

**Министерство образования и науки  
Республики Казахстан**

**Инновационный Евразийский университет**



*Дюсенов К.М.*

**Ресурсосберегающие технологии  
при эксплуатации  
теплоэнергетического оборудования  
и котельных установок**

*Учебное пособие*

Павлодар 2013

**УДК 621.1(075.8)**  
**ББК 31.19 я73**  
**Д 97**

**Рецензенты:**

**Никифоров А.С.**, доктор технических наук, профессор,  
Павлодарский государственный университет

**Глазырин А.И.**, доктор технических наук, профессор,  
Павлодарский государственный университет

**Никитин Г.М.**, доктор технических наук, профессор,  
Инновационный Евразийский университет

**Дюсенов К.М.**

**Д 97** Ресурсосберегающие технологии при эксплуатации  
теплоэнергетического оборудования и котельных установок: Учебное  
пособие. – Павлодар, Инновац. Евраз. ун-т, 2013. – 136 с.

**ISBN 978-601-7380-17-5**

В учебном пособии приведены и классифицированы обоснованные данные по режимам ресурсосбережения, связанные с современными задачами развития энергосберегающих технологий, а также проанализированы основы эксплуатации основного и вспомогательного оборудования теплофикационных и конденсационных энергоблоков с режимами работы котельных установок.

Учебное пособие разработано в соответствии с типовой программой «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологии» для высших учебных заведений по специальности 5В071700 «Теплоэнергетика».

***Рекомендовано Ученым советом  
Инновационного Евразийского университета  
Протокол № 7 от 27.03.2013 г.***

**УДК 621.1(075.8)**  
**ББК 31.19 я73**

**ISBN 978-601-7380-17-5** © Инновационный Евразийский университет, 2013  
© Дюсенов К.М., 2013

## Содержание

Введение.....	4
1 Ресурсосбережение при эксплуатации теплогенерирующих объектов .....	6
1.1 Особенности некоторых проблем управления в промышленной энергетике .....	7
1.2 Дифференцированные задачи управления в энергетике .....	9
1.3 Структурные характеристики энергосбережения .....	12
2 Особенности и условия эксплуатации электростанций, динамика и характеристики энергопотребления.....	15
2.1 Условия эксплуатации ТЭС. Режимы работы блочных конденсационных электростанций .....	20
3 Практика и особенности использования паротурбинных установок в энергосистемах .....	22
4. Учёт и анализ топливоиспользования на КЭС и в энергосистеме .....	34
5 Общая характеристика режимов пуска и остановка энергоблока.....	45
6 Состояние и перспективы развития энергетики в странах Европейского союза .....	65
7 Вопросы надежности при эксплуатации котельных установок.....	67
8 Влияние типа мощности и региона работы ТЭС на конструкцию паровых котлов.....	74
9 Основные особенности эксплуатации и ремонта котельного оборудования.....	88
10 Актуальные вопросы энергосбережения.....	116
10.1 Некоторые практические примеры реализации ресурсосберегающих технологий в промышленности.....	124
Литература .....	132

## Введение

Одной из главных причин разработки данного учебного пособия явилось то обстоятельство, что литературные данные по дисциплине «Эксплуатация теплоэнергетического оборудования» и «Эксплуатация котельных установок» в контексте современных проблем ресурсосбережения разрознены и лишь фрагментарно описаны в различных изданиях. В настоящее время все более актуальными становятся вопросы ресурсо- и энергосбережения, которые непосредственно связаны и с современными задачами эксплуатации вышеуказанного оборудования. В представленной редакции произведены некоторые обзорные обобщения для получения студентами высших учебных заведений целостной картины по данным дисциплинам, особенно в части практической эксплуатации таких видов оборудования.

В процессе эксплуатации электростанций решаются следующие основные задачи:

- управление режимами работы оборудования в соответствии с диспетчерским знанием электрической нагрузки и с заданным отпуском теплоты;
- планирование, нормирование и учёт технико-экономических показателей электростанций;
- проведение всех видов ремонтов оборудования.

Необходимость электрической энергии для современного производства и быта человека общеизвестна. Электрическую энергию производят на электрических станциях, использующих различные виды природной энергии.

Промышленное значение имеет тепловая химически связанная энергия органического топлива, гидравлическая энергия рек, энергия деления атомного ядра (ядерного топлива).

Основными электрической энергии являются тепловые электрические станции на органическом топливе (ТЭС), производящие около 75% электроэнергии в мире и около 80% в СНГ.

Определяющая роль энергетики в экономике страны очевидна. Достаточно известны характерные черты нашей экономики, как высокая удельная энергоемкость различных видов продукции,

превышающая в несколько раз аналогичные показатели индустриально развитых стран.

В настоящее время вопросы ресурсо- и энергосбережения и эффективного энергоиспользования на промышленных предприятиях приобрели актуальное значение в связи с высокой стоимостью мазута, природного газа и твердого топлива, поэтому должны разрабатываться и реализовываться мероприятия по сокращению расходов топлива и теплоты на действующем и вновь проектируемом энергетическом и теплотехнологическом оборудовании с целью обеспечения конкурентоспособности выпускаемой продукции.

# **1 РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ**

Современное развитие энергетики и теплотехнологии требует разработки новых вариантов технических решений и соответствующих инженерных методик расчета в области энергосберегающих технологий и экологической безопасности.

Поиск различных путей по выбору эффективных режимных параметров теплоэнергетического и теплотехнологического оборудования, работающего, как правило, в сложных газодинамических и тепловых условиях, требуют глубокого и детального изучения процессов тепломассобмена и газодинамики, происходящих в элементах этого оборудования. Модернизация и техническое перевооружение топливно-энергетического комплекса, как в странах СНГ, так и в развитых странах имеет выраженные общие тенденции. Направления, связанные с ростом физических параметров теплоносителей с целью повышения энергетической и термодинамической эффективности, активное развитие ГТУ и аккумулирующих электростанций (ВАЭС и ГАЭС), технологии газификация угля развиваются чрезвычайно быстро. При этом особое внимание уделяется проблемам децентрализации энергосистем, развитию малой энергетики, возобновляемым и альтернативным источникам энергии. Основным требованием времени являются энергетическая и экономическая эффективность, экологическая безопасность создаваемых и проектируемых объектов.

Развитие научно-технического прогресса, новаторские подходы к физике уже давно, казалось бы, известных природных явлений, стремительное падение удельной стоимости электроэнергии, получаемой от Солнца и энергии ветра, а также бурное развитие высоких технологий в области возобновляемых источников энергии позволяет говорить о грядущей реструктуризации крупных энергосистем. Следует иметь в виду экологические проблемы, а также фактор относительно близкой по времени истощаемости углеводородных ресурсов. В этой связи возобновляемые и альтернативные источники энергии, как составная часть стратегии энергосбережения, уже в настоящее время становятся экономически привлекательными.

## **1.1 Особенности некоторых проблем управления в промышленной энергетике**

Проблемы качественного управления энергетическими объектами неразрывно связаны с обеспечением эксплуатационной надежности энергетической техники. Среди технических и инженерных вопросов этот комплекс задач выделяется по масштабности, экономической целесообразности и в то же время по количеству и разнообразию влияющих факторов. Если к этому добавить очевидную связь комплексных задач управления с экологической безопасностью, то становится понятными необходимость и актуальность последовательных шагов в их решении. За последние четыре десятилетия теория надежности сформировалась как отдельное научное направление. В её основе лежат принципы теории вероятности, математической статистики и достижения других наук, которые определяют количественные характеристики физики явлений и принципов функционирования энергетических аппаратов и устройств [14, 17]. Сложнейший комплекс инженерных и эксплуатационных задач требует новых подходов в разработке теоретической и практической базы в части эффективного управления как топливно-энергетической системой и промышленностью в целом, так и её отдельными частями и элементами.

Ставший популярным в последние годы системный подход в решении комплексных задач энергетики позволяет разрабатывать эффективные методы управления и выявлять скрытые резервы в производственной сфере. Наряду с неразрывно связанными задачами управления и надежности энергетических потоков в крупных энергосистемах, которые обусловлены неравномерностью графиков потребления энергии и другими факторами, встают локальные задачи управления теплообменом, гидродинамическими и газоздушными процессами в элементах соответствующего оборудования.

Известно, что главной особенностью энергосистемы в целом, а также электростанции, как составной её части, является то, что выработанная электрическая или тепловая энергия не может вырабатываться для аккумуляции (кроме ВАЭС и ГАЭС) или складирования. Т.е. необходимо обеспечить полное соответствие объемов выработки объемам потребления в реальном режиме

времени. Графики потребления, проиллюстрированные в начальных главах, достаточно очевидно показывают крайнюю неравномерность характера потребления энергии. Это обстоятельство налагает на работу энергосистемы целый ряд эксплуатационных проблем, особенно связанных с вопросами надежной и экономичной работы [1]. Реструктуризация промышленности, постепенное и последовательное внедрение энергосберегающих технологий является фактором, который в той или иной степени может повлиять на структуру распределения тепловой и электрической энергии.

Выбор и поиск способов снижения мощности электростанций в периоды ночного провала, а также уменьшения нагрузки в выходные дни – одна из серьезных и сложных задач эксплуатации энергосистем [3]. Эти вопросы жестко связаны с экономичностью работы тепловых электрических станций, а также комплексом проблем экологии, проведения ремонтных кампаний и безаварийной работы. Фактор экономичности в современных рыночных условиях, безусловно, связан с объемами потребления топлива и тарифной политикой. Проблемы полезной утилизации избытка ночной выработки электроэнергии решаются, например, при помощи строительства гидроаккумулирующих (ГАЭС) и воздушно-аккумулирующих (ВАЭС) электрических станций. Существующий в развитых странах механизм гибких тарифов на потребление электроэнергии с их снижением в ночное время, является важным экономическим фактором в построении комплексных методов управления энергосистемами. Такая рыночная стимуляция мер по выравниванию графика потребления и нагрузки энергосистем хорошо себя зарекомендовала во многих странах.

Выравнивание графиков нагрузки не только облегчает работу станции, но и повышает экономичность и рациональность его использования.

Снижение пиков графиков нагрузки достигается путём сокращения энергопотребления на ряде предприятий в часы максимума нагрузок, прежде всего с энергоёмким и автоматизированным производством. Производства с электронагревом, электролизом, цементные и глинозёмные переделы позволяют снижать эти нагрузки на некоторое время. Однако одних лишь организационных мероприятий недостаточно. Проведение технических мероприятий позволяет уменьшить неравномерность графика примерно на 10%.



Внедрение автоматизации производства позволяет значительно улучшить режимы электропотребления, повысить загрузку оборудования в вечерние и ночные часы при одновременном сокращении численности персонала. Комплексный и системный подход к режимам энергопотребления необходим при подходе к различным группам и отдельным потребителям.

Понижение перепада максимумов и ночных минимумов нагрузки достигается увеличением числа смен на предприятиях, введением поощрительных (сниженных) ночных трафиков на энергию. Уменьшения вечернего пика и сокращения электропотребления добились передвижением часовой стрелки вперёд к истинному астрономическому времени. В результате максимум промышленной составляющей графика наступает раньше, а максимум осветительно-бытовой нагрузки остаётся на своём месте. Такое передвижение стрелки уменьшает вечерний максимум энергосистем на 8%.

Несовпадения максимальной нагрузки в энергосистемах, находящихся в разных часовых поясах понижает суммарный максимум на 6-9% – межсистемный эффект.

Использование потребителей-регуляторов в ряде отраслей промышленности и в быту (аккумулирующие отопительные печи, электронагреватели, баки-аккумуляторы с горячей водой) – для потребления электроэнергии в периоды провала нагрузок становится экономически обоснованным. Этот фактор является перспективой развития промышленности в странах СНГ.

## **1.2 Дифференцированные задачи управления в энергетике**

Очевидно, что современное состояние энергетики в целом характеризуется следующими основными признаками: обеспечение бесперебойной и надежной работы энергооборудования, разработка и внедрение энергосберегающих технологий, повышение требований к экологической безопасности. Если дифференцировать проблемы, связанные с управлением в топливно-энергетическом комплексе, то можно выделить наиболее значимые из них: экономические факторы, определяемые тарифной политикой и ценовой конъюнктурой на топливные ресурсы; межсистемные и транспортные связи; автоматизация и компьютеризация процессов управления; уровень подготовленности персонала; обоснованный выбор инвестиционной политики.

Мировой топливно-энергетический комплекс является неотъемлемой и важной частью глобальной экономической системы, вследствие этого он также подвержен воздействию различных внешних факторов, как геополитического, так и рыночного характера. Несмотря на то, что наблюдаемый бурный рост развития нетрадиционной энергетики и рынка инновационных технологий в области возобновляемых источников энергии вносит определенные изменения в структуру выработки тепловой и электрической энергии, очевидно, что в обозримом будущем реальной альтернативы использованию углеводородного сырья и атомной энергетики нет. Ожидается, что доля угля в мировом производстве электроэнергии к 2015 году удвоится и составит 50 против 25% в настоящее время. Только в США на угле производится 56% электроэнергии, несмотря на повышение доли использования природного газа [21]. В СНГ наиболее продуктивными угольными месторождениями обладают Россия, Украина и Казахстан. В настоящее время на тепловых электрических станциях используются угли, значительно различающиеся по качеству. Примерно из 125 млн. т угля, сжигаемого в год на ТЭС России, более 25% имеют зольность выше 40%; 18,8% потребляемых углей теплоту сгорания ниже 8,0 МДж/кг; 6,8 млн. т угля – содержание серы более 3%. Общее количество балласта в угле составляет 55 млн. т, в том числе породы – 27,9, а влаги – 27,1 млн. т [19].

Передовые западные стандарты управления производством или бизнес процессами, частью которых является и топливно-энергетический комплекс, основаны на нескольких основополагающих моментах. После определения миссии и корпоративных целей производится поиск приемлемых решений в зависимости от условий внешней среды и других факторов (SWOT-анализ). Систематизация подходов в решении задач: построения и изменения организационных и финансовых структур; логистики; составления бюджетов всех уровней и постоянный финансовый анализ; структурирования учетной политики; маркетинга и оценки экономической эффективности позволяет постоянно определять нереализованные возможности. Такая организация управления бизнесом и производством позволяет четко выделять приоритеты в инвестиционной сфере таким корпорациям как, например, General Electric, Siemens,

Alstom, ABB и др. и оставаться лидерами мирового энергетического рынка.

Постоянное обновление сложных программных продуктов для управления производственным процессом, дальнейшее совершенствование АСУ ТП в комплексе с компьютеризацией и информатизацией финансово-экономической деятельности ставит довольно высокие требования ко всем звеньям управленческой сферы в топливно-энергетическом комплексе, а именно к человеческим ресурсам или персоналу.

Одной из основ устойчивого развития экономики и промышленности является надежность функционирования топливно-энергетического комплекса. Очевидная связь экономического и производственного ущерба от низкого качества и аварийности электроснабжения наиболее остро проявляется в современных условиях. По данным Института Электроэнергетики США ежегодный ущерб из-за неисправностей в электроснабжении составляет 29 млрд. долл. США [9]. По данным [11, 20] в Российской Федерации к 2015 году выработают свой парковый ресурс 112-128 млн. кВт, что составляет около 70% действующих в настоящее время мощностей электростанций. Несмотря на различие в структурах энергопотребления и генерации электрической и тепловой энергии, в развитых странах Запада и СНГ имеются общие тенденции в инвестиционных стратегиях. Например, наиболее важной задачей в российской энергетике [11], является поддержание общего энергетического потенциала при одновременном сокращении потребления органического топлива, особенно природного газа.

Таким образом, единый комплекс задач, стоящих перед топливно-энергетическим комплексом заключается в выверенном построении как локальных, так и системных процессов управления на базе стратегически выверенной инвестиционной политики. В этом контексте проблемы ресурсо- и энергосбережения, наряду с ростом параметров теплоносителей, а также разработкой и внедрением высоких технологий в сфере энергомашиностроения, систем теплоснабжения и утилизации теплоты низко потенциальных выбросов приобретают превалирующую роль.

### **1.3 Структурные характеристики энергосбережения**

Как известно, ТЭС потребляют 40% добываемого в мире топлива, а сокращение удельного потребления топлива на 1 г у.т./кВт. час дает экономию в 1 млн. т.у.т в год.

Ориентировочная структура расхода и потребления электроэнергии в СНГ приведена в таблице 1.1 [2]. Реструктуризация промышленности, постепенное и последовательное внедрение ресурсосберегающих технологий является фактором, который в той или иной степени может повлиять на структуру распределения электроэнергии. Структура потребления электроэнергии по отраслям экономики не претерпели ощутимых изменений в последние 25-30 лет.

Таблица 1.1

<b>Отрасли хозяйства</b>	<b>Потребление электроэнергии, %</b>
1. Промышленность.	51
2. Строительство.	2
3. Транспорт.	8
4. Сельское хозяйство.	10
5. Комунально-бытовые нужды городов.	12
6. Собственный расход электроэнергии и потери в сетях.	14
7. Экспорт.	3

Сформированная во времена СССР государственная политика заниженных цен на энергоресурсы, доля которых не превышала нескольких процентов в себестоимости, привела к крайне низкой эффективности их использования. Возможно, что одним из следствий этого явилась чрезмерно высокая материалоемкость промышленной продукции по сравнению с развитыми странами. Последствия таких способов управления экономикой на производственную сферу стран СНГ хорошо известны. Например, энергоемкость ВВП в Российской Федерации и других странах СНГ более чем в два раза выше, чем в США и в 3,5 раза выше, чем в странах Западной Европы. Кроме того, эффективность использования электроэнергии в России в 6 раз ниже, чем в Японии, в 1,2 ниже, чем в Индии и Китае. Однако, реформирование экономических отношений в большинстве стран СНГ радикально изменило существовавшую ситуацию.

Экономически обусловленный рост цен на энергоносители повысил их удельный вес в промышленной продукции до 40%.

Тенденции к постепенному выравниванию цен на энергоносители в странах СНГ с мировой конъюнктурой неизбежно приведут к их дальнейшему росту. В этой связи повышение эффективности использования энергетических ресурсов в производственной сфере приобретает всё большую актуальность. Очевидно, что этот комплекс задач непосредственно связан с проблемами поиска потенциальных или скрытых резервов в сфере энергосбережения и реализации проектных или технологических решений по их использованию.

Кроме того, произведенный энергетический потенциал на нужды коммунально-бытовой сферы также отпускался производителями значительно ниже реальной себестоимости. Прогнозируемый рост цен на энергоносители, и особенно на природный газ, по понятным причинам делает экономически привлекательными ресурсосберегающие технологии в области тепло- и энергоснабжения коммунально-бытового сектора. Бывшие экзотическими и дорогостоящими проекты и инженерно-технические разработки в использовании возобновляемых источников энергии, благодаря стремительному росту уровня высоких и интеллектуальных технологий уже сейчас конкурируют с традиционными способами генерации энергии. Например, удельная стоимость электроэнергии от ветряной энергоустановки с генератором Windformer (Германия) установленной мощностью свыше 3 МВт, составляет 4 цент/кВтчас, т.е. создается реальная конкуренция тепловым электрическим станциям на углеводородных топливах. При этом удельная стоимость солнечной энергии, в частности, для генерации электроэнергии за последние 10-15 лет сократилась с нескольких десятков долл. США до 9 цент/кВтчас, а сроки окупаемости солнечных тепловых батарей начинают конкурировать с традиционными способами теплоснабжения.

Если взять для сравнительного анализа удельные расходы теплоты в жилищно-коммунальной сфере различных стран, то они выглядят следующим образом:

- Швеция, Финляндия - 140 кВт•ч/м<sup>2</sup>; Германия – 250 кВт•ч/м<sup>2</sup>;  
Россия:
- кирпичный дом - 400 кВт•ч/м<sup>2</sup>;
- панельный дом - 600 кВт•ч/м<sup>2</sup>;
- односемейный дом - 700 кВт•ч/м<sup>2</sup>.

Очевиден более чем трехкратный резерв в экономии потребления тепловых ресурсов. Естественный ход

экономического развития стран СНГ может привести к прогнозируемому росту тарифов на энергопотребление. Предстоит решать комплекс задач, связанных как с освоением тепло сберегающих строительных технологий, так и внедрением наукоемких и экономически выгодных разработок в сфере выработки и транспорта теплоты.

Анализ последних материалов крупных энергетических конференций и литературных данных достаточно определенно иллюстрируют стремление энергомашиностроительных компаний развиваться по пути повышения физических параметров теплоносителей и увеличению к.п.д. энергоустановок. Жесткая взаимосвязь реальной экономичности с интегральными теплоэнергетическими показателями делает новые энергоблоки с суперкритическими параметрами все более привлекательными [9, 11, 12, 19]. Рост к.п.д. до 47% и более достигается ростом давления пара до 30,0 МПа и температурой более 620<sup>0</sup> С при угольных блоках мощностью 600-1000 МВт. Комбинированная выработка теплоты и электроэнергии стала применяться в газотурбинных установках для малых установленных мощностей. Например, компания Kawasaki (Япония) создала газовую турбину мощностью 300 кВт с керамическими лопатками и к.п.д. – 42,1%. Реализованные американской компанией Техасо и Программой «Чистый уголь», принятой Департаментом энергетики США, проекты по газификации угля на электростанциях позволяют повысить к.п.д. энергоблоков на 10-12% по сравнению с традиционными методами сжигания угля. Выявление резервов для повышения энергетической и экономической эффективности в модернизации тепловых схем и снижения уровня собственных нужд является актуальнейшей задачей для топливно-энергетического комплекса стран СНГ.

Таким образом, можно сформулировать наиболее важные составляющие структуры ресурсосбережения:

- разработка наукоемких технологий во всех отраслях промышленности для снижения энергоемкости промышленной продукции;
- уменьшение издержек, связанных с потерями энергоресурсов при их транспортировке;
- обеспечение роста теплоэнергетических и экономических показателей эффективности генерирующих мощностей;

- развитие объектов малой энергетики и обоснованная децентрализация энергоснабжения;
- сокращение доли природного газа и нефтепродуктов в структуре потребления углеводородного сырья энергосистемами;
- сбалансирование реальных потребностей коммунально-бытовой сферы с выработкой тепловой и электрической энергии;
- экономически обоснованное внедрение энергосберегающих технологий и стимуляция их развития во всех сферах потребления энергоресурсов.
- разработка новых инженерных и инновационных решений как в сфере новых способов генерации энергии, так и экономичных методов ее использования [22, 23].

## **2 ОСОБЕННОСТИ И УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ДИНАМИКА И ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ**

Основной особенностью любой электростанции (конденсационной или теплоэлектроцентрали с комбинированной выработкой электроэнергии и теплоты) является то, что её промышленная продукция (электрическая и тепловая энергия) потребляется в момент производства и не может вырабатываться на “склад” или в резерв. Это значит, что электростанция в каждый данный момент времени должна вырабатывать энергии ровно столько, сколько потребляют её промышленные предприятия, транспорт, сельское хозяйство, бытовые и другие потребители.

Потребление электроэнергии у разных потребителей меняется во время суток в течение года. Оно, как правило, снижается летом и возрастает в зимнее время, неравномерно изменяется в течение недели (снижается в выходные и праздничные дни) и даже в течение одних суток, завися от многих факторов.

Изменение мощности электростанции в зависимости от потребления энергии выражают диаграммами, называемыми графиками нагрузки.

В зависимости от периода времени, который они охватывают, графики могут суточными, месячными сезонными и годовыми.

Если электрическая нагрузка меняется ежесуточно в течение года в большей или меньшей степени единообразно, то отпуск

тепловой нагрузки ТЭЦ в значительной степени зависит от потребителя.

При использовании теплоты на технологические нужды промышленного предприятия её расход определяется графиком работы этого предприятия.

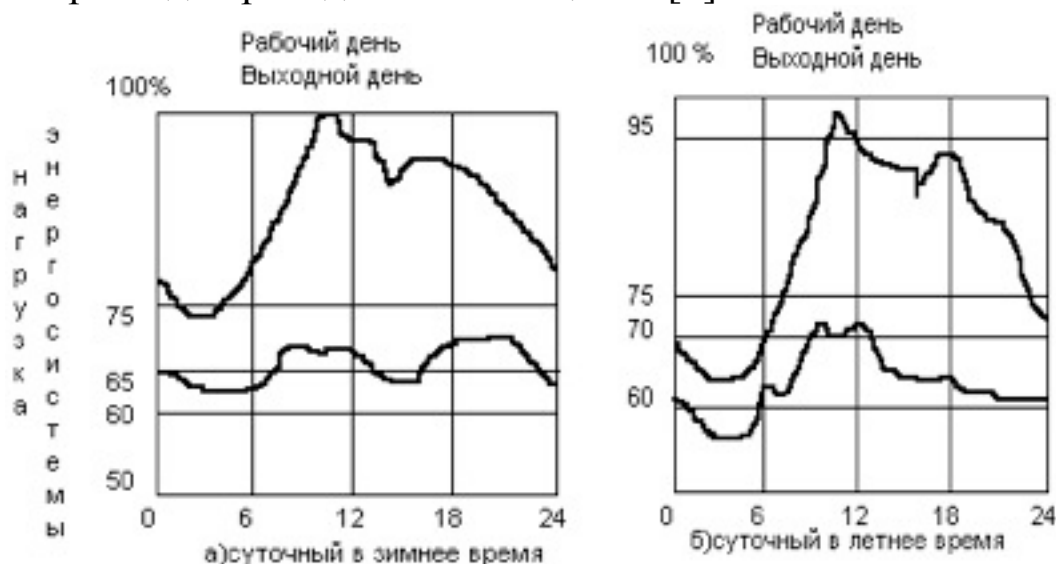
Коммунальные нужды требуют теплоту на отопление жилых общественных и производственных зданий, на вентиляцию, горячее водоснабжение и др.

Графики потребления, проиллюстрированные в соответствии с рисунком 2.1, довольно очевидно показывают крайнюю неравномерность характера потребления энергии. Это обстоятельство налагает на работу энергосистемы довольно большой ряд эксплуатационных проблем, особенно связанных с вопросами надежной и бесперебойной работы [1].

Несмотря на значительное разнообразие тепловой нагрузки, её можно разбить на две группы по характеру протекания во времени: сезонную и круглогодичную.

Величина и характер изменения сезонной тепловой нагрузки зависят главным образом от климатических условий: температуры наружного воздуха, направления и скорости ветра, влажности воздуха, солнечного излучения и других факторов. Наибольшее значение имеет температура наружного воздуха.

К сезонной тепловой нагрузке относятся: отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха. Основным потребителем электроэнергии является промышленность. Примерная структура расхода и потребления электроэнергии в СНГ расхода приведена в таблице 1.1 [2].





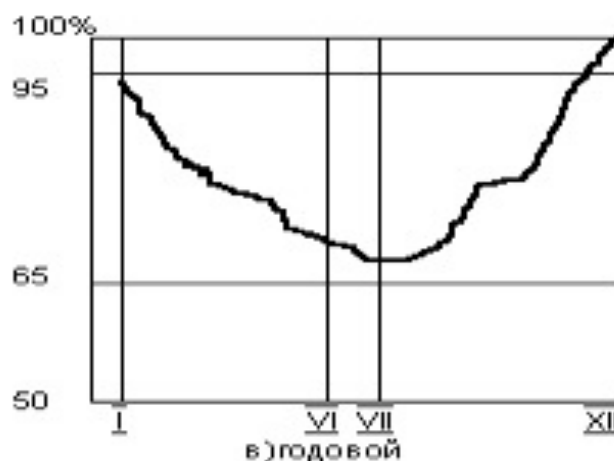


Рисунок 2.1 **Графики нагрузки энергосистемы**

Реструктуризация промышленности, постепенное и последовательное внедрение энергосберегающих технологий является фактором, который в той или иной степени может повлиять на структуру распределения электроэнергии. Однако количественное изменение потребления электроэнергии по отраслям экономики вряд ли претерпит ощутимые изменения в ближайшие 15-20 лет.

Суточные графики электрической нагрузки, представленные на рисунке 2.2, иллюстрируют характер изменения нагрузки в зависимости от времени суток.

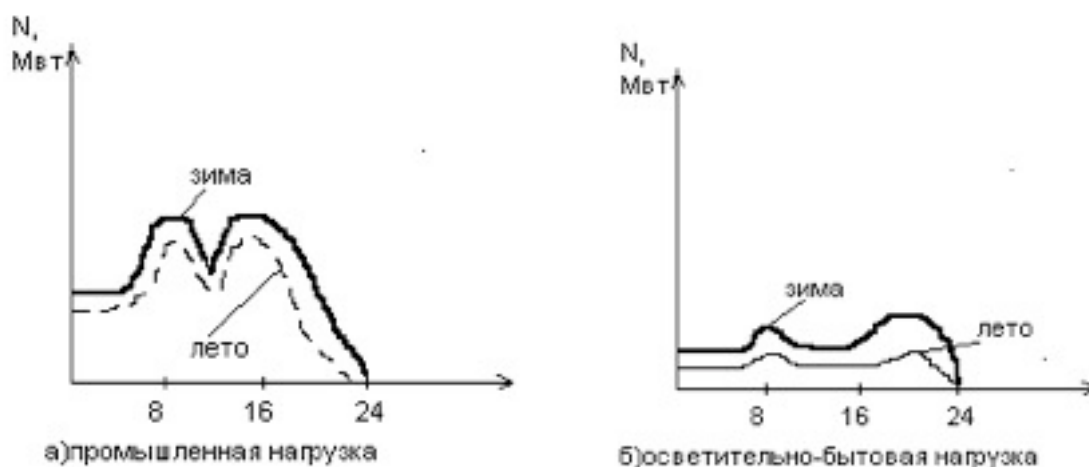
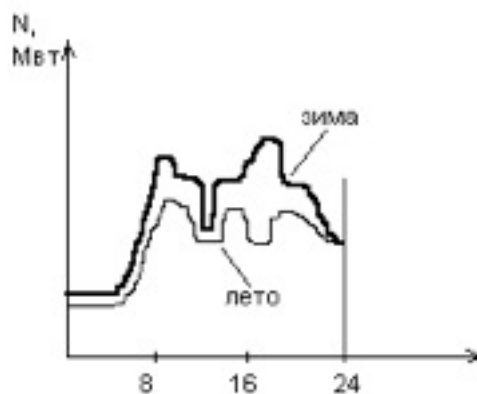


Рисунок 2.2 **Суточные графики электрической нагрузки**

Как видно из графиков характерны два максимума – утренний (около 8 утра) и дневной (абсолютный максимум). График суммарной нагрузки, изображенный на рисунке 2.3, также

показывает выраженную неравномерность энергопотребления в зависимости от времени года



**Рисунок 2.3 Суммарная нагрузка  
в зависимости от времени года**

В летнем графике три максимума: утренний и дневной – от промышленной, и вечерний, более поздний, – от осветительной нагрузки. Площадь под графиком суточной нагрузки определяет суточную выработку электроэнергии, кВтч/сут.

$$\dot{Y}_{\text{сут}} = \int_0^{24} N dT, \quad (2.1)$$

где  $\dot{Y}_{\text{сут}}$  - суточная выработка электроэнергии, в кВтч/сут.,

$N$  – потребляемая мощность, МВт.

Общая нагрузка электростанций составляется из нагрузок потребителей, а также из расходов электроэнергии на собственные нужды электростанций и на покрытие потерь в электрических сетях.

Суточные графики нагрузки характеризуются дневным провалом (примерно в полдень), обусловленным обеденным перерывом на промышленных предприятиях, а также ночным провалом, т.е. снижением нагрузки в ночные часы, когда работают лишь трёх сменные предприятия.

Выбор способа снижения мощности электростанций в периоды ночного провала, а также уменьшения нагрузки в выходные дни – одна из серьёзных и сложных задач эксплуатации станций [3].

Отношение ночной минимальной к дневной максимальной нагрузке называют коэффициентом неравномерности суточного графика.

$$f = \frac{N_{\min}}{N_{\max}}, \quad (2.2)$$

где  $N_{\min}$  – минимальная потребляемая мощность,

$N_{\max}$  – максимальная потребляемая мощность.

Характерным для суточного графика является также коэффициент использования максимальной нагрузки (коэффициент заполнения суточного графика)

$$g = \frac{\dot{Y}_{\text{нóò}}}{(N_{\max} \times T_{\text{нóò}})}, \quad (2.3)$$

где  $g$  значение коэффициента неравномерности графиков нагрузки энергосистем СНГ, для среднего дня декабря составляют от 0,6 в европейской части до 0,85 в Сибири.

Промышленная тепловая нагрузка характеризуется неравномерностью, изображенной на рисунке 2.4 (в зависимости от числа смен на предприятиях) в течение суток и относительной равномерностью в течение года (со снижением летом во время ремонта оборудования).

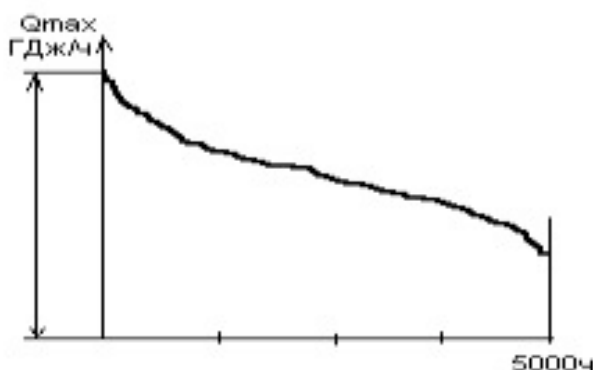


Рисунок 2.4 Тепловая нагрузка в течение года

## 2.1 Условия эксплуатации ТЭС. Режимы работы блочных конденсационных электростанций

При эксплуатации блочных установок должна обеспечиваться их длительная надёжность с максимальной экономичностью при соблюдении диспетчерского графика нагрузки.

Под базовым режимом работы блока имеется в виду режим его эксплуатации с эпизодическими остановами для ремонтных целей и в отдельных случаях на нерабочие дни для участия в регулировании графика нагрузки.

Полупиковые – режим работы по двухсменному графику с остановами на ночное время и нерабочие дни.

Пиковые режим – режим работы только в периоды утреннего и вечернего максимума нагрузки.

Эксплуатация оборудования в пиковом и полупиковом режимах должна проводиться с соблюдением всех критериев надёжности. Кроме того, в этих режимах должны обеспечивать минимальные потери топлива и электроэнергии, достижимые на оборудовании данного типа.

Изменения в структуре энергопотребления обуславливает постоянную тенденцию к разуплотнению графика нагрузок и решения задачи прохождения ночного провала нагрузок всё более усложняется.

Для покрытия диспетчерского графика нагрузки должны обеспечиваться изменения нагрузки блока в регулировочном диапазоне и до технического минимума, остановки блока в резерв и режимы пуска блока из различных тепловых состояний.

Останов блока в резерв и последующий его пуск связаны с проведением значительного объёма технологических операций.

Разгрузка блока связана со снижением его экономичности, зависящим от нижнего предела нагрузки. Так если при разгрузке блока 300 МВт до 70% номинальной его экономичность снижается всего на 2,2%, то при разгрузке до 50% снижение экономичности составляет уже 7,5%, а до 100 МВт – 15%.

Останов в резерв и последующий пуск блока сопровождается потерями топлива, связанными с непроизводительным его расходом в период до включения турбогенератора в сеть и с ухудшением экономичности на низких нагрузках.

Так, при пуске газомазутного моноблока 300 МВт после останова на ночное время и на нерабочие дни потери условного топлива составляют соответственно 88 и 148 т.

**Выравнивание графиков нагрузки.** Под выравниванием графика нагрузки понимается активное воздействие на режим

потребления, приводящее к уменьшению максимумов нагрузки, увеличению ночной нагрузки и уменьшению скорости изменения графика во все часы суток. Выравнивание графиков нагрузки не только облегчает работу станции, но и повышает экономичность и рациональность его использования.

Снижение пиков графиков нагрузки достигается путём сокращения энергопотребления на ряде предприятий в часы максимума нагрузок, прежде всего с энергоёмким и автоматизированным производством. Производства с электронагревом, электролизом, цементным и глинозёмным производством позволяют снижать эти нагрузки на некоторое время. Однако проведение лишь организационных мероприятий недостаточно. Проведение технических мероприятий позволяет уменьшить неравномерность графика на 10%. Внедрение автоматизации производства позволяет значительно улучшить режимы электропотребления, повысить загрузку оборудования в вечерние и ночные часы при одновременном сокращении численности персонала. Комплексный и системный подход к режимам энергопотребления необходим при подходе к различным группам и отдельным потребителям.

Понижение максимумов и понижения ночных минимумов нагрузки достигают увеличением числа смен на предприятиях, введением поощрительных (сниженных) ночных тарифов на энергию. Уменьшение вечернего пика и сокращения электропотребления явилось передвижением часовой стрелки вперёд к истинному астрономическому времени. В результате максимум промышленной составляющей графика наступает раньше, а максимум осветительно-бытовой нагрузки остаётся на своём месте. Такое передвижение стрелки уменьшает вечерний максимум энергосистем на 8%.

Несовпадения максимальной нагрузки в энергосистемах, находящихся в разных часовых поясах понижает суммарный максимум на 6-9% – межсистемный эффект.

Использование потребителей-регуляторов в ряде отраслей промышленности и в быту (аккумулирующие отопительные печи, электронагреватели) – для потребления электроэнергии в периоды провала нагрузок.

Это является перспективой развития промышленности. Уменьшение неравномерности графика–использование минимума нагрузок за счёт ГАЭС.

### **3 ПРАКТИКА И ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ**

Особенности использования паротурбинных установок характеризуются одиннадцатью основными факторами [4].

1) Непрерывность работы, т.е. процесс потребления электроэнергии непрерывен, остановки отдельных электростанций на нерабочий день не практикуется из-за сложностей запуска

2) Работа ТЭС по диспетчерскому графику нагрузки.

Эффективность работы ТЭС оценивается не по валу, а по выполнению графиков нагрузки и по уровню удельных показателей.

3) Участия ТЭС в регулировании в электрической сети.

При системных авариях в возможных толчках частоты, приводящие к сбросам или росту электрической нагрузки на ТЭС. Паротурбинные ТЭС могут мгновенно подхватывать электрическую нагрузку при резком снижении частоты в энергосистеме. Используется резерв по клапанам ЦВД.

4) Зависимость режимов работы и достижимых показателей от метеорологических факторов.

Низкие температуры затрудняют топливоснабжение, создают перегрузки систем теплоснабжения, влияют на характер работы ТЭС и максимумы нагрузок.

5) Приоритет надёжности оборудования перед другими показателями.

Т.е. безотказная работа оборудования. Количественно надёжность характеризуется: потоком отказов, временем наработки до отказа, коэффициентом готовности, коэффициентом технического использования. На ТЭС ведётся учёт отказов и их причин. Это необходимо при планировании режимов работы ТЭС и ремонтных компаний.

6) Непрерывное повышение квалификации оперативного персонала.

От оперативного персонала требуется широкий круг знаний, опыт самостоятельной работы. Нужна тренировка, повышение квалификации.

7) Автоматизация управления ТЭС.

Работа ТЭС без автоматизации управления технологическим процессом, без автоматических защит и блокировки практически

невозможна. АСУ – повышает надёжность и облегчает работу персонала.

8) Наличие высокотемпературных процессов.

Необходим постоянный контроль за состоянием металла, за температурным режимом котлов, паропроводов, турбин. Особенно это актуально при пуске котлов и контроле температурного удлинения элементов конструкций.

9) Необходимость наличия собственных нужд ТЭС.

Основное потребление это: привод электродвигателей, вспомогательного оборудования, освещение, отопление и т.д.

10) Необходимость систематического контроля за состоянием оборудования.

Необходимо опробование и контроль за различными клапанами, защитами, блокировками, маслосистемами.

11) Необходимость строжайшего соблюдения техники безопасности и охраны труда.

Повышенная опасность оборудования: под электрическим напряжением, под высоким внутренним давлением, наличие вращающихся частей, горячие поверхности, грузоподъемные устройства.

**Факторы, определяющие маневренные характеристики агрегатов ТЭС.** Под маневренностью понимают характеристики электростанций, определяющие быстроту и надёжность выполнения различных режимных функций для обеспечения надёжной работы системы и ликвидации аварийных ситуаций.

Выделяют следующие функции:

- а) ввод резервного оборудования в аварийных условиях;
- б) регулирование частоты;
- в) поддержание синхронной динамической устойчивости;
- г) уверенное покрытие переменной части графика нагрузки;
- д) сохранение устойчивой работы и мобильности электростанции.

В понятия манёвренности входят:

- 1) пусковые характеристики, определяющие длительность пуска котлов и турбин из любого теплового состояния.
- 2) скорость набора и изменения нагрузки агрегатов.
- 3) допустимый диапазон регулирования нагрузки паровых котлов и турбин.
- 4) допустимая длительность работы блока на холостом ходу и на нагрузке собственных нужд.

Наивысшей маневренностью обладают ГЭС, наименьшей – АЭС и ТЭЦ.

В промежутке находится КЭС. Маневренность энергосистемы в целом зависит от соотношения мощностей станций различных типов, т.е. от структуры мощностей. В Казахстане состав энергосистемы распределен следующим образом:

КЭС блочные 31%

КЭС с поперечными связями 18%

ТЭЦ 37%

ГЭС 14%

**Особенности эксплуатации блочных ТЭС.** Исторически с 55 по 60-е годы все вводимые КЭС стали иметь блочную структуру [5]. Т.е. заменена была схема с поперечными связями. Эти схемы усложняли систему паропроводов и делали неуправляемыми потоки пара после ЦВД и перед ЦСД.

Различают моно и дубль-блоки. Дубль-блоки – с вхождением в состав блока 2 одинаковых котлов. При останове одного из них блок сохраняется в работе и несёт половину номинальной нагрузки. Однако необходимость вывода одного из котлов в ремонт приводит к увеличению числа запорной арматуры на главных паропроводах, а, следовательно, к усложнению и удорожанию системы паропроводов и к снижению её надёжности. Перечислим основной порядок действий персонала.

1) Централизация управления энергоблоком.

Энергетический блок представляет собой органическое целое и требует управления из единого центра – блочного щита управления (БЩУ), куда поступает вся информация о состоянии оборудования, где принимаются решения о режимах работы и откуда поступают команды на их выполнение.

Благодаря отсутствию поперечных связей блочная схема создаёт благоприятные условия для применения автоматического регулирования процессами, автоматических защит и блокировок.

2) Удобство контроля за технико-экономическими показателями энергоблока.

Блочная схема создаёт благоприятные условия для расчёта технико-экономических показателей по каждому блоку отдельно. Отсутствие перетоков пара и воды между соседними блоками сокращает объём необходимых измерений, позволяет рассчитывать показатели пиковой экономичности блока в целом и отдельных его звеньев как прямым так обратным балансом.



- 3) Условия проведения ремонтов и контроля за готовностью оборудования.

Готовность блока состоит из готовности его элементов. Отказ любого из последовательных звеньев приводит к отказу блока. Потеря мощности при отказах блоков компенсируется аварийным резервом энергосистемы. Капитальный ремонт блока ведется одновременно для всего оборудования. При проведении аварийного ремонта одного из звеньев удобно вести профилактический ремонт других частей установленного блока.

- 4) Возможность локализации аварийных ситуаций в пределах блока. Число поперечных связей должно быть ограничено, чтобы авария на одном блоке не привела к остановке всей станции.

- 5) Регулирование температуры пара после промежуточного перерыва.

Для такого регулирования применяются паро-паровые теплообменники рециркуляцию газов. Паро-паровые теплообменники являются первой ступенью промежуточного перегревателя, греющей средой служит свежий пар, обогреваемой – пар, требующий промежуточного перегрева. Пропуск такого пара через паро-паровой теплообменник регулируется байпасным клапаном.

Рециркуляция газов осуществляется путем забора газов из конвективной шахты после водяного экономайзера при температуре 250–350 °С и их подачи в нижнюю часть топки. При этом тепловосприятие топочных экранов снижается, а в конвективной части, включая и промежуточный пароперегреватель, – увеличивается, в то же время общее тепловосприятие остается практически неизменным. В результате рециркуляции газов в конвективном промежуточном пароперегревателе теплообмен усиливается под влиянием, как увеличения расхода газов, так и повышения их температуры.

Применение рециркуляции газов не повышает потери тепла с уходящими газами, (что имеет место при регулировании температуры пара после промежуточного перегрева) и благоприятно сказывается на температурном режиме нижней радиационной части (НРЧ) котла и снижает образование окислов азота.

Регулирование температуры пара после промперегрева посредством впрыска неэкономично, т.к. этот процесс равносителен вытеснению подвода к турбине пара высокого давления паром

низкого давления. Обычно впрыск используется только как средство аварийного регулирования.

6) Снижение приемистости блока из-за паровой емкости системы промперегрева пара между ЦВД и ЦСД турбины.

При набросе паровой нагрузки скачок мощности в первые секунды достигается только за счет ЦВД, так как возрастание пропуска пара через ЦСД из-за наличия паровой емкости промперегрева протекает с запаздыванием.

По этой же причине ЦВД должен быть скомпенсирован по осевому давлению (двух поточная конструкция с противопоточным направлением потоков пара), иначе наброс паровой нагрузки мог бы приводить к разрушению упорного подшипника и к сдвигу потока.

7) Возможность одновременного пуска котла и турбины на скользящих параметрах пара. Подобное регулирование широко применяется на блоках 300 Мвт. Такое регулирование улучшает маневренность турбины и дает экономию топлива.

8) Возможность одновременного пуска котла турбины на скользящих параметрах пара.

При блочном пуске в результате растопки котла должны быть достигнуты параметры пара, необходимые для пуска турбины в зависимости от ее температурного состояния. До момента начала подачи пара в турбину пар сбрасывается в конденсатор посредством пуско-сбросного устройства.

На не блочных ТЭС эту функцию выполняют растопочные редуционно-охладительные устройства (РОУ) и используется пар собственных нужд.

Пуск турбины осуществляется на скользящих параметрах пара, что обеспечивает щадящий температурный режим. Пусковые режимы являются наиболее тяжелыми для оборудования и персонала.

9) Обеспечение надежности при сбросах нагрузки.

При аварийном отключении генератора от сети, т.е. при полном сбросе нагрузки блока необходимо удержать блок на нагрузке собственных нужд для того, чтобы сохранить готовность блока принять нагрузку непосредственно после устранения аварии в электрической части.

Для автоматического перевода блока в режим холостого хода или нагрузки собственных нужд предусмотрены различные схемы и устройства в зависимости от типа котла и уровня начальных параметров пара.

### **Удержания блоков на нагрузке собственных нужд и при сбросе нагрузки.**

В результате аварийного отключения генератора от электрической сети нагрузка блока мгновенно снижается с текущего значения до нагрузки собственных нужд подключенной к генератору через трансформатор собственных нужд. Вследствие возникающего при этом дисбаланса вращательного момента и момента сопротивления потока ускоряется его вращение. Регулятор скорости, реагируя на такое ускорение, дает команду на прикрытие регулирующих клапанов перед ЦВД и перед ЦСД, как правило, все клапаны при этом закрываются (кроме первой группы). При этом устанавливается новое равенство моментов, но уже при увеличенной сверх номинальной частоте вращения. Иногда клапаны пропускают больше пара, чем нужно, как говорят «не удерживают холостой ход». Тогда частота вращения резко возрастает, (машина идет «вразнос»). В этом случае срабатывает автомат безопасности, закрываются стопорные клапаны перед ЦСД и ЦВД и клапаны на паропроводах отборов.

При наложении трех отказов: отключение генератора, не удержание холостого хода, не закрытие стопорного клапана – наступает разрушение турбоагрегата. Поэтому важно чтобы защиты работали исправно ПТЭ.

Турбины удерживают частоту вращения после нагрузки. После прикрытия регулирующих клапанов расход пара через турбину резко сокращается до 8-10% номинального соответственно снижаются давление в отборах пара на регенеративные подогреватели, что приводит к закрытию обратных клапанов на паропроводах отборов. Деаэратор блока, покрывший пар из отбора турбины должен при этом переводиться на питание паром из другого источника. Одновременно происходит резкое падение давления пара в отборе, из которого питается паром приводные турбины питательного турбонасоса. Поэтому при переводе блока 300 МВт на холостой ход питательный турбонасос (ПТА) отключается защитой, а питательный пускорезервный электронасос (ПЭН) пускается автоматом включения резерва (АВР).

На блоках 500 и 800 МВт применены привозные турбины питательных турбонасосов конденсационного типа, позволяющие

подавать к ним пар от специальной БРОУ, которые включаются автоматически при переводе блока на холостой ход.

Из-за резкого сокращения пропуска пара через турбину растет давление свежего пара. Пропуск пара через турбину снижается с  $D_{нач}$  до  $D_{с.н.}$  при этом происходит уплотнение пара в паровом объеме  $V$  котла и паропроводов и повышение его давления. Можно записать:

$$(D_{\dot{A} \times} - D_{\dot{N} i}) d\tau = V \frac{\rho_{\dot{A} \times}}{P_0} + \Delta \ddot{A}_{\dot{A} \dot{E}} dP, \quad (3.1)$$

где  $\tau$  – время,

$\rho_{\dot{A} \times}$  – начальная плотность пара,

$P_0$  – давление свежего пара;

$\Delta \ddot{A}_{\dot{A} \dot{E}}$  – аккумулирующая способность котла. Из (3.1) получаем:

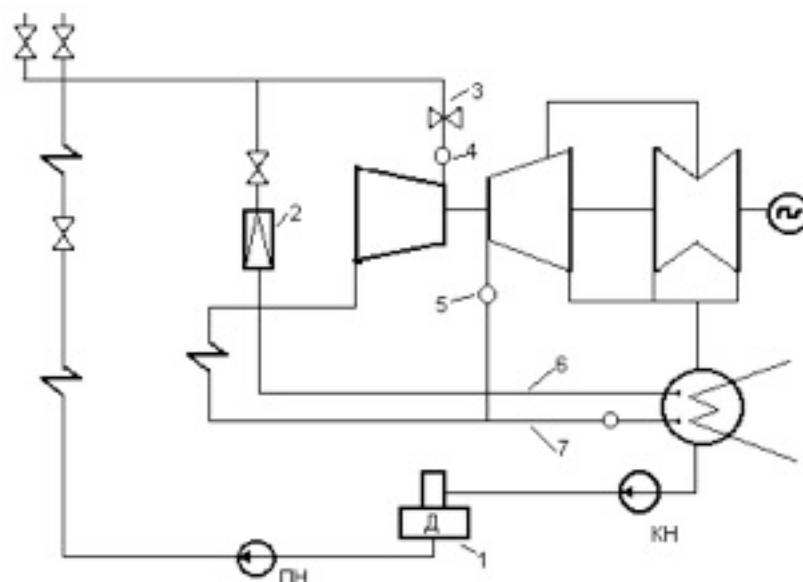
$$dP = \frac{D_{\dot{A} \times} - D_{\dot{N} i}}{V \frac{\rho_{\dot{A} \times}}{P_0} + \Delta \ddot{A}_{\dot{A} \dot{E}}} d\tau \quad \Delta P = \frac{D_{\dot{A} \times} - D_{\dot{N} i}}{V \frac{\rho_{\dot{A} \times}}{P_0} + \Delta \ddot{A}_{\dot{A} \dot{E}}} \Delta \tau$$

или

Например, при переводе блока 200 МВт с начальной нагрузки 170 МВт на нагрузку собственных нужд 6-7 МВт в течение одной минуты давление за котлом поднялось с 14 до 15,5 Мпа, а перед турбиной с 13 до 15 МПа.

Повышение давления пара используется как импульс для сигнала на включение БРОУ, на которую возлагается задача сброса лишнего пара в конденсатор при внезапных сбросах нагрузок без подрыва предохранительных клапанов на паропроводах свежего пара.

Эту задачу можно решить при высокой пропускной способности БРОУ (80-85% номинальной паропроизводительности котла). Реализация этой схемы приведена на рисунке 3.1.



1 – деаэратор, 2 – ПСБУ, 3 – главная паровая задвижка, 4 – стопорные и регулирующие клапана высокого давления, 5 – клапан низкого давления, 6 – сбросные трубопроводы после ПСБУ, 7 – линия сброса из промежуточного перегревателя

Рисунок 3.1

Пропускная способность БРОУ на блоках принята 30% от номинальной паропроизводительности котлов, чего недостаточно для предотвращения срабатывания предохранительных клапанов. В этих условиях быстроедействие БРОУ недостаточно, поэтому вместо БРОУ и РОУ устанавливают пускосбросное устройство ПСБУ.

Для блоков с барабанными котлами используется система перевода на нагрузку собственных нужд при отключении генераторов с погашением котлов. Котёл может быть подготовлен к последующей растопке за 10 мин. Нагружение турбины осуществляется за 20-25 минут. Прямоточные котлы блоков 300 МВт автоматически переводятся на растопочную нагрузку.

Пуск турбины входящей в состав блочной установки производится на скользящих параметрах пара, т.е. при постепенном повышении давления и температуры пара.

**Частичные нагрузки энергоблоков.** Изменение нагрузки блока сравнительно с его остановом и последующим пуском обуславливает меньшее изменение теплового состояния оборудования.

В частности, в пределах разрешенного диапазона нагрузок изменения температур среды и метана по тракту котла относительно невелики и не сказываются на надежности. Изменение теплового состояния элементов турбины, особенно СКД больше чем котла, что связано с переменным дросселированием пара в регулирующих клапанах ЦВД и изменением температуры вторичного перегретого пара. При соблюдении рекомендованного темпа изменения нагрузки блока требуемая надежность элементов турбины обеспечивается.

При скользящем режиме изменения теплового состояния элементов турбины уменьшается.

При останове блока тепловое состояние оборудования изменяется больше, а элементы и узлы остывают с разной скоростью. Кроме того, сами технологические операции сами изменяют тепловое состояние оборудования. Например, установление расхода питательной воды котла при пуске из горячего или неостывшего состояния. При большом объеме технологических операций увеличивается вероятность ошибок персонала.

Прохождения ночного провала нагрузки должно обеспечиваться разгрузкой блоков. В первую очередь останавливают в резерв наименее экономичное оборудование (блоки до критического давления). Блоки СКД – останавливают в качестве исключения. Выбор способа покрытия диспетчерского графика нагрузки на нерабочие дни зависит от требуемого уровня минимальной нагрузки электростанции. Если для этого достаточно нагрузить действующие блоки до нагрузки не ниже 50–60% номинальной, останов блоков в резерв не производят. Для уменьшения суммарного количества циклов «останов–пуск» следует передавать останавливаемые блоки.

В зависимости от теплового состояния оборудования режимы пуска условно подразделяются на следующие:

- а) из горячего состояния (6–10ч)
- б) из неостывшего состояния (от 6–10 до 70–90)
- в) из холодного и близких к нему состояний (более 90ч)

Для блоков с прямоточными котлами принят еще один режим пуска из горячего резерва после простоя до 1 ч при условии:

- 1) для блоков СКД – сохранение давления в котле на уровне выше критического;

- 2) для блоков ДКД – сохранение давления в котле на уровне, при котором температура воды на входе в НРЧ ниже температуры кипения не менее чем на  $15^{\circ}$ .

Технологии пуска зависят от теплового состояния элементов блока.

Наиболее быстро остывает котел. Медленно остывают пароперепускные трубы, защитные клапана турбины и горячие паропроводы промперегрева. Наибольшее время естественного остывания (5-6 суток) имеют цилиндры турбины. Все элементы блока принимают по этой причине различную температуру.

К группе пусков из горячего состояния относятся пуски, при которых не требуется проведение предварительных прогревов элементов турбины и системы промперегрева, т.е. параметры близкие к номинальным режимам.

К группе пусков из холодного или близкого к нему состояния относятся пуски, при которых минимально достижимые температуры свежего и перегретого пара более чем на  $150^{\circ}$  превышают температуры соответствующих паро-пропускных частей турбины. При таких пусках необходимо проведение предтопкового прогрева “холодных” элементов блока, а повышение температур пара может быть начато лишь после соответствующего прогрева цилиндров турбины. Для этого требуется выдержка блока на начальной нагрузке после включения турбогенератора в сеть. Все прочие режимы пусков, не перечисленных выше, относятся к пускам из неостывшего состояния.

### **Энергетические характеристики энергоблоков.**

Энергетическая характеристика блока выражает зависимость расхода топлива от электрической нагрузки при фиксированных внешних факторах (температура охлаждающей воды, наружного воздуха, характеристики топлива), фиксированных параметрах установок, выбранной тепловой схеме и структуре оборудования собственных нужд. Энергетическая характеристика является функцией множества факторов. Расчётным путём получена зависимость

$$\hat{A}_{\dot{Y}}^{i\dot{O}} = 34,2 \frac{Q_{\dot{Y}}^i}{\eta_{\dot{E}i\dot{O}}^i \eta_{\dot{O}.I}} , \quad (3.2)$$

где  $\dot{A}_{\dot{Y}}^{i0}$  – часовой расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, кг/ч;

$\dot{Q}_{\dot{Y}}^i$  – часовой расход тепла по турбоустановке с учётом расхода тепла и электроэнергии на все её собственные нужды, МВт;

$\eta_{Ei0}^i$  – к.п.д. котла нетто (с учётом работы питательных насосов);

$\eta_{0.i}$  – коэффициент теплового потока.

$$\dot{Q}_{\dot{Y}}^i = \frac{\dot{Q}_{\dot{Y}} + \dot{Q}_{\dot{Y}}^{\dot{N}i}}{\dot{N}_{\dot{Y}} - \dot{N}_{\dot{N}i}} \cdot \dot{N}_{\dot{Y}}, \quad (3.3)$$

где  $\dot{N}_{\dot{N}i}$  – мощность собственных нужд турбоустановки (циркуляционные насосы, конденсатные насосы, сливные насосы), МВт;

$\dot{Q}_{\dot{Y}}$  – мощность теплового потока на выработанную электроэнергию.

$\dot{N}_{\dot{Y}}$  – мощность установки.

Зависимости  $\dot{Q}_{\dot{Y}} = f(\dot{N}_{\dot{Y}})$  называется энергетической характеристикой турбоустановки, и даётся как в аналитическом, так и в графическом виде.

Например, для К-200-130 ЛМЗ

$$\dot{Q}_{\dot{Y}} = 23,25 + 2,16\dot{N}_{\dot{Y}} + 0,1(\dot{N}_{\dot{Y}} - 190), \quad (3.4)$$

при расходе охлаждающей воды  $W_{охл}=25000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $t_{в1}=10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Такие характеристики представляют собой однофакторные зависимости, которые действительны для условий постоянства целого ряда параметров установки.

Но в условиях эксплуатации имеют место отклонения от расчётных параметров турбоустановки. Приходится вносить целый ряд поправок либо к расходу тепла, либо к расходу пара на турбину. Данные поправки на параметры свежего пара и пара после промперегрева, на температуру охлаждающей воды, на отклонение недогрева питательной воды и т.д.

## Термодинамический метод



$$Q_0 = T_{\hat{A}} \Delta S, \quad (3.5)$$

где  $Q_0$  – подведённое тепло, КДж/кг;

$T_{\hat{A}}$  – верхние температуры эквивалентного цикла Карно;

$\Delta S$  – изменение энтропии рабочего тела.

Удельная работа в цикле:

$$A_i = (T_{\hat{c}} - T_H) \Delta S, \quad (3.6)$$

где  $T_H$  – температура насыщения отработавшего пара.

Для реального цикла удельный расход тепла равен:

$$q = \frac{Q_0}{A_i \eta_0 \eta_{\dot{y}\dot{i}}} = \frac{\dot{Q}_{\hat{A}}}{(\dot{Q}_{\hat{A}} - \dot{Q}_{\hat{f}}) \eta_{0i} \eta_{\dot{y}\dot{i}}}, \quad (3.7)$$

где  $\eta_{\dot{y}\dot{i}}$  – электромеханический к.п.д. турбоустановки.

Считая  $\eta_{0i} \eta_{\dot{y}\dot{i}}$  постоянными получаем:

$$\frac{dq}{dT_{\hat{A}}} = \frac{-T_{\hat{f}}}{(T_{\hat{A}} - T_{\hat{f}})^2 \eta_{0i} \eta_{\dot{y}\dot{i}}} \quad \text{или} \quad \Delta q = \frac{-T_{\hat{f}} \Delta T_{\hat{A}}}{(T_{\hat{A}} - T_{\hat{f}})^2 \eta_{0i} \eta_{\dot{y}\dot{i}}}$$

Запишем относительное изменение удельного расхода тепла в процентах:

$$\frac{\Delta q}{q} = \frac{-T_{\hat{f}} T_{\hat{A}}}{(T_{\hat{A}} - T_{\hat{f}}) T_{\hat{A}}} 10^2 \quad (3.8)$$

Таким образом, при расчёте нормативной характеристики блока по формуле (3.1) необходимо вводить ряд поправок зависящих как от внутренних, так и внешних факторов.

Анализ технико-экономических показателей ТЭС должен осуществляться путём сопоставления фактических показателей ТЭС, по приборам. В результате такого анализа выявляются источники дополнительных потерь, на которые можно влиять (износ, отказы, загрязнения).

#### 4. УЧЁТ И АНАЛИЗ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ

## НА КЭС И В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Энергетические характеристики энергоблоков, турбоагрегатов используются при подсчёте показателей для технического отчёта по эксплуатации электростанции по форме № 3 [4]. Он составляется за прошедший календарный месяц и содержит 5 разделов.

Раздел 1. Общие показатели электростанции.

а) Выработка и отпуск электроэнергии.

б) Отпуск тепла общий, отработавшим паром турбин, с горячей водой.

в) Удельные расходы условного топлива на отпущенные электроэнергию и тепло, плановые и фактические.

г) Фактические расходы электроэнергии на собственные нужды:

- на выработку электроэнергии %
- на отпуск теплоты.

Раздел 2. Показатели турбоагрегатов.

Показатели даются отдельно по каждому турбоагрегату. Приводятся: выработка электроэнергии, средняя электрическая и тепловая нагрузки, число часов в работе, в резерве, параметры свежего пара, давление отборов, температуры охлаждающей воды, удельные расходы тепла брутто и нетто.

Раздел 3. Показатели котлов.

Показатели даются отдельно по каждому котлу. Приводятся: средняя нагрузка, паровая и тепловая, параметры пара за котлы, число часов в работе, в резерве.

Кроме того, учитываются потери топлива с уходящими газами; с механическим недожогом; с химическим недожогом, а также к.п.д. брутто, к.п.д. нетто.

В Разделе 4 приводятся данные о потерях конденсата.

В Разделе 5 – даются отклонения практических удельных расходов топлива на отпущенное тепло и электроэнергию от расчётных.

Для оценки влияния показателей каждой станции на системные показатели используют показатели рассматриваемого года (индекс “Р”) и сравниваются с показателями другого года, принимая за базу (индекс “Б”).

$$\Delta B_i = \hat{a}_{\delta i} \dot{Y}_{\delta i} - \hat{a}_{\delta i} \dot{Y}_{\delta i} - \hat{a}_{\delta i} (\dot{Y}_{\delta i} - \dot{Y}_{\delta i}), \quad (4.1)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{pi}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{bi}}$  – отпуска электроэнергии за рассматриваемый и базовый годы;

$B_{\text{pi}}$ ,  $B_{\text{bi}}$ ,  $B_{\text{б.с}}$  – удельные расходы условного топлива на отпущенную электроэнергию по электростанции по энергосистеме.

В выражении (4.1) третий член вводится для приведения базового года по выработке электроэнергии к рассматриваемому, причём дополнительная электроэнергия ( $\mathcal{E}_{\text{pi}} - \mathcal{E}_{\text{bi}}$ ) берётся с средним системным удельным расходом условного топлива за базовый год  $B_{\text{б.с}}$ .

К выражению (4.1) прибавим одну и ту же величину  $B_{\text{bi}} \mathcal{E}_{\text{pi}}$  и получим:

$$\Delta B_i = (\hat{a}_{\delta i} - \hat{a}_{\delta i}) \dot{Y}_{\delta i} - (\hat{a}_{\delta i} - \hat{a}_{\delta i}) (\dot{Y}_{\delta i} - \dot{Y}_{\delta i}), \quad (4.2)$$

где  $\Delta B_{\delta i} = (\hat{a}_{\delta i} - \hat{a}_{\delta i}) \dot{Y}_{\delta i}$  – изменение расхода условного топлива в результате технического совершенствования.

$\Delta \hat{A}_{\delta i} = (\hat{a}_{\delta i} - \hat{a}_{\delta i}) (\dot{Y}_{\delta i} - \dot{Y}_{\delta i})$  – изменение расхода топлива из-за изменения структуры выработки электроэнергии.

**Маневренность неблочных станций.** Режимы работы электростанций и отдельных энергоблоков определяются суточным графиком нагрузки энергосистемы. Общая нагрузка энергосистемы распределяется между отдельными ТЭС в соответствии с энергетическим и маневренными характеристиками.

Под маневренностью ТЭС понимают способность выполнять переменный суточный график нагрузки.

Понятия маневренности ТЭС состоит из следующих элементов:

- 1) скорость изменения нагрузки.
- 2) диапазон изменения мощности от  $N_{\text{ном}}$  до  $N_{\text{мин}}$ .
- 3) пусковые характеристики энергоблока, включая длительность пусков после простоев в резерве различной длительности.

Реализация маневренных возможностей зависит от условий топливоснабжения.

Так, например, ограничение в потреблении жидкого топлива, являющегося растопочным топливом для ТЭС, работающей на угле, сокращают возможный диапазон нагрузок, и частые остановки с пусками.

Теплофикационные турбины привлекаются к покрытию нагрузки в летнее время. Изменение мощности теплофикационных турбин за счёт сокращения теплофикационных отборов носит вынужденный характер, т.к. это связано с энергетическими потерями. Тепловая нагрузка передаётся на РОУ, чтобы сохранить паровую нагрузку энергетических котлов.

Для разгрузки турбоагрегатов имеются три возможности:

- 1) снижение нагрузки турбин до минимальной (10-14 МВт)
- 2) остановка турбин на часы ночного провала нагрузки.
- 3) перевод турбоагрегатов в моторный режим.

Глубокая разгрузка до нагрузки турбины 10-15 МВт (и 100) в эксплуатационном отношении наиболее проста, но требует больших удельных расходов топлива. При нагрузке 20 МВт удельный расход условного топлива на 1 КВт·ч отпущенной электроэнергии возрастает на 154 г по сравнению с номинальной (560 г против 406г при  $N_{\Sigma} = 100$  МВт). На неблочных КЭС используется оборудование, работающее на 9,8 Мпа. Т.е. на КЭС (с поперечными связями) можно останавливать в резерв часть котлов, не останавливая турбины, что исключено для энергоблоков.

Пуски котла и турбин на неблочной КЭС могут протекать независимо.

При растопке барабанного котла скорость повышения давления определяется требованиями обеспечения надёжности барабана. Скорость повышения температуры насыщения ограничивается до 3 °С/мин.

В процессе растопки необходим контроль за температурным режимом барабана. Так чтобы разность температур между верхом и низом барабана не превышала 40 °С. Особенно необходим контроль в начальный период растопки до достижения давления 1 МПа. При растопке из горячего состояния при давлении 5-6 Мпа режим контроля не нужен.

Для надёжного охлаждения труб пароперегревателя рекомендуется увеличивать выработку пара при  $P_6 = 1$  Мпа до  $0,05D_{\text{ном}}$  и возрастал бы постепенно до  $0,2D_{\text{ном}}$  при  $P_6 = 8$  Мпа.

Поэтому растопочная РОУ должна выбираться на пропуск этого объёма пара.

### **Диапазон нагрузок энергоблоков**

Регулировочный диапазон нагрузок определяется минимально допустимой нагрузкой, которая называется техническим минимумом нагрузки блока [6].

Технический минимум определяется котлом, который лимитирует предел снижения нагрузки. При работе котла на угле снижения нагрузки лимитируется топочным режимом, устойчивое протекание которого возможно в узком диапазоне. Диапазон определяется:

- а) выходом летучих;
- б) жидким шлакоудалением.

Технически допустимый диапазон разгрузки пылеугольных блоков составляет от 20 до 50%. На блоках 200 МВт с барабанными котлами циркуляция в котлах устойчива до нагрузки составляющей 25% номинальной. Такая разгрузка производится при полностью открытых клапанах на скользящем давлении в режиме, когда блок разгружается до 50 МВт.

Для прямоточных котлов по условиям надёжной гидродинамики минимально допустимая нагрузка составляет 30%, однако по условиям температурного режима поверхностей нагрева она повышается до 50-60%.

**Скорость нагружения энергоблока.** Наибольшая допустимая скорость повышения мощности блока в значительной мере зависит от исходного теплового состояния оборудования, заданного значения и способа изменения нагрузки. Различают процессы нагружения блока после достаточно длительной его работы при частичной нагрузке и при пуске. Эти режимы различаются по скоростям нагружения.

В энергосистемах могут потребоваться скорости нагружения блоков до 5% номинальной мощности в минуту. Скорость же нагружения блока определяется как турбиной, так и котлом.

Нагружение турбины открытием регулирующих клапанов сопровождается повышением температуры пара в паропускных элементах, в проточной части ЦВД. Это изменение тем больше, чем шире диапазон изменения мощности.

При этом возникают дополнительные температурные напряжения в отдельных деталях, увеличение относительного

удлинения ротора. Эти факторы являются определяющими при ограничении скорости нагружения.

Температурное состояние турбины в процессе её нагружения при скользящем давлении свежего пара и неизменной его температуре практически не меняется.

Скорость нагружения котла представляет собой изменение его паропроизводительности в единицу времени в т/ч в минуту либо кг/с<sup>2</sup>.

1кг/с<sup>2</sup> = 216 т/ч в минуту. Эта скорость зависит от множества факторов и для каждого случая определяется экспериментально, и зависит от типа котла.

Возможная наибольшая скорость нагружения барабанного котла определяется температурным режимом пароперегревателя. Барабанный котёл обладает большой аккумулирующей способностью, поэтому рост его паропроизводительности заметно отстаёт от повышения тепловыделения в топке при нагружении. В результате из-за тепловосприятости пароперегревателя, который превышает необходимое для данного расхода пара, растёт температура пара и металла труб. Допустимый предел нагрева труб пароперегревателя является определяющим фактором. Другие факторы, например, надёжность циркуляции или превышение уровня воды в барабане не являются определяющими.

Иногда делают специальные мероприятия конструктивного и режимного характера:

- 1) соответствующая компоновка пароперегревателя.
- 2) перераспределение расхода топлива и их рассредоточение повышают надёжность работы пароперегревателя при допустимых скоростях нагружения блока.

Используют так же опережающее открытие регулирующих клапанов турбины. Т.е. давление в котле падает и за счёт аккумулирующей способности генерируется дополнительное количество пара, которое охлаждает пароперегреватель.

Однако эти меры исключаются при нагружении блока в условиях скользящего давления свежего пара, т.к. существенный рост давления приводит к несоответствию тепловосприятости пароперегревателя и расхода пара.

Скорость нагружения прямоточного котла условиями надёжной гидродинамики не ограничивается. При быстром нагружении котла для поддержания заданной температуры пара осуществляют опережающее изменение расхода топлива и воды.

При скользящем давлении пара можно получить большие скорости нагружения блока, т.к. аккумулирующая способность прямоточных котлов значительно меньше барабанных.

Эксплуатация прямоточных котлов при скользящем давлении заводами-изготовителями не предусматривается. Союзтехэнерго были проведены исследования по проверке надёжности работы котлов блоков 300 МВт в широком диапазоне нагрузок. Выявлены марки котлов (П-50 и др.), которые показали высокую надёжность работы. Для этих блоков при докритических давлениях можно повышать скорость нагружения до 100 МВт/мин.

Аналитические зависимости для переходного процесса получаются в результате решения систем уравнений, описывающих изменение отдельных параметров при нагружении. Эти уравнения упрощают при некоторых допущениях. Переходный процесс разбивают на несколько этапов и периодов для простоты решения. Точность при этом снижается, но остаётся приемлемой для приближённой оценки влияния отдельных факторов на скорость нагружения блока. Расход пара на турбину:

$$D = D_{\max} \frac{P}{P_{\max}} \times \frac{\varphi}{\varphi_{\max}}, \quad (4.1)$$

где  $D, D_{\max}$  — заданный и максимальный расход пара;

$P, P_{\max}$  — заданное и максимальное давление пара;

$\varphi, \varphi_{\max}$  — соответствующие положения регулирующих клапанов турбины (поворот кулачкового вала группового привода в градусах, или перемещение поршня сервомотора (в мм)).

При изменении степени открытия регулирующих клапанов на  $\Delta\varphi$  и давление пара на  $\Delta P$  расход пара также меняется:

$$D + \Delta D = D_{\max} \frac{P + \Delta P}{P_{\max}} \frac{\varphi + \Delta\varphi}{\varphi_{\max}} = D_{\max} \frac{P\varphi}{P_{\max}\varphi_{\max}} + D_{\max} \frac{P\Delta\varphi + \Delta P\varphi + \Delta P\Delta\varphi}{P_{\max}\varphi_{\max}}, \quad (4.2)$$

Вычитаем из (5.2) (5.1) получаем:

$$\Delta D = \frac{P_{\max}}{P_{\max}\varphi_{\max}} (P\Delta\varphi + \Delta P\varphi + \Delta P\Delta\varphi), \quad (4.3)$$

слагаемым  $\Delta P \Delta \varphi$  — можно пренебречь из-за его малости,  $\Delta \varphi$  выражаем через скорость открытия клапанов  $\varphi^I$  град/с, принимая  $\Delta \varphi = \varphi^I \tau$ .

При заданных начальных условиях и неизменности значения  $\varphi^I$  величины:

$$\frac{D_{\max} P_{i\dot{a}\div}}{P_{\max} \varphi_{\max}} \varphi^I = a_1 \quad \text{и} \quad \frac{D_{\max} P_{i\dot{a}\div}}{P_{\max} \varphi_{\max}} = a_2 \quad \text{являются постоянными.}$$

Тогда имеем:

$$\Delta D = a_1 \tau + a_2 \Delta P, \quad (4.4)$$

или в дифференциальной форме

$$d\Delta D = a_1 d\tau + a_2 d\Delta P, \quad (4.5)$$

одно из уравнений пропускной способности турбины.

Изменение давления пара перед турбиной в общем случае равно сумме изменений давления в котле  $\Delta D_{\dot{E}i\dot{O}}$  и сопротивления парового котла  $\delta \Delta D_{\dot{O}B}$ , т.е.

$$\Delta D = \Delta D_{\dot{E}i\dot{O}} + (-\delta \Delta D_{\dot{O}B}), \quad (4.6)$$

или

$$d\Delta P = d\Delta P_{\dot{E}i\dot{O}} - d\Delta P_{\dot{O}B}, \quad (4.7)$$

знак минус — учитывает, что изменение давления пара перед турбиной и сопротивление парового тракта всегда противоположны.

Изменение давления в котле — это следствие небаланса между паропроизводительностью и расходом пара на турбину. Принимая аккумулирующую способность котла как постоянную можно записать:

$$\Delta D = \omega \tau - \frac{\Delta d P_{\dot{E}i\dot{O}}}{dT} \Delta D_{\dot{a}\dot{e}}$$



$$d\Delta P_{\dot{E}\dot{I}\dot{O}} = \frac{\omega\tau - \Delta D}{\Delta D_{\dot{a}\dot{e}}} d\tau, \quad (4.8)$$

где  $\omega$  – скорость нагружения котла при постоянном давлении за счёт увеличения тепловыделения в топке, кг/с<sup>2</sup>.

Будем считать, что нарушение котла и увеличение расхода пара на турбину начинаются одновременно, а скорость нагружения примем постоянной ( $\omega = \text{const}$ ). Для упрощения выражения (4.8) количество пара аккумулируемого в пароперегревателе и паропроводах можно прибавить к аккумулирующей способности котла. Сопротивление парового тракта изменяется по квадратичному закону, тогда запишем.

$$\delta\Delta D_{\dot{O}\dot{D}} = \frac{\Delta D_{\dot{O}\dot{D}\text{max}}}{D_{\text{max}}^2} (2D_{\dot{I}\dot{A}\times} \Delta D + \Delta D^2)$$

или, пренебрегая вторым слагаемым:

$$d\Delta P_{TP} = 2\Delta P_{TP\text{max}} \frac{D_{HOM}}{D_{\text{max}}^2} d\Delta D = a_3 d\Delta D \quad (4.9)$$

подставив в (4.5), (4.7), (4.8), (4.9) после преобразований получим линейное дифференциальное уравнение первого порядка:

$$\frac{d\Delta D}{d\tau} = \frac{a_2(\omega\tau - \Delta D)}{\Delta D_{\dot{a}\dot{e}}(1 + a_2a_3)} + \frac{a_1}{1 + a_2a_3}$$

решение этого уравнения при  $\tau = 0$  и  $\Delta D = 0$  выглядит так:

$$\Delta D = \omega\tau + B \left[ 1 - \exp\left(-\frac{\tau}{T}\right) \right], \quad (4.10)$$

где

$$B = T \left( \frac{D_{\text{max}}^2 P_{\dot{I}\dot{A}\times}}{D_{\text{max}} P_{\text{max}} \varphi_{\text{max}} + 2\Delta P_{TP\text{max}} \varphi_{\dot{I}\dot{A}\times}} \varphi' - \omega \right)$$

$$\dot{O} = \Delta D_{\dot{a}\dot{e}} \left( \frac{P_{\text{max}} \varphi_{\text{max}}}{D_{\text{max}} \varphi_{\dot{I}\dot{A}\times}} + 2 \frac{D_{\dot{I}\dot{A}\times}}{D_{\text{max}}^2} \frac{\Delta P_{TP\text{max}}}{D_{\text{max}}} \right)$$

Второе слагаемое в уравнении (4.10) отражает влияние аккумулирующей способности котла на увеличение расхода пара. Это слагаемое при заданных характеристиках оборудования блока определяется соотношением скоростей нагружения турбины и котла.

При опережающем открытии регулирующих клапанов турбины значение комплекса  $B$  будет положительным, и следовательно расход пара на турбину увеличивается как вследствие роста тепловыделения в топке, так и за счёт аккумулирующей способности котла. Это означает, что нагружение блока будет сопровождаться падением давления в котле и перед турбиной, которое определяется из (4.4).

Падение давления пара зависит от гидравлических характеристик парового тракта, начальной и конечной нагрузок блока, аккумулирующей способности котла и скоростей нагружения. Допустимое значение падения давления перед турбиной указывается заводом-изготовителем.

Пользуясь полученными зависимостями можно подобрать соотношения между  $\varphi'$  и  $\omega$  так, чтобы в момент действия заданной конечной мощности блока, падение давления пара не превышало допустимого.

При опережающем нагружении турбины давление пара будет снижаться, и после достижения конечной нагрузки блока, т.к. расход топлива к этому моменту ещё не обеспечивает требуемую мощность. Поэтому необходимо иметь некоторый запас по открытию регулирующих клапанов, чтобы, используя его поддерживать мощность блока на достигнутом уровне.

Падение давления пара прекращается, когда паропроизводительность котла только за счёт тепловыделения в топке становится равной расходу пара на турбину. Дальнейшее увеличение расхода топлива приводит к росту давления пара. Постоянство мощности блока при этом обеспечивается за счёт соответствующего прикрытия регулирующих клапанов турбины.

Так как процесс планового нагружения пара является относительно медленным, влияние вместимости системы промежуточного перегрева оказывается незначительным и для упрощения практических расчётов им можно пренебречь.

**Нагружение блока при скользящем давлении свежего пара.** Этот режим осуществляется при неподвижных регулирующих клапанах ( $\varphi = const$ ):

$$\Delta D = \frac{D_{\max}}{P_{\max} \varphi_{\max}} \varphi \Delta P = c_1 \Delta P, \quad (4.11)$$

или

$$d\Delta D = c_1 d\Delta P \quad (4.12)$$

Можно принять, что сопротивление парового тракта меняется по линейному закону.

$$\delta \Delta \dot{D}_{\dot{D}} = \Delta \dot{D}_{\dot{D}_{\max}} \frac{\Delta \dot{D}}{D_{\max}} = c_2 \Delta D$$

$$d\Delta P_{TP} = c_2 d\Delta D \quad (4.13)$$

Принимая аккумулирующую способность  $\Delta D_{\dot{A}\dot{E}}$  и скорость нагружения  $\omega$  котла постоянным подставляем в (4.7) значения слагаемых (4.9) и (4.13)

$$d\Delta P \frac{\omega \tau - \Delta P}{\Delta D_{AK}} d\tau - c_2 d\Delta D \quad (4.14)$$

после подстановки этого выражения в (4.12) получаем линейное дифференциальное уравнение:

$$\frac{d\Delta D}{d\tau} + \frac{\Delta D}{T_C} = \frac{\omega}{T_C} \tau, \quad (4.15)$$

где

$$T_C = \frac{1 + c_1 c_2}{c} \Delta D_{AK} = \frac{P_{\max} \frac{\varphi_{\max}}{\varphi_{\dot{A}\dot{E}}} + \Delta P_{TP \max}}{D_{\max}} \Delta D_{AK}$$

В действительности аккумулирующая способность котла существенно зависит от давления, особенно в диапазоне низких нагрузок блока. Поэтому для повышения точности результатов расчёта при использовании полученных зависимостей период нагружения разбивают на 2–3 участка, чтобы  $D_{AK}$  мало отличалось от действительной.

Уравнение (4.15) может быть представлено в виде:

$$\Delta D = \omega \tau - \omega T_c [1 - \exp(-\tau / T_c)] \quad (4.16)$$

Полученная зависимость чётко отражает особенность процесса нагружения блока при скользящем давлении. С увеличением давления часть выделяющегося в топке тепла  $(\omega \tau - \Delta D)$  аккумулируется в котле и паропроводах. Имеет место небаланс между паропроизводительностью, соответствующей данному тепловыделению в топке в стационарном режиме и действительным расходом пара на турбину при нагружении.

Указанный небаланс зависит от начальной нагрузки блока, аккумулирующей способности котла и скорости его нагружения.

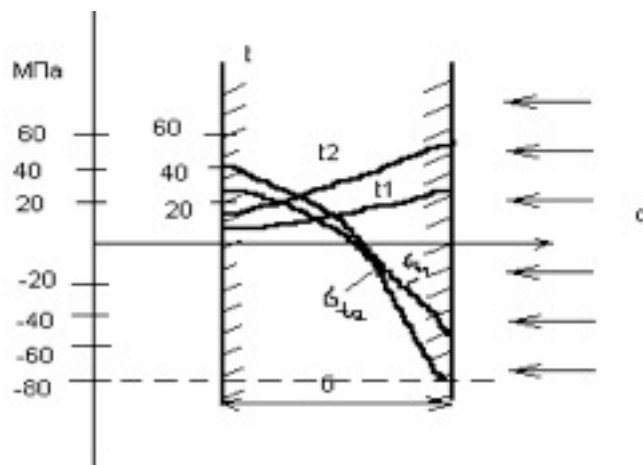
Скорость нагружения барабанного котла при скользящем давлении может ограничиваться и условиями работы барабана. Так при допустимых термических напряжениях в металле барабана скорость повышения температуры насыщения не должна превышать 2,0-2,5 °С/мин, чему соответствует скорость повышения давления около 0,5 МПа/мин.

При скользящем давлении экономайзеры некоторых типов барабанных котлов блоков становится «кипящими» — это приводит к резкому ухудшению режима металла экономайзеров. Эти обстоятельства значительно снижают маневренность блока с барабанными котлами (по прямоточным котлам данных мало).

## **5 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЖИМОВ ПУСКА И ОСТАНОВА ЭНЕРГОБЛОКА**

Для критериев надёжности пусков характерно: на протяжении [7] всего пуска параметры пара, нагрузка агрегатов и другие показатели постепенно возрастают, из-за чего сильно изменяется механическое и тепловое состояние оборудования. Не стационарность теплового процесса обуславливает значительные термические напряжения.

Термические напряжения в толстостенных высокотемпературных элементах паровых турбин, в соответствии с рисунком 5.1, а также в паропроводах является основным фактором, определяющим скорость пуска этого оборудования.



**Рисунок 5.1 Термические напряжения в элементах паровой турбины**

Пуск турбины должен осуществляться при отсутствии деформации (выгиба) корпуса во избежание задеваний в проточной части и вибрации.

Максимальному перепаду температур соответствуют и наибольшие термические напряжения по обе стороны стенки. Так при прогреве корпуса турбины на внутренней поверхности стенки возникают максимальные температурные напряжения растяжения на наружной поверхности (рисунок 5.1).

Для сталей перлитного класса каждый градус разности температур в стенке корпуса соответствует термическому напряжению в стенке корпуса осью 2 МПа.

Поэтому большие разности температур могут обусловить термические напряжения, превышающие предел текучести металла, что приведёт к остаточной деформации деталей и появлению в них трещин.

При пуске котла необходимо также обеспечить надёжное охлаждение всех поверхностей нагрева как радиационных, так и конвективных. Поэтому одним из важнейших условий обеспечения надёжного пуска является то, что повышение температуры металла всех узлов и элементов котла, паропроводов и турбины, называемые прогревом должно осуществляться равномерно, плавно с безопасной для оборудования скоростью.

Значительное термическое напряжение в процессе пуска возникают в роторах ЦВД и ЦСД (РВД и РСД) из-за усталости металла могут появиться трещины. В особенно тяжёлых условиях работают РСД, омываемый паром после промежуточного перегрева. Вследствие большой массы этой

ротор не может быть прогрет до пуска турбины. Его прогревают при малой частоте вращения. Состояние РСД и РВД является одним из факторов определяющих скорость пуска турбины.

Вследствие различия масс и интенсивности теплоотдачи от пара к вращающимся и неподвижным частям, элементы ротора при прогреве могут расширяться быстрее, чем корпус. Это приводит к росту относительного удлинения ротора и сокращению осевых зазоров в проточной части. Следствием чрезмерной скорости прогрева ротора может стать его недопустимое относительное удлинение, вызывающее задевание вращающихся частей об неподвижные. Не допускается также большая разность температур верхней и нижней частей цилиндра, обуславливающего его выгиб. Значительный выгиб цилиндра может стать причиной задеваний, а даже искривлений вала и вибраций.

Контроль за состоянием турбины при пуске осуществляется по приборам, фиксирующим относительное удлинение и осевой сдвиг ротора; разность температур между верхом и низом цилиндра, по ширине фланцев, искривление вала и вибрацию, тепловое расширение паропроводов и корпуса турбины.

Управляемыми в процессе пуска являются температура пара, скорость прогрева и коэффициент теплоотдачи пара к стенке. Последние два фактора зависят от расхода, температуры и давления пара. Поэтому управление прогревом при пуске турбины осуществляется соответствующим регулированием расхода пара, его температуры и давления.

Температура пара перед ЦВД и ЦСД при пуске должна превышать температуру металла паровпуска. Это превышение определяется в зависимости от типа и конструктивных особенностей турбины и котла и может достигать 100<sup>0</sup>С. При пуске полностью остывшей турбины температура пара должна быть на 40<sup>0</sup>С выше температуры насыщения при давлении трогания и роста частоты вращения роторов.

### **Общие требования к пусковым схемам блока**

Требования к пусковым схемам блока следующие:

- 1) возможность осуществления надёжных пусков блока при любом исходном тепловом состоянии котла, паропроводов и турбины;

- 2) минимальная продолжительность пуска, потери топлива, электроэнергии и конденсата при оптимальных условиях прогрева;
- 3) возможность выполнения установленных норм водного режима при пуске блока;
- 4) предельное упрощение пусковых операций и возможность унификации программ автоматического управления пусками.
- 5) возможность удержания блока в работе при глубоком сбросе нагрузок вплоть до холостого хода.

А пуск блока разбивается на ряд этапов:

- 1) подготовка к пуску;
- 2) растопка котла и повышение параметров пара до значений, необходимых для пуска турбины;
- 3) сдвиг роторов турбоагрегата впуском пара, повышение частоты их вращения до номинальной, синхронизация и включение генератора в электрическую цепь.
- 4) нагружение – повышение мощности блока до номинального или заданного значения.

Пусковые схемы блоков с прямоточными котлами должны обеспечивать растопочную нагрузку на уровне 30% номинальной и при давлении в испарительных поверхностях, близкое к рабочему.

Пуск блоков на скользящих параметрах имеет ряд достоинств по сравнению с пуском при номинальных:

- 1) уменьшается общая продолжительность пусковых операций, т.к. паропроводы и турбина прогреваются одновременно с пуском котлоагрегата, а не последовательно.
- 2) достигается уменьшение тепловых потерь, т.к. пуск турбины начинается уже при получении в котлоагрегате небольших расходов пара пониженных параметров.
- 3) пуск блока происходит при небольших тепловыделениях в топке, что позволяет обеспечить благоприятный температурный режим его поверхностей нагрева;
- 4) при пуске на скользящих параметрах пара улучшаются условия прогрева паропроводов и турбины. Использование для этой цели пара малых давлений, имеющего большие удельные объёмы, обеспечивает высокие скорости потока, за счёт чего достигается равномерный прогрев всех элементов блока;
- 5) повышается надёжность блоков и увеличивает срок службы отдельных узлов и элементов оборудования. Это объясняется

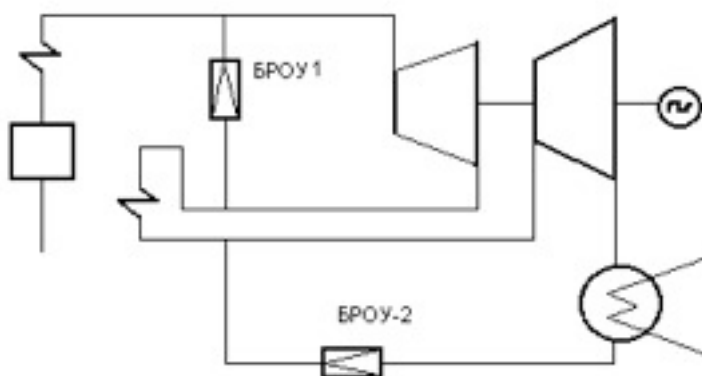
как уменьшением абсолютной величины термических напряжений, так и тем, что пуск осуществляется при пониженных температуре и давлении, когда не снижаются прочностные характеристики металла и не происходит наложение термических напряжений на высокие механические напряжения от внутреннего давления.

На ТЭС с поперечными связями с помощью секционных задвижек выделяются отдельные блоки котёл-турбина.

Переход со скользящего на номинальное давление при пусках блоков осуществляют при максимальном наборе нагрузки, чтобы в наибольшей степени прогреть турбину при полностью открытых регулирующих клапанах. Для блоков с барабанными котлоагрегатами переход возможен при полном нагружении турбины. Для газомазутных блоков с прямоточными котлоагрегатами переход производится при 50-60% паропроизводительности.

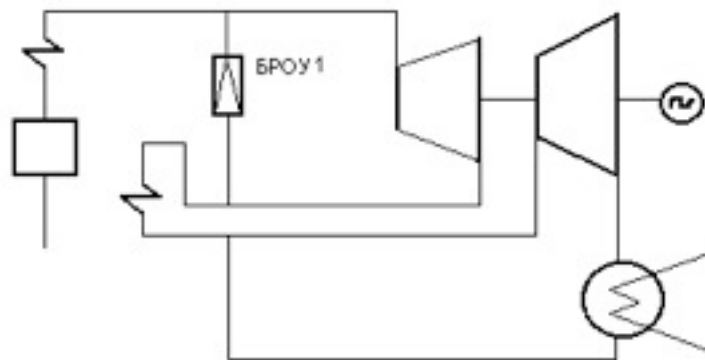
На пылеугольных блоках переход к номинальному давлению осуществляется при 30%-ой паропроизводительности, чтобы обеспечить надёжную работу регуляторов при переводе котлоагрегата с растопочного на твёрдое топливо.

Каждая пусковая схема блока должна иметь систему байпасирования турбины, которая позволяет сбросить часть растопочного пара помимо турбины в конденсатор и предотвратить потерю конденсата. Система байпасирования турбины необходима также для удержания блоков в работе при частичном и полном сбросе нагрузки до холостого хода. В соответствии с рисунком 5.2 различают одно- и двухбайпасные схемы.



Двухконтурная





Одноконтурная

Рисунок 5.2 Схемы байпасирования турбин

В случае с двухбайпасной при растопках и сбросах нагрузки свежий пар обводится мимо ЦВД и через БРОУ № 1 поступает в промежуточный пароперегреватель, а затем с линии горячего промперегрева через БРОУ № 2 сбрасывается в конденсатор.

Высокое быстродействие РОУ необходимо для того, 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 турбины в течение времени, пока дежурный персонал или автоматика не приведут нагрузку котлоагрегата в соответствие с нагрузкой турбины.

БРОУ позволяет также в случае отключения генератора от сети перевести турбину на режим холостого хода.

Быстродействие системы байпасирования должно составлять несколько (5-6 секунд) и обеспечивается применением электронно-гидравлического привода клапанов БРОУ, которые должны поддерживаться всё время в прогретом состоянии.

Двухбайпасные схемы обеспечивают надёжное охлаждение вторичного пароперегревателя при сбросах нагрузки. Однако они сложны в исполнении, требуют значительных расходов тепла на поддержание БРОУ в прогретом состоянии и отличаются сложностью в управлении в связи с трудностью обеспечения полной синхронности в работе отдельных звеньев.

С 1964 года блочные установки стали делать с одноконтурными пусковыми схемами. В этом случае одна БРОУ

байпасирует сразу всю турбину и сбрасывает свежий пар в конденсатор. Это позволяет упростить выполнение пусковой схемы и управление ею. Однобайпасные схемы не обеспечивают охлаждение вторичного пароперегревателя при сбросах нагрузки. Поэтому вторичные пароперегреватели стали различать в области умеренных температур газов в конвективном газоходе, чтобы в режиме растопки котла они могли работать без охлаждения паром. Это потребовало увеличение поверхности промежуточных пароперегревателей и усложнило регулирование температуры вторичного пара. Однако в целом применение однобайпасных пусковых схем повысило надёжность и экономичность блоков и упростило их эксплуатацию [8].

При необходимости в период пусков применение однобайпасных схем на охлаждение вторичного пароперегревателя можно подавать пар – через обычную РОУ. Это производится при пуске блоков из горячего состояния, когда перед подачей пара на турбину требуется значительная форсировка мощности котла.

### **Особенности пуска прямоточных котельных агрегатов.**

Для блоков с прямоточными котлами делают схемы со встроенным сепаратором. Это позволяет реализовать все преимущества пуска при скользящих параметрах. Технология пуска прямоточных котлов отличается от пуска барабанных котлов, поскольку в них отсутствует замкнутая циркуляционная система, нет барабана, в котором бы пар непрерывно отделялся бы от воды и в котором в течение известного времени сохранялся бы запас воды. В этих котлах осуществляется однократная принудительная циркуляция среды. Поэтому при растопке необходимо обеспечивать непрерывное принудительное движение среды через обогреваемые поверхности и одновременно отводить нагретую среду из котла, причём движение воды в трубах должно начинаться ещё до начала розжига горелок.

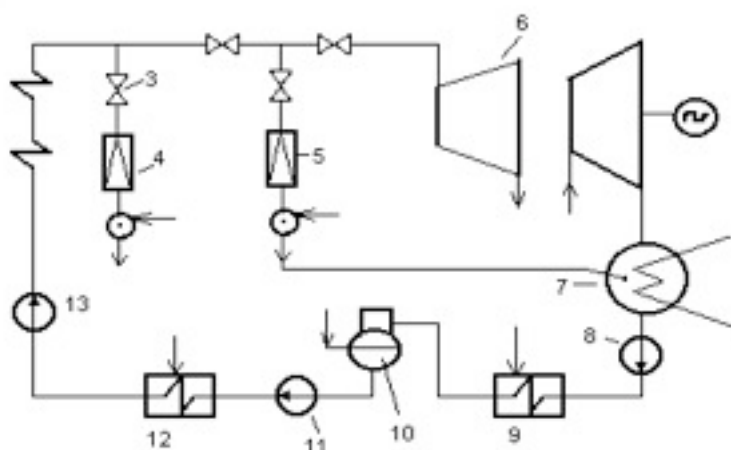
В этих условиях режим растопки целиком определяется надёжностью поверхностей нагрева, надлежащим температурным режимом металла труб экранов, ширм, пароперегревателей.

Охлаждение поверхностей нагрева при пуске прямоточного котла надёжно, если растопочный расход воды составляет не менее 30% номинального. При таком расходе обеспечивается минимальная по условиям надёжности массовая скорость среды

в экранах 450-500 кг/(м<sup>2</sup>с). Минимальное давление среды в экранах при этом должно поддерживаться близким к номинальному. Т.е. для котлов 14 Мпа – на уровне 12-15 МПа, а для котлов сверхкритического давления 24-25 Мпа.

Существуют два основных режима растопки прямоточных котлов: прямоточный и сепараторный.

При прямоточном режиме растопки рабочая среда движется через все поверхности нагрева котла, так же, как при его работе под нагрузкой. В первый период растопки эта среда выводится из котла через РОУ, а после образования пара с нужными параметрами направляется в магистральный паропровод или непосредственно в турбину (в блочных установках), в соответствии с рисунком 5.3.



1, 2 – парогенерирующие поверхности; 3 – ГПЗ – главная паровая задвижка; 4 – РОУ; 5 – БРОУ; 6 – турбина; 7 – конденсатор; 8, 11, 13 – конденсатный, бустерный и питательные насосы.  
9 – ПНД; 10 – деаэратор; 12 – ПВД.

Рисунок 5.3

В начале растопки по достижении давления пара значения 4 МПа температура среды и металла в ширмах промежуточного пароперегревателя резко снижается с 400 до 300-250<sup>0</sup>С, это объясняется открытием РОУ для сброса среды в дренажную систему.

В конце растопки при давлении во всём первичном тракте 23-24 Мпа также резко ухудшаются условия работы ширм первичного и вторичного пароперегревателей, температура

которых превышает 600<sup>0</sup>С. Избежать чрезмерных повышений температуры металла ширм возможно только путём увеличения растопочного расхода воды, а следовательно, увеличения потерь конденсата и теплоты по сравнению с сепараторным режимом пуска. Из-за этих сложностей и недостатков пуск котла в прямоточном режиме в настоящее время не используется.

Режим прямоточного пуска котла из «горячего» и «неостывшего» состояния создаёт опасность резкого охлаждения наиболее нагретых узлов котла и паропроводов. А также недопустимого повышения температуры металла пароперегревателя в без расходном режиме при закрытых в первом периоде растопки БРОУ и РОУ.

По сравнению с прямоточным сепараторный режим пуска котла отличается высокой стабильностью, относительно низкими температурами рабочей среды и металла во всём тракте котла и допускает пуск турбины на скользящих параметрах пара. Ширмы промежуточного пароперегревателя котла начинают охлаждаться в ранней стадии пуска и их металла не перегревается. Сепаратный режим осуществляется при помощи специального растопочного узла в соответствии с рисунком 5.4.

Растопочный узел состоит из встроенной задвижки 2, встроенного сепаратора 7, растопочного расширителя 9 и дроссельных клапанов 5, 6, 8. Встроенный сепаратор предназначен для отделения влаги от пара и представляет собой трубу с большим сечением (425х50мм), в которой установлен винтовой влагоотделитель и которая включается в период растопки котла между парогенерирующими 1 и пароперегревательными 3 поверхностями котла через дроссельные устройства 5 и 6. Встроенная задвижка 2 служит для отсоединения ширм и конвективного пароперегревателя от парогенерирующих поверхностей нагрева и размещается между выходными устройствами последнего участка экранных поверхностей и входными коллекторами ширмовых перегревателей. Во время растопки котла главная паровая задвижка (4) остаётся открытой в блочной установке и закрытой на ТЭС с поперечными связями.

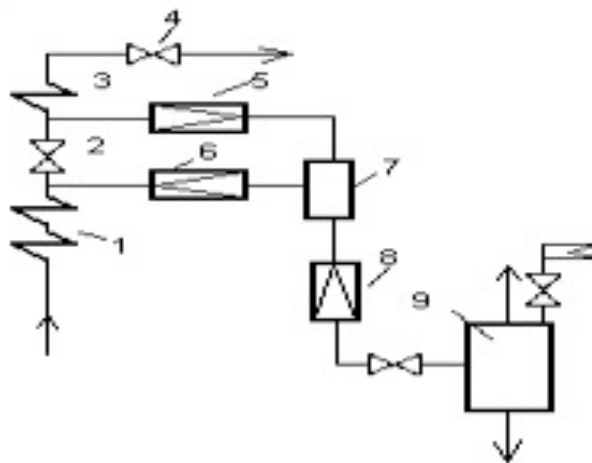


Рисунок 5.4

Растопочный расширитель является промежуточной ступенью между встроенным сепаратором и устройствами приёма сбрасываемой из сепаратора среды. Так как давление в расширителе поддерживается более низким, чем в сепараторе (около 2 МПа), рабочая среда сбрасывается в него через дроссельный клапан 8 и после повторного дросселирования частично испаряется. Пар из растопочного расширителя направляется в коллектор собственных нужд станции, откуда может поступать в дэаэраторы и к другим потребителям, а вода сбрасывается в выводной канал циркуляционной воды либо в бак запасного конденсата, или (в блочных установках) непосредственно в конденсатор турбины.

Идея сепараторного пуска проточного котельного агрегата заключается в разделении процесса пуска на три фазы, с тем, чтобы в каждой из этих фаз надёжность всех поверхностей нагрева обеспечивается полностью.

В последней фазе оказался возможным пуск энергооборудования на скользящих параметрах пара при сохранении в парогенерирующих поверхностях постоянного номинального давления.

В соответствии с рисунком 5.5, на котором изображена схема сепараторного пуска проточного котельного агрегата. Данная схема позволяет реализовать процесс пуска котельного агрегата на скользящих параметрах. Пуск на скользящих параметрах позволяет производить ряд последовательных операций с постепенным ростом параметров давления и температуры. Кроме того, рассматриваемый режим благоприятно влияет на характер температурных удлинений.

В первой фазе пуска организуется принудительная циркуляция рабочей среды по замкнутому контуру: питательный насос – котёл – растопочный узел – приемные устройства для сброса среды (в блочной установке – конденсатор турбины) – питательный насос. В первой фазе пуска рабочая среда не имеет выхода к пароперегревательным поверхностям, т.к. они отсечены встроенной задвижкой и дроссельным клапаном 17. Хотя в пароперегревателе нет пара, температура металла находится в допустимых пределах, т.к. стартовый расход топлива в этот период остаётся на постоянном сравнительно низком уровне.

Вторая фаза начинается с постепенного открытия дроссельного клапана 17 и направления пара из сепаратора в перегревательные поверхности. Температура и давление пара постепенно повышается.

В третьей фазе котёл приводится в прямоточный режим. Начать этот перевод можно после достижения параметрами пара 80-85% номинального давления. Постепенно открывают встроенную задвижку и отключают растопочный узел

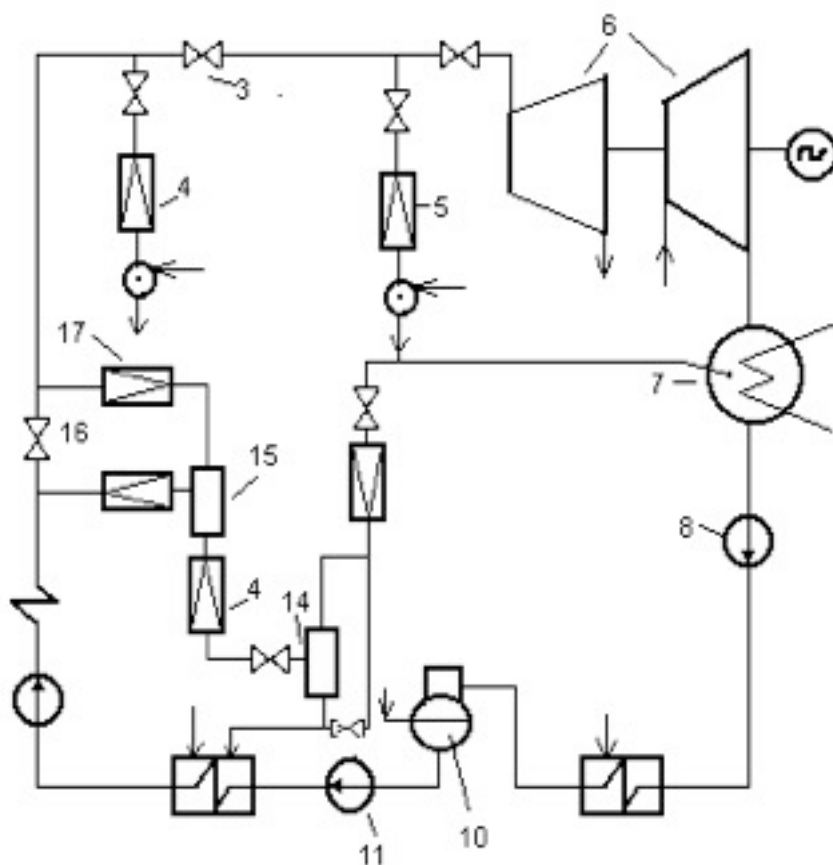


Рисунок 5.5 Схема пуска котла в сепараторном режиме

Все цифровые обозначения соответствуют обозначениям на рисунке 5.5, где 10 – деаэратор, 11 – циркуляционный насос, 12 – подогреватель, 13 – циркуляционный насос, 14 – растопочный расширитель; 15 – встроенный сепаратор; 16 – встроенная задвижка; 17 – дроссельный клапан.

**Расходы и потери тепла при пуске энергоблоков.** Полный расход тепла на пуск складывается из расходов тепла (топлива и пара от посторонних источников) и электроэнергии на блок за весь пуск, включая этап подготовки. Суммирование разных видов энергии производится на основе удельных показателей по выработке электроэнергии с учётом энергетической ценности пара от посторонних источников.

Потери тепла при пуске – эта разность между полным расходом тепла и частью, которая была затрачена на выработку электроэнергии при нагружении блока. Все расходы тепла и электроэнергии на этапах до включения генератора в сеть являются только потерями, т.к. электроэнергия в это время не производится.

Потери тепла на этапе нагружения блока связаны, в частности, с не стационарностью данного режима, обуславливающий дополнительный подвод тепла для повышения параметров пара, компенсация потерь при неустановившемся топочном процессе. Кроме того, некоторое количество тепла теряется при промывке ПВД и ПНД, со сбросом воды из растопочного расширителя в конденсатор. На этапе нагружения имеется также перерасход тепла, обусловленный тем, что выработка электроэнергии при номинальной нагрузке более экономична, чем при низкой нагрузке.

Полезно использованное на этапе нагружения тепло определяется по отпущенной электроэнергии и удельному расходу тепла для номинальной мощности блока.

После окончания пуска также происходят потери тепла в процессе стабилизации режима. Эти потери обусловлены необходимостью подвода некоторого количества тепла для получения номинальной температуры пара и окончательного прогрева оборудования.

Процесс стабилизации заканчивается при достижении установившегося режима. При этом температурное состояние оборудования соответствует данной мощности, а КПД блока не

меняется. Длительность процесса стабилизации может составлять от нескольких часов до нескольких суток.

Есть ещё группа потерь при останове и простое блока, которые зависят от технологии останова и содержания блока в резерве, которая, в свою очередь, должна обеспечивать оптимальные условия для последующего пуска. Снижение нагрузки при останове может сопровождаться понижением параметров пара и высвобождением некоторого количества тепла, аккумулированного в паре, воде и в металле оборудования. Этот фактор необходимо учитывать в расчётах. Определяющими для цикла «останов–пуск» являются потери тепла при пуске.

Расходы тепла при останове, простое и пуске блока можно определить расчётным путём или экспериментально. Расчёт производят методом составления балансов тепла на отдельных на отдельных промежутках времени на: турбину, дэаэраторы, нагрев металла и обмуровки котла, паропроводов и т.д. Этот расчёт крайне трудоёмкий, т.к. очень много исходных данных для обработки и нет гарантий точности. Поэтому расход тепла определяется экспериментально, методом прямого баланса.

Экспериментально в процессе пуска определяются:

- расход топлива;
- расход и параметры пара от посторонних источников;
- потребление электроэнергии от резервного и рабочего трансформаторов собственного расхода;
- выработка электроэнергии блоком.

Полный расход тепла на  $Q_H$  пуск определяется:

$$Q_I = Q_{\partial E} + Q_{iE} + q_I^I \dot{Y}_{NI}^I, \quad (5.1)$$

где  $Q_{\partial E} = \int_0^{\tau} (\hat{A} Q_H^P)_{(\tau)} d\tau$  – тепло сжигаемого при пуске топлива, количество которого определяется планиметрированием диаграммы расходов  $\hat{A} = f(\tau)$  для соответствующего промежутка времени  $\tau$ ;

$Q_{iE} = \int_0^{\tau} (\xi q_{iE} D_{iE} i_{iE})_{\lambda} d\tau$  – тепло, подводимое паром от посторонних источников при расходе  $D_{iE}$ , энтальпии  $i_{iE}$  и коэффициента ценности тепла  $\xi$ ;



$q_{i\bar{e}}$  – удельный расход тепла на производство пара посторонними источниками.

$q_H^I$  – удельный расход тепла для установок, обеспечивающих собственный расход электроэнергии (собственные нужды) пускаемого блока;

$\dot{Y}_{Ni}^I$  – потребление электроэнергии на собственные нужды при пуске до перехода на рабочий трансформатор собственного расхода.

Приведённые зависимости используются также для определения соответствующих характеристик при останове и простое блока. Потери тепла при стабилизации режима работы после нагружения определяется:

$$\Delta Q_{CT} = \int_0^{\tau_{CT}} (BQ_H^P) d\tau - q_H (\dot{Y}_{\bar{A}}^{\bar{N}\bar{O}} - \dot{Y}_{Ni}^{\bar{N}\bar{O}}) \quad (5.2)$$

где  $\dot{Y}_{\bar{A}}^{\bar{N}\bar{O}}$  и  $\dot{Y}_{Ni}^{\bar{N}\bar{O}}$  – соответственно выработка и собственное потребление электроэнергии блоком за время стабилизации режима  $\tau_{\bar{N}\bar{O}}$ .

Экспериментальное определение расходов и потерь методом прямого баланса обеспечивает приемлемую точность при сравнительно небольшом объёме измерений.

Расход и параметры пара от посторонних источников, выработка и собственное потребление электроэнергии блоком измеряются с помощью штатных приборов и электросчётчиков. Выработка электроэнергии может быть определена планиметрированием диаграммы изменения мощности блока при нагружении.

Расход газообразного или жидкого топлива также можно определить путём замеров. Надёжных методов замера твердого топлива пока нет. Для этого используют методы обратного баланса, однако погрешность метода велика.

Как видно из приведённых выше соотношений, расход и потери тепла зависят от конкретных условий пуска на данной электростанции. Здесь надо учитывать: состав, нагрузка и характеристики работающего оборудования  $q_H^I$ , характеристика источников постороннего пара  $q_{i\bar{e}}$ ,  $\xi$ , удельные показатели при мощности, до которой нагружается пускаемый блок или при

которой он большую часть работает. Следует учитывать возможное ухудшение экономичности других одновременно работающих блоков, если их режимы не соответствовали оптимальным режимам. Иногда, пусковые расходы и потери тепла не являются всегда одинаковыми даже для данного блока и одной той же технологии останова и пуска. Пользуясь приведёнными формулами можно определить расходы и потери тепла в каждом отдельном случае. Для удобства при нормировании, а также сравнении блоков разных типов или различных пусковых схем, графиков и технологии пуска. Это необходимо также для анализа и обобщения данных взятых из разных источников. Пусковые потери тепла в этом случае условно определяют по отношению к режиму номинальной мощности блока, а вырабатываемую ( $\dot{Y}_A$ ) и потребляемую ( $\dot{Y}_{Ni}$ ) блоком в течение всего пуска электроэнергию пересчитывают в тепловую. Тогда выражение для определения потерь тепла при пуске выглядит так:

$$\Delta Q_i = Q_{\dot{O}E} + Q_{iE} - q_i^I (\dot{Y}_A - \dot{Y}_{Ni}), \quad (5.3)$$

где  $q_H^H$  – удельный расход тепла(нетто)при номинальной мощности блока.

На основании обобщения экспериментальных данных можно получить эмпирические зависимости, позволяющие определить расчётным способом расход и потери тепла при заданном графике пуска блока. Результаты экспериментов показывают, что расход топлива на отдельных этапах растопки котла и повышение частоты вращения роторов, прямо пропорционален их длительности. Тогда расход топлива в единицу времени  $\hat{A} = \hat{E}_{\dot{O}E} \hat{A}_{iii}$

$\hat{E}_{\dot{O}E}$  – доля расхода от номинального, определяется на основе обобщения экспериментальных данных и в соответствии с инструкциями при пуске. Это же положение справедливо и для расхода электроэнергии на данных этапах.

Таким образом, для каждого из этапов пуска запишем в общем виде:

$$Q_{\dot{O}E} = K_{\dot{O}E} (BQ_H^P)_{HOM} \tau \quad (5.4)$$

$$\dot{Y}_{Ni} = \hat{E}_{Ni} N_{CH}^{HOM} \tau$$

на этапе нагружения расход тепла топлива и электроэнергии зависит не только от длительности, но и от графика изменения мощности блока.

Расход тепла (топлива) на блок при нагружении можно представить:

$$Q_N^i = Q_N + \Delta Q_N^i, \quad (5.5)$$

где  $Q_N^i$  и  $Q_N$  – расходы тепла при данной мощности в стационарных условиях и при пуске соответственно;

$\Delta Q_N^i$  – надбавка на пуск при данной мощности, определяемая на основании обработки экспериментальных данных. Имея график нагружения блока (т.е. изменение блока во времени), можно определить общий расход тепла топлива. График нагружения блока изображен на рисунке 5.6

### Рисунок 5.6 График нагружения блока

Для блока 200 МВт с котлом ТП 100 при сжигании природного газа.

Тепловая характеристика блока: в стационарных условиях– 1, при пуске:

$$Q_N = Q_{\partial\partial} + \tilde{A}_a N \quad \left. \begin{array}{l} \text{— для стационарных условий.} \\ \end{array} \right\}$$

где  $Q_{\partial\partial}$  – расход тепла при  $N = 0$  (холостой ход), а  $\tilde{A}_a$  – удельный прирост расхода тепла. Для упрощения интегрирования этап нагружения разбивается на отдельные участки в пределах которых  $\alpha$  – скорость нагружения постоянна. Тогда для любого участка имеем в общем виде:

$$Q_N = Q_{\partial\partial} + \tilde{A}_a(N_0 + \alpha\tau) = Q_{N_0} + \tilde{A}_0\alpha\tau,$$

где  $N_0$  – мощность блока для начала рассматриваемого промежутка времени.

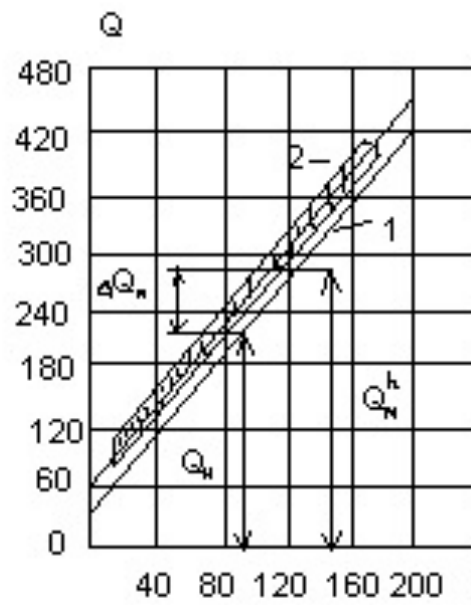
По тепловой характеристики блока в стационарных условиях:

$$Q_{\partial\partial}^{CT} = \int_0^{\tau} Q_{N(\tau)} d\tau \quad (5.6)$$

для надбавки

$$\Delta Q_{\partial\partial}^{\tilde{N}\partial} = \int_0^{\tau} \Delta Q_{N(\tau)}^n d\tau \quad (5.7)$$

Суммируя величины по участкам, общий расход на этапе. Аналогично при определении электроэнергии данного этапа.



тепла на пуск

затем эти в с е м получаем тепла топлива нагружения. поступаем и потребления блоком на

По блоку 200 МВт. с котлом ТП–100 пусковые потери составляют 81 т условного топлива, т.е. более половины полного расхода тепла на пуск. Около половины общих потерь падает на этап нагружения, что объясняется довольно большой выработкой электроэнергии в диапазоне мощностей, при которых экономичность блока существенно ниже, чем при номинальном режиме. При этом надбавка на пуск составляет около 13% общего расхода тепла при нагружении.

На базе этих расчётов в ВТИ определены потери тепла при пусках блоков различной мощности с барабанными и прямоточными котлами.

На основании этих расчётов предложен метод определения форсировки топки в отдельные периоды пуска.

На потери тепла влияют следующие факторы: мощность блока, конструктивные и эксплуатационные характеристики его оборудования, начальные параметры, тип котла и вид сжигаемого топлива, длительность простоя и пуска. На величину потерь определённое влияние оказывают пусковая схема и технологические особенности режимов останова и пуска блока.

Для блоков с прямоточными котлами потери тепла при пуске на прямоточном режиме значительно выше, чем для блоков с барабанными котлами. Пуски на сепараторном режиме значительно снижают расходы топлива. Например, для блока 300 МВт экономия топлива при сепараторном режиме составляет 45 т.у.т.

Исходное состояние оборудования, определяемое временем простоя также, определяет потери топлива при пуске. В знаменателе для блоков 300 даны потери дубль-блоков.

Зависимости пусковых потерь от длительности простоя и мощности блока не являются линейными. В таблице 5.1 представлены пусковые потери в зависимости от вида топлива и мощности блока.

**Таблица 5.1 Пусковые потери в т.у.т.**

Мощность блока, МВт	Топливо	Время простоя, ч		
		120	50	8
300	Твёрдое	$\frac{240 - 300}{80 - 100}$	$\frac{170 - 200}{60 - 80}$	$\frac{80 - 100}{25 - 30}$
	Газ, мазут	$\frac{200}{60}$	$\frac{140}{40}$	$\frac{60}{15}$
200	Твёрдое	100–120	70–80	40–45
	Газ, мазут	80	55	30
150	Твёрдое	90–100	60–65	25–20
	Газ, мазут	70	45	20

Длительность пуска может оказывать влияние на потери топлива. Этот фактор особенно важен для этапов до нагружения блока, поскольку подводимая в это время энергия целиком относится к потерям. При определении потерь тепла в процессе останова блока следует учитывать возможный возврат части аккумулированного тепла, способствующей сокращению потерь.

Возврат тепла при рациональных режимах останова блоков с барабанными котлами составляет 2,5-6 т условного топлива.

**Мобильность тепловых электростанций.** При системных авариях в результате отключения линии электропередачи происходит разделение энергосистемы на 2 части: на часть с дефицитом мощности и на часть с избытком мощности. При появлении дефицита возникает небаланс между вращающими моментами на валах турбин и моментами сопротивления генераторов, в результате чего снижаются частота вращения турбин и частота в энергосистеме; при появлении избытка мощности процесс протекает в обратном направлении – частота растёт. Регуляторы скорости турбин реагируют на изменение частоты вращения и в соответствии со своими статическими характеристиками при снижении частоты дают команду на открытие регулирующих клапанов, что приводит к набросу нагрузки. И в том и в другом случае при благоприятных условиях изменение частоты в энергосистеме может придерживаться, а затем и прекратиться, после чего возможно восстановление нормальной частоты. Однако при неблагоприятных условиях снижение частоты не удаётся затормозить, что приводит к срабатыванию защит, отключающих оборудование.

Именно так случилось в ночь на 14 июля 1977 г. с энергосистемой обеспечивающей электроснабжение Нью-Йорка. В результате грозы оказались выведенными из строя две 354-киловольтные линии электропередачи от АЭС Индиан-Пойнт мощностью 900 МВт ещё две 345-киловольтные линии подающие электроэнергию в Нью-Йорк от электростанций расположенных к северу от Нью-Йорка. В результате энергосистема потеряла 2000 МВт и дефицит мощности составил около 35% номинальной. После этого сработала защита на понижение напряжения в сети напряжения сначала на 5 потом на 8%. Развитие аварии продолжалось более часа, после чего электроснабжение полностью прекратилось, и огромный город погрузился во тьму.

Под мобильностью понимают способность ТЭС изменять мощность при отклонении частоты в энергосистеме. Быстрый подхват нагрузки оказывается возможным при этом режиме благодаря значительной аккумулирующей способности котлов, которые выдают дополнительный пар при открытии клапанов и соответствующем снижении давления. Аккумулирующая

способность котлов широко использовалась ещё в то время, когда электростанции не были объединены в мощные энергосистемы, и все толчки нагрузки приходилось покрывать за счёт мобильности оборудования. В наше время с аналогичными явлениями приходится сталкиваться при проектировании ТЭС для развивающихся стран, не имеющих энергосистем с достаточно мощными связями. Так, в случае ТЭУ для металлургического завода приходится принимать во внимания мгновенные периодические толчки нагрузки от электродвигателей прокатных станов.

В отечественной практике при резких понижениях частоты из-за системных аварий используется автоматическая разгрузка по частоте (АРЧ), которая при снижении частоты больше чем на одну перемену автоматически отключают определённых потребителей. Для расчёта настройки АРЧ нужно знать влияние различных факторов на процесс изменения частоты во времени при возникновении начального дефицита.

Запишем для системы турбина-генератор уравнение второго закона Ньютона для вращательного движения:

$$\frac{d\omega}{d\tau} = \frac{M_{\tau} - M_H}{I}, \quad (5.7)$$

где  $\omega$  – угловая частота вращения;

$\tau$  – время;

$M_{\tau}$  – вращательный момент, передаваемый генератору от турбины;

$M_H$  – момент сопротивления от нагрузки генератора;

$I$  – момент инерции вращающихся масс.

Угловое ускорение  $\frac{d\omega}{d\tau}$  возникает при нарушении равенств моментов  $\dot{I}_{\tau} = \dot{I}_i$ .

Умножаем обе стороны уравнения (6.7) на величину  $\omega$ :

$$\frac{\omega d\omega}{d\tau} = \frac{M_{\tau}\omega - M_H\omega}{I}$$

Принимая во внимание, что мощность турбины  $\dot{I}_{\tau\omega} = N_{\tau}$  и мощность нагрузки  $\dot{I}_{H\omega} = N_H$  получаем:

$$\frac{\omega d\omega}{d\tau} = \frac{N_{\tau} - N_H}{I} \quad (5.8)$$

Уравнения (5.7) и (5.8) справедливы как для отдельной установки, так и для всех установок энергосистемы. В последнем случае введём индекс «С»  $N_{H\hat{N}}$  – суммарная нагрузка энергосистемы;  $N_{\tau\hat{n}}$  – суммарная мощность всех турбин;

$I_{\hat{n}}$  – суммарный момент инерции вращающихся масс в энергосистеме;

$N_{\hat{N}.iii}$  – номинальная мощность энергосистемы.

Введём постоянную времени:

$$\dot{O} = \frac{I_{\hat{n}}\omega_0^2}{N_{\hat{N}.iii}}, \quad (5.9)$$

где  $\omega_0$  – номинальная угловая частота вращения.

После подстановки из (6.8) в (6.7) получаем:

$$\frac{\omega d\omega}{d\tau} = \frac{\omega_0^2}{T} \frac{\Delta N_{\hat{N}}}{N_{\hat{N}.iii}}$$

где  $\Delta N_C = N_{TC} - N_{HC}$  – небаланс мощности и нагрузки в энергосистеме. Заменим угловую скорость  $\omega$  на частоту  $f$ , т.к.  $f$  однозначно зависит от  $\omega$

$$\frac{f df}{d\tau} = \frac{f_0^2}{T} \frac{\Delta N_C}{N_{C.iii}}$$

Поскольку приходится считаться с малыми изменениями  $f$ , принимаем  $f \approx f_0$  и тогда получаем:

$$\frac{df}{d\tau} = \frac{f_0}{T} \frac{\Delta N_C}{N_{C.iii}} \quad (5.10)$$



Полученное выражение (5.10) характеризует влияние небаланса мощности и частоты в энергосистеме.

## **6 СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ В СТРАНАХ ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА**

На пресс-конференции в Лондоне в середине 2000 г. президент крупнейшего в мире энергетического концерна ABB G. Lindahl сформулировал экономическую стратегию концерна в части освоения возобновляемых и альтернативных источников энергии [9]. В ответ на требования защитников окружающей среды концерн поставил себе целью довести оборот по производству установок, использующих возобновляемые источники энергии, на следующие пять лет до 1 млрд. долларов США. Важное направление деятельности концерна – поддержка развития децентрализованных источников питания с использованием интеллектуальных технологий, информатики и Интернета для управления энергоустановками сравнительно небольшой мощности.

Во многих странах мира множество хозяйств не подключено к общей энергетической сети, в том числе в восточной Азии – 270 млн., южной Азии – 180, Индии – 123, Китае – 40 млн. Даже в США полмиллиона хозяйств не имеют прямой связи с электросетью. Эти цифры показывают высокий потенциал освоения распределенной энергетики. Переход от крупных центральных электростанций к высокоэффективным децентрализованным энергоустановкам и установкам на возобновляемых источниках энергии (также во многих случаях децентрализованных) считается предпочтительным во всем мире в соответствии с требованиями протокола Киото о сокращении выбросов в атмосферу.

Экономисты концерна ABB планируют, что установки, смонтированные в 2005 г., будут иметь выбросы на 25% меньше, чем введенные в 1997 г. Весьма эффективным будет переход к комбинированному производству электрической и тепловой энергии, доля которого должна вырасти с пяти до 12% в 2010 г. Комиссия Европейского Сообщества считает, что в 2010 г. доля возобновляемых источников энергии в ее общем производстве составит 22%.

К оборудованию нового поколения, отвечающему требованию «малой» энергетики, относятся топливные элементы мощностью 5-200 кВт, микро турбины – 30-700 кВт, блочные ТЭЦ-1 30 МВт, ветроэлектрические установки и ветрокомплексы – до 300 МВт. В настоящее время удельная стоимость установок (долл./кВт), используемых в качестве автономных, и производимой ими электроэнергии, цент/(кВт час), составляет соответственно: дизельные агрегаты – 200 и 8; микротурбины 1300 и 7,5; топливные элементы 3200 и 19.

Находит широкое применение ветроэнергетика: общая мощность ветроустановок в мире на 1999 г. – 13,4 тыс. МВт, причем за последний год добавилось 4 тыс. МВт. По данным прогноза АВВ к 2005 г. будут вводиться ежегодно ветроустановки общей мощностью 10 тыс. МВт.

Доля блочных ТЭЦ, предназначенных для тепло- и электроснабжения отдельных предприятий или небольших жилых комплексов, по данным комиссии Европейского Сообщества к 2010 г. составит 18% (130 ГВт) общей установленной мощности. Блочные ТЭЦ такого назначения традиционно имеют большую мощность, однако по расчетам АВВ наиболее оптимальна мощность для зданий: жилого дома – 10 кВт, апартаментов – 100.

Концерн АВВ предполагает и дальше создавать экономичные топливные элементы совместно с фирмой DuPont, а также микросетевые комплексы из нескольких независимых источников энергии, объединенные общей сетью и работающие на локальной объект автономно от общей сети.

В 1999 г. в сеть Германии включено 1674 ветроустановки общей мощностью 1569 МВт (на 50% больше, чем в предыдущем году). Общее число – 7850. Германия занимает первое место в мире по общей мощности ветроустановок, США – второе, суммарная мощность ветроустановок – примерно 2500 МВт.

В последнее время, распределенное производство электроэнергии возвращается в сферу планирования развития энергокомпаний. При размещении небольших электростанций поблизости от потребителей можно отложить сооружение распределительных подстанций и усиление линий передачи и развивать систему поэтапно, не строя новой центральной электростанции. Такой подход позволяет сэкономить значительные средства.

Заказчики, стремящиеся к повышению надежности электроснабжения и качества электроэнергии, также проявляют интерес к распределенному производству.

Снижение риска перерывов в энергоснабжении от автономных или децентрализованных источников энергии достигается с помощью накопителей: крупнейшие источники непрерывного питания имеют мощность 12,5 МВА. При этом наблюдается тенденция постепенного отказа от аккумуляторных батарей, их заменяют маховики, гидропневматические системы, сверхпроводниковые индуктивные накопители.

Таким образом, развитие европейской и мировой энергетики не стоит на месте. Приоритет принадлежит экологически чистым и энергосберегающим технологиям, а также возобновляемым и альтернативным источникам энергии и теплоты.

## **7 ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК**

### **Пуск и останов котельных установок**

Основными обязанностями работников электростанций сетей и энергетических управлений, а также персонала ремонтных предприятий, обслуживающих энергетические объекты, являются [10]:

- а) Обеспечение бесперебойного энергоснабжения потребителей, надежной работы оборудования, исправного состояния зданий, сооружений и коммуникаций;
- б) Поддержание нормального качества отпускаемой энергии – частоты и напряжения электрического тока, давления и температуры пара и горячей воды;
- в) Выполнение графиков: электрической и тепловой нагрузок каждой электростанцией и энергосистемой в целом, передачи и распределения энергии потребителям и перетоков электроэнергии между электрическими системами;
- г) Обеспечение максимальной экономичности работы энергопредприятий и энергосистемы в целом при рациональном расходовании топлива и гидроресурсов и максимальной эффективности производства, передачи и распределения энергии;
- е) Защита окружающей среды и людей от вредного влияния производства, включая обеспечение общей ядерной и радиационной безопасности при эксплуатации АЭС.

При эксплуатации котельных установок должны обеспечиваться:

- а) Надежность работы всего основного и вспомогательного оборудования;
- б) Возможность достижения номинальной производительности, параметров и качества пара и воды;
- в) Экономичный и бесшлаковочный режим работы, установленный на основе испытаний и заводских инструкций;
- г) Регулируемый диапазон нагрузок, определенный для каждого типа котла и вида сжигаемого топлива.

Вновь вводимые в эксплуатацию котлы давлением 100 МПа и выше должны после монтажа подвергаться химической очистке совместно с основными трубопроводами и другими элементами питательного тракта. Котлы давлением ниже 100 МПа и водогрейные котлы перед вводом в эксплуатацию должны подвергаться щелочению.

Непосредственно после химической очистки и щелочения должны быть приняты меры по защите очищенных поверхностей от стояночной коррозии.

В процессе изготовления хранения на монтажной площадке, а также монтажа котельного агрегата происходит загрязнение барабанов, коллекторов, труб. Загрязнения окалиной, сварочным графом, песком, маслом и т.д. обстоятельства также имеют место во всем пароводяном тракте котла и питательной магистрали. Эти загрязнения во время эксплуатации могут привести к образованию отложений на теплонапряженных поверхностях нагрева. Из-за неравномерности теплоотдачи в этих местах возможны разрывы труб котла. Кроме того, возможно развитие интенсивной коррозии металла, заносу проточной части турбины. Частицы окалины, отслаиваясь от поверхности металла, могут забивать змеевики котла, дренажи, импульсные трубки.

Для удаления нерастворимых в воде отложений, перед вводом котельного агрегата в эксплуатацию осуществляют его химическую очистку. Предпусковая химическая очистка котла должна производиться на полностью смонтированном и подготовленном к пуску оборудовании.

Схема химической очистки разрабатывается применительно к конкретному типу котла; в нее включаются все поверхности нагрева котла, а также оборудование и трубопроводы конденсатно-питательного тракта. Достаточно обширно вопросы

подготовки водных ресурсов теплоэнергетического оборудования ТЭС и консервации оборудования в соответствующий технологический период описаны в [33].

Технология очистки включает в себя следующие последовательно проводимые операции:

1. Водная промывка или паровая продувка сторонним паром служит для удаления из контура взвешенных и слабодержащихся на внутренней поверхности загрязнений;
2. Кислотная промывка – проводится растворами различных минеральных и органических кислот и служит для удаления железистых загрязнений;
3. Обезжиривание – проводится для удаления маслянистых загрязнений между двумя первыми операциями. Для котлов, имеющих элементы, выполненные из аустенитных сталей, обезжиривание проводится раствором аммиака, в остальных случаях – раствором едкого натра;
4. Водная отмывка, совмещенная с нейтрализацией, проводится для полного удаления кислоты и продуктов ее взаимодействия с отложениями, а также выпавших из раствора загрязнений из всех элементов промывочного контура. Длительные промывки приводят к вторичной коррозии, для предотвращения этого нежелательного явления проводится подщелачивание воды;
5. Пассивация – последняя операция предпусковой очистки. Цель пассивации состоит в создании защитной пленки для предохранения металла от коррозии. Это особенно важно в период простоя оборудования между окончанием химической очистки и пуском в эксплуатацию. Пассивация достигается обработкой поверхности раствором нитрита натрия или гидразингидрата.

Котлы давлением менее 10,0 МПа и водогрейные котлы допускают более высокое содержание примесей, поэтому ограничиваются водной промывкой и щелочением, после щелочения проводят пассивацию.

Перед пуском котла из ремонта или длительного резерва (более трех суток) должны быть проверены исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного управления арматурой и механизации, авторегуляторов, защит, блокировок и средств оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены. При неисправности защит, действующих на останов котла, пуск его запрещается.

В пусковых режимах более вероятны нарушения критериев надежности оборудования, что требует полной контрольной информации для правильной оценки режима и его корректировки по ходу пуска.

Особые требования предъявляются к включению защит и блокировок, автоматически выполняющих все операции, необходимые для предотвращения развития аварий, которые в некоторых случаях могут привести к серьезным повреждениям с опасностью для персонала.

Котел должен пускаться под руководством начальника смены или старшего машиниста, а после выхода из капитального или среднего ремонта – под руководством начальника цеха или его заместителя.

Перед растопкой котел должен заполняться только деаэрированной водой.

При заполнении неостывшего барабанного котла температура воды перед барабаном не должна отличаться более чем на 40°С от температуры металла низа барабана. При большей разности температур заполнения котла водой запрещается.

Заполнение котла перед растопкой, не деаэрированной водой, содержащей нерастворенный кислород и свободную углекислоту, способствует интенсификации коррозии. Деаэраторы должны иметь резервный подвод пара от постороннего источника.

**Пуск прямоточных котлов** Заполнение водой прямоточного котла, удаление из него воздуха, а также операции по промывке от загрязнений должны проводиться на участке до встроенных в тракт котла задвижек при сепараторном режиме растопки или по всему тракту при прямоточном режиме растопки.

Растопочный расход воды должен быть равен 30% от номинального расхода.

При заполнении прямоточного котла перед растопкой из него удаляется воздух для предупреждения образования воздушных пробок, которые могут явиться причиной пережога труб поверхностей нагрева. Эти операции, предшествующие розжигу горелок, проводятся на участке пароводяного тракта котла, входящего в растопочный контур, через который при растопке прокачивается вода.

На прямоточных котлах растопочный контур в пределах котла ограничивается узлом встроенных в тракт котла задвижек (ВЗ) и сепараторов (ВС). Часть перегревательного тракта котла за этим

узлом охлаждается паром из ВС (внешних сепараторов), т.е. заполнение ее водой перед растопкой не требуется. Осушка этой части (выпаривание конденсата, воды после гидравлической опрессовки) осуществляется через БРОУ (РОУ) в начальной фазе растопки на конденсатор турбины.

Вывоз загрязнений совмещается с начальным периодом растопки за счет размыкания растопочного контура на сбросе и замыкания его на БРОУ.

При растопке прямоточных котлов блочных установок давление перед встроенными в тракт котла задвижками (ВЗ) должно поддерживаться на уровне, МПа:

Котлы с рабочим давлением 140 МПа	120-130
Котлы СКД	240-250

**Пуск водогрейных котлов.** Перед растопкой водогрейного котла должен устанавливаться и поддерживаться при дальнейшей работе постоянный расход сетевой воды, но не ниже минимально допустимого для каждого типа котлов.

Одним из параметров, определяющих надежность прямоточных котлов в растопочных режимах, является уровень массовых скоростей среды. Другим параметром является уровень давления среды в топочных экранах. При поддержании в процессе растопки давления перед ВЗ на уровне, близком к рабочему уменьшится вероятность расслоения пароводяной смеси.

Давления воды в водогрейном котле поддерживается на уровне, при котором температура кипения значительно превышает температуру нагрева воды.

В схеме коммуникаций водогрейного котла обязательным элементом является рециркуляционная линия с насосами и перемычка для подмешивания обратной воды. Эта схема позволяет применять рециркуляцию нагретой в котле воды.

Рециркуляцию применяют для защиты котлов от выпадения влаги из дымовых газов при сжигании сернистого мазута. При сжигании природного газа температура сетевой воды на входе в котел за счет рециркуляции поддерживается не ниже 60<sup>0</sup>С, а при сжигании сернистых мазутов не ниже 110<sup>0</sup>С.

Водогрейные котлы работают обычно при постоянном расходе воды и переменном температурном режиме. Регулирование

тепловой производительности котла осуществляется изменением числа работающих горелок и давления топлива перед ними.

Средняя скорость воды в трубах должна быть не менее 10 м/с.

Перед растопкой и после остановки котла топка и газоходы, включая рециркуляционные, должны вентилироваться дымососом и дутьевым вентилятором не менее 10 мин.

Вентиляция котлов, работающих под наддувом, должна осуществляться воздухом, подаваемым дутьевым вентилятором при полностью открытых шиберов по газо-воздушному тракту не менее 10 мин.

Вентиляция барабанных котлов давлением 10,0 МПа и выше более 15 мин не допускается. Вентиляция барабанных котлов давлением ниже 100 МПа и прямоточных котлов после простоя менее 8 часов свыше 15 мин не допускается.

Смесь угольной или торфяной пыли, а также газообразного топлива с воздухом при определенных условиях взрывоопасна. Для удаления такой смеси из котла и делают вентиляцию.

Причин образования такой смеси много.

Основные причины:

- Неплотность арматуры;
- Отложение мазута на стенах топочной камеры;
- Отложение несгоревшего топлива на поверхностях нагрева;
- Отложения мазутной сажи.

Вентиляция проводится после погасания факела и перед растопкой котла. При этом регулирующие органы по газо-воздушному тракту должны быть установлены в положение, исключающее образование застойных зон в воздухопроводах, горелках, топке и газоходах.

Длительная вентиляция (свыше установленного времени) только что остановленного котла может привести к резкому охлаждению поверхностей нагрева, конденсации пара и попаданию влаги на горячие поверхности, что вызовет опасные температурные напряжения в толстостенных элементах: барабане, коллекторах, паропроводе.

Растопка котлов с уравновешенной тягой должна вестись при включенных дымососе и дутьевом вентиляторе, а растопка котлов, работающих под наддувом – при включенном дутьевом вентиляторе.

Растопка котла на сернистом мазуте должна проводиться с предварительно включенной системой подогрева воздуха



(калориферы, рециркуляция горячего воздуха). Воздух должен быть подогрет не менее чем на 60°C.

Включение горелок и подача растопочного топлива в еще не прогретую топку приводит к осаждению несгоревшего топлива (сажи) на поверхностях нагрева, что в дальнейшем может привести к загоранию этих отложений. Для обеспечения хорошего воспламенения и полного сгорания растопочного топлива необходимо при растопке обеспечить подачу в топку достаточного количества воздуха и равномерно распределить его между включенными горелками.

При растопке котла поддерживается повышенный избыток воздуха (не менее 1,5), который в дальнейшем по мере включения горелок, прогрева топочной камеры и взятия нагрузки постепенно снижается.

Для предотвращения механизма низкотемпературной коррозии включают системы подогрева воздуха поступающего в воздухоподогреватель. Подогрев рекомендуется осуществлять до такой же температуры, которая принята для условий работы котла под нагрузкой.

С момента начала растопки котла должен осуществляться контроль за уровнем воды в барабане.

Поддержание нормального уровня в барабане котла является одним из важнейших условий надежной и безаварийной его работы. Упуск воды из барабана котла может привести к массовым повреждениям экранных труб. При переполнении котла водой, если своевременно не принять меры к останову котла, может произойти заброс воды в пароперегреватель, паропроводы и турбину.

Контроль за уровнем воды в барабане осуществляется следующими способами:

- 1) Непосредственно по водоуказательным приборам;
- 2) При помощи дистанционных электрических указателей уровня.

На барабанах котлов должно быть установлено не менее двух водоуказательных приборов, непосредственно соединенных с паровым и водяным пространством [10].

## **8 ВЛИЯНИЕ ТИПА МОЩНОСТИ И РЕГИОНА РАБОТЫ ТЭС НА КОНСТРУКЦИЮ ПАРОВЫХ КОТЛОВ**

Главным направлением развития тепловых электростанций является дальнейший рост единичной мощности энергетических блоков: паровых котлов и паровых турбин [11, 12].

Освоены энергетические блоки мощностью 300 МВт с котлами единичной паропроизводительностью 950-1000 т/ч. Развернулось строительство, и находятся в постоянной эксплуатации энергоблоки 500-800 МВт с котлами в однокорпусном исполнении паропроизводительностью соответственно 1650 и 2650 т/ч.

Повышение единичной мощности паровых котлов, и особенно паровых турбин заметно снижает удельные капиталовложения (стоимость установленного 1 Квт). При этом уменьшается так называемый штатный коэффициент (число работающих специалистов или занятых на производстве, на единицу мощности).

Однако это снижение удельной стоимости изменено для станций мощностью до 3-4 млн. Квт и менее существенно для станций большей мощности [13].

С повышением мощности котлов все большее значение приобретает проблема надежности [14, 15]. Это объясняется тем, что с ростом мощности увеличиваются поверхности нагрева, работающие при сверхкритическом (свыше 25 МПа) или высоком давлении (свыше 13,8 МПа). Соответственно увеличиваются суммарная протяжённость труб и количество сварных соединений, являющихся вероятным очагом аварийных ситуаций. Возрастают температурные неравномерности, повышающие вероятность аварийных остановок.

Сохранить надёжность более крупных энергетических блоков на уровне уже освоенных блоков – трудная задача. Возникает серьёзная проблема, связанная с повышением качества изготовления паровых котлов и культуры их эксплуатации.

Повышение единичной мощности энергоблока связано с соответствующим увеличением габаритов и котла и турбины. Для блока 800 Мвт высота котельного агрегата, сжигающего пылевидное топливо, достигает 90 м и более, что требует соответствующего увеличения размеров здания. Увеличиваются сечения точки и конвективных газоходов с соответствующим возрастанием трудностей рациональной геометрии тракта и аэродинамики газовых потоков. Усложняются монтаж и эксплуатация оборудования.

При традиционном конструктивном исполнении поверхностей нагрева и неизменной технологии их производства возникает компоновочный барьер, затрудняющий дальнейший рост единичной мощности котла. Выходом из этого положения является интенсификация теплообмена в поверхностях нагрева. Современная металлургия и производство паровых котлов подготовлены для изготовления интенсифицированных профилей поверхности нагрева, позволяющих радикально изменять конструкцию, как отдельных элементов, так и всего агрегата. Это решает задачу уменьшения габаритов котла, повышает его надёжность и экономичность. Интенсифицированные поверхности нагрева в настоящее время широко применяются.

Коэффициент полезного действия энергоблока и ТЭС в целом существенно зависит от начальных параметров пара. Однако дальнейшее повышение параметров пара определяются характеристиками сталей, способных надёжно работать при этих параметрах.

Давление как параметр рабочей среды оказывает особое влияние на выбор типа котла. В области средних и до критических (ДКД) давлений возможно применение паровых котлов любого типа: прямоточных, барабанных с естественной циркуляцией и барабанных с многогранной принудительной циркуляцией, хотя последние не получили широкого распространения. На все ТЭС до критического давления обычно устанавливают барабанные котлы с естественной циркуляцией. Предельное давление в барабане составляет 17 МПа. Дальнейшее повышение давления приводит к потере надёжности. Используются трубы с внутренней спиральной нарезкой, увеличивающие турбулизацию пристенного слоя жидкости, что позволяет несколько повысить этот предел.

При очень большой мощности возрастает стоимость барабана, являющегося наиболее металлоёмким и дорогим элементом барабанного котла. Например, для блока 500 Мвт, масса барабана достигает 200 т. Монтаж и эксплуатация такого котла сильно усложняется.

При одной и той же температуре пара температура металла поверхности нагрева пароперегревателя выше, чем паропровода, и это превышение зависит от интенсивности обогрева. Приходится комбинировать различные марки сталей для пароперегревателя и паропроводов, чтобы максимально снизить

стоимость металла с сохранением необходимости надежности работы.

**Выбор параметров перегретого пара.** При выборе этих параметров следует учитывать, что стоимость металла пароперегревателя и паропроводов увеличивается с ростом температуры. Это увеличение стоимости различно в зависимости от температурной зоны работы металла.

Переход от высокоуглеродистой стали перлитного класса на низколегированные стали того же класса в зоне температуры 450-550<sup>0</sup>С не сопровождается существенным удорожанием пароперегревателя, поскольку небольшое повышение стоимости металла впоследствии присадки легирующих добавок сопровождается некоторым снижением расхода металла, вызванным повышением его прочности или уменьшением толщины стенки. Перлитная сталь обеспечивает надёжную работу металла при температуре не выше 580-585<sup>0</sup>С (температура пара 545<sup>0</sup>С). При более высокой температуре металла необходимо переходить к высоколегированной аустенитной стали, удельная стоимость которой и, следовательно, капиталовложения резко (в 5-8 раз) возрастают. В связи с этим важно обеспечить высокий коэффициент теплоотдачи на паровой стороне и тем самым снизить температуру металла. Котельные агрегаты, исходя из выше изложенного, сооружают на выходную температуру пара 560<sup>0</sup>С при ДКД 14 МПа (барабанные котлы) и 545<sup>0</sup>С при СКД 25,5 МПа (прямоточные котлы) [15].

Вид топлива и его качество оказывает существенное влияние на конструкцию котла.

Для твёрдого топлива характерно наличие в нём золы. Её температурные характеристики и её состав определяют выбор метода сжигания топлива и удаление золы. С этим связано выбор температуры продуктов сгорания на выходе из топочной камеры. Эта температура должна обеспечить поступление золы в конвективные газоходы в гранулированном состоянии, чтобы гарантировать отсутствие шлакования поверхностей нагрева. Чем выше эта температура, тем меньше по размерам топочные экраны, тем меньше габариты точки. Наоборот, большее охлаждение продуктов сгорания требует развития топочных экранов и соответствующего увеличения размеров, топки и поверхностей всего котла, т.к. конвективные поверхности будут работать при сниженных температурных напорах.

Чтобы избежать быстрого абразивного износа поверхностей нагрева приходится ограничивать скорость продуктов сгорания в конвективных газоходах. Это ведет к снижению интенсивности теплообмена и необходимости увеличить поверхности нагрева и затраты металла на их изготовление. Увеличение сечения газоходов вызывает большие неравномерности и скоростей и температуры газовых потоков, что снижает надёжность котла.

Выходом из этого положения является переход к Т-образной компоновке.

Газомазутные электростанции более компактны и не нуждаются в дорогостоящем и сложном оборудовании по подготовке топлива. Кроме того, поверхности нагрева не подвергаются золовому износу, что позволяет повысить скорость продуктов сгорания, интенсифицировать работу поверхности нагрева. Температура на выходе из топочной камеры существенно выше, чем в пылеугольных котлах и достигает 1250°C. Поэтому суммарная поверхность топочных экранов и размеров топки (т.е. её высота) меньше.

Более высокие температуры позволяют интенсифицировать передачу теплоты и при возросшем теплосъёме, не увеличивая конвективные поверхности нагрева и затраты металла на их изготовление, уменьшить сечение газоходов и таким образом габариты всего котла.

В электроэнергетике продукция (электроэнергия и тепло) не может складироваться, а полностью и одновременно расходуется в соответствии с её выработкой. Отсюда вытекает одна из важных задач – организация оптимальных режимов работы энергетических систем, электростанций и входящего в их состав энергетического оборудования.

Суммарная нагрузка, развиваемая всеми агрегатами системы в каждый момент времени, называют нагрузкой системы. Суточный график нагрузки крайне неравномерен, в соответствии с рисунком 8.1.

По использованию электрической мощности блока различают базовую нагрузку с годовым использованием максимальной (установленной) мощности  $\tau_{\max}=6000\pm 7500$ ч, полупиковую с  $\tau_{\max}=2000\div 4000$  часов и пиковую с  $\tau_{\max}<2000$ ч.

**Рисунок 8.1 Суточный график нагрузки**

Крупные энергетические блоки СКД обычно несут базовую нагрузку, они мало приспособлены для маневренных режимов. Для несения полупиковых и пиковых нагрузок создаются агрегаты, приспособленные к режимам быстрого пуска оборудования, т.е. маневренные энергоблоки ДКД лучше приспособлены для работы в маневренных режимах.

Блоки СКД требуют большего времени растопки котла и прогрева паропроводов, большего расхода теплоты на пуск, они более трудны в изготовлении, у них быстрее изнашивается и выходит из строя арматура, особенно регулирующая при частых пусках. В металле возникают большие термические напряжения при частых переменных режимах.

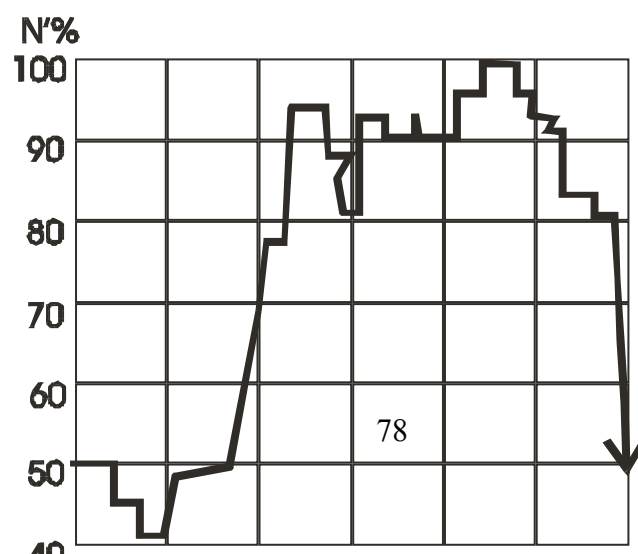
Учитывая опыт эксплуатации паротурбинных установок на 13 МПа, признано целесообразным, маневренные блоки сооружать на такое же начальное давление.

Для маневренных блоков целесообразны прямоточные котлы. В барабанных котлах наблюдались случаи образования трещин коррозионно-усталостного напряжения из-за неравномерности температурных полей при нестационарных режимах. Любая температурная неравномерность ведет за собой рост напряжений в барабане и к его аварии.

Ввиду меньшего числа часов использования пиковых котлов и ради их удешевления за счет снижения расхода металла на низкотемпературные поверхности нагрева температура уходящих газов принимается на уровне 160-180<sup>0</sup>С.

**Топливоподача при сжигании твёрдого топлива** Получение большого количества теплоты в единицу времени, возможно, только при сжигании твердого топлива в виде пыли во взвешенном состоянии камерных топках.

Схема топливоподачи на ТЭС, в соответствии с рисунком 8.2.



На тракте установлены прорезиненные ленточные транспортеры, магнитные вращающиеся сепараторы для улавливания и удаления металла.

Далее щепоуловитель, дробилка, в которой производится измельчение кусков угля от 200 до 10-150 мм, пылеугольная мельница с подсушкой сырого угля горячим воздухом или дымовыми газами.

1 желенодорожный вагон, 2 бункер разгрузочного угля, 3 питатель сырого угля, 4 ленточный транспортёр, 5 магнитный сепаратор, 6 грохот, 7 дробилка, 8 щепоуловитель, 9 бункер сырого угля в котельной, 10 ленточный питатель, 11 мельница шаровая барабанная, 12 промежуточный бункер, 13 питатель пыли шнековый, 14 предтопка для сжигания угольной пыли.

### Рисунок 8.2 Схема топливоподачи на ТЭС

Подготовка осуществляется в два этапа:

1. топливоподача с удалением металла и щепы с грубым дроблением;
2. пылеприготовление.

Угольная пыль представляет собой сухой порошок и имеет широкий спектр частичек от 0,1 до 500м/см.

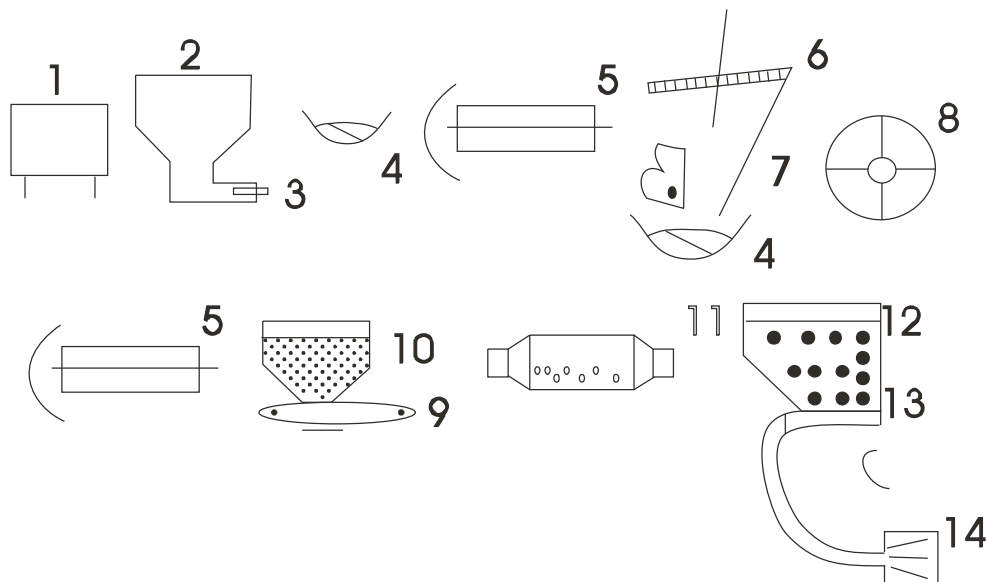
О степени дробления угля судят по остатку на сите 5\*5мм до  $R_5 = 20\%$ .

Поверхность  $F_{пл}$  и плотность пыли определяют её характеристику.  $F_{пл}$  колеблется от 200 м<sup>2</sup>/кг до 300 м<sup>2</sup>/кг.

Различают начальную, конечную и истинную плотность пыли  $\rho_4$  от 800/1500 кг/м<sup>3</sup>. При определённых условиях пыль может взрываться (угли с большим выходом летучих - Донецкий, Канско-Ачинский и т.д.)

**Типы мельниц.** В основу классификации мельниц положены два принципа: способ измельчения топлива и частота вращения подвижной части. Измельчение кусков топлива осуществляется за счет удара, раздавливания и истирания. По частоте вращения

мельницы классифицируются на: быстроходные 600-1500 об/мин., среднеходные 50-300 об/мин., тихоходные 15-80 об/мин. Процесс размола и подсушки в них совмещаются.



Шаровые барабанные мельницы в них размол топлива осуществляется за счёт ударов шаров и стирания при скольжении их по топливу и раздавливания кусков, зажатых между подвижными и неподвижными телами.

$$N_{кр} = \frac{42,3}{D^{0,5}} \quad D=2,8m \quad L=4,70m \quad P_{кр}=24,9 \text{ об/мин}$$

Среднеходные мельницы (СМ) 40-300 об/мин, в соответствии с рисунком 8.3.

Рисунок 8.3 Среднеходные мельницы

Молотковые мельницы (ММ, ММТ – с тангенциальным подводом топлива), в соответствии с рисунком 4.

Рисунок 8.4 Молотковые мельницы

Сепараторы пыли устанавливаются для отделения из аэросмеси, покидающей мельницу, готовой пыли и направления пыли в промбункер или в горелочные устройства, а грубых фракций для возврата в мельницу на домалывание, в соответствии с рисунком 8.5. Пылепитатель применяется для подачи из пылеугольных (промежуточных) бункеров к горелкам.



### Рисунок 8.5 Сепаратор пыли

Аэропитатель, в соответствии с рисунком 8.6.

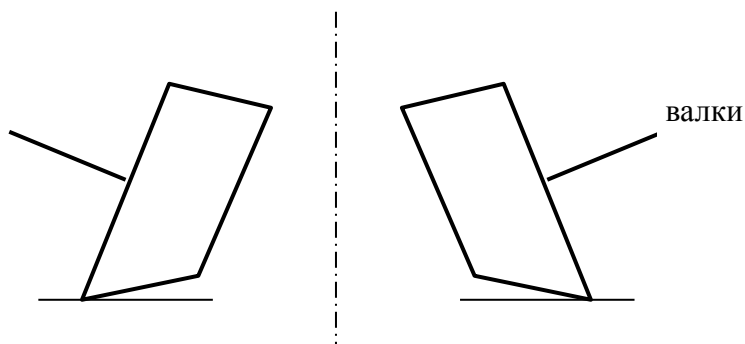
1 выпускной клапан для пыли, 2 камера аэрации, 3 воздушная камера, 4 сетка, 5 выпускной патрубков для пыли, 6 воздух.

### Рисунок 8.6 Аэропитатель

Количество подаваемой пыли регулируется выпускным клапаном 1

При эксплуатации (по Правилам технической эксплуатации) топливно-транспортного хозяйства должны обеспечиваться:

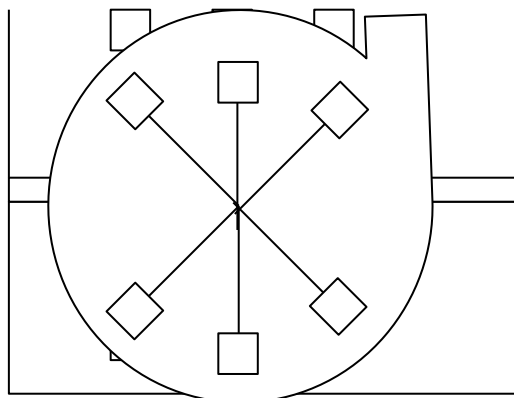
- а) бесперебойная работа железнодорожного транспорта и механизированная разгрузка железнодорожных вагонов, цистерн и судов в установленные сроки;
- б) приемка топлива от поставщиков и контроль его количества



и качества;

с) механизированное складирование и хранение установленного запаса при минимальных потерях.

В себестоимости 1квт час энергии на многих электростанциях 65-80% составляет стоимость израсходованного топлива. Кроме

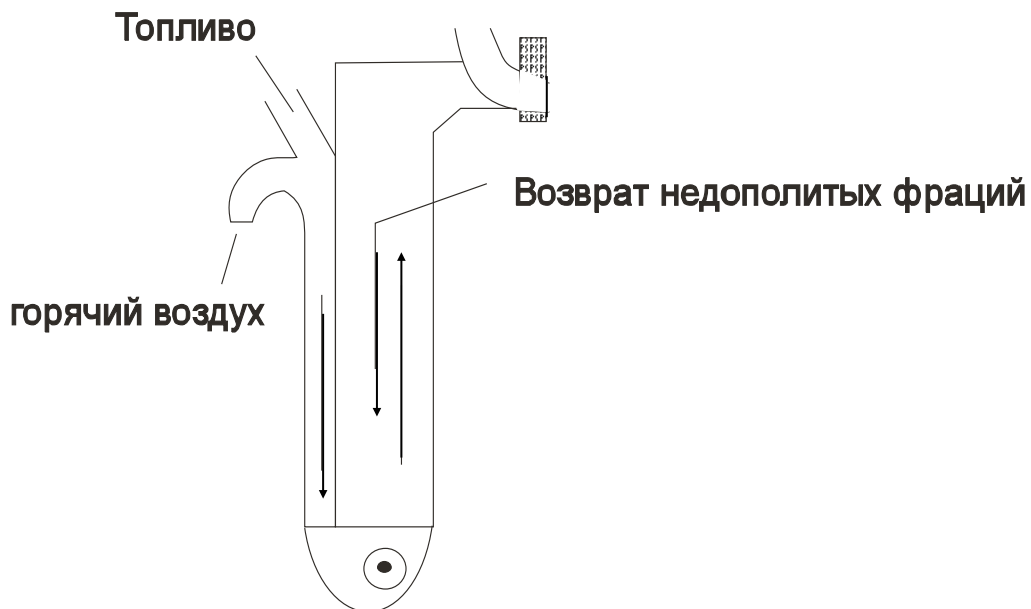


того, до 8% приходится на долю стоимости погрузочно-разгрузочных работ.

При несоблюдении правил хранения угля в штабелях, качественные и механические потери топлива могут достигать 6-10% в год.

При определении удельного расхода топлива на выработку электроэнергии и топлива имеет правильная организация учёта топлива.

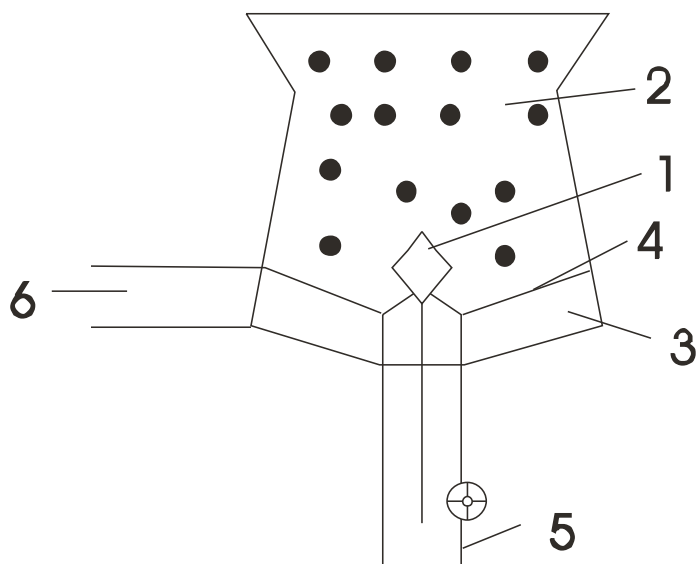
Качество всех видов поставленного электростанции топлива



должно соответствовать техническим условиям на поставку и ГОСТ.

В договорах на поставку топлива должны быть указаны:

а) Для твердого топлива марка топлива, группа по зольности,



содержание летучих, класс по крупности.

Рассмотрим системы пылеприготовления. Получили распространение индивидуальные системы, у которых между котлом и пылесистемой имеются связи по воздуху или газу.

Различают два вида индивидуальных пылесистем с прямым вдуванием пыли и промежуточным бункером для пыли.

**Подготовка мазута к сжиганию, в соответствии с рисунком 8.7**

1 железнодорожная цистерна, 2 сливной поток, 3 приемная емкость, 4 перекачивающий порционный насос, 5 расходный резервуар, 6 грубый фильтр, 7 насос низкого давления, 8 подогреватель мазута, 9 фильтр тонкой очистки, 10 насос высокого давления, 11 мазут к топкам, 12 рециркуляционная мазутная линия

Рисунок 8.7 Подготовка мазута к сжиганию

В баке 5 осуществляется обезвоживание путем подогрева всего мазута, дренаж и испарение влаги, удаление посторонних твердых отложений происходит в фильтрах 6 и 9. Подогрев мазута паром в подогревателях 8 для уменьшения вязкости.

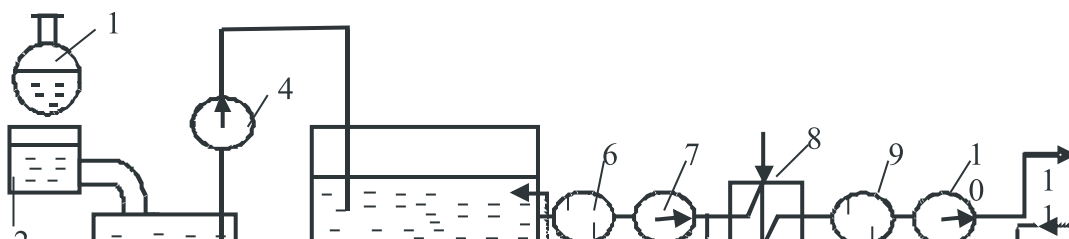
Температура при перекачке поддерживается на уровне 60-70<sup>0</sup>С и в баках длительного хранения 5 на уровне 60-80<sup>0</sup>С.

Обычно применяют двухступенчатую схему подачи топлива; в первой – давление 1 МПа, второе – 3,5-4,5 Мпа, при котором происходит распыл в форсунках.

Отсутствие в топливе посторонних включений и максимальное значение влажности имеет первостепенное значение. Кроме того основными эксплуатационными нормативами являются:

а) для жидкого топлива котлов – марка топлива и предельное содержание серы, а для жидкого топлива газотурбинных установок: влажность, зольность, содержание механических примесей, ванадия, натрия, калия, кальция, свинца;

б) для газообразного топлива котлов – низшая теплота сгорания газа, для газотурбинных установок – пределы изменения теплоты сгорания и плотность газа.



Повышение зольности сверх определенного предела вызывает шлакование котла, снижение его паропроизводительности и КПД, увеличивает абразивный износ оборудования, осложняет работу системы шлакозолоудаления.

От содержания летучих зависят тип размольного оборудования и горелочных устройств, и оказывает влияние на устойчивость горения топлива. Теоретические и некоторые практические вопросы сжигания различных видов топлив вполне доступно описаны и классифицированы в [34].

Класс крупности (или гранулометрический состав) углей определяет выбор и условия эксплуатации дробильного оборудования. При поступлении недопустимо крупных кусков топлива приходится использовать ручной труд для дробления угля.

Влажность имеет значение по следующим соображениям:

- а) повышенное содержание влаги требует дополнительного тепла на сушку;
- б) прохождение по тракту топливоподачи зависит от сыпучести топлива, а она является функцией влажности;
- с) влажность оказывает решающее влияние на слеживание топлива в бункерах;
- д) влияет на смерзаемость топлива при длительном пребывании на морозе.

Повышение содержания серы в жидком топливе вызывает высоко- и низкотемпературную коррозию и загрязнение окружающей среды.

На электростанциях должны периодически проводиться анализы количества поступающего топлива. Топливо должно взвешиваться на вагонных весах. Состав должен быть осмотрен. При обнаружении поврежденных вагонов составляется акт претензий к железной дороге.

В приемных емкостях и резервуарах мазутного склада нагрев мазута выше 90<sup>0</sup>С не разрешается. Это связано с опасностью вскипания воды.

Резервуары мазута должны очищаться от данных отложений не реже чем 1 раз в 5 лет.

Остатки жидкого топлива удаленные при чистке лотков приемных емкостей, фильтров и других устройств должны сжигаться в отведенных местах.

На все емкости хранения жидкого топлива должны быть составлены калибровочные таблицы.

Эксплуатация хозяйства жидкого топлива должна обеспечивать бесперебойную подачу подогретого и профильтрованного топлива в количестве, требуемом нагрузкой котлов и ГТУ с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок.

Вязкость мазута регулируют температурой подогрева от 95<sup>0</sup>С до 135<sup>0</sup>С. Из-за снижения вязкости снижается качественное распыление мазута, он откладывается на поверхностях нагрева. В целях обеспечения надежного топливного снабжения в работе должны находиться два трубопровода жидкого топлива. В случаях выхода из строя одного подача топлива будет осуществляться по другому, рассчитанному на 70% общей потребности котла.

Скорость транспортировки топлива по ним составляет 1-1,2 м/с. При меньших скоростях может происходить осаждение осадков и засорение ими трубопроводов.

Текущий ремонт насосов жидкого топлива должен производиться по мере надобности, капитальный ремонт проводиться 1 раз в 2 года.

Не реже чем 1 раз в неделю проверяется действие сигнализации предельного повышения давления и температуры.

### **Подача газообразного топлива**

К устройству и обслуживанию газового хозяйства предъявляются особые требования, т.к. газ в определенных пропорциях с воздухом образует взрыво- и пожароопасные смеси. Может наступить взрыв, воспламенение, а также отравление обслуживающего персонала.

Колебания давления газа в газопроводе котельной не должны превышать  $\pm 10\%$  от рабочего.

Если объемная доля природного газа в воздухе составляет 0,05-0,15 (5-15%) – достаточно искры, чтобы смесь взорвалась.

Не реже чем 1 раз в 2 дня должен проводиться обход трассы подземных газопроводов.

Наличие газа в подвалах, коллекторах, шахтах, колодцах и других сооружениях должно проверяться газоанализатором.

Газ поступает на станцию (в соответствии с рисунком 8.8) от магистрального газопровода или газораспределительной станции с давлением 0,7-1,3 МПа. Газохранилище строится отдельно от станции. Для снижения давления газа до необходимого уровня (0,13-0,2 МПа) предусматривается его дросселирование в ГРП

(газорегуляторном пункте). От ГРП ведут три нитки газопроводов (одна резервная). Для очистки газа от механических примесей перед регулирующими клапанами устанавливаются фильтры. Основными устройствами на газопроводе к каждому паровому котлу являются автоматический регулятор расхода газа (АРР) и отсекающий быстродействующий клапан.

### Рисунок 8.8 Схема газоснабжения

Для исключения аварийных ситуаций в нерабочий период газовые линии продуваются воздухом через специальные отводы в атмосферу (свечи). Они выведены в места недоступные для людей. Окончание продувки линии паром определяют по содержанию кислорода в пробе не выше 1%.

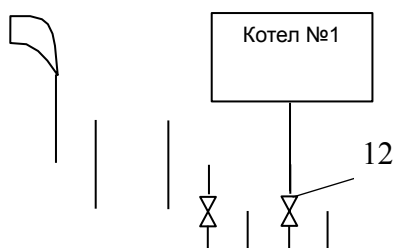
## 9 ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**Основные задачи приемки в эксплуатацию** Законченные строительством новые или расширяемые электростанции и тепловые сети вводятся в эксплуатацию в установленном порядке.

Основными задачами при этом являются:

- 1) Определение технической и организационной готовности энергоустановки к нормальной и бесперебойной работе, предусмотренной проектом выработкой и передачей энергии;
- 2) Определение качества строительных и монтажных работ, соответствие их проекту;
- 3) Определение мероприятий, которые необходимо провести для повышения надежности и экономичности работы энергоустановки;
- 4) Проверка соответствия фактической стоимости строительства проектной.

Запрещается ввод в эксплуатацию:



- Новых расширенных и реконструированных предприятий не обеспеченных устройствами для защиты от загрязнения окружающей среды;
- Водохранилищ и каналов до проведения предусмотренных предприятий, предотвращающих затопление, подтопление, заболачивание, засоление земель.

Приемка осуществляется в объеме пускового комплекса, включающего объекты основного производственного, вспомогательного и обслуживающего назначения, ремонтного, транспортного и складского хозяйства, зданий и помещений бытового назначения и т.д.

Пусковой комплекс должен обеспечивать:

- а) Отпуск энергии в объеме, предусмотренном проектом;
- б) Нормативные санитарно-бытовые условия работающего персонала;
- с) Защиту от загрязнения водоемов и окружающей среды.

Пусковой комплекс представляется генеральным проектировщиком на рассмотрение строительным управлениям.

Под пусковым комплексом понимается выделение из полного проектного объема электростанции совокупности сооружений и объектов, отнесенных к определенным агрегатам.

Пусковой комплекс может устанавливать возможность работы оборудования по временным схемам с неполной нагрузкой.

Перед приемкой энергооборудования в эксплуатацию должны проводиться:

- а) Поузловое опробование и приемка отдельных элементов установки;
- б) Пробный пуск основного и вспомогательного оборудования;
- с) Комплексное опробование установки.

Перед вводом в эксплуатацию зданий и сооружений должны производиться промежуточные приемки, в том числе скрытых работ, и приемка в составе пускового комплекса.

Пуюзловая приемка оборудования производится после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу, а также проводятся индивидуальные опробования и испытания смонтированного оборудования.

Индивидуальные испытания смонтированного оборудования включают: для сосудов и аппаратов, а также систем смазки и охлаждения – проверку на плотность и прочность. И для

машин, механизмов и аппаратов с приводом проверку в действии вхолостую и под нагрузкой.

Сосуды и аппараты, испытанные на заводе-изготовителе, испытаниям не подвергаются, если при монтаже не производилось сварки, пайки или вальцовки элементов, работающих под давлением.

Приемка оборудования после поузловой проверки и опробование проводятся рабочими комиссиями, назначаемыми заказчиками.

Рабочие комиссии обязаны:

- Проверить соответствие строительно-монтажных работ проектно-сметной документации;
- Произвести проверку качества;
- Произвести проверку данных испытаний и опробований;
- Проверить обеспечение предприятия кадрами, технической документацией, топливом литературно-техническим резервом;
- Подготовить сводные заключения для Государственной приемочной комиссии.

Увеличение единичной мощности агрегатов, переход на сверхкритические параметры, освоение эксплуатации атомных станций и мощных ГЭС, проведение ремонтных работ с применением высокопроизводительных механизмов и приспособлений предъявляют к работникам энергетических предприятий высокие требования.

Поэтому важна систематическая повседневная работа с персоналом, направленная на повышение его производственной квалификации и ответственности за безаварийную и экономичную работу оборудования.

Эта работа должна планироваться, регулярно проводиться и систематически контролироваться.

В работе с персоналом должны учитываться особенности рабочего места, сложность и значение обслуживаемого оборудования и техническая подготовка работника.

Во всех энергосистемах создаются учебные комбинаты, пункты или кабинеты с организацией действующих курсов по техническому обучению и подготовке персонала для предприятий.

Составляются годовые и месячные планы и годовой график работы с персоналом по знанию правил ПТЭ, ПТБ (правил техники безопасности) и правил пожарной безопасности (ППБ).



Не позднее, чем за месяц до ввода новой установки необходимо произвести ввод основного дежурного и оперативно-ремонтного персонала. Должен быть подготовлен комплект производственных инструкций и схем.

Дежурный персонал станций, сетей, энергосбытов, диспетчерских служб до назначения на самостоятельную работу обязан пройти в сроки, установленные руководством предприятия:

- а) Теоретическую подготовку;
- б) Обучение на рабочем месте;
- с) Проверку знаний в объеме, обязательном для данной должности;
- д) Исполнение обязанностей дежурного по месту работы.

Остальной вновь принятый производственный персонал энергопредприятий, включая ремонтный, допускаются к работе после проверки знаний.

Для всего эксплуатационного и ремонтного персонала устанавливаются следующие обязательные формы производственного обучения и повышения квалификации:

- а) Курсовое обучение техническая и экономическая учеба;
- б) Индивидуальное обучение для вновь принятых работников;
- с) Инструкции;
- д) Противоаварийные тренировки;
- е) Противопожарные тренировки.

Задачей курсового обучения является усвоение персоналом необходимых знаний для квалифицированного выполнения порученной работы. Курсовое обучение проводится с отрывом и без отрыва от производства.

Программы занятий составляются квалифицированными специалистами и рассмотрены учебно-методическим советом по обучению предприятий энергосистем.

Программа обучения рабочего персонала должна предусматривать получение минимума технических знаний, а также:

- Технологического процесса работы оборудования;
- Технологических схем;
- Конструкций основного и вспомогательного оборудования;
- Автоматического регулирования, технологических защит, блокировок и сигнализации;
- Передовых методов работы, а также путей повышения производительности труда;

- ПТЭ, ПТБ, ППБ;
- Обзоров по итогам расследования аварий и несчастных случаев.

Руководство по обучению осуществляется руководителями цехов.

Должен проводиться разбор неправильных действий персонала при возникновении аварии.

Повышение квалификации инженерно-технических работников должно проводиться на предприятии или на курсах с изучением вопросов:

- Внедрение и освоение новой техники;
- Расширение области применения автоматики и телемеханики;
- Технические характеристики и свойства примененного в энергоустановках металла;
- Особенности водного режима, топливоиспользование на ТЭС;
- Надежность и экономичность работы предприятия;
- Передовые методы ремонта;
- Снижение себестоимости производства.

Практикуется также индивидуальное обучение.

Регулярно проводятся инструктажи с персоналом. Проверяется знание производственных инструкций, ПТБ и ПТЭ.

Проводятся также противоаварийные тренировки. Цель их - выработка четкой организации ликвидации аварийных состояний на объектах, систематическая проверка способности оперативного персонала самостоятельно быстро и правильно ориентироваться и действовать в аварийных ситуациях.

- Темы тренировок составляются с учетом:
- Аварий и случая брака в работе;
- Имеющихся дефектов оборудования;
- Сезонных явлений (гроза, паводок, гололед и т.д.);
- Ввод в строй нового оборудования.

Практикуются и противопожарные тренировки.

Проверка знаний проводится не реже чем 1 раз в год, с составлением списков лиц, подлежащих проверке знаний.

Лица, допустившие в своей работе нарушение настоящих правил, подвергаются внеочередной проверке знаний, где проверяется:

- Устройство и принцип действия автоматического предупреждения аварий;
- Назначение, устройство и принцип действия контрольно-измерительных приборов;

- Правил и способов ликвидации аварий;
- Схем дистанционного и автоматического управления механизмами и технологическими защитами.

### **Ремонт оборудования**

На электростанциях и в сетях должен проводиться планово-предупредительный ремонт оборудования, зданий и сооружений.

Для энергоблоков и котлоагрегатов электростанций с поперечными связями в период между капитальными ремонтами допускается проведение среднего ремонта продолжительностью не более 40% длительности капитального ремонта.

Плановый ремонт – ремонт, предусмотренный нормативом и осуществляемый в плановом порядке. Плановый ремонт включает капитальный, текущий и средний.

Нормативной документацией являются заводские паспорта, технические проекты электростанций, очередей с энергоблоками.

Система планово-предупредительного ремонта включает планирование, подготовку и проведение технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений с установленной последовательностью и периодичностью. Нормативы системы ППР разрабатываются на различные периоды времени, которые должны обязательно включать все виды ремонтов.

Ремонтный цикл представляет наименьший повторяющийся период эксплуатации оборудования, в течение которого осуществляются в определенной последовательности установленные виды технического обслуживания и ремонта.

Для большинства типов котлов установлен 12-летний ремонтный цикл с периодами между капитальными ремонтами 4 года, для турбин – 8-летний с межремонтным периодом 4 года, для трансформаторов – 8-летний с одним капитальным ремонтом, для турбогенераторов – 4-летний.

Капитальный ремонт оборудования осуществляется в целях восстановления исправности и обеспечения его надежной и экономичной работы в межремонтный период.

При капитальном ремонте оборудования проводятся его разборка, подробный осмотр, проверка, измерения, испытание, регулировка, устранение обнаруженных дефектов, восстановление и замена изношенных узлов и деталей. При капитальном ремонте осуществляется модернизация отдельных

узлов с учетом передового опыта эксплуатации, энергомашиностроения и сроков окупаемости.

Капитальный ремонт осуществляется с целью восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования.

Исправность – состояние, при котором объект полностью отвечает нормативной документации.

Межремонтный период – время между двумя последовательно проведенными ремонтами.

**Условия эксплуатации дымососов и вентиляторов.** По конструкции вентиляторы и дымососы имеют много общего, но назначение и условия работы машин различны. Дутьевой вентилятор обеспечивает подачу в топку воздуха, необходимого для процесса горения, дымосос отсасывает продукты горения из топки и переходов котла и через золоуловитель и дымовую трубу выводит их в атмосферу.

На условия работы тягодутьевых машин влияют эксплуатационные режимы и техническое состояние котла. В случае нарушения топочного режима, значительных присосов воздуха, большого золового износа поверхностей нагрева, неэффективного золоулавливания резко ухудшаются условия работы дымососов (вентиляторов), возможны их перегрузки, повышенный абразивный износ и отложения золы или угольной пыли на лопатках, что приводит к ограничению нагрузки котла или аварийному останову.

Изменение нагрузки котла в широком диапазоне определяет необходимость работы тягодутьевых машин различного назначения при подачах и давлениях, значительно меньших расчетных. При этом следует обеспечить их экономичность на всех возможных нагрузках котла. Это требование диктуется тем, что на привод дымососов (вентиляторов) расходуется большое количество электроэнергии. Потребление энергии электродвигателями дымососов (вентиляторов) современных котлов на номинальной нагрузке в среднем составляет 3,5-4,5 квт-ч на 1т генерируемого пара, а доля потребляемой всеми тягодутьевыми машинами электроэнергии превышает одну треть общего расхода энергии на собственные нужды пылеугольного котла. Условия эксплуатации дымососов значительно хуже, чем дутьевых вентиляторов, из-за наличия

золовых частиц в дымовых газах при работе котлов на твердом топливе.

Высокая температура дымовых газов, а также нагрев вала дымососа создают тяжелые условия работы его подшипников, особенно расположенных ближе к ротору, что требует постоянного и надежного их охлаждения.

Температурный режим работы дымососа является умеренным с уровнем температуры уходящих газов до 140-160<sup>0</sup>С, а новых установок до 100-120<sup>0</sup>С.

Дымососы для рециркуляции газов работают в худших условиях – при температуре до 300<sup>0</sup>С, кроме того, газы отбираются без установки золоуловителей.

Повреждения дутьевых вентиляторов маловероятны и происходят лишь при плохом ремонте, при недосмотре, либо при неквалифицированном обслуживании (оставление подшипников без смазки и т.д.).

Важным условием безаварийной работы дымососов и дутьевых вентиляторов является правильный выбор смазочных материалов с учетом конструкций и режима работы подшипников (числа оборотов машины, температуры и т.п.).

Надежность снижается, если не ведется постоянный контроль за температурой подшипников, за непрерывным поступлением охлаждающей воды и хорошим состоянием их уплотнений. Дефекты уплотнений способствуют нагреванию и повреждениям подшипников в результате вытекание из них смазки на обмотку электродвигателя может вызвать ухудшение её изоляции и привести к повреждению.

На работу тягодутьевых машин оказывает влияние конфигурация выходных диффузоров, устанавливаемых после машины. Пирамидальные диффузоры рекомендуется выполнять симметричными, а у плоских диффузоров внешняя стенка должна отклоняться наружу на 10<sup>0</sup>.

На практике имеют место случаи, когда вместо диффузора на выходе из вентилятора (или дымососа) устанавливается газоздухопровод с коленом, направленным в сторону, противоположную вращению рабочего колеса.

Часто встречаются (особенно после ремонта) значительные аксиальные зазоры между рабочим колесом и входным патрубком, достигающие 8-9% диаметра рабочего колеса при допустимом значении 0,6-1%, а также эксцентричное

расположение входного патрубка по отношению к входному отверстию рабочего колеса, что также ухудшает работу машин.

Общим для дутьевых вентиляторов и дымососов является требование экономичного регулирования производительности, которое обусловлено переменными нагрузками котлов. Конструкция регулирующего органа должна обеспечивать возможность автоматического или дистанционного.

Основным требованием, предъявляемым к тягодутьевым машинам, является надежность их работы в течение расчетного периода.

Причины повреждений тягодутьевых машин во время работы могут быть механические, электрические и аэродинамические. Причинами механического характера являются: неуравновешенность рабочего колеса в результате износа или отложений золы (пыли) на лопатках; износ элементов соединительной муфты; ослабление посадки втулки рабочего колеса на валу или ослабление растяжек крыльчатки; ослабление фундаментных болтов или недостаточная жесткость опорных конструкций машин; неудовлетворительная центровка роторов электродвигателя и тягодутьевой машины; чрезмерный нагрев и деформация вала вследствие повышенной температуры топочных газов.

Причиной электрического характера является большая неравномерность воздушного зазора между ротором и статором электродвигателя.

Причиной аэродинамического характера является различная производительность по сторонам дымососов с двусторонним всасыванием, которая может возникнуть при одностороннем заносе золой воздухоподогревателя или неправильной регулировке заслонок и направляющих аппаратов.

Во всасывающих карманах и улитках тягодутьевых машин, транспортирующих запыленную среду, наибольшему абразивному износу подвержены обечайки, а также всасывающие карманы улиток. Плоские боковины улиток и карманов изнашиваются в меньшей степени.

На осевых дымососах котлов наиболее интенсивно изнашивается броня корпуса в местах расположения направляющих аппаратов и рабочих колес. Интенсивность возрастает с увеличением скорости потока и концентрации в нем угольной пыли и частиц золы.

Абразивная способность золы гораздо выше способности угольной пыли.

К углям с высокой абразивностью пыли относятся антрациты и Экибастузский уголь, с низкой – Канско-Ачинские и Донецкий угли, со средней – Кузнецкий каменный уголь.

Основными причинами 229 отказов (на 1991 год) тягодутьевых машин на 76 электростанциях явились 113 отказов подшипников из-за низкого качества изготовления заводами-изготовителями и истощения их ресурса при длительной эксплуатации; 64 отказа из-за абразивного износа рабочих лопаток, связанного с использованием топлива повышенной зольности и несвоевременным выводом в ремонт машин; 52 отказа из-за повреждений вала, муфты, систем смазки [16].

**Вибрация дымососов и вентиляторов.** Основными причинами вибрации дымососов и вентиляторов могут быть: неудовлетворительная балансировка ротора после ремонта или разбалансировка во время работы в результате неравномерного износа и повреждения лопаток рабочего колеса или повреждения подшипников; неправильная центровка валов машин с электродвигателем или расцентровка их из-за износа муфты; ослабление опорной конструкции подшипников, деформация подкладок между ними; повышенный или неравномерный нагрев ротора дымососа, вызвавшего прогиб вала или деформацию рабочего колеса; односторонний занос золой воздухоподогревателя.

Вибрация возрастает при совпадении собственных колебаний машины и опорных конструкций (резонанс), также при недостаточной жесткости последних.

Возникшая вибрация может повлечь за собой ослабление соединений и пальцев муфты, шпонок, нагревание и ускоренный износ подшипников, обрыв болтов крепления подшипников, станины и разрушение фундамента и машины.

В тягодутьевых машинах применяются подшипники качения и скольжения. Повреждение подшипников могут быть из-за недосмотра персонала, их дефектов изготовления, неудовлетворительного ремонта и сборки, а также плохой смазки и охлаждения.

Ненормальная работа подшипников определяется по повышению температуры (свыше 65%) и характерному шуму или стуку в корпусе.

Основными причинами повышения температуры подшипников являются: загрязнение или вытекание смазки из подшипников; чрезмерное заполнение смазкой подшипников качения, отсутствие в корпусе подшипника осевых зазоров, необходимых для компенсации температурного удлинения вала, трещина на кольцах подшипника; внутреннее кольцо подшипника неплотно сидит на валу; нарушение охлаждения подшипника.

К дальнейшей работе подшипники качения становятся непригодными из-за коррозии, абразивного или усталостного износа. Быстрый износ подшипника происходит при наличии отрицательного или нулевого рабочего радиального зазора вследствие разности температур вала и корпуса, неверно выбранной и выполненной посадки подшипника на вал или в корпус и др.

При эксплуатации машин подшипниковые узлы прослушивают стетоскопом. Если слышен шум подшипников ровный, слегка жужжащий, то подшипник работает в нормальных условиях. Шум со стуком указывает на большой зазор подшипника, т.е. тела качения в гнездах сепаратора перекатываются с одной стороны на другую. Скрежет и стук загрязнение твердыми частицами.

Основным видом повреждения рабочих колес и кожухов дымососов является абразивный износ при транспортировке запыленной среды из-за больших скоростей и высокой концентрации золы в дымовых газах. Наиболее интенсивно изнашиваются основной диск и лопатки в местах их приварки.

Наблюдается также и коррозионный износ рабочих колес при сжигании в топке сернистого мазута. Зоны износа листовых лопаток необходимо наплавить твердым сплавом.

Износ лопаток и дисков роторов дымососов зависит от сорта сжигаемого топлива и качества работы золоуловителей. Плохое действие золоуловителей ведет к их интенсивному износу, уменьшает прочность и может стать причиной разбалансировки и вибраций машин, а износ кожухов ведет к неплотностям, пылению и ухудшению тяги.

Снижение интенсивности эрозионного износа деталей достигается ограничением максимальной частоты вращения ротора машины. Для дымососов частота вращения принимается около 700 об/мин (не более 980), для дымососов рециркуляции запыленных дымовых газов – около 500, для мельничных вентиляторов систем с промежуточным бункером – 1500 об/мин,



с прямым вдуванием пыли в топку – 1000. Концентрация угольной пыли в потоке может достигать  $0,5 \text{ кг/м}^3$ , эти машины работают в более тяжелых условиях, поэтому в них применяются плоские лопатки и защищенные броней кожухи.

Тяга котла может быть недостаточна из-за дефектов дымососа, газового тракта, а также в результате перегрузки котла или работы с высоким избытком воздуха.

Причинами нехватки тяги или дутья могут быть недостатки конструкции дымососа (вентилятора), неудовлетворительное состояние рабочего котла и плохой ремонт машин. Производительность вентилятора ухудшается при отклонении от проектных углов установки лопаток крыльчатки и при дефектах их изготовления. Необходимо учесть, что при наплавлении твердыми сплавами или усилении лопатки приваркой накладок с целью удлинения срока их службы может произойти ухудшение характеристики дымососа, к таким же последствиям приводит чрезмерный износ и неверное противоизносное бронирование корпуса дымососа (уменьшение проходных сечений, увеличение внутренних сопротивлений).

К дефектам газозвдушного тракта относятся неплотности, присосы холодного воздуха через обдувочные точки и места заделки их в обмуровку, лазы в обмуровке котла, неработающие горелки, гляделки в топочной камере и запальные отверстия для горелок и т.д. в результате чего увеличиваются объемы дымовых газов и соответственно сопротивление тракта. Причиной внезапного роста сопротивления может быть отрыв или заклинивание в приоткрытом положении заслонки или направляющего аппарата дымососа.

Возникновение неплотности в газовом тракте вблизи дымососа (открытый лаз, поврежденный взрывной клапан и т.п.) ведет к снижению разрежения перед дымососом и увеличению его производительности.

Сопротивление тракта до мест неплотности падает, так как дымосос работает в большей мере на подсос воздуха из этих мест, где сопротивление значительно меньше, чем в основном тракте и количество дымовых газов, забираемых им из тракта, снижается.

Характеристика машины ухудшается при увеличенном перетоке газа через зазоры между входным патрубком и рабочим колесом. Нормально диаметр патрубка в свету должен быть на 1-1,5% меньше диаметра входа в рабочее колесо; осевой

и радиальный зазоры между кромкой патрубка и входом в колесо не должны превышать 5 мм, смещение осей их отверстий не должно быть более 2-3 мм.

При параллельной работе двух дымососов (вентиляторов) надо следить за тем, чтобы все время была одинаковой их нагрузка, которую контролируют по показаниям амперметров электродвигателей.

В случае уменьшения производительности во время работы тягодутьевых машин следует проверить: направление вращения вентиляторов (дымососов); состояние лопаток рабочего колеса; соответствие чертежам узлов дымососа; разряжение перед дымососом, напор после него надо сравнить; плотность в местах прохода валов машины; плотность воздухоподогревателя.

Тягодутьевые машины ТЭС выбираются на номинальную нагрузку парового котла, однако большую часть времени работают при пониженных нагрузках. Это объясняется запасами по производительности котла по сравнению с потребностью в паре турбины, нормативными запасами тягодутьевых машин по сравнению с расчетными характеристиками газоздушного тракта, режимными колебаниями нагрузки ТЭС. Важно иметь эффективное регулирование производительности и давления тягодутьевых машин в широком диапазоне. Для этого рассчитывают эксплуатационный КПД на частичных нагрузках по формулам

$$\eta_{\Sigma} = \eta^* \eta_p \quad (9.1)$$

где  $\eta_{\Sigma}$  – КПД регулирования переменных величин;

$\eta_p$  – КПД рабочих величин;

$\eta^*$  – КПД на оптимальном режиме.

$$\eta_p = \frac{N_{ид}}{N} \quad (9.2)$$

где  $N_{ид}$  – мощность при идеальном (без потерь) регулировании;

$N$  – действительная мощность при расходе  $G$  и принятом способе регулирования.

$$N_{ид} = N_{исх} (G/G_{исх})^3 \quad (9.3)$$

$N_{\text{исх}}$  – мощность потребляемая в исходной топке на пересечении характеристик газозвоздушного тракта и вентилятора при исходном расходе  $G_{\text{исх}}$ .

$N_{\text{ид}}$  – мощность при идеальном (без потерь) регулировании.

$N$  – действительная мощность при расходе  $G$  и принятом способе регулирования.

**Условия работы питательных насосов** Питательные насосы предназначены для бесперебойного обеспечения котла водой при всех режимах работы.

Ввиду незначительного запаса воды в котле прекращения питания его дольше на более короткое время может привести к тому, что вся находящаяся в котле вода полностью испарится и начнётся грозящий аварией разогрев металла поверхностей нагрева.

В качестве питательных насосов применяют высоконадёжные водяные насосы, способные подавать воду температурой до 100-150°C. Давление, развиваемое насосом, выбирают с повышением на 40-50% по отношению к давлению пара в котле, с тем, чтобы насос мог преодолеть внутреннее давление пара в котле.

Со стороны всасывания питательные насосы присоединяют к бакам питательной воды, а напорные патрубки к питательным трубопроводам. Насосы размещают ниже баков питательной воды, с тем чтобы они всегда находились под заливом и чтобы исключена возможность разрыва потока воды при входе в насос в результате её вскипания и образование паровых пузырей.

В котельной устанавливают не менее 2 питательных насосов для питания котлов, приводимых в действие независимо один от другого, причём один из них с газовым приводом.

На блоках с давлением 13 МПа, мощностью до 210 Мвт применяются питательные насосы с электроприводом с установкой двух агрегатов производительного по 50% максимального расхода питательной воды на блоках.

На блоках сверхкритического давления (конденсационных) мощностью 300 Мвт и теплофикационных мощностью 250 Мвт устанавливают по одному питательному насосу полной производительности с приводом от паровой турбины с противодавлением и один пускорезервный электронасос половинной производительности с гидромурфтой.

На более крупных энергоблоках (500 Мвт и выше) в целях разгрузки выхлопных частей главных турбин устанавливают по

2 питательных насоса с приводом от паровых турбин конденсационного типа, каждый половинной производительности с резервированным подводом пара к приводным турбинам.

При выборе типа питательных насосов до перехода к сверхкритическому начальному давлению пара на электроустановках с единичной мощностью 210 Мвт и ниже отдавали предпочтение электроприводу с регулированием производительности на старых установках дросселированием потока, на более новых гидромuftой. Это оправдывалось при относительно небольшой мощности привода, когда КПД электродвигателя выше, чем КПД паровой турбины.

С ростом начальных параметров пара повышается относительная и абсолютная мощность питательных насосов, и их экономичность влияет на экономичность всего энергоблока.

С ростом мощности привода КПД приводных турбин становится выше, чем КПД электродвигателей и трубопровод питательных насосов становится предпочтительнее.

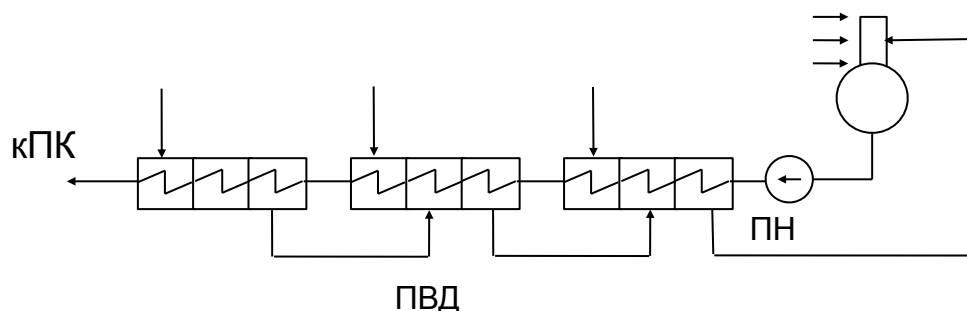
В то же время предел электродвигателей синхронного типа по мощности составляет 8 Мвт. Выше этой границы пришлось бы переходить к электродвигателям синхронного типа, менее удобным при пусках и эксплуатации, или изменять несколько параллельных питательных электронасосов меньшей производительности, что усложняет и удорожает установку.

Частота вращения насоса зависит от повышения требуемого напора, когда приходится увеличивать частоту вращения ротора насоса (при  $P_{п.п.} = 30/35 \text{ Мпа}$ , требуется  $n = 100/155 \text{ с}^{-1}$ ). При электроприводе для этого приходится изменять повышающий редуктор, что связано с дополнительными потерями энергии. Турбопривод не имеет ограничений по частоте вращения.

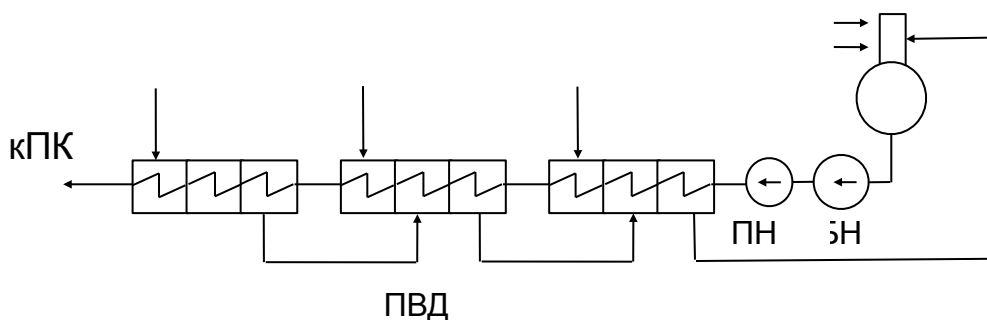
Гидромufta служит для регулирования частоты вращения ротора питательного насоса при неизменной частоте вращения электродвигателя.

Известны 3 схемы включения питательных насосов.

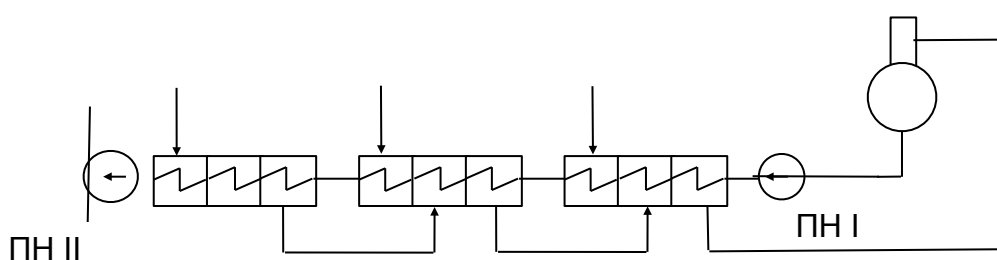
#### 1) Одноподъемная



2) Одноподъемная с последовательным включением предвключенного и основного питательного насоса



3) Двухподъемная



Преимущество двухподъёмной схемы перед одноподъёмными выполнение ПВД на менее высокое давление ( $P_{\text{лн}} = 10$  Мпа), определяется тем, что давление воды на входе в насосы второго подъема должно для предотвращения кавитации несколько повышать давление насыщения при температуре воды перед насосом. Недостатки схемы – пониженная надежность питательных насосов второго подъема, перекачивающих воду с высокой конечной ее температурой, усложнение и удорожание питательной установки, необходимость синхронизации работы насосов I и II подъема и сложность их регулирования.

На энергоблоках до 220 МВт применяют одноподъёмную схему с одним питательным насосом с электроприводом.

При неблочной структуре электростанции производительность питательной установки регулируется числом работающих насосов. Для снижения расхода воды при частичных нагрузках применяют гидромуфты. Они позволяют осуществить бесступенчатые изменения частоты вращения насоса при неизменной частоте вращения приводного электропривода с относительно небольшой энергетической потерей.

Для блоков 500 и 800 МВт питательные электронасосы отсутствуют. Вместо них устанавливаются по два на блок питательные турбонасосы, каждый производительностью на 50%

номинального расхода питательной воды в котел. В отличие от турбонасоса блока 300 МВт, где для привода используется турбина с противодавлением, приводные турбины блоков 500 и 800 МВт конденсационного типа.

Число и подача насосов для питания прямоточных котлов паропроизводительностью 450 т/г и более на закритические параметры выбираются таким образом, чтобы в случае остановки самого мощного насоса оставшиеся, включая резервный насос) обеспечили работу котла паропроизводительностью не менее 50% номинальной.

Необходимо соблюдать следующие правила: в процессе работы котла все время поддерживать уровень воды в нем по среднему уровню водоуказательного стекла; в течение смены попеременно пользоваться питательными насосами.

Механические повреждения и неполадка питательных насосов происходят вследствие: их неудовлетворительного ремонта и обслуживания, неправильной сборки, центровки и привода, балансировки во время монтажа, плохой смазки подшипников.

К тяжелым последствиям может привести отсутствие или неправильное устройство и использование разгрузочных линий питательных насосов, отсутствие или неисправность обратных клапанов и ограничителей расхода на линиях разгрузки.

**Мероприятия по обеспечению надежной работы питательных насосов.** Обеспечить правильный монтаж и тщательную ревизию насосов:

1. Проверять в отношении: отсутствие трещин и повреждений корпуса насоса, лопаток и внутренних поверхностей рабочих колес и направляющих аппаратов;
2. Производить при приемке насоса после монтажа или ремонта его опробования на холостом ходу и под нагрузкой;
3. Регулярно проверять контрольно-измерительные приборы насосов, поддерживать давление питательной воды перед насосом в соответствии с инструкцией;
4. Не допускать включение в работу питательного насоса, а также его работу на холостом ходу, при закрытой задвижке на стороне нагнетания без перепуска воды по линии рециркуляции (разгрузка).

Конденсатные насосы работают с относительно низкой частотой вращения, использованием материалов, стойких к кавитационным разрушениям, установки для первой ступени

насоса рабочих колес специальной конструкции с высокой всасывающей способностью.

Работа ТЭС связана с потреблением большого количества охлаждающей воды, которая в основном направляется в конденсаторе турбин. Циркуляционные насосы отличаются большой производительностью при относительно небольшом напоре 0,15-0,2 Мпа (15-20мм вод.ст.).

Насосы предназначены для перекачки воды с температурой 10-30<sup>0</sup>С с подачей до 18300 кг/с при напоре до 0,23 Мпа.

### **Эксплуатация арматуры котла**

Промышленная трубопроводная арматура устройство устанавливаемое на трубопроводе и ёмкости и обеспечивающие управление потоком рабочей среды путём изменения потока рабочей среды.

Различают следующие виды арматуры:

1. Запорная для перекрытия потока рабочей среды;
2. Регулирующая для регулирования параметров рабочей среды посредством изменения её расхода;
3. Предохранительная для автоматической защиты оборудования от аварийных изменений параметров;
4. Распределительно-смесительная для распределения потока рабочей среды по определенным направлениям или для смешивания потоков;
5. Обратная арматура для автоматического предотвращения обратного потока рабочей среды.
6. Запорной арматурой является клапан и задвижки.

Клапаны затворные выпускаются на диаметр условного прохода не более 150 мм. Они применяются в основном на вспомогательных паровых и водяных магистралях, где требуется большая плотность отключения. Во время работы они должны быть полностью открыты или полностью закрыты.

Запорные клапаны (в соответствии с рисунком 9.1) могут иметь ручное, местное управление или дистанционное от электропривода. Они могут устанавливаться как на горизонтальных, так и на вертикальных участках трубопроводов с направлением потоков с любой стороны. Клапаны со встроенным электроприводом могут устанавливаться только на горизонтальных трубопроводах в положении шпинделем вверх.

1 – корпус; 2 – сальниковая набивка; 3 – шток; 4 – рукоятка;  
5 – шпindelь; 6 – сальниковая букса; 7 – золотник; 8 – седло

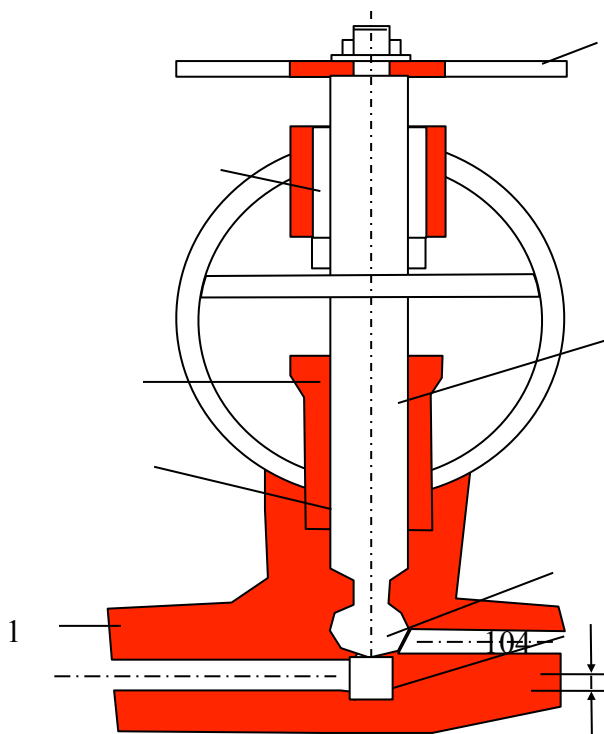
**Рисунок 9.1 – Схема клапана**

Запорные задвижки (в соответствии с рисунком 9.2) выпускаются на условные проходы от 100 до 600 мм. В корпусе задвижки поток рабочей среды не меняет своего направления. Задвижки по сравнению с клапанами имеют следующие преимущества: повышенное сопротивление давлению воды и пара, при полном открытии задвижки вода и пар не омывают её уплотнительных поверхностей.

Запорную арматуру на паропроводах располагают по возможности ближе к котлу или перегревателю. Для прямоточных котлов, а также для блоков с барабанными котлами допускается установка запорной арматуры в любом месте паропровода, соединяющего котёл с общим паропроводом или со стандартным клапаном турбины. Арматура на низкие и средние параметры среды присоединяется к трубопроводам и оборудованию при помощи фланцев на высоте и сверхкритические параметры – преимущественно сваркой.

**Рисунок 9.2 – Схема запорной задвижки**

В последнем случае фланцевые соединения иногда сохраняются в местах соединения арматуры с оборудованием, например для соединения корпуса обратного клапана с нагнетательными патрубками питательного насоса.



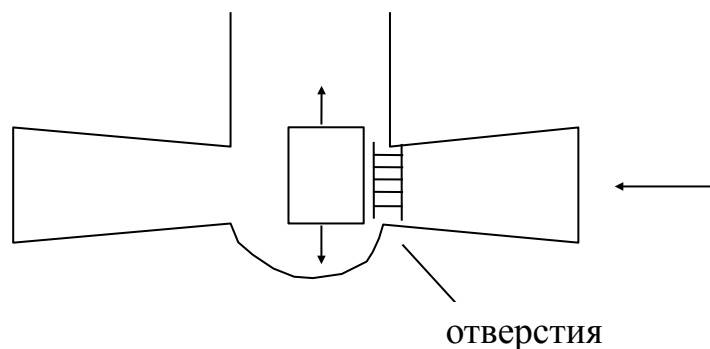


На питательных линиях каждого котла устанавливается регулирующая аппаратура. При автоматическом регулировании питания котла имеется дистанционный привод для управления арматурой с рабочего места машиниста. Регулирующая арматура включает в себя регулирующие и дроссельные клапаны, редуционные установки, охладитель газа, регуляторы уровня, конденсатоотводники. Регулирующие клапаны могут иметь возвратно-поступательные или вращательные движения зонтика. Клапаны шиберного типа:

Регулирующий орган здесь выполнен в виде двух плоских дисков, один из которых (седло) закреплен неподвижно в корпусе и имеет ряд соповых отверстий. Другой диск сплошной и как шибер может перемещаться по поверхности первого диска, открывая поочерёдно отверстия. Подбирая расположение и диаметры отверстий, можно получить необходимую расходную характеристику клапана. Встроенный электропривод позволяет осуществлять дистанционное управление клапаном.

Дроссельные клапаны поворотного типа:

Дросселирование потока осуществляется за счет создания золотником клапана узких щелей в проточных сечениях седла, запрессованного в перемычку корпуса, в соответствии с рисунком 9.3



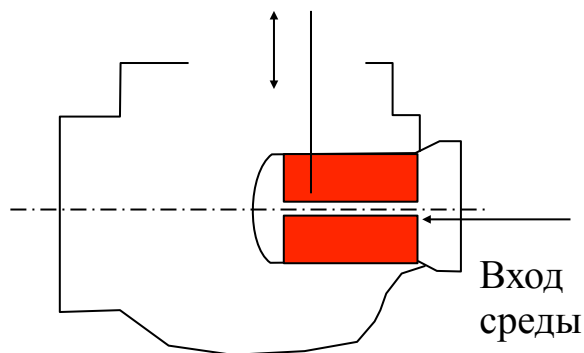
**Рисунок 9.3 – Дросселирование потока**

Редуционно-охладительное устройство, в соответствии с рисунком 9.4

1 и 7 западные задвижки; 2 клапан дроссельный; 3 шумоглушитель; 4 форсунка; 5 импульсный клапан; 6 главный предохранительный клапан; 8, 12 измерительные диафрагмы; 9 запорный вентиль; 10 ограничительная дроссельная шайба; 11 регулирующий клапан вирикса; 13

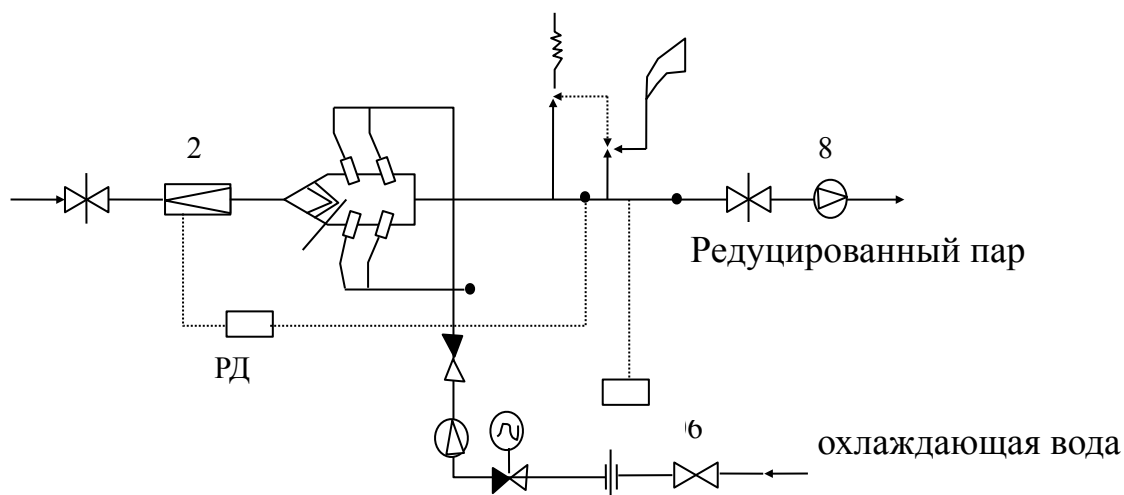
### Рисунок 9.4 Редукционно-охлаждающее устройство

Свежий пар дросселируется в клапане. После шумоглушителя паронаправителя в коллектор пароохладителя и далее к потребителю. Охлаждающая вода поступает на впрыск через запорный, регулирующий и обратный клапан. Перед регулирующим клапаном впрыска установлена ограничительная шайба, проходное сечение которой рассчитано на максимальный пропуск охлаждающей воды. Форсунки впрыска имеют механическое распыливание и крепятся коллектору пароохладителя на фланцах. В качестве охлаждающей используется питательная вода, в целях предотвращения повышения давления в магистрали редуцированного пара против нормального. Установка снабжается предохранительным клапаном или импульсно-предохранительным устройством, состоящим из импульсного клапана 5 и главного



предохранительного клапана 6.

К предохранительной арматуре относятся: предохранительные и обратные клапаны, импульсно предохранительные, переливные, пуско-сбросные и отсечно-перепускные устройства.



В работе станции возможны режимы, сопровождающиеся быстрым повышением давления среды. Предохранительные клапаны служат для быстрого снижения давления до нормы. Клапаны автоматически открываются, выпускают среду (пар) в атмосферу и закрываются также автоматически при снижении давления до нормы. Суммарное проходное сечение устанавливаемых на трубопроводе предохранительных клапанов рассчитывается на полный расход газа при минимальном режиме работы. Предохранительные клапаны различаются: прямого действия и импульсные. В рычажном клапане затвор прикрепляется к седлу действием груза, укрепленного на свободном конце рычага. Этому устройству свойственны недостатки: трудность обеспечения высокой плотности в затворе клапана, возможность прикипания клапана к седлу, малая пропускная способность. При большом номинальном расходе пара и высоких его параметрах применяются импульсно-предохранительные устройства, включающие импульсные и главным предохранительные клапаны. Импульсный угловой полноподъемный рычажно-грузовой клапан срабатывает под прямым воздействием давления пара. Главный предохранительный клапан сервомоторного типа открывается под действием давления пара, подступающего от импульсного клапана в полость сервомотора под поршнем.

Установка импульсно-предохранительного устройства на режим греющего пара деаэратора, в соответствии с рисунком 9.4

Обратные клапаны являются самодействующими предохранительными устройствами и пропускают среду только в одном направлении и автоматически закрываются при обратном её движении. Обратные клапаны устанавливаются на входе питательной воды, за ПВД, на нагнетании насосов, на паропроводах отборов турбин, на дренажных линиях, в соответствии с рисунком 9.5

1 главный предохранительный клапан; 2 игольчатый вентиль  $D_y - 10$  мм;  $P_y - 6,4$  Мпа на дренажной линии; 3 импульсный клапан  $P_y - 20$  мм,  $P_y - 6,4$  Мпа, 4 главный предохранительный клапан.

**Рисунок 9.5 Установка импульсно-предохранительного устройства**

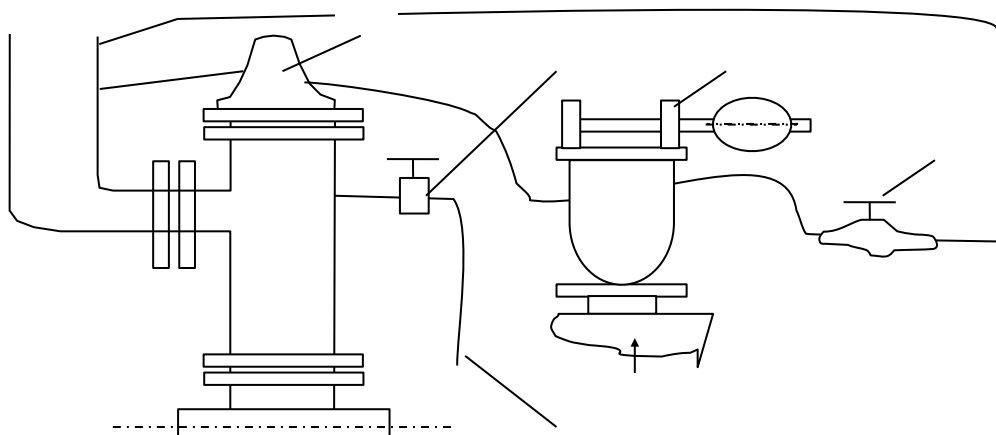
1 корпус; 2 крышка; 3 пружина; 4 горелка; 5 седло

Рисунок 9.6 Обратные клапаны

### Эксплуатация пароперегревателей

Пароперегреватель предназначен для перегрева поступающего в него насыщенного пара до заданной температуры.

По виду тепловосприятия пароперегреватели различают конвективные, располагаемые в конвективном газоходе, и радиационные, устанавливаемые на стенах топочной камеры.

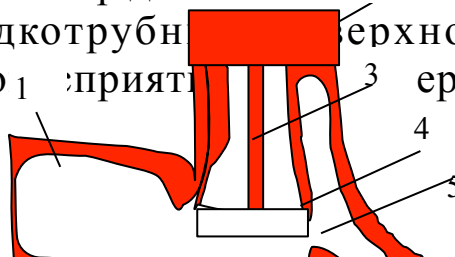


Имеются еще полурadiационные ширмовые пароперегреватели, их располагают в верхней части топки и частично в горизонтальном газоходе.

По назначению они делятся на основные, в который перегревается пар для котла и промежуточные, в которых перегревается пар, частично отработавший в турбине.

Конвективные пароперегреватели выполняются из стальных труб внутренним диаметром 20-30 мм. В промежуточных пароперегревателях диаметр достигает 50 мм.

Недостатки гладкотрубных поверхностей нагрева – ограниченное теплопередающее свойство при высоких скоростях



газового потока. По взаимному направлению греющей и обогреваемой сред различают прямоточные и противоточные схемы.

При противотоке поверхность нагрева получается наименьшей, но последние змеевики работают в тяжелых температурных условиях. Параллельный ток (прямоток) увеличивает надежность работы, но требует увеличения поверхности нагрева. Часто применяют смешанную схему, в соответствии с рисунком 9.7

а) прямоток; б) противоток; в) двойной противоток; г) смешанный ток

Рисунок 9.7

Ширмовые ступени отличаются достаточно сложной конфигурацией и работают в условиях больших неравномерностей тепловосприятий, как между отдельными ширмами, так и между отдельными трубами в пределах каждой ширмы.

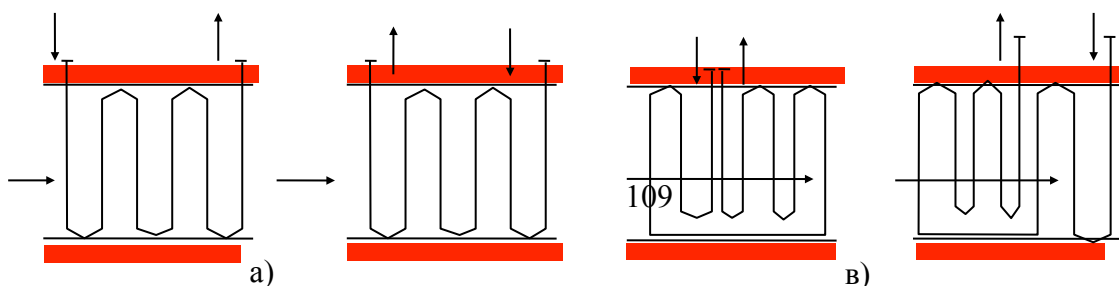
Чем ближе температура перегретого к предельно допустимой температуре металла, тем выше требования к равномерности температурного режима металла труб отдельных витков.

Средняя температура трубы перегревателя по толщине стенки не должна превышать допустимую по условиям длительной прочности, максимальная (т.е. на наружной поверхности) – предельную по условиям окалинообразования или изменения структуры металла.

Гидравлические схемы перегревателей выбираются по условиям обеспечения минимальных разверок температур по трубам при наименьших потерях давления пара.

При работе котла на металл труб пароперегревателя оказывают одновременное воздействие:

1. Высокотемпературные топочные газы различной агрессивности, зола, шлак, водяной пар;
2. Колебания температуры металла при периодической корректировке соотношения «вода-топливо» в случае эксплуатации прямоточного котла на базовом режиме;



3. Напряжения в стенках труб от внутреннего давления и тепловые напряжения, вызываемые неравномерными тепловыми потоками и нестационарными режимами эксплуатации.

Трубы перегревателей омываются дымовыми газами с температурами, достигающими перед конвективными перегревателями 1000-1100<sup>0</sup>С. Часть поверхности нагрева пароперегревателей иногда помещают вблизи выхода из топочной камеры, в верхней ее части (ширмовые полурадиационные перегреватели), или на стенках топки (радиационные перегреватели), где температуры газов еще более высоки и тепловосприятие труб из-за лучистого обогрева велико.

Максимальная (допустимая по условиям окалинообразования) температура металла труб из применяемых для перегревателя котлов перлитной 12\*1мф и аустенитной X18H12T сталей при сжигании мазута должна составлять соответственно не более 585 и 610<sup>0</sup>С. Значит, при температуре свежего пара 545<sup>0</sup>С запас по температуре металла последней ступени перегревателя ограничен и создается опасность превышения допустимой температуры металла змеевиков.

Топочная неравномерность в конвективных перегревателях усугубляется шлакованием труб. В результате температура металла отдельных змеевиков может сильно отличаться от среднего значения.

Конвективные промежуточные перегреватели, расположенные в зоне умеренных тепловых нагрузок, работающей достаточно надежно. Условия работы радиационного промежуточного перегревателя гораздо тяжелее в силу малых значений коэффициента теплоотдачи.

Условия работы металла труб тем благоприятней, чем меньше температура пара, температурная разверка по змеевикам, тепловая нагрузка, толщина стенки труб.

К металлу труб перегревателей предъявляются следующие требования: достаточная жаропрочность, обеспечивающая надежную работу поверхности нагрева в течение расчетного периода; стабильность структуры и свойств металла в течение всего периода эксплуатации, хорошая свариваемость труб.

**Причины разверки температуры пара в пароперегревателе** Различная температура пара на выходе из перегревателя вызывается неравномерным обогревом змеевиков со стороны дымовых газов (газовый перекося) или гидравлической

неравномерностью распределения пара в отдельных змеевиках (паровой перекося). Особенно неблагоприятны для труб перегревателя случаи совместного воздействия газового и парового перекося. Разница температур газов по ширине топки иногда достигает 70-100°C. Это приводит к перегреву пара и металла в отдельных змеевиках и может стать причиной их разрыва, хотя общая температура пара в смешивающих коллекторах окажется нормальной. Разность температур пара (и металла) по отдельным змеевикам ширм и конвективной части перегревателя может быть более 50°C.

С увеличением мощности (и габаритов) котла возрастает неравномерность обогрева труб по сечению газохода и тепловая разверка.

Газовый перекося вызывается неравномерностью омывания змеевиков дымовыми газами или теплового перекося в топке и распределения включенных форсунок или горелок по ширине топки или различной нагрузкой при работе топочных устройств и т.п.

Местное увеличение тепловосприимчивости части труб перегревателя и скоростей дымовых газов может произойти в результате нарушения крепления и взаимного расположения других змеевиков, затрудняющего омывание их газами. Повышенное тепловосприимчивость имеют змеевики, которые расположены в газовых коридорах между перегревателем и стенками газохода, между секциями его змеевиков или в местах, где удалены отдельные змеевики. При наличии широких проходов между отдельными змеевиками ближайшие к этим проходам змеевики воспринимают за счет радиации и конвекции большие теплоты. Повышенному перегреву подвергаются части змеевиков, омываемые внутри перегретым паром с температурой выше номинальной и при неустойчивой скорости движения пара снижает температуру стенок труб, но увеличивает гидравлическое сопротивление пароперегревателя. Поэтому скорость движения пара принимают с учетом этих факторов в пределах 20-25 м/с для промышленных котлов.

При этих скоростях гидравлическое сопротивление перегревателя не превышает 5-6% номинального давления пара.

При паровом перекося также имеет место повышенная температура стенок пароперегревателя.

Основными причинами парового перекося являются неудачная схема подвода и отвода пара, повышенное сопротивление

отдельных змеевиков, нарушение соотношения между гидравлическими сопротивлениями коллектора и змеевиков перегревателя и т.д.

Особой опасностью парового перекоса является неравномерное распределение пара в змеевиках по ширине коллектора перегревателя, вследствие чего пара, проходящего по отдельным змеевикам, меньше расчетного.

**Эксплуатация экономайзеров.** Во время растопки, если экономайзер отключен от котла, вода в нем может испариться, а стенки труб нагреться до температуры 400-450<sup>0</sup>С. Это не является опасным. Однако, необходимо помнить, что подача воды в разогретый экономайзер и резкое охлаждение его опасны.

Вода, попавшая в разогретый экономайзер, быстро испаряется, а поступившая затем порция воды конденсирует пар, заполняющий его. Вследствие этого возможны гидравлические удары, а неравномерное охлаждение элементов экономайзера создает в них большие технические напряжения.

Закипание воды в чугунном экономайзере будет сопровождаться гидравлическими ударами, которые могут повредить его. Кроме того, стенки чугунной трубы, омываемые с одной стороны газами, а с другой частично водой и частично парами, получают дополнительные напряжения от неравномерного нагрева, в результате чего могут появиться трещины в металле.

Поэтому при растопке котла экономайзер не должен оставаться без воды.

При отсутствии обходного газохода для предупреждения нагрева воды в экономайзере сверх допустимой температуры производится прокачивание через экономайзер воды, направленной по сгонной линии в бак или дренаж, либо продувка котла через нижние точки и подпитка его. Расход пара на продувку пароподогревателя также позволяет подпитать водой котел.

Если экономайзер имеет обводной газоход, горячие газы следует на время растопки котла направить через него, а заслонки прямого хода газов плотно закрыть; питательную воду необходимо подавать через экономайзер, не отключая его по воде без необходимости.



**Повреждение экономайзеров и способы их предупреждения**  
Повреждения экономайзеров котлов во всех случаях приводят к аварийному останову котла. Основными повреждениями могут быть

Стальных экономайзеров:

- коррозия труб на внутренней и наружной поверхностях нагрева в виде оспин и язвин (кислородное или кислотное разъедание);
- местный износ труб летучей золой под защитными козырьками, а также износ труб из-за завихрения дымовых газов около хомутиков крепления змеевиков и расположенных вблизи обдувочных устройств;
- нарушения плотности в местах вальцовки труб в коллекторе из-за неудовлетворительной вальцовки труб при монтаже или в результате резких изменений температуры питательной воды; кольцевые трещины на концах труб, ввальцованных в барабаны котла;
- пропуск лючковых и фланцевых соединений; образование свищей в сварных швах из-за дефектов, допущенных при изготовлении или монтаже чугунных экономайзеров.
- разрыв ребристых или гладких труб поворотов калачей вследствие гидравлических ударов или термических напряжений;
- пропуск в прокладках фланцев из-за плохой поверхности фланцевых соединений или неудовлетворительного качества прокладочного материала;
- внутреннее загрязнение поверхности труб накипью или рыхлым шлаком, а также занос наружной поверхности золой.

Эрозионный (механический) износ наружных поверхностей труб экономайзера происходит из-за истирания труб износом (золой). Интенсивность износа зависит от скорости дымовых газов, концентрации и абразивности содержащихся в них частиц топлива и шлака.

Наиболее сильному износу подвергаются поверхности расположенные в проемах между змеевиками или трубами и стенками газоходов, против щелей или неплотностей в газовых перегородках в местах поворота потока газов, местах сужения газохода.

В заключение данной главы хотелось бы отметить, что наиболее доступно с инженерной точки зрения, вышеизложенные вопросы описаны в [35].

## 10 АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Если проанализировать рост усредненного показателя среднедушевого энергопотребления в мире [24, 25], наблюдаемый рост до второй половины 70-х годов до 2000 г. С 0,8 до 2,3 т.у.т практически прекратился. Тенденций роста удельного энергопотребления за последние годы не наблюдается. Нефтяной кризис 70-х годов сменил направление вектора развития технологий в сторону энергосбережения. Дисбаланс энергопотребления, связанный с тем, что плодами высокого уровня энергопотребления пользуется только 1/6 населения Земли, используя при этом 2/3 вырабатываемой энергии, постепенно будет нивелироваться уже за счет резкого роста новейших и наукоемких технологий в ключевых отраслях промышленности, отличающихся высокими показателями энергоемкости, например, металлургия, строительная сфера, двигателестроение и т.д.

Перед странами СНГ стоит задача значительного роста ВВП. Совершенно очевидно, что их сырьевая направленность является сдерживающим фактором в достижении этой непростой цели. Вывод о скорейшем развитии новых технологий по энергосбережению и росту энергетической эффективности промышленной продукции, сделанный в [24], совершенно очевиден с точки зрения стратегии достижения роста ВВП. Приведенный в таблице 10.1 потенциал организационно-технологических мер экономии энергоресурсов (по состоянию на 2000 год) [26] иллюстрирует гигантские резервы в энергосбережении.

Таблица 10.1 Потенциал экономии энергоресурсов

Отрасли	Элект роэне ргия, млрд кВт час	Центра лизова нное тепло, Гкал в год	Топли во, млн, т.у.т	Всего	
				Млн. т.у.т	%

Энергетический комплекс, в том числе электроэнергетика и теплоснабжение	29-35	70-80	99-110	120-135	33-31
Промышленность и строительство	110-135	150-190	49-63	110-140	31-33
Транспорт	7-11	-	22-26	23-30	6-7
Сельское хозяйство	4-5	5	9-11	12-15	3
Коммунально-бытовой сектор	70-74	120-135	51-60	95-110	27-26
Итого	220-260	345-410	230-270	360-430	100

Если проанализировать ситуацию с состоянием топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в Казахстане, приведенные в Таблице 10.2 [27], то можно заметить начало роста угледобычи и вместе с тем снижение теплопотребления.

Несмотря на то, что республика, располагая разведанными запасами угля в 34,1 млрд. тонн при прогнозных 89,8 млрд. тонн, входит в десятку крупнейших его производителей на мировом рынке (3,6% мировых запасов и около 2% мировой добычи), за прошедшее 10-летие добыча угля в Казахстане сократилась почти вдвое. И это при том, что в стране 70% ТЭС работают на угле и лишь 15% - на газомазутном топливе (доля ГЭС в структуре электроэнергетики республики составляет всего около 15%). В отрасли произошли структурные изменения в потреблении различных видов энергоносителей, обусловленные в основном ростом тарифов и цен на топливно-энергетические ресурсы. Так, в декабре 2000 г. относительно декабря 1999 г. они увеличились на 33,8%, в том числе цена добычи природного газа - на 63,5%, нефти - на 56,8%. В то же время цена добычи угля снизилась на 5,8% [28], но возросли расходы на его транспортировку. Значительный рост цен на природный газ и общий дефицит привел к отказу от использования сжиженного газа на транспорте и вынудил многих потребителей перейти на мазут, ранее рассматривавшийся как резервное топливо.

**Таблица 10.2      Динамика производства энергоносителей в Казахстане**

Производство	1990	1992	1994	1996	1998	1999	2000
--------------	------	------	------	------	------	------	------

Угля, млн. тонн	131,4	126,5	104,6	76,8	69,8	58,4	74,8
Нефти, млн. тонн	21,7	21,9	18,5	21,1	23,8	26,7	30,6
Газа-конденсата, млн. тонн	4,1	3,9	1,7	1,9	2,1	3,4	4,7
Газа природного, млрд. м <sup>3</sup>	7,1	8,1	4,5	6,5	7,9	9,9	11,5
Электроэнергии, млн. кВт/ч	87379	82701	66397	59038	49145	47498	51444
Тепловая энергия, млн. Гкал	125,9	124,8	97,6	76,6	66,8	63,3	61,8

Экспорт Казахстаном энергоресурсов в Россию в 2000 г.: в стоимостном выражении, по сравнению с предыдущим годом, возрос в 2,7 раза. В том числе, экспорт нефти в натуральном исчислении вырос в 1,5 раза; газового конденсата - в 2,1 раза; каменного угля - в 1,7 раза. Вместе с тем, в 1,9 раза увеличился импорт энергоресурсов из России: природного газа, электроэнергии, нефтепродуктов (в 2,2 раза) и пр. [29].

В структурном потреблении энергетических ресурсов промышленностью Казахстана большую часть занимают отрасли первого передела: более 65% электроэнергии потребляется промышленностью, около 12% населением, по 10% социальной сферой и сельским хозяйством. Из таблицы 10.3 заметна разница в объемах энергоемкости более чем в 2 раза по сравнению с аналогичными отраслями США [30]. Резервы энергосбережения как в России, так и Казахстане огромны. Сокращение энергоемкости промышленной продукции также прямо связана с задачами роста ВВП, которые стоят перед нашими странами. В то же время необходимо учитывать фактор изменения динамики энергопотребления, анализ влияния которой проанализирован в работе [25, 31].

**Таблица 10.3 Сравнительный расход энергоресурсов на производство некоторых видов продукции**

Производство	Расход энергии на 1 тонну, кВт*час	
	США	РК

1. Добыча медной руды	3883,3	11875,5
2. Выплавка меди	491,7	2754,0
3. Электролиз меди	300,0	600,0
4. Глинозем	240,0	670,0
5. Прокат черных металлов	123,0	190,0
6. Сталь	152,0	650,0
7. Чугун	240,0	670,0

Всеобщие процессы глобализации и усиливающейся на этом фоне интеграции крупнейших энергосистем [31], например, Северная Америка, Европа, Северная Евразия и др., определяет и главную цель научно-технического прогресса – удешевления энергии для потребителей при смягчении ресурсных и экологических ограничений на ее использование. Кроме того, из анализа многих источников, совершенно четко видна тенденция к децентрализованной и индивидуальной системе энергоснабжения человека. Новые миниатюрные технологии в производстве лопаточных машин – микротурбин и дизельных электрогенераторов [9, 24, 25] малой и средней мощности, а также создание высокофорсированных и экономичных генераторов теплоты, компактных теплообменников для утилизации низкопотенциальных источников теплоты [31, 32], автономного тепло – и энергоснабжения отдельных домов, зданий и сооружений способствует этим процессам.

В современный период уже не вызывает удивление строительство в таких странах как США, Швеции и Японии «экологичных» или «энергопассивных» домов, в которых практически не используются не возобновляемые источники энергии и материалы. Причем по уровню комфорта они ничем не уступают существующему жилью. В Стокгольме уже более 20 лет успешно эксплуатируется комфортабельный дом, с бассейном и огромным зимним садом, не имеющий не только канализации, тепло- и энергоснабжения, но даже водопровода.

По данным части докладов экспертов Всемирного Конгресса по возобновляемым источникам энергии Renewable 2004, состоявшегося в Бонне в июне 2004 года, нынешняя структура потребления энергии не приспособлена к условиям уже самого ближайшего будущего. Лишь 20% населения используют 80% всей производимой энергии, т.е. углеводороды и ядерное топливо. Даже незначительный рост потребления энергии

в развивающихся странах приведет к значительному усилению парникового эффекта.

По словам генерального директора НПО «ЭНЭЛЭКО» академика Е.Б. Казанского средний пиковый расход энергии в московских домах составляет 50 ватт на м<sup>2</sup>. Новая комплексная программа энергосбережения в Швеции предполагает снизить этот показатель до 8 ватт. В странах СНГ принято проектировать дома на 15 секций батарей отопления, дающие 2000 Вт, тогда как средней комнате для отопления достаточно 500 ватт. При подаче от ТЭЦ теплоносителя с температурой 130 °С, в связи с теплотериями при транспортировке, до квартиры она доходит с температурой 50-70 °С, к тому же через 5 лет внутренняя поверхность батарей отопления покроется ржавчиной и забьется песком и шламом. Очевидно, что гораздо экономичнее и проще генерировать тепло прямо в доме. А в германском городе Аугсбурге, где находится научный центр по энергосбережению, доступный всем желающим, вообще запрещена передача теплоты на расстояние более чем 300 м, т.к. она не рентабельна. Кажущаяся дороговизна транспорта электричества компенсируется тем, что его расход можно легко регулировать. При этом электрический кабель проложить или отремонтировать гораздо проще и дешевле, чем теплотрассу. В Чехии реализуется комплексная программа энергосбережения по принципу децентрализации тепло и электроснабжения. В жилом секторе началось внедрение малых электростанций. Небольшая фирма «ТЕДОМ», то есть «теплый дом», производит газопоршневые электростанции с отбором тепла из двигателя, способные одновременно производить электричество и тепло (так называемые когенерационные установки). По мнению академика Б.Г. Казанского, во многих местах выгоднее не реконструировать элементы существующей централизованной энергосистемы, а создавать новую децентрализованную.

Кроме того, известны и другие недостатки по учету и распределению электрической и тепловой энергии в жилых домах и зданиях социальной сферы:

- слабый контроль руководства за расходом энергоносителей;
- отсутствие энергетических паспортов;
- отсутствие во многих организациях счетчиков расходов тепловой энергии и холодной воды;

- отсутствие автоматического регулирования систем освещения и неправильный выбор типов осветительных приборов и источников света;
- отсутствие автоматизации регулирования систем отопления горячего водоснабжения и вентиляции;
- большие теплопотери через ограждающие конструкции и окна.

Анализ множества других публикаций и материалов различных конференций и форумов по вопросам развития энергетики и энергосбережения позволяет сформулировать общие задачи и пути по их решению. Тенденция к децентрализации источников теплоты и электроэнергии уже достаточно четко проявлена.

Характерная централизация теплоснабжения, в условиях реструктуризации промышленности и резкого уменьшения удельной энергоемкости, связанной со спадом производства ставит ТЭЦ в непростое положение. Изношенность основных энергетических фондов и особенно многокилометровых систем отопления часто приводит к известным тяжелым социальным и экономическим последствиям.

В настоящее время в странах СНГ и развитых странах запада идет активный поиск решений для выработки долгосрочной стратегии развития энергетики. Например, известен факт, что в 2000 г. выработан парковый ресурс 36,4 млн. кВт (17%) мощности электростанций России, в том числе ТЭС – 14,9 млн. кВт (7%). В результате старения основных фондов располагаемая мощность электростанций не превышает 190 млн. кВт, а фактически используемая мощность в энергетическом балансе страны составляет 175 млн. кВт. Задачи роста параметров пара, увеличение доли СКД и ГТУ, а также постепенное снижение потребления природного газа ставится по прерогативе в один ряд с развитием децентрализованной энергетики и автономных источников энергии [11]. В 2000 г. общий доход РАО «ЕЭС России» и входящих в него предприятий от продажи около 850 млрд. кВт · час не превысил 13 млрд. дол. США. При этом потребность в капитальных вложениях только для тепловых электростанций составляет более 40, а по данным [36] – превышает 100 млрд. дол. США.

За период с 1990 г. по 2000 г., по оценке экспертов, теплопотребление по Казахстану в целом сократилось на 15%. Проявились структурные перемены в теплопотреблении, которые

характеризуются сокращением доли централизованного теплоснабжения с 50% до 35% в 2000 г., в том числе ТЭЦ – с 42% до 29%. К началу 2000 года мелкие котельные и печи обеспечивали 66% нужд на теплоснабжение против 52% в 1990 г. за счет сокращения теплопотребления промышленностью в зонах централизованного теплоснабжения и строительства нескольких тысяч автономных систем теплоснабжения (АСО). В начале 90-х годов в системах централизованного теплоснабжения городов Республики Казахстан функционировало около 7000 км магистральных и распределительных тепловых сетей. Протяженность внутриквартальных тепловых сетей и сетей от районных котельных составляет 12-15 тыс. км. К 2000 году 60% из них отработали более 24 лет. Из-за роста неизбежных тепловых потерь тепловые сети в качестве самостоятельных предприятий стали повсеместно убыточными [37].

В странах Европейского союза, Канады США и Японии четко просматривается тенденция некоторого уменьшения доли углеводородных источников теплоты и энергии в общей структуре потребления энергоносителей этих стран. Приоритеты отдаются «малой» энергетике и возобновляемым источникам энергии. Ожидается, что доля угля в мировом производстве электроэнергии к 2015 г. удвоится и составит 50 против 25% в настоящее время. Только в США на угле производится 56% электроэнергии, несмотря на существенное вторжение в топливный баланс природного газа в течение нескольких последних лет. Однако традиционные тепловые электростанции, работающие на угле, сталкиваются с серьезным и правомерным ужесточением экологических требований [18].

Таким образом, видно, что, несмотря на различие в структурах энергосистем стран СНГ и развитых стран Запада, общая тенденция к развитию малой энергетики, автономных и возобновляемых источников энергии и теплоты, а также децентрализации энергетики устойчиво растет. Решение же задачи роста ВВП, что особенно актуально для стран СНГ, связано с опережающим развитием наукоемких технологий и производств без увеличения расхода энергии, за счет массовой реализации организационных и технологических мер энергосбережения [26].

Таким образом, на энергетических ТЭЦ экономия топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и экологическая безопасность



может достигаться путем внедрения следующих мероприятий [38]:

- комбинированной выработки тепловой и электрической энергии;
- внедрения парогазовых установок для выработки тепловой и электрической энергии;
- внедрение промежуточного перегрева пара;
- применение пара высокого давления;
- газификация твердого и жидкого топлива и применение искусственного газа в качестве топлива для котельных агрегатов;
- использование теплоты циркуляционной воды, охлаждающей конденсатор;
- установки котельных агрегатов и турбогенераторов большой мощности;
- перевода котельных малой мощности в режим работы тепловой станции за счет установки паровых турбин;
- использование водомазутных эмульсий, водоугольных суспензий, водогазовых аэрозолей;
- нормирование расхода топливно-энергетических ресурсов.

Следует отметить, что если преобразование потенциальной энергии топлива в теплоту пара в котельных агрегатах происходит с высоким КПД (80-90%), то использование теплоты в теплотехнологических установках составляет всего 30-60% поэтому значительным резервом повышения эффективности использования теплоты и, соответственно, топлива является рационализация теплотехнологических процессов и установок.

Вторичные энергетические ресурсы являются также значительным источником экономии ТЭР. К ним можно отнести следующие виды:

- теплоту паровоздушной смеси, удаляемой из сушильных машин и систем общеобменной вентиляции;
- теплоту парогазовой смеси, вырабатываемой из котельных агрегатов;
- теплоту технологической сбросной воды и теплой воды из конденсаторов паровых турбин и сточных вод различных технологических печей и подобных установок;
- теплоту нагретого материала.

Значительный эффект в экономии ТЭР может быть достигнут рациональным сбором и возвратом на ТЭЦ конденсата от теплотехнологических установок.

В качестве перспективных мероприятий в области экономии ТЭР является применение теплонасосных установок, устанавливаемых для утилизации низкопотенциальной теплоты паровоздушной смеси, а также теплой воды от энергетических и технологических установок.

### **10.1 Некоторые практические примеры реализации ресурсосберегающих технологий в промышленности**

Некоторой иллюстрацией предметной реализации ресурсосберегающих технологий в некоторых отраслях промышленности и теплоэнергетики могут послужить следующие модернизированные и разработанные устройства.

Одной из главных задач современного производства является разработка высокотехнологичных и управляемых термических процессов при одновременном решении вопросов энергосбережения и высокого качества производимой продукции. Практический анализ состояния технологии изготовления обмоточных проводов с фторопластовой изоляцией на ряде предприятий кабельной промышленности показал, что имеются значительные резервы в повышении качества термообработки и производительности труда. В связи с ростом уровня требований к конструкциям проводов с высокими электротехническими свойствами, к которым относятся провода с фторопластовой изоляцией, актуальной становится задача обеспечения качественных эксплуатационных характеристик данных изделий [39].

Фторопластовая изоляция представляет собой многослойную конструкцию, состоящую из соединенных между собой двух или нескольких пленочных полимерных лент, обмотанных вокруг токоведущих жил. Соединение полимерных лент между собой осуществляется различными методами. Один из таких методов это спекание слоев изоляции. Под термином спекание фторопласта подразумевается процесс полимеризации длинных молекул фторопласта. Фторопласт обладает высокими диэлектрическими свойствами, стойкостью к химическому и температурному воздействию. Однако спекание изоляции должно производиться в строго определенном температурном режиме, а именно так, чтобы температура по всей толщине изоляции была не менее 330 °С и не более 450 °С. Более высокая температура спекания приведет к растрескиванию изоляции,

а более низкая к её плохой спекаемости. В настоящей работе рассматриваются тепловые и электротехнические аспекты управления и распределения потоков энергии в индукционных нагревателях косвенного нагрева, работающие на промышленной частоте 50 Гц, для получения эффективного промышленного образца нагревателя.

В ходе экспериментальных исследований автором решались задачи: определения рациональных размеров индуктора, его электрических параметров и энергетических показателей, обеспечение технологически необходимого распределения температур в индукционном нагревателе, а также согласование параметров электромагнитной системы «индуктор - нагрузка» с напряжением питающей сети.

Основными технологическими циклами изготовления проводов на предприятиях кабельной промышленности являются обжиг медной или посеребренной проволоки, скрутка токопроводящей жилы, обмотка сырой фторопластовой пленкой и термообработка с целью формирования сплошной монолитной изоляции. Например, на Семипалатинском заводе «Казахкабель» применялась сырая каландровая лента из фторопласта, представляющая собой не подвергнутую спеканию двухосно ориентированную пленку. Особенностью её являлось то, что она накладывалась на жилу в сыром (не запеченном) виде, а последующая термообработка провода позволяла получить герметичную изоляцию. Термообработка проводов осуществлялась в среде инертного газа, как правило, углекислого газа. При этом медная жила не окислялась при повышенной температуре.

Анализ зависимости времени спекания от температуры на поверхности изоляции показал, что при условии сохранения оптимального времени термообработки, единственным резервом производительности явилось увеличение длины зоны действия технологичных температур. В действующих 52 индукционных нагревателях для спекания фторопластовой изоляции был реализован равномерный шаг намотки, недостатком которого являлся довольно короткий участок необходимой температуры спекания (рисунок 10.1, кривая 1). Зона спекания с необходимым уровнем температур составляла до модернизации печи не более 25% от всей зоны нагрева. Кроме того, в ряде случаев происходил режим превышения технологичных температур, что приводило к растрескиванию полученной изоляции. Оба этих обстоятельства

приводило к повышению процента производственного брака, и снижали производительность печей спекания изоляции. Стало очевидным, что для увеличения зоны термообработки целесообразно было осуществить перераспределение мощности, разбив индуктор или печь на участки с различным шагом намотки. После серии экспериментов, произведенных на базе разработанной расчетной методики, оказалось, что для достижения приемлемого распределения температур достаточно было реализовать три участка с различными шагами намотки. Увеличение зоны благоприятной температуры спекания в 2,5 раза (рисунок 10.1, кривая 2) позволило резко снизить процент брака и увеличить скорость протяжки кабеля внутри печи в 2 раза.

### Рисунок 10.1 Распределение температур внутри печи

Известно, что стационарный режим нагрева любой электротермической установки или печи наступает при равенстве выделяемой мощности  $P$  и тепловых потерь  $Q$ . Для расчета коэффициентов теплоотдачи на горизонтальном участке индуктора (изоляции), и вертикальном фланцевом были использованы известные зависимости для вертикальных и горизонтальных труб при естественной конвекции:

$$Nu = 0,18 \cdot (Gr \cdot Pr)^{0,125}, \quad (10.1)$$

где  $Nu$  – критерий Нуссельта,

$Gr$  – число Грасгофа,

$Pr$  – число Прандтля.

А тепловые потери по участкам индуктора определялись по соотношениям:

$$Q_{ст.} = ((T_m - T_0) / (\sigma_{из} / \lambda_{из} + 1/\alpha_{г})) \cdot S_{г},$$

для горизонтального

$$Q_{ст.} = ((T_m - T_0) / (\sigma_{м} / \lambda_{м} + 1/\alpha_{в})) \cdot S_{ф}, \quad (10.2)$$

для вертикального участков печи,

где  $T_m$  – температура металла полого цилиндра печи;

$T_0$  – температура окружаю-щей среды;

$\sigma$  – толщина изоляции и материала, соответственно;

$\lambda$  – коэффициент теплопроводности металла и изоляции, соответственно;

$\alpha$  – коэффициенты теплоотдачи;

$S$  – площадь горизонтального и вертикального (фланцевого) участков печи.

Изменение температуры на поверхности провода  $T_{r=r_0}$  определялась по формуле:

$$T_{r=r_0} = P (Bi) \exp (- \mu_i \cdot Fo) \quad (10.3)$$

где  $Fo$  – число Фурье;

$Bi$  – число Био;

значения  $P$  и  $\mu_i$  определялись из справочных данных.

Данные расчетов по этим зависимостям явились исходными для электрического расчета индукционной установки, т.е. по необходимой тепловой мощности на её участках определялись: шаг намотки, напряжение, которые необходимо было приложить к каждому участку, а также параметры электромагнитного поля. Спроектированная индукционная печь должна была обеспечивать одностадийный нагрев в продольном магнитном поле полый загрузки круглого сечения. Для нагрева использовался секционный индуктор, питающийся от сети с номинальным напряжением равным 220 В и промышленной частотой 50 Гц.

Известно, что энергетические характеристики индукционных нагревательных установок зависят от конфигурации, геометрических размеров и электрофизических параметров нагреваемого проводника и индуктора, а также глубины проникновения электромагнитной волны в данный проводник. Однако расчет усложнялся наличием нелинейности участков печи с различными шагами намотки индуктора. Автором был реализован алгоритм расчета со следующей последовательностью. Производилась оценка напряженности магнитного поля ( $H$ ), исходя из конкретных условий работы индуктора: силы тока, приложенного напряжения, а также шага намотки участков. Далее производились следующие операции: определение электрических параметров, участков в пределах изменения  $H$ ; распределение напряжения на этих участках; сравнение выделяемой мощности на участках печи

с мощностями, полученными из теплового расчета. Итерационный процесс расчета с изменением длины и плотности намотки индукционного провода производились до равенства  $P_i$  и  $Q_i$  на всех участках. Расчет параметров теплообмена для движущегося длинномерного материала, также был реализован на основе созданной программы расчета. На базе созданной методики расчета был произведен опытно-промышленный образец индукционной печи, реализованный на Семипалатинском заводе «Казахкабель».

В результате зона благоприятных технологических температур была увеличена почти в 2 раза. Увеличение скорости прохождения проволоки внутри печи привело к значительному росту производительности изготовленного опытно – промышленного образца индуктора и практическому исключению производственного брака. Таким образом, был реализован проект промышленной модернизации индукционной печи для термообработки фторопластовых покрытий и решена сопряженная техническая задача равномерного распределения тепловых и электромагнитных энергетических потоков. Результаты проведенных исследований могут быть использованы и на других производствах, где есть технологическая необходимость получения равномерного температурного поля в установках индукционного нагрева.

В этой связи, актуальной проблемой является разработка и создание экологически чистых и экономичных автономных генераторов теплоты для нужд децентрализованного отопления и вентиляции. В основе известного из периодической печати генератора конструкции инженера Потапова лежит принцип использования управляемой гидродинамическим способом кавитации. В настоящее время использование явления кавитации в самых различных инженерных приложениях резко возросло [40]. Разрозненные группы инженеров и ученых независимо друг от друга приходили к созданию кавитационных генераторов теплоты с высоким значением коэффициента полезного действия. Например, Калининградское ОКБ «Факел» изготовило опытно-промышленный образец кавитационного генератора теплоты с высоким коэффициентом преобразования энергии для отопления железнодорожных пассажирских вагонов, который превосходит по теплоэнергетическим и экономическим характеристикам дизельную печь конструкции германской фирмы BOCSH, предназначенную для этих же целей, в несколько раз.

Физическая сущность кавитации заключается, как известно, в образовании в жидкости парогазовых пузырьков при местном понижении давления. При акустической кавитации пузырьки возникают в поле переменного давления, создаваемого ультразвуковым излучателем, при гидродинамической давление понижается в потоке быстро движущейся жидкости. При течении жидкости в определенных условиях через трубу Вентури в конфузорной части происходит увеличение скорости и падение давления с появлением пристенной кавитационной области. В расширяющейся части потока (диффузор) скорость уменьшается, а давление возрастает и кипение прекращается; выделившиеся пары частично или полностью конденсируются, а газы постепенно растворяются. При этом основную роль в проявлениях кавитации – эрозионном разрушении стенок различных машин, иницировании и ускорении химических реакций, излучении звука и сонолюменисценции и т.д. – играет роль фаза схлопывания, когда энергия, содержащаяся в пузырьках в фазе их расширения, конденсируется и концентрируется в очень малых объемах (около  $10^{-6}$  мм<sup>3</sup>) и в течение очень короткого промежутка времени (примерно  $10^{-6}$  с). По некоторым данным скорость при схлопывании кавитационных каверн скорость генерируемых струй жидкости превышает 120 м/с. Для организации искусственно созданной и управляемой кавитации автором был сконструирован и запатентован [41, 42] узел – кавитационный генератор теплоты. Базовым элементом этого узла послужила специально сконструированная труба Вентури, со встроенными в области перехода конфузорной части в диффузорную, закручивающими лопатками. Такая конструкция позволяла организовать отрыв пограничного слоя воды от пристенной зоны и сконцентрировать область схлопывания пузырьков в центре начала диффузорной части трубы Вентури.

На созданной экспериментальной установке удалось получить некоторые данные по преобразованию энергии фазы схлопывания в тепловую энергию. Вероятно, что основной вклад в генерацию теплоты вносят скрытая теплота парообразования, теплота фазового перехода, а также энергия разрушения межатомных связей, величина которой составляет, как известно, 400-600 кДж/моль. Очевидно, что при такой организации процесса теплообмена происходит его сдвиг в область неравновесных фазовых переходов. В начале диффузорной части кавитационного генератора появлялся источник объемного тепловыделения в виде

области сконцентрированных пузырьков, которые захлопывались под действием повышения давления, выделяя при этом определенное количество теплоты. При этом темп нагрева воды в демпфирующей емкости мог составлять несколько градусов в минуту, а достигаемый перепад температур достигал  $80^{\circ}\text{K}$ . Замеры электрических показателей трех модификаций центробежных насосов и конечной разности температур воды в демпфирующих емкостях ( $0,15$  и  $0,08\text{ м}^3$ ) показали что, на  $1\text{ кВт}$  электрической мощности на привод насоса можно получить  $0,72\text{--}0,85\text{ кВт}$  тепловой мощности с учетом потерь в окружающую среду и на нагрев металла оборудования.

Разработанный способ получения теплоты вполне может конкурировать с высокофорсированными АСО с топливным или электрическим нагревом теплоносителя, в которых коэффициент полезного действия достигает  $95\text{--}97\%$ . С точки зрения экономической эффективности, в данном случае не требуется специальных систем подготовки воды и использования топлива, а отсутствие электронагрева делает установку более безопасной в эксплуатации. Созданный на основе полученного эффекта опытно-промышленный образец тепло генератора прошел успешные промышленные испытания.

Стремление многих компаний инвестировать развитие энергосберегающих технологий и возобновляемых источников энергии совершенно оправдано как экономической ситуацией, так и предопределяется ходом научно-технического прогресса. Примеры практической реализации инженерных приложений в области энергосбережения, выполненные автором и приведенные в данном учебном пособии, являются лишь фрагментом огромного спектра научно-технических задач, которые предстоит решить.

### **Литература**

1. Гиршфельд В.Я. и др. Режимы работы и эксплуатации ТЭС. – М.: Энергия, 1980. – 262 с.
2. Качан А.Р. Режимы работы и эксплуатации ТЭС. – Минск.: Высшая школа, 1978. – 227 с.



3. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 446 с.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (14 издание) – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 288 с.
5. Доброхотов В.И., Жгулев А.О. Эксплуатация энергетических блоков. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 256 с.
6. Капелович Б.Э. Эксплуатация паротурбинных установок. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 256 с.
7. Усов С.В., Казаров С.А. Режимы тепловых электрических станций. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 237 с.
8. Баранов П.А. Эксплуатация и ремонт паровых и водогрейных котлов. М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.
9. Энергетика за рубежом. Приложение к журналу Энергетик. М.: Энергия, 2002., № 1.
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (14 издание) – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 446 с.
11. Фаворский О.Н., Леонтьев А.И., Федоров В.А., Мильман О.О. Эффективные технологии производства электрической и тепловой энергии с использованием органического топлива. Теплоэнергетика, № 9. 2003. С. 19-21.
12. Липец А.У., Кузнецова С.М., Дирина Л.В., Ионкина О.Н., Буренкова Р.Б. Новые технические решения по совершенствованию тепловой схемы энергоблока на суперкритические параметры. Теплоэнергетика, № 10. – 2003. С. 65-67.
13. Резников М.И., Липов Ю.М. Паровые котлы тепловых электрических станций: Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 240 с.
14. Б.Д. Гусев, Р.И. Калинин, А.Я. Благовещенский. Гидродинамические аспекты надежности современных энергетических установок. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. Отделение, 1989. – 216 с.
15. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
16. Капелович Б.Э. Эксплуатация паротурбинных установок. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 256 с.
17. Капур К., Либерсон Л. Надежность и проектирование систем. М.: Мир, 1980.
18. Power, v. 143, № 6. – 1999. P. 29-39.

19. Олховский Г.Г., Тумановский А.Г. Применение новых технологий при техническом перевооружении угольных ТЭС. Теплоэнергетика № 9. – 2003. С. 7-9.
20. Стратегия развития энергетического машиностроения России до 2010 г. М.: Минэкономики России, 1999.
21. Энергетическая стратегия России на период до 2020. М.: Минэнерго России, 2001.
22. Дюсенов К.М. Физико-технические вопросы управления тепломассобменом в высокофорсированных теплообменниках, каналах энергетических установок и кавитационных генераторах теплоты. Социальные и экономические аспекты развития региона: проблемы и перспективы, Материалы III международной научно-практической конференции, Вестник Павлодарского университета, № 3 (12). 2003. С. 147-150.
23. Дюсенов К.М. Эксплуатация энергооборудования тепловых электрических станций, Учебное пособие. Научно-издательский центр Павлодарского государственного университета им. С. Торайгырова, 2003. 54 с.
24. IEA, Energy Balance of Non OECD Countries 1999-2000.
25. IEA, World Energy Outlook. 2001.
26. А.А. Макаров, В.Е. Фортов. Тенденции развития мировой энергетики и энергетическая стратегия России. Вестник РАН, 2004 том 74, № 3. С. 195-208.
27. Статистическое обозрение Казахстана, № 2. 2001.
28. Л. Булебаева, Основные итоги социально-экономического развития Республики Казахстан в 2000 г. Экономика и статистика, № 1. – 2001. с. 81.
29. Petroleum, № 1, 2001, p.7.
30. Ж.Х. Давильбекова, Промышленность Казахстана: опыт, проблемы, прогноз. Алматы, 1999. С. 178-179.
31. А.А. Макаров. Мировая энергетика и Евразийское энергетическое пространство. М.: Энергоатомиздат, 1997.
32. K.M. Dusenov, V.S. Popov, V.P. Motulevich, E.D. Sergievskii, L.S. Yanovskii. Experimental Investigation and a Method of Calculating Friction and Heat Transfer with a Permeable Wall. New-York, Thermal Engineering, 33 (4). – 1987. pp. 29-32.
33. Глазырин А.И., Глазырин А.А., Орумбаев Р.К. Коррозия и консервация теплоэнергетического оборудования - Павлодар: ЭКО, 2011. 726 с.
34. Никифоров А.С. Методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплине «Спецвопросы сжигания

- топлива» для студентов теплоэнергетических специальностей.  
– Павлодар: ИнЕУ, 2006.
35. Трембовля В.И., Фингер Е.Д., Авдеева А.А. Теплотехнические испытания котельных установок. – М.: Энергия, 1977. 296 с.
  36. О мерах по совершенствованию топливной политики в энергетике на период до 2015 г. М.: РАО «ЕЭС России», 2000.
  37. Андреев Г. Модернизация систем теплоснабжения. Энергетика, Алматы, 2002, № 1. С. 10-11.
  38. Бельский А.П., Лакомкин В.Ю. Энергосбережение в энергетике и теплотехнологиях. Учебное пособие, СПб. ТУ: 2007. 135 с.
  39. Дюсенов К.М. Вопросы управления теплообменом в сопряженных задачах индукционного нагрева и технологической обработки длинномерных полимерных покрытий. Промышленная энергетика, Москва, № 4. – 2005. С. 44-47.
  40. Дюсенов К.М. Некоторые аспекты эффективности генераторов теплоты на основе управляемых процессов кавитации. Энергосбережение и водоподготовка, Москва, № 4. – 2004. С. 35-37.
  41. Дюсенов К.М. Нагревательное устройство. Инновационный патент Республики Казахстан № 24011, 2010.
  42. Dyussenov K. CAVITATION HEAT GENERATOR, Provisional Patent Application (PPA) CONFIRMATION NO. 2478 from 25.12.2012 (Предварительный патент США).

*Для тех, кто стремится к успешному будущему*

## **ИННОВАЦИОННЫЙ ЕВРАЗИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ (ИнЕУ)**

ведущий многопрофильный вуз РК, ведет подготовку по 55 специальностям технического, экономического, юридического, естественнонаучного и гуманитарного направлений.

**В университете действует многоуровневая система образования:**

- школа-лицей
- профессиональный лицей
- колледж
- вуз
- магистратура
- докторантура PhD

**ИнЕУ современный студенческий городок, в составе которого:**

- пять современных учебных корпусов
- библиотечно-информационный комплекс
- компьютерные классы с выходом в Интернет
- редакционно-издательский центр
- спортивные залы и площадки
- студенческие кафе
- благоустроенное общежитие

В ИнЕУ можно получить образование с выдачей диплома государственного образца РК;

международное образование с выдачей диплома вузов России, США, Германии;

дополнительное профессиональное образование (ИПК, курсы иностранных языков, информационных технологий, бизнес-администрирование).

**Качество подготовки в ИнЕУ подтверждают:**

лидерство в рейтинге вузов РК;

аккредитация бизнес-программ по Международной программе CAMEQ;

Диплом Инновационного конгресса «За вклад в развитие инновационной деятельности Республики Казахстан» в номинации «Лучшее учебное заведение»;

Золотая медаль Международной выставки «Сибирь-Казахстан»;

Сертификат о признании USAID;

успешная реализация национальных и международных научно-образовательных программ;

более 13 тысяч выпускников.

***Более подробную информацию об университете***

***Вы можете получить по адресу:***

***г. Павлодар, ул. Ломова, 45. Тел. +7(7182) 34 01 94; 34 51 72;***

***г. Экибастуз, тел. +7(7187) 75 44 74;***

***www.ineu.edu.kz, E-mail: cdo@ineu.edu.kz***

*Дюсенов Канат Махметович*

**Ресурсосберегающие технологии при эксплуатации  
теплоэнергетического оборудования  
и котельных установок**

*Учебное пособие*

Ответственный за выпуск: Русина Л.Н.

Компьютерная верстка: Ковалева Н.И.

Дизайн обложки: Романов Д.Ю.

Сдано в набор 06.04.2013 г. Подписано в печать 10.04.2013 г.

Формат 64х80/16. Усл. печ. лист 8,5.

Заказ № 15 Тираж 250 экз.

Отпечатано в типографии редакционно-издательского отдела

Инновационного Евразийского университета

140003, Павлодар, ул. М. Горького 102/4

тел. (87182) 57-49-65

*За ошибки в авторском тексте  
редакция ответственности не несет*