


Белорусский национальный технический университет

Факультет Энергетический
Кафедра Тепловые электрические станции

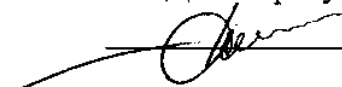
СОГЛАСОВАНО

Заведующий кафедрой

 Н.Б. Карницкий
24.02.2015 г.

СОГЛАСОВАНО

Декан факультета

 К.В. Доброго
26.02.2015 г.

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО УЧЕБНОЙ
ДИСЦИПЛИНЕ**

РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЭС

для специальности 1-43 01 04 Тепловые электрические станции

Составитель: к.т.н., доцент Качан С.А.

Рассмотрено и утверждено
на заседании совета энергетического факультета 26 февраля 2015 г.,
протокол N 6

Перечень материалов

Курс лекций по учебной дисциплине, тематика практических занятий и курсового проектирования, тематика лабораторных работ, вопросы к экзамену, основные положения учебной программы, учебно-методические, справочные и нормативные материалы

Пояснительная записка

Цели ЭУМК: повышение эффективности и качества образовательных услуг за счет обеспечения студентов комплектом учебных и учебно-методических материалов, позволяющим самостоятельно изучать дисциплину «Режимы работы и эксплуатация 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.

Особенности структурирования и подачи учебного материала: ЭУМК включает следующие разделы: теоретический (курс лекций по учебной дисциплине), практический (тематика практических занятий и курсового проектирования, тематика лабораторных работ), контроля знаний (вопросы к экзамену) и вспомогательный (основные положения учебной программы по дисциплине, рекомендуемые учебно-методические, справочные и нормативные материалы).

Рекомендации по организации работы с УМК: рекомендуется последовательно изучать материалы теоретического раздела с последующим закреплением полученных знаний в ходе решения задач на практических занятиях, а затем переходить к разработке курсового проекта. Для помощи в решении задач и работе над курсовым проектом по дисциплине рекомендуется пользоваться методическими пособиями, разработанными автором и указанными в практическом разделе ЭУМК. Данные методические пособия размещены в репозитории БНТУ.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
КУРС ЛЕКЦИЙ	5
1. ЭНЕРГЕТИКА БЕЛАРУСИ: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ	5
2. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ТЭС В СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ	7
2.1. Графики электрических нагрузок и их покрытие	7
генерирующими источниками	7
2.2. Манёвренные характеристики оборудования ТЭС	12
2.3. Прохождение пиков электрической нагрузки энергосистемы	20
2.4. Прохождение провалов электрической нагрузки энергосистемы	24
2.5. Регулирование суточного графика электропотребления Белорусской энергосистемы в настоящее время и на перспективу	29
3. ХАРАКТЕРИСТИКИ И ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМОВ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС	31
3.1. Общая характеристика переменных режимов ТЭС	31
3.2. Регулирование нагрузки методом постоянного и	36
скользящего начального давления	36
3.3. Энергетические характеристики паровых турбин и котлов	41
3.4. Регулирование нагрузки ГТУ и ПГУ	49
4. РЕЖИМЫ ПУСКОВ И ОСТАНОВОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС	56
4.1. Пуски котлоагрегатов и паровых турбин	56
4.2. Пусковые схемы паротурбинных энергоблоков	68
4.3. Остановы котлоагрегатов и паровых турбин	74
4.4. Особенности и порядок пуска ГТУ и ПГУ	80
5. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТЭЦ В ОБЪЕДИНЁННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	83
6. ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЭС	84
ТЕМАТИКА ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ И КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ	86
ТЕМАТИКА ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ	95
ВОПРОСЫ К ЭКЗАМЕНУ	96
ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕБНОЙ ПРОГРАММЫ	98
УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ, СПРАВОЧНЫЕ И НОРМАТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ	101

ВВЕДЕНИЕ

Электронный учебно-методический комплекс (ЭУМК) разработан в соответствии с учебным планом специальностей 1 – 43 01 04 «Тепловые электрические станции и 1- 53 01 04 «Автоматизация и управление энергетическими процессами» и предназначен для самостоятельного изучения дисциплины «Режимы работы и эксплуатация ТЭС» студентами указанной специальности. ЭУМК также может быть использован преподавателями сходных дисциплин для подготовки к лекциям и организации практических занятий.

Изучение этой дисциплины формирует у студентов комплекс знаний и понимание процессов, происходящих в оборудовании ТЭС при различных режимах работы, конструкции оборудования, технологических схем и особенностей работы ТЭС в объединенной энергосистеме, а также основ эксплуатации энергетического оборудования.

Знание курса «Режимы работы и эксплуатация ТЭС» поможет студентам при прохождении производственной и преддипломной практики, подготовке к государственному экзамену, написании и защите курсового и дипломного проектов.

КУРС ЛЕКЦИЙ

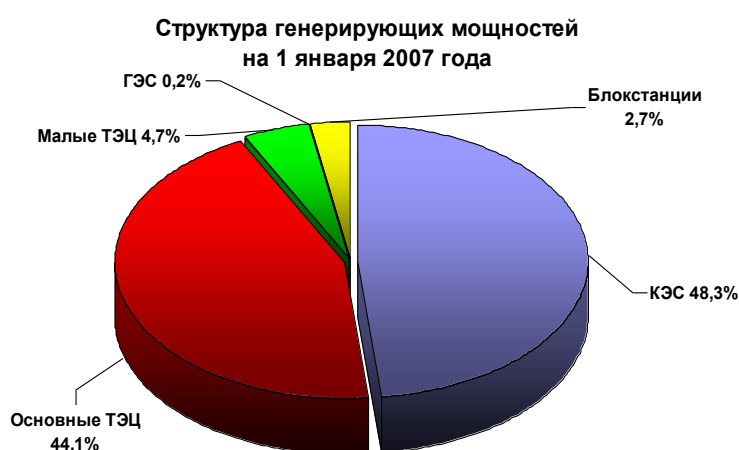
1. ЭНЕРГЕТИКА БЕЛАРУСИ: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ

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

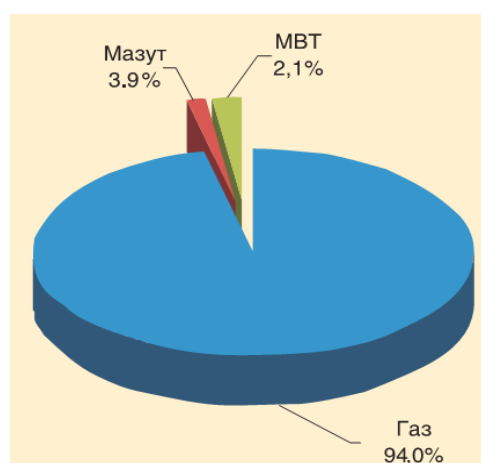
<http://www.minenergo.gov.by/ru/about/direction>

Управляет электроэнергетическим комплексом Министерство энергетики РБ: государственный орган управления, который подчиняется Совету Министров РБ. Функции управления хозяйственной деятельностью Белорусской энергосистемы осуществляет Государственное производственное объединение электроэнергетики (ГПО) «Белэнерго». В состав ГПО «Белэнерго» входят шесть республиканских унитарных предприятий электроэнергетики (РУП-облэнерго), РУП «Объединенное диспетчерское управление» (ОДУ), а также организации строительно-монтажного комплекса, ряд заводов, ремонтно-наладочные предприятия, учреждения образования. Научно-исследовательские и проектные организации подчиняются Минэнерго.

Структура генерирующих мощностей в Беларуси сформировалась в значительной степени как результат стратегии развития Единой энергосистемы СССР. Основу ее составляют три конденсационные электростанции (КЭС) – Лукомльская и Березовская ГРЭС, Минская ТЭЦ-5 – и 23 теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), в том числе около 10 крупных. При этом суммарная мощность КЭС и ТЭЦ примерно равны. Основу энергосистемы составляют ТЭС – электростанции, первичным источником энергии на которых является органическое топливо (рис. 1.1, а), а основу топливного баланса – природный газ (рис. 1.1, б).



а)



б)

Рис. 1.1. Структура генерирующих мощностей (а) и топливного баланса (б) энергосистемы Беларуси в первого десятилетия XXI века

http://www.minenergo.gov.by/dfiles/000642_689021_stanovlenie_energetiki.pdf

Общая установленная электрическая мощность Белорусской энергосистемы на 1 января 2013 года составила почти 8,5 ГВт. Из них более 7,8 ГВт - ТЭС высокого давления, 0,5 ГВт – малые ТЭЦ, возобновляемые источники энергии – менее 0,03 ГВт.

Основные энергоисточники были введены в 60-80 годы прошлого века.

http://www.minenergo.gov.by/dfiles/000642_689021_stanovlenie_energetiki.pdf

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

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 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 газотурбинная установка (ГТУ) мощностью 120 МВт, теплота сбросных газов которой используется в котле-утилизаторе для питания стационарных коллекторов пара. Конденсационные парогазовые установки 400 МВт введены на Минской ТЭЦ-5, Лукомльской и Березовской ГРЭС.

Таким образом, основными технологиями Белорусской энергосистемы до начала века были паротурбинные технологии, 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 первой Белорусской АЭС-2400 к 2020 году.

Нынешняя структура генерирующих мощностей обеспечивает техническую возможность разгрузки включённого оборудования КЭС до технического минимума в период ночной нагрузки, не прибегая к остановке этого оборудования. В связи с намечаемым вводом АЭС, 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, обусловленного неравномерностью суточного режима электропотребления, с учетом формирующейся структуры генерации Белорусской энергосистемы, и выбор установленной мощности маневренных источников.

2. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ТЭС В СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

2.1. Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками

Одной из важнейших особенностей энергетического производства является жесткая зависимость режима работы ТЭС от режима потребления энергии, которое изменяется под влиянием ряда факторов: пора года, климат и пр.

ТЭС в каждый момент вырабатывает столько энергии, сколько её необходимо для потребления. Режимы потребления электроэнергии отдельными видами потребителей и энергосистемой в целом характеризуются графиками нагрузки, отражающими изменение потребляемой мощности в течение определенного отрезка времени (сутки, неделя, год).

График нагрузки служит для выбора состава оборудования при проектировании ТЭС, для определения технико-экономических показателей (ТЭП), распределения нагрузки между ТЭС и установления оптимальных режимов работы оборудования.

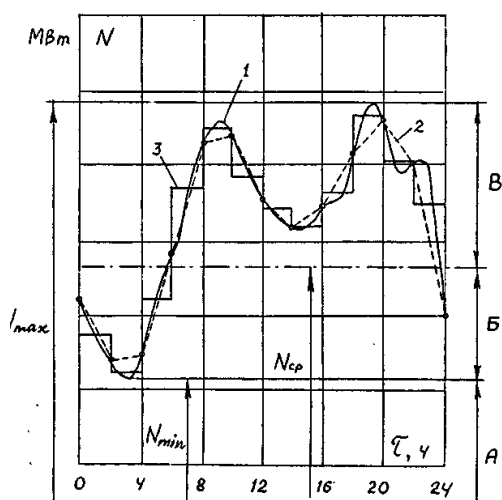


Рис.2.1. Суточный график нагрузки

Показатели суточного графика: максимальная N_{max} , минимальная N_{min} и среднесуточная N_{cp} нагрузки:

$$N_{cp} = \mathcal{E}_{сут} / 24$$

где $\mathcal{E}_{сут}$ - суточное потребление электроэнергии.

Показатели неравномерности суточного графика нагрузки:

- коэффициент неравномерности:

$$k_{нер} = \frac{N_{min}}{N_{max}}$$

- коэффициент заполнения (плотности) графика нагрузки - отношение суточного потребления $W_{\text{сут}}$ электроэнергии к её максимально возможному потреблению:

$$\beta = \frac{W_{\text{сут}}}{24 \cdot N_{\text{max}}} = \frac{N_{\text{cp}}}{N_{\text{max}}}$$

- регулировочный диапазон мощности в энергосистеме

$$\Delta N_{\text{рег}} = N_{\text{max}} - N_{\text{min}} .$$

- коэффициент регулирования

$$k_{\text{рег}} = \frac{\Delta N_{\text{рег}}}{N_{\text{max}}} .$$

- скорость изменения нагрузки:

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

Здесь W – потребление электроэнергии за сутки;

ΔN – изменение нагрузки в энергосистеме за время $\Delta \tau$.

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.

Если к регулированию привлекается часть оборудования, составляющая долю α от N_{max} ($\alpha = \frac{N_{\text{рег}}}{N_{\text{max}}}$), то регулировочный диапазон этого оборудования

должен быть увеличен в $\frac{1}{\alpha}$ раз, т.е. $k_{\text{рег}}^{\text{пер}} = k_{\text{рег}} \cdot \frac{1}{\alpha}$.

Показатели $k_{\text{нер}}$ и β суточных графиков электрической нагрузки зависят от состава и режима работы потребителя и меняются по суткам, неделям и сезонам года. Коэффициент неравномерности нагрузки в энергосистемах часто составляет $k_{\text{нер}} = 0,5 \dots 0,65$, хорошим приближением к равномерности считается график с $k_{\text{нер}} = 0,9$.

Выделяют следующие области суточного графика нагрузки (рис. 2.1): 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 режим 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 электростанция не успевает 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.

Для облегчения условий работы оборудования применяют различные **методы выравнивания графиков нагрузки**, которые можно разделить на две группы.

К первой группе относятся мероприятия по замедлению процесса разуплотнения графиков нагрузки: перевод предприятий на трехсменную работу, перенос времени работы отдельных предприятий и агрегатов на часы провала графика нагрузки энергосистемы, использование разницы поясного времени, введение двух- и многоставочных тарифов на электроэнергию: самая дорогая в часы пик, дешевая – в ночные провалы тарифов (тем самым иницируют экономическую заинтересованность потребителя в потреблении электроэнергии в нужное для энергосистемы время) и др., в том числе принудительное ограничение нагрузки потребителей в определенные часы суток.

Ко второй группе мероприятий относятся ввод в состав энергосистем генерирующих мощностей специальных типов (ГАЭС, ГТУ), а также тепловых, электрических, химических и механических аккумуляторов энергии.

Рассмотрим место и роль отдельных типов электростанций в покрытии графиков электрической нагрузки энергосистем.

Особые трудности при эксплуатации электростанции возникают при прохождении максимальных и минимальных нагрузок. В период прохождения пиков нагрузок в работу включаются практически все имеющиеся в наличии агрегаты.

Для покрытия остропиковой части графика нагрузки, как правило, привлекается специальное пиковое оборудование, имеющее высокие маневренные характеристики; к их числу относятся: газотурбинные установки (ГТУ), гидро- (ГАЭС) или воздухо- аккумулирующие (ВАЭС) электростанции; гидроэлектростанции с регулируемым стоком (ГЭС).

http://www.elektro-journal.ru/sites/default/files/pdf_files/arts/2005_01_09.PDF

При прохождении провалов нагрузки приходится разгружать значительную часть агрегатов, а часть из них даже останавливать. Особенно сложным является прохождение ночного минимума нагрузки, если оно требует ежесуточного останова части агрегатов.

АЭС в силу высоких удельных капиталовложений и относительно низкой маневренности их оборудования, а также из соображений безаварийности их работы по экономическим и техническим причинам целесообразно использовать в базовой части суточных и годовых графиков электрической нагрузки.

ТЭЦ в энергосистемах обычно работают по вынужденному графику нагрузки, определяемому режимом теплотребления в течение суток, недели, года. В основном ТЭЦ используются в базовой части графика нагрузки (особенно в отопительный период), что обусловлено необходимостью обеспечения графика отпуска теплоты. В летний (межотопительный) период года ТЭЦ могут привлекаться к регулированию графика электрической нагрузки в полупиковой

зоне. Турбины ТЭЦ, имеющие конденсаторы, технически возможно использовать и по свободному электрическому графику нагрузки, когда электроэнергия частично или полностью вырабатывается на конденсационном режиме. Это создает возможность использовать свободную конденсационную мощность ТЭЦ для покрытия полупиковой части графиков электрической нагрузки. Имеются возможности привлечения агрегатов ТЭЦ к регулированию электрических графиков нагрузки и при их работе в чисто теплофикационном режиме.

В любом из этих случаев привлечение агрегатов ТЭЦ к регулированию электрической нагрузки следует рассматривать как вынужденную меру, когда исчерпываются возможности регулирования электрической нагрузки с помощью конденсационных агрегатов.

КЭС привлекаются к регулированию графиков энергопотребления, что значительно снижает экономичность и надежность их работы. Увеличение маневренности конденсационных агрегатов требует разработки и внедрения дополнительных мероприятий.

Современные парогазовые установки (ПГУ) обладают высокой тепловой экономичностью, поэтому их предпочтительно использовать в базовом режиме, однако их хорошие маневренные характеристики делают привлекательной работу ПГУ в полупиковом режиме.

Современные газотурбинные установки (ГТУ), даже большой мощности, обладают высокой маневренностью и могут пускаться и набирать нагрузку до номинальной мощности за 15-30 минут, что и позволяет использовать их в пиковой зоне.

ГЭС характеризуются высокой маневренностью работы: время полного набора и снижения их нагрузки измеряется минутами. Различают гидроэлектростанции суточного, сезонного и годового регулирования. ГЭС суточного регулирования используется для покрытия пиков суточных графиков нагрузки. В то же время ГЭС, не имеющие зарегулированного стока, а также работающие на обязательном пропуске воды (пропуск воды на ирригацию, санитарно-технический пропуск и т. п.) целесообразно использовать в базовой части графиков нагрузки.

Использование ГЭС в энергосистемах, особенно эффективно при соответствующем сочетании их мощности с мощностями ТЭС и АЭС, так как в этом случае появляется возможность маневрирования, как в течение суток, так и в продолжение года.

Исходя из изложенных выше особенностей эксплуатации различных типов электростанций, упрощенную схему распределения выработки электроэнергии в суточном и в годовом разрезах можно представить следующим образом.

В базовой части графика (зона А) размещаются:

- ГЭС, не имеющие зарегулированного стока и работающие на постоянном пропуске воды;
- АЭС;
- ТЭЦ, работающие по тепловому графику нагрузки;
- высокоэкономичные конденсационные энергоблоки.

Полупиковую часть графика нагрузки (зона Б) заполняют:

- конденсационные электростанции;
- ТЭЦ, работающие по электрическому графику нагрузки.

В пиковом режиме (зона В) работают:

- КЭС с поперечными связями на низкие и средние параметры пара;
- специальные пиковые энергоустановки: пиковые КЭС, ПГУ, ГТУ и др.;
- ГЭС, имеющие суточное или годовое регулирование стока.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей используется **резервирование активной мощности**.

Резервом генерирующей мощности называется разность между располагаемой мощностью и ее нагрузкой в каждый данный момент времени. По своему функциональному назначению он разделяется на:

- *ремонтный резерв* предназначен для компенсации снижения располагаемой мощности системы в связи с выводом генерирующего оборудования в предупредительный или плановый ремонт или на реконструкцию.

- *оперативный резерв* предназначается для компенсации небаланса между генерированием и потреблением мощности, вызванного отказами элементов оборудования, непредвиденным увеличением нагрузки, а также ее случайными колебаниями.

Оперативный резерв в свою очередь делят на:

- *аварийный*, который служит для компенсации снижения располагаемой мощности системы, вызванного отказами оборудования; обычно его величина выбирается не ниже мощности самого крупного агрегата.

- *нагрузочный*, который служит для компенсации покрытия непредвиденного увеличения нагрузки, включая ее случайные колебания.

В реальных условиях эксплуатации в каждый момент времени часть генерирующих агрегатов находится в нерабочем состоянии и в распоряжении эксплуатационного персонала остается рабочая мощность и соответственно та часть полного резерва, которая определяется разностью между рабочей мощностью системы и ее нагрузкой в данный момент времени.

Этот резерв называется *эксплуатационным*.

Оперативный резерв мощности (в реальных условиях эксплуатации – *эксплуатационный*) обеспечивает: первичное регулирование частоты; вторичное регулирование частоты и перетоков мощности, а также ограничение перетоков мощности; быструю коррекцию режима и компенсацию небаланса мощностей в рассматриваемый момент времени.

Наличие провала электрической нагрузки энергосистемы в летний период (снижение нагрузки на 20% и даже более) создает благоприятные условия для ремонта оборудования. Летнюю зону провала нагрузки поэтому часто называют зоной ремонтов (или «ремонтной площадкой»). Наличие этой зоны позволяет уменьшить величину специального, так называемого, «ремонтного резерва» в энергосистеме.

2.2. Маневренные характеристики оборудования ТЭС

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;

- *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 малоцикловой 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.

Рассмотрим маневренные возможности электрогенерирующих установок ТЭС различного типа.

1) Паросиловые установки (ПСУ)

При создании энергооборудования в СССР требований к повышенной маневренности не было, в результате чего маневренные возможности энергоблоков оказались недостаточными для покрытия переменного графика нагрузки. Для их обеспечения проводилась большая исследовательская, экспериментальная и наладочная работа рядом организаций Минэнерго СССР (По Союзтехэнерго, ВТИ), энергосистем и электростанций, а также заводоизготовителей оборудования.

http://standartgost.ru/g/ПД_34.25.104-93

Маневренность всего энергоблока (или группы оборудования – турбины и парогенераторы с одинаковыми параметрами свежего пара) определяется маневренностью основных агрегатов: котлоагрегата и паровой турбины. Рассмотрим показатели их маневренности.

Скорость нагружения турбины зависит от способа регулирования ее мощности.

Нагружение турбины при *постоянном начальном давлении* ($p_0 = \text{const}$ и $t_0 = \text{const}$) открытием регулирующих клапанов сопровождается ростом температуры пара в паровпускных элементах и проточной части высокого давления (ЧВД): тем большим, чем шире диапазон изменения мощности. Это обусловли-

вает возникновение дополнительных температурных разностей и термических напряжений в отдельных деталях и увеличение относительного удлинения ротора. Предельные допустимые значения разности температур по толщине стенки отдельных деталей турбины, а также относительного удлинения ротора, определяемые заводом-изготовителем, являются факторами, ограничивающими скорость нагружения паровой турбины.

Температурное состояние турбины в процессе ее нагружения при *скользящем давлении свежего пара* ($p_0 = \text{var}$ и $t_0 = \text{const}$) практически не меняется. Поэтому скорость нагружения блока турбиной не ограничивается и определяется возможностями котла.

Кроме *режимных способов* повышения маневренности паровой турбины (регулирование на скользящем давлении или комбинированное) применяются *конструктивные способы*: двухкорпусное исполнение ЦВД, продувка дренажа системы, использование изоляции, обогрев фланцев и шпилек.

Скорость нагружения котла - изменение его паропроизводительности в единицу времени; выражается в т/ч в минуту или в кг/с². Допустимая скорость нагружения зависит от множества факторов и в каждом случае должна определяться экспериментально. Существенную роль при этом играет тип котлоагрегата и его *аккумулирующая способность*.

В работающем котле тепло аккумулируется в металле поверхностей нагрева, в воде и паре. При одинаковых производительности и параметрах пара больше тепла аккумулируется в барабанных котлах, что объясняется прежде всего большим водяным объемом. Для барабанных котлов 60...65% тепла аккумулируется в воде, 25...30% — в металле, 10...15% — в паре. Для прямоточных котлов до 65% — в металле, остальные 35% — в паре и воде. Удельная аккумулирующая способность барабанных котлов в 2—3 раза выше, чем прямоточных.

При снижении давления пара часть аккумулированного тепла высвобождается в связи с уменьшением температуры насыщения среды, и практически мгновенно получается дополнительное количество пара. *Аккумулирующая способность котла* — количество дополнительно получаемого пара при снижении давления на 1 МПа.

Аккумулирующая способность прямоточного котла за счет испарения воды невелика. Большая доля аккумулирующей способности прямоточного котла получается за счет расширения пара, находящегося в трубах.

При разработке документа «[Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160 – 800 МВт в регулировочном диапазоне – РД 34.25.504 \(НР 34-70-113-86\)](http://nordoc.ru/doc/39-39123)» (<http://nordoc.ru/doc/39-39123>) допустимые скорости изменения нагрузки в регулировочном диапазоне определялись исходя из необходимости предупреждения термоусталостных повреждений высокотемпературных деталей (в первую очередь, роторов ЦВД турбины) при многократном изменении нагрузки за срок службы.

Допустимые скорости различны для плановых изменений нагрузки, связанных с покрытием неравномерности суточного графика (принято $2 \cdot 10^4$ циклов за срок службы), и неплановых изменений для поддержания заданной ча-

стоты и перетоков мощности по межсистемным связям (принято неограниченное количество циклов).

В приводимой ниже таблице 2.1 даны предельно допустимые значения начального скачка нагрузки (ΔN) и скорости последующего изменения нагрузки (dN/dt) в том же направлении при плановом и неплановом изменениях нагрузки в регулировочном диапазоне и условии сохранения номинального давления свежего пара.

Таблица 2.1 Предельно допустимые значения начального скачка нагрузки (ΔN) и скорости последующего изменения нагрузки (dN/dt) турбин

Тип турбины	При плановых изменениях нагрузки			При неплановых изменениях нагрузки		
	ΔN МВт (%)	dN/dt МВт/мин	dN/dt % $N_{ном}/мин$	ΔN МВт (%)	dN/dt МВт/мин	dN/dt % $N_{ном}/мин$
К-160-130 ХТЗ	35 (22%)	1,5	0,9	15 (9,5%)	0,5	0,3
К-210-130 ЛМЗ	50	2,5	1,2	20	1	0,5
К-300-240 ЛМЗ	40 (13%)	2,5	0,8	20 (6,5%)	1	0,33
К-300-240 ХТЗ	40	1,7	0,6	20	0,8	0,27
Т-250/300-240 ТМЗ	50 (20%)	2,5	1	20 (8%)	1	0,4
К-500-240 ХТЗ	70	3	0,6	30	1,2	0,24
К-800-240-3 ЛМЗ	140	5	0,6	60	2,5	0,3

Задание в инструкциях по эксплуатации только предельно допустимой скорости изменения нагрузки уменьшает маневренные возможности турбины, поскольку в начале переходного процесса допустимы довольно значительные, практически мгновенные изменения ее нагрузки.

Оптимальным является начальное скачкообразное изменение нагрузки турбины, при котором температурные напряжения в роторе ЦВД быстро выходят на предельно допустимое значение, с последующим повышением нагрузки до требуемой со скоростью, необходимой для поддержания этих напряжений на допустимом уровне.

При опережающем (по отношению к скорости нагружения котла) открытии регулирующих клапанов турбины нагружение блока сопровождается некоторым снижением давления в котле, вследствие чего за счет аккумулированного в нем тепла генерируется дополнительное количество пара.

Большая аккумулирующая способность *барабанного котла* даже при ограниченном падении давления может обеспечить ощутимую дополнительную выработку пара, что позволяет существенно увеличить скорости роста тепловыделения в топке и нагружения блока. Однако возможность применения данного метода существенно ограничивается или вовсе исключается в процессе нагружения блока с *барабанным колом при скользящем давлении свежего пара*.

При быстром нагружении *прямоточного котла* для поддержания заданной температуры пара и с учетом характера ее изменения в переходном процессе рекомендуется осуществлять опережающее изменение расхода топлива или воды. *При скользящем давлении пара* можно получить большие скорости нагружения блока, так как аккумулирующая способность *прямоточных котлов* зна-

чительно меньше, чем барабанных, и при $p_0 = \text{var}$ может быть достигнута скорость нагружения по крайней мере вдвое большая, чем при $p_0 = \text{const}$.

Скачкообразное изменение нагрузки при плановых изменениях, выполняется со скоростью до $4\%N_{\text{ном}}/\text{мин}$ из-за ограничений, определяемых динамикой котла, при неплановых изменениях - с быстродействием, регламентируемым системой регулирования турбины.

В случае планового изменения нагрузки энергоблока с постоянной скоростью во всем диапазоне (без начального «скачка») скорость не должна превышать значений, указанных в таблице 2.1 для периода после скачка нагрузки.

Приведенные в таблице 2.1 нормы скорости планового изменения нагрузки турбины не распространяются на условия работы энергоблоков на *скользящем давлении свежего пара*, так как в этом случае изменение температуры пара в ЦВД незначительно. В этих условиях ограничения определяются требованиями качества переходного процесса в котле и составляют 4% номинальной мощности энергоблока в минуту и даже больше.

Указанные ограничения не распространяются на изменение нагрузки при пусковых режимах энергоблоков, так как число таких режимов намного меньше, чем число изменений нагрузки в регулировочном диапазоне, а также не относятся к аварийным режимам энергосистем, при которых скорость изменения нагрузки определяется быстродействием системы регулирования турбины и ограничивается лишь числом таких воздействий, приходящимся на одну турбину за срок ее службы.

Характер суточных графиков нагрузки обуславливает жесткие требования к режимам нагружения блоков. Наиболее интенсивный рост нагрузки на мощных блоках наблюдается с 6 до 8...9 часов утра, когда средняя скорость нагружения ТЭС составляет $0,4...0,5\%/\text{мин}$, а наибольшая в течение часа может достигать $0,65\%/\text{мин}$.

Высокие требования предъявляются к *приемистости* блоков, которые привлекаются для *регулирования межсистемных перетоков при появлении дефицита мощности* в энергосистеме. Для обеспечения необходимой динамической точности регулирования такие блоки должны допускать изменение нагрузки в пределах всего регулировочного диапазона со скоростью $1...1,5\%$ и более. Такие скорости достижимы для турбин почти всех блоков. Однако для крупных котельных агрегатов их добиться сложно, поэтому к регулированию привлекают одновременно несколько блоков, работающих на газомазутном топливе. Эти блоки не могут работать в режиме скользящего давления, так как у блоков с барабанными котлами этот режим сопряжен с сильным замедлением регулирования, а у блоков с прямоточными котлами работа на скользящем давлении во всем пароводяном тракте может вызвать опасные нарушения температурного и гидравлического режимов поверхностей нагрева.

Еще более сложные задачи возникают *при аварийных ситуациях в энергосистемах*: аварийный дефицит мощности в энергосистеме, внезапное отключение крупного генератора или линии межсистемной связи в дефицитной энергосистеме, нарушение устойчивости в энергосистеме.

При отключении мощностей и падении частоты в системе, чтобы сократить (или предотвратить) аварийные отключения потребителей, требуется быстро нагрузить все энергоблоки, работавшие до аварии с пониженной нагрузкой, причем к процессу нагружения предъявляются в таких случаях очень жесткие требования: мощность блоков должна повыситься в течение 5...10 секунд на величину имеющегося резерва, вплоть до 25...30 % $N_{ном}$.

Такое быстрое нагружение блоков возможно только при использовании аккумулялирующей способности котельных агрегатов и максимальной форсировки топков, исключающей понижение мощности блоков после исчерпания аккумулялирующей способности котлов.

Регулировочный диапазон нагрузок — диапазон нагрузок, в пределах которого блоки работают вполне надежно — это разность между максимальной и минимальной электрическими нагрузками, достигаемыми при разгрузке / нагружении без изменения состава работающего оборудования. Определяется минимальной допустимой нагрузкой – *техническим минимумом*.

Надежность блоков 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.

Минимальная допустимая нагрузка котла зависит от его типа и сжигаемого топлива и составляет:

- 65..75% при работе на *твердом топливе* и жидком шлакоудалении (кратковременно технический минимум может быть снижен) и 50..75% при сухом шлакоудалении. Ограничения, в основном, связаны с *условиями шлакования и устойчивости горения факела*;

- 25...40...50% для газомазутных блоков. Ограничения связаны с условиями обеспечения *устойчивого гидравлического режима* (прямоточных котлов) и *температурного режима радиационной части*.

Для расширения регулировочного диапазона блоков применяют подсвечивание мазутом пылеугольных котлов или перевод их при малых нагрузках на газ и мазут, отладку гидравлического режима, перевод котлов на скользящее давление пара (что повышает надежность циркуляции барабанных котлов в связи с увеличением разности плотностей пара и воды), разработку всережимной автоматики и др.

Пусковые схемы блоков должны допускать возможность пуска котлов и турбин из любого температурного состояния при соблюдении всех критериев надежности и водного режима блока в соответствии с установленными нормами. При этом должны обеспечиваться минимальная продолжительность пусковых операций, малые затраты топлива и потери конденсата при оптимальных условиях прогрева элементов котлов, паропроводов и турбин.

Продолжительность пуска блока складывается из длительности отдельных этапов:

- растопки котлов,
- прогрева и разворота турбины,

- нагружения блока, причем длительность этих этапов существенно зависит от исходного температурного состояния оборудования (от времени простоя в резерве), а также от типа и конструктивного выполнения котлов и турбин, особенностей пусковой схемы.

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 э/энергии за время пуска, рассчитанным по $b_э$ при номинальной нагрузке блока.

Для улучшения пусковых характеристик необходимо выдерживать оптимальную продолжительность всех пусковых операций, что требует разработки и наладки систем автоматического пуска оборудования, чему в настоящее время уделяется большое внимание.

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.

2) **Газотурбинные установки (ГТУ)** заняли прочное место в энергетике многих стран. По сравнению с паротурбинными они имеют следующие преимущества:

- низкие капитальные вложения и эксплуатационные расходы;
- небольшой срок сооружения; компактность;
- короткое время запуска и выхода на номинальную мощность;
- возможность частых и быстрых запусков;
- легко поддаются автоматизации и требуют минимум персонала.

Интерес представляют ГТУ большой мощности, позволяющие существенно влиять на обеспечение пиковых нагрузок энергосистемы.

Время выхода ГТУ на номинальную нагрузку при стандартном пуске составляет менее 20 минут, при быстром около 10 минут и ниже. Так, испытания новой ГТУ фирмы GE LMS100 (номинальной мощностью $N_{\text{ном}} = 98,3$ МВт при рекордном КПД около 45%) показали возможность набора ею 50% $N_{\text{ном}}$ менее чем за 1 минуту и выхода на номинальный режим спустя 10 минут.

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*. Так, по данным испытаний V-64.3A Siemens содержание NO_x и CO в выхлопных газах за турбиной приведенных к 15% содержанию O_2 на режиме номинальной нагрузки $\text{NO}_x \approx 13 \text{ млн}^{-1}$, $\text{CO} \approx 0 \text{ млн}^{-1}$, а на режиме холостого хода $\text{NO}_x \approx 60 \text{ млн}^{-1}$, $\text{CO} \approx 1650 \text{ млн}^{-1}$. Резкое снижение концентрации вредных выбросов NO_x с 48 млн^{-1} до 17 млн^{-1} , и CO с 900 млн^{-1} до 100 млн^{-1} , происходит при нагрузке $\sim 50\%N_{\text{ном}}$ при переключении работы камеры сгорания с режима диффузионного горения на режим предварительного смешения.

ГТУ имеют жесткий лимит на количество циклических нагрузок. При ежесуточных 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.

Экономическая заинтересованность в сооружении пиковых ГТУ-ТЭС становится возможной при обоснованной оценке фактической стоимости отпускаемой электроэнергии. По оценкам, стоимость отпускаемой пиковой электроэнергии оценивается в 2,5...3 раза выше ее стоимости в базовой части графика электрических нагрузок.

2) **Парогазовые установки (ПГУ)** утилизационного типа, как теплофикационные, так и конденсационные получили широкое распространение в энергетике Беларуси и др. 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 в целом до 1..1,5 часов.

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* $t_{\text{нв}}$. Номинальная мощность ГТУ соответствует $t_{\text{нв}} = +15^\circ\text{C}$. Мощность ГТУ повышается с понижением $t_{\text{нв}}$ и снижается с ее ростом. Это приводит к соответствующим изменениям паропроизводительности котла-утилизатора и нагрузки паровой турбины.

На располагаемую мощность энергоблока также оказывают 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...2,5%.

Снижение нагрузки ГТУ осуществляется понижением расхода топливного газа. В диапазоне 50..100% нагрузки применяется *количественное регулирование* при примерно неизменной температуре газов после турбины $t_{\text{кт}}$, то есть на входе в КУ ПГУ. После полного закрытия ВНА и ПНА, предусмотренного системой автоматического регулирования ГТУ, дальнейшее снижение нагрузки

осуществляется уменьшением $t_{\text{кт}}$. ГТУ небольшой мощности, спроектированные на основе авиационных, выполняются с выделенной силовой турбиной и работают при переменной частоте вращения компрессора, регулируются только расходом топлива. При этом $t_{\text{кт}}$ уменьшается, но не так быстро, как у одновальной ГТУ с постоянным положением ВНА.

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..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 $t_{\text{ух}}$ 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 $N_{\text{ПТУ}}$ составляет ~10%, а ПГУ в целом ~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.

Анализ *динамических характеристик* дубль-блока ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, показал, что при поддержании постоянной температуры газов на входе в котел-утилизатор значения температуры пара высокого и низкого давления меняются незначительно (то есть сохраняется стабильное температурное состояние оборудования: паровой турбины, котла-утилизатора и паропроводов), а расход и давление пара верхнего контура резко

меняются. По этой причине при одновременном регулировании мощности обеих ГТУ за счет прикрытия ВНА, возможна максимальная скорость разгрузки / нагрузки паровой турбины, которая может достигать 9...10 МВт/мин (~4..7%N_{ном} /мин). После полного прикрытия ВНА скорости изменения температуры и давления пара превышают допустимые для паровой турбины, которая и определяет скорость разгрузки ГТУ и ПГУ в целом.

Одинаковое и одновременное снижение мощности обеих ГТУ дубль-блока обеспечивает нормальную эксплуатацию котлов-утилизаторов. В то же время при достаточно быстром снижении нагрузки одной из ГТУ возможен выброс пара из испарителей в барабаны высокого и низкого давления вследствие резкого снижения суммарного расхода пара на паровую турбину и, соответственно, снижения давления пара за котлами.

Стоимость отпускаемой э/энергии ПГУ, работающих в полупиковой части графика электрических нагрузок, в 1,5-2 раза выше, чем при их работе в базовой части графика.

2.3. Прохождение пиков электрической нагрузки энергосистемы

Для получения пиковой энергии на действующем *паротурбинном оборудовании* могут использоваться следующие способы:

- форсировка блока;
- повышение начальных параметров пара в пределах допуска;
- отключение части системы регенерации;
- ограничение отпуска теплоты из регулируемых отборов теплофикационных турбин с отпуском пара и теплоты через РОУ или пиковых котлов.

Перечисленные методы расположены в порядке 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.

При *форсировке котла* основное ограничение связано, как правило, с его генерирующей способностью, которая зависит от многих факторов: допустимого тепловосприятия поверхностей его нагрева, состава и качества сжигаемого топлива, запаса производительности тягодутьевых машин (вентиляторы, дымососы). Поэтому, в зависимости от конкретных условий определяются допустимые пределы использования того или другого способа. Как правило, все котлы имеют запас по производительности в 5...7% по сравнению с количеством пара, необходимым для обеспечения номинальной мощности турбины.

Максимальная дополнительная мощность, получаемая при форсировке котла

$$\Delta N = \Delta D_0 (h_0 - h_k + \Delta h_{\text{пп}}) \beta_p \eta_{\text{МГ}}$$

где β_p - учитывает влияние изменения расходов пара в систему регенерации.

Генераторы турбин обычно допускают достаточно длительное повышение их перегрузки по активной мощности на 10...15% от номинальной при одновременном снижении их реактивной нагрузки. Например, турбогенератор типа ТВВ-320-2УЗ, работающий с турбиной К-300-240, допускает повышение мощности на 10% при $\cos \varphi = 0,9$ и возможно увеличение $N_{\text{ген}}$ до 360 МВт при росте $\cos \varphi$ до 0,95.

Форсировка котла или отключение части системы регенерации приводит к увеличению расхода пара в проточную часть турбины. Например, *отключение группы ПВД* приводит к росту расхода пара через ЧСД и ЧНД на 18...20% от $D_{\text{ном}}$, что приводит к перераспределению параметров по проточной части турбины и изменению величины срабатываемых теплоперепадов, в результате чего повышаются изгибающие напряжения в лопаточном аппарате.

Максимальной перегрузке подвергаются регулирующая ступень, последние ступени ЧНД, а также предотборные ступени регулируемых отборов пара теплофикационных турбин. Кроме этого, происходит перераспределение осевых усилий в проточной части и возникают дополнительные осевые усилия, которые необходимо учитывать

Конденсаторы турбин обычно проектируются на максимальный пропуск пара, для среднегодовой температуры охлаждающей воды, поэтому основным ограничением здесь может стать повышение температуры охлаждающей воды в летний период, вследствие чего давление в конденсаторе может возрасти до максимально допустимой величины.

Отметим, что для мощных теплофикационных турбин допустимое давление в конденсаторе не должно превышать $p_k < 0,012$ МПа (0,12 ата). Этот предел установлен заводами изготовителями исходя из прочностных характеристик последних ступеней ЧНД.

Использование **повышения параметров острого пара** для получения дополнительной мощности имеет существенные ограничения по применению из-за ограничений по прочности элементов котла и турбины. Способ иногда используют на блоках с докритическими параметрами: повышение температуры пара на 10°C дает прирост мощности на 1..1,2 %.

Для получения пиковой мощности, путем **отключения части системы регенерации**, наиболее часто используют отключение ПВД.

Отключение ПНД для этих целей не практикуют, так как дополнительной выигранный мощности слишком мал. Кроме того, если деаэратор работает с постоянным давлением, то отключение ПНД приводит к увеличению расхода пара на деаэратор для обеспечения деаэрации питательной воды, в результате чего выигранный мощности практически сводится к нулю. Перевод деаэратора на пониженные параметры пара в таких режимах приводит к усложнению тепловой схемы и к снижению надежности.

Отключение группы ПВД позволяет повысить мощность турбины на 10..12 %. При отключении (обводе) группы ПВД, общее повышение мощности составляет

$$\Delta N = \sum_{i=1}^{n-m} \left(D_{\text{пв}i} \cdot \left(h_i - h_{\text{к}}^1 + \Delta h_{\text{пп}i} \right) \right) \cdot \frac{1 - \sum_{i=1}^m \alpha_i^1 \cdot y_i^1}{1 - \sum_{i=1}^m \alpha_i \cdot y_i} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}}$$

где $D_{\text{пв}i}$, h_i - расход пара в i -м отборе на ПВД и его энтальпия; $h_{\text{к}}^1$ - энтальпия пара на входе в конденсатор, с учетом изменения $p_{\text{к}}$ из-за изменения расхода отработавшего пара; m - число отборов турбины по ходу пара, расположенных после отключенного ПВД; $(n - m)$ - общее количество последовательно отключаемых ПВД в группе.

Отключение ПВД приводит к снижению температуры питательной воды на входе в котел и повышению расхода пара через промперегрев. Это приводит к росту расхода топлива на котел при сохранении его паропроизводительности.

Снижение температуры питательной воды приводит к изменению распределения тепла топлива по поверхностям нагрева котла в сторону увеличения тепловосприятия хвостовых поверхностей, что приводит к некоторому снижению температуры уходящих газов (на 5...15 °С), а поддержание температуры промперегрева на прежнем уровне требует увеличения расхода воздуха на 5...10%, в результате КПД котла остается почти на неизменном уровне или немного снижается за счет уменьшения потерь с уходящими газами.

Прирост расхода топлива на котел:

$$\Delta B = \frac{D_{\text{пв}} \cdot \sum_{i=1}^{n-m} \Delta h_{\text{пв}i} + \Delta h_{\text{пп}} \cdot \Delta D_{\text{пп}}}{\eta_{\text{ка}}^1 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{тп}}}$$

где $\Delta h_{\text{пв}i}$ - повышение энтальпии питательной воды в i -м ПВД; $\Delta D_{\text{пп}}$ - повышение расхода пара через промперегреватель при отключении ПВД; $\eta_{\text{ка}}^1$ - КПД котла в режиме с отключением ПВД; $\eta_{\text{тп}}$ - КПД транспорта теплоты.

Удельный расход топлива на выработку дополнительной мощности

$$b_{\text{пик}}^{\text{бр}} = \frac{\Delta B}{\Delta N} \quad \text{или} \quad b_{\text{пик}}^{\text{нет}} = \frac{\Delta B}{\Delta N - \sum \Delta N_{\text{сн}}}$$

где $\sum \Delta N_{\text{сн}}$ — дополнительное увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды.

Наряду с полным отключением используют *частичный обвод ПВД по питательной воде*. При этом расход воды через ПВД можно снижать до 30% от $D_{\text{пв}}^{\text{ном}}$.

Систематическое отключение ПВД может привести к малоцикловой усталости металла питательных трубопроводов, ПВД, экономайзера и других поверхностей нагрева котла, вследствие понижения температуры питательной воды на входе в котел. Заводы-изготовители разрешают отключать только всю группу ПВД. Учитывая довольно высокий расход топлива на выработку пико-

вой энергии $b_{\text{пик}} \sim 600$ г у.т./кВт ч и учитывая возможное снижение надежности работы блока эти режимы используются довольно ограничено.

Указанные выше способы можно применять как на конденсационных, так и на теплофикационных турбоагрегатах.

Удельный расход теплоты при форсировке теплофикационного турбоагрегата $q_{\text{пик}}$ обычно несколько выше удельного расхода теплоты при его чисто конденсационном режиме $q_{\text{конд}}$.

Например, для турбины ПТ-60-130/13:

- на конденсационном режиме $q_{\text{конд}} \approx 2,25$ Гкал/(МВт·ч);
- при форсировке парогенератора $q_{\text{пик(форс)}} \approx 2,35$ Гкал/(МВт·ч);
- в среднем при отключении трех ПВД $q_{\text{пик(ПВД)}} \approx 2,890$ Гкал/(МВт·ч).

Разгрузка регулируемых отборов теплофикационных турбоагрегатов характеризуется более низкой экономичностью.

Ориентировочно, для турбины ПТ-60-130/13:

- при сокращении нагрузки П- отбора с компенсацией отпуска пара через РОУ $q_{\text{пик(П-отбор)}} \approx 3,5 \dots 4,5$ Гкал/(МВт·ч);
- при сокращении нагрузки Т- отбора с компенсацией отпуска пара от ПВК $q_{\text{пик(Т-отбор)}} \approx 4,5 \dots 6,5$ Гкал/(МВт·ч) и выше.

Получение резервной мощности за счет сокращения регулируемых отборов обычно рассматривается применительно к Т-отбору. Однако при наличии резерва паропроизводительности котлов ТЭЦ интерес представляет получение резервной мощности за счет временного частичного **сокращения нагрузки П-отбора** с компенсацией отпуска пара через РОУ.

Сокращение нагрузки Т-отборов с увеличением расхода пара через ЧНД наиболее экономично осуществлять полным открытием поворотной регулирующей диафрагмы ЧНД с переходом на режим свободного парораспределения между отопительным отбором и конденсатором.

Отметим, что есть технические ограничения получения резервной мощности за счет разгрузки теплофикационных отборов.

Например, в *межотопительный период* для турбин ТЭЦ, работающих с градирнями, максимальная электрическая мощность может существенно ограничиваться температурой охлаждающей воды $t_{в1}$, которая ограничивает максимально допустимый расход пара в конденсатор и, соответственно, конденсационную мощность турбоагрегата.

В *отопительный период* получение дополнительной мощности может ограничиваться условиями эксплуатации котельных установок (например, мощностью тяго-дутьевых механизмов).

Ограничителем может явиться также производительность электротехнического оборудования; реальное техническое состояние основного и вспомогательного оборудования.

2.4. Прохождение провалов электрической нагрузки энергосистемы

При участии ТЭС в регулировании электрической нагрузки наиболее широкое распространение получили следующие способы «резервирования», т.е. снижения генерирующей мощности в энергосистеме, в результате чего в ней появляется дополнительная резервная мощность:

- разгрузка оборудования в пределах регулировочного диапазона нагрузок, в том числе снижение мощности турбоагрегатов на ТЭС с поперечными связями до минимально возможного уровня (до 20..30 %N_{ном}) с остановом части котлов;

- останов на период провала нагрузки с последующим пуском (ОПР);

- перевод турбин в моторный режим (МР) с одновременным остановом и горячей консервацией котла блока или разгрузкой группы котлов на ТЭС с поперечными связями и пр.

Эти способы «резервирования» могут быть использованы на турбоагрегатах всех типов. Для теплофикационных турбоагрегатов, используются еще несколько вариантов снижения электрической мощности, при сохранении отпуска тепла. Каждый из перечисленных выше режимов работы обладает определенными эксплуатационными преимуществами и недостатками. Выбор того или иного способа «резервирования» определяется исходя из условий экономичности и надежности работы оборудования в том или ином режиме.

Остановочно-пусковые режимы (ОПР) используются в основном при прохождении провалов большей продолжительности (10 часов и более) или когда разгрузка блоков не обеспечивает требуемого уровня снижения нагрузки. Преимуществом данного режима является максимальная глубина разгрузки - 100%N_{ном}. Дополнительные затраты топлива на останов-пуск складываются из следующих этапов:

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

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.

Недостатки данного режима:

- ограничение числа пусков на весь срок службы по условиям надежности работы металла (для большинства турбин допустимое число пусков составляет: n = 1500 ... 2000 пусков - из горячего и n = 600 из холодного состояния);

- снижение надежности из-за дополнительных термических напряжений в процессе пуска, которые могут превосходить допустимые значения из-за сбоев и нарушений в технологии пуска;

- ограничения скорости набора нагрузки (продолжительность от начала пуска до полного нагружения до $N_{\text{ном}}$ составляет для большинства блоков от 1,5 до 8 часов, в зависимости от продолжительности простоя и типа блока);

- сложность автоматизации пусковых операций;
- большая вероятность ошибок персонала при частых пусках блоков;
- дополнительные расходы топлива, связанные с остановами и пусками;
- лишение энергосистемы горячего резерва мощности.

Статистический анализ повреждений запорно-регулирующей арматуры на одной из электростанций, привлекавшейся длительное время к регулированию графика нагрузки энергосистемы (то есть к работе в остановочно-пусковых режимах), показал, что число повреждений арматуры почти линейно зависит от числа пусков и остановок.

Разгрузка энергоблоков предпочтительней их остановки, так как связана с меньшей потерей надежности, а при длительности разгрузки до 8 часов и экономичней остановки блока на это же время.

Разгрузка оборудования для прохождения провалов электрической нагрузки получило самое широкое распространение на ТЭС, благодаря ряду эксплуатационных *преимуществ*:

- сохранение в энергосистеме горячего вращающегося резерва;
- более высокая надежность работы основного и вспомогательного оборудования по сравнению с другими способами «резервирования»;
- высокая маневренность (возможность разгрузки и нагружения с высокими скоростями);
- высокая (практически полная) автоматизация операций.

Затраты топлива на весь период вывода блока в резерв определяются, как сумма дополнительных затрат на каждом из этапов: разгрузки, провала и нагружения:

$$\Delta B = \Delta B_{\text{разгр}} + \Delta B_{\text{пров}} + \Delta B_{\text{нагр}}$$

Расходы топлива на частичных нагрузках, можно определить на основании энергетических характеристик (ЭХ) агрегатов (см. ниже).

Моторный режим (МР) или режим двигателя - работа турбогенератора, когда подача пара через паровпускные органы 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.

Вакуум в конденсаторе не срывается (эжекторная установка остается в работе, к конденсатору подводится циркуляционная вода). На уплотнения турбины подается пар, так как практически вся проточная часть турбины оказывается под вакуумом.

Вращение ротора турбины с синхронной частотой приводит к разогреву направляющих и рабочих лопаток проточной части вследствие потерь на трение и вентиляцию и протечек пара через уплотнения. Чтобы уменьшить разогрев последних ступеней, на их охлаждение в один из регенеративных отборов

турбины подают охлаждающий пар от стороннего источника. Чаще всего в качестве такого источника используются общестанционные магистрали, если они имеют пар подходящих параметров, или отборы пара соседней турбины.

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

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

Здесь $b_{\text{ср}}$ - удельный расход топлива на выработку электроэнергии в среднем по энергосистеме.

Достоинства моторного режима:

- перевод агрегата в МР гораздо проще и занимает намного меньше времени, чем ОПР, так как турбина сохраняет температурное состояние близкое к состоянию при работе под нагрузкой, вращается с синхронной частотой; ее не надо разворачивать, можно сразу подавать пар и повышать нагрузку. Отсутствие этапа разворота ротора турбины уменьшает расхолаживание ее паровпуска, что снижает термические напряжения. Число возможных переводов блока в МР оценивается в 9000...10000, что в 5..6 раз больше, чем для ОПР;

- энергосистема не лишается горячего резерва мощности, так как агрегат, работающий в МР, легко переводится в генераторный режим;
- обеспечивается глубокая (100%) разгрузка блока;
- более быстрый набор нагрузки по сравнению с ОПР, хотя и более медленный, чем при разгрузке блока.

Недостатки: дополнительные затраты топлива и энергии на поддержание моторного режима турбоустановки; сохранение затрат топлива на останов и пуск котла блочных установок.

Считается, что применение МР экономически целесообразно при продолжительности провала нагрузки в энергосистеме не более 6 часов.

Довольно значительный опыт использования МР на ТЭС России показывает, что этот режим более надежен, чем ОПР и может применяться для регулирования графиков нагрузки энергосистем. Однако прежде чем будет допущено применение МР на турбинах мощностью выше 100 МВт должно тщательно исследоваться ее тепловое состояние на этом режиме.

Для прохождения кратковременных провалов нагрузки, а чаще всего, для удержания блока в рабочем состоянии при срабатывании защит (на период выяснения причины) используют **сброс нагрузки до холостого хода (ХХ) или до нагрузки собственных нужд**, если генератор от сети не отключается. Обычно для выяснения самых сложных неполадок в защите, вызвавших ложное отключение генератора и сброс нагрузки, достаточно 15 мин.

Работа блока в режиме полного сброса нагрузки до нуля (ХХ) без сохранения нагрузки собственных нужд допускается лишь в течение 60 с.

Потребление энергии механизмами собственных нужд $N_{сн}$, питающимися, как правило, от отпайки генератора через трансформатор собственных нужд составляет обычно $N_{сн} \approx 8..10 \% N_{ном}$, то есть много ниже самой глубокой разгрузки, допустимой по условиям надежной работы блока.

В этом случае котел гасится (питание турбины паром производится за счет аккумулирующей емкости котла, то есть за счет теплоты, запасенной в котле и освобождающейся при понижении давления) или переводится в режим работы, который соответствует растопочному режиму с использованием пусковой схемы блока. В первом случае при непрерывно понижающемся давлении важно выяснить допустимую длительность такого режима, так как общее понижение давления не должно превосходить 15..20%.

При переводе в растопочный режим расход питательной воды снижается до минимального уровня, а избыток генерируемого пара через БРОУ и РОУ сбрасывается в конденсатор помимо турбины. В проточную часть турбины подается лишь небольшое количество пара, которое обеспечивает вращение ротора турбоагрегата с номинальной частотой на ХХ или для обеспечения выработки мощности, соответствующей $N_{сн}$.

Из-за огромных потерь тепла из-за сброса излишков пара в конденсатор ($\sim 30\% D_n$), эти режимы не используются при прохождении провалов нагрузки.

Использование теплофикационных агрегатов

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 $Q_{отб}^{min}$. В этом случае недоотпущенное турбиной тепло должно быть восполнено замещающим источником теплоты – ПВК:

$$\Delta Q_{ПВК} = Q_{отб} - Q_{отб}^{min}.$$

Снизить электрическую мощность турбоагрегата ТЭЦ при сохранении его тепловой нагрузки можно за счет **отключения или частичного байпасирования ПВД**. Этот метод ранее описывался с целью форсировки блока, когда за счет отключения ПВД увеличивался пропуск пара через проточную часть турбины за отборами ПВД. В данном случае на величину отключенных отборов пара на ПВД снижается подача в «голову» турбины так, чтобы сохранить прежние расходы пара в проточной части турбины за последним отбором на ПВД. Тогда мощность ЧСД и ЧНД сохраняется прежней, а мощность ЧВД уменьшается на величину уменьшения через нее пропуска пара.

Повышение маневренности действующих и вновь проектируемых ТЭЦ возможно за счет применения **дополнительных (пиковых) сетевых подогревателей (ДС)**.

Разгрузка турбины производится снижением расхода пара в «голову» турбины. Для компенсации снижения тепловой нагрузки основных сетевых подогревателей (СП) включается ДС, питаемый через РОУ острым паром (рис. 2.2).

Турбина разгружается аналогично разгрузению при передаче нагрузки на ПВК. Котел разгружается здесь в меньшей степени, таким образом, ограничения на нагрузку котла уменьшаются.

Метод позволяет снизить мощность до $20..30\%N_{ном}$. Паропроизводительность котла при столь низкой N_p снижается лишь до $60..70\%D_{ном}$.

Режим работы ЦВД турбины при этом может изменяться вплоть до беспарового.

Разгрузка теплофикационного агрегата с принудительной разгрузкой Т-отборов на электрокотлы (рис. 2.3) по тепловой экономичности немного проигрывает разгрузке турбоагрегатов с передачей тепловой нагрузки на котельные, однако является экономически весьма эффективной при наличии в энергосистеме острого дефицита в маневренных мощностях.

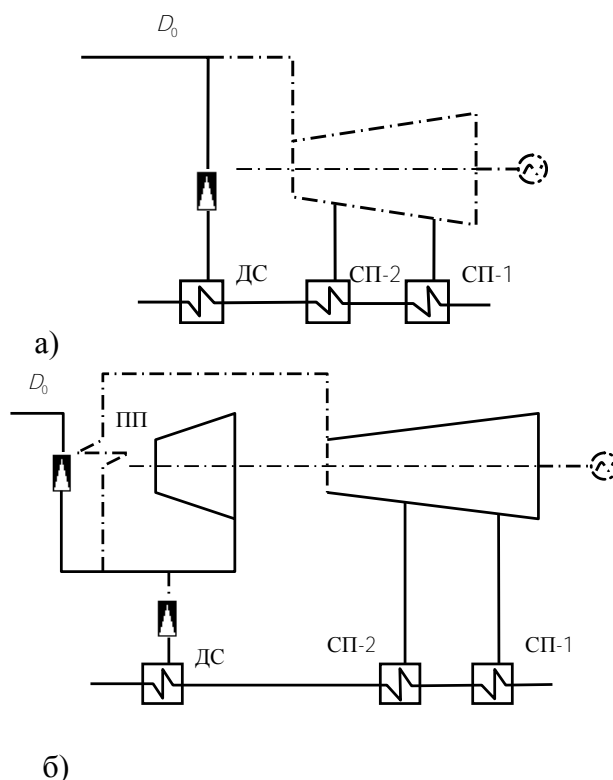


Рис. 2.2 Схемы включения дополнительных сетевых подогревателей для турбоустановки с промперегревом (б) и без него (а)

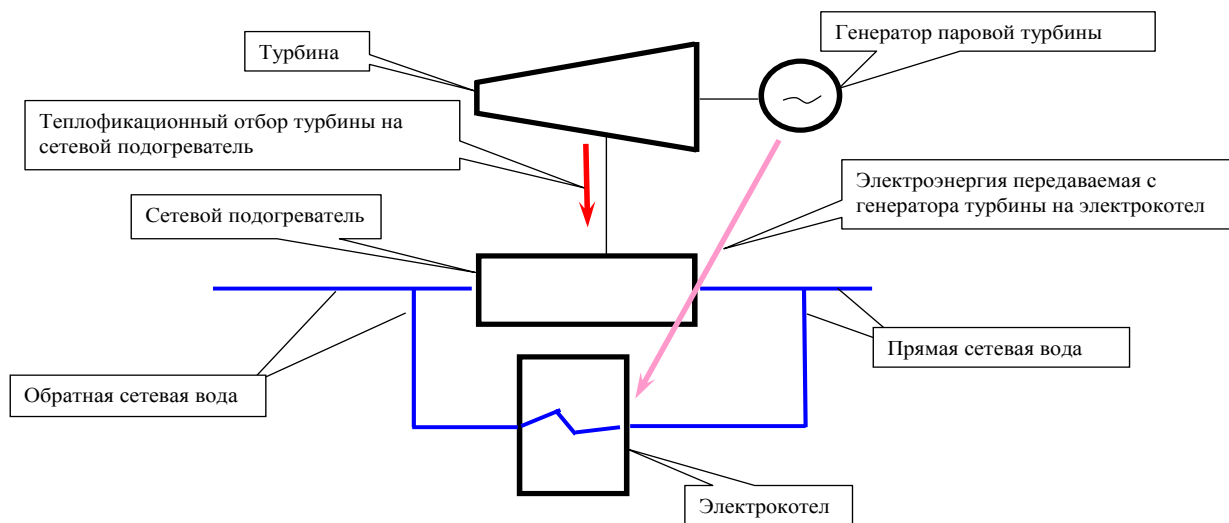


Рис. 2.3. Принципиальная схема регулирования нагрузок по схеме ТЭЦ-электрокотельная

Преимущество заключается в том, что в часы минимального спроса на электроэнергию не только снижается мощность турбоагрегата на режиме теплового графика за счет принудительной разгрузки отопительных отборов, но в еще большей степени снижается выдача мощности в энергосистему, так как часть выработанной турбоустановкой электроэнергии расходуется электродотами для отпуски недостающей теплоты потребителю.

Таким образом, например, разгрузив турбоагрегат (энергоблок) на 30%, можно сократить выдачу электрической мощности от него в энергосистему на 80%. Возможно снизить выдачу электроэнергии в энергосистему до нуля и даже до отрицательных значений.

2.5. Регулирование суточного графика электропотребления Белорусской энергосистемы в настоящее время и на перспективу

В настоящее время в Белорусской энергосистеме (рис. 1.1) почти половину генерирующих мощностей составляют ТЭЦ, график электрических нагрузок которых зависит от температуры наружного воздуха и в течение суток практически не изменяется. Поэтому одной из основных проблем обеспечения баланса мощностей ОЭС Беларуси является прохождение ночных минимумов нагрузок в отопительный период.

http://www.minenergo.gov.by/dfiles/000425_224745_sod__2_2008.pdf

http://www.tc.by/download_files/energy2013/dragun.ppt

График суточного электропотребления ОЭС Беларуси неравномерен и имеет коэффициент неравномерности $k_{нер} \approx 0,64$. Это значит что, если в часы максимума среднее потребление в отопительном (зимнем) периоде составляет порядка 6000 МВт, то в часы минимальных нагрузок потребление составит 3850 МВт, разница – 2150 МВт (рис. 2.4).

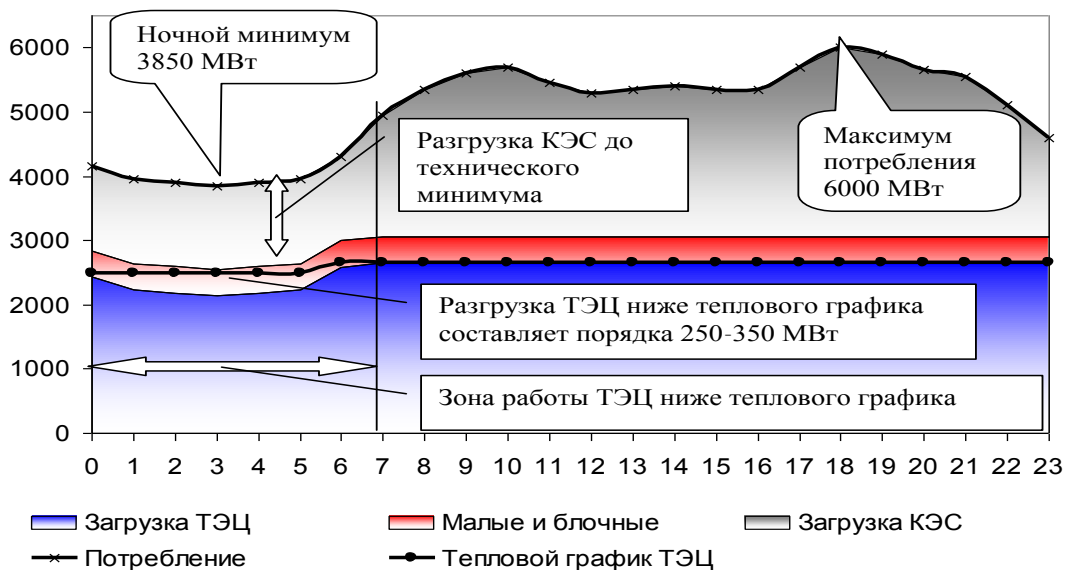


Рис. 2.4. Баланс ОЭС Беларуси в отопительный период 2007/2008 г.г. (на основании графика потребления от 30 января 2007 г.)

(http://www.energetika.by/arch/-page__m21=20~news__m21=113)

Для регулирования неравномерности суточного графика электропотребления 2150 МВт в первую очередь используются возможности КЭС. Однако их регулировочного диапазона не достаточно для обеспечения требуемой величины ночных разгрузок. В связи с этим для обеспечения баланса электрических мощностей ОЭС Беларуси в ночные часы отопительного периода приходится осуществлять разгрузку ТЭЦ ниже теплового графика (рис. 2.5).

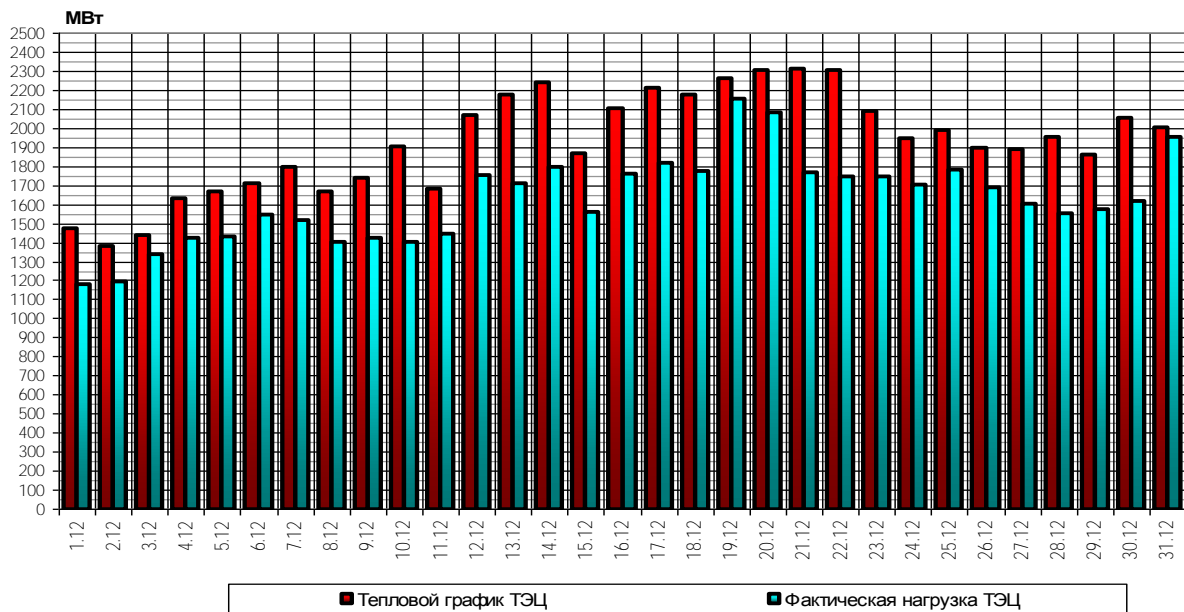


Рис. 2.5. Статистика ночных разгрузок ТЭЦ за декабрь 2009 г.: максимальное ночное снижение нагрузки ТЭЦ ниже теплового графика

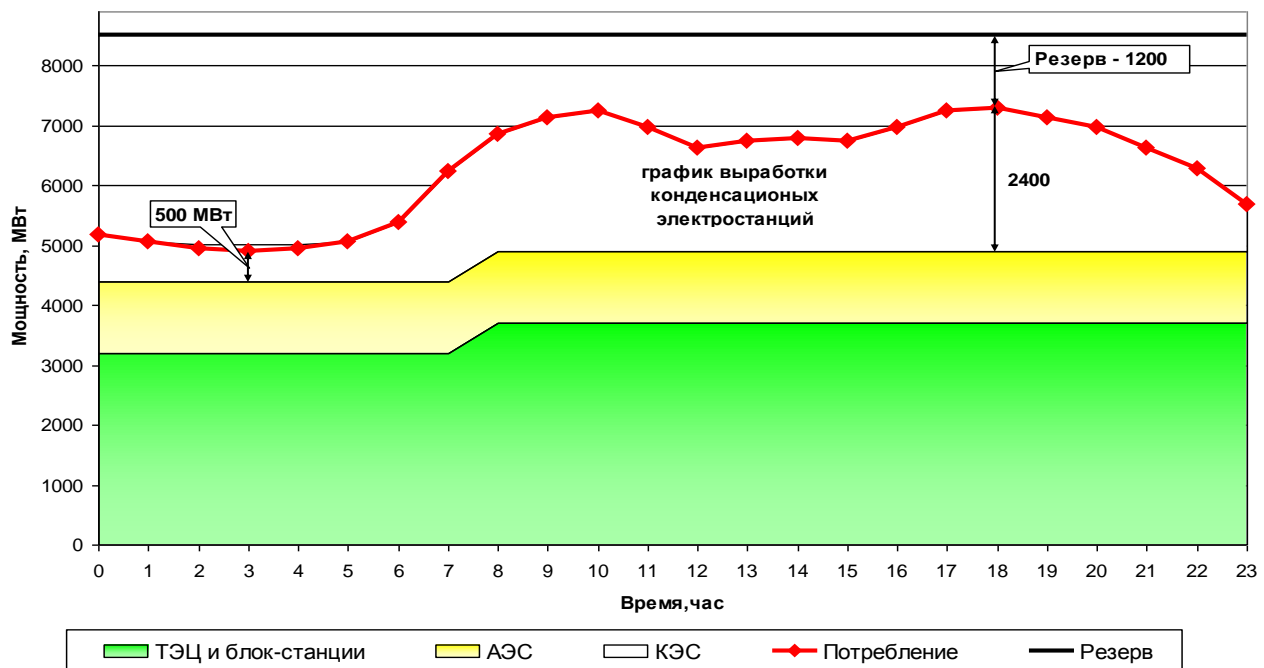


Рис. 2.6. Суточный баланс мощности Белорусской энергосистемы в зимний рабочий день после ввода АЭС-2400 (при $k_{нер} = 0,64$)

Такая мера по условию надежности и безопасности работы электростанций не может быть принята, поэтому для потребления избытков электроэнергии должна применяться методы регулирования в сочетании с тарифной политикой.

После ввода АЭС-2400 ситуация усугубится (рис. 2.6).

<http://www.myshared.ru/slide/401144/>

<http://dok.opredelim.com/docs/index-51024.html>

Энергоблоки АЭС, как правило, не допускают ежесуточной разгрузки, в результате чего необходима разработка мероприятий по решению проблемы с прохождением ночных минимумов нагрузок отопительного периода. С учетом структуры генерирующих мощностей после ввода АЭС суточное регулирование ОЭС Беларуси только за счет КЭС будет неосуществимо, так как их генерация должна колебаться от 500 МВт (минимальное значение) до 2400 МВт (в пиковые часы), что технически неосуществимо без останова практически всех энергоблоков на ночные часы.

В настоящее время в энергосистеме эффективно используются многоцелевые мероприятия на КЭС в сочетании с ТЭЦ. Однако в будущем после ввода мощностей на АЭС имеющихся возможностей КЭС и ТЭЦ будет недостаточно для оптимального регулирования нагрузки, и по этой причине требуется определить эффективность использования других многоцелевых мероприятий (ГАЭС, ВАГТЭ) либо сочетание многоцелевых и одноцелевых: КЭС – ТЭЦ – электрокотельные, пиковые ГТУ – ТЭЦ – электрокотельные, пиковые ГТУ – электрокотельные, КЭС – электрокотельные.

<http://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/5680/c.8-13.pdf?sequence=1>

В настоящее время ряд НИИ Республики Беларусь прорабатывает вопросы прохождения ночного минимума нагрузок отопительного периода с получением от реализации прорабатываемых мероприятий максимальной экономической выгоды для энергосистемы и экономики Беларуси в целом. Так, в РУП «Белнипиэнергопром» прорабатывается вопрос внедрения электрокотлов на электростанциях ОЭС Беларуси.

3. ХАРАКТЕРИСТИКИ И ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМОВ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

3.1. Общая характеристика переменных режимов ТЭС

Переменными режимами называются режимы работы оборудования, при которых нагрузка и(или) параметры рабочего тела отличаются от номинальных.

Работа оборудования на переменных режимах обычно связана с систематическим чередованием *стационарных* и *переходных* режимов в течение непродолжительного периода времени *при участии оборудования в регулировании графиков нагрузки энергосистемы*.

При *стационарном режиме* нагрузка энергетической установки остается постоянной и параметры, определяющие режим работы не меняются в течение длительного времени или характеризуются очень медленно меняющимися зна-

чениями нагрузки при допустимых колебаниях параметров пара и других величин, определяющих экономичную и надежную работу установки.

Всегда имеются некоторые пульсации параметров, однако при стационарных режимах их уровень мал на фоне средних значений, а средние значения остаются неизменными во времени. Постоянные значения параметров определяют постоянную напряженность деталей, что определяет относительно высокую надежность работы.

При *переходном*, или *нестационарном режиме* происходит процесс изменения мощности (производительности) от одного уровня до другого, или происходит изменение основных параметров энергетической установки, определяющих условия эксплуатации. Как правило, после окончания переходного режима происходит в течение определенного времени стабилизация нагрузки и параметров.

Несмотря на то, что каждый из стационарных режимов не представляет для оборудования непосредственной опасности, переходный процесс может быть очень опасным, провоцируя в некоторых случаях аварийную ситуацию, либо, не приводя к опасным ситуациям в текущий момент, при циклическом повторении, часто спустя годы, приводят к появлению трещин малоциклового усталости.

Особую категорию представляют *аварийные режимы* работы, которые рассмотрены отдельно.

1. **Стационарные режимы** турбоагрегатов можно классифицировать следующим образом.

1.1. Стационарные ***ординарные режимы*** — режимы нормальной эксплуатации. Предусмотрены при проектировании заводами-изготовителями и не имеют ограничений по длительности работы.

Режим ***номинальной нагрузки***.

Для теплофикационной турбины — это режим, при котором достигается мощность, указываемая в технических условиях на поставку, т.е. наибольшая мощность, которую может длительно развивать турбоагрегат на зажимах генератора при номинальных значениях тепловых отборов всех основных параметров (свежего пара, промежуточного перегрева, в отборах и конденсаторе) и при использовании нерегулируемых отборов пара для постоянных собственных нужд энергоблока и при полностью открытых регулирующих клапанах.

Это основной расчетный режим, для которого оптимизируются параметры, решетки проточной части и система регенерации. Несмотря на то, что номинальный режим при проектировании рассчитывается наиболее тщательно, явления, возникающие при его реализации, представляют для турбины определенную опасность. Как правило, номинальные режимы — это длительные режимы, при которых происходит накопление повреждений в деталях.

Режим ***частичной нагрузки***.

Для теплофикационных турбин могут относиться и к электрической мощности, и к отборам тепла, которые независимы в рамках диаграммы режимов турбины. При частичных нагрузках условия работы некоторых элементов тур-

бины облегчаются (например, рабочих лопаток последних ступеней), а части элементов усложняются (например, рабочих лопаток регулирующей ступени).

Большое разнообразие частичных нагрузок теплофикационных турбин (электрической и тепловой) приводит к необходимости каждый раз конкретно анализировать изменение параметров пара, проходящего через ее отдельные отсеки, и решать вопрос об изменении условий ее работы. Например, конденсационный режим работы теплофикационной турбины, когда тепловая нагрузка равна нулю, может оказаться самым опасным для рабочих лопаток последних ступеней.

Реализация режимов частичной нагрузки турбины зависит от типа парораспределения турбины и способа согласования работы турбины и котла.

Режим максимальной нагрузки.

Для теплофикационной турбины — режим, при котором мощность, которую турбина должна длительно развивать на зажимах генератора на конденсационном режиме или при определенных соотношениях расходов отбираемого пара (в соответствии с диаграммой режимов) и давлений пара в отборах или противодавления, при номинальных значениях других основных параметров. В частности, для турбины с противодавлением максимальная мощность развивается при полном расходе пара и минимальном противодавлении.

1.2. Стационарные **специфические режимы** — режимы, при которых условия работы турбины таковы, что необходимы ограничения их длительности, изменения состава работающего оборудования и пр. Рассмотрим особенности некоторых из них.

Отклонения частоты вращения турбины прежде всего опасны для рабочих лопаток, которые могут на таких режимах попасть в резонанс и быстро разрушиться. Поэтому завод-изготовитель турбины гарантирует длительную надежную работу турбины только в достаточно узком диапазоне частоты сети (49,5...50,5 Гц) и соответственно частоты вращения. При существенном отклонении частоты сети может происходить быстрое накопление повреждений от усталости, поэтому длительность таких режимов ограничивается.

В соответствии с правилами технической эксплуатации отклонения частоты не должны превышать 0,1 Гц, т.е. 0,2 %, но в реальных условиях из-за дефицита мощности в энергосистеме в часы пикового потребления или избытка ее в ночное время частота сети может отклоняться в значительно больших пределах.

Отклонения начальных параметров пара, параметров пара промежуточного перегрева и за турбиной приводит к изменению состояния пара внутри турбины, расхода пара через ее проточную часть и, как следствие, к изменению напряженности рабочих лопаток, стенок корпусов, диафрагм фланцевых соединений, осевого усилия, воспринимаемого колодками упорного подшипника, к ускоренному истощению ресурса ряда деталей, появлению вибрации и другим явлениям.

Отклонение какого-либо из параметров обычно имеет комплексное воздействие на турбину, подвергая опасности целый ряд элементов. Например, повышение начального давления пара при полностью открытых регулирующих клапанах приводит к увеличению его расхода через турбину, вследствие чего рас-

тут напряжения изгиба в рабочих лопатках, особенно последней ступени, увеличивается осевое усилие на сегменты упорного подшипника, а также прогиб диафрагм, напряжения в шпильках фланцевого соединения, корпусе турбины, сопловых коробках и подводящих паропроводах. Поэтому отклонения параметров пара допускаются лишь в сравнительно узких пределах, оговоренных инструкциями по эксплуатации.

Для теплофикационных турбин особенно опасными являются **отклонения параметров пара сверх допустимых в камерах отборов**. Например, чрезмерное уменьшение давления в камере отбора приводит к недопустимой перегрузке рабочих лопаток последней ступени отсека, расположенного перед отбором.

Малорасходные режимы — режимы с малым расходом пара через турбину, ее отдельные цилиндры или отсеки. К ним относятся беспаровой режим, холостой ход, режим нагрузки собственных нужд, моторный режим. При определенном соотношении параметров в малорасходный режим может попасть промежуточный отсек теплофикационной турбины. При работе по тепловому графику в малорасходном режиме работает ЧНД.

Беспаровой режим — работа при отсутствии расхода пара через цилиндр. Возникает, например, в ЦНД при полном закрытии регулирующей диафрагмы.

Главная опасность малорасходных и беспаровых режимов — выделение большого количества тепла в «отсеченном» цилиндре и чрезмерный разогрев рабочих лопаток и корпуса турбины.

Холостой ход — работа турбины при номинальной частоте вращения с мощностью на зажимах генератора, равной нулю (рис. 3.1). Главная опасность — сильный разогрев выходной части и появление сильной вибрации из-за вертикального смещения нагретых корпусов встроенных подшипников и нарушения линии валопровода. Определенную опасность представляют и вибрационные напряжения в лопатках последних ступеней, увеличивающиеся при малых объемных расходах пара.

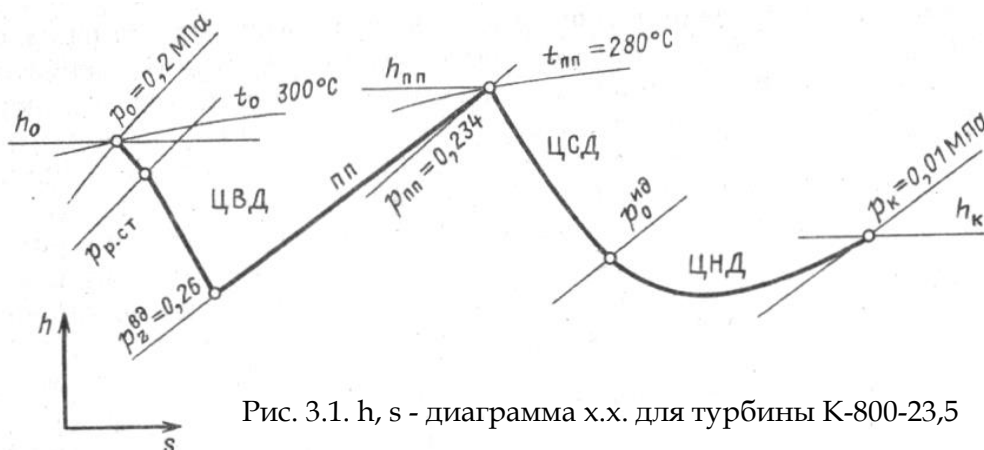


Рис. 3.1. h, s - диаграмма х.х. для турбины К-800-23,5

Режим нагрузки собственных нужд реализуется при расходе пара, обеспечивающем мощность, достаточную для электроснабжения всего вспомогательного оборудования энергоблока и общестанционного оборудования, необ-

ходимого для работы энергоблока; электрическая энергия в сеть при этом режиме не отпускается.

Расход пара при нагрузке собственных нужд несколько больше, чем при холостом ходе, однако опасности практически такие же, как и при холостом ходе.

Моторный режим — вращение ротора турбины осуществляется генератором при номинальной частоте. Пар в переднюю часть турбины не подается, в конденсаторе поддерживается давление, близкое к номинальному, а охлаждение проточной части, нагревающейся за счет трения, осуществляется паром сниженной температуры от постороннего источника, подаваемым в ресивер ЦНД или в один из отборов ЦСД.

2. Различают следующие **нестационарные (переходные) режимы**:

- изменение нагрузки оборудования;
- пуск оборудования;
- останов оборудования.

Изменения нагрузки, например, турбоагрегатов можно классифицировать следующим образом:

- *автоматические* - обрабатываются системой регулирования турбины с очень большой скоростью с целью поддержания неизменной частоты сети путем открытия или закрытия регулирующих клапанов в рамках регулировочного диапазона турбины (энергоблока). Как правило, вследствие малой мощности отдельных турбоагрегатов по сравнению с мощностью энергосистемы, изменения параметров не бывают очень глубокими, однако их число за срок эксплуатации может быть очень большим;

- *плановые* - осуществляются машинистом турбины (энергоблока) по требованию диспетчерской службы энергосистемы либо с целью обеспечения оптимальной выработки электроэнергии, либо с целью изменения мощности энергосистемы в соответствии с потребностями графика нагрузки. Как правило, изменения параметров более глубокие, чем автоматические, однако число их за срок службы гораздо меньше.

Пуски оборудования различаются по времени простоя или по температуре металла (давлению пара) перед пуском:

- пуск после нескольких часов простоя, то есть из горячего резерва,
- после ночного простоя — из горячего состояния,
- после простоя в выходные дни — из неостывшего состояния,
- при большей длительности простоя — из холодного состояния.

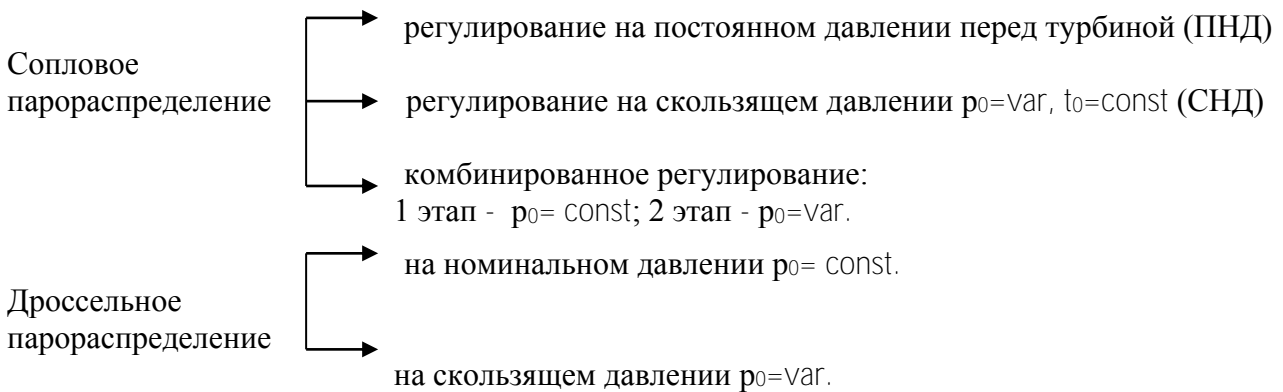
Останов оборудования может быть:

- в резерв – с учетом последующего пуска через относительно короткое время, то есть так, чтобы по возможности сохранить температуру оборудования для облегчения последующего пуска;
- с расхолаживанием – при последующем выводе оборудования в ремонт;
- аварийный – при возникновении аварийных ситуаций, угрожающих аварией в настоящее время или в будущем, или при авариях.

3.2. Регулирование нагрузки методом постоянного и скользящего начального давления

При эксплуатации оборудования (энергоблоков) на частичных нагрузках, особую роль в выборе технологии режима играет конструктивное решение системы парораспределения турбины. В настоящее время в теплоэнергетике на современных турбинах используется либо сопловое парораспределение, либо дроссельное.

При использовании этих систем парораспределения могут быть реализованы следующие технологические способы (режимы) регулирования:



При работе на частичных нагрузках при **дроссельном парораспределении** (рис. 3.2, 3.3) и ПНД перед регулирующим клапаном (РК) на входе в турбину уменьшение расхода пара производится за счет частичного прикрытия РК: проходное сечение уменьшается, и весь поток пара подвергается дросселированию.

Так как геометрия проточной части турбины остается неизменной, то давление за РК и по всем отсекам определяется формулой Стодолы-Флюгеля

$$\frac{D_{op}}{D_{oo}} = \sqrt{\frac{P_{o1}^2 - P_{o2}^2}{P_{oo1}^2 - P_{oo2}^2}} * \sqrt{T_{oo1} / T_{o1}},$$

где D_{op} , D_{oo} -расходы пара через отсек в расчетном и номинальном режимах, кг/с; P_{o1} , P_{o2} – давление перед отсеком и за отсеком в расчетном режиме, МПа; P_{oo1} , P_{oo2} – давление перед и за отсеком в номинальном (исходном) режиме, МПа; T_{oo1} , T_{o1} – температура пара на входе в отсек в номинальном и расчетном режиме, °К.

Принимается, что дросселирование происходит без внутренних потерь и $h_0 = \text{const}$.

В результате дросселирования происходит существенное снижение давления, которое изменяется пропорционально снижению расхода пара, а процесс расширения (рис. 3.3) смещается вправо. В результате резко снижается используемый теплоперепад, что, наряду с уменьшением расхода пара, приводит к более быстрому снижению мощности и экономичности.

Вследствие дросселирования снижается температура пара, что может быть довольно значительным. Систематическое изменение нагрузки при работе тур-

бины в режиме регулирования графиков нагрузки, приводит к постоянным изменениям температуры металла ротора и корпуса турбины в зоне регулирующей ступени, что ведет к дополнительным термическим напряжениям и малоцикловой усталости металла, а значит и снижению надежности.

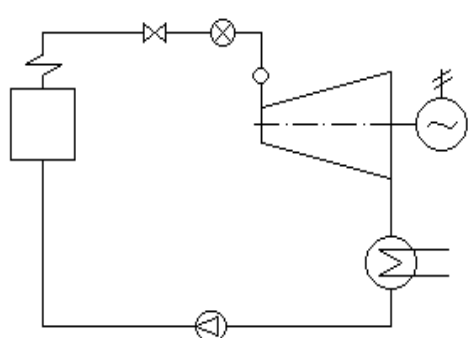


Рис.3.2. Принципиальная схема ПТУ с дроссельным парораспределением

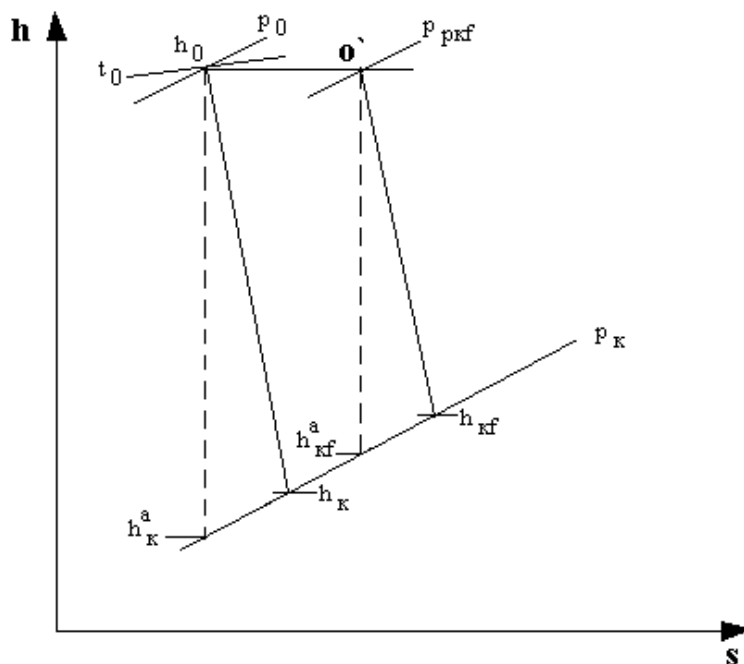


Рис. 3.3. Процесс расширения пара на частичной и номинальной нагрузке с дроссельным парораспределением (ПНД)

При использовании **соплового парораспределения** и ПНД перед клапанами при частичной нагрузке одни регулирующие клапаны (РК) могут быть полностью открыты, а другие - лишь частично (рис. 3.4, 3.5).

Весь поток пара условно можно разделить на потоки, идущие через полностью и частично открытые клапаны. В первом случае поток дросселированию не подвергается, во втором – дросселирование происходит в зависимости от степени открытия клапана.

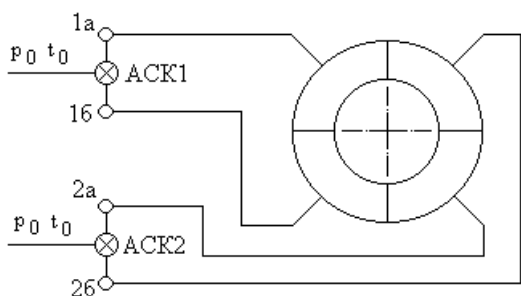


Рис.3.4. Схема соплового парораспределения

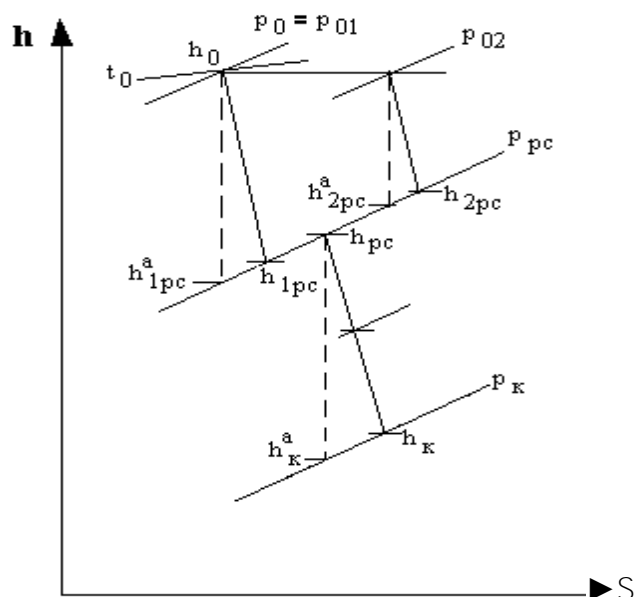


Рис.3.5. Процесс расширения пара на частичной нагрузке с сопловым парораспределением (ПНД)

В камере регулирующей ступени (РС) оба потока перемешиваются, параметры выравниваются и становятся равны параметрам смешения с энтальпией:

$$h_{pc} = \frac{\beta_{pc1} h_{1pc} + \beta_{pc2} h_{2pc}}{\beta_{pc}},$$

где β_{pc} , β_{pc1} , β_{pc2} – относительный суммарный расход через регулирующую ступень ($\beta_{pc}=1$), расход пара через группу открытых клапанов (поток не дросселируется), расход через группу частично открытых клапанов (дросселируемая часть потока).

Дальнейшее расширение условно представляют идущим из точки смешения. Итоговая работа пара в регулирующей ступени определяется теплоперепадом $H_{pc} = h_0 - h_{pc}$, кДж/кг:

Наибольшим механическим нагрузкам подвергается РС. Теплоперепады по различным потокам и перепады давлений в них различны (давление в сегментах сопловой коробки и в камере РС изменяются пропорционально изменению расхода), диск РС нагружается механически неравномерно и в нём возникают изгибные напряжения. Чтобы по возможности избежать одностороннего давления пара на диск РС выбирают соответствующую очередность подачи пара в сопловую коробку: одновременно с диаметрально-противоположных сторон.

КПД РС на частичных нагрузках снижается в связи с дросселированием пара в частично открытых РК, но это снижение меньше, чем при дросселировании всего потока. Поэтому экономичность турбины при частичных нагрузках при сопловом парораспределении выше, чем при дроссельном.

КПД регулирующей ступени всегда ниже, чем последующих ступеней, что связано также с потерями энергии за счёт парциальности подвода пара.

Использование **скользящего начального давления** (СНД) возможно при блочной компоновке оборудования, когда расход пара регулируется котлом, а РК турбины остаются в открытом положении.

Начальная температура пара остается постоянной.

Процесс расширения (рис. 3.6) при $p_0 = \text{const}$ идет от h_0 , а при $p_0 = \text{var}$ от $h_{0ск}$. Как видно при $p_0 = \text{var}$ и $t_0 = \text{const}$ энтальпия пара перед соплами регулирующей ступени $h_{0ск}$ несколько выше h_0 вследствие исключения дросселирования пара, в процессе которого снижается его температура.

Поскольку температурное состояние регулирующей ступени практически не меняется во всем диапазоне изменения нагрузки, надежность этого режима для турбоагрегата выше.

С термодинамической точки зрения эффективность цикла определяется параметрами пара в начале процесса расширения. Поскольку давление в начале расширения (после РК) в обоих случаях практически одинаково, а температура при постоянном давлении ниже (вследствие дросселирования в РК), *скользящее давление по термическому КПД η_t цикла при частичных нагрузках превосходит постоянное, сочетаемое с дроссельным парораспределением.*

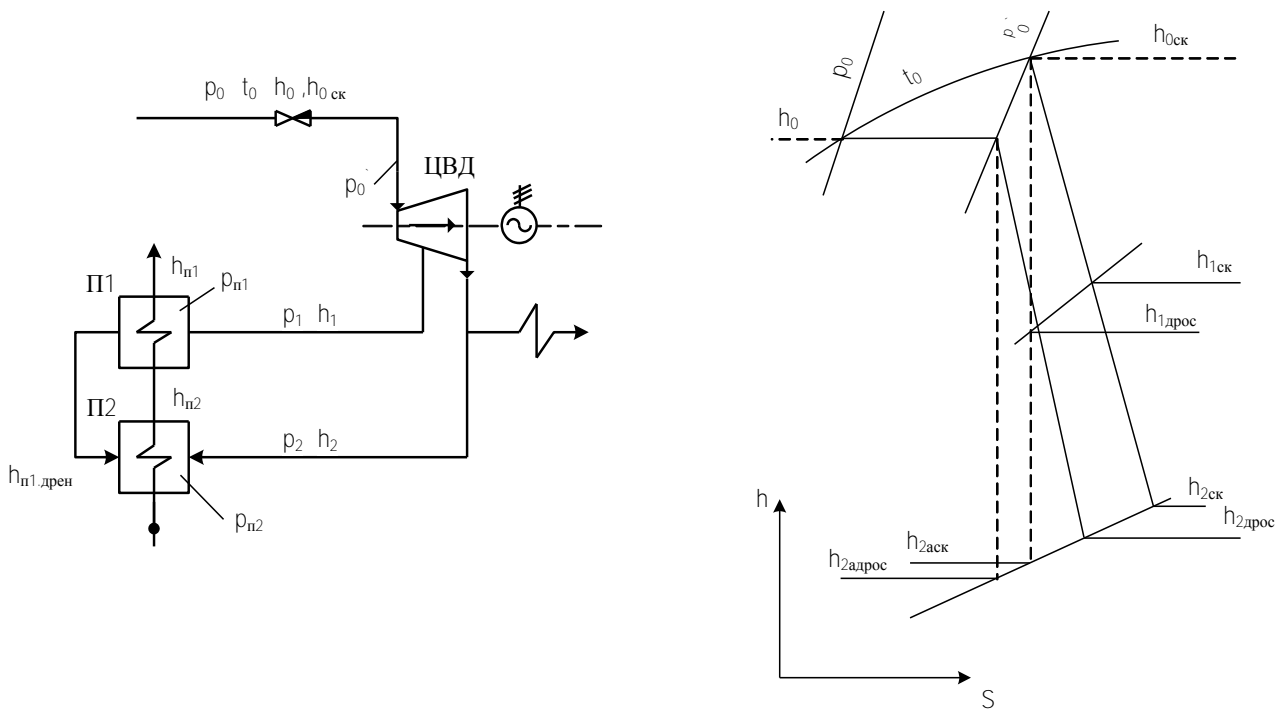


Рис. 3.6. Процесс расширения пара при скользящих параметрах

Этот термодинамический выигрыш, определяемый параметрами пара перед турбиной и в конденсаторе, не зависит от того, каким путем достигается скользящее давление: изменением угловой скорости питательного насоса или дросселированием рабочей среды в питательных клапанах котла.

Из этого следует, что *термодинамический выигрыш от применения скользящего давления вместо дроссельного парораспределения при постоянном давлении обусловлен не самим по себе устранением дросселирования рабочего тела, а непостоянством удельной теплоемкости пара C_p , вследствие чего при дросселировании свежего пара понижается его температура.*

При использовании водяного пара этот выигрыш тем больше, чем круче изотермы на h - s -диаграмме, то есть возрастает с повышением номинального давления свежего пара.

При *идеальном сопловом парораспределении* η_t во всем диапазоне режимов выше, чем при скользящем давлении (кривая 3 на рис.3.7).

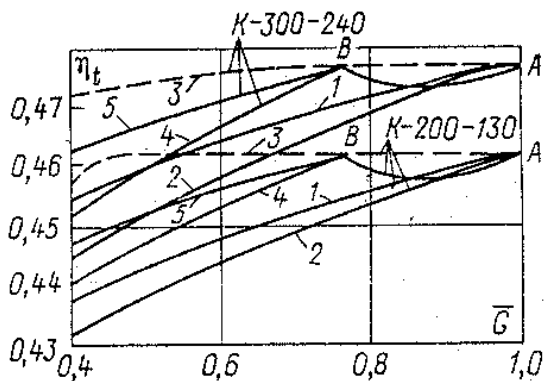


Рис.3.7. Зависимость термодинамического КПД от относительного расхода пара:

- 1 – скользящее давление; 2 – постоянное давление, дроссельное парораспределение; 3 – постоянное давление, идеальное сопловое парораспределение; 4 – реальное сопловое парораспределение; 5 – комбинированное регулирование

Реальная же установка с сопловым парораспределением, имеющая четыре сегмента сопел регулирующей ступени, в которой подвод пара к первым двум сегментам сопел изменяется одновременно, совпадает по η_t с предыдущей, как показано выше, *только при номинальной нагрузке и режиме с полным подводом пара к этим двум группам (точки А и В на рис. 3.7).* При меньших нагрузках реальное сопловое парораспределение превращается, по существу, в дроссельное. Это связано с заметным снижением термического К цикла (кривая 4).

Поскольку при скользящем давлении процесс расширения заканчивается при более высокой энтальпии не только для РС, но и для ЦВД в целом, для турбины с промперегревом снижается подвод теплоты в промежуточном пароперегревателе, что дополнительно повышает экономичность режима $p_0 = \text{var}$.

Недостатком использования скользящего давления является снижение мобильности блока. В этом случае мобильность блока целиком определяется мобильностью котла, инерция которого весьма значительна и измеряется минутами. Поэтому энергоблоки, которые эксплуатируются на скользящем давлении, не могут участвовать в регулировании частоты сети, когда изменение мощности требуется в течение нескольких секунд.

Один из способов повышения экономичности блоков с сопловым парораспределением во всем диапазоне нагрузок - применение **комбинированного регулирования** нагрузки (кривая 5 на рис.3.7). То есть работа при постоянном начальном давлении в области больших нагрузок до момента полного прикрытия, чаще всего, одной из групп клапанов (точка В) и переход на скользящее давление при дальнейшем понижении нагрузки. Таким образом при малых нагрузках турбина работает с полностью открытыми регулирующими клапанами, управляющими подводом пара к двум группам сопел регулирующей ступени, и полностью закрытыми остальными клапанами.

В этом случае реальное сопловое парораспределение по существу превращается в дроссельное, и начиная с точки В перевод на скользящее давление обеспечивает те же преимущества, какие имеет скользящее давление перед работой блока с дроссельным парораспределением при постоянном давлении.

Этот способ регулирования, обладая высокой экономичностью, обеспечивает лишь небольшие колебания температур в регулирующей ступени и повышение мобильности блока, так как за счет открытия (прикрытия) группы клапанов можно быстро изменять его нагрузку.

Значительный выигрыш в эффективности использования скользящего давления дает **снижение мощности питательного насоса**, которая пропорциональна давлению, им создаваемому. Снижение давления за питательным насосом в соответствии со снижением начального давления возможно при применении турбопривода либо за счет применения частотного регулирования электродвигателя.

3.3. Энергетические характеристики паровых турбин и котлов

Графические или аналитические зависимости энергетической характеристики устанавливают взаимосвязь между уровнем нагрузки оборудования и затратами энергии на ее производство.

Графические характеристики, диаграммы режимов, 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 в последнее время широкое распространение, как для конденсационных, так и для теплофикационных турбоустановок получили аналитические характеристики.

Состав и вид энергетических характеристик (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 $N_э$ и отпуска теплоты Q_T и Q_{II} (для теплофикационных турбин);
- удельной выработки электроэнергии на отпуске теплоты в Т- и П-отборы W_T и W_{II} (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. ЭХ паровых турбин построены при использовании физического метода, при котором расход теплоты на выработку электроэнергии теплофикационными установками находится как

$$Q_э = Q_0 - \Sigma Q_T, \quad (3.1)$$

где Q_0 – расход теплоты в свежем паре на турбину; $\Sigma Q_T = Q_{от} + Q_{II}$ – суммарная нагрузка отборов: отопительного $Q_{от}$ и производственного Q_{II} .

Расход теплоты на турбоустановку с промперегревом

$$Q_0 = G_0(h_0 - h_{пв}) + G_{пп} \Delta h_{пп}, \quad (3.2)$$

где G_0 , $G_{пп}$ – расход пара на турбину и через промежуточный пароперегреватель; h_0 , $h_{пв}$ – энтальпия свежего пара и питательной воды; $\Delta h_{пп} = h_{пп2} - h_{пп1}$ – разность энтальпий пара на выходе $h_{пп2}$ и входе $h_{пп1}$ во вторичный пароперегреватель. Для турбины без промперегрева в (3.2) $G_{пп} = 0$.

Основная энергетическая характеристика, определяющая экономичность работы турбоагрегата

$$q_T = \frac{Q_3}{N_T}, \quad (3.3)$$

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

Для конденсационной турбины

$$q_k^{КЭС} = \frac{Q_0}{N_T} = \frac{3600}{\eta_t \eta_{oi} \eta_m \eta_g \eta_3} = \frac{3600}{\eta_3} \text{ кДж/(кВт·ч)} = \frac{860}{\eta_3} \text{ ккал/(кВт·ч)},$$

где $\eta_t, \eta_{oi}, \eta_m, \eta_g, \eta_3$ – термический КПД цикла, внутренний относительный и механический КПД турбины, КПД электрогенератора и абсолютный электрический КПД турбоустановки.

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.

Для первого потока удельный расход теплоты на выработку электроэнергии $q_{тф}$ отличается от единицы (теплого эквивалента) на небольшую величину потерь: механических, в генераторе и на излучение через тепловую изоляцию турбины

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

Для второго потока q_k дополнительно учитывает потери в конденсаторе:

$$q_k^{ТЭЦ} = \frac{Q_3}{N_T} = \frac{3600}{\eta_{ik} \eta_m \eta_g} \text{ кДж/(кВт·ч)} = \frac{860}{\eta_{ik} \eta_m \eta_g} \text{ ккал/(кВт·ч)},$$

где η_{ik} – внутренний КПД конденсационного потока.

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

На режимах работы теплофикационных турбин по электрическому графику удельный расход теплоты на выработку электроэнергии определяется в зависимости от соотношения мощности, развиваемой на теплофикационном $N_{тф}$ и конденсационном N_k потоках

$$q_T = \frac{q_{тф} N_{тф} + q_k N_k}{N_{тф} + N_k}. \quad (3.4)$$

С увеличением доли теплофикационной мощности q_T снижается. Величина q_T зависит от тепловой нагрузки и давления в регулируемых отборах ($p_T, p_{п}$).

В нормативных ЭХ приводятся зависимости исходно-номинального значения $q_{т,исх}^{бр}$ от электрической и тепловой мощности турбины при принятых при построении ЭХ (фиксированных) условиях.

В общем случае $q_{т,исх}^{бр} = f(N_T, Q_{п}, Q_{от}, p_{п}^H, p_{от}^H)$.

Чтобы получить номинальное значение $q_{т,ном}^{бр}$ необходимо к найденной его исходно-номинальной величине $q_{т,исх}^{бр}$ ввести поправки на отклонение фактических значений внешних факторов от фиксированных.

Для конденсационных турбин обычно на одном графике строят все три основные зависимости (рис. 3.8).

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. 3.9).

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. 3.9 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

$$t_{c2} = t_{c1} + \frac{Q_{сп}}{G_{св} \cdot C_p} \quad (3.5)$$

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 НЭХ 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 $q_{т}$ турбин типа ПТ использует ОАО «Белэнергоремналадка».

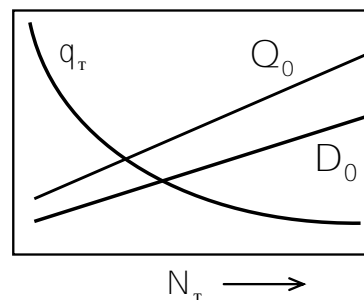


Рис. 3.8. Основная ЭХ конденсационных турбин

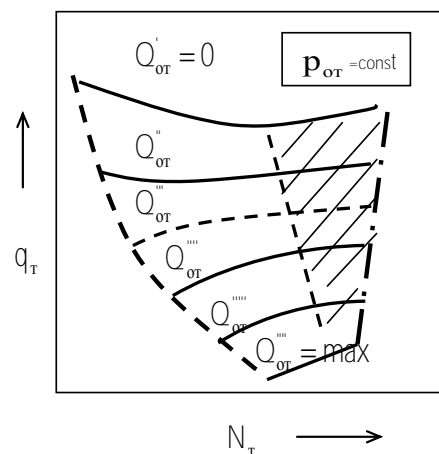


Рис. 3.9. Основная ЭХ турбин типа Т: $Q'_{от} < Q''_{от} < Q'''_{от} < Q''''_{от}$

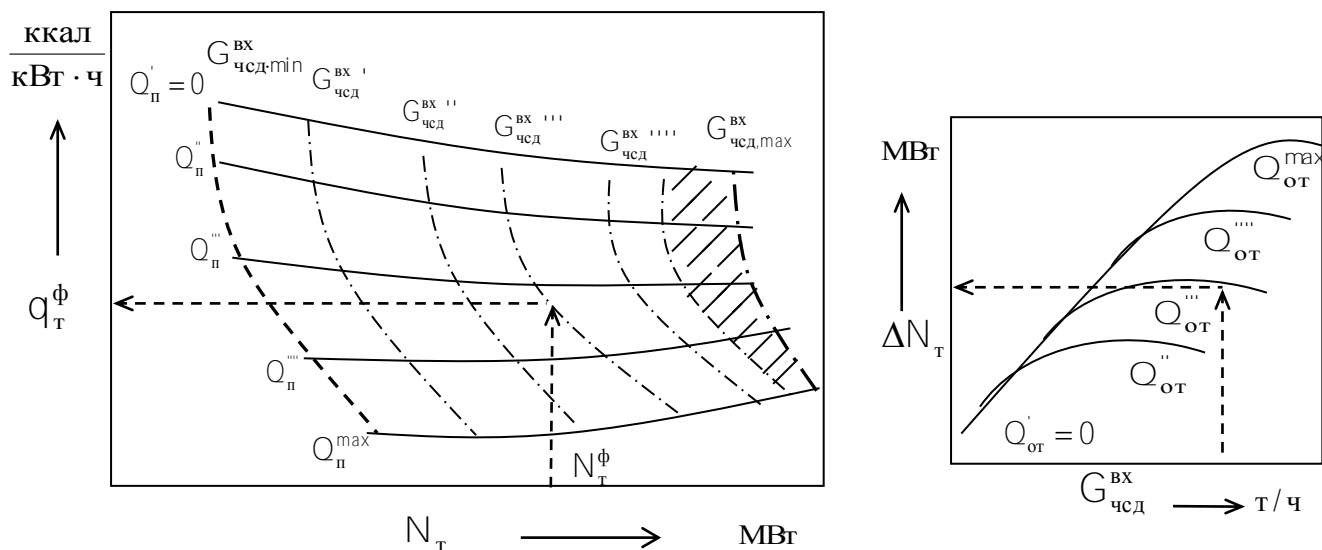


Рис. 3.10. Основная ЭХ турбин типа ПТ

Эти графики состоят из двух квадрантов (рис. 3.10):

– 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_{II} 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_{II} , 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_{II} . 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_{II} . Исходно-номинальное значение удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии окончательно рассчитывается по формуле

$$q_{T,исх}^{бр} = \frac{q_T^\phi \cdot N_T^\phi - Q_{от}}{N_T}$$

При оптимизации режимов параллельной работы турбоустановок обычно используется **относительный прирост расхода теплоты**, который представляет собой относительный (частичный) прирост расхода теплоты в свежем паре при единичном увеличении нагрузки турбоагрегата

$$r = \frac{dQ_0}{dN_T} \quad (3.6)$$

Расход теплоты конденсационной турбоустановкой с дроссельным парораспределением может быть разложен на составляющие, как показано на рис. 3.11.

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.

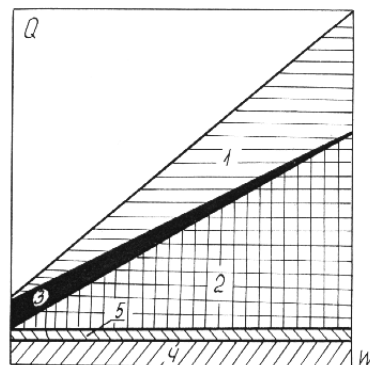


Рис. 3.11. Составляющие расхода теплоты турбоустановкой

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

Для конденсационных турбин энергетическая характеристика $Q_0 = Q_3 = f(N_T)$ 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. 3.12).

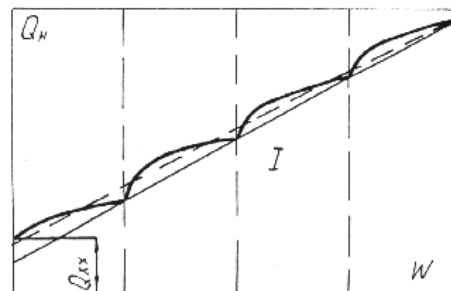


Рис. 3.12. ЭХ турбины с сопловым парораспределением

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. 3.13). Для спрямленной ЭХ $r = const$.

Аналитическое выражение прямолинейной ЭХ

$$Q_0 = Q_{xx} + r \cdot N_T, \quad (3.7)$$

При этом зависимость

$$q_T = \frac{Q_0}{N_T} = r + \frac{Q_{xx}}{N_T} \quad (3.8)$$

является гиперболой с асимптотой, равной r . При $N_T = 0$ величина q_T стремится к бесконечности (рис. 3.13).

На практике также используются спрямленные ЭХ *теплофикационных турбин*

$$Q_0 = Q_{xx} + r_k \cdot N_T - (r_k - r_{тф}) N_{тф} + \sum Q_T; \quad (3.9)$$

$$N_{тф} = W_{от}^B Q_{от} + W_{п}^B Q_{п} - \Delta N_{xx}, \quad (3.10)$$

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 (3.9), (3.10). 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

$$Q_0 = Q_{xx} + r_{тф} \cdot N_{тф} + Q_{пр}. \quad (3.11)$$

Энергетические характеристики вида (3.7) – (3.11) 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.

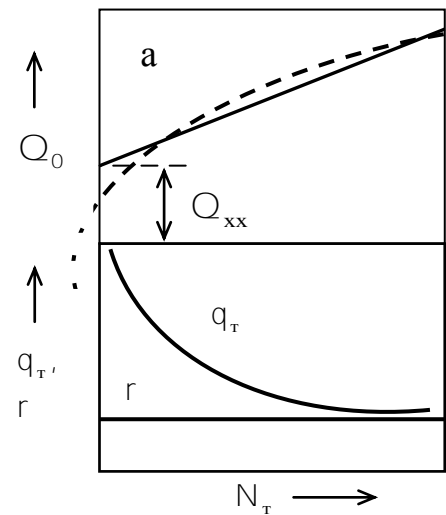


Рис. 3.13. Спрямленная ЭХ

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

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

При вогнутых ЭХ (γ растет с нагружением турбоагрегата) оптимальным является распределение нагрузок между параллельно работающими агрегатами из условия равенства γ . 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 γ оптимальным будет неравномерное распределение нагрузок: одна из турбин работает с номинальной нагрузкой, а другая покрывает оставшуюся.

Энергетические характеристики котлоагрегатов строятся в зависимости от их паро- D_k или тепло- $Q_k^{бр}$ производительности (рис. 3.14).

Теплопроизводительность котла в общем случае определяется по формуле

$$Q_k^{бр} = D_{пе} (h_{пе} - h_{пв}) + D_{пп} \Delta h_{пп} + D_{пр} (h_{пр} - h_{пв}) + D_{впр} (h_{пп2} - h_{впр}) + Q_k^{от}, \quad (3.12)$$

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.

Кроме зависимостей для КПД брутто $\eta_k^{бр}$ и всех составляющих потерь

$$\eta_k^{бр} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6, \quad \%, \quad (3.13)$$

где $q_2, q_2, q_2, q_2, q_2, q_2$ – потери теплоты с уходящими газами, с химическим и механическим недожогом, на внешнее охлаждение, потери с физическим теплом шлака и с охлаждением конусов горелок, мазутных форсунок, панелей и балок топки и пр.); 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 электроэнергию на тягу и дутье $\mathcal{E}_{тд}$, пылеприготовление $\mathcal{E}_{пыл}$, питательные насосы $\mathcal{E}_{пн}$.

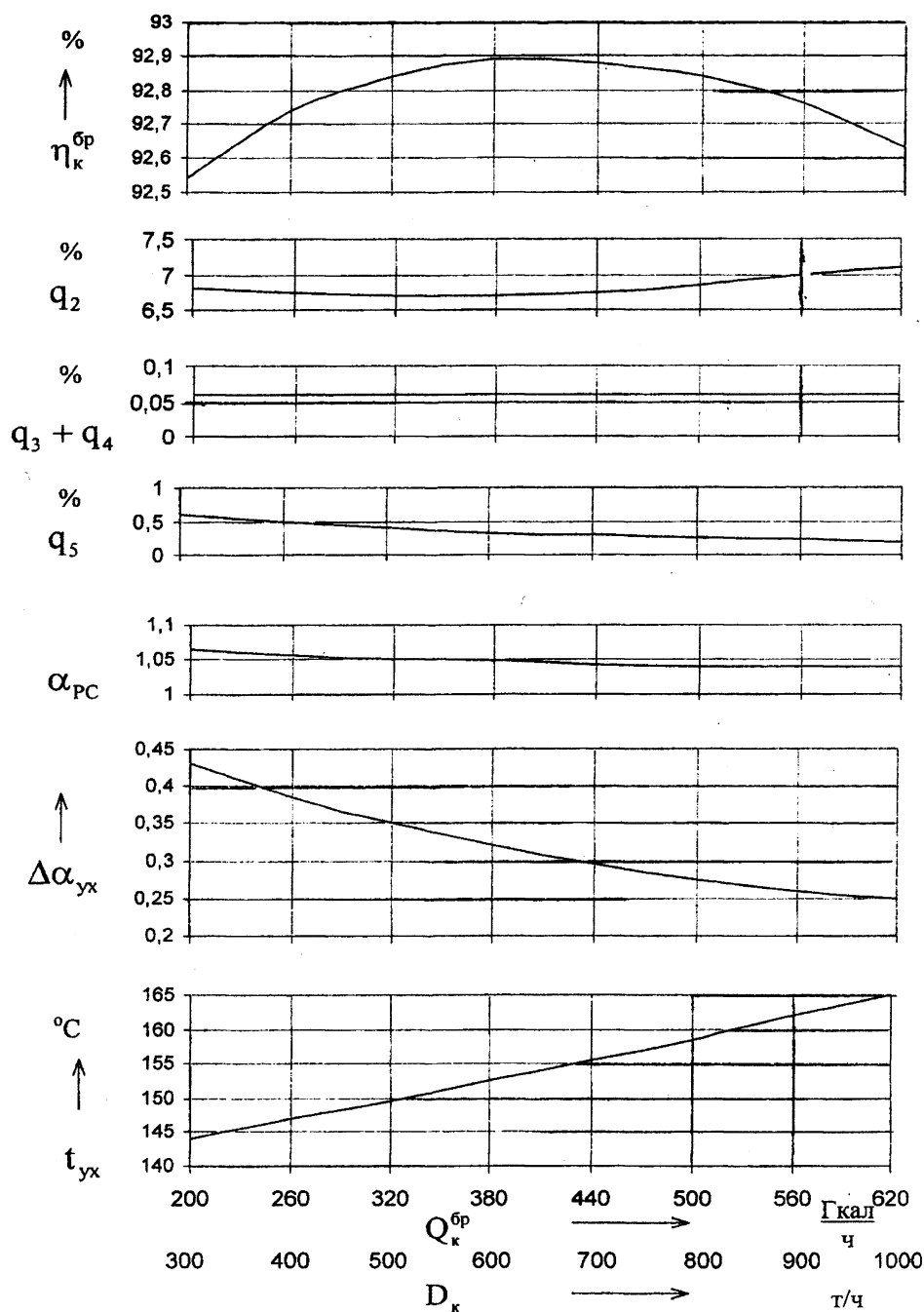


Рис. 3.14. Нормативная характеристика котлоагрегата Пп-1000-255 при сжигании газа

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.

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

ЭХ котлов обычно вогнута, то есть зависимость величины относительного прироста расхода топлива, как и прироста потерь, от нагрузки является возрастающей. При таком виде ЭХ для минимизации расхода топлива нагрузка между котлами должна распределяться из условия равенства прироста:

$$\frac{dB}{dQ_{\text{те}}} = \text{idem} .$$

Это значит, что нагрузка между параллельно работающими однотипными котлами, сжигающими одинаковое топливо и имеющими равное техническое состояние должна распределяться равномерно. В процессе эксплуатации происходит ухудшение технического состояния котла и его КПД. При этом сам вид ЭХ примерно сохраняется, принцип распределения нагрузок остается тем же, но, больше нагружаться будет котел с лучшим техническим состоянием.

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%.

3.4. Регулирование нагрузки ГТУ и ПГУ

Проектирование ГТУ выполняют для *расчетного (базового) режима* по нормам Международной организации стандартов — ISO (документ 2314) при следующих параметрах воздуха: температуре $t_{\text{нв}} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$, давлении $p_{\text{нв}} = 0,1013 \text{ МПа}$, влажности $\varphi_{\text{нв}} = 60 \%$ и номинальной нагрузке.

Остальные режимы работы являются *переменными (нерасчетными)* из-за изменения параметров наружного воздуха и нагрузки установки!

Частичные нагрузки ГТУ характеризуются совокупностью параметров, закономерность изменения которых образует **статическую характеристику ГТУ**. Совокупность параметров рабочего тела на равновесных режимах удобно наносить на характеристику компрессора, которая позволяет более наглядно представить особенности работы ГТУ (рис. 3.15).

Одновальная *приводная ГТУ*, в которой потребитель полезной мощности работает при переменной n , имеет режимную линию вида $a-b$, а *генераторная* — вида $a-c$ (рис. 3.15).

На характеристике компрессора можно выделить зону возможного (по условиям надежной эксплуатации) размещения режимной линии со следующими границами:

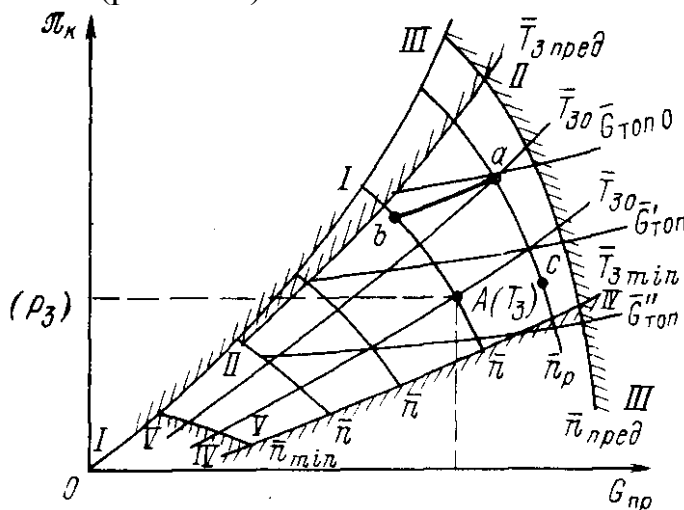


Рис. 3.15. Универсальная характеристика компрессора
(© Л.В. Арсеньев, В.Г. Тырышкин, И.А. Богов, Ю.С. Подобуев, Е.Е. Левин)

- *граница помпажа компрессора /—/*. Ограничение - неустойчивая работа компрессора; допустимое приближение режимной линии к границе помпажа задается коэффициентом запаса по помпажу (не менее 10...20%)

- *линия предельной температуры газов //—//*. Превышение предельной начальной температуры газов $T_{зпред}$ недопустимо из-за ее сильного влияния на ресурс ГТУ. Уровень $T_{зпред}$ устанавливают на режиме максимальной мощности; обычно $T_{зпред} = T_{зном} + 20..40^{\circ}\text{C}$;

- *линия предельной частоты вращения ротора ///—///*. Ограничение по $n_{пред}$ - требования прочности, обычно $n_{пред} = 1,08..1,10 \% n_{ном}$.

- *линия минимальной температуры газов IV—IV*. T_{3min} ограничивает область устойчивой работы камеры сгорания по минимальному расходу топлива.

- *линия минимальной частоты вращения ротора V—V*. Определяется требованием надежной работы камеры сгорания и динамической устойчивостью режима работы ГТУ.

Проектирование *многоступенчатых осевых компрессоров* и определение их КПД $\eta_{изк}^*$, расхода воздуха на входе в компрессор G_k или V_k , степени повышения давления π_k^* выполняют для *расчетного (базового) режима* по ISO 2314 и номинальной нагрузке $\bar{n}=100\%$. Применительно к этому режиму определяют площадь проходных сечений ступеней проточной части, геометрию лопаточного аппарата и другие параметры.

Остальные режимы работы компрессора являются *переменными (нерасчетными)* из-за изменения параметров (в первую очередь $t_{нв}$) наружного воздуха и нагрузки \bar{n} установки.

Для определения влияния режима работы компрессора на основные параметры рабочего тела используют зависимости π_k^* и $\eta_{изк}^*$ от расхода G_k или V_k .

Характеристики компрессора можно построить для абсолютных значений параметров, используя G_k или V_k для ряда физических значений частоты вращения ротора компрессора n_{ϕ} . Для осевого компрессора энергетической ГТУ $n_{\phi}^{ном} = \text{const}$. В режимах пуска и останова $n_{\phi} = \text{var}$ ($n_{\phi} < n_{\phi}^{ном}$). На линии $n_{\phi}^{ном} = \text{const}$ будут располагаться точки режимов работы энергетической ГТУ (с соответствующими значениями π_k^* и V_k при определенном $\eta_{изк}^*$) в зависимости от \bar{n} и начальной температуры газов $T_{нт}$.

Так как характеристики компрессора меняются при $T_{нв} = \text{var}$, и их необходимо привести к условиям ISO, то применяют *универсальные характеристики* (рис. 3.16), построенные в соответствии с гидродинамической теорией подобия.

Удобно использовать *приведенные параметры*, которые не зависят от $T_{нв}$:

- *относительная приведенная частота вращения*

$$\bar{n}_{пр} = \sqrt{T_{н.в0}^* / T_{н.в}^*}, \quad (3.14)$$

где $T_{н.в0}^* = 15^{\circ}\text{C}$ (по ISO); $T_{н.в}^*$ — текущая $T_{нв}$, $^{\circ}\text{C}$. Кривые $\bar{n}_{пр}$ (рис. 3.16) называются изодромами. В расчетном режиме $\bar{n}_{пр} = 1$, а приведенная частота вращения $n_{пр} = \bar{n}_{пр} n_{\phi}$;

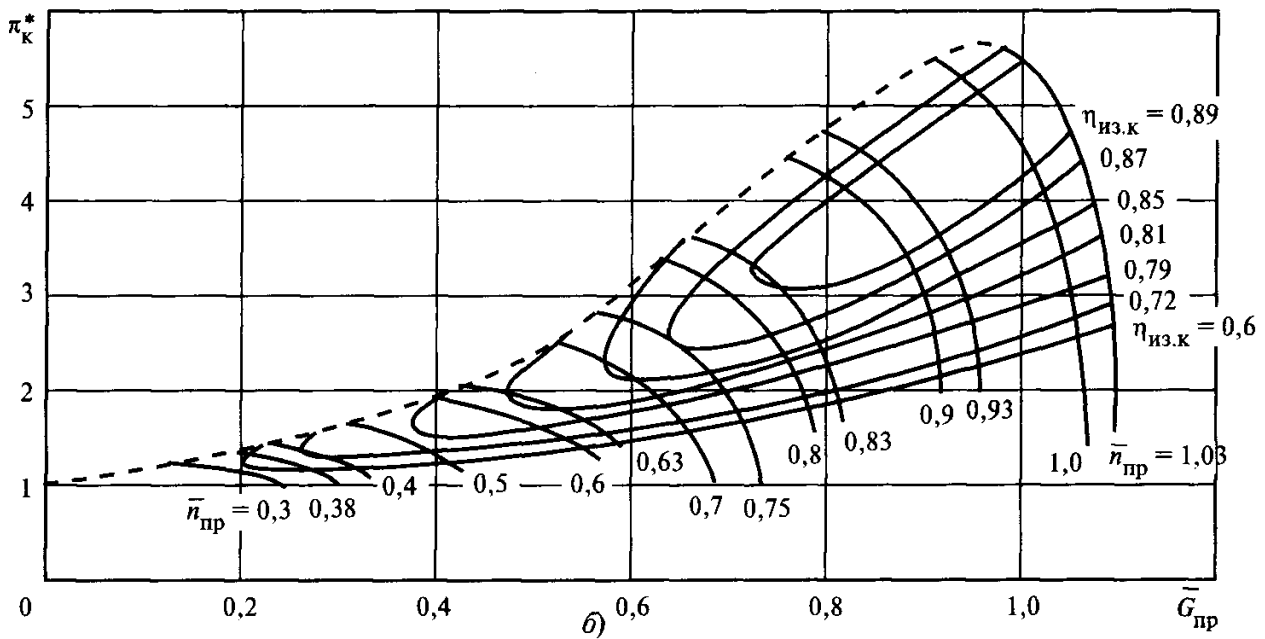


Рис. 3.16. Зависимость основных параметров компрессора от режима его работы, построенная по универсальным параметрам — универсальная характеристика компрессора
(© Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.)

- относительный приведенный расход воздуха

$$\bar{G}_{\text{пр}} = \frac{G_{\text{к}} \cdot p_{\text{н.в}0}^* \cdot \sqrt{T_{\text{н.в}}^*}}{G_{\text{к}0} \cdot p_{\text{н.в}}^* \cdot \sqrt{T_{\text{н.в}}}} \quad (3.15)$$

где $G_{\text{к}}$, $G_{\text{к}0}$ — массовые расходы воздуха нерасчетного и расчетного режимов работы, кг/с; $p_{\text{н.в}}^*$, $p_{\text{н.в}0}^*$ — давления наружного воздуха нерасчетного и расчетного режимов работы, МПа.

Номинальная электрическая нагрузка энергетической ГТУ, определяемая по ISO, изменяется в процессе эксплуатации под влиянием внешних условий: $T_{\text{н.в}}$, $P_{\text{н.в}}$, $\phi_{\text{н.в}}$, характеристик топлива, работы энергосистемы ($\cos \phi$), изменения сопротивлений тракта подвода воздуха ($\Delta P_{\text{вх}}$) и отвода уходящих газов ($\Delta P_{\text{вых}}$).

Электрическую нагрузку $N_{\text{э}}$ можно регулировать: снижать для работы на частичных режимах или временно повышать для получения максимального (пикового) значения, воздействием на топливные клапаны системы топливоподачи. Важнейшие параметры регулирования: $T_{\text{нт}}$, $G_{\text{к}}$.

Изменять **нагрузку ГТУ** можно **двумя способами регулирования**:

- количественным (изменение расхода рабочего тела G)
- качественным (изменение полезной удельной работы $N_{\text{ГТУ}}$).

Более выгодно количественное регулирование при практически неизменных температуре и давлении рабочего тела.

При качественном регулировании понижение нагрузки сопровождается снижением T_{HT} и π_k при небольшом увеличении G_k . При снижении нагрузки от 100 до 50% примерно:

$$\begin{aligned} T_{HT}^{50\%} / T_{HT}^{100\%} &\sim 0,6 \\ \pi_k^{50\%} / \pi_k^{100\%} &\sim 0,6..0,7 \\ G_{KT}^{50\%} / G_{KT}^{100\%} &\sim 1,08..1,10 \end{aligned}$$

При этом происходит значительное снижение полезной работы НГТУ и КПД ГТУ (рис. 3.17).

Массовый расход воздуха G_k , всасываемый осевым компрессором, при неизменной геометрии его проточной части примерно постоянен и в широких областях эксплуатации не зависит от π_k , однако G_k *зависит от параметров наружного воздуха*.

Спроектированная для определенных условий газовая турбина (ГТ) ведет себя как сопло критического истечения с постоянным массовым расходом, т.е. G_k и T_{HT} жестко определяют P_{HT} и π_k , то есть P_{HT} и π_k получаются из пропускной способности ГТУ.

Отклонение от параметров по ISO (прежде всего $T_{HВ}$) отражается на режиме работы ГТУ.

При высокой $T_{HВ}$, то есть при низких значениях приведенной (аэродинамической) частоты вращения $n_{пр}$, допустимого максимума достигает $T_{КТ}$. С целью защиты последней ступени лопаток и диффузора ГТ возможно снижение T_{HT} , что позволяет понизить $T_{КТ}$ до допустимых пределов.

При очень низкой $T_{HВ}$ повышаются G_k и $N_э$, что требует ограничения подачи топлива или всасываемого компрессором воздуха, то есть перехода на частичную нагрузку, величина которой определяется пропускной способностью компрессора и максимальной нагрузкой электрогенератора.

По условию работы энергосистемы может потребоваться **эксплуатация ГТУ на частичной нагрузке** воздействием на топливные клапаны ГТУ.

Частичную нагрузку можно реализовать изменением T_{HT} или изменением угла установки $\Delta\alpha_{ВНА}$ входного направляющего аппарата (ВНА) и поворотных направляющих аппаратов (ПНА) компрессора. Последнее решение, соответствующее количественному регулированию, более эффективно и применяется на современных ГТУ. Возможное снижение нагрузки: 30...40% при использовании только ВНА и 50% при использовании совместно с ВНА нескольких ПНА.

ВНА предназначены для повышения запаса устойчивости при пусковых режимах и регулирования G_k с целью снижения $N_э$ с сохранением T_{HT} и $T_{КТ}$. Последнее важно при работе ГТУ в составе ПГУ, т.к. позволяет поддерживать практически постоянными параметры генерируемого в котле-утилизаторе пара.

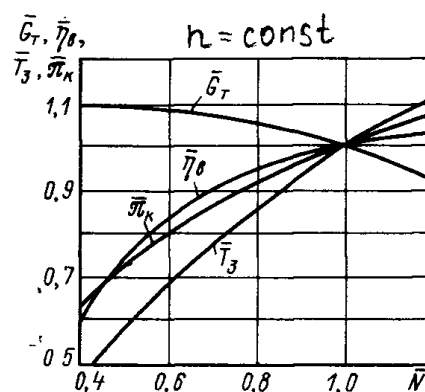


Рис. 3.17. Характеристика одновальная энергетической (генераторной) ГТУ (© Л.В. Арсеньев, В.Г. Тырышкин, И.А. Богов, Ю.С. Подобуев, Е.Е. Левин)

Совмещенная характеристика энергетической ГТУ типа GT13E2 (фирма Alstom) и изменение ее показателей в процессе эксплуатации на различных нагрузках показаны на рис. 3.18.

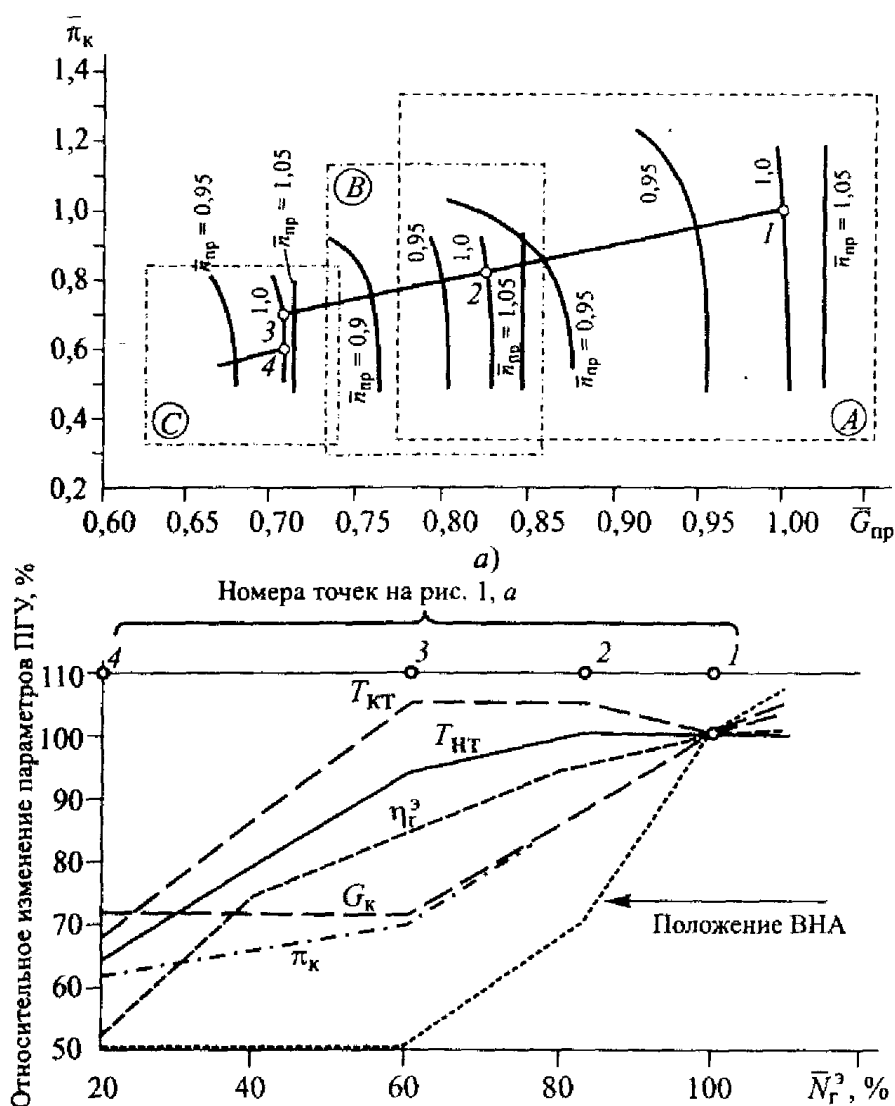


Рис. 3.18. Режимы работы энергетической ГТУ на совмещенной характеристике ГТУ типа GT13E2 фирмы Alstom (а) и изменение параметров ее работы на частичных нагрузках (б): А - входной направляющий аппарат компрессора открыт ($N_s = 100\%$, номинальная нагрузка); В - ВНА прикрыт ($N_s = 80\%$); С - ВНА минимально открыт ($N_s = 60\%$); 1,2,3-точки режимов регулирования нагрузки ГТУ с использованием ВНА; 4 - понижение нагрузки ГТУ уменьшением начальной температуры газов T_r ($N_s = 20\%$); $\eta_r^э$ - КПД производства электроэнергии ГТУ; $G_{пр}$ - приведенный (аэродинамический) расход воздуха компрессора

Положение ВНА компрессора ГТУ в зависимости от нагрузки фиксирует линии постоянно восстанавливаемой приведенной (аэродинамической) частоты вращения $n_{пр}$ на полях характеристики А, В, С. При частичных нагрузках с прикрытием ВНА они смещаются в сторону меньших значений приведенного (аэродинамического) расхода воздуха $G_{пр}$. Точки режимов 1, 2, 3 (рис. 3.18, а) и соединяющая их линия эксплуатации ГТУ при различных нагрузках соответ-

ствуют условиям ISO ($n_{np} = 1,0$) и прикрытию ВНА: точка 1 в поле А характеристики соответствует номинальной нагрузке $N_3 = 100\%$; точка 2 в поле В - нагрузке $N_3 = 80\%$; точка 3 в поле С - нагрузке $N_3 = 60\%$.

Снижение нагрузки ГТУ, начиная с номинальной, осуществляется уменьшением расхода воздуха через компрессор с помощью ВНА. В результате этого падает степень повышения давления в компрессоре π_k и возрастает температура $T_{кт}$ при постоянном значении температуры $T_{нт}$ (рис. 3.18, б). В дальнейшем, если достигнуто максимально допустимое значение температуры $T_{кт}$ снижение нагрузки (поле С характеристики установки) осуществляется как прикрытием ВНА до минимального положения, так и некоторым уменьшением $T_{нт}$, воздействием на топливные клапаны.

Дальнейшее понижение нагрузки энергетической ГТУ до значения $N = 20\%$ (точка 4 на характеристике) при полностью прикрытом ВНА осуществляется только уменьшением массового расхода топлива в камеры сгорания и $T_{нт}$. Это приводит к снижению π_k при незначительном изменении приведенного (аэродинамического) расхода воздуха $G_{пр}$. Пропорционально уменьшению $T_{нт}$ снижается температура $T_{кт}$.

Следует иметь в виду, что снижение и повышение нагрузки ГТУ с помощью ВНА осуществляется при одновременном изменении расхода топлива 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 не имеет регулирующей ступени ЧВД. Также ПТУ не имеет отборов в систему регенерации. Предусматривается подвод пара из нижнего (и среднего - при их наличии) контура КУ, а в теплофикационных ПГУ - регулируемые отборы пара на сетевые подогреватели (СП). Современные, наиболее экономичные ПГУ могут выполняться с промпрегревом пара.

Выбор **метода регулирования** мощности ГТУ (*количественное* или *качественное*) 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 ЦВД 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. 3.19 приведены зависимости КПД и мощности ПГУ-400 на базе современных ГТУ типа SGT5-4000F Siemens (а) и GT26 Alstom (б) от относительной нагрузки η и температуры наружного воздуха $t_{нв}$

<http://ispu.ru/abstract/37>

Тепловая схема УПГУ может быть как моноблочной (1хГТУ + 1хКУ + 1хПТУ + 1хЭГ), так и дубль-блочной (2хГТУ + 2хКУ + 1хПТУ + 3хЭГ) и даже трипл-блочной (3хГТУ + 3хКУ + 1хПТУ + 4хЭГ).

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.

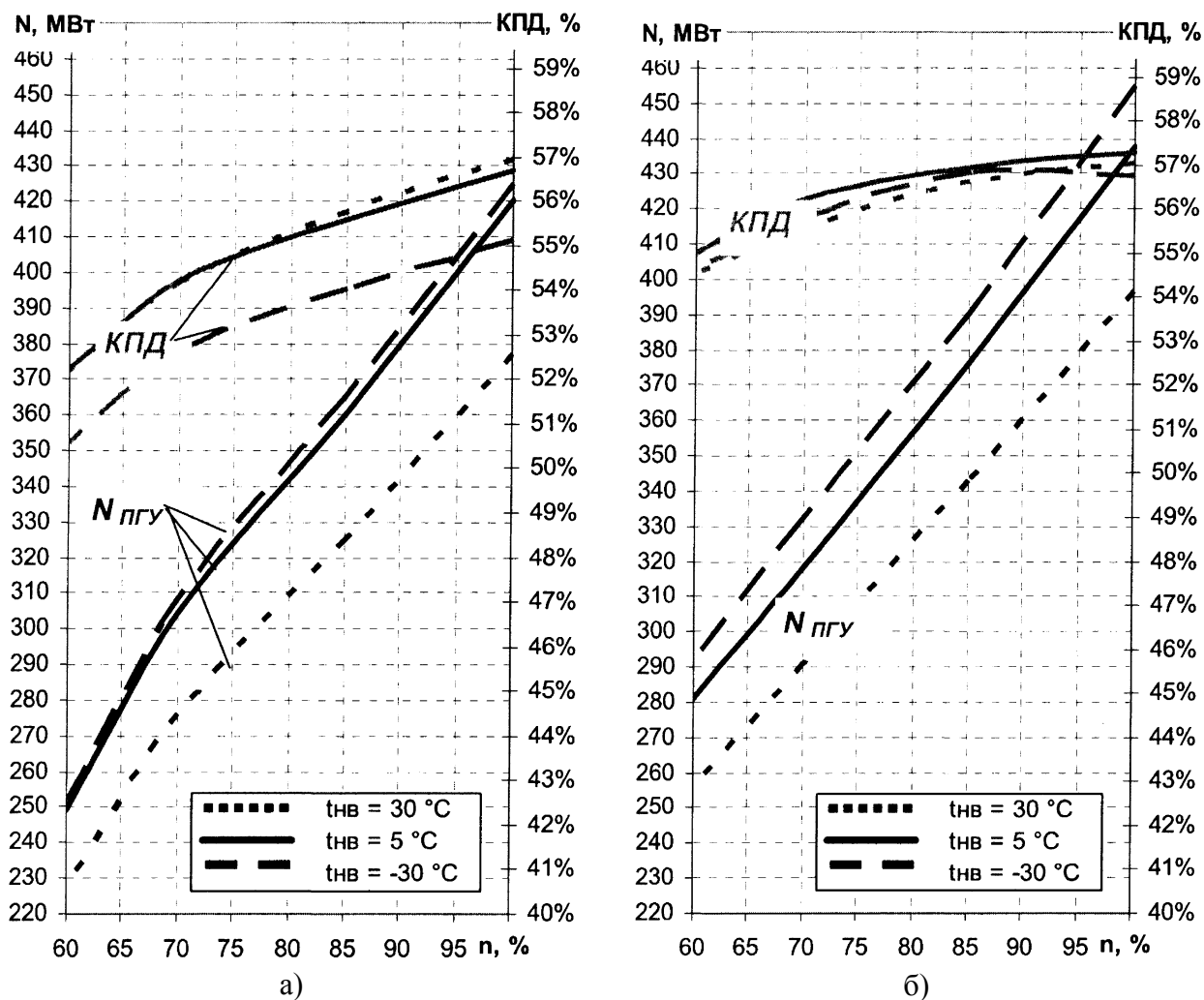


Рис. 3.19. Зависимость КПД и мощности ПГУ-400 с SGT5-4000F Siemens (а) и GT26 Alstom (б) от относительной нагрузки n и температуры наружного воздуха $t_{нв}$

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. РЕЖИМЫ ПУСКОВ И ОСТАНОВОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

4.1. Пуски котлоагрегатов и паровых турбин

Для станций с поперечными связями пуск котельного агрегата и турбины могут производиться как в «блочном» режиме, когда пуск котла и турбины

совмещены, так и раздельно, когда пуск котла производится на общестанционную магистраль, независимо от того, пускается турбина или нет, а пуск турбины производится от общестанционной магистрали, независимо от пуска котла, и эти процессы могут происходить в разное время.

Пуск барабанного котельного агрегата

Пуск котла после длительного останова начинается с *внешнего осмотра* котла. Проверяются его поверхности нагрева, обмуровка, гарнитура и арматура, контрольно-измерительные приборы, элементы ручного и автоматического управления. Производится пробное включение в работу и проверяется автоблокировка тягодутьевых механизмов. Проверяются системы защиты.

Запрещается пуск котла при неисправности средств защиты

Затем производится *подготовка растопочной схемы* для пуска («сборка» схемы) то есть приведение её в работоспособное для данных операций состояние: подводится напряжение ко всем потребителям электроэнергии; запорная и регулирующая арматура приводится в состояние, соответствующее инструкции по пуску (открыто или закрыто).

Например, для пуска котла с растопочной схемой, приведённой на рис.4.1, необходимо выполнить следующие операции: закрыть дренажи 4, открыть воздушники 6 и вентиль на линии продувки пароперегревателя 7; главная паровая задвижка 8 остаётся закрытой, а дренаж перед ней открывается, чтобы обеспечить возможность прогрева паропровода и предупредить гидравлические удары при конденсации пара, поступающего в холодный паропровод.

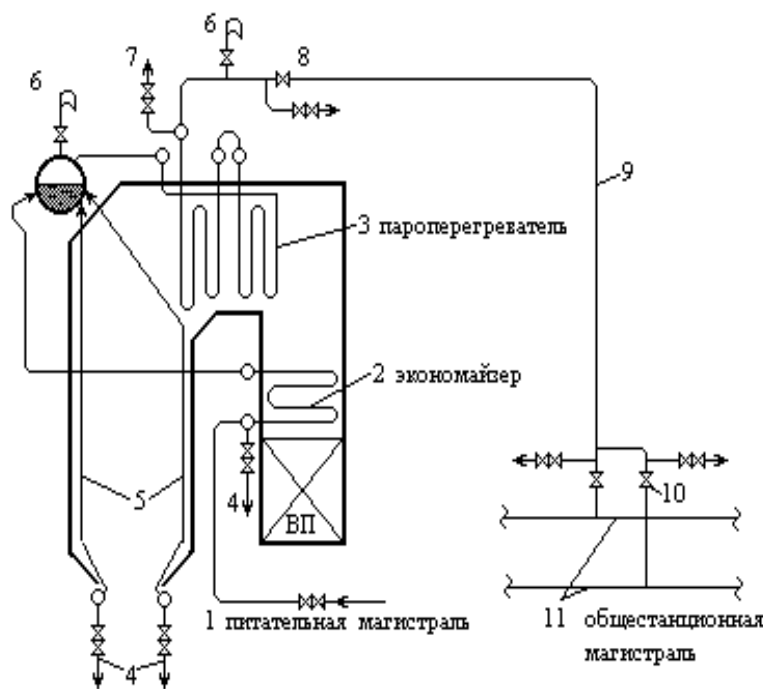


Рис. 4.1 Растопочная схема барабанного котла, работающего на общестанционную магистраль

Следующие этапы *растопки*:

- *заполнение котла водой,*
- *растопка котла до обеспечения устойчивого горения факела,*
- *повышение параметров пара до номинальных значений.*

Во избежание интенсивной коррозии внутренних поверхностей труб **заполнение** котлоагрегата перед растопкой производится деаэрированной водой. Температура воды, поступающей в барабан не должна отличаться от температуры металла барабана более чем на 40°C, иначе есть опасность появления чрезмерных температурных напряжений. Скорость заполнения должна быть та-

кой, чтобы обеспечить равномерный прогрев барабана (максимальная разность температур между двумя любыми точками, в частности между верхом и низом, не должна превышать 60°C).

Барабан заполняется водой до нижнего уровня, так как при растопке котла уровень повышается за счёт разогрева воды, увеличения её удельного объёма и вытеснения из экранных поверхностей. После заполнения котла проводится проверка его герметичности; если уровень снижается, то необходимо отыскать место утечки и устранить её, а затем дозаполнить котёл и перейти к следующим операциям.

Перед растопкой и при останове котла топка и все газоходы должны вентилироваться для удаления из них взрывоопасной смеси воздуха с газами и негоревшим топливом. Особенно тщательно вентилируются котлы, работающие на газовом топливе. Длительная вентиляция остановленного котла может привести к быстрому его расхолаживанию и появлению термических напряжений в толстостенных элементах, в первую очередь в барабане. Поэтому вентиляция барабанных котлов более 15 минут запрещена.

Для газоплотных котлов, работающих под наддувом, вентиляция осуществляется включением дутьевой установки; для котлов, работающих на уравновешенной тяге, - включением дымососов и дутьевых вентиляторов

Растопка котла осуществляется, как правило, на растопочном топливе (газ, мазут). При работе на твёрдом топливе переход на основное топливо происходит только после включения котла в магистраль и достижения определённой нагрузки (для низкорекреационных топлив ~30%).

Скорость растопки (повышение давления) обеспечивается расходом подаваемого топлива (тепловыделения в топке) и уровнем нарастания давления, в первую очередь в барабане котла (рис. 4.2).

Скорость роста давления регулируется за счёт изменения сопротивления растопочной линии изменением степени открытия дренажных магистралей. При полном закрытии растопочной линии скорость роста давления в барабане, а, значит, и температуры насыщения определяется интенсивностью парообразования в поверхностях нагрева.

При растопке из различных тепловых состояний набор параметров ведут в соответствии с графиком пуска.

В процессе растопки и останова котла ведётся контроль за температурным режимом барабана. При прогреве барабана учитывают, что верхняя часть прогревается более интенсивно за счёт конденсации паров (коэффициент теплоотдачи намного выше, чем от воды к стенке).

В котлах с естественной циркуляцией температурный режим поверхностей нагрева зависит от степени их обогрева и их гидравлических характеристик.

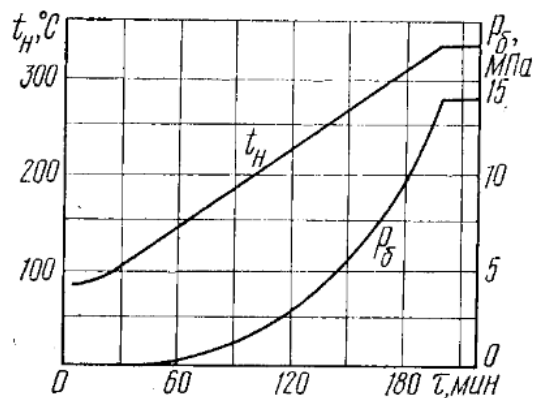


Рис. 4.2. График пуска котлоагрегата Е-420-140: p_b – давление в барабане, t_n – температура насыщения

Отсюда необходимо разжигать такие горелки, которые обеспечивают максимум равномерного тепловыделения в топке.

Пароперегреватель обычно охлаждается собственным паром, для чего создаётся проток пара по растопочной линии. Из-за небольшого количества пара, проходящего через пароперегреватель, его скорость невелика, и коэффициент теплоотдачи стенка – пар снижается, что может привести к росту температуры металла и пережогу трубок. Для предотвращения этого обеспечивают продувку радиационных поверхностей в количестве не менее 5% номинального расхода в начале растопки и не менее 20% перед включением котла в сеть.

При пуске барабанных котлов отсутствует надёжное охлаждение водяного экономайзера (ВЭК), так как барабан особенно на начальных этапах растопки подпитывается импульсно, эпизодически. В результате, в выходных участках ВЭК может происходить перегрев воды, её вскипание и образование пара. Для защиты труб используют рециркуляцию воды из барабана в ВЭК или непрерывную прокачку воды через экономайзер с возвратом её в деаэрактор.

После набора параметров и прогрева паропровода от котла до общестанционной магистрали осуществляется **включение его в магистраль** при давлении в барабане на 0,1..0,2 МПа ниже, чем в ней (с целью предотвращения вскипания воды в барабане).

После подключения котла к магистрали закрывают арматуру на линиях продувки и поднимают нагрузку котла до заданного уровня.

Пуск прямоточных котлоагрегатов

Главной особенностью пуска прямоточных котлов является то, что у них с самого начала растопки осуществляется непрерывная подача воды по замкнутому растопочному контуру.

Питательная линия, дренажи и задвижки подготавливаются так же, как и для барабанных котлов. Заполнение водой прямоточных котлов производится достаточно быстро (~20..40 мин), так как трубы поверхностей нагрева, имеющие малые диаметры и толщину стенок, прогреваются равномерно, и значительные термические напряжения в них не возникают.

При заполнении котлов водой необходимо надёжно удалить воздух, чтобы предупредить образование воздушных пробок и пережог труб. Поэтому воздушники закрываются после появления в них сплошной струи воды. Для глубокого удаления воздуха после заполнения котла водой ее расход в течение нескольких минут увеличивают до 60..80% номинальной паропроизводительности, после чего он снижается до растопочной величины.

Растопка прямоточного котла ведётся с расходом питательной воды ~30% номинального, что обеспечивает устойчивый гидравлический режим (достаточно равномерное распределение воды по параллельным змеевикам) и надёжное охлаждение поверхностей нагрева.

Перед растопкой котлов из холодного состояния обычно производится водная промывка поверхностей нагрева, расходом воды, близким к номинальному. Предпусковая промывка заканчивается, если увеличение жесткости сбрасываемой воды не превышает 5..10 мкг-экв/кг. По окончании промывки расход воды уменьшают до растопочного значения.

Различают два способа растопки прямоточных котлов: *прямоточный* и *сепараторный*.

При **прямоточном способе** (рис. 4.3) подача среды производится через весь тракт котла до выходного коллектора (до ГПЗ-1).

Здесь среда сбрасывается через растопочную РОУ 2 в растопочный расширитель Р 3, где разделяется: пар используется в тепловой схеме ТЭС, а конденсат в зависимости от его качества может подаваться в конденсатор, деаэратор или промежуточный бак, а также на сброс в канал для циркуляционной воды.

В начальный период растопки после зажигания горелок в поверхностях происходит только нагрев воды.

По мере прогрева котла и роста тепловыделения в топке появляются испарительная и пароперегревательная зоны, и на выходе из котла получается перегретый пар. При повышении тепловой нагрузки котла размеры экономайзерной зоны сокращаются, а пароперегревательной – увеличиваются.

Растопку прямоточных котлов обычно ведут с поддержанием полного рабочего давления среды в экономайзерно-испарительных поверхностях нагрева. Особенно это важно для котлов на сверхкритические параметры, так как снижение давления в испарительном тракте до докритического может привести к расслоению среды и явиться причиной нестабильности гидравлической характеристики труб ввиду значительной разности удельных объемов пара и воды.

Основной недостаток прямоточного способа - увеличенный расход топлива на пуск ПТУ, особенно в случае блочного пуска, так как количество растопочного пара, получаемого в котле, превышает величину, необходимую для первоначального пуска турбины.

При прямоточном способе растопки нельзя реализовать преимуществ пуска блока на скользящих параметрах пара, т.е. при постепенном нарастании производительности котла, давления и температуры пара. Прямоточная схема не позволяет произвести пуск котла из горячего состояния без предварительного охлаждения пароперегревателя и паропровода до ГПЗ-1, а прокачка воды по всему тракту приводит к выносу солей и окислов железа из экономайзерно-испарительной зоны в пароперегреватель и турбину.

Эти недостатки исключаются при пуске прямоточных котлов по **сепараторному способу** (рис. 4.4), то есть при наличии в растопочной схеме встроенного сепаратора ВС 3.

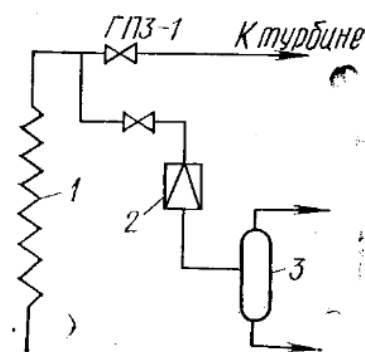


Рис. 4.3. Схема прямоточной растопки прямоточных котлов

Экономайзерно-испарительная зона котла отделяется от пароперегревательного участка встроенной задвижкой ВЗ 1. В начальный период растопка ведется при закрытых ВЗ 1 и дроссельном клапане 2 на выходе из ВС 3, так что пароперегреватель остается без пара. Вода прокачивается через экономайзер и испарительный тракт котла под полным рабочим давлением и через ВС 3 сбрасывается в выносной расширитель ВР 4.

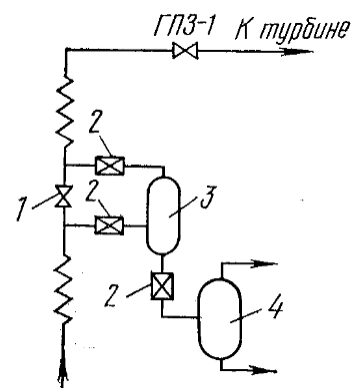


Рис. 4.4. Схема сепараторной растопки прямоточного котла

Поддержание полного давления и расхода среды в растопочном тракте на уровне 30% номинального обеспечивает надежный гидравлический режим испарительных труб.

После включения горелок и нагрева воды в экранных поверхностях до температуры свыше 200°C постепенно открывается шиберный клапан на выпаре ВС, и пар из ВС начинает отводиться в пароперегревательный тракт котла за ВЗ. Количество пара, поступающего в пароперегреватель, определяется температурой (или паросодержанием) среды перед ВЗ и давлением в ВС. Обычно этот расход ~10..12% номинальной производительности, что примерно равно расходу пара, необходимому для толчка ротора турбины.

При данном способе пуска котла возможно поддержание любого давления пара перед турбиной, что позволяет осуществить пуск ее на скользких параметрах. При этом разворот турбины до номинальной скорости вращения и частичное нагружение ее могут производиться при пониженных параметрах пара, что улучшает условия прогрева турбины. Обычно номинальное давление пара перед турбиной достигается при нагрузке ~30% номинальной. При дальнейшем росте нагрузки турбины ВС отключается, открывается ВЗ, и котел переводится на прямоточный режим работы.

Преимущества способа:

- малый начальный расход топлива (~10% номинального) наряду с ускорением пуска турбин на скользких параметрах обеспечивает существенное снижение затрат топлива на пуск блоков;
- при малых тепловыделениях в топке снижается температура на выходе из топки (~450..500° С) и по всем газоходам, обеспечивая надежный температурный режим пароперегревателей;
- продукты коррозии и соли не выносятся в пароперегреватель, причем одновременно с пуском производится отмывка испарительных поверхностей. Солеосодержание пара, поступающего в пароперегреватель, определяется уносом влаги из встроенного сепаратора, коэффициент сепарации которого высок;
- схема обеспечивает пуск блока из всех исходных тепловых состояний;

Все прямоточные котлы, выпускаемые в России, имеют встроенный сепаратор.

Пуск турбины из холодного состояния

Пуск турбины осуществляется в соответствии с инструкцией по пуску.

В зависимости от теплового состояния пуски делятся на:

- пуски из горячего состояния ($t_{\text{ЦВД}} > 400 \text{ }^\circ\text{C}$);
- пуски из неостывшего состояния ($t_{\text{ЦВД}} = 150 \dots 400 \text{ }^\circ\text{C}$);
- пуски из холодного состояния ($t_{\text{ЦВД}} < 150 \text{ }^\circ\text{C}$).

Такая классификация условна, дополнительно влияют начальные параметры пара перед турбиной, её мощность, особенности конструкции.

Для пуска турбины характерны следующие этапы:

- подготовка к пуску;
- толчок ротора турбины и набор оборотов;
- синхронизация и включение турбогенератора в сеть;
- набор нагрузки.

Далее рассмотрим операции **пуска конденсационной турбины** из холодного состояния, так как он охватывает весь перечень пусковых операций.

1. Подготовка к пуску.

Перед пуском турбины из холодного состояния производится:

- а) Осмотр всего основного и вспомогательного оборудования турбоагрегата на предмет окончания всех работ;
- б) Проверка наличия контрольно-измерительных средств;
- в) Проверка исправности средств технологической защиты, блокировок, средств связи.

Пуск турбины с неисправной системой средств защиты запрещается!

г) Проверка состояния и положения арматуры на пароводяном тракте, которая должна находиться в состоянии, соответствующем началу пуска (в соответствии с инструкцией по эксплуатации) и проверка наличия напряжения на приводах клапанов и задвижек;

д) Сборка схемы дренажей паропроводов и турбины;

е) Проверка работы маслосистемы, уровня масла в маслобаке, работы указателей уровня, положения задвижек на маслопроводах, опробование маслососа, слив отстоя масла и проверка на наличие посторонних примесей. Для предупреждения неустойчивости масляного клина в подшипниках температура масла в момент пуска должна быть $40..45^\circ\text{C}$ (зависит от типа масла и турбины). Так как при пусках из холодного состояния масло имеет более низкую температуру, для его подогрева используют прокачку масла при помощи пускового насоса при отключённой системе охлаждения масла.

Проверка работы системы регулирования и защиты турбины при работе пускового масляного насоса. Проверка работы и включение аварийного масляного насоса по импульсу от падения масла в системе смазки ниже определённого уровня. Проверка положения регулирующих и стопорных клапанов, их открытие и закрытие вручную;

ж) Подготовка и включение валоповоротного устройства (ВПУ). Состоит в опробовании блокировки, отключающей ВПУ при падении давления в системе смазки;

з) Подготовка и пуск конденсационной установки включает в себя следующие этапы:

- пуск циркуляционных насосов для подачи охлаждающей воды в конденсатор;

- пуск конденсатных насосов;
- включение эжекторов и создание вакуума в конденсаторе

При заполнении конденсатора циркулярной водой производится выпуск воздуха из его трубной системы. Для этого открываются воздушники на сливных трубах (в самых верхних точках), которые закрываются, когда из них появляется вода.

- проверка конденсатных насосов и их блокировок.

Перед пуском конденсатного насоса конденсатор заполняется химочищенной водой приблизительно на $\frac{2}{3}$ высоты водомерного стекла и включается линия рециркуляции.

и) Пуск эжекторной установки и отсос воздуха из конденсатора. Обычно для пуска используются пусковые эжектора (чаще водоструйные, реже пароструйные), которые обладают большей производительностью, но создают меньшее разрежение, чем основные эжектора. Для создания вакуума в конденсаторе необходимо обеспечить герметизацию корпуса турбины и на уплотнения турбины подаётся пар. Так как запрещается подача пара при неподвижном роторе во избежание его прогиба от неравномерного прогрева, перед подачей пара на уплотнения необходимо поставить турбину на валоповорот (то есть включить ВПУ и начать вращение ротора). Подача пара на уплотнения обеспечивает также первичный прогрев турбины;

к) Подготовка к пуску схемы регенерации. Проверяется работа сливных насосов. Собирается схема отсоса воздуха в конденсатор. Проверяется работа клапанов, регулирующих уровень конденсата в подогревателе. Проверяется действие сигнализации и защиты;

л) Прогрев паропроводов от общестанционной магистрали до турбины.

Осуществляется параллельно с частью вышеперечисленных операций. Для станций с поперечными связями прогрев осуществляется острым паром. Это накладывает свои особенности на прогрев. Прогрев любого паропровода осуществляется по отдельным участкам, например до ГПЗ, от ГПЗ до стопорного клапана. При этом дренажи на прогреваемом участке перед началом прогрева открываются полностью. Пар подаётся сначала в небольших количествах через байпас задвижек так, чтобы давление в паропроводе было не очень высоким, на уровне 2..3 ата, чтобы при конденсации пара не было гидроударов и тепловых ударов, которые могут возникнуть при конденсации пара на холодной поверхности трубопровода. Скорость прогрева трубопроводов, т.е. скорость роста температуры металла строго регламентируется в инструкции по эксплуатации. Для паропроводов СКД регламентируется не только средняя скорость прогрева, но и скорость прогрева при разной температуре металла паропровода.

При $t < 400^{\circ}\text{C}$ средняя скорость прогрева 3..4 $^{\circ}\text{C}/\text{мин}$; при достижении $t > 400^{\circ}\text{C}$ скорость прогрева должна быть уменьшена до 2..3 $^{\circ}\text{C}/\text{мин}$.

2. Толчок ротора и разворот турбины до частоты близкой к номинальной.

Толчок ротора паром производится с помощью регулирующих клапанов РК или байпаса ГПЗ; турбины малой мощности могут пускаться с помощью стопорного клапана. При регулировании частоты вращения с помощью РК регулировать расход пара можно очень точно, однако, при этом пар поступает

только в одну сопловую коробку, что вызывает неравномерный прогрев корпуса турбины по окружности и увеличение изгибающих напряжений в регулирующей ступени.

При пуске турбины байпасным клапаном ГПЗ и полностью открытых РК обеспечивается более равномерный прогрев, и уменьшаются изгибные напряжения в регулирующей ступени. После толчка происходит повышение частоты вращения ротора до 300..500 об/мин. При этом ВПУ должно автоматически отключиться. После первоначального разгона до 500 об/мин турбина прослушивается. На этой частоте вращения пар временно перестают подавать в турбину, не допуская полного останова ротора.

Увеличение частоты вращения производят с определённой скоростью, выдерживая турбину на определённой частоте вращения в течение времени, регламентируемого инструкцией по эксплуатации. Особое внимание обращается на прохождение критических частот вращения. При достижении частоты вращения на 150..200 об/мин ниже, чем критическая, производят выдержку турбины на заданной частоте, затем быстро увеличивают частоту вращения до уровня на 150..200 об/мин выше критической во избежание сильной вибрации, обусловленной совпадением частоты вращения с собственной частотой.

При достижении частоты вращения близкой к номинальной в работу включается система регулирования, при этом происходит прикрытие всех РК кроме одного, который поддерживает частоту вращения на Х.Х. турбины.

К моменту достижения турбиной номинальной частоты вакуум должен быть доведён до нормального уровня. Работа турбины на Х.Х. в течение длительного времени не допускается.

3. Синхронизация и включение генератора в сеть.

При скорости вращения турбогенератора близкой к синхронной частоте сети в обмотки генератора подаётся ток возбуждения, и напряжение на обмотках статора доводится до номинального. Генератор включают в сеть, когда частота станет синхронной с сетью и при этом будет совпадение фаз (при включении в противофазе возникают большие токи). Дальнейший набор нагрузки осуществляется в соответствии с графиком набора нагрузки и с инструкцией по эксплуатации с выдержкой турбины на определённых нагрузках. Так как по мере роста расхода растёт давление по ступеням турбины, и происходит дальнейший прогрев турбины.

Регенеративные подогреватели автоматически включаются в работу при расходе пара ~30% номинального. При этом производят необходимые переключения: закрываются задвижки на линии рециркуляции, и весь конденсат направляют в систему регенерации; включают сливные (дренажные) насосы ПНД; устанавливается расход пара через охладители эжекторов и сальниковый подогреватель.

Турбины *с регулируемыми отборами, но имеющие конденсатор*, пускаются так же, как конденсационные. При этом поворотные диафрагмы и регулирующие клапана открыты полностью, а линия подачи пара с промышленными параметрами в отбор – закрыта.

Т-отборы подключают при нагрузке $\sim 30\%$, главное условие – расход пара в ЧНД не менее вентиляционного пропуска. После этого можно включить система автоматического регулирования отборного пара. Скорость роста отбора пара не более $5\% D_{\text{ном}}$ в минуту.

Подключение П-отбора должно начинаться при давлении в камере отбора на $0,02..0,03$ МПа выше, чем в магистрали с промышленными параметрами.

Если у турбины два регулируемых отбора, их включают последовательно: сначала нижний, а потом верхний (отключение производится в обратном порядке). Запрещается включение регулируемого отбора при неисправности обратного клапана или предохранительного клапана отбора.

Пуск турбины *с противодавлением* имеет особенности, так как часто производится на магистраль под давлением (поскольку турбины не имеют конденсатора и системы регенерации низкого давления).

При пуске турбины с конденсатором ее корпус вначале прогрева находится под разрежением, и пар, поступающий на прогрев, дросселируется до необходимого давления, что снижает термические напряжения.

Быстрое повышение давления в корпусе турбины (при включении на магистраль) может привести к чрезмерным термическим напряжениям. Во избежание этого первоначальный прогрев противодавленческих турбин осуществляется паром от магистрали 5, подаваемым через байпас задвижки 4 на выхлопе (рис. 4.5). При этом турбина вращается валоповоротом. Пар сбрасывается через дренажные трубопроводы 7 либо в атмосферу, либо в специальный расширитель дренажей. После прогрева турбины и плавного подъема давления производится толчок ротора свежим паром, дальнейший прогрев и набор частоты вращения и синхронизация.

Пуск производится с отключенным регулятором давления, который вводится в работу только после синхронизации и включения генератора в сеть. Подключение к магистрали осуществляется, когда давление на выхлопе выше давления в магистрали на $0,02..0,03$ МПа.

Технология пуска теплофикационных турбин подачи пара в промежуточную ступень с противоточным прогревом ЦВД, разработанная белорусскими энергетиками.

Практически на всех белорусских ТЭЦ внедрены и подтвердили свой высокий уровень технологии пуска турбин паром скользящих параметров, основу которых составляет пароприготовительное устройство (ППУ) обеспечивающее получение оптимальных параметров пара перед турбиной при пусках из любых тепловых состояний.

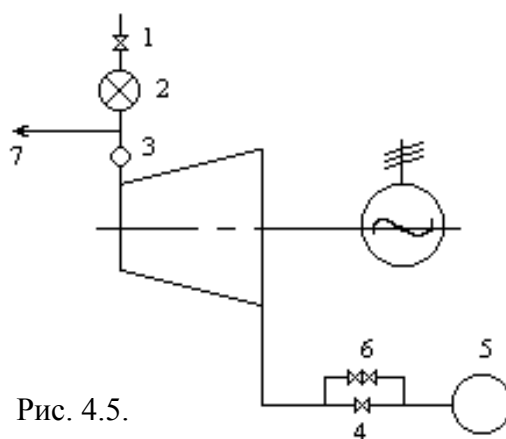


Рис. 4.5.

Схема пуска противодавленческой турбины.
1 - ППЗ; 2 - стопорный клапан; 3 - регулирующая задвижка; 4 - задвижка на выхлопе турбины; 5 - трубопровод отборного пара; 6 - байпас; 7 - дренажный трубопровод

Дополнение заводских систем обогрева фланцев ЦВД специальными коробами по предложению специалистов ОАО «Белэнергоремналадка» стало типовым решением на теплофикационных турбинах.

Накопленный положительный опыт пуска противодавленческих турбин с прогревом их противоточным потоком пара в моторном режиме, а так же проведенный большой объем расчётно-теоретических исследований позволили обосновать возможность распространения новой технологии пуска на машины более высокого класса. Такой машиной была определена широко распространенная на белорусских ТЭЦ турбина ПОТ ЛМЗ типа ПТ-60-130/13 (рис. 4.6).

Предтолчковый прогрев турбины осуществляется паром 13 ата подачей его в выхлоп ЦВД и паровпуск ЦНД (I).

Толчок ротора осуществляется увеличением подачи пара из коллектора 13 ата в паровпуск ЦНД с быстрым за 10... 15 мин повышением оборотов ротора до номинальной величины и синхронизацией генератора без какой-либо задержки (II).

Нагрузением ЦНД осуществляется стабилизация температуры его выхлопа, а ЦВД при этом прогревается противоточным потоком пара отводимым через его дренажи спереди (III). Противоточный прогрев ЦВД продолжается до достижения температурного состояния в его проточной части соответствующего таковому на номинальной политропе или близкого к ней.

По окончании прогрева ЦВД дальнейшее нагружение турбины осуществляют подачей свежего пара в паровпуск ЦВД, то есть обычным образом (IV).

Новая технология пуска турбины позволяет снизить общую его продолжительность: подача низкопотенциального пара в паровпуск ЦНД обеспечивает выход на номинальную частоту вращения за 10...15 минут при оптимальных значениях всех критериев пуска, в то время как при пуске свежим паром номинальных параметров подачей его в паровпуск ЦВД этот этап затягивается до 1,5...2,0 часов при одновременно больших разностях температур пара и металла, особенно в ЦВД, то есть при больших напряжениях в наиболее уязвимых его элементах.

Прогрев ЦВД *в моторном режиме* благоприятствует соблюдению оптимальных значений критериев надёжности при одновременно высокой интенсивности прогрева турбины. Такой прогрев обеспечивает наиболее оптимальное распределение температур металла в проточной части ВД, что приводит к щадящему режиму при переводе ЦВД в режим нагружения турбины свежим паром. Одновременно исключаются крайне неприятные малорасходные режимы в ЦНД на протяжении всего пуска, что повышает надёжность работы последней ступени турбины, исключается перегрев ее выхлопной части, практически снимается обычная при пусках по заводской технологии, проблема относительных расширений ротора, а также исключается эрозионный износ выходных кромок рабочих лопаток последней ступени турбины.

Существенно снижаются психологические нагрузки на эксплуатационный персонал вследствие значительного сокращения общего времени пуска, простоты выдерживания практически всех пусковых критериев на низком уровне и упрощения технологии пуска.

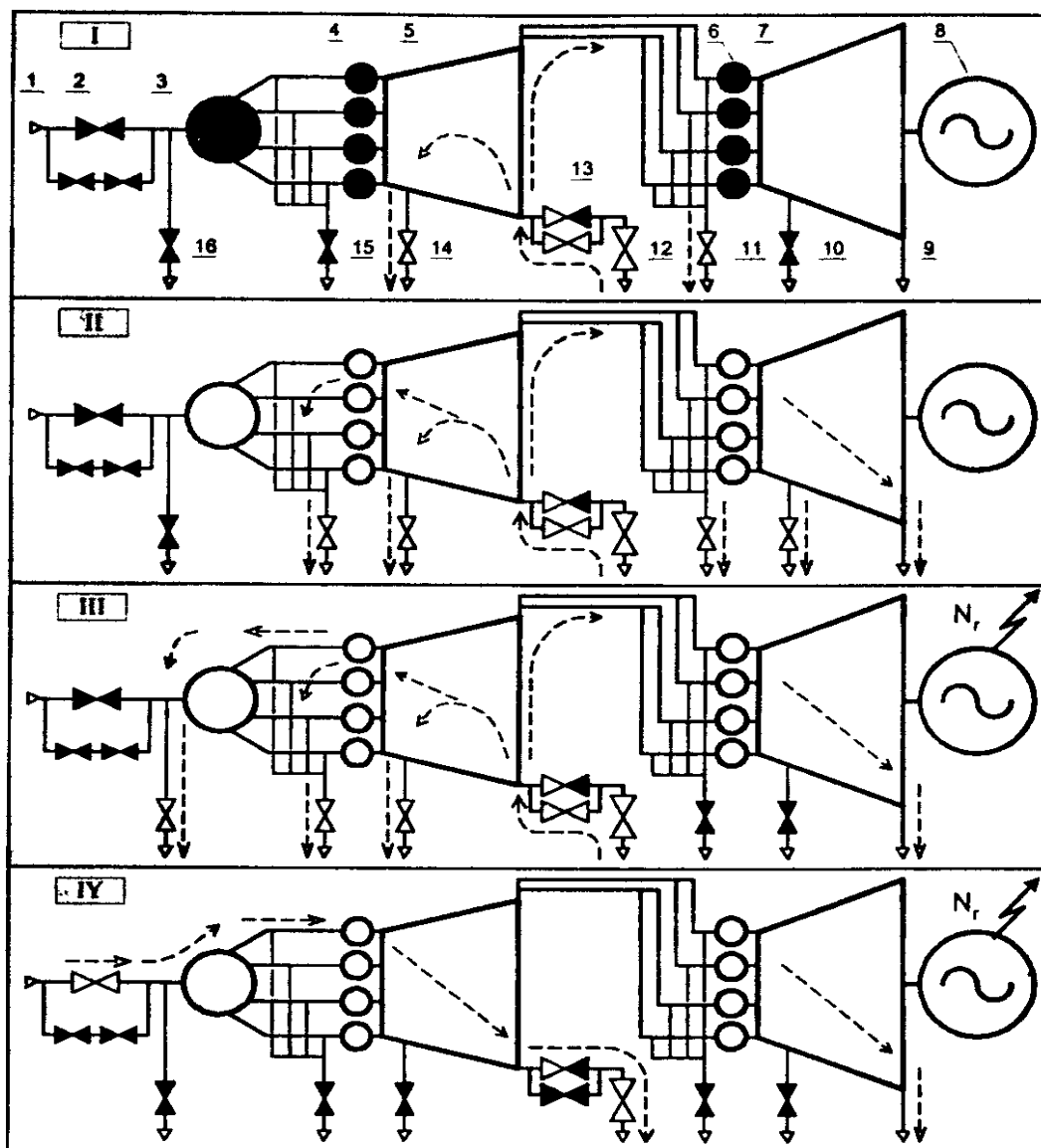


Рис. 4.6. Пуск теплофикационных турбин с подачей пара в промежуточную ступень:

1 - трубопровод свежего пара; 2 - главная паровая задвижка; 3 - стопорный клапан; 4,6 - регулирующие клапаны; 5 - ЦВД; 7 - ЦНД; 8 - генератор; 9 - выхлоп в конденсатор; 10,14 - дренажные линии из камеры регулирующей ступени ЦНД и ЦВД; 11, } 5 - дренажные линии перепускных труб ЦНД и ЦВД; 12 - в общестанционный коллектор пара на производственные нужды; 13-клапан обратный; 16- линия обеспаривания стопорного клапана.

Этапы: I - предпусковой прогрев турбины; II - толчек и разворот ротора, синхронизация и включение генератора в сеть, нагружение турбины за счёт ЦНД; III - прогрев ЦВД турбины моторном режиме; IV - переход на свежий пар и взятие нагрузки; \rightarrow - направление пусковых потоков пара: открытое положение запорных и регулирующих органов-светлое, затененное-закрытое положение

Совмещение прогрева ЦВД в моторном режиме с активной работой ЦНД дополнительно сокращает пусковые потери, так как выработка мощности турбиной начинается практически сразу же после синхронизации генератора подачей низкопотенциального пара в ЦНД.

4.2. Пусковые схемы паротурбинных энергоблоков

В блочных паросиловых установках (ПСУ) операции пуска и останова котлов и турбин совмещаются во времени и неразрывно связаны между собой, что потребовало нового подхода к организации режимов пуска оборудования, планового и аварийного его останова, сброса нагрузки до холостого хода, а также разработки специальных пусковых схем.

В настоящее время пуск блоков осуществляется *на скользящих параметрах пара*, что дает ряд преимуществ по сравнению с пуском при номинальных параметрах пара:

- снижается общая продолжительность пусковых операций, т.к. паропроводы и турбина прогреваются одновременно с пуском котла, а не последовательно;

- сокращаются тепловые потери, т.к. пуск турбины начинается уже при получении в котле небольших расходов пара пониженных параметров. При этом даже в случае применения прямоточных котлов лишь небольшое количество пара сбрасывается помимо турбины в конденсатор;

- пуск блока происходит при небольших тепловыделениях в топке, что позволяет обеспечить благоприятный температурный режим его поверхностей нагрева;

- улучшаются условия прогрева паропроводов и турбины. Использование для этой цели пара малых давлений, имеющего большие удельные объемы, обеспечивает высокие скорости потока, за счет чего достигается равномерный прогрев всех элементов блока;

- повышается надежность блоков и срок службы отдельных узлов и элементов оборудования вследствие как снижения термических напряжений, так и того, что пуск осуществляется при пониженных температуре и давлении, когда не снижаются прочностные характеристики металла.

Переход со скользящего на номинальное давление при пусках блоков желательно осуществлять при максимальном наборе нагрузки, чтобы в наибольшей степени прогреть турбину при полностью открытых регулирующих клапанах. Для газомазутных блоков с прямоточными котлами переход производится при 50..60% паропроизводительности, на которую рассчитана пропускная способность встроенных сепараторов.

Пусковая схема блока имеет систему байпасирования турбины, для сброса при необходимости части растопочного пара мимо турбины в конденсатор и предотвращения потерь конденсата при пуске, а также для удержания блока в работе при частичном или полном сбросе нагрузки (в том числе до Х.Х.). Для блоков при этом предусмотрен перевод котла на растопочную нагрузку, включение системы байпасирования и сброс излишков пара в конденсатор.

Различают одно- и двухбайпасные пусковые схемы (рис. 4.7).

Двухбайпасные схемы (рис. 4.7, а) применялись на первых отечественных блоках, когда при растопках и сбросах нагрузки свежий пар обводится мимо ЦВД и через быстродействующую РОУ-1 (БРОУ-1) поступает в промперегреватель, а с линии горячего промперегрева через БРОУ-2 сбрасывается в конденсатор.

Высокое быстродействие РОУ (5..6 секунд) необходимо, чтобы при резком сбросе нагрузки, а также при срабатывании автомата безопасности и закрытии стопорных клапанов не допустить чрезмерного повышения давления в паропроводах и автоматически сбросить излишки пара в конденсатор.

БРОУ должна обеспечивать байпасирование турбин в течение времени, пока дежурный персонал или автоматика не приведут нагрузку котла в соответствие с нагрузкой турбины, что обеспечивается применением электронно-гидравлического привода клапанов БРОУ, которые поддерживаются в прогретом состоянии

Двухбайпасные схемы обеспечивают надежное охлаждение промперегревателя при сбросах нагрузки, но сложны в исполнении, требуют значительных расходов тепла на поддержание БРОУ в прогретом состоянии и сложны в управлении в связи с трудностью обеспечения полной синхронности в работе отдельных звеньев.

Поэтому с 1964 г. блочные установки стали выполнять с однобайпасными пусковыми схемами (рис. 4.7, б), когда применяется одна БРОУ, которая байпасирует сразу всю турбину, что позволяет существенно упростить выполнение пусковой схемы и управление ею.

Однобайпасные схемы не обеспечивают охлаждения промежуточного пароперегревателя, поэтому промперегреватели стали размещать в области умеренных температур газов в конвективном газоходе, чтобы в режиме растопочной нагрузки котла они могли работать без охлаждения паром. Это потребовало увеличения поверхности промперегревателей и несколько усложнило регулирование температуры вторичного пара. Однако в целом применение однобайпасных пусковых схем повысило надежность и экономичность блоков и упростило их эксплуатацию.

Для блоков с прямоточными котлами в наибольшей степени отмеченным выше требованиям отвечают пусковые схемы со встроенным сепаратором, позволяющие полностью реализовать преимущества пуска на скользящих параметрах пара. Поэтому все современные блоки обеспечивают возможность сепараторного пуска на скользящих параметрах.

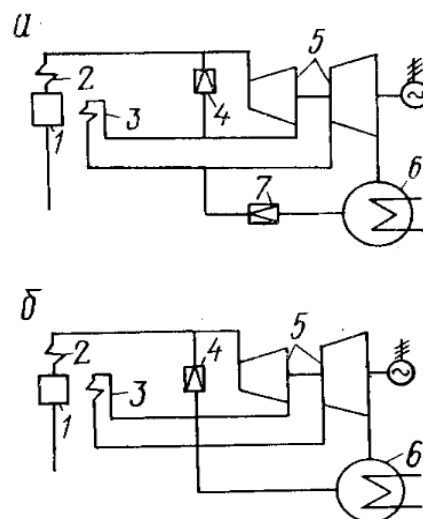


Рис. 4.7. Пусковая схема блока:
а — двухбайпасная; б — однобайпасная; 1 - котлоагрегат; 2, 3 - первичный и вторичный пароперегреватель; 4 — БРОУ-1; 5 - турбина; 6 - конденсатор; 7 - БРОУ-2

Рассмотрим последовательность пусковых операций **при пуске блока с прямоточным котлом из холодного состояния** (на примере блока мощностью 300 МВт)

Вначале выполняется предпусковая деаэрация питательной воды при работе одного из бустерных насосов на рециркуляцию. Пар к деаэратору подводится от стороннего источника. После снижения до нормы содержания кислорода и повышения температуры воды в деаэраторе до 104..110°C тракт котла до встроенных задвижек заполняется водой, для чего производится пуск питательного электронасоса.

Далее производятся пуск конденсационной и блочной обессоливающей установок и промывка питательного тракта и поверхностей нагрева котла до встроенных задвижек при сбросе воды из растопочного расширителя сначала на сброс или в промежуточный бак, а затем в конденсатор турбины.

После этого осуществляются подготовка и включение в работу тягодутьевых устройств, системы смазки турбины, газомасляной системы генератора, регенеративной установки, а также дренажной системы.

Растопка котла выполняется на сепараторном режиме при закрытых встроенных задвижках и отключенном пароперегревателе. Начальное тепловыделение в топке ~10% номинальной, что обеспечивает надежный режим отключенного пароперегревателя, так как температура газов в поворотной камере лишь ~450°C. БРОУ находится в открытом положении.

При повышении давления пара в растопочном расширителе до 0,294...0,392 МПа (3...4 ата) питание деаэратора осуществляется паром из расширителя.

После повышения давления во встроенном сепараторе до определенной величины, характеризующейся степенью сухости поступающей в него пароводяной смеси $x = 0,1...0,15$ (при температуре среды перед встроенными задвижками ~270°C), постепенно ступенчато открывается отсечной клапан сепаратора, и пар из сепаратора начинает отводиться в пароперегревательный тракт котла за встроенную задвижку.

В дальнейшем по мере роста температуры среды перед встроенной задвижкой производится прикрытие клапанов на сбросе из встроенных сепараторов. При этом происходит прогрев главных паропроводов через БРОУ и дренажи, а также прогрев блоков парораспределения до регулирующих клапанов ЦВД. Прогрев ЦВД и перепускных труб до регулирующих клапанов осуществляется за счет подачи пара со стороны выхлопа ЦВД. Одновременно после получения пара в растопочном расширителе прогревается также система промпрегрева через сбросные клапаны.

Прогрев ЦВД и перепускных труб производится до температуры металла 150...160°C, главных паропроводов — до 250°C, блоков-парораспределения — до 200°C, паропроводов горячего промпрегрева — до 160...170°C. При увеличении температуры пара в сбросных трубопроводах после БРОУ до 180...200°C вводится в работу впрыск БРОУ для поддержания температуры сбросного пара на заданном уровне.

После достижения определенных параметров пара перед ГПЗ (на уровне 2,45...2,94 МПа, 270...280°C) и температуры пара промпрегрева перед отсеч-

ными клапанами 210..220°C производится обеспаривание промперегрева и толчок ротора турбины с помощью регулирующих клапанов. Время разворота ротора до скорости 3000 об/мин составляет 50...55 мин. В течение повышения скорости вращения давление свежего пара сохраняется на уровне 2,45 МПа.

После синхронизации генератора и включения его в сеть принимается электрическая нагрузка 10...15 МВт за счет полного открытия регулирующих клапанов и закрытия БРОУ.

Дальнейший набор нагрузки осуществляется за счет увеличения тепловой нагрузки котла и повышения параметров свежего пара.

При нагрузке 30% номинальной (для пылеугольных моноблоков) или 50..60% (для газомазутных блоков) котел переводится на прямоточный режим работы, а давление свежего пара повышается до номинального путем прикрытия регулирующих клапанов.

Затем нагрузка блока увеличивается до 300 МВт с одновременным повышением до номинального значения температуры свежего пара.

В процессе нагружения блока и увеличения давления в регенеративных отборах питание деаэратора переводится на отбор из турбины и производится переход с питательного электронасоса на турбонасос.

Общая продолжительность пуска блока 300 МВт из холодного состояния без учета времени промывки тракта котла ~8 ч.

Для примера на рис. 4.8 (© Трухний А.Д., Ломакин Б.В., 2002) приведен график-задание пуска энергоблока с турбиной Т-250/300-23,5 ТМЗ из холодного состояния (температура паровпуска ЦВД 150°C, ЦСД 100 °C).

Особенности пуска блоков из неостывшего и горячего состояний.

Технология пуска блоков зависит от исходного теплового состояния котла, паропроводов и турбины, которое определяется продолжительностью простоя блока.

Наиболее быстро остывает котел. Например, прямоточный котел блока 200 МВт полностью остывает (давление в испарительных поверхностях его падает до атмосферного) за 6...9 ч. Барабанные котлы остывают более медленно. Еще медленнее (в течение 1...1,5 суток) остывают перепускные трубы и паропроводы промперегрева. Паропроводы свежего пара и стопорные клапаны остывают в течение 2...3 суток. Наиболее медленно остывают цилиндры турбин: время их естественного остывания доходит до 5...6 суток. Таким образом, после простоя блока основные элементы его будут иметь различную температуру, что должно учитываться при разработке графиков пуска блока.

Различают пуски блоков *из неостывшего* (температура паропроводов или турбины выше 150°C) и *из горячего состояния* (в котле сохраняется давление, близкое к номинальному). Классификация является условной. Так, для блоков 300 МВт к пускам из горячего состояния относят пуски при сохранившемся избыточном давлении в тракте котла до встроенной задвижки и температуре паровпускных частей турбины выше 420°C. В этом случае применяется одинаковая технология сепараторного пуска котла.

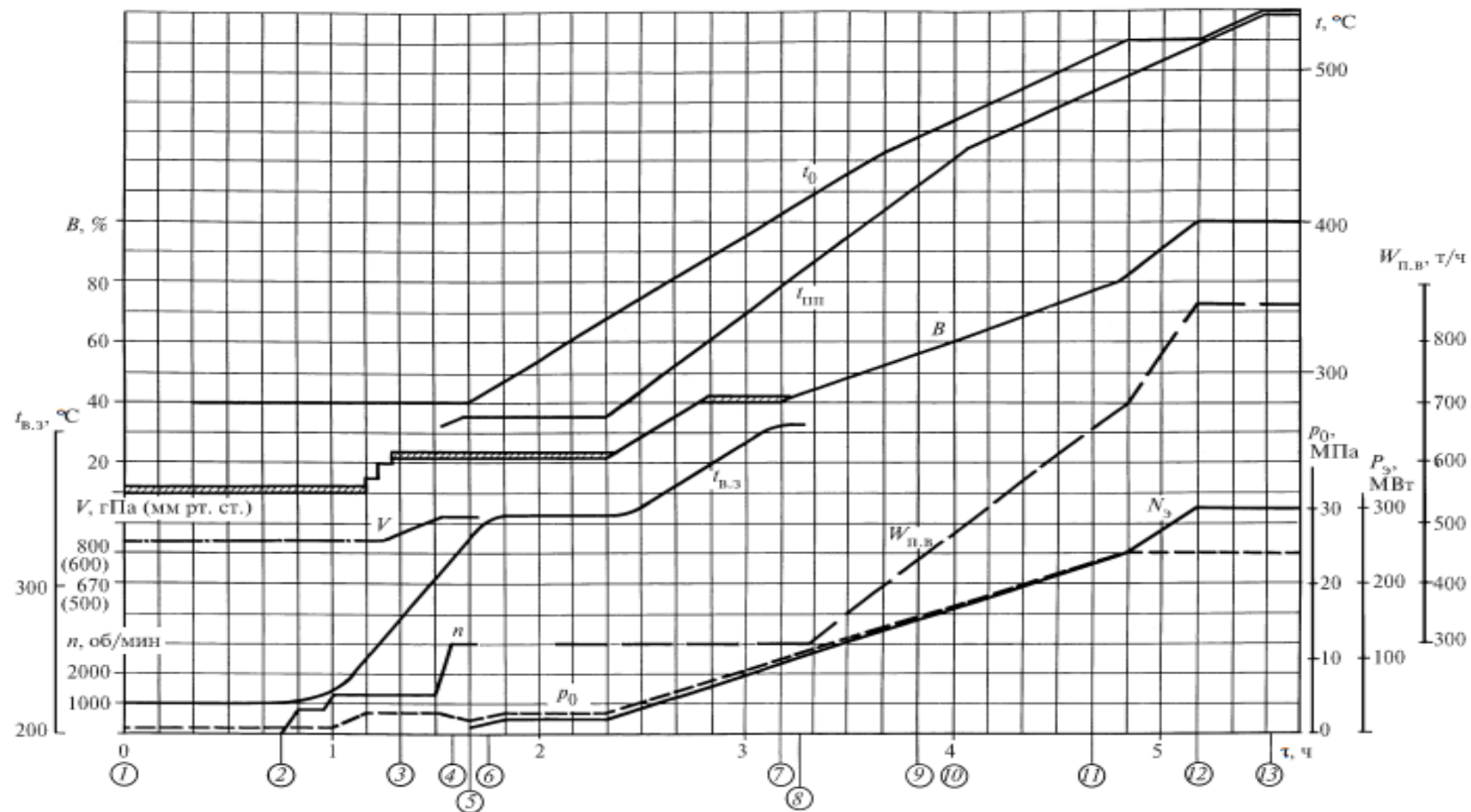


Рис. 4.8. График-задание пуска энергоблока с турбиной Т-250/300-23,5 ТМЗ из холодного состояния (температура паровпуска ЦВД 150°C, ЦСД 100°C) 1 – розжиг горелок (форсунок); 2 – толчок ротора и начало прогрева тракта промперегрева; 3 – конец прогрева паропроводов промперегрева, открытие стопорных и регулирующих клапанов ЦСД-1 и закрытие сбросных задвижек перед ЦСД; 4 – включение генератора в сеть, закрытие ПСБУ, открытие полностью первых четырех регулирующих клапанов турбины (угол поворота кулачкового вала 80°С); 5 — включение системы обогрева фланцевого соединения корпуса ЦСД-1; 6 – включение системы обогрева фланцевого соединения корпуса ЦВД; 7 – переход котла на прямоточный режим; 8 – начало прогрева ПТН и включение нижнего отопительного отбора; 9 – включение верхнего отопительного отбора; 10 – переход с ПЭН на ПТН; 11 – открытие встроенных задвижек котла; 12 – отключение системы обогрева фланцевых соединений корпусов ЦВД и ЦСД-1; 13 – выход на номинальную температуру свежего пара; V – разряжение в конденсаторе; W_{п.в.} – расход питательной воды на котел; B – расход топлива; t_{в.з.} – температура среды перед встроенной задвижкой

Для различных исходных тепловых состояний блока разрабатываются свои графики-задания по пуску, которые должны обеспечить отсутствие тепловых ударов, допустимые скорости прогрева или охлаждения элементов блока, соблюдение критериев механической надежности турбины, а также минимальное время пуска. Необходим выбор параметров пара для толчка турбины, выдерживание оптимального времени разворота турбины и ее нагружения, а также прогрев паропроводов свежего пара и паровпускных органов турбины, чтобы не допустить значительного снижения температуры пара, подаваемого в горячую турбину.

Пуск *неостывшего* блока осуществляют при соблюдении условий:

- температура свежего пара и после промперегрева должна не менее чем на 50°C превышать температуру наиболее нагретых элементов соответственно ЦВД и ЦСД турбины;
- на уплотнения ЦВД и передние уплотнения ЦСД необходимо подавать горячий пар температурой $300..320^{\circ}\text{C}$;
- прогрев ЦВД и перепускных труб высокого давления следует осуществлять при подаче в турбину пара через байпас ГПЗ при полностью открытых регулирующих клапанах и вращении ротора турбины со скоростью примерно 500 об/мин.

Пуск *из горячего состояния* производится аналогично пуску неостывшего блока, но без предварительного прогрева тракта промперегрева и перепускных труб высокого давления. Это позволяет быстро нагрузить блок, но предъявляет жесткие требования ко времени выполнения отдельных операций.

Для примера на рис. 4.9 приведены графики пуска блока 300 МВт из различных тепловых состояний.

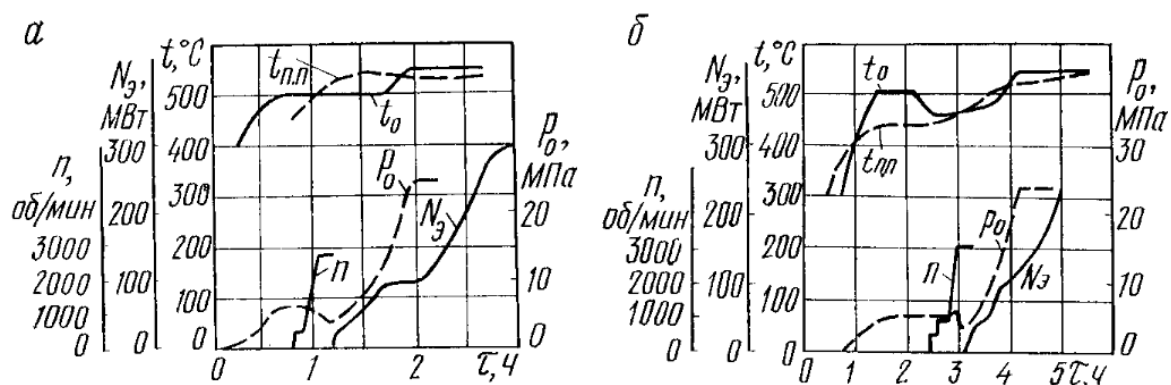


Рис. 4.9. График пуска блока 300 МВт из различных тепловых состояний:
а — после простоя 6..8 ч; б — после простоя 24..36 ч.

4.3. Остановы котлоагрегатов и паровых турбин

Рассмотрим порядок **останова турбоагрегатов**:

- нормальный (в холодный резерв, с предотвращением значительного расхолаживания, с принудительным расхолаживанием);
- аварийный (со срывом вакуума, без срыва вакуума).

Нормальный останов производится в плановом порядке с проведением всех подготовительных работ и с соблюдением всех инструкций по нормальному останову.

Связан с изменением термического и механического состояния агрегата, поэтому следует выдерживать необходимый режим расхолаживания, вести постоянный контроль за термическими расширениями (сокращениями) элементов агрегата, его механическим состоянием.

Порядок останова определяется местной инструкцией и зависит от мощности, параметров и типа агрегата.

Порядок нормального останова **конденсационной турбины**.

Подготовка к останову турбоагрегата включает *проверку работы* вспомогательных маслосососов, расхолаживание СК и РК ВД и СД, проверку исправности приводов БРОУ и РОУ.

По команде дежурного инженера производится **разгрузка турбины** путем прикрытия РК при постоянном начальном давлении или на скользящих параметрах пара при полностью открытых РК путем снижения давления пара на котле. Снижение мощности производится ступенями с выдержкой на промежуточных нагрузках. При этом *необходимо вести наблюдение*:

- за относительным удлинением (или укорочением) роторов;
- за разностью температур верха и низа цилиндров ВД и СД;
- за разностью температур между фланцем и шпилькой;
- за вибрационным состоянием агрегата;
- за уровнем конденсата в конденсаторе;
- за работой системы подачи пара на уплотнения;
- за температурой масла на сливе из подшипников.

В процессе снижения нагрузки при определенных ее значениях необходимо:

- включить систему рециркуляции основного конденсата;
- переключить деаэратор на посторонний источник питания;
- отключить ПВД и ПНД, начиная с верхнего; остановить сливные насосы;
- произвести снижение числа работающих конденсатных и циркуляционных насосов КН и ЦН;
- в блоках с ПТН при нагрузке 30...50% номинальной перевести питание котла на ПЭН; турбину ПТН остановить согласно инструкции;
- открыть байпасы ГПЗ и закрыть ГПЗ (главные паровые задвижки);
- в блочных установках включить БРОУ и РОУ (в блоках с прямоточными котлами БРОУ необходимо для нормальной работы котла при нагрузках турбины ниже 30% номинальной, с барабанными котлами - необходимо охлаждать ПП ВД и ПП НД).

После разгрузки блока подача пара в турбину прекращается воздействием вручную на рычаги автомата безопасности и *отключается генератор* когда установлено, что СК закрылись полностью и ваттметр показывает отрицательную мощность, то есть генератор работает в моторном режиме. Время работы в моторном режиме - не более 4 минут.

До полного останова ротора необходимо:

- включить резервный маслонасос и следить за давлением масла, поступающего на смазку;
- закрыть байпасы ГПЗ и задвижки на ХПП у турбин с промперегревом;
- прослушать турбину на оборотах, особенно в области концевых уплотнений;

При необходимости снимается *кривая выбег*, вид которой позволяет определить в том числе минимальную величину оборотов, когда существует масляный клин в подшипниках. На них следует вести прогрев турбины после толчка ротора паром без опасности вызвать износ баббитовой заливки подшипников.

Если при останове кривая выбега не снимается, то при понижении числа оборотов можно *снижать вакуум, прикрывая пар на эжектор*.

После остановки роторов сразу включить в работу ВПУ и вращать ротор непрерывно в течение времени, указанного в инструкции по эксплуатации. Затем можно перейти на периодические проворачивания ротора на 180° через каждые 20...30 мин до полного остывания турбины.

Температуру масла после маслоохладителей должна быть около 40...42°C за счет снижения подачи охлаждающей воды на маслоохладители. Необходимо также уменьшать расход воды и на охлаждение генератора.

В блоках с БРОУ, вакуум в конденсаторе должен поддерживаться в течение всего времени работы БРОУ.

На весь период сохранения вакуума необходимо подавать пар на концевые уплотнения (КУ) турбины для избежания подсоса в цилиндр холодного воздуха и резкого ее охлаждения изнутри. Должны быть также закрыты задвижки на линиях отсоса пара от штоков клапанов.

После прекращения работы БРОУ отключаются эжектора. С исчезновением вакуума прекращается подача пара на КУ. Останавливается КН и ЦН.

Маслонасос должен работать непрерывно до полного остывания турбины.

После полного остывания турбины открываются дренажные и продувочные вентили, а также линии обеспаривания.

Приведенный порядок останова турбины характерен для перевода ее *в холодный резерв*.

При ее останове на ночь при провалах графика нагрузки для сокращения времени последующего пуска целесообразно вести останов так, чтобы *не вызвать значительного расхолаживания*.

Поскольку мгновенный сброс большой нагрузки отключением генератора от сети и закрытием СК может вызвать значительное снижение напряжения и частоты в системе, более подходящим является способ, когда нагрузка достаточно быстро снижается до 30...35% номинальной, после чего производится мгновенный сброс оставшейся нагрузки путем закрытия СК. «Толчок» в систе-

ме будет незначителен, а в турбине будет аккумулироваться достаточное количество тепла.

Отметим для наглядности, что наиболее массивная часть турбины типа К-300-240 после естественного остывания в течение 60 ч имеет температуру 310°C, дальнейшее его остывание до 100°C продолжается несколько суток, а общее время остывания турбины составляет 6...7 суток.

При *останове в ремонт* следует, наоборот, вести **принудительное расхолаживание**, чтобы быстрее приступить к ремонтным работам и снизить время простоя. Пропуск пара с постепенно понижающейся температурой вызывает форсированное охлаждение турбины.

Аварийный останов турбины производится при повреждении ее элементов или при такой угрозе. Производится без подготовительных операций, путем расцепления рычагов автомата безопасности и последующего отключения генератора от сети.

Различают аварийный останов: со срывом и без срыва вакуума.

Срыв вакуума производится подачей воздуха в конденсатор через специальный клапан с остановом рабочих эжекторов. Цель срыва вакуума — сокращение времени выбега ротора за счет увеличения потерь на трение. После закрытия СК цилиндры находятся под вакуумом и роторы вращаются в среде с очень малой плотностью. При подаче воздуха в конденсатор (и в цилиндры) потери на трение возрастают во много раз, увеличивается тормозящий момент, и время останова роторов снижается более чем в 2 раза.

Недостаток - подача холодного воздуха в турбину, находящуюся на оборотах, вызывает резкое охлаждение ротора и внутренней поверхности цилиндра, поскольку коэффициент теплоотдачи от более плотного воздуха к стенке выше, чем от пара 0,035...0,05 ата. Останавливать турбину со срывом вакуума следует лишь для предотвращения развития аварии.

Аварийный останов турбины *со срывом вакуума* производится:

- при увеличении скорости вращения ротора турбины сверх 10...12% нормальной;
- при внезапном возникновении сильной вибрации турбины;
- при появлении в проточной части ударов и явно слышимого металлического звука; при появлении искр из концевых уплотнений;
- при резком повышении температуры масла до 75°C, появлении дыма из подшипников, генератора;
- при воспламенении масла на турбине и невозможности быстро потушить пожар.
- при недопустимом осевом сдвиге ротора;
- при недопустимых относительных изменениях длины ротора;
- при недопустимом падении давления масла на смазку;
- при недопустимом снижении уровня масла в баке;
- при гидравлическом ударе,
- при разрыве паропровода свежего пара и промперегрева, паропровода отбора.

При останове со срывом вакуума сброс пара в конденсатор через БРОУ не допускается.

Аварийный останов турбины **без срыва вакуума** производится:

- при резких отклонениях t_0 и $t_{\text{гн}}$ от установленных предельных величин;
- при падении вакуума ниже допустимой величины;
- при разрыве атмосферных диафрагм ЦНД;
- при снижении перепада давления «масло—водород» в системе уплотнения генератора;
- при работе агрегата в беспаровом режиме сверх установленного времени;
- при появлении дыма из генератора или возбuditеля.
- при возникновении неустраняемой течи масла или огнестойкой жидкости;
- при перегрузке последней ступени турбин с противодавлением.

Аварийные ситуации могут возникнуть также при набросах и сбросах нагрузки, отключении ПВД, потере напряжения в линиях собственных нужд.

При аварийном останове со срывом вакуума генератор д.б. отключен от сети сразу после закрытия СК, без срыва вакуума - генератор может находиться в моторном режиме до 4 мин.

Современные турбоагрегаты для предотвращения опасных режимов снабжаются достаточным количеством защит. Большинство аварийных положений, рассмотренных выше, может произойти только при отказе в работе соответствующих защит и блокировок.

После аварийного прекращения доступа пара в турбину должны быть выполнены все остальные необходимые операции по останову турбоагрегата.

Рассмотрим порядок **останова котлоагрегатов**:

нормальный (в горячий и холодный резерв);

- аварийный.

При *нормальных остановах в горячий резерв* принимаются меры для сохранения аккумулированного в котлоагрегате тепла. При *нормальных остановах в холодный резерв* котел расхоложивают, соблюдая безопасные скорости охлаждения его элементов.

Аварийные остановки котлов вызываются повреждениями их элементов и необходимостью срочного ремонта. Применяется *полное ускоренное расхоложивание* котла со спуском воды (например, при повреждении экранных поверхностей) или *частичное расхоложивание*.

Нормальный останов производится по диспетчерскому графику с предварительным снижением паропроизводительности.

Аварийный останов выполняется в экстренном порядке.

Барабанный котел нормально останавливается в такой последовательности:

- постепенно снижается нагрузка;
- отключаются горелки и производится отключение котла от паровой магистрали;
- закрываются непрерывная продувка и пробоотборники;
- котел подпитывается до верхнего уровня и отключается питание.

После погасания факела и вентиляции котла в течение около 10 мин отключают тягодутьевые механизмы.

В начале охлаждения котлоагрегата происходят кратковременное повышение давления пара и температуры стенок пароперегревателя за счет аккумулярованного в обмуровке тепла. Поэтому примерно на 15 мин необходимо открыть продувку пароперегревателя через РОУ. При дальнейшем естественном расхолаживании котла пароперегреватель, имеющий большую поверхность нагрева, будет интенсивно охлаждаться за счет конвекции воздуха, и в змеевиках его начнется конденсация пара.

Водяной экономайзер вначале также воспринимает тепло, аккумулярованное в обмуровке, что может вызвать повышенный нагрев труб, поэтому производят прокачку питательной воды через ВЭК.

Экраны и вода в них охлаждаются быстро. Охлаждение барабана происходит в основном за счет циркуляции воды, так как отдача тепла через изоляцию в окружающую среду невелика.

При охлаждении экранных поверхностей в контурах возникает обратная циркуляция, так как температура воды в опускных изолированных трубах оказывается выше, чем в экранных. Верхняя часть барабана, омываемая паром, охлаждается медленнее, чем нижняя. Температурная разность между верхом и низом барабана, как и в период растопки, должна быть не более 40..50°С.

Режим расхолаживания котла устанавливается в зависимости от вида останова.

Аккумулярованное в котле тепло расходуется на излучение и конвекцию в окружающую среду, на подогрев воздуха, омывающего поверхности нагрева за счет самотяги, с паром, продуваемым из пароперегревателя, и с продувкой из нижних точек котла. В наибольшей степени котел охлаждается за счет конвективного теплообмена между поверхностями нагрева и воздухом, проникающим через неплотности в топку и газоходы за счет возникающей в них самотяги.

Подпитка котла питательной водой, имеющей температуру ниже, чем котловая вода, ускоряет снижение давления и охлаждения котлоагрегата.

При останове котла в горячий резерв на 6...8 ч для снижения потерь тепла после вентиляции топки закрываются все лючки, лазы, заслонки на газовоздушном тракте, а продувка и подпитка выдерживаются минимальными.

При останове котла в ремонт для его расхолаживания через 5...6 ч после погасания факела производится вентиляция газоходов открытием направляющих аппаратов дымососов и продувкой котла через нижние точки коллекторов экранов. Через 8...10 ч можно повторить продувку нижних точек, усилить вентиляцию газоходов, при необходимости включить дымососы.

РОУ отключается при давлении примерно 0,5 МПа, а при падении давления до нуля открывается линия аварийного сброса и сливается вода через нижние точки котла.

Нормальный останов прямоточных котлов без расхолаживания проводится после погасания факела прекращением подачи питательной воды, остановом ПЭН.

После отключения котла продуваются линии впрысков и закрываются их запорные вентили, выпускается пар из пароперегревателя и обеспаривается система промперегрева. Топка и газоходы вентилируются 5...10 мин, после чего отключаются ТДМ, закрываются их направляющие аппараты и газовые шиберы перед РВП, и котел переходит в режим естественного расхолаживания.

При принудительном расхолаживании котла и паропроводов, после выпуска пара из пароперегревателя производится прокачка воды через тракт котла со сбросом среды через дренажные линии перед ГПЗ. При останове котла с расхолаживанием тракта до встроенной задвижки прокачка воды осуществляется при закрытой встроенной задвижке со сбросом среды из встроенных сепараторов в растопочный расширитель.

Котлы остывают значительно быстрее турбин - особенно прямоточные, не имеющие заполненного водой барабана, играющего роль аккумулятора тепла.

Продолжительность ускоренного расхолаживания прямоточного котла 3...5 ч, естественного 6...12 ч.

Продолжительность расхолаживания барабанного котла зависит от его производительности и конструктивных особенностей и при нормальном останове составляет 24...36 ч.

Котлы, имеющие дефекты (трещины в стенках барабана и труб и др.), должны расхолаживаться медленнее.

Согласно ПТЭ, **котлоагрегат должен быть немедленно остановлен** (действием средств защиты, а при их отказе выполняется персоналом) в случаях:

- прекращения действия всех ПЭН, недопустимого повышения (понижения) уровня воды в барабане, выхода из строя всех уравнимеров;
- выхода из строя всех расходомеров питательной воды прямоточного котла или прекращения питания прямоточного котла на время более 30 с;
- разрыва труб пароводяного тракта или обнаружения трещин и свищей в паропроводах и паровой арматуре;
- недопустимого повышения давления в пароводяном тракте и отказа в срабатывании предохранительных клапанов;
- недопустимого повышения или понижения давления в тракте прямоточного котла до встроенных задвижек;
- погасания факела в топке или недопустимого понижения давления газа или мазута за регулирующим клапаном;
- отключения всех дымососов или дутьевых вентиляторов или всех РВП;
- взрыва в топке или газоходах, загорания отложений, разогрева докрасна несущих балок каркаса, при обвале обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих персоналу или оборудованию;
- прекращения расхода пара через промежуточный пароперегреватель.

4.4. Особенности и порядок пуска ГТУ и ПГУ

Пусковые операции современных ГТУ проводятся только автоматически, при этом скорость пуска и нагружения определяется повышением температуры газов и ограничением термических напряжений.

Для пуска ГТУ требуется внешний источник энергии, в качестве которого может использоваться, например, двигатель внутреннего сгорания или специальное тиристорное пусковое устройство, переводящее двигатель ГТУ в режим генератора. Мощность пускового устройства 2...6% мощности ГТУ.

При пуске ГТУ необходимо надежно обеспечить:

- работу компрессора в допомпажной области при минимальной мощности пускового устройства;
- кратчайший выход на минимальный стационарный устойчивый рабочий режим;
- отсутствие в процессе пуска существенных термических перегрузок.

До пуска необходимо проверить исправность оборудования, технологических защит, системы регулирования.

Пуск начинается с включения маслососа, обеспечивающего смазку подшипников, гидроподъем (при его наличии), а также подачу масла в системы регулирования.

Рассмотрим этапы процесса пуска энергетической ГТУ, выполненной по простой схеме (рис. 4.10).

Этап I ($0 \rightarrow n_1$) холодного разгона (до подачи топлива). Повышение частоты вращения ротора производится благодаря пусковому устройству.

В точке *a* зажигается топливо в пусковых горелках КС. Температура и давление рабочего тела повышаются, начинается прогрев турбины (точка *b*).

Система управления антипомпажными клапанами открывает их, что обеспечивает дальнейший разгон ротора ГТУ при соответствующем коэффициенте устойчивости $K_y = 1,06...1,1$.

При малой частоте вращения значительно снижается КПД компрессора. При этом возможно «зависание» ГТУ, когда увеличение подачи топлива не

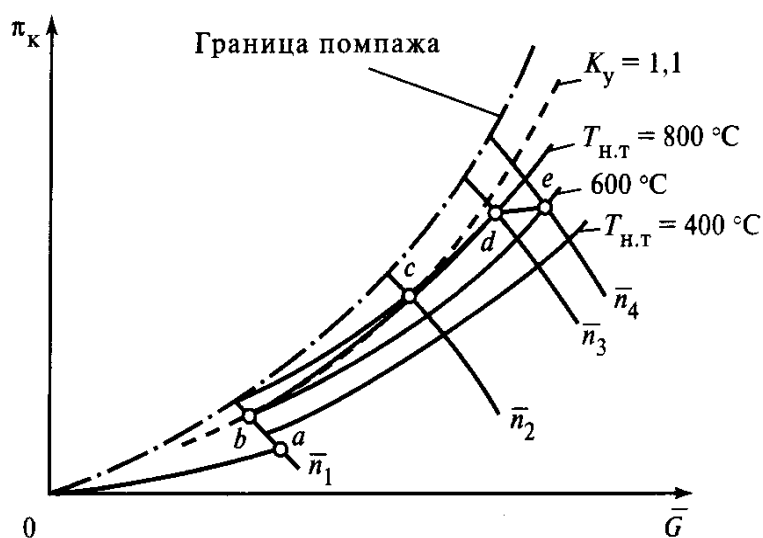


Рис. 4.10. Рабочая характеристика компрессора на пусковых режимах ГТУ:

$T_{н.т}$ — начальная температура газа, °C; K_y — коэффициент запаса устойчивости; \bar{n} — приведенная частота вращения компрессора (изодрома); \bar{G} — приведенный расход воздуха через компрессор; π_k — степень повышения давления в компрессоре

(©Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.)

приводит к повышению частоты вращения. При попадании в помпаж устранить его не удастся без останова ГТУ. Этап / заканчивается при $n_1 = 20..25$ % частоты вращения холостого хода.

Этап II ($n_1 \rightarrow n_2$) — стартерно-турбинный разгон с открытыми антипомпажными клапанами (точки $a—b—c$). Происходит увеличение подачи топлива в КС ГТУ и постепенное закрытие антипомпажных клапанов, что позволяет провести режим « $b—c$ » вдоль линии $K_y \approx 1,1 = \text{const}$. Начинается участие газовой турбины в разгоне ротора ГТУ.

Этап III ($n_2 \rightarrow n_3$) — стартерно-турбинный разгон при закрытых антипомпажных клапанах (точки $c—d$). В конце этапа в точке d мощность ГТ превышает мощность, потребляемую компрессором, и является достаточной для самостоятельного разгона ротора.

Этап IV ($n_3 \rightarrow n_4 = n_{xx}$) — этап горячего саморазгона до режима холостого хода (точки $d—e$). В точке d расход топлива больше необходимого по балансу, поэтому после отключения пускового устройства (при $n_3 \approx 50..60\%n_{xx}$) происходит дальнейшее повышение частоты вращения до значения $n_4 = n_{xx}$.

Этап V — синхронизация энергетической ГТУ с энергосистемой. После перехода ГТУ к устойчивой работе на холостом ходу осуществляют синхронизацию ее электрогенератора с энергосистемой и приступают к нагружению ГТУ за счет увеличения расхода топлива.

На рис. 4.11 приведен пример графика пуска-задания ГТУ.

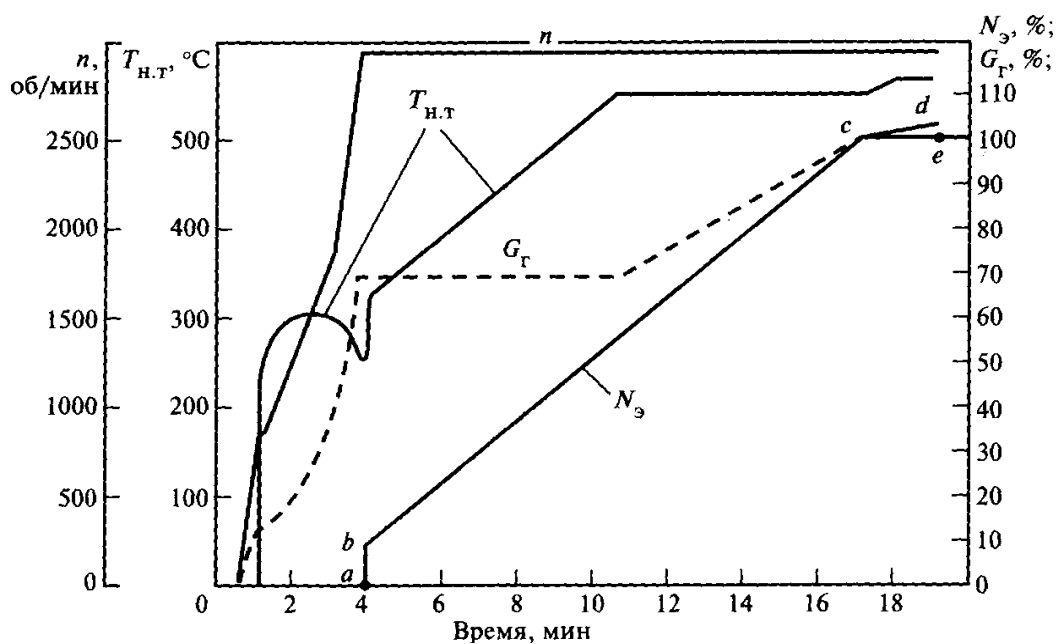


Рис. 4.11. Запуск и нагружение ГТУ типа V94.2 (фирмы «Интертурбо», г. С.-Петербург) при условиях ISO (без учета потерь на выходе и входе)
 $a—b—c—e$ — нормальное нагружение со скоростью $u = 11$ МВт/мин;
 $c—d$ — нагружение в режиме пиковой нагрузки со скоростью $u = 4$ МВт/мин

ГТУ нужно немедленно остановить при срабатывании соответствующих защит, при появлении стуков, скрежета и недопустимой вибрации.

При неудачном запуске ГТУ последующие попытки следует начинать после вентиляции газозвдушного тракта, чтобы удалить оставшееся там топливо и избежать хлопков (взрывов).

Добавление в схему котла-утилизатора (КУ) и паровой турбины (ПТ) существенно увеличивает время пуска ПГУ в целом.

На рис. 4.12 приведен пример графика пуска-задания утилизационной ПГУ.

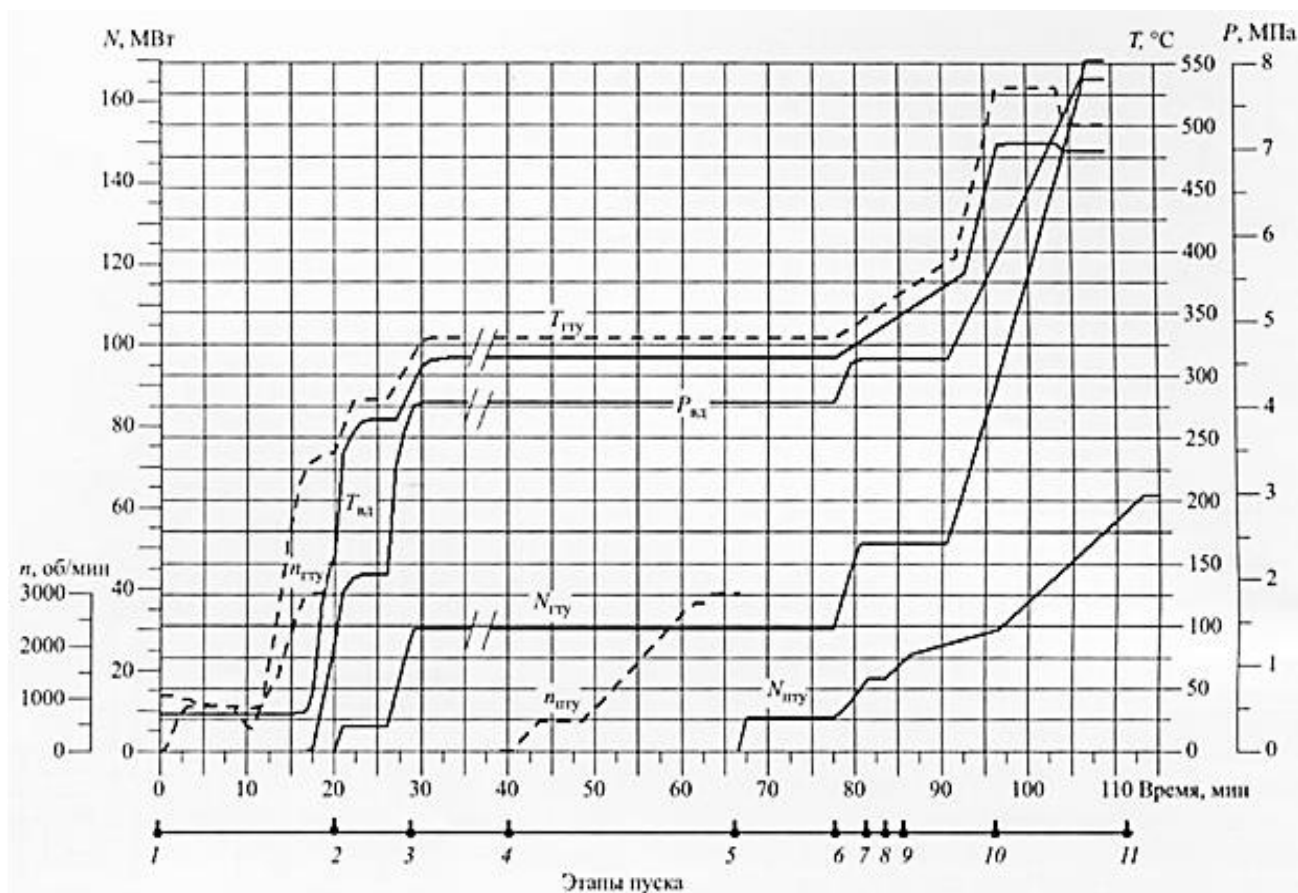


Рис. 4.12. График-задание пуска ПГУ-230 из холодного состояния по этапам

1 – пуск ГТУ; 2 – включение ГТУ в сеть, набор стартовой нагрузки; 3-4 – выдержка для прогрева паропроводов (время выдержки м.б. увеличено); 4 – пуск ПТ; 5 – включение в сеть ПТ; 6-7 – закрытие клапана БРОУ ВД; 8-9 – подключение контура НД; 9 – 10 – закрытие клапана БРУ НД; 10-11 нагружение блока; 11 – конец нагружения; $T_{гту}$ – температура газов за ГТУ; $T_{вд}$ – температура пара высокого давления на выходе из котла; $P_{вд}$ – давление пара в барабане высокого давления; $N_{гту}$ – электрическая мощность ГТУ; $N_{пту}$ – электрическая мощность ПТУ; $n_{гту}$ – частота вращения ротора ГТУ; $n_{пту}$ – частота вращения ротора ПТ.

Пуск УПГУ начинается с пуска ГТУ.

В соответствии с особенностями ГТУ (в том числе с учетом зависимости температуры газов после газовой турбины $T_{кт}$ от ее мощности $N_{гту}$ и температуры наружного воздуха $T_{нв}$) выбирается начальная нагрузка ГТУ, которая необходима для прогрева КУ и паропроводов, повышения параметров генерируемого пара, подачи этого пара в турбину и увеличения частоты ее вращения до соответствующей моменту включения электрогенератора в сеть.

Лимитирующими скорость пуска являются допустимые условия прогрева барабанов (скорость нарастания давления в них), выходных коллекторов пароперегревателей, паропроводов и корпусов стопорных клапанов.

Поэтому время пуска ПГУ меньшей мощности и спроектированной на более низкие параметры пара сокращается, но все же существенно превышает время пуска ГТУ в автономном режиме.

Лучшие показатели маневренности паровых турбин УПГУ по сравнению с традиционными ПТУ объясняются тем, что их критические высоконагруженные детали имеют меньшие толщины стенок и работают при относительно более низких давлениях пара. ПТ ПГУ работают на скользящих параметрах.

5. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТЭЦ В ОБЪЕДИНЁННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Различают следующие режимы работы теплофикационных турбин:
(© Трухний А.Д., Ломакин Б.В., 2002)

Теплофикационные режимы — при которых через отборы турбины осуществляется отпуск тепла для целей промышленного потребления или нагрева сетевой воды.

- *режимы работы по тепловому графику* («теплофикационный режим», «режимом работы с противодавлением», «режим работы с закрытой диафрагмой» и пр.), когда теплофикационная турбина работает как турбина с противодавлением, обеспечивая выработку тепла в заданном количестве и с заданными параметрами теплоносителя, попутно вырабатывая электроэнергию, в количестве, определяемом расходом и параметрами свежего и отработавшего пара. При изменении машинистом или системой регулирования тепловой нагрузки автоматически изменяется и электрическая нагрузка. Работа конденсатора (при его наличии) обеспечивает конденсацию небольшого количества пара, поступившего в ЧНД через неплотности регулирующих органов (диафрагмы). Такой режим, особенно при нагреве сетевой или подпиточной воды во встроенном пучке конденсатора, является самым экономичным из-за малых потерь тепла конденсации в конденсаторе (или их отсутствия вообще). Однако, при этом не может быть получена электрическая мощность больше той, которая определяется максимально возможной теплофикационной нагрузкой турбоагрегата.

- *режимы работы по электрическому графику*, когда тепловая и электрическая нагрузки регулируются независимо, а через турбину протекает два потока пара: теплофикационный и конденсационный, обеспечивающие выработку электроэнергии с наивысшей и наинизшей экономичностью соответственно. Экономичность работы турбины зависит от соотношения расходов этих потоков: чем больше доля теплофикационного потока, тем более экономичной будет работа турбоустановки.

Конденсационные режимы — при которых от турбин не отпускается теплота (они становятся аналогичными конденсационным), характерны для турбин ТЭЦ в летний период, когда небольшая тепловая нагрузка (чаще всего, горячее водоснабжение) обеспечивается одним или несколькими агрегатами.

Режимы работы теплофикационных турбин, в том числе работа турбин при переменном пропуске пара, при отклонении параметров свежего пара и пара промежуточного перегрева, при переменном давлении в конденсаторе, при переменной тепловой нагрузке теплофикационных отборов, а также явления, возникающие в турбинах при нестационарных режимах подробно рассматриваются в учебном пособии для вузов «Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки» авторов Трухний А.Д., Ломакин Б.В.

(<http://03-ts.ru/index.php?nma=downloads&fla=tema&ids=66>)

Режимы работы ТЭЦ и факторы, определяющие эффективность отпуска теплоты от теплофикационных турбин подробно рассматриваются в учебном пособии Качана А. Д. «Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций» (<http://03-ts.ru/index.php?nma=downloads&fla=stat&idd=370>). Здесь рассматриваются такие вопросы как: структура тепловых нагрузок и режимы работы ТЭЦ в неотапительный период; факторы, определяющие эффективность ступенчатого подогрева сетевой воды; способы утилизации тепла отработавшего пара в конденсаторах турбин; маневренные характеристики ТЭЦ.

Особенности режимов оборудования ТЭЦ, в том числе отопительных и промышленно-отопительных, взаимосвязь режимов тепловой сети и теплофикационных турбин ТЭЦ подробно рассматриваются в учебнике для вузов «Режимы работы и эксплуатация ТЭС» авторов Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. (<http://03-ts.ru/index.php?nma=downloads&fla=stat&idd=948>)

6. ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЭС

При эксплуатации в стационарных режимах термические напряжения в деталях и узлах энергоблока, как правило, незначительны, а механические напряжения находятся в допустимых пределах.

В обязанности обслуживающего персонала при эксплуатации блока в стационарных режимах входит:

- контроль за основными параметрами турбоустановок и парогенераторов; за работой отдельных узлов и механизмов;
- контроль за работой системы регулирования и местных автоматических систем; за правильностью показаний стационарных указателей положения органов регулирования и защиты;
- проверка и опробование элементов защиты, аварийной сигнализации и автоматики включения резерва (АВР), согласно установленному графику;
- опробование резервного оборудования;
- периодическая смазка узлов и деталей турбины, не обеспеченных централизованной смазкой;
- периодическая запись показаний приборов в суточную ведомость; ведение вахтенного журнала, журнала оперативных переключений, журнала дефектов оборудования;
- контроль за соблюдением правил техники безопасности.

В стационарных режимах блок, как правило, работает в автоматическом режиме. В случае необходимости обслуживающий персонал выполняет все переключения и операции по изменению электрической и тепловой нагрузки, регулированию параметров свежего пара, пара промперегрева, вспомогательного оборудования и т.д.

Основной задачей эксплуатации является обеспечение безопасности работы оборудования в условиях нормальной эксплуатации при обеспечении выполнения и поддержания заданных параметров и экономичности.

С этой точки зрения особое внимание уделяется контролю за:

- давлением и температурой свежего пара и пара промперегрева;
- нагревом масла и колодок вкладышей подшипников турбины;
- вибрацией турбоагрегата;
- давлением масла в системе смазки турбоагрегата; в системе уплотнений генератора;
- уровнем масла в маслобаке;
- давлением водорода в системе охлаждения генератора; расходом охлаждающей воды в системе охлаждения генератора;
- перепадом давлений пара на последних ступенях турбин с противодавлением;
- температурой выхлопного патрубка турбины;
- давлением пара в контрольных ступенях турбин;
- уровнем конденсата в регенеративных и сетевых подогревателях, в деаэраторе.

В случае возникновения отклонений в режимах работы персонал должен восстановить нормальные условия эксплуатации или произвести останов оборудования (блока в целом или отдельных его элементов). Все действия персонала в этом случае регламентируются инструкцией по эксплуатации соответствующего оборудования (имеются инструкции по эксплуатации котла, турбины, системы регенерации, питательной установки и т.д.).

Второй важной задачей, стоящей перед персоналом является обеспечение экономичного режима работы оборудования. При эксплуатации современного оборудования даже незначительные отклонения от оптимального режима приводят к большим пережогам топлива.

Для обеспечения максимальной экономичности необходимо выдерживать:

- заданные параметры свежего пара и пара промперегрева; оптимальный вакуум в конденсаторе; заданную температуру питательной воды;
- минимальный недогрев питательной воды и конденсата в регенеративных подогревателях;
- минимальное переохлаждение конденсата в конденсаторе;
- оптимальный режим работы испарителей, деаэраторов, бойлеров;
- минимальные потери теплоты и конденсата;
- оптимальное распределение нагрузки между агрегатами.

Основы эксплуатации ТЭС подробно рассматриваются в учебном пособии Качана А. Д. «Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций» (<http://03-ts.ru/index.php?nma=downloads&fla=stat&idd=370>). Здесь помимо задач эксплуатации основного оборудования ТЭС в нормальных режимах рабо-

ты также освещаются вопросы нарушения нормального режима работы котлоагрегатов и меры по их предотвращению; аварийные режимы работы паровых турбин, в том числе контроль состояния проточной части турбин; вопросы эксплуатации вспомогательных установок паровых турбин и котлоагрегатов; организации контроля металла оборудования ТЭС, его повреждаемости и пр.

Вопросы обслуживания теплофикационных паротурбинных установок, их узлов и вспомогательного оборудования при нормальной работе, а также наблюдения за работающей турбиной, борьбы с отложениями в проточной части подробно рассматриваются в учебном пособии для вузов «Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки» авторов Трухний А.Д., Ломакин Б.В.

(<http://03-ts.ru/index.php?nma=downloads&fla=tema&ids=66>)

Большое внимание вопросам эксплуатации котельных агрегатов и вспомогательного оборудования уделено, например, в учебнике Соколова Б.А. «Котельные установки и их эксплуатация»

(<http://03-ts.ru/index.php?nma=downloads&fla=tema&ids=49>)

ТЕМАТИКА ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ И КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Практические занятия и курсовой проект по дисциплине «Режимы работы и эксплуатация 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. Анализ факторов, определяющих эффективность комбинированного производства электроэнергии и теплоты, ступенчатого подогрева сетевой воды, перехода на ухудшенный вакуум.

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

3. Расчет удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии при различных условиях для энергоустановок различного типа.

4. Расчет и анализ приростов расхода теплоты и электроэнергии на выработку электроэнергии турбоагрегатами.

5. Расчет экономичности различных способов получения дополнительной (пиковой) мощности на ТЭС.

6. Оценка изменения экономичности основного и вспомогательного оборудования на переменных режимах. Определение изменения экономичности проточной части, отдельных ступеней и отсеков на переменных режимах работы турбин. Способы снижения энергетических затрат на работу вспомогательного оборудования.

7. Расчет тепловой схемы и определение основных показателей газотурбинных установок

8. Расчет тепловой схемы и определение показателей эффективности топливоиспользования парогазовых установок

Для лучшего усвоения специальных вопросов учебной дисциплины предусмотрено выполнение индивидуальных заданий и решение задач, примерные условия которых приведены ниже.

Термодинамические свойства воды и водяного пара, а также воздуха и отработавших газов газотурбинных установок, необходимые для решения задач, приведены, например, в литературе:

Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. Рек. Гос. Службой стандартных справочных данных – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984, 80 с.

<http://portal.tpu.ru/SHARED/b/BVBORISOV/academic/thermodynamics/Tab3/WS-tabl..pdf>

Качан, С.А. Расчет тепловой схемы утилизационных парогазовых установок : [методическое пособие по дипломному проектированию для специальности 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции", 1-53 01 04 "Автоматизация и управление энергетическими процессами] / С.А. Качан ; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции" . - Минск : БНТУ, 2007. - 129 с. : ил.

(Приложение 1)

<http://rep.bntu.by/handle/data/17478>

Начальные сведения о паросиловом цикле Ренкина (принципиальные схемы, базовые формулы) и правила пользования таблицами и h , s -диаграммой водяного пара приведены, например, в литературе:

Трухний А.Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учебное пособие для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2002 – 540 с.

(Стр. 11 - 31)

Трухний, А.Д. Стационарные паровые турбины – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1990. - 640 с.

(Стр. 9 - 30)

Примеры решения задач можно найти, например, в литературе:

Щепетильников, С.И., Хлопушин В.И. Сборник задач по курсу ТЭС: Учеб. пособие для вузов.– М.: Энергоатомиздат, 1983. – 176 с., ил.

(Стр. 5 – 12, 70 – 76, 83 – 89)

Баженов М.И., Богородский А.С. Сборник задач по курсу «Промышленные тепловые электростанции»: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 128 с., ил.

(Стр. 5 – 9, 16 – 18, 50 – 52)

Трухний А.Д., Петрунин С.В. Расчет тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа: Методическое пособие по курсу «Энергетические установки». – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 24 с.

Примеры задач по дисциплине

(индивидуальные исходные данные по вариантам приведены в таблицах к каждой задаче)

Задача 1

Для конденсационной турбоустановки, работающей без регенерации (см. табл. 1, рис. 1), найти мощность N_g на клеммах генератора, расход теплоты в свежем паре Q_0 , электрический КПД $\eta_{э}$, удельный $b_{э}$ и полный $B_{э}$ расход условного топлива в парогенераторе

Найти изменение указанных показателей работы при:

1) при повышении параметров свежего пара от p_0^1 и t_0^1 до p_0^2 и t_0^2 (на 20 ата и 20°C соответственно)

2) при ухудшении вакуума от p_k^1 до $p_k^2 = 5..6$ кПа (на 2 кПа)

В расчетах принять: расход свежего пара $G_0 = 100$ кг/с; внутренний относительный КПД турбины $\eta_{oi} = 0,82$, электромеханический КПД $\eta_{эм} = 0,98$, КПД парогенератора $\eta_{ка} = 0,92$ и теплового потока $\eta_{mn} = 0,98$.

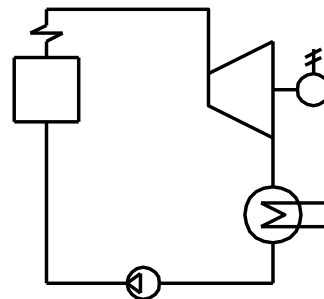


Рис. 1

Таблица 1

Последняя цифра шифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
p_0^1 , МПа	4	4	9	9	9	13	13	13	15	15
t_0^1 , °С	350	435	450	500	530	520	550	570	550	570
p_k^1 , кПа	4	3	4	3	4	5	4	3	5	4

Задача 2

Для теплофикационной турбины, работающей без паровой регенерации (см. табл. 2, рис. 2) найти расход пара $G_{отб}$ на сетевой подогреватель, необходимый для нагрева 1000 кг/с сетевой воды от t_1 до t_2 , а также отпускаемую теплоту Q_T и мощность турбины на клеммах генератора N_g (в том числе теплофикационного потока $N_{тф}$ и конденсационного потока N_k), расход теплоты в свежем паре Q_0 , удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении $W_{тф}$, удельный расход теплоты $q_{э}$ и топлива $b_{э}$ на выработку электроэнергии, удельный расход топлива $b_{тэ}$ на выработку теплоты, полный $B_{тэц}$ расход топлива в парогенераторе (в том числе расходы топлива, относимые на производство электроэнергии $B_{э}$ и теплоты $B_{тэ}$) и экономию топлива $\Delta B_{эк}$ в долях от $B_{тэц}$ за счет теплофикации (т.е. за счет комбинированного производства электроэнергии и теплоты). Расход свежего пара $G_0 = 100$ кг/с. Температурный напор в подогревателе 5°C, давление в конденсаторе турбины $p_k = 6$ кПа; значение КПД: $\eta_{oi} = 0,8$; $\eta_{эм} = 0,98$; $\eta_{ка} = 0,93$ и $\eta_{mn} = 0,98$.

Таблица 2

Последняя цифра шифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
p_0 , МПа	15	15	13	13	13	9	9	9	4	4
t_0 , °С	570	550	570	550	530	530	500	450	435	350
t_1 , °С	45	45	55	55	60	60	50	60	50	50
t_2 , °С	75	80	95	115	105	110	100	95	90	85
p_k , кПа	4	5	3	4	5	4	3	4	3	4

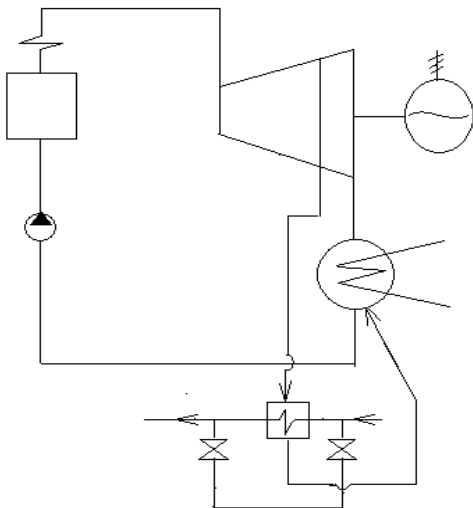


Рис. 2

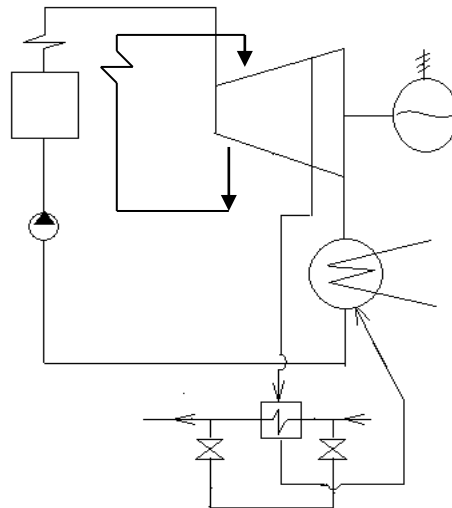


Рис. 3

Задача 3

Для теплофикационной турбины с промперегревом, работающей без паровой регенерации (см. табл. 3, рис. 3) найти расход пара $G_{отб}$ на сетевой подогреватель, необходимый для нагрева 1000 кг/с сетевой воды от t_1 до t_2 (см. табл. 3, рис. 3), расход свежего пара G_0 и мощность турбины N_s (в том числе теплофикационного потока $N_{тф}$ и конденсационного потока N_k), отпускаемую теплоту Q_T , расход теплоты в свежем паре Q_0 , удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении $W_{тф}$, удельный расход теплоты q_s и топлива b_s на выработку электроэнергии, удельный расход топлива $b_{тэ}$ на выработку теплоты, полный $B_{тэц}$ расход топлива в парогенераторе (в том числе расходы топлива, относимые на производство электроэнергии B_s и теплоты $B_{тэ}$) и экономию топлива $\Delta B_{эк}$ за счет теплофикации (в долях от $B_{тэц}$).

Расчеты произвести для двух вариантов работы турбины:

- тепловой график (расход пара через ЧНД в конденсатор $G_k \approx 5$ кг/с)
- электрический график (расход пара через ЧНД в конденсатор $G_k \approx G_{отб}$)

Температурный напор в подогревателе 5°C , давление в конденсаторе $p_k = 4$ кПа; значение КПД: $\eta_{oi} = 0,82$; $\eta_{эм} = 0,98$; $\eta_{ка} = 0,94$ и $\eta_{mn} = 0,98$.

Таблица 3

Последняя цифра шифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
p_0 , МПа	13	13	13	24	24	24	24	26	26	27
t_0 , °С	540	550	560	540	540	565	565	550	570	600
$p_{\text{шт}}$, МПа	3,0	3,5	3,0	4	4,5	5,0	5,5	5,0	6,0	5,5
$t_{\text{шт}}$, °С	540	550	560	540	540	565	565	550	570	570
t_1 , °С	55	60	60	50	50	50	60	45	55	45
t_2 , °С	95	110	95	85	90	100	105	75	115	80

Задача 4

Для теплофикационной турбины, работающей без паровой регенерации (см. табл. 4, рис. 4) найти отпускаемую теплоту Q_T и мощность турбины на клеммах генератора N_3 (в том числе теплофикационную $N_{\text{тф}}$ и конденсационную $N_{\text{к}}$) на режиме теплового графика.

Требуется нагреть 1000 кг/с сетевой воды от t_1 до t_2 в двухступенчатой сетевой установке (принять равный нагрев по ступеням).

Найти расходы пара $G_{\text{отб}}^{\text{н}}$ и $G_{\text{отб}}^{\text{в}}$ на нижний и верхний сетевые подогреватели, расход теплоты в свежем паре Q_0 , удельную выработку э/э на тепловом потреблении $W_{\text{тф}}$, удельный расход теплоты q_3 и топлива b_3 на выработку э/э,

удельный расход топлива $b_{\text{тэ}}$ на выработку теплоты, расход топлива в котле $B_{\text{тэц}}$ (в т.ч. расходы топлива, относимые на производство э/э B_3 и теплоты $B_{\text{тэ}}$) и экономию топлива $\Delta B_{\text{эк}}$ за счет теплофикации (в долях от $B_{\text{тэц}}$). Расход пара в конденсатор $G_{\text{к}} = 5$ кг/с. Температурный напор в подогревателях 5°С; значение КПД: $\eta_{oi}^{\text{ЧВД}} = 0,8$, $\eta_{oi}^{\text{ЧНД}} = 0$; $\eta_{эм} = 0,98$; $\eta_{ка} = 0,93$ и $\eta_{mn} = 0,98$.

Как изменится мощность турбины N_3 и расход свежего пара Q_0 при снижении расхода пара верхнего отбора до $G_{\text{отб}}^{\text{в}} = 0$.

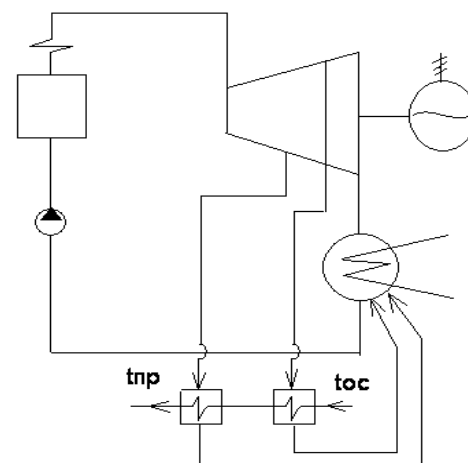


Рис. 4

Таблица 4

Последняя цифра шифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
p_0 , МПа	15	15	13	13	13	9	9	9	4	4
t_0 , °С	570	550	570	550	520	530	500	450	435	350
t_1 , °С	45	45	55	55	60	60	50	60	50	50
t_2 , °С	75	80	95	115	105	110	100	95	90	85
$p_{\text{к}}$, кПа	4	5	3	4	5	4	3	4	3	4

Задача 5

Для паросиловой установки (см. табл. 5, рис. 5), определить изменение показателей работы при отключении ПВД и отпуске теплоты сверх нужд регенерации внешнему тепловому потребителю.

На режимах при работающем (1) и отключенном (2) ПВД найти: мощность турбины N_3 , расход теплоты в свежем паре Q_0 , удельный расход теплоты q_3 и топлива b_3 на выработку электроэнергии, расход топлива в котле B_3 .

Изменением давления в конденсаторе, а также изменением давления и

температуры в отборе на деаэратор при отключении ПВД пренебречь.

В расчетах принять: расход свежего пара $G_0 = 100$ кг/с; внутренний относительный КПД турбины $\eta_{oi} = 0,82$, электромеханический КПД $\eta_{эм} = 0,98$, КПД теплового потока $\eta_{mn} = 0,98$.

Принять КПД парогенератора при расчетной температуре питательной воды $t_{пв}$ (на режиме с работающим ПВД) $\eta_{ка} = 0,92$, при снижении $t_{пв}$ на каждые 1°C (в случае отключения ПВД) принять повышение КПД котла на $0,01\%$ (абс.)

Найти прирост расхода теплоты и топлива на выработку дополнительной мощности.

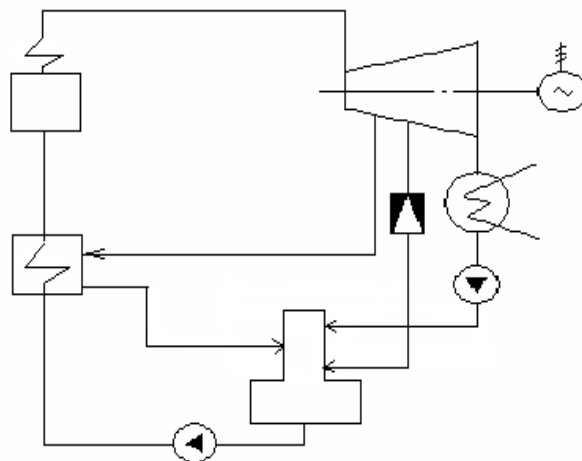


Рис. 5

Таблица 5

Последняя цифра шифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
p_0 , МПа	9	9	9	13	13	13	15	15	15	40
t_0 , $^\circ\text{C}$	450	450	500	530	550	570	540	560	580	400
p_k , кПа	6	5	4	6	5	4	6	5	4	6
$p_{дпв}$, МПа	0,3	0,4	0,4	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,12
$p_{пвд}$, МПа	0,75	1,0	1,5	2,5	2,0	1,5	3,0	2,5	2,0	0,5

Задача 6

Построить расчетную схему одноконтурного котла-утилизатора ПГУ и найти расход пара требуемых параметров $p_{пе}$, $t_{пе}$ за счет утилизации теплоты отработавших газов ГТУ заданного типа (SGT-600 или SGT-800 Siemens) при номинальной ее нагрузке и заданной температуры наружного воздуха $t_{нв}$ (табл. 6). Характеристики ГТУ приведены ниже.

Найти возможный отпуск теплоты от газовой водяного подогревателя сетевой воды (ГВП-СП) при охлаждении газов в котле-утилизаторе до $t_{yx} = 90^\circ\text{C}$ и КПД котла-утилизатора при работе с ГВП-СП и без него.

Таблица 6

Последняя цифра шифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
SGT-600										
$t_{\text{нв}}, ^\circ\text{C}$	-20	-15	-10	-5	0	+5	+10	+20	+25	+30
$p_{\text{пе}}, \text{МПа}$	3	4	5	3	4	5	3	4	5	3
$t_{\text{пе}}, ^\circ\text{C}$	350	375	400	375	400	430	400	430	450	430
SGT-800										
$t_{\text{нв}}, ^\circ\text{C}$	-20	-15	-10	-5	0	+5	+10	+20	+25	+30
$p_{\text{пе}}, \text{МПа}$	6	8	10	6	8	10	6	8	10	6
$t_{\text{пе}}, ^\circ\text{C}$	400	450	500	430	475	520	450	500	550	500

Рабочие характеристики SGT-800 Siemens

Характеристики для базовой нагрузки (по ISO) при работе на природном газе

Выходная мощность: 45МВт(эл.)

КПД: 37%

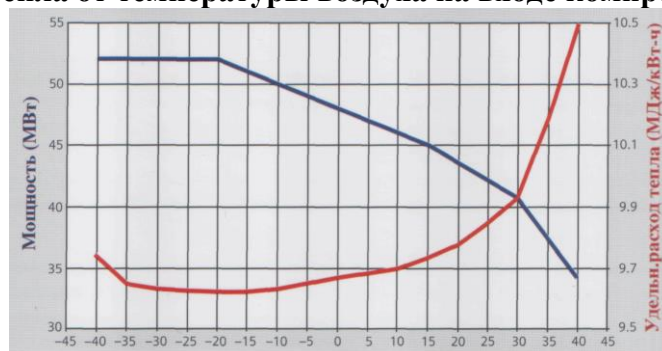
Удельный расход тепла: 9.720кДж/кВт-ч

Степень повышения давления: 19,3:1

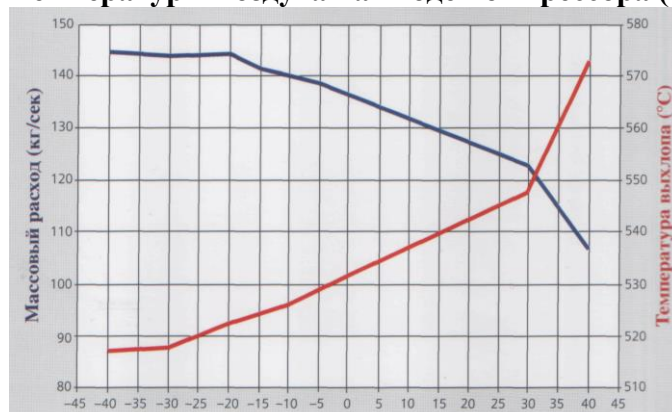
Массовый расход выхлопа: 130 кг/с

Температура выхлопных газов: 538°C

Зависимость номинальной выходной мощности генератора и номинального удельного расхода тепла от температуры воздуха на входе компрессора (°C)



Зависимость номинальных расхода и температуры выхлопных газов от температуры воздуха на входе компрессора (°C)

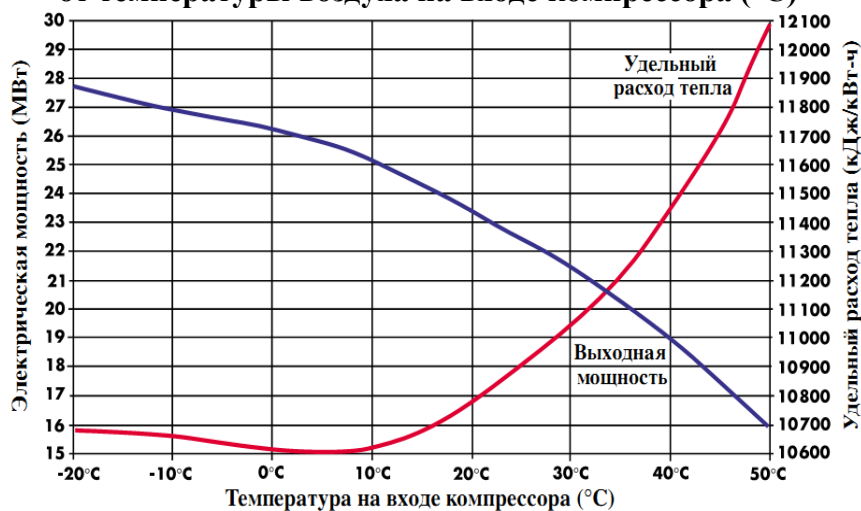


Рабочие характеристики SGT-600 Siemens

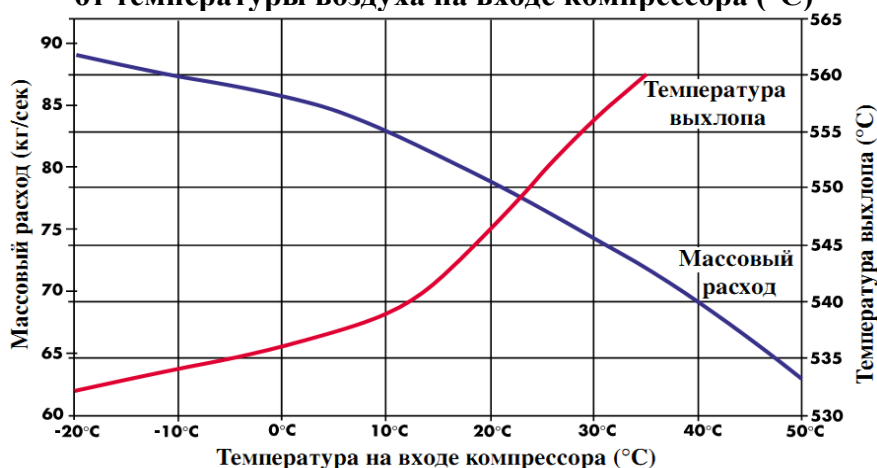
Характеристики для базовой нагрузки (по ISO) при работе на природном газе

Выходная мощность:	24,77 кВт(эл.)
КПД:	34,2%
Удельный расход тепла:	10,533 кДж/кВт-ч
Степень повышения давления:	14:1
Массовый расход выхлопа:	80,4 кг/с
Температура выхлопных газов:	543°C

Зависимость выходной мощности генератора и удельного расхода тепла от температуры воздуха на входе компрессора (°C)



Зависимость номинальных расхода и температуры выхлопных газов от температуры воздуха на входе компрессора (°C)



Задача 7

Для условий задачи 6 построить и рассчитать тепловую схему теплофикационной утилизационной ПГУ с противодавленческой паровой турбиной при $p_{пр} = 1$ ата (построить процесс расширения в h - s -диаграмме). Принять $\eta_{oi} = 0,82$, $\eta_{эм} = 0,98$, $\eta_{mn} = 0,98$.

Найти нагрузку пароводяного сетевого подогревателя (СП) паровой турбинной установки (ПТУ), электрическую мощность ПТУ и ПГУ, удельную выработку

электроэнергии на тепловом потреблении ПТУ $W_{\text{ПТУ}}$ и ПГУ $W_{\text{ПГУ}}$ в целом; удельные расходы топлива на выработку электроэнергии $b_{\text{э}}$ и теплоты $b_{\text{тэ}}$, полный расход топлива на ПГУ $B_{\text{ПГУ}}$ (в том числе расходы топлива, относимые на производство электроэнергии $B_{\text{э}}$ и теплоты $B_{\text{тэ}}$) и экономию топлива в энергосистеме $\Delta B_{\text{эк}}$ за счет теплофикации (в долях от $B_{\text{ПГУ}}$).

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 «Режимы работы и эксплуатация ТЭС» является расчет показателей топливоиспользования на режимах теплового и электрического графиков работы ТЭЦ.

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 и энергетических котлов;

- 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:

Качан, С.А. Расчет тепловой схемы утилизационных парогазовых установок : [методическое пособие по дипломному проектированию для специальности 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции", 1-53 01 04 "Автоматизация и управление энергетическими процессами"] / С.А. Качан ; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции" . - Минск : БНТУ, 2007. - 129 с. : ил.

<http://rep.bntu.by/handle/data/17478>

Указанные методические пособия размещены в *репозитории БНТУ*.

ТЕМАТИКА ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

Лабораторные работы по дисциплине «Режимы работы и эксплуатация ТЭС» проводятся в соответствии с учебным планом для студентов специальности 1- 53 01 04 «Автоматизация и управление энергетическими процессами» в учебных лабораториях кафедры, на действующих ТЭС (Минской ТЭЦ-3 и Минской ТЭЦ-4).

Выполнение лабораторных работ на ТЭС имеет своей целью не только закрепление теоретических знаний по соответствующим разделам дисциплины «Режимы работы и эксплуатация ТЭС», но и дает возможность студентам составить целостное представление об особенностях тепловой схемы, конструкции и условиях работы современных паросиловых и парогазовых установок ТЭС.

Проведение лабораторных работ в условиях действующего предприятия требует особенно четкой их организации. В частности, необходимо уделить должное внимание соблюдению техники безопасности и внутреннего распорядка предприятия. Необходима также предварительная подготовка студентов с использованием рекомендуемой литературы с целью изучения основных особенностей тепловой схемы ТЭС и принципов ее работы. Этой задаче посвящаются занятия, проводимые в учебных лабораториях кафедры.

При выполнении лабораторных работ и используются материалы [«Электронной энциклопедии энергетики»](http://twi.mpei.ac.ru/ОСНКОВ/trenager/trenager.htm) разработки кафедры ТВТ, МЭИ, Москва <http://twi.mpei.ac.ru/ОСНКОВ/trenager/trenager.htm>

Отметим, что кафедра «Тепловые электрические станции» является одним из учебных заведений-пользователей [«Электронной Энциклопедией Энергетики»](#).

Примерная тематика лабораторных работ.

Изучение особенностей тепловых схем теплофикационных паротурбинных (типа ПТ-60-130/13, Т-100/120-130 и Т-250/300-240) и парогазовых (утилизационной ПГУ-230 на базе GT13E2 Alstom) установок.

Изучение нормативных энергетических характеристик и эксплуатационных показателей теплофикационных паротурбинных (типа ПТ-60-130/13, Т-100/120-130 и Т-250/300-240) и парогазовых (утилизационной ПГУ-230 на базе GT13E2 Alstom) установок.

Изучение последовательности пуска котельных и паротурбинных установок на ТЭС с поперечными связями. Изучение особенностей пуска блочного паротурбинного оборудования ТЭС из различных тепловых состояний. Изучение последовательности и особенностей пуска газотурбинных и парогазовых установок (на примере ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3).

ВОПРОСЫ К ЭКЗАМЕНУ

1. Современное состояние, история и перспективы Белорусской энергосистемы.
2. Графики электрических нагрузок, их виды, особенности и характеристики.
3. Зоны суточного графика электрических нагрузок, их покрытие генерирующими источниками.
4. Пути снижения неравномерности графиков нагрузки.
5. Позонное развитие ТЭС. Базовые, полупиковые и пиковые электрические станции.
6. Место и роль отдельных типов электростанций в покрытии графиков электрической нагрузки энергосистем
7. Требования, предъявляемые к базовым, полупиковым и пиковым ТЭС.
8. Установки Белорусской энергосистемы, эффективно работающие в базовом режиме.
9. Резервирование активной мощности в энергосистеме
10. Манёвренные характеристики паротурбинного оборудования ТЭС.
11. Манёвренные характеристики парогазового оборудования ТЭС.
12. Скорость изменения нагрузки энергоблока. Влияющие факторы
13. Аккумулирующая способность барабанных и прямоточных котельных агрегатов.
14. Регулировочный диапазон нагрузок оборудования ТЭС и способы его расширения
15. Приёмистость оборудования ТЭС. Влияющие факторы
16. Пусковые характеристики оборудования ТЭС. Способы их улучшения.
17. Экономичность работы оборудования при частичных нагрузках.
18. Прохождение пиков электрической нагрузки энергосистемы
19. Прохождение провалов электрической нагрузки энергосистемы
20. Способы получения дополнительной пиковой мощности на паротурбинных ТЭС, их особенности и экономичность.
21. Способы получения дополнительной пиковой мощности на теплофикационных паротурбинных ТЭС, их особенности и экономичность.
22. Способы принудительной разгрузки теплофикационных агрегатов
23. Регулирование суточного графика электропотребления Белорусской энергосистемы в настоящее время и на перспективу
24. Энергетические характеристики конденсационных паровых турбин.
25. Энергетические характеристики теплофикационных паровых турбин.
26. Энергетические характеристики паровых котлоагрегатов.
27. Оптимизация режимов параллельной работы турбоустановок
28. Общая характеристика переменных режимов ТЭС
29. Характеристика стационарных режимов турбоагрегатов
30. Характеристика нестационарных (переходных) режимов турбоагрегатов

31. Особенности работы основного оборудования ТЭС на переменных режимах.
32. Изменение тепловой экономичности основного оборудования ТЭС при работе на частичных нагрузках.
33. Особенности работы вспомогательного оборудования ТЭС на переменных режимах.
34. Дроссельное и сопловое парораспределение, парораспределение с внешним обводом пара.
35. Регулирование нагрузки методом постоянного начального давления.
36. Скользящее начальное давление как метод регулирования нагрузки.
37. Экономичность работы паротурбинных установок при регулировании нагрузки скользящим начальным давлением.
38. Снижение затрат мощности на привод питательного насоса.
39. Комбинированная программа регулирования нагрузки блока. Его преимущества
40. Особенности работы ГТУ в нерасчетных условиях
41. Влияние температуры наружного воздуха на показатели работы ГТУ
42. Регулирование нагрузки энергетических ГТУ
43. Изменение основных параметров ГТУ на частичной нагрузке при качественном и количественном регулировании
44. Особенности регулирования нагрузки утилизационных ПГУ.
45. Изменение основных параметров утилизационных ПГУ при изменении нагрузки ГТУ.
46. Парораспределение и программы регулирования нагрузки паровых турбин в составе ПГУ, требования, предъявляемые к их конструкции.
47. Порядок и график пуска барабанных котлоагрегатов на общую магистраль. Растопочная схема барабанного котлоагрегата.
48. Прямоточный и сепараторный пуски прямоточных котлоагрегатов. Пуск прямоточного котлоагрегата на скользящих параметрах.
49. Пуск конденсационных турбин из холодного состояния
50. Подготовительные и пусковые операции паротурбинных установок
51. Особенности пуска теплофикационных турбин.
52. Особенности пуска конденсационных и теплофикационных паровых турбин из горячего состояния.
53. Особенности пуска котлоагрегатов из горячего состояния.
54. Одно- и двухбайпасные пусковые схемы паротурбинных энергоблоков
55. Последовательность пусковых операций при пуске блока из холодного состояния
56. Температурные состояния основного оборудования в отношении выбора технологии пуска.
57. Остановы котло- и турбоагрегатов.
58. Нормальный останов турбоагрегата в горячий и холодный резервы.
59. Аварийный останов турбоагрегата со срывом и без срыва вакуума.
60. Характеристика выбега ротора турбины.
61. Способы расхолаживания турбин

62. Нормальные остановы котлоагрегатов в горячий и холодный резерв и аварийный останов: их особенности и последовательности операций.
63. Особенности и порядок пуска ГТУ
64. Особенности и порядок пуска утилизационных ПГУ
65. Работа ТЭЦ по тепловому графику.
66. Многоступенчатый подогрев сетевой воды и факторы, определяющие его эффективность
67. Работа ТЭЦ по электрическому графику.
68. Особенности работы ТЭЦ в отопительный и межотопительный периоды.
69. Участие теплофикационных агрегатов в регулировании графиков электрических нагрузок.
70. Задачи эксплуатации ТЭС.
71. Задачи эксплуатации основного оборудования ТЭС в нормальных режимах работы.
72. Факторы, влияющие на долговечность и надёжность работы оборудования.
73. Аварийные режимы работы паровых и газовых турбин и меры по их предотвращению.
74. Случаи нарушения нормального режима работы котлоагрегатов, причины возникновения аварийных ситуаций и меры по их предотвращению.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕБНОЙ ПРОГРАММЫ

Изучение дисциплины «Режимы работы и эксплуатация ТЭС» формирует у студентов комплекс знаний и понимание процессов, происходящих в оборудовании ТЭС при различных режимах работы, конструкции оборудования, технологических схем и особенностей работы ТЭС в объединенной энергосистеме, а также основ эксплуатации энергетического оборудования.

Для успешного усвоения дисциплины необходимы глубокие знания по дисциплинам: математика, физика, механика, информатика, техническая термодинамика, тепломассообмен, турбины ТЭС, парогенераторы ТЭС, вспомогательное оборудование ТЭС, тепловые электрические станции, электрооборудование электростанций, системы теплоснабжения, охрана труда, автоматизированные системы управления на ТЭС, экономика энергетики, основы энергосбережения.

Целью преподавания дисциплины является получение студентами знаний по теории переменных режимов работы ТЭС, необходимых для инженерной деятельности, связанной с эксплуатацией тепловых электростанций, оптимизацией режимов работы энергетического оборудования, снижением топливных затрат.

Основной задачей дисциплины является: подготовка специалистов по вопросам эксплуатации, наладки и проектирования основного и вспомогательного оборудования современных конденсационных электростанций (КЭС) и теплоэлектроцентралей (ТЭЦ).

В результате освоения дисциплины «Режимы работы и эксплуатация ТЭС» студент должен

знать:

- особенности конструкции и технологических схем основного и вспомогательного оборудования;
- переменные режимы работы оборудования ТЭС их особенности и характеристики; программы регулирования нагрузки оборудования ТЭС;
- пуско-остановочные режимы работы основного оборудования ТЭС;
- режимы работы ТЭЦ в объединённой энергосистеме;

уметь:

- определять показатели экономичности работы и эффективности эксплуатации оборудования ТЭС;
- рассчитывать показатели топливоиспользования ТЭС на различных режимах;

приобрести навыки:

- расчёта характеристик сетевой подогревательной установки;
- расчёта затрат топлива, теплоты и электроэнергии на пуски котло- и турбоагрегатов;
- определения изменения показателей работы основного оборудования ТЭС на переменных режимах работы;
- анализа эффективности работы основного и вспомогательного оборудования ТЭС, определения резервов повышения его экономичности.

Диагностика компетенций студента

Оценка уровня знаний студента производится по десятибалльной шкале.

Для оценки достижений студента используется следующий диагностический инструментарий:

- защита выполненных на практических занятиях индивидуальных заданий;
- защита курсового проекта;
- проведение текущих контрольных опросов по отдельным темам;
- выступление на конференции по подготовленному реферату;
- сдача экзамена по дисциплине.

Примерный тематический план

Номер раздела, темы	Название раздела, темы; перечень изучаемых вопросов	Шифр специальности					
		1 – 43 01 04 (ДО*)		1 – 43 01 04 (ЗО**)		1 – 53 01 04 (ДО*)	
		лекции	практические занятия	лекции	практические занятия	лекции	лаборатор- ные занятия
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Энергетика Беларуси: современное состояние и перспектива развития	2	-	-	-	2	-
2.	Особенности работы ТЭС в современных энергосистемах	10	4	2	2	8	4
2.1	Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками	2	-	0,5	2	1	2
2.2	Манёвренные характеристики оборудования ТЭС	2	1	0,5	2	2	2
2.3.	Прохождение пиков электрической нагрузки энергосистемы	2	1	0,5		1	
2.4.	Прохождение провалов электрической нагрузки энергосистемы	2	1	0,5		1	
2.5	Регулирование суточного графика электропотребления Белорусской энергосистемы в настоящее время и на перспективу	2	1	0,5		1	
3	Характеристики и особенности переменных режимов оборудования ТЭС	12	6	4	2	10	6
3.1	Общая характеристика переменных режимов ТЭС						
3.2	Регулирование нагрузки методом постоянного и скользящего начального давления	4	2	1	2	4	2
3.3	Энергетические характеристики паровых турбин и котлов	4	2	2	2	4	2
3.4	Регулирование нагрузки ГТУ и ПГУ	4	2	1	2	2	2
4.	Режимы пусков и остановов основного оборудования ТЭС	12	2	4	2	6	2
4.1	Пуск котлоагрегатов и паровых турбин	4	-	1	-	2	-
4.2	Остановы котлоагрегатов и паровых турбин	4	-	1	-	2	-
4.3	Особенности и порядок пуска ГТУ и ПГУ	4	2	2	2	2	2
5	Режимы работы ТЭЦ в объединённой энергосистеме	4	2	2	2	4	2
6	Основы эксплуатации ТЭС	8	2	2	-	4	2
6.1	Задачи эксплуатации основного оборудования ТЭС в нормальных режимах работы	4	2	1	-	2	2
6.2	Аварийные режимы работы турбин и котлоагрегатов и меры по их предотвращению	4	-	1	-	2	-
		48	16	14	8	32	16

* дневная форма получения образования

** заочная форма получения образования

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ, СПРАВОЧНЫЕ И НОРМАТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

ОСНОВНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. 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 :
2. 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
3. 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.
4. Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций. Учебн. пособие для спец. Тепловые электрические станции. - Мн.: Высш.школа.-1978.-288 с.
5. Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. Учебник для вузов.- М.:Энергия.-1980.-288 с.
6. Усов С.В., Казаров С.А. Режимы тепловых электростанций. - Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение. - 1985. - 304 с.
7. Прокопенко А.Г., Мысак И.С. Стационарные, переменные и пусковые режимы энергоблоков ТЭС. - М.:Энергоатомиздат.-1990.-317 с.
8. 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.
9. 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

10. Тепловые и атомные электрические станции: учеб. / Л. С. Стерман ; авт.: Лавыгин, В. М., Тишин, С. Г. - 4-е изд., перераб. и доп. - Москва : Издательский дом МЭИ, 2008. - 464 с.
11. Тепловые и атомные электростанции: Справочник / Под общ. Ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2003 – 648 с. – (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3).
12. 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.

13. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: Учебное пособие для вузов. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 540 с.: ил.
14. Иванов В.А. Режимы мощных паротурбинных установок. — 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. — 248 с.: ил.
15. Иванов, В.А. Стационарные и переходные режимы мощных паротурбинных установок./ Под ред. И.И. Кириллова. — Л.: Энергия, 1978.
16. Капелович Б.Э. Эксплуатация паротурбинных установок, М., «Энергия», 1975. — 288 с., ил.
17. Доброхотов В.И., Жгулев Г.В. Эксплуатация энергетических блоков. — М.: Энергоатомиздат. — 1987. — 256.
18. Самойлович, Г.С., Трояновский Б.М. Переменные и переходные режимы в паровых турбинах / Г.С.Самойлович, Б.М.Трояновский. — М.: Энергоиздат, 1982.
19. Мадоян, А.А. Применение моторного режима на тепловых электрических станциях/ Мадоян А.А., Левченко Б.Л., Аракелян Э.К. и др./ Под ред. А.А. Мадояна. — М.: Энергия, 1980.
20. Шапиро, Г.А. Повышение эффективности работы ТЭЦ / Г.А.. Шапиро — М.: Энергоиздат, 1981.
21. Горшков, А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций / А.С. Горшков. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 240 с.
22. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн [и др.]; под ред. В.М. Горнштейна. — М.: Энергия, 1981. — 336 с.
23. Качан, А.Д. Оптимизация режимов и повышение эффективности работы паротурбинных установок ТЭС / А.Д. Качан. — Минск: Выш. шк., 1985. — 176 с.
24. Качан, А.Д. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС / А.Д. Качан, Б.В. Яковлев — Минск: "Вышэйшая школа", 1982.
25. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС: Учебное пособие / А.Д. Качан, С.А. Качан. — Мн.: БНТУ, 2005. — 158 с.
26. Баранов П.А. Предупреждение аварий паровых котлов. — М.: Энергоатомиздат, 1991. — 272 с., ил.
27. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. — М.: Издательство МЭИ, 1999. — 472 с.
28. Щепетильников, С.И. Сборник задач по курсу ТЭС/ С.И.Щепетильников, В.И. Хлопушкин — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 176 с.
29. 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>).
30. Электронный каталог образовательных ресурсов НИУ МЭИ <http://mpei.ru/pages/default.aspx> или <http://ctl.mpei.ru/default.aspx>
31. Ильин Е.Т. Электронный учебно-методический комплекс «Режимы работы и эксплуатация ТЭС» <http://ctl.mpei.ru/pdfs/002187.pdf>

НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

http://www.tehlit.ru/e_rd_minenergo.htm

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. - М.: Энергоатомиздат. - 1989. - 288 с.
2. Типовое положение о котлотурбинном цехе (ТП 34-70-012-86). - М.: СПО Союзтехэнерго, 1986. - 26 с.
3. Правила организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства (РД 34.12.102.-94). - М.: СПО ОРГРЭС, 1994.
4. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову парового котла тепловых электростанций с поперечными связями (РД 34.26.514-94). - М.: СПО ОРГРЭС, 1995. - 30 с., ил.
5. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову парового котла тепловых электростанций с поперечными связями (РД 34.26.514-94). - М.: СПО ОРГРЭС, 1995. - 30 с., ил.
6. Положение о разработке, согласовании и утверждении нормативно-технических документов по топливоиспользованию: РД РБ 34.09.154-98 - Минск: Концерн «Белэнерго», 1998. - 14 с.
7. 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.
8. РД 34.25.104-93 Технические требования к маневренности энергетических полуцикловых блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами
9. РД 34.25.503 (НР 34-00-112-86) Нормы минимальных допустимых нагрузок энергоблоков 150-1200 МВт
10. РД 34.25.504 (НР 34-70-113-86) Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне
11. РД 34.26.516-96 Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову паровых котлов среднего и высокого давления тепловых электростанций с поперечными связями
12. РД 153-34.1-08.104-99 О совершенствовании эксплуатации турбинного оборудования ТЭС (<http://pwreng.ru/ntd/rd/303-rd-153-341-08104-99>)