осью вращения: в зимний период его щиты закрываются, а в летний – выполняют функцию направляющих аппаратов аэродинамического завихрителя, что обеспечивает закрутку входящего в подоросительное пространство градирни охлаждающего воздуха;

– в центре оросителя создано вентиляционное окно, позволяющее более равномерно подавать воздух на ороситель.

Создание вихря в подоросительном пространстве совместно с вентиляционным окном в центре оросительной системы позволяет существенно улучшить аэродинамику воздушных потоков на входе и внутри градирни, более равномерно распределить охлаждающий воздух по всей площади оросителя. Через вентиляционное окно удаляется наиболее теплый и влажный воздух, который не участвует в теплообмене.

В результате реконструкции в рабочих диапазонах гидравлических $Q_w = 2500\text{--}8000 \text{ м}^3/\text{ч}$ и удельных тепловых нагрузок градирни $u = 7\text{--}42 \text{ Мкал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, температур поступающей на градирню воды $t_1 = 23\text{--}30 \text{ }^\circ\text{C}$, температур наружного воздуха $t_{\text{нв}} = 7\text{--}23 \text{ }^\circ\text{C}$, его относительной влажности $\varphi = 50\text{--}85 \%$ и скорости ветра $w = 0,1\text{--}6,8 \text{ м/с}$ охлаждающая способность градирни, по сравнению с охлаждением воды в типовой (нормативной), улучшится:

- для наиболее теплого периода (июль) – на $2,2 \text{ }^\circ\text{C}$;
- для холодного периода (октябрь) – около $0,6 \text{ }^\circ\text{C}$.

Снижение температуры охлаждающей воды на $1 \text{ }^\circ\text{C}$, в зависимости от условий эксплуатации, может приводить к снижению конечного давления на $0,3\text{--}0,6 \text{ кПа}$. В свою очередь, снижение конечного давления на 1 кПа приводит к увеличению мощности ЧНД турбин ПТ-60-130/13 на 435 кВт . Таким образом, за счет реконструкции градирни электрическая мощность может увеличиться от 100 кВт (для условий октября) до 500 кВт (для условий июля).

Примем общую продолжительность межотопительного периода 5000 часов, тогда дополнительная выработка электроэнергии за этот период составит около

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{выр}} = 5000 (0,1 + 0,5) / 2 \approx 1500 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

что по формуле (3.5) приведет к экономии условного топлива

$$\Delta B_{\text{эк}} = 1500 \cdot 0,32 = 480 \text{ т у. т./год.}$$

П8. Установка ГТУ 120 МВт с производством в котле-утилизаторе пара для стационарных коллекторов

Ввод ПГУ-КУ-ПК на Гродненской ТЭЦ-2 по схеме, показанной на рис. П8.1, позволяет снизить себестоимость электроэнергии и значительно увеличить КПД ее производства.

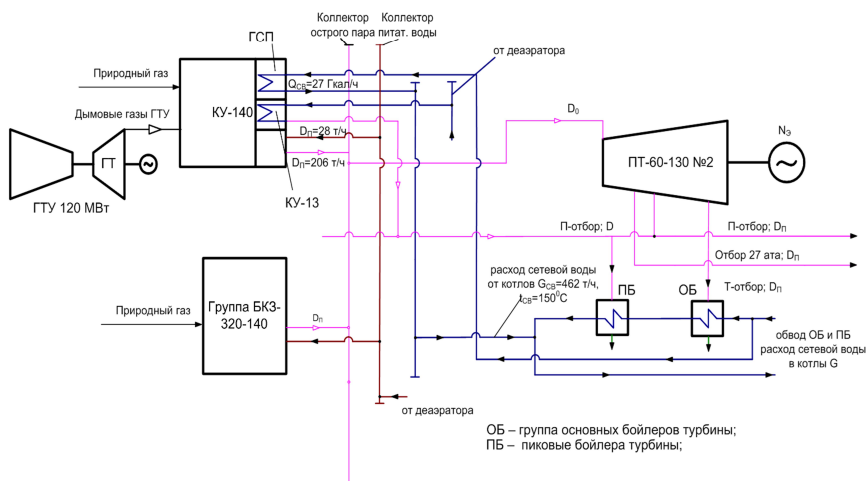


Рис. П8.1. Принципиальная технологическая схема ТЭЦ-2 с ГТУ 120 МВт

Объемы реконструкции:

– установка ГТУ мощностью 120 МВт во временном торце турбинного цеха;

– установка котла-утилизатора в расширяемой части котельного цеха, рассчитанного на параметры пара двух контуров:

а) $p_I = 13,7$ МПа, $t_I = 550$ °С, $G_I = 206$ т/ч;

б) $p_{II} = 1,3$ МПа, $t_{II} = 280$ °С, $G_{II} = 28$ т/ч,

а также имеющего газовый подогреватель сетевой воды, мощностью 27 Гкал/ч ≈ 30 МВт, обеспечивающий снижение температуры уходящих газов не выше 120 °С;

– установка генератора, мощностью 130 МВт и напряжением 10 кВ, с воздушным охлаждением;

– реконструкция ГРП с прокладкой отдельного газопровода к дожимному компрессору ГТУ.

В котле-утилизаторе используется дожигание с минимальным расходом природного газа: только для обеспечения перегрева пара первого контура до номинальной температуры свежего пара существующих паровых турбин ТЭЦ.

Подключение котла-утилизатора по I контуру осуществляется в общую с энергетическими котлами магистраль свежего пара, по II контуру – к общестанционным коллекторам пара П-отборов турбин, по сетевой воде – к сетевым трубопроводам после бойлерной установки турбин ПТ-60-130/13.

Питание котла-утилизатора по I контуру осуществляется от общестанционного коллектора питательной воды, по II контуру – от всасывающего коллектора питательных электронасосов (ПЭН) насосами низкого давления, по сетевой воде – от трубопроводов сетевой воды, после сетевых насосов, до бойлеров через промежуточный контур обессоленной воды, циркулирующей в газовом подогревателе.

В результате реконструкции выработка электроэнергии на ТЭЦ при неизменном тепловом потреблении практически удваивается.

Кроме этого, установка ГТУ-120 позволяет существенно снизить дефицит отборного пара для теплоснабжения жилищно-коммунального сектора и промышленных предприятий г. Гродно.

За счет дополнительной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, которая по данным [24] составляет около 820 тыс. МВт·ч, экономия топлива в энергосистеме по формуле (3.3)

$$\Delta B_{\text{эк}} = 820 (0,32 - 0,176) = 118,4 \text{ тыс. т у. т./год},$$

где 0,32 т у. т./МВт·ч и 0,176 т у. т./МВт·ч – удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии на конденсационном режиме паротурбинных блоков Лукомльской ГРЭС и на ГТУ, соответственно.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АСР – система автоматического регулирования.

АССУ – автоматическая следящая система за зазорами радиальных уплотнений.

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом.

ВД – высокое давление.

ГПК – газовый подогреватель конденсата.

ГПСВ – газовой подогреватель сетевой воды.

ГРП – газорегуляторный пункт.

ДГУ – детандер-генераторная установка.

МЭА – Международное энергетическое агентство.

ГВП ВД – газовой подогреватель высокого давления.

ГВП НД – газовой подогреватель низкого давления.

ГПА – газопоршневой агрегат.

ГТУ – газотурбинная установка.

КИТТ – коэффициент использования теплоты топлива.

КПД – коэффициент полезного действия.

КЦТ – коэффициент ценности теплоты.

КУ – котел-утилизатор.

КЭ – конденсационный экономайзер.

КЭС – конденсационная электростанция.

НД – низкое давление.

ПВД – подогреватель высокого давления.

ПВК – пиковые водогрейные котлы.

ПНД – подогреватель низкого давления.

ПГУ – парогазовая установка.

ПГУ-КУ – парогазовая установка с котлом-утилизатором.

ПГУ-Р – парогазовая установка с вытеснением регенерации.

ПГУ-С – парогазовая установка сбросного типа.

ПК – паровой котел.

ПСУ – паросиловая установка.

ПТ – паровая турбина.

ПТУ – паротурбинная установка.

ПЭН – питательный электронасос.

РВП – регенеративный воздухоподогреватель.

СШО – система шариковой очистки.

ТЭС – тепловая электростанция.
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль.
УПГУ – утилизационная парогазовая установка.
УРТ – удельный расход топлива.
УТЗ – Уральский турбинный завод.
ХВО – химводоочистка.
ЦВД – цилиндр высокого давления.
ЦНД – цилиндр низкого давления.
ЦСД – цилиндр среднего давления.
ЧВД – часть высокого давления.
ЧНД – часть низкого давления.
ЧСД – часть среднего давления.
ЭХ – энергетическая характеристика.

Учебное издание

КАЧАН Светлана Аркадьевна

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЭС

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности
1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»

Редактор *Е. И. Бенищевич*
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 03.02.2022. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.

Усл. печ. л. 6,22. Уч.-изд. л. 4,86. Тираж 100. Заказ 208.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.