

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Факультет Энергетический
Кафедра Тепловые электрические станции

СОГЛАСОВАНО

Заведующий кафедрой



25 мая 2017 г.

Н.Б. Карницкий

2017 г.

СОГЛАСОВАНО

Декан факультета



25.05. 2017 г.

К.В. Доброго

2017 г.

ЭЛЕКТРОННЫЙ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ

ЭНЕРГО ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЭС

для специальности 1-43 01 04 Тепловые электрические станции,

Составители: д.т.н., профессор Карницкий Н.Б.,
 к.т.н., доцент Качан С.А.

Рассмотрено и утверждено
на заседании совета энергетического факультета 25 мая 2017 г.,
протокол N 9

ПЕРЕЧЕНЬ МАТЕРИАЛОВ

I. Теоретический раздел:

- «Энергоэффективность ТЭС» - курс лекций

II. Практический раздел:

- «Энергоэффективность ТЭС» - тематика практических занятий и курсового проектирования.

III. Контроль знаний:

- «Энергоэффективность ТЭС» - перечень вопросов к экзамену

IV. Вспомогательный раздел:

- «Энергоэффективность ТЭС» - учебная программа для учреждения высшего образования

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Цели создания ЭУМК: повышение качества образовательных услуг за счет обеспечения студентов комплектом учебных и учебно-методических материалов, позволяющим самостоятельно изучать дисциплину «Энергоэффективность ТЭС», что особенно важно для студентов заочной формы получения образования. ЭУМК также может быть использован преподавателями сходных дисциплин для подготовки к лекционным и практическим занятиям, организации курсового проектирования.

Задачи ЭУМК: формирование у студентов комплекса знаний для оценки уровня тепловой экономичности энергогенерирующего оборудования паротурбинных и парогазовых ТЭС, понимание возможностей повышения энергетической эффективности его эксплуатации с учетом особенностей работы ТЭС в энергосистеме.

Особенности структурирования и подачи учебного материала: ЭУМК включает следующие разделы: теоретический (курс лекций по учебной дисциплине), практический (тематика практических занятий и курсового проектирования), контроля знаний (вопросы к экзамену) и вспомогательный (учебная программа по дисциплине).

Рекомендации по организации работы с ЭУМК: рекомендуется последовательно изучать материалы теоретического раздела с закреплением полученных знаний в ходе решения задач на практических занятиях, а затем переходить к разработке курсового проекта. Для помощи в работе над курсовым проектом по дисциплине автором разработаны методические пособия, размещенные в репозитории БНТУ.

Знания, полученные при изучении данного ЭУМК, предназначены для формирования научного мышления и подготовки специалистов для проектно-конструкторской и исследовательской деятельности, эксплуатационной работе на объектах энергетики.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

I - КУРС ЛЕКЦИЙ	4
1. ЭНЕРГЕТИКА БЕЛАРУСИ И ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА ТЭС.....	4
1.1. Энергетика Беларуси: современное состояние и перспектива развития.....	4
1.2. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС Беларуси	6
2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПАРОТУРБИННЫХ ТЭС	12
2.1. Показатели энергетической эффективности паросиловых установок.....	12
2.2. Энергетические характеристики паровых котлов (парогенераторов).....	17
2.3. Энергетические характеристики паротурбинных установок	19
2.4. Расчет нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты.....	30
3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЭС, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ ПАРОГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	33
3.1. Показатели энергетической эффективности ГТУ.....	33
3.2. Энергетические характеристики газотурбинных установок	35
3.3. Основные схемы ПГУ, применяемые на ТЭС	40
3.4. Показатели энергетической эффективности установок, использующих парогазовые технологии	45
3.5. Энергетические характеристики утилизационных парогазовых установок.....	49
4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	53
4.1. Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками. Маневренные характеристики оборудования.....	53
4.2. Принципы оптимизация режимов работы электростанций.....	59
4.3. Энергосбережение в энергетике	64
II - ТЕМАТИКА ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ И КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ	65
III - ВОПРОСЫ К ЭКЗАМЕНУ	66
IV - УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА	69

І - КУРС ЛЕКЦИЙ

1. ЭНЕРГЕТИКА БЕЛАРУСИ И ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА ТЭС

1.1. Энергетика Беларуси: современное состояние и перспектива развития

Белорусская энергетическая система – это сложный комплекс, включающий электростанции, котельные, электрические и тепловые сети, которые связаны общностью режима их работы на территории всей республики.

Основу энергосистемы составляют ТЭС – электростанции, первичным источником энергии на которых является органическое топливо, а основу топливного баланса – природный газ. В настоящее время (рис. 1.1) примерно половину от установленных генерирующих мощностей составляют конденсационные ТЭС (КЭС) или, так называемые, ГРЭС – Государственные районные электростанции, а половину – теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

Структура генерирующих мощностей в Беларуси сформировалась в значительной степени как результат стратегии развития Единой энергосистемы СССР. Основные энергоисточники были введены в 60-80 годы прошлого века.

В январе 1895 года начала работать первая электростанция постоянного тока в Минске мощностью 200 лошадиных сил (примерно 150 кВт). Вырабатываемая электроэнергия использовалась преимущественно для освещения главных улиц города и домов состоятельных горожан. В июне 1998 года дала первый ток электростанция в Витебске и пущен первый в Беларуси трамвай.

К 1913 году мощность всех электростанций Беларуси составляла 5,3 МВт.

К 1920 г. в результате разрушений, вызванных первой мировой войной, суммарная мощность электростанций уменьшилась до 1 МВт.

В связи с принятием и реализацией в России плана ГОЭЛРО, первого пятилетнего плана, активизировались работы по восстановлению, расширению и строительству новых электростанций республики и к 1928 году установленная мощность электростанций республики увеличилась до 14,4 МВт.

1930 год был ознаменован для белорусской энергетики вводом в эксплуатацию первой очереди Белорусской ГРЭС мощностью 10 МВт. Ввод Белорусской ГРЭС дал мощный толчок развитию электрических сетей на напряжение 35 и 110 кВ. Технологический управляемый комплекс: электростанция - электрические сети - потребители электрической энергии фактически положил начало созданию в 1931 году Белорусской энергетической системы, и 15 мая 1931 года было организовано Районное управление государственных электрических станций и сетей Белорусской ССР - "Белэнерго". К концу 30-х г установленная мощность энергосистемы Беларуси достигла 129 МВт.

Нападение фашистской Германии привело электроэнергетическую базу республики практически к полному уничтожению, и после освобождения Беларуси мощность ее электростанций составила всего 3,4 МВт.

В кратчайшие сроки было восстановлено 13 электростанций и уже в 1947 году установленная мощность электростанций и производство электроэнергии достигли довоенного уровня, а к концу сороковых годов установленная мощность электростанций значительно превысила довоенный уровень и составила 238,8 МВт.

В пятидесятые годы вводятся ТЭЦ во многих городах республики, и к концу 50-х годов мощность энергосистемы достигла 756 МВт.

1960-70 годы характеризуются особо интенсивным развитием электроэнергетики, на электростанциях вводится оборудование на высокие и сверхкритические параметры пара. Пущены в строй Березовская ГРЭС и Лукомльская ГРЭС.

С 1966 года по ВЛ 330 кВ Белорусская энергосистема была присоединена к Единой энергетической системе Европейской части СССР.

В 1963 году на базе областных электрических сетей образованы районные энергетические управления: Брестэнерго, Витебскэнерго, Гомельэнерго, Гродноэнерго, Минскэнерго, Могилевэнерго и завершается формирование единой Белорусской энергосистемы. В 1970-80 годах достигают проектной мощности основные действующие электростанции: Минская ТЭЦ-3, Бобруйская ТЭЦ-2, Лукомльская ГРЭС, Мозырская ТЭЦ, сооружаются Гродненская ТЭЦ-2, Минская ТЭЦ-4.

Повышаются мощности теплофикационных агрегатов и параметры пара, идет дальнейшее развитие теплофикации, а также широкое использование газа и мазута, что обеспечивает высокую экономичность производства электрической и тепловой энергии.

В дальнейшем темпы обновления основных производственных фондов (ОПФ) в энергетике были ниже темпов старения созданных мощностей.

В 1990-2000 годах при острой недостатке инвестиционных ресурсов вводятся в эксплуатацию энергоблоки на Минской ТЭЦ-4 (250 МВт), Гомельской ТЭЦ-2 (180 МВт), Оршанской ТЭЦ (ПГУ-70 МВт), Минской ТЭЦ-5 (330 МВт).

В результате к началу 2006 года уровень износа основных производственных фондов достиг 60%, а средний срок службы энергоисточников составил 30 лет, при нормативном сроке 27 лет.

Для повышения эффективности и надежности работы энергетического оборудования были приняты программы по модернизации и энергосбережению в энергетике, в результате реализации которых к началу 2011 года уровень износа ОПФ сократился до 48%.

В период 2011-2014 годов введено 1833,6 МВт высокоэффективных генерирующих мощностей. Только за 2014 год в энергосистеме введено 1107 МВт, или свыше 10 процентов от установленной мощности энергосистемы страны. При этом выведено из эксплуатации неэкономичного устаревшего оборудования общим объемом 700 МВт.

Произведена реконструкция и модернизация паросилового оборудования большинства КЭС и ТЭЦ Беларуси, в том числе с применением современных парогазовых технологий.

Были модернизированы паротурбинные блоки 300 МВт Лукомльской ГРЭС; введены в строй детандргенераторные установки (ДГУ) на Лукомльской ГРЭС, Минской ТЭЦ-4 и Гомельской ТЭЦ-2. Дубль-блоки 160 МВт Березовской ГРЭС были надстроены газотурбинными установками (ГТУ) с реализацией схемы «сбросных» парогазовых установок (СПГУ). Ведены теплофикационные парогазовые установки утилизационного типа (УПГУ) на Минской ТЭЦ-3 (230 МВт) и Минской ТЭЦ-2 (30 МВт). На Гродненской ТЭЦ-2 введена ГТУ мощностью 120 МВт, теплота сбросных газов которой используется в котле-утилизаторе для питания стационарных коллекторов пара. Конденсационные парогазовые установки мощностью порядка 400 МВт введены на Минской ТЭЦ-5, Лукомльской и Березовской ГРЭС.

На начало 2015 года производственный потенциал энергосистемы Республики Беларусь представлен электростанциями общей установленной мощностью 10 035 МВт, из которых 9326 МВт – на электростанциях ГПО «Белэнерго», в том числе 9298,2 МВт – на 41 тепловой электростанции,

работающих на природном газе, мазуте и местных видах топлива, и 27,8 МВт – на 23 энергоисточниках, работающих на возобновляемых источниках энергии (вода, ветер); 709 МВт установлено на 206 энергоисточниках потребителей и отпускающие электроэнергию в сеть энергосистемы (рис. 1.1).

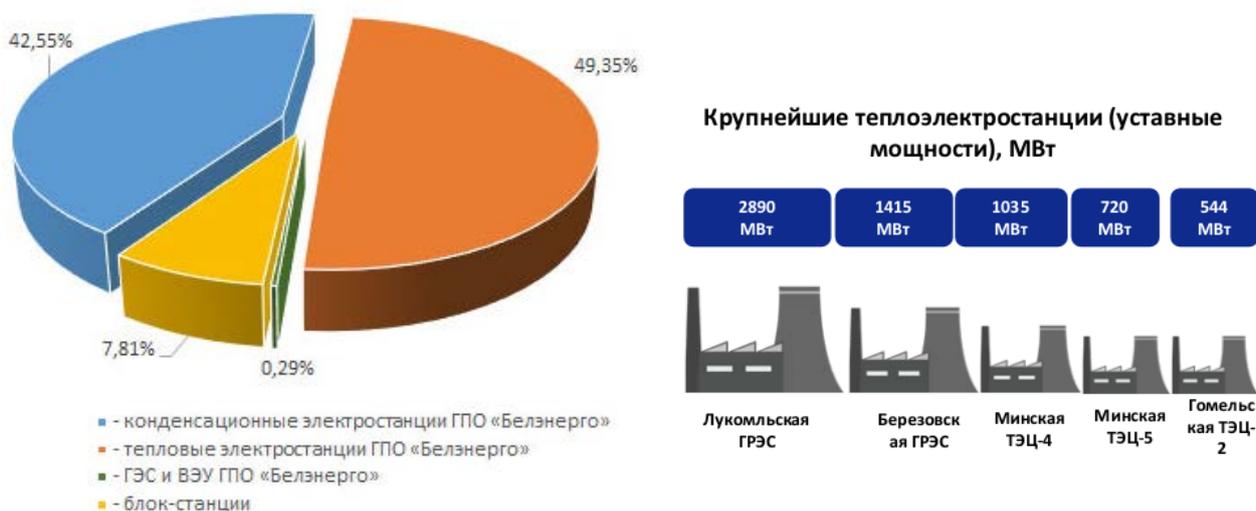


Рис. 1.1. Структура установленной мощности энергосистемы по состоянию на 01.01.2016

Основными технологиями Белорусской энергосистемы до начала века были паротурбинные, которые в настоящее время активно замещаются парогазовыми. Работы по замене физически изношенного оборудования, в том числе с внедрением парогазовых технологий будут продолжаться. Существенным изменением станет ввод к 2020 году первой Белорусской АЭС-2400, предназначенной для работы в базовой части суточного графика нагрузки, структура генерирующих источников окажется перенасыщенной базовыми источниками.

Важным является обеспечение технической возможности покрытия переменного суточного графика электрической нагрузки с учетом формирующейся структуры генерации Белорусской энергосистемы, и выбор установленной мощности маневренных источников.

1.2. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС Беларуси

Подробно основные положения действующей методики анализа эффективности топливоиспользования на ТЭС Беларуси изложены в литературе:

Качан, А. Д. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС : [учебное пособие для специальности 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции"] / А.Д. Качан и С.А. Качан ; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции". - Минск: БНТУ, 2005. - 156 с.: ил.

<http://rep.bntu.by/handle/data/22447>

Основными показателями эффективности топливоиспользования являются **удельные расходы топлива (УРТ) на отпуск электроэнергии и теплоты.**

$$b_{\varepsilon}^{\text{отп}} = \frac{B_{\varepsilon}}{\varepsilon_{\text{отп}}} \quad (1.1)$$

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

где $\varepsilon_{\text{отп}}$, $Q_{\text{отп}}$ – отпуск электроэнергии и теплоты от энергоисточника; B_{ε} , $B_{\text{тэ}}$ – расходы топлива на производство электроэнергии и теплоты.

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.

Энергетическая характеристика оборудования – это комплекс зависимостей технико-экономических показателей его работы (в абсолютном или относительном исчислении) от нагрузки при оптимальных режимах работы и принятой тепловой схеме. *Отражает реально достижимую экономичность работы оборудования и является технической базой нормирования.*

Нормативные характеристики оборудования используются для расчета его нормативных показателей работы и для сопоставления фактических показателей, достигнутых в условиях эксплуатации за отчетный период, с технически достижимыми. ЭХ позволяют проводить анализ экономичности работы энергооборудования для выявления имеющихся резервов повышения экономичности и причин, вызвавших перерасход топлива.

ЭХ разрабатываются для всех ТЭС и котельных энергосистемы Республики Беларусь с использованием следующих *исходных материалов*:

- данные расчетов заводов-изготовителей;
- результаты представительных тепловых испытаний установок;
- типовые ЭХ турбин, котлов и вспомогательного оборудования – обобщенные характеристики, построенные на основе представительных тепловых испытаний нескольких установок данного типа, т.е. устанавливаются для группы однотипного оборудования на основании обработки большого количества экспериментальных данных по оборудованию одного типа различных ТЭС.

Пересмотр нормативно-технической документации производится при:

- истечении срока действия существующей документации;
- вводе нового или демонтаже изношенного (морально устаревшего) оборудования;
- реконструкции оборудования (перевод турбин с конденсатором на работу в режиме ухудшенного вакуума или противодавления; организация дополнительного регулируемого отбора, перевод котлов на сжигание другого вида топлива и пр.);
- изменении технических ограничений на оборудовании (переход на новые начальные параметры пара; снижение технического минимума котлов и пр.);

Нормативные УРТ рассчитываются с учетом фактических значений **внешних факторов** эксплуатации, т.е. объективно независящих от персонала ТЭС (качество используемого топлива, температура наружного воздуха, параметры отпускаемой потребителю теплоты, температура охлаждающей воды на входе в конденсатор и пр.).

Для этого ЭХ включает в себя алгоритм (макет) расчета показателей и систему поправок к отдельным показателям на изменение значений внешних факторов.

Отклонение **внутренних факторов**, то есть зависящих от действий персонала (состояние основного и вспомогательного оборудования: качество поддержания начальных параметров пара, чистота и плотность теплообменных аппаратов, состояние проточной части турбин и газоходов котла и пр.), от номинальных значений определяет перерасходы (резервы экономии) топлива на ТЭС (см. раздел 4.3).

При отпуске от ТЭС потребителям как электрической, так и тепловой энергии (наиболее распространенный вариант их работы) необходимо *распределить расходы теплоты и топлива по двум видам энергетической продукции.*

Рассмотрим некоторые из используемых методов.

В настоящее время ЭХ построены с использованием **физического метода разделения топливных затрат** на производство электроэнергии и теплоты, когда на отпуск теплоты относится физически необходимое количество топлива, а **основной эффект от теплофикации относится на отпуск электроэнергии.** При этом *удельный расход топлива на отпуск теплоты от ТЭЦ и котельных оказываются близкими, а удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ существенно в 1,5..2,5 раза ниже, чем на КЭС.*

УРТ на отпуск теплоты находится через тепловой эквивалент топлива

$$b_{\text{тэ}}^{\text{отп}} = \frac{34,1}{\eta_{\text{к}}^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{тп}}} \frac{\text{кг.у.т.}}{\text{ГДж}} = \frac{143}{\eta_{\text{к}}^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{тп}}} \frac{\text{кг.у.т.}}{\text{Гкал}}, \quad (1.3)$$

где $34,1 = 10^6/29300$ – физический эквивалент 1 ГДж теплоты (низшая теплота сгорания условного топлива $Q_{\text{н,у}}^{\text{р}} = 29300$ кДж/(кг у.т.)); $143 = 10^6/7000$ – физический эквивалент 1 Гкал теплоты ($Q_{\text{н,у}}^{\text{р}} = 7000$ ккал/(кг у.т.)); $\eta_{\text{к}}^{\text{н}}$ – КПД нетто котельной установки; $\eta_{\text{тп}}$ – КПД теплового потока.

При этом полный расход топлива, относимый на отпуск теплоты,

$$B_{\text{тэ}} = Q_{\text{отп}} \cdot b_{\text{тэ}}^{\text{отп}} \quad (1.4)$$

а полный расход топлива, относимый на отпуск электроэнергии,

$$B_{\text{э}} = B_{\text{тэц}} - B_{\text{тэ}} = \mathcal{E}_{\text{отп}} \cdot b_{\text{э}}^{\text{отп}}, \quad (1.5)$$

Тогда УРТ на отпуск электроэнергии

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

где $B_{\text{ТЭЦ}}$ – полный расход топлива на ТЭЦ.

На режиме без потерь конденсации отработавшего в турбине пара распределение $B_{\text{ТЭЦ}}$ производится пропорционально количеству отпускаемых совместно электроэнергии и теплоты без учета их различной энергетической ценности

$$B_3 = B_{\text{ТЭЦ}} \frac{\mathcal{E}_{\text{отп}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}} + Q_{\text{отп}}}; \quad B_{\text{тэ}} = B_{\text{ТЭЦ}} \frac{Q_{\text{отп}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}} + Q_{\text{отп}}}, \quad (1.7)$$

Физический метод нагляден, хорошо отработан; достаточно строго учитывает влияние факторов, связанных с техническим состоянием оборудования и уровнем его эксплуатации, и может успешно применяться для внутростанционного анализа эффективности топливоиспользования.

Однако этот метод оказался неприемлемым в топливной политике, так как удельный расход топлива на ТЭЦ на выработку тепловой энергии получается несколько выше, чем на котельных $b_{\text{тэ}}^{\text{ТЭЦ}} \geq b_{\text{тэ}}^{\text{кот}}$. Это объясняется наличием на ТЭЦ дополнительных потребителей собственных нужд и потерь теплоты, связанных с отпуском тепловой энергии (конденсатных насосов сетевых подогревателей, потерь теплоты на их наружное охлаждение и др.) и др.

Указанное, а также существующая система перекрестного субсидирования льготных потребителей приводили к завышению тарифов на отпуск тепловой энергии от ТЭЦ, в особенности для промышленных предприятий, участвующих в перекрестном субсидировании, которым в результате оказывалось не выгодным получать теплоту от ТЭЦ.

После «развала» СССР многие промышленные предприятия отказывались покупать теплоту от ТЭЦ и строили свои собственные, зачастую не экономичные, котельные. В итоге в Беларуси (как и на всем постсоветском пространстве) это привело к снижению эффективности теплофикации и существенной потере экономии топлива за счет комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ. Поэтому с 90-х годов прошлого века начались поиски других методов разделения топливных затрат с *отнесением части эффекта от теплофикации на отпуск теплоты*.

Как альтернатива физическому предлагался **эксергетический метод**, при котором распределение затрат топлива $B_{\text{ТЭЦ}}$ производится пропорционально эксергетической ценности отпускаемых теплоты и электроэнергии

$$B_3 = B_{\text{ТЭЦ}} \frac{E_3}{E_3 + E_{\text{тэ}}}; \quad B_{\text{тэ}} = B_{\text{ТЭЦ}} \frac{E_{\text{тэ}}}{E_3 + E_{\text{тэ}}}, \quad (1.8)$$

где $E_3 = \mathcal{E}_{\text{отп}}$, $E_{\text{тэ}} < Q_{\text{отп}}$ – эксергия отпущенных электроэнергии и теплоты от ТЭЦ.

При отпуске от ТЭЦ низкопотенциальной теплоты (из отборов или противодавления турбин) расход топлива на ее производство становится

существенно ниже, чем в котельных, а значит, промпредприятия будут заинтересованы в получении теплоты от ТЭЦ. Однако стоимость отпуска электроэнергии от ТЭЦ становится выше, чем на замещающих КЭС, т.е. энергосистеме может стать невыгодным строительство ТЭЦ.

Недостатками метода являются также сложность расчетов и необходимость детального контроля режимов работы и климатических колебаний.

В России с 1996 г. действует метод ОРГРЭС, при котором разделение $B_{ТЭЦ}$ производится пропорционально затратам теплоты на выработку электроэнергии и отпуск теплоты внешним потребителям при условии их отдельного производства на данной конкретной ТЭС, т.е. при условии выбора в качестве замещающих установок в альтернативном варианте отдельного производства электроэнергии и теплоты турбин конкретной ТЭЦ.

В расчетах используются коэффициенты ценности теплоты ζ .

В настоящее время в Беларуси для образования тарифов применяется **экономический метод**. В этом случае основная часть эффекта от теплофикации относится на отпуск теплоты, а на отпуск электроэнергии относится только та его часть, которая необходима для компенсации низко экономичной конденсационной выработки на ТЭЦ.

При этом удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается таким же, как на замещающей КЭС

$$b_{\text{ЭЭ}}^{\text{ЭК}} = b_{\text{зам}}, \quad (1.9)$$

а удельный расход топлива на отпуск теплоты определяется как:

$$b_{\text{ТЭ}}^{\text{ЭК}} = b_{\text{ТЭ}}^{\text{Физ}} - \frac{\mathcal{E}_{\text{отп}} (b_{\text{зам}} - b_{\text{Э}}^{\text{Физ}})}{Q_{\text{отп}}}, \quad (1.10)$$

где $b_{\text{Э}}^{\text{Физ}}$, $b_{\text{ТЭ}}^{\text{Физ}}$ – УРТ на отпуск электроэнергии и теплоты от рассматриваемой ТЭЦ при физическом методе разделения топливных затрат; $b_{\text{зам}}$ – УРТ на отпуск электроэнергии от замещающей станции энергосистемы.

Величина $b_{\text{зам}}$ может варьироваться.

В настоящее время в Беларуси значения УРТ на ТЭЦ, найденные с использованием физического метода, сохранены в качестве расчетно-отчетных показателей для анализа технического уровня эксплуатации оборудования и выявления перерасходов топлива. Дополнительно в качестве стимулирующего показателя введен $b_{\text{ТЭ}}^{\text{ЭК}}$. Планирование этого показателя и проведение мероприятий по его снижению соответствует реализации на ТЭЦ наиболее эффективных (с точки зрения энергосистемы в целом) режимов работы оборудования и технологических и технических энергосберегающих решений.

Для анализа энергетической эффективности энергоустановок также используются и другие показатели.

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

$$\eta_{\text{э}}^{\text{бр}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{бр}}}{B_{\text{э}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \frac{1}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} b_{\text{э}}^{\text{выр}}} = \frac{123}{b_{\text{э}}^{\text{выр}}} \quad (1.11)$$

$$\eta_{\text{э}}^{\text{нет}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{нет}}}{B_{\text{э}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \frac{1}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} b_{\text{э}}^{\text{отп}}} = \frac{123}{b_{\text{э}}^{\text{отп}}} \quad (1.12)$$

Здесь $B_{\text{э}}$ – расход топлива на выработку электроэнергии $N_{\text{э}}$.

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

- для теплофикационной установки (ТЭЦ)

$$\eta_{\text{ит}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{N_{\text{э}} + Q_{\text{отп}}}{B_{\text{ТЭЦ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} \quad (1.13)$$

- для конденсационной установки (КЭС)

$$\eta_{\text{ит}}^{\text{КЭС}} = \frac{N_{\text{э}}}{B_{\text{КЭС}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \eta_{\text{э}}^{\text{КЭС}} \quad (1.14)$$

- для котельной

$$\eta_{\text{ит}}^{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{B_{\text{кот}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \eta_{\text{кот}} \quad (1.15)$$

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении - соотношение двух видов совместно производимой энергии: электроэнергии и теплоты

$$W_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{N_{\text{тф}}}{Q_{\text{отп}}}, \quad (1.16)$$

где $N_{\text{тф}}$ – теплофикационная мощность энергоустановки, полученная без потерь теплоты в «холодном источнике», т.е. на базе отпуска теплоты $Q_{\text{отп}}$.

Экономия топлива за счет теплофикации, т.е. за счет совместного производства электроэнергии и теплоты, при котором частично или полностью исключаются потери в «холодном источнике», т.к. отводимая от цикла теплота полезно используется

$$\Delta B_{\text{эк}} = B_{\text{зам}} - B_{\text{ТЭЦ}} \quad (1.17)$$

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

$$\Delta B_{\text{ЭК}}^{-\text{ТЭЦ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ТЭЦ}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} = \frac{N_{\text{ТЭЦ}} b_{\text{зам}} + Q_{\text{ТЭЦ}} b_{\text{кот}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} - 1, \quad (1.18)$$

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

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

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

2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПАРОТУРБИННЫХ ТЭС

2.1. Показатели энергетической эффективности паросиловых установок

Паросиловой установкой будем называть традиционную паротурбинную установку, работающую на паре, получаемом от энергетического котла (котельной установки). Паротурбинная и котельная установки могут быть объединены в блок или быть связаны так называемыми поперечными связями.

Общий баланс теплоты и мощности для паросилового энергоблока (электростанции) можно записать как (рис. 2.1):

$$Q_{\text{топл}} = BQ_{\text{р}}^{\text{H}} = Q_{\text{пе}} + \sum Q_j = Q_0 + \Delta Q_{\text{тр}} + \sum Q_j \quad (2.1)$$

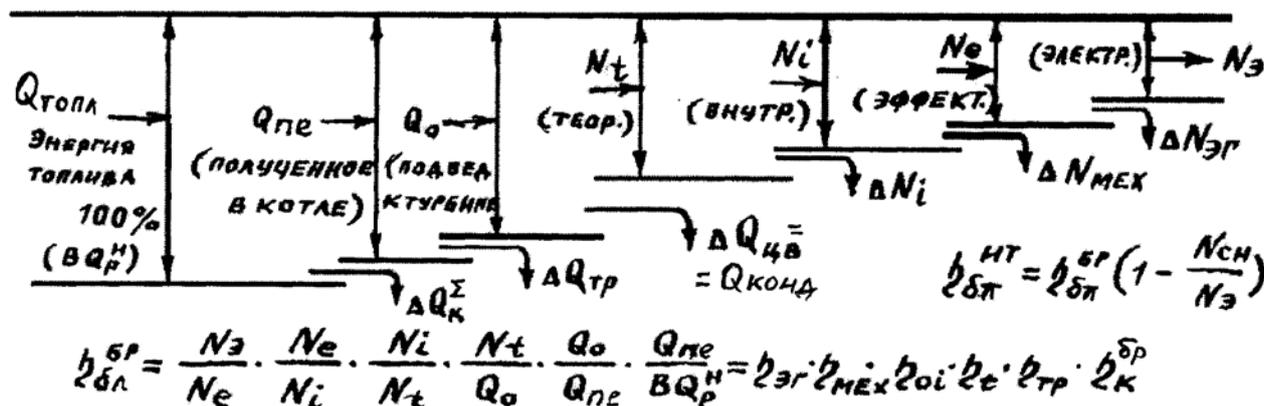


Рис. 2.1. Баланс теплоты и мощности для конденсационного энергоблока (электростанции)

Здесь:

$Q_{\text{топл}} = BQ_{\text{р}}^{\text{H}}$ – теплота сгораемого топлива, кДж/ч;

$Q_{\text{р}}^{\text{H}}$, кДж/кг – теплотворная способность топлива;

B , кг/с – расход топлива;

$Q_{\text{пе}}$ – теплота, полученная рабочей средой (питательной водой, водяным паром) в котле с учетом потерь в котлоагрегате $\sum Q_j$;

Q_0 – теплота водяного пара, подводимого к турбине с учетом потерь теплоты на транспорт от котла к турбине $\Delta Q_{тр}$;

$N_э$ – электрическая мощность на клеммах генератора (брутто)

N_i – внутренняя мощность турбины, т.е. механическая энергия вращающегося валопровода;

N_t – теоретическая мощность турбины, т.е. без учета потерь от необратимости реальных процессов;

$Q_{конд} = \Delta Q_{цв}$ – теплота конденсации отработавшего в турбине водяного пара, передаваемая циркуляционной воде;

$\Delta N_{мех}$, $\Delta N_{эГ}$ – механические потери (на трение в подшипниках и пр.) и диссипация энергии в электрогенераторе; в сумме образуют так называемые электромеханические потери $\Delta N_{эм} = \Delta N_{мех} + \Delta N_{эГ}$.

Отметим, что различают *высшую* $Q_p^в$ и *низшую* $Q_p^н$ *теплоту сгорания топлива* - количество тепла, которое выделяется при сжигании 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 м³ газообразного топлива: с учетом тепла, выделяющегося при конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания ($Q_p^в$) и без ($Q_p^н$).

Поскольку в традиционно используемых котлоагрегатах температура уходящих газов t_{yx} выше точки росы, т.е. температуры конденсации водяных паров, в практических расчетах используют $Q_p^н$.

Часто расчеты ведут, используя понятие *условного топлива*, т.е. топлива, которое имеет $Q_p^н = 7000$ ккал/кг = 29,33 МДж/кг.

Тепловой баланс котельного агрегата (рис. 2.2) может быть записан в виде равенства

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (2.2)$$

где

$Q_p^p = BQ_p^н + Q_{ф.т} + Q_{ф.в} + Q_{пар}$ – полное количество теплоты, поступившей в топку; складывается из теплоты сгорания топлива $BQ_p^н$, его физического тепла $Q_{ф.т}$, а также тепла, поступившего в топку с паром $Q_{пар}$ и подаваемым на горение, предварительно подогретым, воздухом $Q_{ф.в}$ (при работе на природном газе $Q_p^p = Q_{топл} = BQ_p^н$);

Q_1 – полезно используемое тепло на производство пара или горячей воды (если котел предназначен только для производства пара для паровой турбины, то $Q_k^{бp} = Q_{пе}$);

Q_2 – потери тепла с уходящими газами (самые значительные по величине, достигающие для современных котлов 4—10%; их величина зависит от вида применяемого топлива, нагрузки к/агрегата, температуры и объема уходящих газов, и значительно возрастает при увеличении количества воздуха, подаваемого на горение);

Q_3 – потери тепла с химическим недожогом топлива, т.е. потери тепла от химической неполноты сгорания топлива (возрастают при уменьшении подачи воздуха на горение, кроме того, зависят от вида сжигаемого топлива, способа его сжигания, конструкции топки и других факторов);

Q_4 – потери тепла с механическим недожогом топлива, т.е. потери тепла от физической неполноты сгорания топлива (учитываются только при работе на твердом топливе);

Q_5 – потери тепла в окружающую среду через ограждающие конструкции, обмуровку (зависят от качества и толщины обмуровки котла, от коэффициента теплопроводности ее материала, от температуры наружного воздуха, площади и т.д.);

Q_6 – потери с физическим теплом шлака.

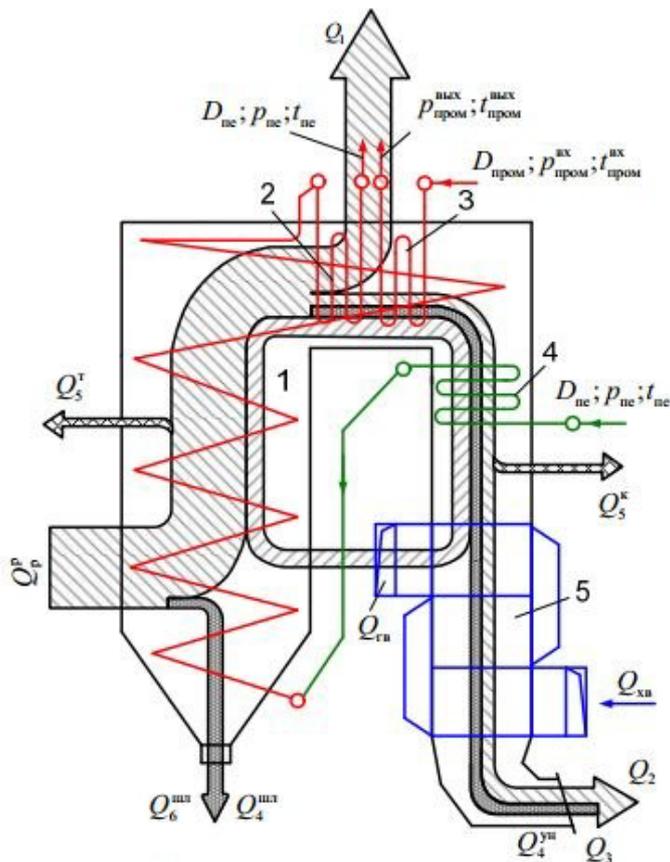


Рис. 2.2. Баланс теплоты парового котла

При этом **КПД брутто котла**

- по прямому балансу (через полезно отпускаемую от котла теплоту)

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{бp}} = q_1 = Q_1 / Q_{\text{p}}^{\text{p}} \cdot 100\% \quad (2.3)$$

- по обратному балансу (через потери)

$$\eta_{\text{к.а.}}^{\text{бp}} = 1 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) \quad (2.4)$$

КПД котла нетто дополнительно учитывает теплоты и электроэнергии на собственные нужды котельной установки (см. раздел 2.4).

Из-за аэродинамического сопротивления трубопровода водяного пара его давление перед турбиной на 1...1,5 МПа меньше, чем за котлом, а температура на 4...5⁰С ниже (также вследствие потерь теплоты через тепловую изоляцию).

Значение **КПД транспорта теплоты** (трубопроводов) или **КПД теплового потока**

$$\eta_{тр} = \eta_{тп} = Q_0/Q_{пе} = 0,99...0,98. \quad (2.5)$$

Баланс теплоты и мощности конденсационной турбоустановки:

$$Q_0 = N_э + \Delta N_{эм} + Q_{конд} \quad (2.6)$$

Основные потери в цикле ПТУ имеют место в конденсаторе, в котором охлаждающей воде отдается около 50% теплоты.

Потери теплоты в конденсаторе в идеальном цикле характеризует *термический КПД* η_t , а в реальном – внутренний абсолютный $\eta_i = \eta_t \eta_{oi}$, где *внутренний относительный КПД* η_{oi} характеризует отклонение реального процесса расширения пара в турбине от идеального.

При этом *абсолютный электрический КПД турбоустановки* (брутто)

$$\eta_{э,ПТУ}^{бр} = N_э / Q_0 = N_э / (N_э + \Delta N_{эм} + Q_{конд}) = \eta_t \eta_{oi} \eta_{мех} \eta_{эг} = \eta_i \eta_{эм} \quad (2.7)$$

КПД (брутто) энергоблока (паросиловой установки) ТЭС

$$\begin{aligned} \eta_{э,бл}^{бр} &= N_э^{бр} / Q_{топл} = N_э^{бр} / (BQ_p^H) = \\ &= \eta_t \eta_{oi} \eta_{мех} \eta_{эг} \eta_{тр} \eta_k^{бр} = \eta_{э,ПТУ}^{бр} \eta_{тр} \eta_k^{бр} \end{aligned} \quad (2.8)$$

С учетом затрат энергии на собственные нужды электростанции (подготовка топлива, работа множества насосов и вентиляторов и пр.), которые составляют от вырабатываемой электроэнергии $\varepsilon_{сн} = 4-6\%$, *КПД (нетто) энергоблока* ТЭС (электростанции)

$$\eta_{э,бл}^{нт} = \eta_{э,бл}^{бр} (1 - N_{сн}/N_э) = \eta_{э,бл}^{бр} (1 - \varepsilon_{сн}). \quad (2.9)$$

Баланс теплоты и мощности теплофикационной турбоустановки:

$$Q_0 = N_э + \Delta N_{эм} + Q_{конд} + Q_{отп} + \Delta Q_{охл}, \quad (2.10)$$

где $Q_{отп}$ – отпуск теплоты из отборов турбоустановки (суммарный отпуск теплоты с горячей водой и с паром);

$\Delta Q_{охл}$ – потери при отпуске теплоты (этой величиной часто пренебрегают).

Для турбин с противодавлением, когда отработавший в турбине пар полностью используется для отпуска теплоты (пара) потребителю полностью исключаются потери теплоты в холодном источнике $Q_{конд} = 0$

$$Q_0 = N_э + \Delta N_{эм} + Q_{отп} + \Delta Q_{охл}, \quad (2.11)$$

и турбоустановка работает с максимальной тепловой экономичностью.

В общем случае в теплофикационных турбинах расход пара 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_3 теплофикационной турбоустановки на клеммах генератора можно представить как сумму *теплофикационной* $N_{тф}$ и *конденсационной* N_k *мощностей*, выработанных, соответственно по теплофикационному и конденсационному циклам

$$N_3 = N_{тф} + N_k \quad (2.12)$$

При использовании *физического метода* распределении расхода теплоты свежего пара между совместно производимыми электроэнергией и теплотой на производство теплоты $Q_{отп}$ в (2.10) - (2.11) относится «физически» необходимое количество теплоты, то есть $Q_{отп}$, а на производство электроэнергии относится часть теплоты свежего пара

$$Q_3 = Q_0 - \sum Q_{отп} \quad (2.13)$$

- для турбоустановок с отборами пара и конденсатором

$$Q_3 = N_3 + \Delta N_{эм} + Q_{конд} + \Delta Q_{охл} , \quad (2.14)$$

- для противодавленческих турбоустановок

$$Q_3 = N_3 + \Delta N_{эм} + \Delta Q_{охл} \quad (2.15)$$

В соответствии с (2.13) и (2.14) КПД производства электроэнергии на ТЭЦ существенно повышается и для противодавленческих турбоустановок фактически становится равным электромеханическому КПД

$$\eta^{бр}_{э,тф} = N_3 / Q_3 = N_3 / (N_3 + \Delta N_{эм} + \Delta Q_{охл}) = \eta_{эм} \quad (2.16)$$

Благодаря более полному использованию тепловой энергии КПД ТЭЦ достигает 65..85%, а КПД КЭС — не более 40...45%.

Для сравнения на рисунке 2.3 приведен примерный тепловой баланс ТЭЦ (а) и КЭС (б).

Значение *коэффициента полезного использования теплоты топлива*, для КЭС не превышающего 40..45% (1.14), для ТЭЦ может достигать 85..90% (1.13), приближаясь к значению этого показателя для котельных (1.15).

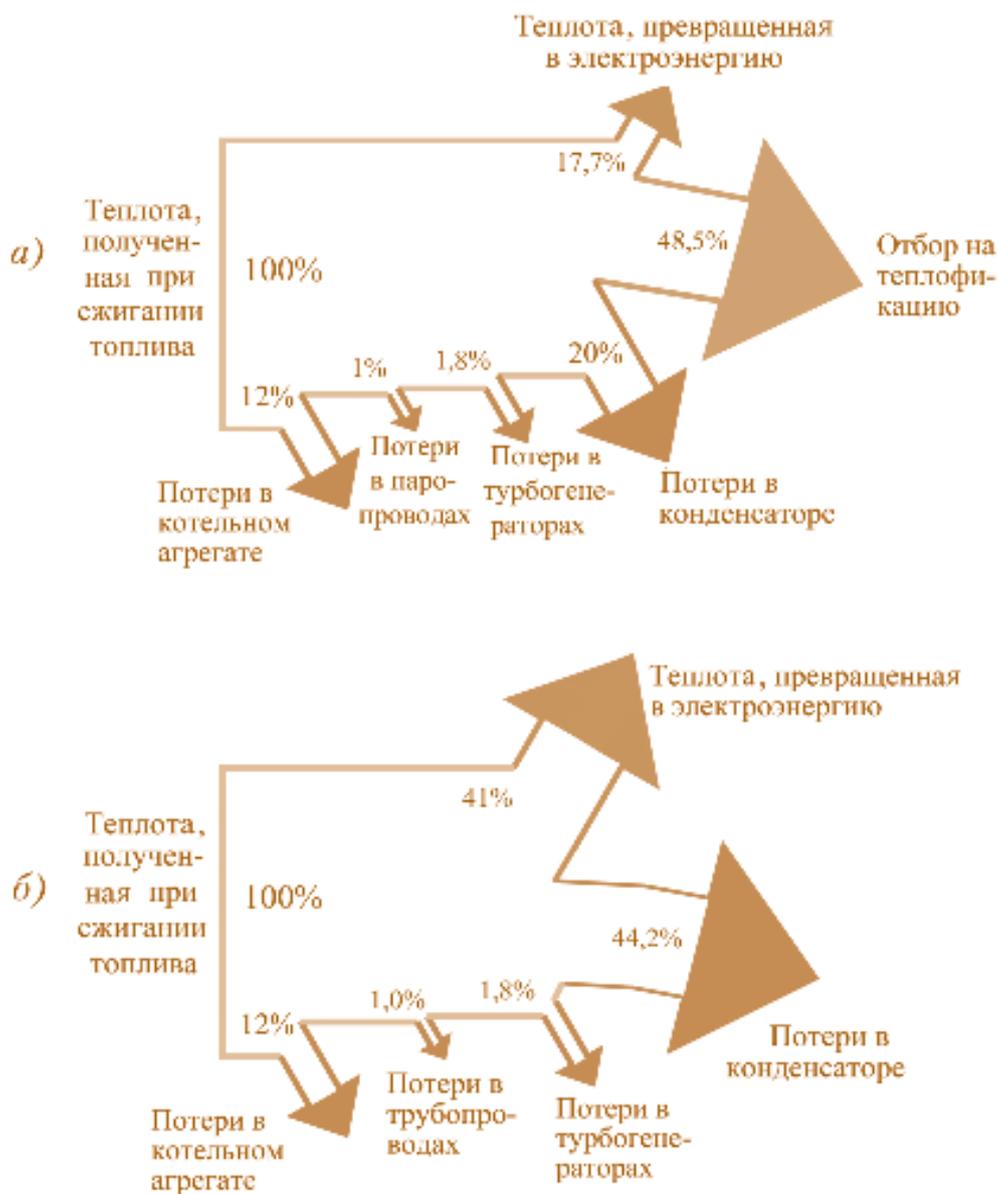


Рис. 2.3. Тепловой баланс ТЭЦ (а) и КЭС (б)

2.2. Энергетические характеристики паровых котлов (парогенераторов)

ЭХ котлоагрегатов строятся в зависимости от их паро- D_k или тепло- $Q_k^{бр}$ производительности.

Теплопроизводительность котла в общем случае определяется как

$$Q_k^{бр} = D_{пе} (h_{пе} - h_{пв}) + D_{пп} \Delta h_{пп} + D_{пр} (h_{пр} - h_{пв}) + D_{впр} (h_{пп2} - h_{впр}) + Q_k^{от} \approx \approx D_{пе} (h_{пе} - h_{пв}) + D_{пп} \Delta h_{пп}, \quad (2.17)$$

где $D_{пе}, D_{пп}$ – расход выработанного перегретого пара ($D_{пе} = D_k$) и пара на входе в промежуточный пароперегреватель; $D_{пр}, D_{впр}$ – расход продувочной воды и

воды на впрыск во вторичный пароперегреватель; $h_{пе}$, $h_{пв}$, $h_{пр}$ – энтальпии перегретого пара, питательной и котловой (продувочной) воды; $\Delta h_{пп} = h_{пп2} - h_{пп1}$ – разность энтальпий пара на выходе $h_{пп2}$ и входе $h_{пп1}$ вторичного пароперегревателя; $h_{впр}$ – энтальпия впрыскиваемой во вторичный пароперегреватель питательной воды; $Q_k^{от}$ – теплота, отпущенная из котлоагрегата с насыщенным паром, воздухом или водой (включая сетевую воду теплофикационных экономайзеров) на сторону или на собственные нужды котла, а также тепло постоянно действующих пробоотборных точек и солемеров.

Статические характеристики котлоагрегатов при изменении нагрузок индивидуальны, поскольку зависят от их конструкции, типа топочных устройств и вида сжигаемого топлива.

В современных паровых котлах большой мощности основную часть потерь составляют потери с уходящими газами, которые в основном и определяют характер изменения **КПД котла брутто** от нагрузки (рис. 2.4).

При малых нагрузках КПД обычно снижается вследствие роста относительной величины топочных потерь, потерь на наружное охлаждение и пр. При форсировке котла также может происходить уменьшение его КПД, так что максимум $\eta_k^{бр}$ часто достигается при нагрузке котла равной 60–70% номинальной (рис.2.4). Однако в достаточно широкой рабочей зоне нагрузок КПД котла меняется незначительно и в приближенных расчетах может быть принят постоянным.

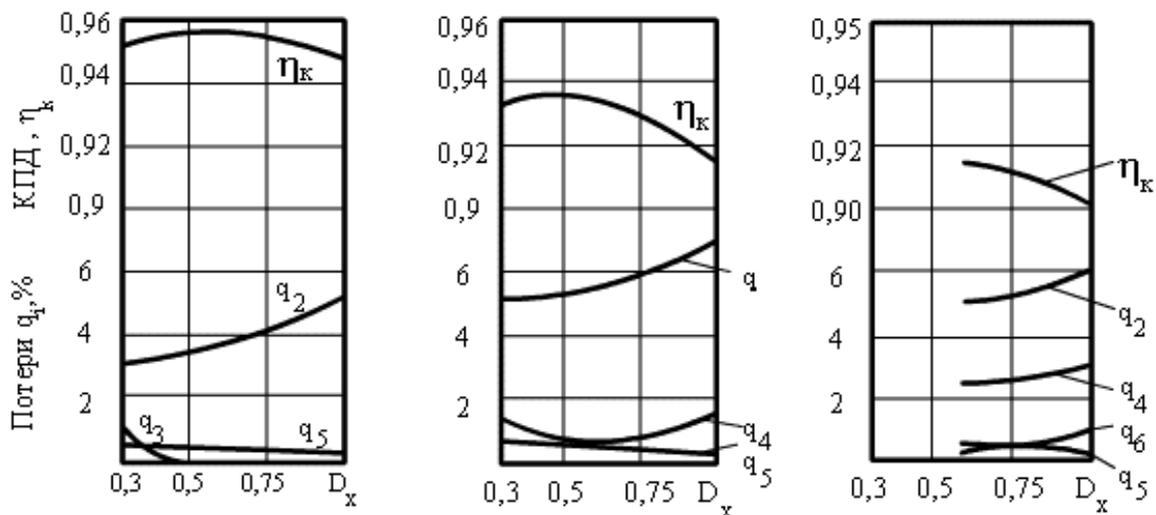


Рис. 2.4. Изменение тепловых потерь и КПД котла от нагрузки при работе на разных видах топлив: а - на природном газе; б - на каменном угле; в - на антраците с жидким шлакоудалением

Кроме зависимостей для КПД брутто $\eta_k^{бр}$ и всех составляющих потерь в ЭХ котлоагрегата также приводятся зависимости от нагрузки коэффициента избытка воздуха в режимном сечении (за пароперегревателем), $\alpha_{рс}$; присосов воздуха на тракте режимное сечение – последняя поверхность нагрева $\Delta\alpha_{yx}$; температуры уходящих газов t_{yx} также приводятся зависимости, отражающие расходы энергии на собственные нужды котлоагрегатов: удельные расходы

тепла на калориферы $q_{кф}$ и электроэнергии на тягу и дутье $\mathcal{E}_{тд}$, пылеприготовление $\mathcal{E}_{пыл}$, питательные насосы $\mathcal{E}_{пн}$.

Основные условия построения ЭХ котлоагрегатов: параметры генерируемого пара, вид и характеристика сжигаемого топлива, температура холодного воздуха на всасе дутьевого вентилятора и воздуха на входе в воздухоподогреватель (при включенном калорифере), температура питательной воды и мазута, поступающего в форсунки и др.

В ЭХ приводятся зависимости для ввода поправки на отклонение фактических условий эксплуатации котлов от принятых при построении ЭХ.

2.3. Энергетические характеристики паротурбинных установок

Состав и вид ЭХ паровых турбин определяется типом установок.

В общем случае ЭХ содержат следующие зависимости:

- расхода свежего пара G_0 и теплоты в свежем паре Q_0 , а также удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии q_T от электрической мощности N_e и отпуска теплоты Q_T и $Q_{п}$ (для теплофикационных турбин);

- удельной выработки электроэнергии на отпуске теплоты в Т- и П-отборы W_T и $W_{п}$ (для теплофикационных турбин);

- температуры питательной воды $t_{пв}$ от расхода свежего пара G_0 ;

- давления p_k и температурного напора δt_k в конденсаторе от расхода пара в конденсатор D_k , а также расхода циркуляционной воды $W_{ов}$ и ее температуры на входе $t_{в1}$;

- давления и расходов пара на подогреватели системы регенерации и пр.

ЭХ также содержит графики для определения расхода энергии на собственные нужды.

ЭХ строятся при определенных условиях, основные из которых: начальные и конечные параметры пара, пара промперегрева и отбираемого в регулируемые отборы; особенности тепловой схемы и др.

Расход теплоты на турбоустановку с промперегревом

$$Q_0 = G_0 (h_0 - h_{пв}) + G_{пн} \Delta h_{пн}, \quad (2.18)$$

где G_0 , $G_{пн}$ – расход пара на турбину и через промежуточный пароперегреватель; h_0 , $h_{пв}$ – энтальпия свежего пара и питательной воды; $\Delta h_{пн} = h_{пн2} - h_{пн1}$ – разность энтальпий пара на выходе $h_{пн2}$ и входе $h_{пн1}$ во вторичный пароперегреватель.

Для турбины без промперегрева в (2.18) $G_{пн} = 0$.

ЭХ паровых турбин построены при использовании физического метода, при котором расход теплоты свежего пара, относимый на выработку электроэнергии Q_e теплофикационными установками, находится вычитанием из Q_0 суммарного отпуска теплоты $Q_{отп}$, то есть по формулам (2.13) – (2.15).

Основная энергетическая характеристика, определяющая экономичность работы турбоагрегата, это **удельный расход теплоты свежего пара на**

выработку электроэнергии - величина обратная КПД выработки электроэнергии

$$q_T = \frac{Q_0}{N_T}, \quad (2.19)$$

в общем случае учитывает потери в холодном источнике (в конденсаторе) и электромеханические.

Для **конденсационной турбины** это величина, обратная абсолютному электрическому КПД

$$q_k^{кЭС} = \frac{Q_0}{N_T} = \frac{3600}{\eta_t \eta_{oi} \eta_m \eta_g} = \frac{3600}{\eta_0} \text{ кДж/(кВт·ч)} = \frac{860}{\eta_0} \text{ ккал/(кВт·ч)}, \quad (2.20)$$

где $\eta_t, \eta_{oi}, \eta_m, \eta_g, \eta_0$ – термический КПД цикла, внутренний относительный и механический КПД турбины, КПД электрогенератора и абсолютный электрический КПД турбоустановки.

В **теплофикационных турбинах** расход пара условно разделяют на два потока: идущий после использования в турбине на тепловое потребление и поступающий в конденсатор, охлаждаемый циркуляционной водой.

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

$$q_{тф} = \frac{3600}{\eta_m \eta_g} \text{ кДж/(кВт·ч)} = \frac{860}{\eta_m \eta_g} \text{ ккал/(кВт·ч)}. \quad (2.21)$$

Для второго потока q_k дополнительно учитывает потери в конденсаторе:

$$q_k^{тЭЦ} = \frac{Q_0}{N_T} = \frac{3600}{\eta_{ик} \eta_m \eta_g} \text{ кДж/(кВт·ч)} = \frac{860}{\eta_{ик} \eta_m \eta_g} \text{ ккал/(кВт·ч)}, \quad (2.22)$$

где $\eta_{ик}$ – внутренний КПД конденсационного потока.

В общем случае удельный расход теплоты на выработку электроэнергии определяется в зависимости от соотношения мощности, развиваемой на теплофикационном $N_{тф}$ и конденсационном N_k потоках

$$q_T = \frac{q_{тф} N_{тф} + q_k N_k}{N_{тф} + N_k}. \quad (2.23)$$

С увеличением доли теплофикационной мощности q_T снижается.

Для современных турбин $q_k/q_{тф} = 1,7...2,5$. При этом конденсационная выработка на теплофикационных турбинах менее экономична, чем на конденсационных тех же начальных параметров: $q_k^{ТЭЦ} > q_k^{КЭС}$.

Величина q_t зависит от тепловой нагрузки $\sum Q_{отп}$ и давления в регулируемых отборах ($p_t, p_{п}$).

В ЭХ приводятся зависимости значения $q_{т,исх}^{бр}$ от электрической и тепловой мощности турбины при принятых при построении ЭХ (фиксированных) условиях. В общем случае $q_{т,исх}^{бр} = f(N_T, Q_{от}, p_{п}^H, p_{от}^H)$. При нормировании $q_{т,ном}^{бр}$ необходимо вводить поправки на отклонение фактических значений внешних факторов от фиксированных.

Для **конденсационных турбин** обычно на одном графике строят все три основные зависимости (рис. 2.5).

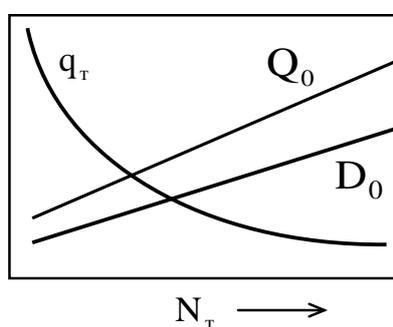


Рис. 2.5. Основная ЭХ конденсационных турбин

Для **турбин типа Т** обычно приводится набор графиков зависимости $q_{т,исх}^{бр}$ от электрической N_T и тепловой $Q_{от}$ нагрузки турбины при нескольких значениях давления в отопительном отборе $p_{от}$ (рис. 2.6).

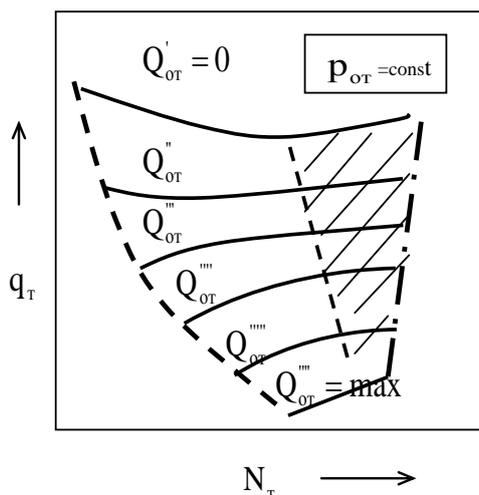


Рис. 2.6. Основная ЭХ турбин типа Т: $Q_{от}' < Q_{от}'' < Q_{от}''' < Q_{от}''''$

Графики строятся отдельно для режимов одно- и двух- ступенчатого подогрева сетевой воды. В первом случае определяющим является давление в нижнем $p_{тн}$, во втором – в верхнем $p_{тв}$ отопительном отборе.

На рис. 2.6 левая (пунктирная) линия отображает режимы с минимальным расходом пара в конденсатор, правая (штрих-пунктирная) – с максимальным расходом свежего пара. Заштрихованная область характеризует возможные режимы с естественным повышением давления (ЕПД).

При ЕПД в регулируемом отборе устанавливается давление выше необходимого для подогрева сетевой воды до заданной температуры.

На режимах ЕПД происходит резкое снижение экономичности. При ЕПД в верхнем отопительном отборе применяется обвод верхнего сетевого подогревателя (СП) или переход на одноступенчатый подогрев сетевой воды.

Для **турбин типа ПТ** в ЭХ может приводиться набор графических зависимостей $q_{т,исх}^{бр}$ от мощности турбины N_T и $Q_{п}$ при нескольких значениях $Q_{от}$ и фиксированных величинах $p_{от}$ и $p_{п}$.

Иной способ представления характеристики q_T турбин типа ПТ использует ОАО «Белэнергоремналадка».

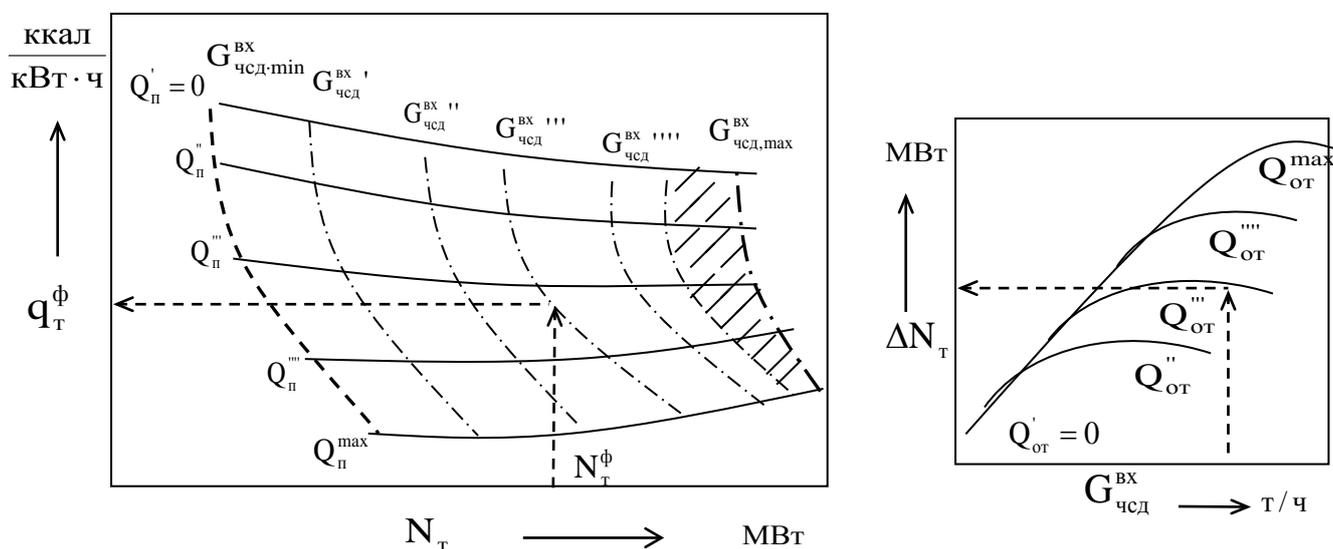


Рис. 2.7. Основная ЭХ турбин типа ПТ

Эти графики состоят из двух квадрантов (рис. 2.7):

- основного, представляющего зависимость фиктивного (в предположении, что величина нагрузки отопительного отбора равной нулю) удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии q_T^ϕ в зависимости от фиктивной мощности турбины N_T^ϕ , нагрузки производственного отбора Q_p и расхода пара на входе в ЧСД $G_{чсд}^{вх}$;

- вспомогательного, где представлены зависимости поправки к мощности турбины ΔN_T на величину нагрузки отопительного отбора $Q_{от}$.

На рисунке в левом квадранте сплошными представлены линии постоянной нагрузки производственного отбора Q_p , штрих-пунктирными – линии постоянного расхода пара на входе в ЧСД $G_{чсд}^{вх}$. Штриховкой показана возможная область ЕПД в производственном отборе.

Для определения q_T вначале с использованием правого вспомогательного квадранта по величине $Q_{от}$ находится приближенное значение поправки к мощности турбины $\Delta N'_T$.

Далее по главному графику определяется значение $G_{чсд}^{вх}$ по величинам фиктивной мощности турбины $N_T^\phi = N_T + \Delta N'_T$ и нагрузки производственного отбора $Q_{п.}$. Затем определяется новое значение поправки $\Delta N_T = f(Q_{от}, G_{чсд}^{вх})$ и находится величина фиктивного удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии q_T^ϕ по уточненной фиктивной мощности турбины $N_T^\phi = N_T + \Delta N'_T$ и нагрузке производственного отбора $Q_{п.}$.

Исходно-номинальное значение удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии окончательно рассчитывается по формуле

$$q_{T,исх}^{\bar{р}} = \frac{q_T^\phi \cdot N_T^\phi - Q_{от}}{N_T} \quad (2.24)$$

Для турбин *с противодавлением* расход теплоты на турбоустановку и мощность определяются ее тепловой нагрузкой, поэтому в состав ЭХ таких турбин входят следующие основные графические зависимости: удельный расход теплоты на выработку электроэнергии q_T от мощности N_T ; расход свежего пара G_0 и тепла Q_0 от мощности N_T при различных значениях давления пара в противодавлении $p_{пр}$; мощность N_T от отпуска тепла из противодавления $Q_{пр}$ при различных $p_{пр}$ (рис. 2.8).

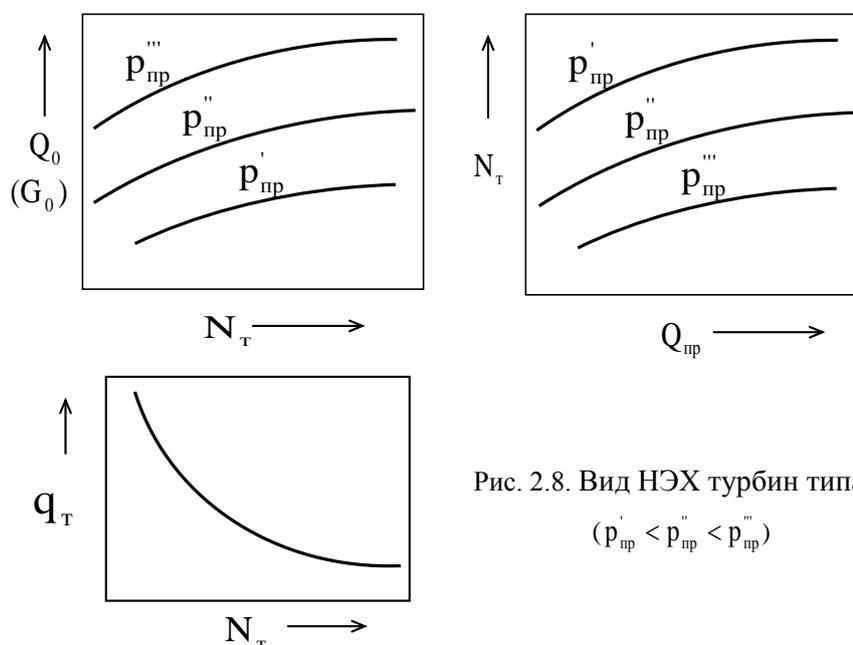


Рис. 2.8. Вид НЭХ турбин типа Р

$$(p'_{пр} < p''_{пр} < p''''_{пр})$$

Диаграмма режимов турбины устанавливает зависимость между основными показателями ее работы: электрической мощностью, расходом свежего пара и, для теплофикационных турбин, количеством отпускаемого из отборов пара или теплоты. Дополнительно учитываются и другие величины,

определяющие режим работы (давление пара, отпускаемого потребителю $p_{\text{п}}$ (p_{T}), расход охлаждающей воды $W_{\text{ов}}$ и пр.).

В общем случае $D_0 = G_0 = f(N_{\text{T}}, Q_{\text{п}}, Q_{\text{от}}, p_{\text{п}}^{\text{н}}, p_{\text{от}}^{\text{н}}, W_{\text{ов}}, \dots)$

Это уравнение графически представляется на плоскости в том случае, если число переменных не превышает трех, поэтому целесообразно ограничить число независимых параметров. Основной график выражает зависимость между расходом пара и мощностью турбины, а дополнительные, называемые поправочными кривыми, - определяют влияние изменения каждого из остальных параметров уравнения на расход пара.

Графическое представление диаграмм режимов для конденсационной и противоавлажеческой турбин даны на рис. 2.5 и рис. 2.8.

На рис. 2.9 представлена диаграмма режимов **теплофикационной паротурбинной установки с одним регулируемым отбором**, построенная приближенным методом с использованием линеаризованной зависимости расхода пара на турбину G_0 от мощности $N_{\text{э}}$ и расхода пара в отбор $G_{\text{п}}$. Здесь:

- конденсационный режим при $G_{\text{п}} = 0$ (линия O_1K);
- режим с противоавлажечением при $G_{\text{к}} = 0$ и $G_0 = G_{\text{п}}$ (линия O_2B_0);
- режим с противоавлажечением и минимальным расходом пара в конденсатор (линия K_0B , параллельная O_2B_0);
- ограничительные линии $G_{0\text{макс}}$, $N_{\text{ном}}$, $N_{\text{макс}}$;
- сетки линий $G_{\text{к}} = \text{const}$ и $G_{\text{п}} = \text{const}$

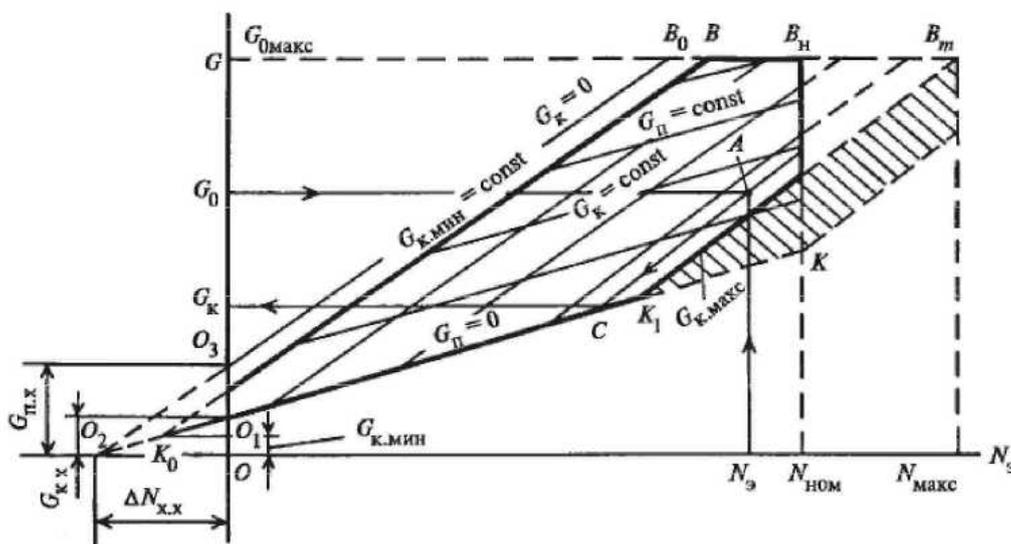


Рис. 2.9. Диаграмма режимов теплофикационной паротурбинной установки с одним регулируемым отбором

На рис. 2.10 представлена диаграмма режимов **теплофикационной паротурбинной установки с двумя регулируемыми отборами**.

Диаграмма выражает зависимость между мощностью $N_{\text{э}}$, расходом пара на турбину G_0 , расходами пара в верхний (производственный) $G_{\text{п}}$ и нижний (теплофикационный) G_{T} отборы: $G_0 = f(N_{\text{э}}, G_{\text{п}}, G_{\text{T}})$ и выполнена на плоскости в двух квадрантах.

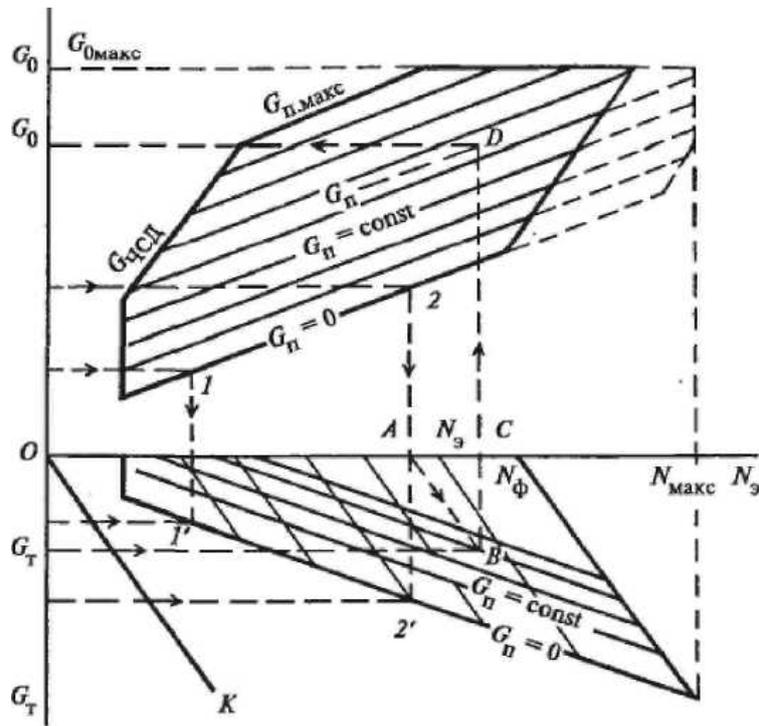


Рис. 2.10. Диаграмма режимов теплофикационной паротурбинной установки с двумя регулируемые отборами

В верхнем квадранте строится зависимость $G_0 = f(N_{э, усл}, G_{п})$, которая выражает диаграмму режимов условной турбины при работе с нулевым расходом пара в отопительный отбор. Ее построение выполняется так же, как и для турбины с одним отбором пара (рис. 2.9).

В нижнем квадранте строится линия ОК, связывающая нижний отопительный отбор G_T с дополнительной мощностью ΔN_T , и наносится сетка параллельных ей прямых. Здесь же наносятся ограничительные линии для теплофикационного отбора при заданном $G_{п} = const$, которые отображают максимально возможный расход теплофикационного отбора $G_{T, макс}$, который определяется из общего парового баланса $G_{T, макс} = G_0 - G_{п} - G_{к, мин}$.

Построение этих ограничительных линий выполняют следующим образом: из произвольно выбранных точек 1 и 2 для одного и того же значения $G_{п} = const$ проводят вертикально линии вниз. Точки 1' и 2' пересечения этих линий со значениями $G_{T, макс}$, соединяют для одного значения $G_{п} = const$ прямой, которая является границей возможных расходов $G_{T, макс}$.

При определении расхода свежего пара по рис. 2.9 и 2.10 необходимо дополнительно вводить поправки на давление отбираемого пара.

На рис. 2.11 на примере турбины Т-250/300-240 показана зависимость мощности, расхода свежего пара, нагрузки отопительного отбора и давления в нем (через температуру сетевой воды после теплофикационной установки).

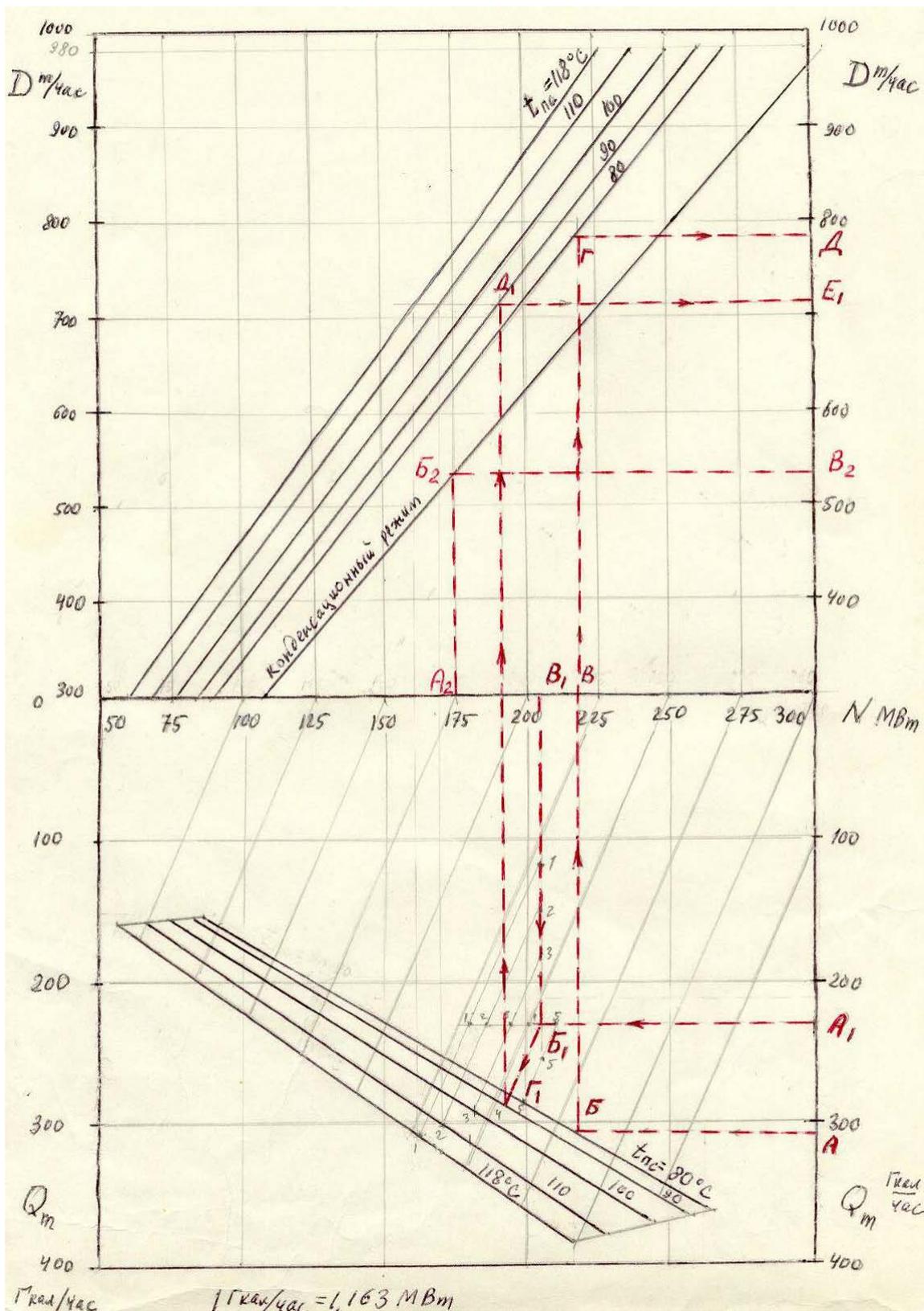


Рис.2.11. Диаграмма режимов (на примере Т-250/300-240)

Рисунок поясняет порядок использования диаграммы:

а) при работе по электрическому графику нагрузки для заданной мощности N находим на оси мощности точку B_1 и проводим вертикальную линию. Для заданной тепловой нагрузки Q_T на оси тепловой нагрузки находим точку A_1 и проводим горизонтальную линию и находим точку пересечения вертикали и горизонтали в точке B_1 . От этой точки проводим наклонную линию $N=\text{const}$ до

пересечения с линией $t_{nc}=\text{const}$ в нижнем квадранте и находим точку Γ_1 . От точки Γ_1 проводим вертикаль до верхнего квадранта до пересечения там с аналогично заданной линией $t_{nc}=\text{const}$. Этим определяется точка Δ_1 в верхнем квадранте. Через точку Δ_1 проводим горизонталь до осевой линии расхода пара в "голову" турбины и в точке E_1 находим искомый расход пара в турбину.

б) при работе по тепловому графику нагрузки сначала находим точку A на оси тепловых нагрузок, соответствующую тепловой нагрузке Q_t . Проводим горизонталь до пересечения с линией $t_{nc}=\text{const}$ и находим эту точку B . От точки B проводим вертикаль до верхнего квадранта. В точке пересечения с осью мощностей N попутно находим в точке B мощность, развиваемую турбиной при этой тепловой нагрузке. Далее по вертикали в точке пересечения с линией $t_{nc}=\text{const}$ той же заданной температуры прямой сетевой воды находим точку Γ . Проведя горизонталь от точки Γ до осевой линии расхода пара находим в точке Δ расход пара в "голову" турбины.

в) Для конденсационного режима сначала находим на оси мощности точку A_2 и проводим вертикаль в верхнем квадранте до линии "конденсационный режим". Этим находим точку B_2 . Затем, проводя от точки B_2 горизонталь, находим в точке B_2 расход пара в "голову" турбины.

Расход теплоты конденсационной турбоустановкой с дроссельным парораспределением может быть разложен на составляющие, как показано на рис. 2.12.

Главная составляющая (1) – полезно используемая энергия, остальное – потери. Наибольшие из них – потери в конденсаторе (2), которые растут пропорционально нагрузке и включают в себя потери с выходной скоростью пара и фазовым переходом. Потери, связанные с дросселированием в регулирующих клапанах (3), по мере открытия клапанов уменьшаются и при полном открытии клапанов практически отсутствуют. Механические потери в подшипниках (4) и потери электрического генератора (5) практически не зависят от нагрузки.

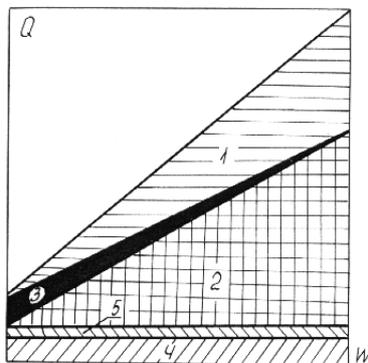


Рис. 2.12. Составляющие расхода теплоты конденсационной турбоустановкой

Экономичность турбоагрегатов при малой нагрузке резко снижается. Режим работы агрегатов с малой нагрузкой допустим лишь как вынужденный и непродолжительный. В периоды прохождения провалов графиков нагрузки следует проверять целесообразность останова части агрегатов, вместо глубокого разгружения.

Относительный расход теплоты на режиме холостого хода $Q_{xx}/Q_0^{\text{ном}}$ зависит от соотношения начальных и конечных параметров рабочего процесса и от мощности турбоагрегата, и для современных, мощных конденсационных турбоагрегатов составляет 3...7%.

Расход пара и теплоты на холостой ход и **относительный прирост расхода теплоты**, который представляет собой относительный (частичный) прирост расхода теплоты при единичном увеличении нагрузки турбоагрегата

$$r = \frac{dQ_0}{dN_T} \quad (2.25)$$

имеют большее значение для оценки экономичности работы турбоагрегатов и для рационального выбора режимов их эксплуатации.

Для **конденсационных турбин** энергетическая характеристика $Q_0 = Q_0 = f(N_T)$ в зависимости от особенностей парораспределения изображается в виде одной выпуклой кривой (для случая дроссельного парораспределения) или их сочетания (в соответствии с числом открытых клапанов – для соплового парораспределения), так как в турбинах с сопловым парораспределением в точке включения каждого клапана происходит скачкообразное увеличение r вследствие возрастания потерь на дросселирование в открываемом клапане (рис. 2.13).

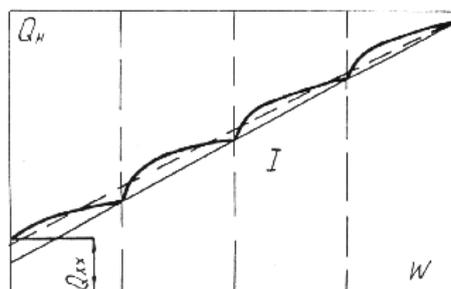


Рис. 2.13. ЭХ турбины с сопловым парораспределением

В общем случае действительная ЭХ конденсационной турбины может иметь как выпуклые, так и вогнутые участки. Выпуклость характеристики означает, что приросты расхода теплоты $r = f(N_T)$ являются падающими, вогнутость – возрастающими.

Однако нелинейность характеристики $Q_0 = f(N_T)$ небольшая и находится в диапазоне опытного ее определения зависимости, поэтому для удобства практического использования ЭХ в инженерных расчетах ее обычно спрямляют (рис. 2.14). Для спрямленной ЭХ $r = const$.

Графические характеристики ЭХ обладают наглядностью, достаточно высокой точностью, но их сложно использовать при расчетах на ЭВМ, кроме того, они справедливы только для определенных условий и при их изменении требуется внесение поправок. Поэтому широкое распространение, как для конденсационных, так и для теплофикационных турбоустановок получили аналитические характеристики.

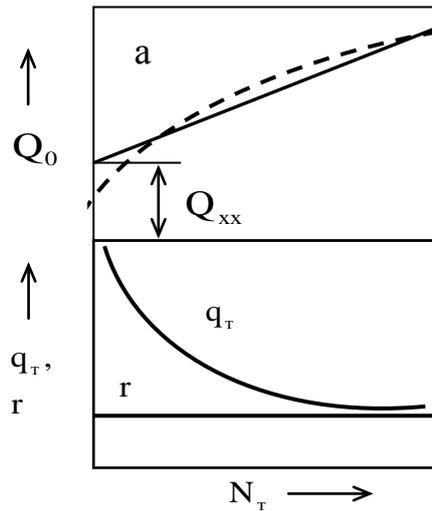


Рис. 2.14. Спряmlенная ЭХ

Аналитическое выражение спряmlенной ЭХ конденсационной турбины

$$Q_0 = Q_{xx} + r \cdot N_T, \quad (2.26)$$

При этом зависимость

$$q_T = \frac{Q_0}{N_T} = r + \frac{Q_{xx}}{N_T} \quad (2.27)$$

является гиперболой с асимптотой, равной r . При $N_T = 0$ величина q_T стремится к бесконечности (рис. 2.14).

На практике также используются спряmlенные ЭХ теплофикационных турбин

$$Q_0 = Q_{xx} + r_k \cdot N_T - (r_k - r_{тф})N_{тф} + \sum Q_T; \quad (2.28)$$

$$N_{тф} = W_{от}^B Q_{от} + W_{п}^B Q_{п} - \Delta N_{xx}, \quad (2.29)$$

где $r_k, r_{тф}$ – относительный прирост расхода теплоты по конденсационному и теплофикационному циклам; $W_{от}^B, W_{п}^B$ – внутренняя удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении для отопительного и производственного отборов; ΔN_{xx} – условная мощность холостого хода.

Уравнения ЭХ турбоагрегатов с одним отопительным отбором (типа Т) или с противодавлением (типа Р) представляет собой частный случай выражений (2.28), (2.29). Так для турбин типа Т $Q_{п} = 0$ и $\sum Q_T = Q_{от}$, а для турбин типа Р $\sum Q_T = Q_{пр}$, $N = N_{тф}$. В последнем случае

$$Q_0 = Q_{xx} + r_{тф} \cdot N_{тф} + Q_{пр}. \quad (2.30)$$

Энергетические характеристики вида (2.26) – (2.30) удобны для пользования, однако отличаются сравнительно невысокой точностью вследствие

нелинейности действительных характеристик, особенно значительной при нагрузках ниже 40% номинальной, и отсутствием непосредственной зависимости электрической мощности от давления в отборах.

При нагрузке турбины 50 ... 100% номинальной погрешность их составляет около $\pm 2\%$, однако при нагрузках ниже 50% может достигать 6%.

2.4. Расчет нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты

Подробно методика нормирования показателей эффективности топливоиспользования на ТЭС Беларуси изложена в литературе:

Качан, А. Д. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС : [учебное пособие для специальности 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции"] / А.Д. Качан и С.А. Качан ; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции". - Минск: БНТУ, 2005. - 156 с.: ил.

<http://rep.bntu.by/handle/data/22447>

Качан, С.А. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС : [методическое пособие по выполнению курсового проекта для специальности 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции"] / С.А. Качан и Ю.Б. Попова ; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции". - Минск : БНТУ, 2006. - 108 с. : ил.

<http://rep.bntu.by/handle/data/17151>

Нормативные удельные расходы топлива на ТЭС определяются с использованием ЭХ по следующему алгоритму.

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

Для определения *номинальных показателей брутто* турбинного $q_{T(ном)}^{бр}$ и котельного оборудования к исходно-номинальным показателям вводятся поправки на отклонение фактического значения внешних факторов от значений, принятых при построении ЭХ

$$q_{T(ном)}^{бр} = q_{T(ном,исх)}^{бр} \mp \sum \Delta q_{Tj}, \quad (2.31)$$

$$\eta_{K(ном)}^{бр} = \eta_{K(ном,исх)}^{бр} \mp \sum \Delta \eta_{Kj}, \quad (2.32)$$

Здесь

$\mp \sum \Delta q_{Tj}$ - 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 $\overset{-сн(гр)}{Э}_{T(ном)}$ и $Q_{T(ном)}^{сн(гр)}$ и

котельного $\mathcal{E}_{\text{к(ном)}}^{-\text{сн(гр)}}$ и $q_{\text{к(ном)}}^{\text{сн(зр)}}$ цехов рассчитывают *номинальные показатели нетто* турбин и котлов

$$q_{\text{т(ном)}}^{\text{нет(гр)}} = q_{\text{т(ном)}}^{\text{бр(гр)}} \frac{1 + q_{\text{т(ном)}}^{\text{сн(гр)}}}{1 - \mathcal{E}_{\text{т(ном)}}^{-\text{сн(гр)}}}, \quad (2.33)$$

$$\eta_{\text{к,ном}}^{\text{нет}} = \frac{\eta_{\text{к,ном,гр}}^{\text{бр}}}{K_Q} \cdot \frac{1 - q_{\text{к}}^{\text{сн}} - q_{\text{топл}} - q_{\text{кал}}}{1} \cdot \frac{1 - \mathcal{E}_{\text{э}}^{-\text{сн}}}{1 - \mathcal{E}_{\text{т}}^{-\text{сн}}}, \quad (2.34)$$

где $\mathcal{E}_{\text{э}}^{-\text{сн}}$ – относительный расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на выработку электроэнергии по группе оборудования (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 $K_Q = 1$.

K расходу электроэнергии на собственные нужды группы турбоагрегатов относится электроэнергия, затрачиваемая на привод циркуляционных, конденсатных, дренажных и других насосов, относимых к турбинному оборудованию (кроме питательных); привод вентиляторов градирен (при их наличии); на плановые пуски турбин по диспетчерскому графику; на освещение помещений турбинного оборудования и электроцеха; на двигатели электроцеха, измерительную и ремонтную мастерские и пр.

Расход тепла на собственные нужды турбинного цеха включает затраты на плановые пуски турбоагрегатов; отопление производственных помещений турбинных установок и электроцеха, душевые и пр.

В расход электроэнергии на собственные нужды котельного цеха включаются затраты на электродвигатели питательных насосов, тягодутьевых установок, в том числе дымососов рециркуляции; на пылеприготовление, плановые пуски котлов и прочие нужды.

В расход тепла на собственные нужды энергетических котлов включаются его затраты (включая потери), обеспечивающие: расход тепла на турбопривод питательных насосов и воздуходувок; расход тепла на предварительный подогрев воздуха в калориферах; расход теплоты на отопление и вентиляцию производственных помещений котельного, химического и топливно-транспортного цехов; расход тепла на мазутное хозяйство (слив и предварительный подогрев мазута, распыл мазута в форсунках и охлаждение неработающих форсунок); потери тепла, связанные с подготовкой добавка химически очищенной, обессоленной воды и дистиллята, восполняющих внутристанционные потери пара, конденсата и питательной воды; потери с продувкой, обдувкой, обмывкой, с пробоотборными точками и другие расходы и технологические потери тепла, связанные с выработкой пара котлами; расход тепла на плановые пуски котлов.

Далее находят **номинальные удельные расходы топлива** на отпуск электроэнергии и теплоты, т.е. реально достижимую (минимальную) меру потребления топлива на единицу отпущенной энергии при фактических условиях работы станции

$$b_{\text{э(НОМ)}}^{\text{отп}} = \frac{q_{\text{т,гр}}^{\text{нет}}}{Q_{\text{ну}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{к,гр}}^{\text{нет}} \cdot \eta_{\text{тп}}}, \quad (2.35)$$

$$b_{\text{тэ(НОМ)}}^{\text{отп}} = \frac{(1 - \alpha_{\text{пвк}} - \alpha_{\text{сн}}) \cdot f}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{к,гр}}^{\text{нет}} \cdot \eta_{\text{тп}}} + \frac{\alpha_{\text{пвк}}}{\eta_{\text{пвк}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} + \alpha_{\text{гв}} \bar{\mathcal{E}}_{\text{тф}} \cdot b_{\text{э(НОМ)}}^{\text{отп}}, \quad (2.36)$$

Здесь

$\eta_{\text{тп}}$ – 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 (2.36) первый член учитывает экономичность отпуска теплоты от энергетических котлов, второй – от пиковых водогрейных котлов (ПВК) и третий – нагрев воды в сетевых насосах.

В итоге, рассчитывают **нормативные удельные расходы топлива** – то есть максимально допустимая технически обоснованная мера потребления топлива на единицу отпущенной энергии при фактических режимах работы оборудования и фактических значениях внешних факторов в отчетном периоде. По величине этого показателя оценивается технический уровень эксплуатации оборудования ТЭС.

В общем случае:

$$b_{\text{нор}} = b_{\text{ном}} [1 + K_{\text{р}} (1 - \mu_{\text{р}})], \quad (2.37)$$

где $K_{\text{р}}$ – коэффициент резерва тепловой экономичности;

$\mu_{\text{р}}$ – степень использования в текущем году резерва тепловой экономичности.

3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЭС, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ ПАРОГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

3.1. Показатели энергетической эффективности ГТУ

В энергетике наиболее широкое применение получили простые **одновальные ГТУ разомкнутого цикла без регенерации рабочего тела**, (см. рис. 3.1).

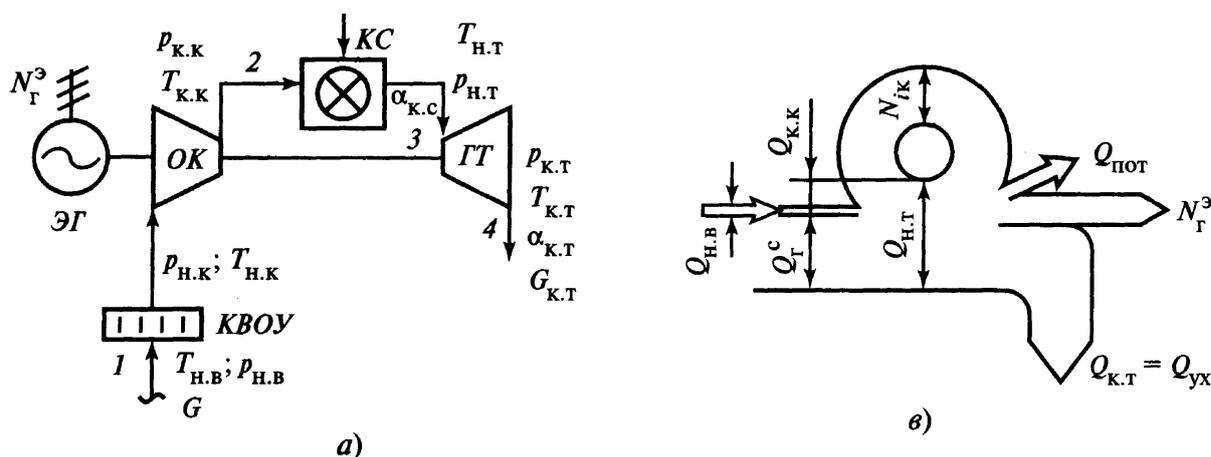


Рис. 3.1. Принципиальная тепловая схема (а) и энергетический баланс (в) энергетической ГТУ разомкнутого цикла

Энергетический баланс **одноцелевой ГТУ** (рисунок 3.1,в):

$$Q_{\text{топл}} = Q_{\text{Г}}^{\text{с}} = BQ_{\text{р}}^{\text{н}} = N_{\text{э}} + \Delta N_{\text{эм}} + \Delta Q_{\text{тр}} + Q_{\text{ух}} \quad , \quad (3.1)$$

Здесь

$Q_{\text{топл}} = Q_{\text{Г}}^{\text{с}} = BQ_{\text{р}}^{\text{н}}$ – теплота сгораемого топлива, кДж/ч;

B , кг/с – расход топлива;

$N_{\text{э}} = N_{\text{ГТ}} - N_{\text{к}}$ – электрическая мощность на клеммах генератора (брутто), определяемая как разность мощности газовой турбины $N_{\text{ГТ}}$ и воздушного компрессора $N_{\text{к}}$;

$Q_{\text{ух}}$ – потери теплоты с отработавшими газами, сбрасываемыми в атмосферу;

$\Delta N_{\text{эм}}$ – электромеханические потери, то есть потери на трение в подшипниках и в электрогенераторе.

$Q_{\text{пот}}$ – потери теплоты через тепловую изоляцию;

Главные показатели экономичности одноцелевой ГТУ

- электрический КПД

$$\eta_{\text{э}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}}{B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \frac{1_{\text{т}} - 1_{\text{к}}}{q_{\text{к.с}} / \eta_{\text{к.с}}} \eta_{\text{эм}} \quad , \quad (3.2)$$

- удельный расход теплоты – величина, ему обратная

$$q = \frac{1}{\eta_{\text{э}}} = \frac{B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{N_{\text{ГТУ}}}, \quad (3.3)$$

где $\eta_{\text{кк}}$, $\eta_{\text{эм}}$ – КПД камеры сгорания и электромеханический КПД ГТУ; $N_{\text{ГТУ}}$, $B_{\text{ГТУ}}$, $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – мощность ГТУ, расход топлива в камеру сгорания и его теплотворная способность; $q_{\text{кк}}$ – удельная тепловая нагрузка камеры сгорания ГТУ, $l_{\text{к}}$, $l_{\text{т}}$ – удельная работа воздушного компрессора и газовой турбины.

Основными параметрами работы ГТУ, определяющими ее экономичность, являются начальная температура газов перед турбиной $T_{\text{н.т}}$ ($t_{\text{н.т}}$) и степень повышения давления в компрессоре:

$$\pi_{\text{к}} = p_{\text{к.к}}/p_{\text{н.к}}, \quad (3.4)$$

где $p_{\text{к.к}}$, $p_{\text{н.к}}$ – давление на напорной и всасывающей стороне компрессора.

Магистральное направление развития ГТУ - увеличение $T_{\text{н.т}}$ ($t_{\text{н.т}}$) и $\pi_{\text{к}}$. В таблице 3.1 приведены примерные значения основных показателей работы ГТУ, достигнутых их производителями за последние десятилетия.

Так для ГТУ с $t_{\text{н.т}} = 1000 \dots 1200^{\circ}\text{C}$ их электрический КПД составляет около 32...35% при мощности установок более 5 МВт. При повышении начальной температуры газов до $1200 \dots 1300^{\circ}\text{C}$ КПД возрастает примерно до 37..39%. При этом температура газов на выходе из ГТУ $t_{\text{к.т}}$ составляет около $490 \dots 530^{\circ}\text{C}$ и $550 \dots 570^{\circ}\text{C}$ соответственно.

Таблица 3.1 – Основные показатели энергетических ГТУ и ПГУ на их основе

Показатель, его размерность	Годы			
	1970-е	1980-е	1990-е	2000-е
Температура газов перед турбиной, °C	900	1150	1250	1350..1500
Максимальная мощность ГТУ, МВт	50	100	175	300
КПД ГТУ, %	28	33	35	40
КПД ПГУ, %	43	48	53	60

Оптимальная величина $\pi_{\text{к}}^{\text{opt}}$ растет с увеличением $t_{\text{н.т}}$ и существенно различается для одноцелевых ГТУ, работающих без утилизации теплоты уходящих газов, и для теплофикационных ГТУ, использующих сбросную теплоту газов после газовой турбины.

Снижение $\pi_{\text{к}}$ (соответственно и степени понижения давления в турбине $\pi_{\text{т}} = p_{\text{н.т}}/p_{\text{к.т}}$) при том же значении $t_{\text{н.т}}$ приводит к увеличению $t_{\text{к.т}}$.

Более высокие значения $t_{\text{к.т}}$ позволяют повысить эффективность использования утилизируемой теплоты. Например, если ГТУ предназначена для работы в составе утилизационной ПГУ, то при росте температуры газов на входе в котел–утилизатор, можно повысить параметры получаемого в котле-утилизаторе пара и увеличить КПД паровой турбины $\eta_{\text{ПТУ}}$ и ПГУ $\eta_{\text{ПГУ}}$ в целом.

Чем более эффективно используется теплота газов после ГТУ, тем ниже π_k^{opt} , приближаясь к тем значениям, при которых обеспечивается максимальная удельная работа ГТУ $l_{ГТУ} = l_T - l_K$

Обычно параметры современных ГТУ, выпускаемых различными фирмами–производителями примерно соответствуют оптимальным для условий применения ГТУ в составе утилизационных ПГУ (таблица 3.2).

Таблица 3.2 - Оптимальные значения π_k^{opt}

Оптимальные значения π_k^{opt}	$t_{н.т}, ^\circ\text{C}$			
	1000	1100	1200	1300
– одноцелевая ГТУ ($\eta_{э.н}^{max}$)	24	28	>30	>30
– ГТУ в составе УПГУ ($N_{уд}^{max}$)	12	14	16	22

Максимальная единичная мощность ГТУ к настоящему времени достигла 300 МВт и более; КПД при автономной работе – 36...40% (в многовалвных ГТУ, созданных на базе авиадвигателей с высокими π_k , более 40%); $t_{н.т} = 1300...1500^\circ\text{C}$; $\pi_k = 20...30$ и выше.

С целью повышения экономичности производители ГТУ также идут на усложнение тепловой схемы.

Например, специалисты General Electric используют промежуточное охлаждение воздуха при сжатии (рис. 3.2, а), специалисты фирмы Alstom — промежуточный перегрев газов при расширении (рис. 3.2, б).

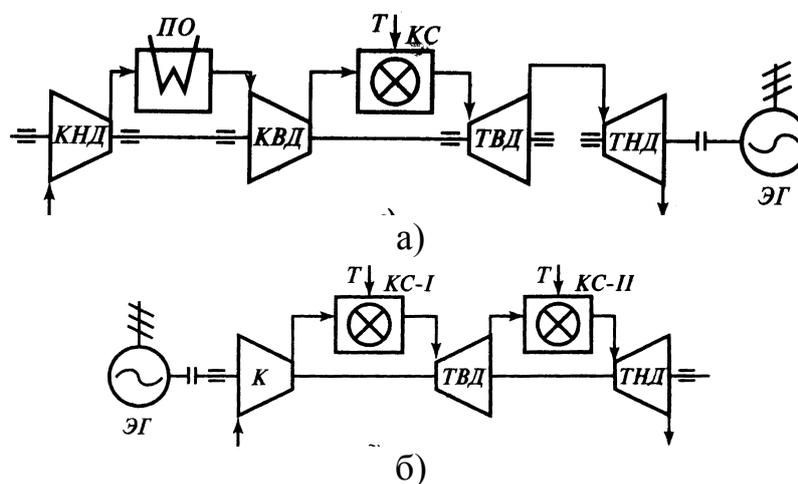


Рис. 3.2. Схема ГТУ с промежуточным охлаждением циклового воздуха (а) и промежуточным перегревом газов при расширении (б)

3.2. Энергетические характеристики газотурбинных установок

Проектирование ГТУ выполняют для *расчетного (базового) режима* по нормам Международной организации стандартов — ISO (документ 2314) при

следующих параметрах наружного воздуха: температуре $t_{нв} = +15^{\circ}\text{C}$, давлении $p_{нв} = 0,1013$ МПа, влажности $\varphi_{нв} = 60\%$ и номинальной нагрузке. Остальные режимы работы являются *переменными (нерасчетными)* из-за изменения параметров наружного воздуха и нагрузки установки.

Энергетические характеристики ГТУ представляют собой комплекс зависимостей основных показателей: мощность N_3 , КПД (или расход топливного газа G_T), расход выходных газов $G_{\text{вых}}^r$, температура газов на выходе $t_{кт}$) от основных влияющих факторов:

- нагрузка (режим работы) ГТУ N_3 ;
- температура наружного воздуха $t_{нв}$.

Прочие влияющие факторы:

- барометрическое давление B_a ;
- относительная влажность атмосферного воздуха φ (или абсолютное влагосодержание d);
- сопротивление на входе в компрессор $\Delta p_{\text{вх}}$;
- сопротивление на выходе из газовой турбины $\Delta p_{\text{вых}}$;
- величина подогрева воздуха на всасе компрессора $\Delta t_{\text{вх}}$;
- величина впрыска пара в газовый тракт (камеру сгорания) $G_{\text{п}}$;
- отработанный ресурс времени τ ;
- частота вращения n

учитываются обычно вводом поправок.

Влияние нагрузки.

Электрическую мощность ГТУ регулируют воздействием на топливные клапаны системы топливоподачи: расход топлива снижают для работы на частичных нагрузках или повышают для получения максимального (пикового) значения.

Изменение мощности N_3 возможно двумя способами регулирования: *количественным*, то есть изменением расхода рабочего тела G , и *качественным* – за счет изменения полезной удельной работы $I_{\text{ГТУ}}$.

При *качественном* регулировании снижение нагрузки сопровождается понижением $t_{нт}$ ($T_{нт}$) и π_k при небольшом повышении G .

Ориентировочно при снижении нагрузки 50% начальная температура перед турбиной $T_{нт}$ снижается до $\sim 60\%$, π_k – до $\sim 60..70\%$, а G возрастает на 8..10%. При этом происходит значительное падение $I_{\text{ГТУ}}$ и КПД ГТУ η_3 .

Количественное регулирование при практически неизменных температуре и давлении рабочего тела легко достигается изменением частоты вращения вала приводного двигателя n .

В энергетических ГТУ валы компрессора и генератора имеют постоянную частоту вращения, поэтому компрессор при неизменной его геометрии работает с практически постоянным объемным расходом воздуха $G_{\text{в}}$. Если при неизменном $G_{\text{в}}$ (*качественное регулирование*) для снижения мощности уменьшается расход топлива G_T в камеру сгорания, происходит падение температуры газов перед $t_{нт}$ и за $t_{кт}$ газовой турбиной, соответственно экономичность работы ГТУ резко снижается (рис. 3.3,а).

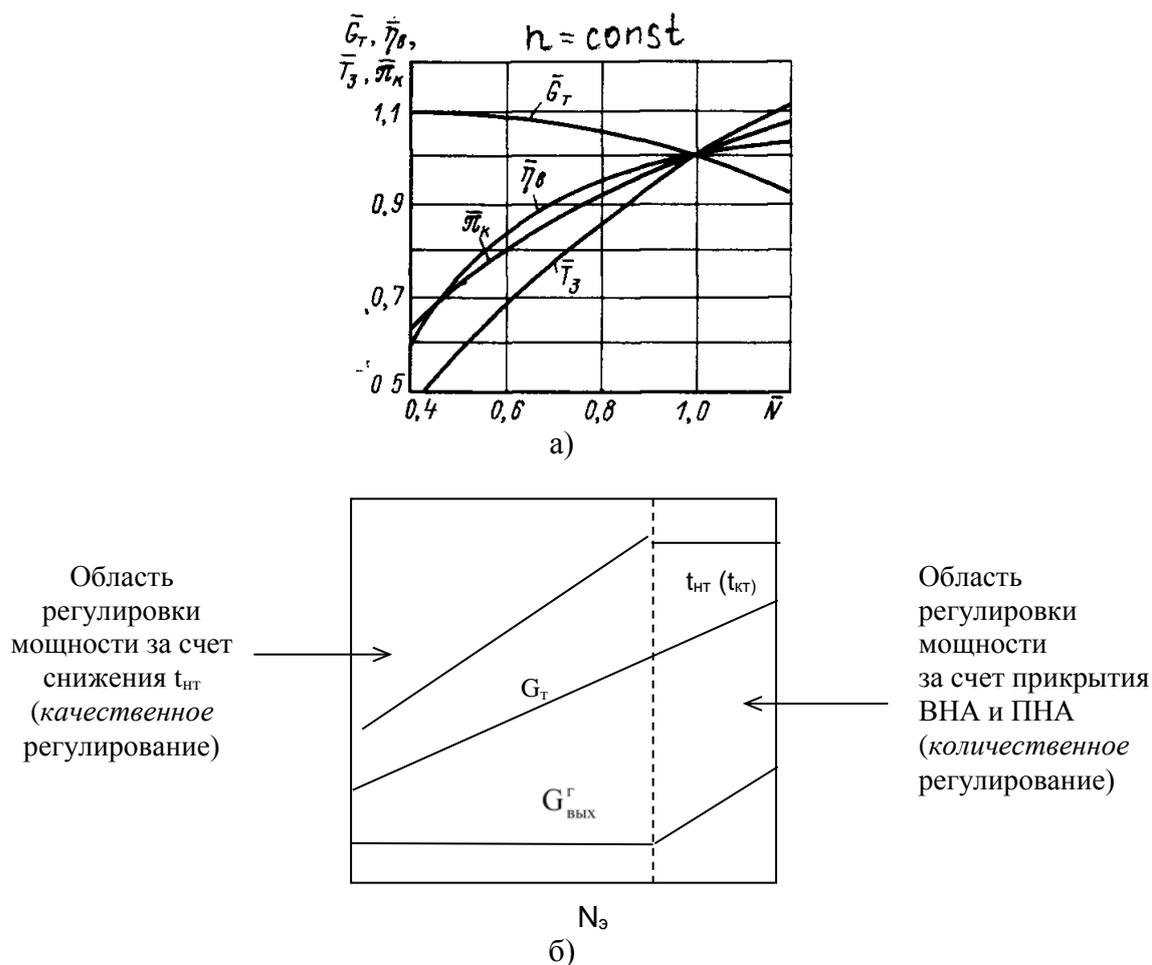


Рис. 3.3. Характеристика одновальной энергетической (генераторной) ГТУ

Для снижения расхода рабочего тела компрессоры современных энергетических ГТУ имеют поворотные лопатки входного направляющего аппарата (ВНА), а также нескольких первых рядов направляющих лопаток (ПНА). Прикрытие ВНА и ПНА позволяет изменять проходное сечение и, соответственно, расход воздуха, то есть реализовать *количественное регулирование*. При этом можно поддерживать постоянным соотношение топливо–воздух и $t_{нт}$, $t_{кт}$ в некотором диапазоне частичных нагрузок (до 60...70% номинальной мощности) (рис. 3.3,б).

Такая программа регулирования также приводит к снижению экономичности ГТУ, но она важна для ГТУ, работающих в составе ПГУ, так как позволяет поддерживать практически постоянными параметры генерируемого в котле-утилизаторе пара. Кроме того ВНА предназначены для повышения запаса устойчивости при пусковых режимах.

Влияние параметров наружного воздуха.

Спроектированная для определенных условий газовая турбина (ГТ) ведет себя как сопло критического истечения с постоянным массовым расходом, то есть G_k и $T_{нт}$ жестко определяют $P_{нт}$ и π_k ($P_{нт}$ и π_k определяются пропускной способностью ГТУ). Отклонение параметров наружного воздуха от параметров по ISO отражается на работе ГТУ.

Работа сжатия компрессора составляет примерно половину полезной мощности ГТ. При снижении **температуры наружного воздуха** $t_{нв}$ увеличиваются его плотность и массовый расход через компрессор G_k при той же потребляемой мощности. При этом мощность N_g и экономичность работы ГТУ повышаются, то есть электрический КПД η_g растет, а удельный расход теплоты q уменьшается (рис. 3.4).

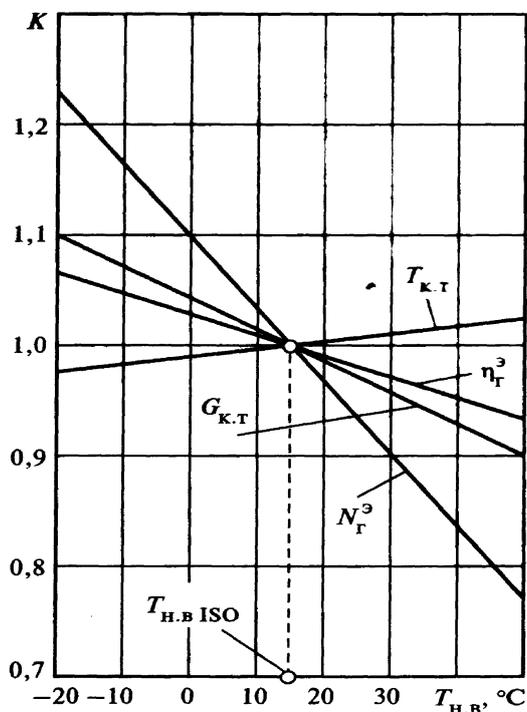


Рис. 3.4. Влияние температуры наружного на основные показатели ГТУ

При очень низкой $t_{нв}$ требуется ограничение подачи топлива и всасываемого компрессором воздуха, то есть перехода на частичную нагрузку, величина которой определяется пропускной способностью компрессора и максимальной нагрузкой электрогенератора.

При снижении $t_{нв}$ температура $t_{кг}$ также несколько снижается вследствие повышения π_k (и π_T), что важно учитывать при работе установок с утилизацией отработавших в ГТУ газов.

При изменении **барометрического давления** V_a электрический КПД ГТУ η_g и удельный расход теплоты q практически остаются неизменными. Однако при повышении V_a и, соответственно, плотности атмосферного воздуха увеличиваются мощность N_g ГТУ и расход выпускных газов G_T .

При увеличении **влажности атмосферного воздуха** возрастает работа газов в газовой турбине за счет дополнительного расширения водяных паров, а также создается эффект испарительного охлаждения воздуха в компрессоре, вследствие чего снижается работа сжатия. Однако при этом увеличиваются потери теплоты с водяными парами в уходящих газах ГТУ и расход топлива в камере сгорания на парообразование и перегрев влаги воздуха.

В целом влажность атмосферного воздуха имеет небольшое отрицательное влияние на экономичность работы ГТУ.

Характеристики ГТУ часто строят без учета сопротивления на входе в компрессор и выходе из турбины $\Delta p_{\text{вх}} = \Delta p_{\text{вых}} = 0$. В действительности устройства на входе (КВОО) и на выходе (газовый тракт, теплообменники) ГТУ имеют гидравлическое сопротивление

Влияние сопротивления на входе в компрессор $\Delta p_{\text{вх}}$ на выходе из газовой турбины $\Delta p_{\text{вых}}$.

При увеличении сопротивления на всасе $\Delta p_{\text{вх}}$ уменьшается давление после компрессора и степень расширения газов в турбине π_t . Вследствие этого снижается мощность ГТУ, увеличиваются температура уходящих газов $t_{\text{кт}}$ и потери теплоты с ними. Возрастает также величина подвода теплоты в камере сгорания. При этом, соответственно, повышается удельный расход теплоты в цикле q , а КПД ГТУ η_e падает.

При увеличении сопротивления на выходе $\Delta p_{\text{вых}}$ из ГТУ процесс сжатия в компрессоре не меняется, но конечное давление газов за турбиной становится выше. Как следствие π_t и мощность ГТУ снижаются, а температура уходящих газов $t_{\text{кт}}$ и потери с ними растут. Расход уходящих газов при этом остается неизменным.

При переменных режимах работы котла-утилизатора сопротивление его газового тракта можно описать через объемный расход газов, определяющий скорость течения среды (и, соответственно, потери давления в КУ). Можно пользоваться зависимостью $\Delta p_{\text{вых}} = f(G_{\text{вых}}^r \cdot T_{\text{кт}})$ от величин, которые рассчитываются и, как следует из уравнения состояния идеального газа $pV = GRT$, определяют объемный расход газов.

Влияние времени работы ГТУ (после очередной промывки).

В ГТУ производится периодическая промывка компрессора из-за заноса его проточной части примесями, содержащимися в атмосферном воздухе.

При загрязнении компрессора во время эксплуатации ГТУ снижаются его политропный КПД и степень повышения давления. Хотя при этом снижается относительный расход топлива, мощность ГТУ снижается еще сильнее, что приводит к снижению экономичности установки. С учетом этого, необходимо производить промывки компрессора примерно через 2000 часов эксплуатации.

Влияние частоты вращения ГТУ.

Этот фактор важно учитывать для приводных ГТУ, работающих с переменным числом оборотов. При увеличении частоты вращения n возрастают степень повышения давления π_k и мощность ГТУ, а t_4 уменьшается.

Для энергетических ГТУ возможное изменение частоты вращения сказывается на их показателях лишь в сотых долях процентов, чем можно пренебречь.

Влияние подогрева воздуха на всасе в компрессор.

Подогрев воздуха на всасе компрессора применяется в диапазоне температур наружного воздуха $+5 \dots -5^\circ\text{C}$ для предотвращения обмораживания воздухозаборных устройств. При этом обычно осуществляется отбор (рециркуляция) воздуха после компрессора на его вход.

При этом увеличивается объемный расход воздуха через компрессор и

снижается мощность ГТУ из-за уменьшения расхода газов через турбину. Хотя одновременно несколько уменьшается подвод теплоты в камеру сгорания, но, в целом, влияние подогрева воздуха оказывает отрицательное воздействие на экономичность работы ГТУ.

Влияние впрыска пара в камеру сгорания ГТУ.

Экологический впрыск пара ранее применялся в основном для утилизационных ГТУ или ПГУ, имеющих источник пара. В современных ГТУ применяют сухие методы подавления образования NO_x .

Некоторые производители ГТУ используют энергетический впрыск.

При впрыске пара в камеру сгорания (и газовый тракт) мощность ГТУ существенно возрастает, но увеличиваются также потери теплоты с уходящими газами, поскольку вместе с водяными парами теряется их скрытая теплота парообразования. Полезное использование теплоты водяных паров (особенно при охлаждении их до температуры конденсации) повышает экономичность ввода пара в камеру сгорания.

3.3. Основные схемы ПГУ, применяемые на ТЭС

Использование парогазовых технологий является основной тенденцией развития мировой теплоэнергетики в последние десятилетия, что связано с разработкой надежных и экономичных ГТУ с высокой начальной температурой и достаточно высокой температурой отработавших газов. Их тепло может быть использовано для теплоснабжения или утилизировано в паровом цикле, с повышением эффективности комбинированной парогазовой установки (ПГУ).

Соединение газового и парового циклов в одной установке в настоящее время обеспечивает наибольшую эффективность ТЭС, работающих на органическом топливе. Бинарный цикл обеспечивает увеличение среднеинтегральной температуры подвода теплоты в газотурбинном цикле при сохранении низкой температуры отвода теплоты, характерной для паротурбинных циклов. Применение ПГУ обеспечивает повышение тепловой экономичности выработки электроэнергии и теплоты, экономию капиталовложений в развитие энергосистемы, улучшение экологических показателей.

Возможны и практически применяются различные сочетания газотурбинных и паровых турбинных циклов. Рассмотрим некоторые из них.

Утилизационные ПГУ (УПГУ) максимально реализуют преимущества бинарных циклов и имеют наибольшую экономичность.

Поскольку топливо сжигается только в высокотемпературном газовом цикле, и его энергия используется для производства электроэнергии сначала в ГТУ, а затем в ПТУ за счет пара, полученного в котле-утилизаторе (рис. 3.5), то преобразуемая в электроэнергию доля исходной энергии топлива увеличивается против цикла ПТУ примерно в 1,5 раза.

Доля мощности газовой части достигает двух третей общей электрической мощности ПГУ и является наибольшей в сравнении с ПГУ других типов, что в основном и определяет их высокий КПД.

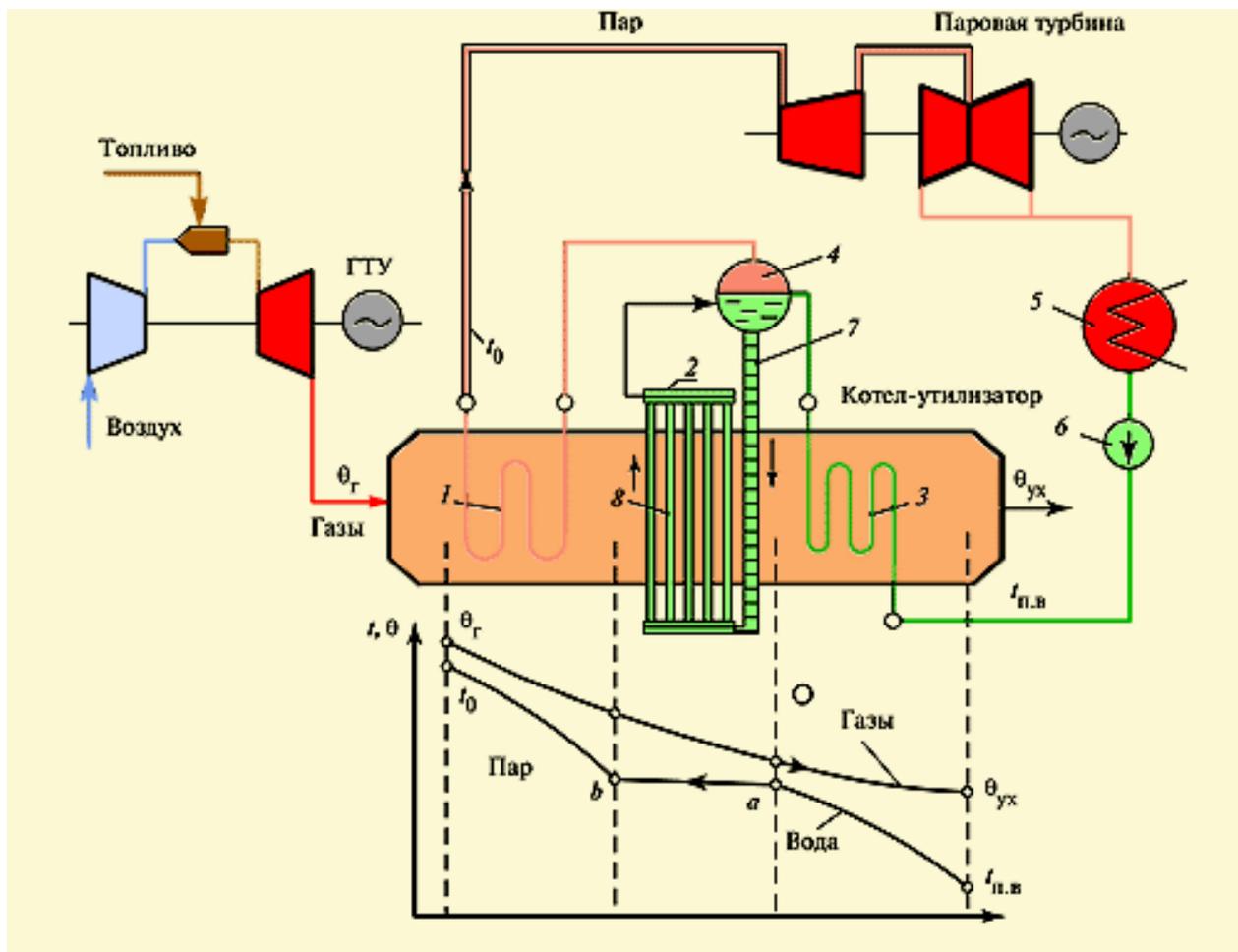


Рис. 3.5. Принципиальная тепловая схема утилизационной ПГУ

Так КПД конденсационных УПГУ (55..60%) примерно в 1,5 раза выше, чем в конденсационных ПТУ и ГТУ (35..40%).

Снижаются также удельные выбросы вредных веществ в атмосферу как за счет повышения тепловой экономичности цикла, так и за счет использования "чистых", газотурбинных видов топлива и современных конструкций камер сгорания газовых турбин.

Основным недостатком схемы является то, что ГТУ могут надежно работать только на дорогом топливе: чистом газообразном или жидком газотурбинном топливе, близком по качественным показателям к моторному дизельному топливу. Поэтому такие установки получают наибольшее развитие в странах, где в качестве энергетического топлива широко используется природный газ.

При реконструкции действующих электростанций (в том числе тех, в топливном балансе которых велика доля мазута или угля, но имеется и природный газ, в количестве, достаточном для работы ГТУ) могут оказаться

целесообразными термодинамически менее эффективные газотурбинные надстройки по «сбросной» схеме, «параллельной» схеме и другие.

«Сбросные» схемы парогазовых установок, иначе называемые **схемой полного дожигания**, начали применяться в Европе и Америке с середины 60-х годов. Это были самые эффективные по тепловой экономичности парогазовые установки до конца 70-х годов, т. е. пока КПД и уровень температур газов на входе и выходе газовых турбин оставался низким по сравнению с нынешними стандартами.

В настоящее время такая схема, может применяться для реконструкции действующих паротурбинных ТЭС с преобразованием простого паротурбинного цикла в парогазовый (рис. 3.6).

В схеме «сбросной» ПГУ (СПГУ) отработавшая в газовой турбине смесь, состоящая из воздуха и продуктов сгорания топлива и содержащая около 15% O_2 , направляется в горелочные устройства парового котла, где используется как окислитель вместо горячего воздуха. То есть ГТУ играет роль дутьевых вентиляторов и воздухоподогревателей традиционных котельных установок.

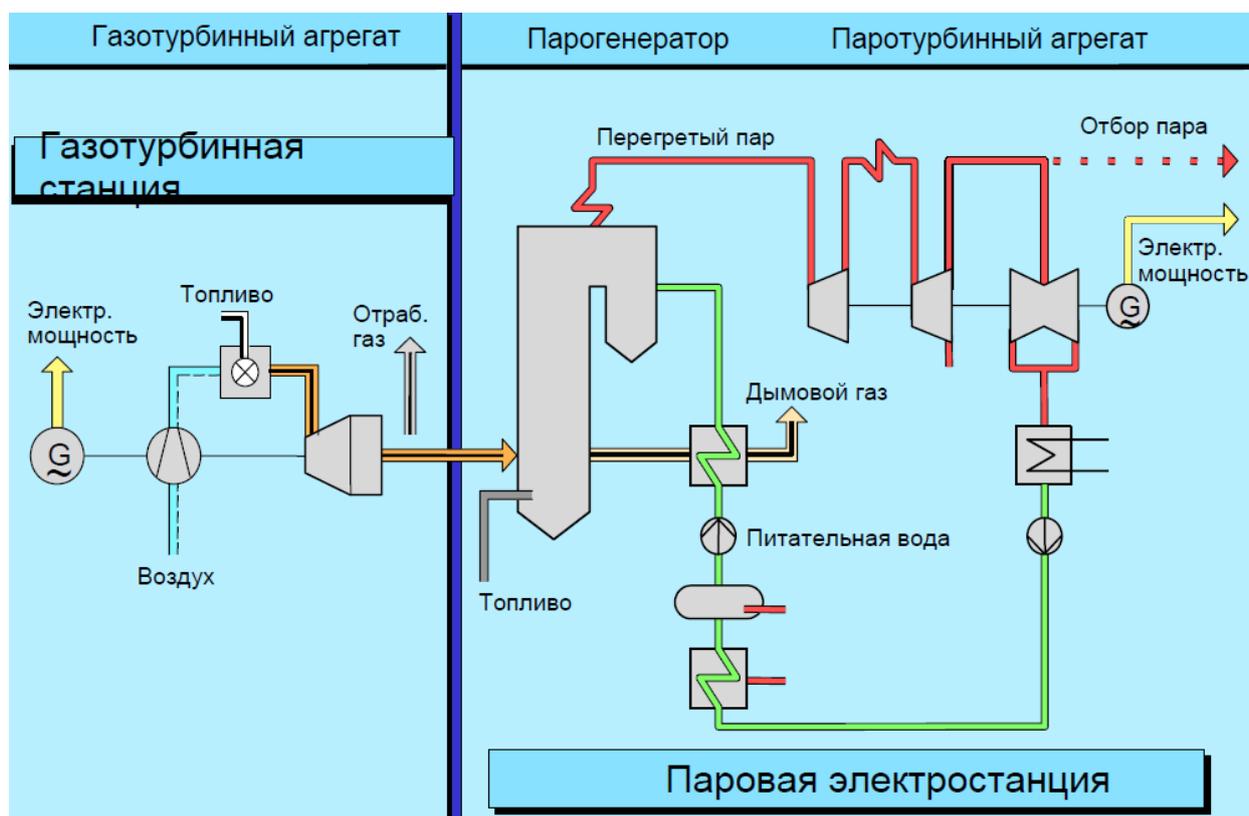


Рис. 3.6 – Схема «сбросной» ПГУ

Чтобы реконструировать обычный паротурбинный энергоблок по "сбросной схеме", необходимо заменить дутьевые вентиляторы ГТУ, построить байпасную дымовую трубу, реконструировать горелки котла, демонтировать воздухоподогреватель, разместить в газоходах новые поверхности нагрева для передачи тепла газов питательной воде и конденсату, подвести к этим поверхностям питательную воду и конденсат из схемы регенерации паровой

турбины по байпассирующим трубопроводам регенеративных подогревателей высокого и низкого давления.

Прирост мощности после реконструкции $\Delta N_{СПГУ}$ равен сумме вновь вводимой мощности ГТУ $\Delta N_{ГТУ}$ и приращения мощности паровой турбины $\Delta N_{ПТ}$ вследствие вытеснения регенерации $\Delta N_{СПГУ} = \Delta N_{ГТУ} + \Delta N_{ПТ}$.

В ПГУ «параллельной» схемы применяются несколько независимых источников для обеспечения паром существующей паровой турбины. То есть параллельно существующему паровому котлу с проектным для него видом топлива устанавливается ГТУ с котлом-утилизатором, который может быть рассчитан на производство: дополнительного пара начальных для паровой турбины параметров, пара горячего промперегрева, пара низкого давления, а так же на подогрев конденсата и питательной воды для частичного или полного замещения подогрева этих потоков в системе регенерации паровой турбины.

Принципиальные схемы таких установок приведены на рис. 3.7.

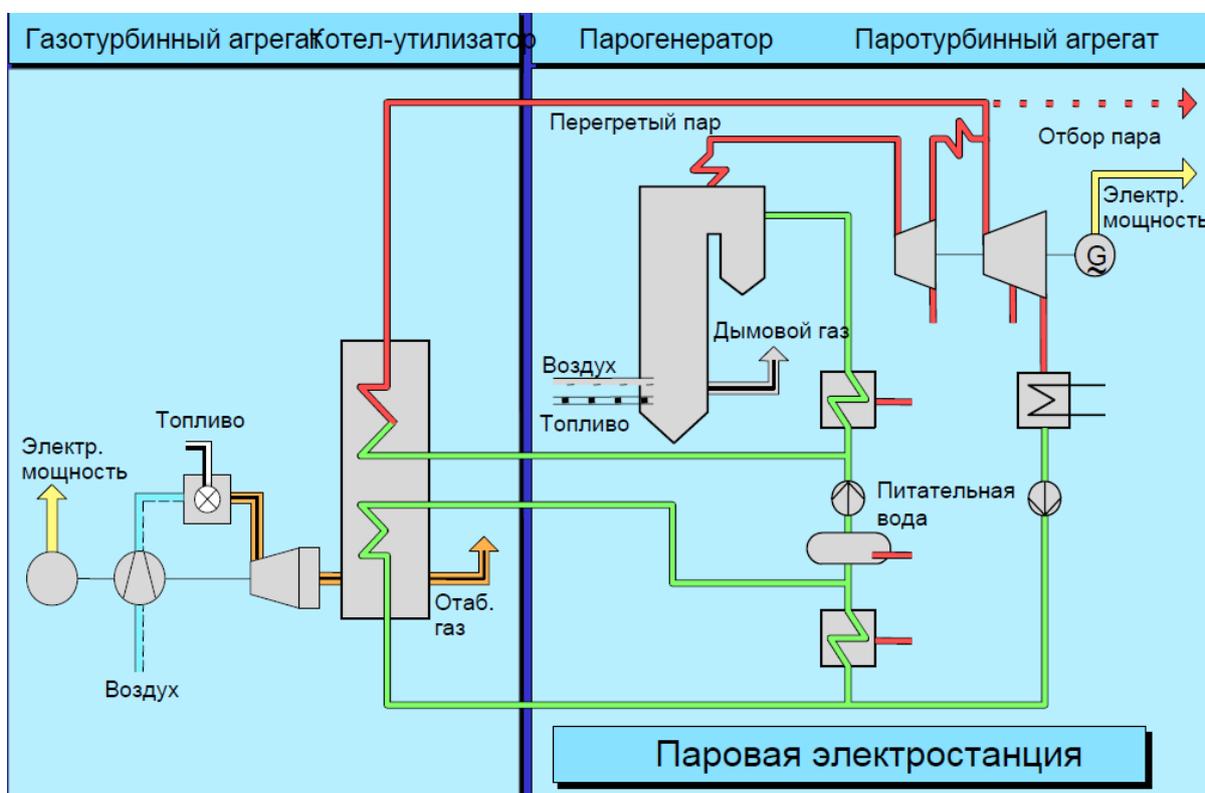


Рис. 3.7 – Комбинированная схема с параллельной работой энергетического парового котла и котла-утилизатора на паровую турбину

Параллельную схему, в которой котел-утилизатор используется только для подогрева конденсата и питательной воды, обычно называют **"схемой с вытеснением регенерации"**.

Важнейшими преимуществами параллельной схемы являются ее приспособляемость к условиям размещения существующего оборудования, независимость от вида топлива, сжигаемого в топке основного котла, и возможность работы парового и парогазового циклов независимо друг от друга.

3.4. Показатели энергетической эффективности установок, использующих парогазовые технологии

Для конденсационных ПГУ основным показателем, характеризующим экономичность их работы, может служить электрический КПД.

Мощность ПТУ в схемах *утилизационных ПГУ*, в которых паровые турбины работают на паре, получаемом в котле-утилизаторе (КУ), однозначно связана с мощностью ГТУ через параметры пара в КУ.

КПД УПГУ $\eta_{\text{УПГУ}}^{\circ}$ зависит в основном от электрического КПД газовой $\eta_{\text{ГТУ}}^{\circ}$ и паровой $\eta_{\text{ПТУ}}^{\circ}$ частей схемы

$$\eta_{\text{УПГУ}}^{\circ} = \frac{N_{\text{УПГУ}}^{\circ}}{B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{p}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\circ} + N_{\text{ПТУ}}^{\circ}}{B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{p}}} \quad (3.5)$$

или

$$\eta_{\text{УПГУ}}^{\circ} = \eta_{\text{ГТУ}}^{\circ} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}}^{\circ}) \cdot \eta_{\text{КУ}} \eta_{\text{ПТУ}}^{\circ}. \quad (3.6)$$

КПД котла-утилизатора $\eta_{\text{КУ}}$ показывает эффективность утилизации теплоты газов в КУ и находится как отношение реальной степени утилизации теплоты газов к теоретически возможной:

$$\eta_{\text{КУ}} = \frac{C_p (t_{\text{вх}}) \cdot t_{\text{вх}} - C_p (t_{\text{ух}}) t_{\text{ух}}}{C_p (t_{\text{вх}}) \cdot t_{\text{вх}} - C_p (t_{\text{нв}}) t_{\text{нв}}} \eta_{\text{охл}} = \frac{h_{\text{вх}} - h_{\text{ух}}}{h_{\text{вх}} - h_{\text{нв}}} \eta_{\text{охл}}, \quad (3.7)$$

где $h_{\text{вх}}$, $h_{\text{ух}}$, $h_{\text{нв}}$ – энтальпия газов на входе в котел-утилизатор (после газовой турбины), после КУ при фактической температуре уходящих газов $t_{\text{ух}}$ и при температуре наружного воздуха $t_{\text{нв}}$;

C_p – средняя изобарная теплоемкость газов при соответствующей температуре (определяется с учетом состава газов);

$\eta_{\text{охл}}$ – КПД, учитывающий потери через тепловую изоляцию КУ.

Вследствие более высокого избытка воздуха в камере сгорания ГТУ в сравнении с избытком воздуха в топках традиционных энергетических котлов, КПД котлов-утилизаторов при той же температуре уходящих газов ниже, чем энергетических котлов, и составляет около $\eta_{\text{КУ}} = 0,75..0,85$.

Из-за отсутствия системы регенерации, потери теплоты в конденсаторе ПТУ, работающей в составе УПГУ, выше, чем в традиционных ПТУ на те же начальные параметры, а их КПД, соответственно ниже.

КПД современных конденсационных УПГУ на базе ГТУ с КПД $\eta_{\text{ГТУ}}^{\circ} = 0,35..0,4$ по (3.6) $\eta_{\text{УПГУ}}^{\circ} = 0,50...0,60$.

В *сбросной схеме* происходит вытеснение бинарного цикла паротурбинным. В СПГУ только часть теплоты топлива, сожженного в камере сгорания ГТУ, используется в бинарном цикле, а большая его часть, сожженная в топке котла, используется только в цикле ПТУ, поэтому экономичность снижается пропорционально снижению относительной мощности ГТУ.

Доля мощности ГТУ и ПТУ составляет около 1/4 и 3/4 мощности СПГУ соответственно, то есть соотношение мощностей ГТУ и ПТУ в составе СПГУ – около 1/3.

При полном дожигании топлива в среде уходящих газов ГТУ в котле при надстройке паротурбинного блока приближенно можно оценить по формуле:

$$\eta_{СПГУ}^{\circ} \approx 1/3 \eta_{УПГУ}^{\circ} + 2/3 \eta_{ПТУ}^{\circ} \approx 1/3 \cdot 0,5 + 2/3 \cdot 0,4 \approx 0,43.$$

Опыт показывает, что реконструкция энергоблоков высокого давления по "сбросной схеме" может обеспечить повышение его тепловой экономичности до 15 % относительных, из которых свыше 10 % дает сама надстройка и около 5% - совершенствование паровой турбины и тепловой схемы.

В схеме с вытеснением регенерации степень бинарности еще ниже и КПД такой ПГУ еще ближе к КПД ПТУ.

При выводе ГТУ из работы (переход ПГУ в режим ПСУ) имеем $\eta_{ПТУ}^{\circ}$.

Экономичность **теплофикационных** установок можно оценить по величине **удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении W** (1.16).

Для *утилизационной (когенерационной) ГТУ*, где теплота сбросных газов ГТУ используется для подогрева сетевой воды, $W_{УГТУ}$ превышает средние значения $W_{ПТУ}$ примерно в 1,5 раза

$$W_{ГТУ} = \frac{N_{ГТУ}^{\circ}}{Q_{ГТУ}} = \frac{\eta_{ГТУ}^{\circ}}{(1 - \eta_{ГТУ}^{\circ}/\eta_{эм})\eta_{КУ}} \approx 0,6..0,7.$$

Можно показать, что для *утилизационной ПГУ*, где теплота сбросных газов ГТУ используется не только для подогрева сетевой воды, но также для выработки электроэнергии в паротурбинной установке $W_{УПГУ} \approx 0,8...1,2$ превышает средние значения $W_{ПТУ}$ в 2 и даже более раз.

Наиболее полным критерием экономичности теплофикационных установок является **экономия топлива $\Delta B_{эк}$ в энергосистеме за счет совместного производства теплоты и электроэнергии против раздельной схемы** (1.17) – (1.18).

В таблице 3.3 приведены значения $W_{тф}$ и $\Delta B_{эк}$ для различных теплофикационных установок, полученные при условии $b_{зам} \approx 320$ г у.т./(кВт·ч) = 320 кг у.т./(МВт·ч), то есть как для паротурбинных блоков Лукомльской ГРЭС, и $b_{кот} \approx 40$ кг у.т./ГДж = 0,04 кг у.т./МДж ≈ 170 кг у.т./Гкал.

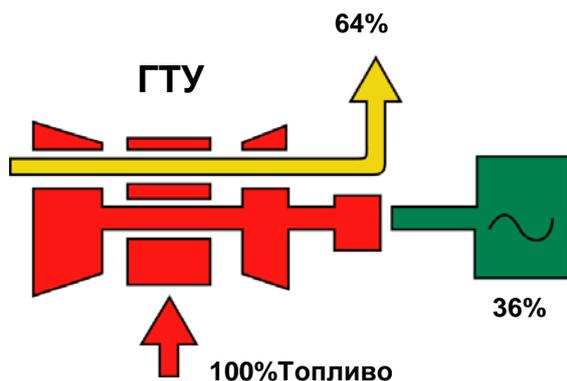
Таблица 3.3. Показатели теплофикационных установок

Показатель	УГТУ		УПГУ		ПТУ
	$\eta_{ГТУ}^{\circ} = 0,33,$ $\eta_{КУ} = 0,75$	$\eta_{ГТУ}^{\circ} = 0,37,$ $\eta_{КУ} = 0,85$	$\eta_{ГТУ}^{\circ} = 0,33,$ $\eta_{КУ} = 0,8$	$\eta_{ГТУ}^{\circ} = 0,375,$ $\eta_{КУ} = 0,82$	$\eta_{ПТУ}^{\circ} =$ 0,35..0,46
$W_{тф}$	0,66	0,7	1,2	1,4	0,2-0,55
$\Delta B_{эк}$	0,4	0,5	0,45	0,62	0,3-0,4

Как видно, системная экономия топлива при применении газотурбинных и парогазовых теплофикационных установок существенно превышает показатели ТЭЦ на базе паротурбинных установок.

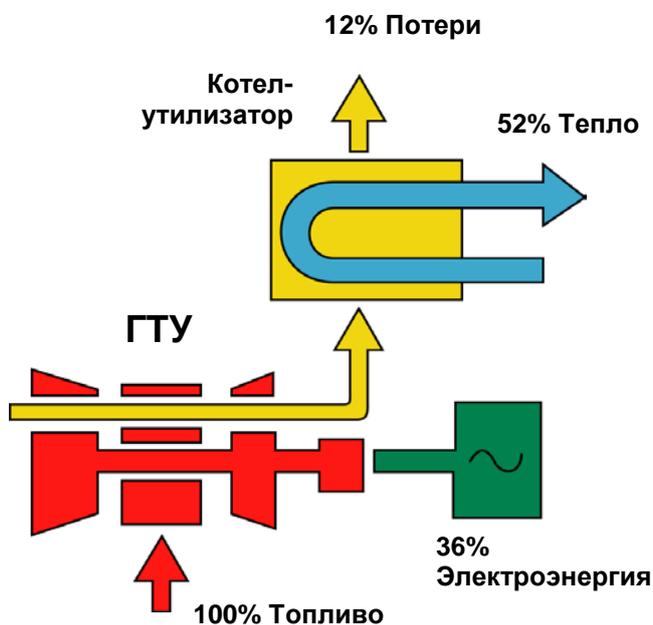
Дожигание топлива после ГТУ, в том числе применение ПГУ сбросного типа, в которых степень дожигания топлива максимальна, приближает показатели ПГУ к ПТУ.

Для наглядности на рис. 3.9 – 3.14 приведены энергетические балансы энергоустановок на базе ГТУ с электрическим КПД 36%.



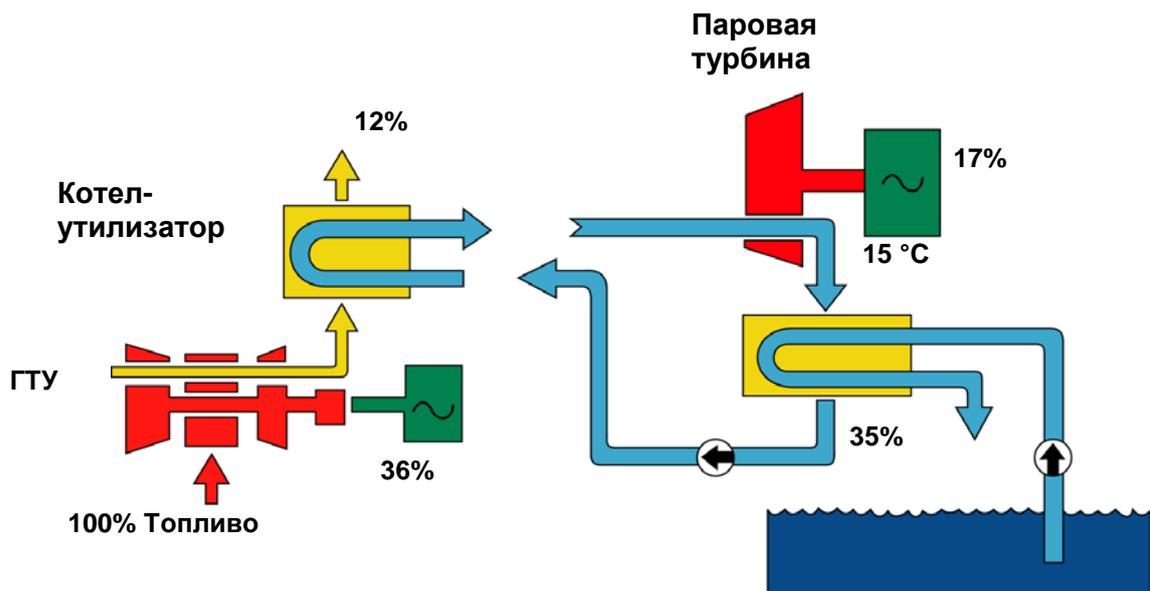
- $W = \infty$
- $\eta_{ит} = 0,36$
- $\Delta B = -5,3\%$ (перерасход топлива в сравнении с паротурбинной КЭС на сверхкритические параметры пара с $b_{зам}^{ПГУ}$; в сравнении с парогазовой КЭС с $b_{зам}^{ПГУ}$ – перерасход топлива еще выше)

Рис. 3.9. Одноцелевая ГТУ (простого цикла)



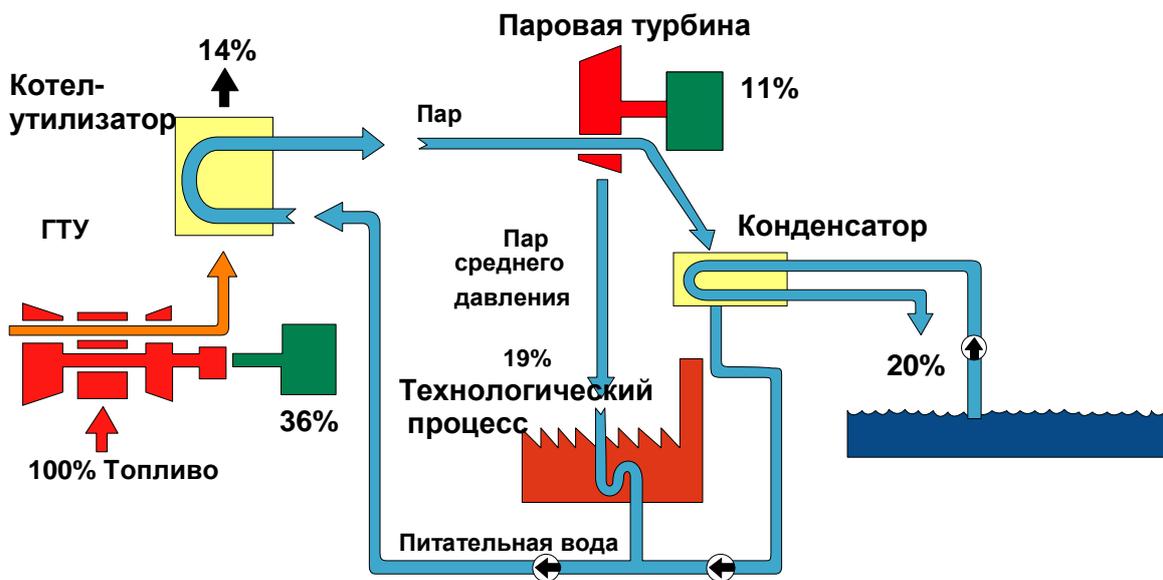
- $W = 0,692$
- $\eta_{ит} = 0,88$
- $\Delta B = 55,5\%$

Рис. 3.10. Когенерационная (теплофикационная) ГТУ



- $W = \infty$
- $\eta_{ит} = 0,53$
- $\Delta B = 39,5\%$

Рис. 3.11. Утилизационная ПГУ, конденсационный режим



- $W = 2,47$
- $\eta_{ит} = 0,66$
- $\Delta B = 45,5\%$

Рис. 3.12. Утилизационная ПГУ с отпуском теплоты на технологические нужды

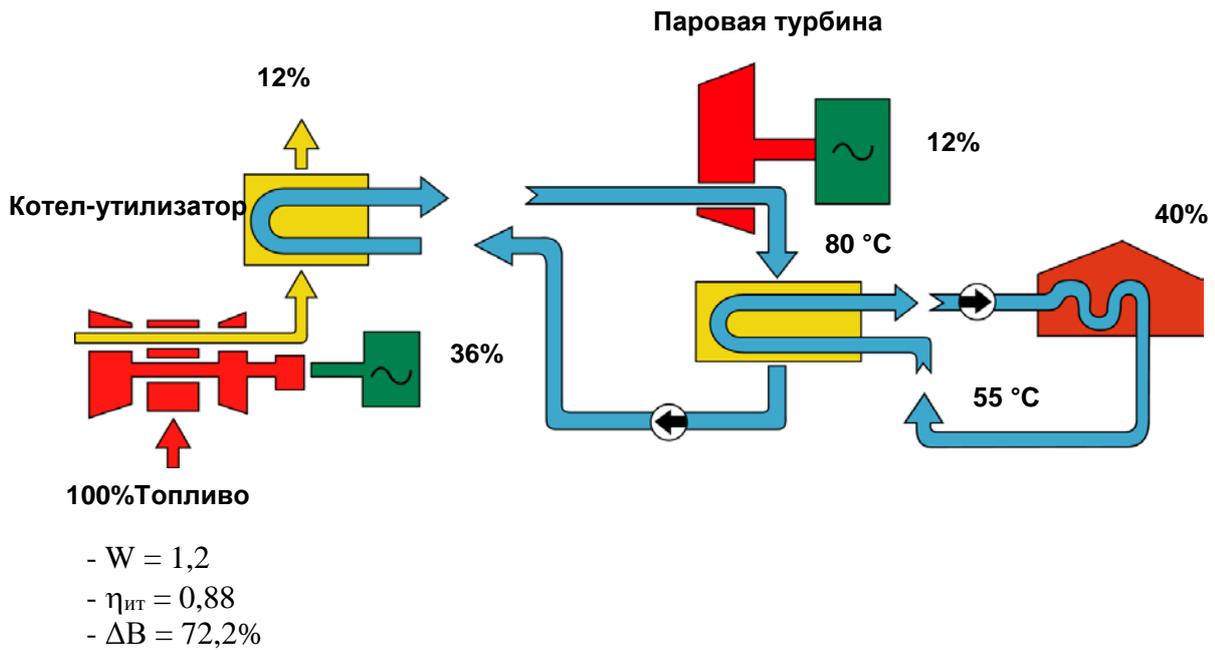


Рис. 3.13. Утилизационная ПГУ с отпуском теплоты на теплофикацию

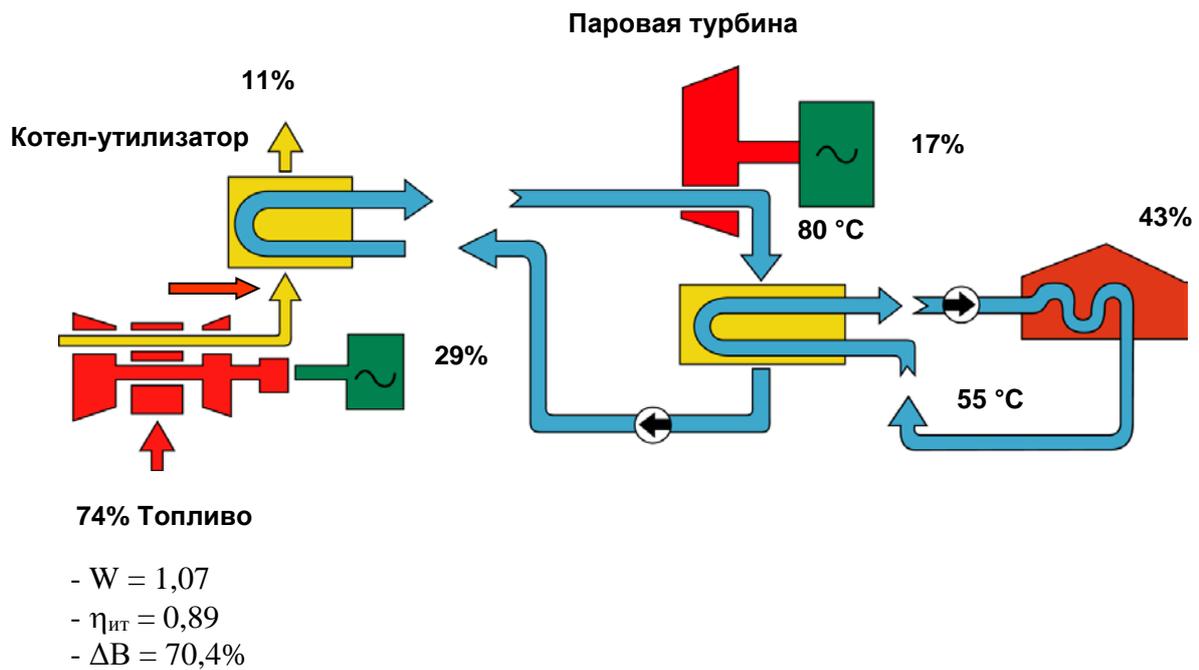


Рис. 3.14. Утилизационная ПГУ с отпуском теплоты на теплофикацию и дополнительным сжиганием топлива

3.5. Энергетические характеристики утилизационных парогазовых установок

В схемах наиболее распространенных ПГУ утилизационного типа (УПГУ) основными являются ГТУ: от режима их работы зависят характеристики

всей ПГУ. Элементы паросиловой части: котлы-утилизаторы (КУ), паротурбинные (ПТУ) и деаэрационно-питательные установки являются пассивными, так как их работа определяется количеством $G_{кт}$, температурой $t_{кт}$ и составом выходных газов ГТУ.

Обычно КУ УПГУ работает при скользящих параметрах генерируемого пара, определяемых $G_{кт}$ и $t_{кт}$, а паровая турбина имеет дроссельное парораспределение и работает с полностью открытыми регулирующими клапанами. Исходя из работы при скользящем давлении, турбина выполняется с дроссельным парораспределением и не имеет регулирующей ступени в проточной части высокого давления (ЧВД). Также ПТУ не имеет отборов в систему регенерации. В случае применения многоконтурных КУ предусматривается подвод пара из нижнего (и среднего при его наличии) контура КУ, а в теплофикационных ПГУ - регулируемые отборы пара на сетевые подогреватели (СП). Современные, наиболее экономичные ПГУ выполняются с промперегревом пара.

Изменение мощности ГТУ влияет на параметры выходных газов, что, в свою очередь, изменяет параметры и количество генерируемого пара в КУ. Вследствие изменения $G_{кт}$ и $t_{кт}$ изменяется также интенсивность теплообмена в КУ за счет изменения плотности, расхода газов и скорости обтекания ими поверхностей нагрева (~5..10% при снижении нагрузки ГТУ на 50%).

Режим работы КУ определяет условия работы ПТУ: изменение давлений в контурах КУ ведёт к изменению теплоперепадов в цилиндрах ПТУ, а изменение расхода пара в этих контурах влияет на значение внутренних относительных КПД цилиндров и величину вырабатываемой ПТУ мощности.

Использование промежуточного перегрева еще более усложняет систему: теплосъем в промежуточном пароперегревателе зависит от параметров пара на выходе ЧВД и, в то же время, определяет тепловой режим в следующих по ходу газов поверхностях нагрева КУ.

Изменение температуры наружного воздуха $t_{нв}$ в большой степени влияет на основные характеристики ГТУ: при снижении $t_{нв}$ увеличивается плотность и расход воздуха через компрессор, электрическая мощность и КПД ГТУ, расход выходных газов $G_{кт}$, а их температура $t_{кт}$, наоборот, снижается.

При понижении $t_{нв}$ от +15 до -15°C эти изменения составляют:

$$\Delta \bar{N} \quad + 7..13..20\% \quad \Delta G_{кт} \quad + 6..10..15\% \quad \Delta t_{кт} \quad -15...-18^{\circ}\text{C}...-25^{\circ}\text{C}$$

Как отмечено выше, разгрузка современных энергетических ГТУ от 100% до 50..60% $N_{ном}$ производится количественным способом за счет прикрытия ВНА и ПНА компрессора (количественное регулирование). При этом $t_{нт}$ и $t_{кт}$ остаются примерно постоянными (для ряда ГТУ $t_{нт}$ несколько возрастает).

При неизменной температуре газов на входе в КУ снижение их расхода $G_{кт}$ приводит к снижению расхода пара из КУ (при примерно неизменном соотношении расхода пара из контуров высокого и низкого давлений).

При переходе к качественному регулированию происходящее снижение $t_{нт}$ и $t_{кт}$ приводит к большему относительному снижению расхода пара верхнего контура и относительному увеличению расхода пара нижнего контура.

Кроме того, с учетом минимального температурного напора в КУ может происходить вынужденное снижение температуры генерируемого в КУ пара и повышение конечной влажности в последних ступенях ЧНД турбины.

Как указывалось выше, снижение $t_{кт}$ происходит также с понижением $t_{нв}$.

Если из-за влияния $t_{нв}$ не удастся стабилизировать параметры рабочего тела ПТУ, может потребоваться дожигание топлива в среде газов перед КУ, что усложняет установку, повышает ее стоимость и снижает экономичность. Степень дожигания увеличивается с понижением $t_{нв}$ и нагрузки ПГУ (ГТУ).

Изменение теплоперепадов в паровой турбине на различных режимах ПГУ не значительно, и определяющее влияние на изменение мощности ПТУ оказывает изменение паропроизводительности КУ.

Для примера на рис. 3.15 и 3.16 приведены зависимости КПД и мощности ПГУ-400 на базе современных ГТУ типа SGT5-4000F Siemens и GT26 Alstom от относительной нагрузки n и температуры наружного воздуха $t_{нв}$, полученные на кафедре тепловых электрических станций ГОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина».

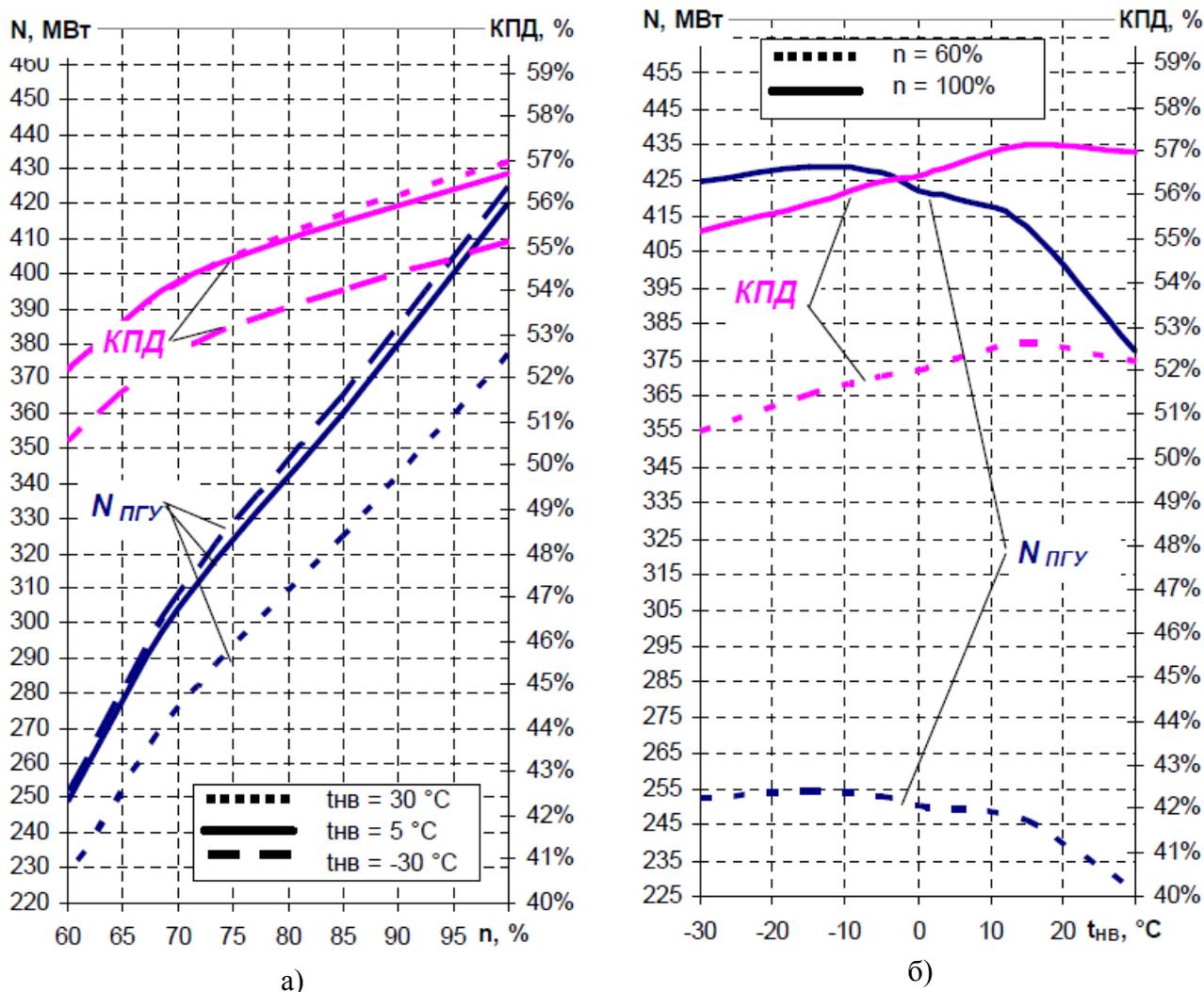


Рис. 3.15. Зависимость КПД и мощности ПГУ-400 с SGT5-4000F Siemens от относительной нагрузки n (а) и температуры наружного воздуха $t_{нв}$ (б)

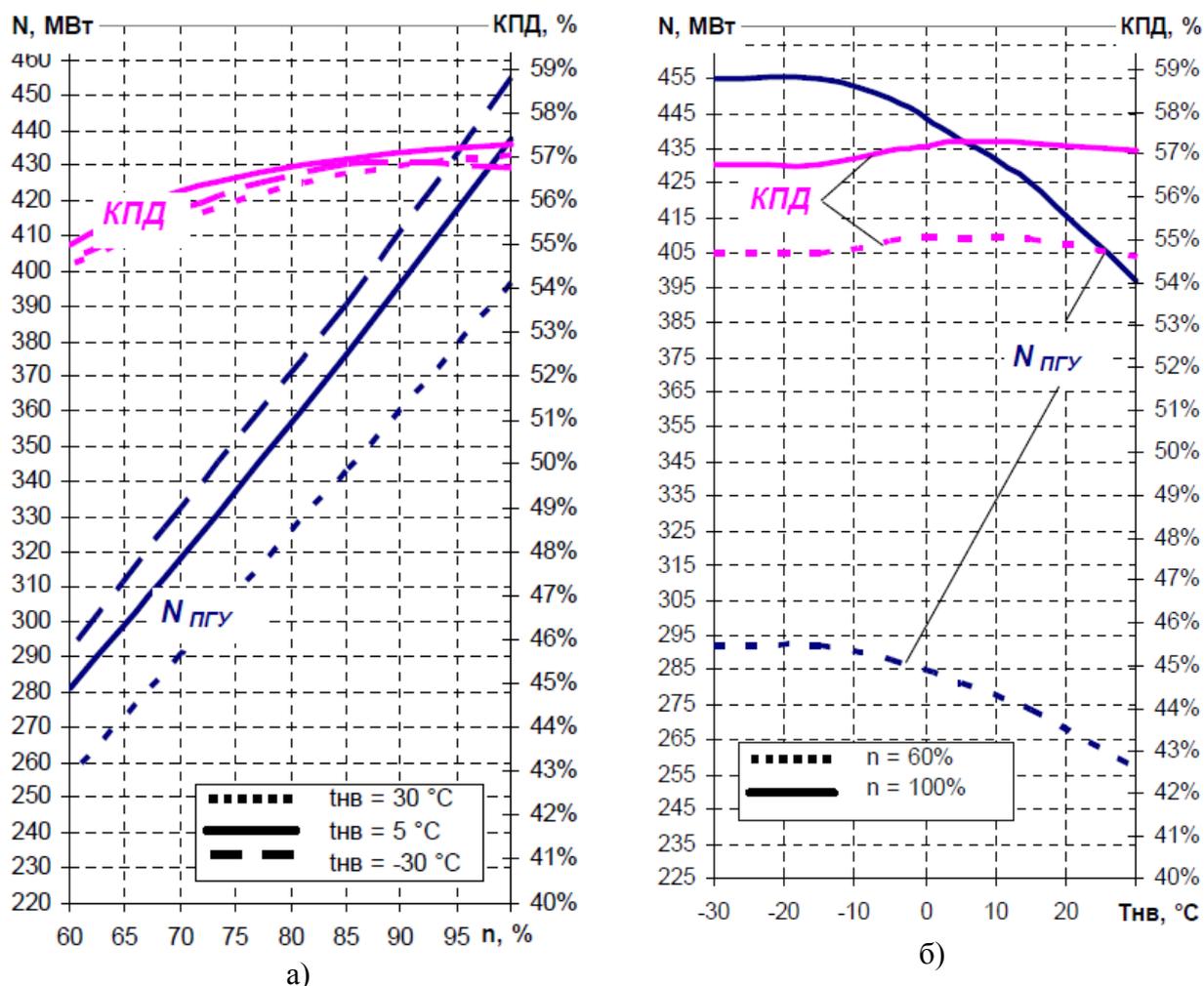


Рис. 3.16. Зависимость КПД и мощности ПГУ-400 GT26 Alstom от относительной нагрузки n (а) и температуры наружного воздуха $t_{нв}$ (б)

Для этих ПГУ КПД ПТУ практически не зависит от n и $t_{нв}$ при условии разгрузки ПТУ на скользящих параметрах пара до 50 %, и на изменение КПД ПГУ влияние оказывает только изменение КПД ГТУ и КПД КУ, причем превалирует влияние первого фактора. Влияние $t_{нв}$ на КПД ГТУ и КПД КУ противоположно, поэтому КПД ПГУ от $t_{нв}$ практически не зависит, хотя при высоких и низких температурах наружного воздуха КПД ПГУ чуть меньше из-за снижения КПД КУ (в первом случае) и КПД ГТУ (во втором).

Энергоблок ПГУ-400 с ГТУ GT26 обеспечивает лучшие энергетические показатели как при разгрузке, так и при снижении $t_{нв}$, что объясняется конструктивными особенностями GT26, которая снабжена двумя индивидуально управляемыми камерами сгорания с последовательным горением топлива (за счет которых организуется промежуточный подогрев газов, способствующий «карнотизации» газотурбинного цикла с повышением его КПД – см. рис. 3.2,б) и тремя регулируемым направляющими лопаточными аппаратами в воздушном компрессоре.

Тепловая схема УПГУ может быть как моноблочной (1xГТУ + 1xКУ + 1xПТУ), так и дубль-блочной (2xГТУ + 2xКУ + 1xПТУ) и даже трипл-блочной (3xГТУ + 3xКУ + 1xПТУ).

В тепловых схемах ПГУ, выполненных по дубль-блочной или трипл-блочной схеме, возможны различные варианты разгрузки ГТУ — параллельный или последовательный, — что сказывается на показателях ПГУ. В каждом конкретном случае необходимо выбирать оптимальную программу разгрузки. Перевод дубль-блоков ПГУ на малых нагрузках (менее 50%) в режим «полублока» с отключением одной ГТУ позволяет сохранить КПД ПГУ на высоком уровне и получить экономию в удельном расходе топлива около 10% по сравнению с работой в режиме «блока».

С разгрузкой до 50% КПД моноблоков ПГУ снижается на 3,5..5 %, а КПД паротурбинных блоков - на 1,5 %, поэтому при совместной работе ПГУ и ПТУ разгрузка последней выгоднее по критерию минимального прироста удельного расхода условного топлива.

4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

4.1. Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками. Маневренные характеристики оборудования

Подробно особенности режимов работы ТЭС в энергосистеме изложены в ЭУМК:

Режимы работы и эксплуатация ТЭС: учебно-методический комплекс для студентов специальностей 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции", 1-53 01 04 "Автоматизация и управление энергетическими процессами" / Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции"; сост. С. А. Качан. - Электрон. дан. - Минск: БНТУ, 2015. - 103 с. <http://rep.bntu.by/handle/data/18663>

Известно, что одной из важнейших особенностей энергетического производства является жесткая зависимость режима работы электростанций от режима потребления энергии, которое изменяется под влиянием ряда факторов.

Суточный график электрических нагрузок (рис. 4.1) отличается значительной *неравномерностью*, показателями которой являются:

- коэффициент неравномерности

$$k_{\text{нep}} = \frac{N_{\text{min}}}{N_{\text{max}}};$$

- регулировочный диапазон

$$\Delta N_{\text{per}} = N_{\text{max}} - N_{\text{min}};$$

- коэффициент регулирования

$$k_{\text{per}} = \frac{\Delta N_{\text{per}}}{N_{\text{max}}};$$

- скорость изменения нагрузки

$$W = \Delta N / \Delta \tau,$$

где N_{max} , N_{min} , N_{cp} - максимальная, минимальная и среднесуточная нагрузки, ΔN – изменение нагрузки в энергосистеме за время $\Delta \tau$.

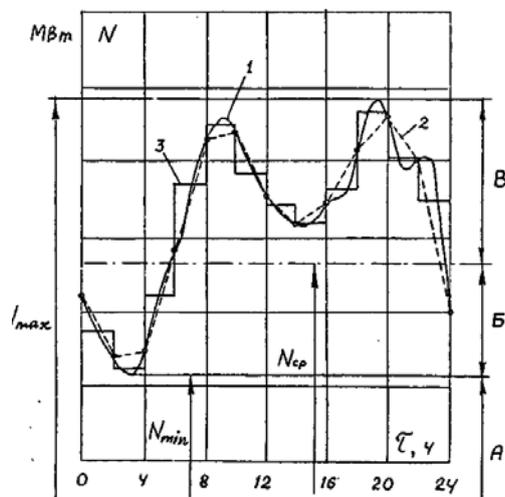


Рис.4.1. Суточный график электрической нагрузки

В большинстве случаев к регулированию графика нагрузки привлекается не всё оборудование в энергосистеме, а его часть, поэтому регулировочный диапазон этой части оборудования должен быть заметно выше.

Выделяют следующие области суточного графика нагрузки (рис. 4.1): А - базовая, расположенная ниже линии минимальной нагрузки; Б - полупиковая, между линиями минимальной и среднесуточной нагрузки; В - пиковая, выше линии среднесуточной нагрузки. В сумме полупиковая и пиковая зоны образуют зону переменной нагрузки.

Неравномерность суточного и недельного потребления энергии усложняет режимы эксплуатации, снижает надежность и экономичность работы оборудования в связи с его разгрузкой или частичной остановкой в часы провалов с последующим быстрым нагружением и пуском, поэтому необходимо стремиться к снижению неравномерности графиков нагрузки.

Если электростанции не успевают отслеживать потребности электрического графика, то в энергосети происходит недопустимый рост или спад частоты, что приводит не только к потерям различного рода у потребителей, но и угрожает надежности работы турбин электростанций и всей энергосистеме.

Маневренность энергооборудования ТЭС характеризует его способность выполнять переменный суточный график электрической нагрузки энергосистемы и складывается из следующих основных характеристик:

- *скорость изменения нагрузки* (скорость планового нагружения и разгружения энергоблока), которая измеряется в процентах номинальной мощности в минуту или МВт/мин;

- *регулируемый диапазон нагрузок* — диапазон изменения мощности от $N_{ном}$ до $N_{мин}$, а также возможность кратковременной перегрузки до $N_{макс}$;

- *пусковые характеристики* энергоблока, включая длительность пусков после простоев в резерве различной длительности; вероятность успешного пуска в соответствии с нормативными графиками пуска; допустимое с точки зрения малоциклового усталости элементов блока число пусков в год и за время службы; пусковые потери топлива.

Важным является также:

- *мобильность (приемистость)* энергооборудования - его способность к подхвату нагрузки при внезапном появлении дефицита мощности в энергосистеме (подхват нагрузки вращающимся резервом при падении частоты в сети); быстрота перехода энергоблока из режима резерва к полной нагрузке;

- возможность и допустимая длительность работы энергоблока (турбины) в режимах холостого хода и на нагрузке собственных нужд, а также в особых резервных состояниях и пр.

Кратко рассмотрим **маневренные характеристики паросиловых установок.**

Для получения *пиковой мощности* может использоваться следующее:

- форсировка, то есть увеличение расхода свежего пара от котла на паровую турбину;

- повышение начальных параметров пара в допустимых пределах;

- отключение части системы регенерации (отключение или обвод ПВД);
- ограничение отпуска теплоты из регулируемых отборов теплофикационных турбин с отпуском пара и теплоты через РОУ или пиковых котлов.

Перечисленные методы расположены в порядке снижения экономичности и возрастания $q_{\text{пик}}$ и $b_{\text{пик}}$ - удельных расходов теплоты и топлива на выработку 1 кВт·ч резервной (пиковой) электроэнергии.

Максимальный прирост мощности определяется в первую очередь возможностями по перегрузке основного и вспомогательного оборудования: пропускной способности турбины, запаса мощности у генератора, конденсирующей способности конденсатора, запасов производительности дутьевых вентиляторов и дымососов.

Увеличение расхода пара на голову турбины или через ЧСД и ЧНД приводит к перераспределению параметров по проточной части турбины и изменению величины срабатываемых теплоперепадов, в результате чего повышаются изгибающие напряжения в лопаточном аппарате.

Обвод ПВД приводит к снижению температуры питательной воды, соответствующему повышению КПД котлоагрегата, но требует увеличения расхода топлива на котел и запас по производительности тягодутьевых механизмов.

Надежность паросиловых установок на *пониженных нагрузках* определяется в основном надежностью работы котлов, так как ограничений по работе турбин в диапазоне допустимых нагрузок котла практически нет.

Основными факторами, определяющими величину регулировочного диапазона блоков, являются устойчивость горения в топке котла, температурный режим пароперегревателя и радиационной части, надежность гидравлического режима котла, а также устойчивость работы систем автоматического регулирования. При работе паровых турбин с малыми расходами пара требуются специальные меры по охлаждению проточной части.

При частичных нагрузках *экономичность* оборудования значительно снижается, что определяется в основном особенностями работы турбинных установок и связано с увеличением потерь на дросселирование пара в органах парораспределения турбины, а также снижением внутреннего относительного КПД проточной части, прежде всего, регулирующей и последних ступеней.

Существенно могут сказываться также изменения КПД котла и относительное увеличение расхода энергии на собственные нужды, в том числе на привод ПЭН и тягодутьевых машин, в особенности при применении неэкономичного дроссельного способа регулирования производительности.

Повышения экономичности работы турбин при частичных нагрузках можно достигнуть за счет правильного выбора режима и должного профилирования лопаток ступеней, режим работы которых существенно изменяется при изменении расхода пара через турбину.

Большое влияние на экономичность турбин при частичных нагрузках оказывают тип и характеристики систем парораспределения и способ

регулирования нагрузки: при постоянном (ПНД) или скользящем (СНД) начальном давлении.

Дополнительные затраты топлива на резервирование таким способом определяются как сумма дополнительных затрат на каждом из этапов: разгрузки, провала и нагружения:

$$\Delta V = \Delta V_{\text{разгр}} + \Delta V_{\text{пров}} + \Delta V_{\text{нагр}}$$

Остановочно-пусковые режимы (ОПР) используются в основном при прохождении провалов большей продолжительности (10 часов и более) или когда разгрузка оборудования не обеспечивает требуемого уровня снижения нагрузки. Преимуществом данного режима является максимальная глубина разгрузки $100\%N_{\text{ном}}$.

Дополнительные затраты топлива на останов-пуск складываются из следующих этапов:

$$\Delta V_{\text{пуск}} = \Delta V_{\text{разгр}} + \Delta V_{\text{резерв}} + \Delta V_{\text{подг}} + \Delta V_{\text{раст}} + \Delta V_{\text{наб.об}} + \Delta V_{\text{нагр}} + \Delta V_{\text{стаб}}$$

В формулу последовательно входят затраты топлива на разгрузку блока; связанные с поддержанием блока в резерве, то есть в остановленном состоянии; связанные с подготовительными операциями к пуску блока; связанные с растопкой котла и набором параметров пара до «толчковых» для турбины; на набор оборотов и синхронизацию турбоагрегата; дополнительный перерасход топлива, связанный с этапом нагружения; дополнительные затраты топлива, связанные с этапом стабилизации теплового состояния (блока) на окончательной нагрузке.

Расход топлива на пуск $V_{\text{пуск}}$ в основном определяется длительностью пуска и находится как разность между полным расходом топлива на пуск и расходом топлива на выработку электроэнергии за время пуска, рассчитанным по b_3 при номинальной нагрузке блока.

Возможен перевод турбин в *моторный режим (МР)* или режим двигателя, когда подача пара на голову турбины прекращается, но генератор от сети не отключается, а переходит в режим двигателя и вращает ротор турбины с синхронной частотой, потребляя из сети мощность, необходимую для преодоления сил трения в подшипниках турбины и генератора, а также сил трения и вентиляции в лопаточном аппарате турбины. При этом котел останавливается или переводится в горячую консервацию.

Затраты топлива на поддержание блока в МР складываются:

- из затрат топлива на выработку пара от сторонних источников на уплотнения, эжекторную установку, охлаждение проточной части;
- потребление энергии механизмами собственных нужд;
- потребление энергии генератором из сети для вращения ротора турбины

$$\Delta V_{\text{мр}} = \Delta V_{\text{мр}}^{\text{пар}} + b_{\text{ср}} (\Delta N_{\text{мр}}^{\text{сн}} + N_{\text{мр}}^{\text{г}})$$

Здесь b_{cp} - удельный расход топлива на выработку электроэнергии в среднем по энергосистеме.

Самый простой путь *снижения электрической мощности теплофикационной турбины* при ее работе по тепловому графику (с полностью закрытой диафрагмой и минимальным пропуском пара в конденсатор G_k^{min}) – принудительное сокращение ее тепловой нагрузки $Q_{отб}$ до значения, которое соответствует требуемому уровню разгрузки турбины. В этом случае недоотпущенное турбиной тепло должно быть восполнено замещающим источником теплоты – ПВК. При этом снижается теплофикационная мощность $\Delta N_{тф}$ в энергосистеме и экономия топлива за счет теплофикации

$$\Delta B_{эк} = \Delta N_{тф} (b_{э,зам} - b_{э,тф}).$$

Снизить электрическую мощность турбоагрегата ТЭЦ при сохранении его тепловой нагрузки можно за счет *отключения или частичного байпасирования ПВД*. На величину отключенных отборов пара на ПВД снижается подача на голову турбины так, чтобы сохранить прежние расходы пара в проточной части турбины за последним отбором на ПВД.

Газотурбинные установки (ГТУ) являются маневренными установками за счет следующих преимуществ:

- низкие капитальные вложения и эксплуатационные расходы;
- короткое время запуска и выхода на номинальную мощность;
- легко поддаются автоматизации и требуют минимум персонала и др.

Время выхода ГТУ на номинальную нагрузку при стандартном пуске составляет менее 20 минут, при быстром около 10 минут и ниже.

ГТУ могут нести переменную электрическую нагрузку в диапазоне от собственных нужд до номинальной. Однако ряд технических и экономических факторов сужает этот диапазон.

КПД ГТУ более чувствителен к изменению нагрузки, чем КПД ПСУ (в диапазоне нагрузок 70...100% КПД ГТУ изменяется на 3%, а КПД ПСУ на 1%). При глубокой разгрузке ГТУ резко ухудшаются их *экологические показатели*.

ГТУ имеют жесткий лимит на количество циклических нагрузок. При ежедневных пусках и остановах ГТУ выработают свой рабочий ресурс около 1000 пусков за 2,7 года. Ограничение общего количества пусков до 5000 потребует снятия ГТУ с эксплуатации через 13,5 года.

Парогазовые установки (ПГУ) утилизационного типа, как теплофикационные, так и конденсационные получили широкое распространение в энергетике Беларуси и других стран. Несмотря на высокие маневренные качества ГТУ, маневренные возможности ПГУ в целом определяются маневренностью паросиловой части. Добавление в схему парогенератора – котла-утилизатора (КУ) и паротурбинной установки (ПТУ) существенно увеличивает время пуска ПГУ.

При определении *регулируемого диапазона нагрузок* ПГУ необходимо учитывать существенную зависимость показателей работы ГТУ (ее мощности,

расхода и температуры газов за газовой турбиной) от *температуры наружного воздуха* $t_{\text{нв}}$.

На располагаемую мощность энергоблока также оказывает влияние включение в работу при $t_{\text{нв}} = -5 \dots +5^\circ\text{C}$ антиобледенительного устройства ГТУ, что может привести к снижению мощности на $2 \dots 2,5\%$.

Снижение надежности работы оборудования ПГУ в конденсационном режиме в пределах регулировочного диапазона нагрузок обусловлено тем, что уменьшение температуры пара контура высокого давления (с учетом температурного напора на выходе пароперегревателя при сниженной температуре отработавших в ГТУ газов) приводит к *увеличению конечной влажности* в зоне последних ступеней части низкого давления (ЧНД) паровой турбины, и, как следствие, — к повышенному эрозионному износу рабочих лопаток. Для исключения этого явления предусмотрена технологическая защита турбины от недопустимого снижения температуры пара.

С учетом указанного нижняя граница регулировочного диапазона блока ПГУ при соблюдении требований к *надежности, экологической чистоте* окружающей среды и сохранении высокой *экономичности* должна составлять не менее $50 \dots 65\%$.

Для снижения минимальной нагрузки используется увеличение количества ГТУ в составе ПГУ, то есть применение дубль- и трипл- блоков вместо моноблоков, что, однако, приводит к увеличению капитальных затрат, усложнению компоновки и технологических связей между ГТУ, КУ и ПТУ.

При *изменении нагрузки* ПГУ в пределах регулировочного диапазона мощность паровой турбины, имеющей дроссельное парораспределение, меняется в режиме скользящего давления пара высокого давления.

Это приводит к увеличению относительного (на 1 кг газов) расхода пара из котла-утилизатора на режимов частичных нагрузок ГТУ, что способствует снижению температуры уходящих газов t_{yx} КУ (ПГУ). То есть при поддержании постоянной температуры газов на входе в котел-утилизатор (и, следовательно, температуры генерируемого в КУ пара) *экономичность* работы паровой турбины и ПГУ в целом на частичных нагрузках меняется менее значительно, чем КПД самой ГТУ.

Например, по оценкам, для двухконтурной ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3 на конденсационном режиме при снижении $N_{\text{ГТУ}}$ на 30% понижение $N_{\text{ПГУ}}$ составляет $\sim 10\%$, а ПГУ в целом $\sim 25\%$. Уменьшение расхода газов на входе в котел-утилизатор на 25%, соответствует падению расхода пара высокого давления всего на 10% (при неизменном соотношении расходов пара ВД и НД). КПД ГТУ и ПГУ снижаются соответственно на 10% и 4% (относительных), при этом КПД котла-утилизатора в этом диапазоне нагрузок несколько повышается, а КПД ПТУ практически не изменяется.

До самого недавнего времени современные высокоэкономичные ПГУ, выполненные на базе передовых ГТУ, воспринимались как предназначенные для работы в базовой части графика нагрузок.

В настоящее время разрабатываются решения, позволяющие не только успешно привлекать такие ПГУ с КПД до 60% с трехконтурными котлами-

утилизаторами (КУ) и промежуточным перегревом пара, к регулированию частоты и мощности энергосистемы, но и использовать их как пиковые энергоисточники. Так, для маневренных ПГУ класса мощности 400 МВт концерна Siemens предусматривается работа с практически ежедневными остановами в течение недели, а также на выходные дни (до 250 пусков/остановов в году).

Важная инновация – применение котла-утилизатора BENSON® с прямоточным испарителем высокого давления (ВД), в котором толстостенный барабан ВД заменяется на сепаратор с тонкими стенками, что позволяет сократить время прогрева и пуска КУ без снижения надежности установки.

В числе других решений проекта - оптимизация концепции автоматизации и управления: полная автоматизация «горячего» пуска паровой турбины без необходимости ручного управления; гибкая концепция эксплуатации, позволяющая оператору прогнозировать износ узлов и выбирать время и темп пуска.

4.2. Принципы оптимизация режимов работы электростанций

Оптимизация распределения нагрузок на ТЭС – важный резерв повышения эффективности производства теплоты и электроэнергии, и решению этой задачи уделяется много внимания. Однако, из-за ее сложности, как в теоретическом плане, так и в плане практического осуществления алгоритмов оптимизации распределения нагрузок в эксплуатационных условиях ТЭС, до сих пор поиск наилучшего решения продолжается.

Целью оптимизации распределения заданных суммарных нагрузок между работающими установками обычно рассматривается определение таких нагрузок каждой из них, при которых суммарный расход топлива минимален.

При использовании на ТЭС различного топлива необходимо учитывать разную его стоимость.

Применяются различные методы оптимизации:

- относительных приростов расхода топлива
- оптимального распределения нагрузок по особым точкам
- оптимального распределения нагрузок по совокупности относительных и конечных приростов
- динамического программирования

В настоящее время в энергосистемах созданы или создаются электроэнергетические рынки, в условиях которых все товары и услуги оцениваются в денежном выражении. Это отражается и на критерии распределения нагрузки электростанций, который в этих условиях носит стоимостный характер и базируется, соответственно, на характеристиках относительных приростов стоимости выработки электроэнергии генерирующими источниками.

Целью составления суточного графика электрических нагрузок энергосистемы является не только определение нагрузки электростанций, но и поддержание необходимого уровня рабочей мощности, то есть включенной мощности электростанций и холодного резерва. В период резкого роста и спада нагрузки планируется быстрый подъем и соответственно снижение нагрузки энергоблоков. Наконец, для поддержания требуемых уровней напряжения в электрической сети планируется выдача и потребление реактивной мощности генераторами электростанций.

Все эти дополнительные, по отношению к выработке электроэнергии, функции электростанций, называемые системными услугами, необходимы для обеспечения надежности энергосистемы и электроснабжения потребителей.

Тарифы на генерацию должны быть разработаны для каждой электростанции, причем должен быть выделен:

- тариф на вырабатываемую электроэнергию, в основном соответствующий топливной составляющей;
- тарифы на рабочую мощность (включенную и находящуюся в холодном резерве);
- тариф на регулирование (вынужденную сверхвыработку и недовыработку);
- тариф на пуски-остановы энергоблоков.

Оказание станциями системных услуг также необходимо учитывать при оптимизации режимов работы оборудования ТЭС.

Рассмотрим некоторые принципы оптимизации режимов ТЭС с точки зрения их тепловой экономичности (энергетической эффективности).

Экономичное распределение нагрузки между работающими агрегатами, обеспечивающее минимальный расход тепла и топлива на электростанции и в энергосистеме, производится на основе метода *удельных (относительных) приростов* расхода тепла и топлива.

Для применения этого метода необходимо располагать энергетическими характеристиками (ЭХ) агрегатов, устанавливающими зависимость расхода тепла или топлива от нагрузки агрегата.

Рассмотрим общие принципы распределения нагрузки между параллельно работающим котельным и турбинным оборудованием с использованием ЭХ оборудования.

Выбор производительности и количества работающих котлов на ТЭС с поперечными связями производится с целью минимизации расхода топлива с некоторыми ограничениями.

Энергетическая характеристика паровых котлов

$$B_k = f(Q_{пс}) = \frac{Q_{пе} + Q_{пот}}{Q_n^p} \quad (4.1)$$

обычно вогнута, то есть зависимость величины относительного прироста расхода топлива, как и прироста потерь, от нагрузки является возрастающей (рис. 4.1).

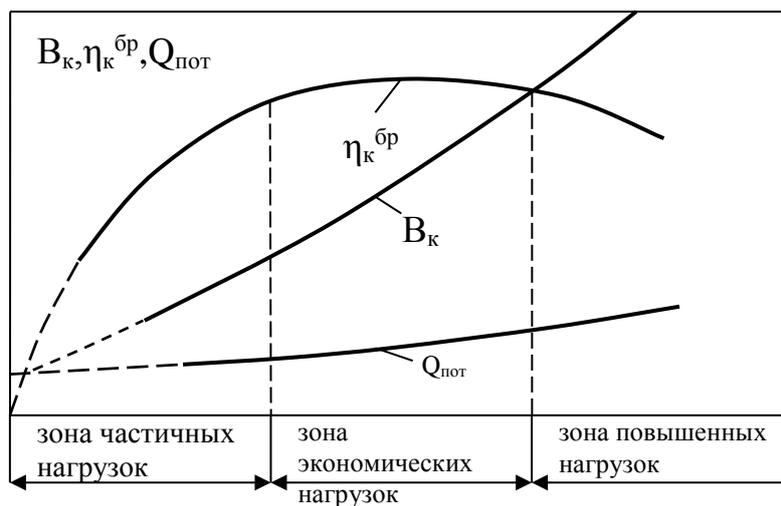


Рис. 4.1 Энергетическая характеристика парового котла

При таком виде ЭХ для минимизации расхода топлива нагрузка между котлами должна распределяться из условия равенства прироста

$$\frac{dB}{dQ_{пе}} = \frac{1}{Q_n^p} \left(1 + \frac{dQ_{пот}}{dQ_{пе}} \right) = idem. \quad (4.2)$$

Это значит, что нагрузка между параллельно работающими однотипными котлами, сжигающими одинаковое топливо и имеющими равное техническое состояние должна распределяться равномерно.

Изменение КПД котла, определяемое по величине потерь q_2 , контролируется по параметрам уходящих газов $t_{ух}$ и $\alpha_{ух}$.

В процессе эксплуатации происходит ухудшение технического состояния котла и его КПД, а прирост (4.2) увеличивается. При этом сам вид ЭХ примерно сохраняется, и принцип распределения нагрузок остается тем же, но, как видно из рис. 4.2, больше нагружаться будет котел с лучшим техническим состоянием $Q_{пе1} > Q_{пе2}$.

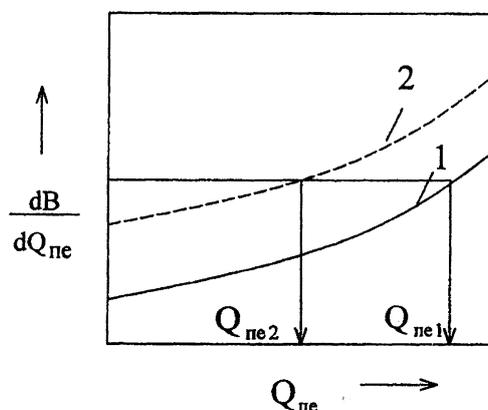


Рис. 4.2. Распределение нагрузки между котлами, имеющими разную экономичность

Анализ характеристик газо-мазутных котлов показывает, что при разности КПД котлов в 1% при одинаковой производительности, разность в их нагрузках при оптимальном ее распределении должна составлять 8...10%.

При выборе количества работающих котлов, кроме того, необходимо учитывать их технический минимум, а также надежность обеспечения паром производственных потребителей.

При оптимизации режимов параллельной работы турбоустановок обычно используется относительный прирост расхода теплоты (2.25)

$$r = \frac{dQ_3}{dN_T}.$$

Оптимизация режимов, то есть распределение нагрузок между параллельно работающими турбоустановками по-разному осуществляется в зависимости от характера изменения r .

При вогнутых ЭХ (r растет с нагружением турбоагрегата) оптимальным является распределение нагрузок между параллельно работающими агрегатами из условия равенства r . Для турбин одного типа, имеющих одинаковое техническое состояние это означает равномерное (симметричное) распределение нагрузок.

При выпуклых ЭХ это условие обеспечивает не минимальный, а максимальный суммарный расход теплоты на параллельно работающие агрегаты. При падающих r оптимальным будет неравномерное распределение нагрузок: одна из турбин работает с номинальной нагрузкой, а другая покрывает оставшуюся.

В случае работы ТЭЦ *по тепловому графику* достаточно полным критерием оптимизации можно рассматривать максимум теплофикационной выработки электроэнергии. Для выбора принципа распределения нагрузок между турбоагрегатами определяющим является характер изменения относительного прироста теплофикационной мощности $N_{тф}$ по нагрузке регулируемых отборов Q_T

$$\beta_T = \frac{dN_{тф}}{dQ_T} = W_T + \frac{dW_T}{dQ_T} Q_T. \quad (4.3)$$

Так как необходимо получить максимум теплофикационной мощности, то в соответствии с теорией оптимизации при падающем характере зависимости $\beta_T = f(Q_T)$ тепловые нагрузки установок должны распределяться из условия равенства приростов β_T . То есть для однотипных паровых турбин с одинаковым техническим состоянием нагружение отборов должно производиться симметрично.

На участках ЭХ, где величина прироста $\beta_T = f(Q_T)$ возрастает, наоборот, тепловые нагрузки должны распределяться последовательно.

Принцип распределения *отопительной нагрузки* между турбинами ТЭЦ определяется характером изменения прироста теплофикационной мощности по

нагрузке отопительного отбора турбины по (4.3), который зависит от способа регулирования этой нагрузки.

Как правило, в Беларуси применяется качественный способ регулирования отопительной нагрузки, то есть турбины работают с постоянным расходом сетевой воды, а нагрузка отопительного отбора регулируется изменением величины ее нагрева. Следовательно, зависимость $\beta_T = f(Q_T)$ является падающей, поскольку с ростом Q_T увеличивается давление в отопительном отборе, а удельная выработка электроэнергии на базе теплопотребления $W_{от}$ падает.

Это значит, что тепловые нагрузки между однотипными турбоустановками необходимо распределять из условия равенства приростов β_T . Это условие отвечает равенству давлений в отопительных отборах параллельно работающих турбин. При этом автоматически учитывается возможное различие в гидравлических характеристиках (соотношении расходов сетевой воды) СП их состоянии (в величине температурных напоров).

При параллельной работе теплофикационных турбин ТЭЦ *по электрическому графику* рекомендуется распределять тепловую нагрузку Q_T в порядке увеличения (от минимального к максимальному) коэффициента отбора

$$K_{отб} = \left(\frac{dQ_0}{dQ_T} \right)_{N_э=const} \approx 1 - W_T (r_k - r_{тф}) \quad (4.4)$$

где Q_0 – расход теплоты свежего пара на турбину;

$r_k, r_{тф}$ – приросты расхода теплоты на выработку электрической энергии по конденсационному и теплофикационному циклам.

Анализ (4.4) показывает, что при работе по электрическому графику минимальное значение $K_{отб}$ не всегда будет иметь место для турбин с наибольшим значением W_T - важным является также разница между значениями r_k и $r_{тф}$, то есть экономичность конденсационной выработки электроэнергии турбиной. В частности, не смотря на меньшее значение W_T для турбин Т-100-130, чем для Т-250-240, значение $K_{отб}$ для них получается ниже.

Дополнительно промежуточный перегрев пара более благоприятно сказывается на конденсационной выработке, чем на теплофикационной, то есть значение прироста r_k снижается сильнее, чем возрастает величина удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении W_T .

Сказанное означает, что при параллельной работе турбин Т-100-130 и Т-250-240 тепловую нагрузку следует передавать на турбину Т-100-130, а Т-250-240 использовать с конденсационной выработкой электроэнергии.

При оптимизации нагрузки наиболее экономичных теплофикационных блоков 250 и 180 МВт при частичных тепловых нагрузках оптимальная с системных позиций электрическая мощность блоков может быть существенно выше, чем их мощность на режимах теплового графика, поскольку есть некоторый диапазон дополнительной (сверх "привязанной" теплофикационной) выработки электроэнергии, в котором прирост расхода теплоты или топлива блоком оказывается ниже, чем на КЭС тех же начальных параметров пара.

4.3. Энергосбережение в энергетике

Подробно основные принципы расчета перерасходов/экономии топлива при различных режимах работы ТЭС, а также экономии топлива за счет применения различных энергосберегающих мероприятий изложены в литературе:

Качан, А. Д. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС : [учебное пособие для специальности 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции"] / А.Д. Качан и С.А. Качан ; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции". - Минск: БНТУ, 2005. - 156 с.: ил.

<http://rep.bntu.by/handle/data/22447>

Качан, С.А. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС : [методическое пособие по выполнению курсового проекта для специальности 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции"] / С.А. Качан и Ю.Б. Попова ; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции" . - Минск : БНТУ, 2006. - 108 с. : ил.

<http://rep.bntu.by/handle/data/17151>

Основная задача анализа эффективности топливоиспользования на ТЭС – это определение реальной тепловой экономичности и технического уровня эксплуатации ТЭС при существующих режимах работы. Для этого фактические величины удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты сопоставляются с нормативными их значениями.

Не менее важным является также выявление резервов тепловой экономичности, то есть причин, вызывающих перерасходы топлива, и их анализ для своевременного устранения факторов, снижающих экономичность работы ТЭС.

С этой целью могут приниматься решения по изменению режима работы оборудования, проведению профилактических работ, изменению структуры технологической схемы и другие мероприятия.

Использование резерва тепловой экономичности необходимо обеспечивать не только за счет ремонта оборудования (очистка трубной системы сетевых и регенеративных подогревателей, конденсатора, поверхностей нагрева котлов; уплотнение газового тракта котлов и др.), но также за счет новых технологических и режимных решений.

II - ТЕМАТИКА ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ И КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Практические занятия и курсовой проект по дисциплине «Энергоэффективность ТЭС» проводятся в соответствии с учебным планом для студентов специальности 1- 43 01 04 «Тепловые электрические станции».

Лекционный материал и тематика практических занятий и курсового проектирования связаны между собой.

Примерная тематика практических занятий.

1. Нормирование параметров работы теплофикационных турбин в зависимости от внешних факторов их эксплуатации

2. Определение удельных расходов теплоты на выработку электроэнергии для паротурбинных установок различного типа: типа К, Т и ПТ.

3. Определение удельных расходов теплоты на выработку электроэнергии для газотурбинных и парогазовых установок при различных условиях.

4. Определение показателей нетто турбинного и котельного цехов с учетом собственных нужд

5. Определение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты от ТЭЦ.

6. Расчет и анализ перерасходов топлива на ТЭЦ по основным влияющим факторам. Анализ факторов, определяющих эффективность комбинированного производства электроэнергии и теплоты, снижения потерь в цикле энергоустановок.

7. Расчет удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении при различных условиях для энергоустановок различного типа.

8. Расчет и анализ приростов расхода теплоты и топлива на выработку электроэнергии энергоустановками

9. Расчет экономичности различных способов получения дополнительной (пиковой) мощности на ТЭС, а также вынужденной их разгрузки

10. Расчет энергетической эффективности применения на ТЭС различных энергосберегающих мероприятий, в том числе с использованием новых технологических решений

По мере изучения отдельных, но связанных между собой вопросов курса лекций, и закрепления полученных знаний в ходе практических занятий можно переходить к выполнению соответствующих разделов курсового проекта.

Темой курсового проектирования по дисциплине «Энергоэффективность ТЭС» является расчет показателей энергетической эффективности (топливоиспользования) ТЭЦ на режимах теплового и электрического графиков работы.

Целью курсового проекта по дисциплине является систематизация, закрепление и расширение знаний по рассматриваемому предмету, а именно:

- практическое изучение характера и вида основных зависимостей реальных нормативных энергетических характеристик паровых турбин, энергетических котлов, а также газотурбинных и парогазовых установок;
- приобретение навыков расчета основных показателей работы оборудования на различных режимах с использованием нормативных энергетических характеристик;
- изучение качественного влияния основных влияющих факторов на экономичность работы ТЭЦ;
- расчет нормативных удельных расходов теплоты и топлива на выработку и отпуск электроэнергии и теплоты, а также и их относительных приростов;
- определение перерасходов (экономии) топлива на ТЭС.

Подробные методические рекомендации по выполнению курсового проекта изложены в *методическом пособии*:

Качан, С.А. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС : [методическое пособие по выполнению курсового проекта для специальности 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции"] / С.А. Качан и Ю.Б. Попова ; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции" . - Минск : БНТУ, 2006. - 108 с. : ил.

(<http://rep.bntu.by/handle/data/17151>)

Методические основы расчета тепловой схемы и показателей топливоиспользования парогазовых установок с примерами расчетов изложены в разработанном автором методическом пособии:

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. – Мн.: БНТУ, 2007. – 130 с.

Указанные методические пособия размещены в *репозитории БНТУ*.

III - ВОПРОСЫ К ЭКЗАМЕНУ

1. Современное состояние, история и перспективы Белорусской энергосистемы.
2. Основные положения действующей методики анализа эффективности топливоиспользования на ТЭС Беларуси.
3. Энергетические характеристики оборудования ТЭС.
4. Порядок разработки и пересмотра нормативно-технической документации топливоиспользования на ТЭС.
5. Методы разделения топливных затрат при совместном производстве электроэнергии и теплоты на ТЭС.
6. Основные показатели энергетической эффективности энергоустановок ТЭС.
7. Экономия топлива за счет теплофикации
8. Общий баланс теплоты и мощности для конденсационной и теплофикационной паросиловой установки (паротурбинного энергоблока).
9. Тепловой баланс котельного агрегата. КПД котла брутто и нетто.

10. Электрический КПД паротурбинной установки брутто и нетто.
11. Электрический КПД энергоблока (паросиловой установки) брутто и нетто.
12. Показатели энергетической эффективности теплофикационных паротурбинных установок.
13. Основные зависимости ЭХ котлоагрегатов от паро- или теплопроизводительности, условия их построения.
14. Зависимость основных показателей работы котла от нагрузки
15. Основные зависимости ЭХ паровых турбин.
16. Удельный расход теплоты на выработку электроэнергии - основная энергетическая характеристика, определяющая экономичность работы турбоагрегата.
17. Вид основной ЭХ конденсационных и теплофикационных турбин.
18. Показатели работы теплофикационных установок на режимах теплового и электрического графиков нагрузок.
19. Диаграммы режимов теплофикационных установок с одним и двумя регулируемыми отборами пара.
20. Порядок определения нормативных показателей турбинного и котельного цехов и ТЭС в целом.
21. Исходно-номинальные и номинальные показатели брутто турбинного и котельного оборудования.
22. Показатели нетто турбинного и котельного цехов.
23. Собственные нужды ТЭС.
24. Номинальные и нормативные удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и теплоты
25. Основные показатели работы энергетических ГТУ.
26. Пути повышения эффективности современных ГТУ
27. Энергетические характеристики ГТУ.
28. Влияние параметров наружного воздуха и нагрузки на показатели работы ГТУ.
29. Способы регулирования нагрузки современных энергетических ГТУ.
30. Показатели работы ГТУ в нерасчетных условиях.
31. Утилизационные ПГУ.
32. ПГУ с дожиганием топлива в котле-утилизаторе.
33. ПГУ полного дожигания топлива.
34. ПГУ с параллельной работой котлов-утилизаторов и энергетических котлов на паротурбинные установки ТЭС
35. Энергетические показатели конденсационных ПГУ утилизационного типа и с полным дожиганием топлива.
36. Сравнительная эффективность теплофикационных утилизационных ПГУ и когенерационных ГТУ.
37. Балансы теплоты и мощности газотурбинных и парогазовых установок различного типа.
38. Энергетические характеристики парогазовых установок.

39. Работа ПГУ в нерасчетных условиях.
40. Расчет котла-утилизатора и тепловой схемы ПГУ.
41. Методы разделения топлива в теплофикационных ПГУ между электроэнергией и теплотой.
42. Суточный график электрических нагрузок и показатели его неравномерности.
43. Показатели маневренности энергооборудования ТЭС.
44. Маневренные характеристики паросиловых, газотурбинных и парогазовых установок.
45. Расширение маневренных возможностей энергоустановок.
46. Выбор энергоустановок для покрытия базовой, полупиковой и пиковой зон графика электрических нагрузок.
47. Регулирование нагрузки ПТУ методом постоянного и скользящего начального давления.
48. Особенности регулирования нагрузки ГТУ и ПГУ.
49. Работа ТЭЦ по тепловому и электрическому графикам.
50. Задачи оптимизации нагрузок в современных рыночных условиях работы энергосистем.
51. Оптимизации распределения нагрузок между работающими установками с целью минимизации суммарного расхода топлива с использованием удельных (относительных) приростов расхода тепла и топлива.
52. Характеристики относительных приростов котлоагрегатов.
53. Оптимальное распределение нагрузок между совместно работающими котлами.
54. Аналитическое представление ЭХ конденсационных и теплофикационных турбоустановок.
55. Характеристики относительных приростов паротурбинных и газотурбинных установок.
56. Оптимальное распределение нагрузки между совместно работающими турбоустановками.
57. Анализ перерасходов топлива на ТЭС с целью повышения эффективности топливоиспользования на ТЭС.
58. Энергосберегающие мероприятия на ТЭС.
59. Методы расчета экономии топлива по основным направлениям энергосбережения.

IV - УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА

Учебная программа по учебной дисциплине «Энергоэффективность ТЭС» разработана для специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции».

Тепловые электрические станции (ТЭС), работающие на органическом топливе, составляют основу энергетики Беларуси, и задачи повышения их энергетической эффективности и экономии топлива являются важнейшими для белорусской энергосистемы с учетом национального подхода к формированию энергетической безопасности страны и всестороннего энергосбережения.

Целью изучения учебной дисциплины является формирование у студентов комплекса знаний для оценки уровня тепловой экономичности энергогенерирующего оборудования ТЭС, а также глубокое понимание возможностей повышения энергетической эффективности его эксплуатации с учетом режимов работы ТЭС в энергосистеме, и в итоге подготовка специалистов для проектно-конструкторской, исследовательской деятельности и эксплуатационной работы на всех типах ТЭС

Основными задачами преподавания учебной дисциплины являются: исследование показателей энергетической эффективности конденсационных и теплофикационных установок ТЭС, в том числе традиционных паротурбинных (ПТУ) и сравнительно новых для энергетики страны и осваиваемых в настоящее время газотурбинных (ГТУ) и парогазовых (ПГУ) установок; изучение вопросов расчета и анализа показателей топливоиспользования на ТЭС с использованием действующих энергетических характеристик оборудования и режимов его работы; рассматриваются способы повышения эффективности работы ТЭС в энергосистеме, в том числе за счет оптимизации режимов и внедрения на ТЭС различных энергосберегающих мероприятий и инноваций.

Учебная дисциплина «Энергоэффективность ТЭС» базируется на знаниях, полученных при изучении таких дисциплин как: математика, физика, техническая термодинамика, паровые турбины ТЭС, парогенераторы ТЭС, вспомогательное оборудование ТЭС, тепловые электрические станции. Знания и умения, полученные студентами при изучении данной дисциплины, необходимы для освоения последующих специальных дисциплин, курсового и дипломного проектирования.

В результате изучения учебной дисциплины «Энергоэффективность ТЭС» студент должен:

знать:

- современное состояние и перспективы развития энергетики Беларуси;
- порядок разработки и пересмотра нормативно-технической документации по анализу показателей эффективности топливоиспользования на ТЭС;
- показатели энергетической эффективности конденсационных и теплофикационных паросиловых установок;

- алгоритм расчета удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоты;

- основные принципы оптимизации работы оборудования ТЭС;

уметь:

- составлять расчетные тепловые схемы паросиловых и парогазовых энергогенерирующих установок ТЭС;

- пользоваться энергетическими характеристиками паровых котлов (парогенераторов) и паротурбинных установок различного типа;

- пользоваться энергетическими характеристиками газотурбинных и парогазовых установок;

- определять уровень эффективности эксплуатации оборудования ТЭС;

- определять показатели тепловой экономичности работы основного оборудования ТЭС на номинальных и частичных нагрузках;

- рассчитывать показатели энергетической эффективности конденсационных и теплофикационных паросиловых установок;

- рассчитывать показатели энергетической эффективности конденсационных и теплофикационных газотурбинных и парогазовых установок

владеть:

- методиками расчета принципиальных тепловых схем паротурбинных, газотурбинных и парогазовых установок ТЭС;

- методиками расчета показателей энергетической эффективности паротурбинных, газотурбинных и парогазовых установок ТЭС;

- методиками расчета энергетической эффективности применения на ТЭС различных энергосберегающих мероприятий, в том числе с использованием новых технологических решений.

Освоение данной учебной дисциплины обеспечивает формирование следующих компетенций:

- АК-1. Уметь применять базовые научно-теоретические знания для решения теоретических и практических задач.

- АК-2. Владеть системным и сравнительным анализом.

- АК-3. Владеть исследовательскими навыками.

- АК-4. Уметь работать самостоятельно.

- АК-7. Иметь навыки, связанные с использованием технических устройств, управлением информацией и работой с компьютером.

- СЛК-5. Быть способным к критике и самокритике.

- СЛК-6. Уметь работать в коллективе.

- ПК-7. Анализировать перспективы развития тепловых электрических станций, котельных, систем теплоснабжения и водоподготовительных установок в целом и отдельных их элементов и технологий их сооружения

- ПК-2. Анализировать данные технологического и теплотехнического режимов работы тепломеханического оборудования, проверять их соответствие действующим нормам, правилам и стандартам, планировать по результатам их анализа оптимальные режимы работы;

- ПК-10. Выполнять расчет и анализ режимов работы тепловых электростанций, систем теплоснабжения;
- ПК-12. Производить патентно-информационный поиск, оценивать патентоспособность и патентную чистоту технических решений;
- ПК-24. Анализировать и оценивать тенденции развития техники и технологий:
- ПК-27. Работать с научной, технической и патентной литературой;
- ПК-28. Оценивать конкурентоспособность и экономическую эффективность разрабатываемых оборудования и технологий тепловых электрических станций.

Организация самостоятельной работы студентов

При изучении дисциплины используются следующие формы самостоятельной работы:

- решение индивидуальных задач в аудитории во время проведения практических занятий под контролем преподавателя в соответствии с расписанием;
- подготовка курсового проекта по индивидуальным заданиям.

Диагностика компетенций студента

Оценка уровня знаний студента производится по десятибалльной шкале в соответствии с критериями, утвержденными Министерством образования Республики Беларусь.

Для оценки достижений студента используется следующий диагностический инструментарий:

- устный и письменный опрос во время практических занятий;
- проведение текущих контрольных работ по отдельным темам;
- защита выполненных на практических занятиях индивидуальных заданий;
- собеседование при проведении консультаций;
- защита курсового проекта;
- сдача экзамена по дисциплине.

Примерный тематический план

Номер раздела, темы,	Название раздела, темы	Шифр специальности			
		1 – 43 01 04 (ДО*)		1 – 43 01 04 (ДО*)	
		лекции	практические занятия	лекции	практические занятия
1	2	3	4	5	6
1	Энергетика Беларуси и основные положения действующей системы анализа эффективности топливоиспользования на ТЭС	4	-	2	-
1.1.	Энергетика Беларуси: современное состояние и перспектива развития	2		1	-
1.2	Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС Беларуси	2		1	-
2.	Энергетическая эффективность паротурбинных ТЭС	14	8	4	4
2.1.	Показатели энергетической эффективности паросиловых установок	4	2	1	1
2.2	Энергетические характеристики паровых котлов	2	2	0,5	0,5
2.3	Энергетические характеристики паротурбинных установок	4	2	2	1
2.4	Расчет нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты	4	2	0,5	1,5
3.	Энергетическая эффективность ТЭС, использующих парогазовые технологии	16	4	4	3
3.1.	Показатели энергетической эффективности ГТУ	2	-	0,5	0,5
3.2	Энергетические характеристики газотурбинных установок	4	-	0,5	0,5
3.3	Основные схемы ПГУ, применяемые на ТЭС	4	-	1	-
3.4	Показатели энергетической эффективности установок, использующих парогазовые технологии	4	2	1	1
3.5	Энергетические характеристики утилизационных парогазовых установок	2	2	1	1
4	Повышение эффективности работы ТЭС в энергосистеме	14	4	4	3
4.1.	Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками. Маневренные характеристики оборудования	4	-	1	-
4.2	Принципы оптимизация режимов работы электростанций	2	-	0,5	-
4.3	Выбор производительности и количества работающих котлов на ТЭС с поперечными связями	2	-	0,5	-
4.4	Распределение нагрузки между параллельно работающими турбоагрегатами	4	-	1	1
4.5	Энергосбережение в энергетике	4	4	1	2
	Курсовой проект				
	Итого	48	16	14	10
	Всего аудиторных часов	64		24	

* дневная форма получения образования

** заочная форма получения образования

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ, СПРАВОЧНЫЕ И НОРМАТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

ОСНОВНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Тепловые электрические станции: учебник для вузов //В.Д. Буров, Е.В.Дорохов, Д.П. Елизаров, Е.Т. Ильин и др.; под ред. В.М. Лавыгин, А.С. Седлова, С.В. Цанева.- М.: Изд-во МЭИ, 2008.-454с
2. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов / Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.; под ред. С.В. Цанева.– 2-е изд.– М.: Издательский дом МЭИ, 2006.– 548с.
3. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС: Учебное пособие / А.Д. Качан, С.А. Качан. – Мн.: БНТУ, 2005. – 158 с.
4. Кругликов П.А. Техничко-экономические основы проектирования ТЭС и АЭС. Письменные лекции СПб, СЗТУ, 2003 - 118 с.
5. Экономика энергетики: учеб. пособие для вузов / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, - 2005. – 288.
6. Качан, С.А. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС: метод. пособие по выполнению курсового проекта для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» / С.А. Качан, Ю.Б. Попова. – Минск: БНТУ, 2006. – 108 с.
7. 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. – Мн.: БНТУ, 2007. – 130 с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА

8. Основы современной энергетики: в 2 т. : учеб. / авт. А. Д. Трухний, авт. М. А. Изюмов, авт. О. А. Поваров, авт. Е. В. Аметистов. - 4-е изд., перераб. и доп. - Москва : МЭИ, 2008 - т. 1 :
9. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов / под ред. В.Я. Гиршфельда. –3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат,1987. – 328с.: ил.
10. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: Учебное пособие для вузов. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 540 с.: ил.
11. Качан, А.Д. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС / А.Д. Качан, Б.В. Яковлев – Минск: "Вышэйшая школа", 1982.
12. Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций. Учебн. пособие для спец. Тепловые электрические станции. - Мн.: Вышш.школа.-1978.-288 с.
13. Качан, А.Д. Оптимизация режимов и повышение эффективности работы паротурбинных установок ТЭС / А.Д. Качан. – Минск: Выш. шк., 1985. – 176 с.

14. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн [и др.]; под ред. В.М. Горнштейна. - М.: Энергия, 1981. – 336 с.
15. Горшков, А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций / А.С. Горшков. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 240 с.
16. Аракелян Э.К. Повышение экономичности и маневренности оборудования тепловых электростанций / Э.К. Аракелян, В.А. Старшинов. - М.: Изд-во МЭИ, 1993.
17. Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. IX / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 572 с.
18. Виленский П.П., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. М.: Дело, 2001. 832 с.
19. Электронная энциклопедия энергетики. Комплекс программных средств для подготовки и переподготовки персонала энергопредприятий, студентов высших и средних учебных заведений. – Москва. - каф. ТВТ, МЭИ (<http://twt.mpei.ac.ru/ochkov/trenager/trieru.html>).
20. Электронный каталог образовательных ресурсов НИУ МЭИ (<http://mpei.ru/pages/default.aspx> или <http://ctl.mpei.ru/default.aspx>)
21. Режимы работы и эксплуатация ТЭС: учебно-методический комплекс для студентов специальностей 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции", 1-53 01 04 "Автоматизация и управление энергетическими процессами" / Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции"; сост. С. А. Качан. - Электрон. дан. - Минск: БНТУ, 2015. - 103 с. (<http://rep.bntu.by/handle/data/18663>)

НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

1. [СТП 09110.09.154-06 Положение о разработке, согласовании и утверждении нормативно-технических документов по топливоиспользованию.](#) – Мн.: ГПО «Белэнерго». ОАО «Белэнергоремналадка». «Информационно-издательский центр» ОАО Экономэнерго.
2. [СТП 09110.09.117-06 Положение по нормированию расхода топливно-энергетических ресурсов на предприятиях, в учреждениях и организациях ГПО «Белэнерго».](#) – Мн.: ГПО «Белэнерго». ОАО «Белэнергоремналадка». «Информационно-издательский центр» ОАО Экономэнерго.
3. СТП 09110.09.300-05 Порядок расчета экономии топливно-энергетических ресурсов от внедрения основных энергосберегающих мероприятий на электростанциях, котельных, тепловых и электрических сетях. – Мн.: ГПО «Белэнерго». РУП «БелТЭИ». «Информационно-издательский центр» ОАО Экономэнерго.
4. Положение о пересмотре (разработке) энергетических характеристик оборудования и порядке определения нормативных удельных расходов топлива на энергопредприятиях: П 34-70-012-87 – М: СПО Союзтехэнерго, 1987. – 40 с.