

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловое энергетические установки

«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_  
Кибарин А.А. к.т.н.  
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: « Реконструкция АТЭС-1 АДЭС » установки котлов с ЦКС »

Специальность 5В071700 - «Теплоэнергетика» специализация «ТЭС»

Выполнил (а) Уркинбаева А.С. группа ТЭС-12-2  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель д.т.н., профессор Орунбаев Р.К.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

к.э.н. профессор Парамонин С.Т.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« 26 » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

ст. пр. Мананбаева С.Е.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« 9 » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

по применению вычислительной техники:

к.т.н., доцент Кибарин А.А.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

Нормоконтролер: ст. пр. Ели Ш.М.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

Рецензент: зам. начальника ЦПО ТЭС-2 АО «АЭС» Аксабаев М.С.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

Алматы, 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Теплоэнергетический  
Специальность Теплоэнергетика  
Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Ужинбаева Асель Сериковна  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Реконструкция Алматинской ТЭЦ-1 с  
установкой котлов ЦКС

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.  
Срок сдачи законченной работы «17» июня 2016 г.  
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов  
проектирования (исследования) и исходные данные объекта  
Исходные данные ТЭЦ-1:  $N_{\Sigma} = 145 \text{ МВт}$ ;  $n_{\Sigma} = 2875 \text{ ч}$ ; карагандинский  
цель.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или  
краткое содержание дипломного проекта:

- 1) Инсталляция
- 2) Введение
- 3) Основное и вспомогательное оборудование
- 4) Описание работы станции
- 5) Расчет тепловой схемы ТЭЦ-1
- 6) Специальный вопрос
- 7) Раздел БЭСД
- 8) Технологический раздел
- 9) Список литературы.


Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Схем. ман

Рекомендуемая основная литература

1. Роткин В.Я. „Тепловые электрические станции“ М., „Энергия“, 1976г.
2. Методические указания к выполнению дипломного проекта. Алматы АИИ 1995г. под ред. Н.Т. Сулеймановой и А.А. Кибарин.
3. Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Кривова М., „Энергия“ 1977г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Жоношика	Пархимова С.Т.	26.05.16г	
БКСЖ	Маманбаева С.Е.	15.12 - 9.05.16г	
Спец. вопросы	Кибарин А.А.		

**Г Р А Ф И К**  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материала для динамического проектирования на вертикальной практике		
2.	Работы типовых станок АТЖ-1 на заданные параметры.		
3.	Выбор основного и вспомогательного оборудования		
4.	Специальный вопрос		
5.	Раздел БЭД		
6.	Технологический раздел.		
7.	Переход графического ма- териала.		

Дата выдачи задания « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Заведующий кафедрой  (подпись) \_\_\_\_\_ Кибарин А.А. (Фамилия и инициалы)

Руководитель \_\_\_\_\_ (подпись) Орузбаев Р.К. (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ (подпись) Уркимбаева А.С. (Фамилия и инициалы)

## **Аңдатпа**

Дипломдық жоба мәліметінде ЦКС – 220 қазандарының қалпына келтірілген АЖЭО-1 қосымша еңгізіп өндірілуі.

Бұл технологияның басты артықшылығы болып табылатындары:

Электр энергиясының құнын төмендетуі, төмен ұшпа және күлділігі жоғары, төмен сапалы отындарының тиімді жану ықтималдығы , улы шығарындыларын азайтуы, жинақы қазандық жүйесі .

Қайта және кейін құрылуынан кейін жылу шығару және энергетика құны экономикалық бөлігінде есептелінді.

Зиянды газдардың мөлшерін , сондай-ақ жойылып есебі есептелінді.

Станциясының төрт режимдері бойынша жылу балансының есептелуі жүргізілді .

## **Аннотация**

В данном дипломном проекте была произведена реконструкция АТЭЦ-1 с внедрением дополнительных котлов ЦКС-220.

Главными достоинствами данной технологии являются: уменьшение стоимости электричества, вероятность эффективного сжигания топлив с малым выходом летучих, а также высокозольных, низкокачественных топлив, уменьшение выбросов токсичных веществ, компактность котельной установки.

В экономической части просчитана себестоимость отпуска тепла и энергии до и после реконструкции.

Рассчитано количество вредных газов, а также произведен расчет зануления.

В четырех режимах станции был выполнен расчет по балансам тепла.

## **Abstract**

In this degree project reconstruction of TPP-1 with introduction of padding coppers of CFB-220 was made.

The main advantages of this technology are: decrease of cost of electricity, probability of efficient combustion of fuels with a small exit of volatile, and also high-ash, low-quality fuels, decrease of emissions of toxic substances, compactness of boiler installation.

In economic part cost of annealing of heat and energy before reconstruction is counted.

The amount of harmful gases is calculated, and also calculation of zeroing is made.

In four modes of station calculation for balances of heat was executed.

## Содержание

1. Введение.....	7
2. Описание работы станции.....	8
2.1 Компоновка главного корпуса и генплан.....	8
2.2 Принципиальная тепловая схема АТЭЦ-1.....	9
2.3 Краткое описание АО «АлЭС» АТЭЦ-1.....	9
2.4 Техническое водоснабжение и водоподготовительная установка...12	
2.4.1 Техническое водоснабжение.....	12
2.4.2 Водоподготовительная установка.....	13
3. Основное и вспомогательное оборудование АТЭЦ-1.....	15
3.1 Топливо-транспортный цех.....	17
3.2 Котельных цех.....	19
3.3 Турбинный цех.....	21
3.4 Электроцех.....	21
4. Расчет тепловой схемы АТЭЦ-1.....	24
4.1 Описание принципиальной тепловой схемы.....	24
4.2 Поверочный расчет тепловых нагрузок АТЭЦ-1.....	25
4.3 Расчет тепловой схемы АТЭЦ-1.....	26
5. Специальный вопрос.....	41
5.1 Технологии сжигания в котле с кипящим слоем.....	41
5.2 Принцип работы.....	45
5.3 Конструкция.....	47
6. Безопасность жизнедеятельности.....	51
6.1 Анализ условий труда в котельном цехе АлЭС ТЭЦ-1.....	51
6.2 Расчет систем вентиляции.....	53
6.3 Разработка мероприятий по обеспечению электробезопасности. Расчет зануления.....	56
7. Экономическая часть.....	61
7.1 Расчет себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии до реконструкции.....	61
7.2 Расчет себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии после реконструкции.....	67
8. Заключение.....	73
9. Список использованной литературы.....	74

## **Введение**

В настоящий период, когда наш молодой Казахстан вступил в международный рынок, основное место занимает решение экономических задач, а именно снижение себестоимости выпускаемой продукции. Наряду с этим вопросом стоит значительная проблема экологического положения городов Казахстана.

Энергетический комплекс РК вносит большой вклад в ухудшение экологии. Но никак нельзя говорить о захоронении или консервации объектов энергетики, так как энергетика является важнейшей областью в экономике. Нужно искать альтернативное решение данной проблемы, внедряя в производство более эффективное и экономичное оборудование.

В данном дипломном проекте рассмотрены предложения по реконструкции АТЭЦ-1 с внедрением дополнительных котлов ЦКС. Реконструкция предусматривает установку нового оборудования в пределах существующей площадки. Это решение значительно сокращает вышесказанные проблемы.

## **2. Описание работы станции**

### **2.1 Компоновка главного корпуса и генплан**

Алматинская ТЭЦ-1 расположилась на территории Жетысусского района, в сердце города и захватывает площадь в 33 гектара. Как наблюдается в плане станции, АТЭЦ-1 представляет из себя многоугольник, который вытянут на север.

Протяженность станции с севера на юг составляет 1200 м, а с востока на запад составляет в пределах 200 - 450 метров.

Городская система координат принята на станции. Система высот площадки - городская. Отметки площадки составляют от 730.00 до 746.00 м. Границами с запада служит местность мясокомбината, с юга служит подъездная дорога к мясокомбинату и промплощадке, путепроводная развязка, с востока служит жилая застройка и несколько небольших предприятий, с севера служит жилая застройка.

К промплощадке ТЭЦ-1 с запада и юга приближены подъездные дороги, который соединяют АТЭЦ-1 с другими промышленными предприятиями и с городом.

С юго - восточной стороны находится подъездной железнодорожный путь, он прилегает к ж/д станции МПС "Алматы - II". Расстояние пути составляет 1,5 км.

От площадки АТЭЦ-1 в направлении запада отходят электрические выводы.

Паропроводы и тепловые выводы к жилой застройке и промпредприятиям выходят в двух направлениях – западном и южном.

Золоотвал расположен к западу и северу от площадки АТЭЦ-1, расстояние составляет 10 км.

Магистральный газопровод прилегает к площадке ТЭЦ-1 с западного направления.

Площадка АТЭЦ-1 густо застроена существующими и строящимися зданиями и сооружениями. АТЭЦ-1 начинали строить в 1932 году. В то время площадка находилась на окраине нашего города. С процессом развития Алматы во всех направлениях, АТЭЦ-1 оказалась в середине производственной и жилой зоны. Ограждением территории станции служит сплошная железобетонная ограда, высота которого составляет 2 метра. На площадку был предусмотрен один железнодорожный и два автомобильных въезда.

Завод-изготовитель АТЭЦ-1 отвечает не всем требованиям для твердого топлива таких электростанций. Как следствие недостатка места, хранение топлива имеет ограниченный размер. Для принятия угля в зимний период это создает определенные трудности в работе.



## Принципиальная тепловая схема АТЭЦ-1

Сырая вода подогревается во встроенных пучках (ВП) конденсаторов ПТ-60-90/13 (функционируют целый год, турбины функционируют лишь в теплофикационном режиме). Далее греется в подогревателях сырой воды (до 300С) и подается на химическую водоочистку для надлежащей обработки. Далее после химводоочистки подпиточная вода, направляемая в вакуумные деаэраторы, греющая среда которых - прямая сетевая вода, которая отбирается после ПВК и пиковых бойлеров. Следом после вакуумных деаэраторов подпиточная вода передается в баки-аккумуляторы или подается подпиточными насосами в ряд обратной сетевой воды.

Системой обратной связи вода перекачивается в сеть, соответственно, для основных нагревателей паровых турбин. Тогда системой оптимизации насоса сетевой воды, вода поступает в пиковые котлы, где идет на автомобильные дороги в городе.

Греющим паром для главных бойлеров выступает теплофикационный отбор турбин ПТ-60-90/13. А для пиковых бойлеров - производительный отбор турбин ПТ-60-913, общий стационарный коллектор пара 1,5 МПа и противодействие Р-25-90/18.

Из коллектора (общестанционного) 1,5 МПа подается пар на собственные нужды станции, на производство и мазутное хозяйство.

Подпиточная вода котлов протекает через двухступенчатую деаэрацию вначале в атмосферном деаэраторе подогревающего средой 0,12 МПа, а также в деаэраторе повышенного давления, у которого греющей средой выступает пар из общестанционного коллектора 0,6 МПа.

Конденсат возвращенный из мазутного хозяйства, производственный конденсат подается в атмосферный деаэратор.

На станции поставлены РОУ -100/13 и РОУ- 13/1,2 с целью обеспечения необходимости в паре 1,3 МПа и 0,12 МПа.

Управление режимами энергообъединения осуществляется автоматическими и автоматизированными системами, которые проектируются и настраиваются с использованием расчетных моделей. В настоящее время расчеты выполняются вне контура управления для предварительно прогнозируемых режимов и заранее определенных расчетных возмущений. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности формируется на основе «расчетных схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности, что сложно выполнить для моделей, используемых в

контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.

В данной работе рассматриваются вопросы формирования адаптивных моделей для контроля устойчивости в реальном времени. Формирование адаптивных моделей для контроля устойчивости предполагает решение следующих задач:

Построение упрощенных моделей системы и определение ее расчетных параметров по известным паспортным данным и расчетным режимным параметрам

Оценка параметров модели в режиме реального времени по измеренным значениям параметров режима ;

Контроль устойчивости по измеряемым параметрам режима ;

Использование синхронизированных векторных измерений для корректировки параметров модели

Определение предельных режимов и контроля устойчивости по взаимным углам векторов напряжения;

Разработка структуры устройств автоматики контроля устойчивости по взаимным углам векторов напряжения.

На стадии планирования режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности.

Классические полные модели используемые в комплексах программ моделирования установившихся и переходных режимов были представлены в разделах 1.1 и 1.2. Анализ использования этих моделей показывает, что подготовка информации для моделей требует огромного числа данных которые вводятся вручную для заранее известных расчетных схем, процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов/1.2/

В процессе эксплуатации возникает задачи расчета режима и оценки ее устойчивости для схем которые, не были учтены на стадии планирования режима. Это приводит к тому, что расчетные значения управляющих воздействий не совпадает с фактическими в связи несовпадением схемно-режимных параметров. Указанные недостатки существующей технологии использования полных моделей не позволяют их использовать в контуре управления. Ниже приводится анализ использования наиболее известных программ в контуре управления .

Управление режимами энергообъединениями осуществляется автоматическими и автоматизированными системами, которые проектируются и настраиваются с использованием расчетных моделей. В настоящее время расчеты выполняются вне контура управления для предварительно прогнозируемых режимов и заранее определенных расчетных возмущений. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности формируется на основе «расчетных схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов/1.2/

В процессе эксплуатации возникает задачи расчета режима и оценки ее устойчивости для схем которые, не были учтены на стадии планирования режима. Это приводит к тому, что расчетные значения управляющих воздействий не совпадает с фактическими в связи несопадением схемно-режимных параметров. Для устранения указанного недостатка программного управления, в настоящее время, в электроэнергетике все более актуальным становятся переход к адаптивным принципам управления режимами/3/. Использование расчетных моделей, адаптируемых к изменениям текущих схем и режимов, позволяет выполнение большей части расчетов непосредственно в контуре управления. В связи с изложенным, возникает задача определения параметров модели сети по данным измерений при ее известной структуре или оценка состояния системы в реальном времени.

В данной статье рассматриваются вопросы формирование адаптивных моделей для контроля устойчивости в реальном времени. Формирование адаптивных моделей для контроля устойчивости предполагает решение следующих задач:

Построение структуры модели системы и определение ее расчетных параметров по известным паспортным данным и расчетных режимных параметров;

Оценка параметров модели в режиме реального времени по измеренным значениям электропотребления;

Выполнение прогнозных расчетов устойчивости по расчетной модели;

Анализ результатов выполненных расчетов для оценки достаточности управления.

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности, что сложно выполнить для моделей используемых в контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и

эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.

Основными условиями сохранения параметров режима для исходной и упрощенной схемы базируются на теории обобщенного состояния сети и используют правила и методы определения состояния многополюсника по выходным параметрам при ее известной структуре./6/ Так, например, обобщенное уравнение состояние сети в установившемся режиме можно представить в следующем виде:

$$U_{\Delta} = Z \cdot J + E_0 \quad (2.1)$$

где  $Z$  - матрица пассивных параметров многополюсника,  
 $E_0$  - матрица активных параметров многополюсника

Матрица  $Z$  пассивных параметров многополюсника, имеет порядок равным числу независимых полюсов или числу контролируемых узлов исходной схемы.

Активными параметрами многополюсника  $E_0$  можно считать значения напряжения узлов присоединенных непосредственно ко всем независимым полюсам. В настоящее время для контроля режима сети стали использоваться устройства РМУ (Phasormeasurementunit). Синхронизированные векторных измерения модуля и фазы напряжения активных узлов позволяют выполнить условия адаптивности параметров модели режима к реальным условиям состояния режима сети. На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что матрица  $Z$  характеризует упрощенную схему с уменьшенным числом узлов.

Принятым условиям сохранения эквивалентности модели в отношении сохранения устойчивости отвечают модели в виде собственных и взаимных проводимостей активных узлов (СВП)/4,5/

Математическая формализация и решение этой задачи базируется на методах идентификации динамических систем, использующих наиболее информативные параметры контролируемой части системы.

Для построения модели сети в виде СВП рассмотрим уравнения установившегося режима сети в виде матричной системы :

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{12} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{1n} \\ -Y_{21} & Y_{22} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & & & & \vdots \\ -Y_{n1} & -Y_{n2} & \bullet & \bullet & \bullet & Y_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix}, \quad (2.2)$$

где за положительное принято направление тока в сеть.

Модели сети в виде СВП генераторных узлов представляется матричным уравнением:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{12} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{1\epsilon} \\ -Y_{21} & Y_{22} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{2k} \\ \vdots & \vdots & & & & \vdots \\ -Y_{k1} & -Y_{k2} & \bullet & \bullet & \bullet & Y_{kk} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_k \end{bmatrix}, \quad (2.3)$$

Система (2) в отличии от системы(1) представлена собственными ( $Y_{ii}$ ) и взаимными  $Y_{ij}$  проводимостями относительно генераторных узлов. Для их определения воспользуемся методом «единичных токов». Суть данного метода заключается в следующем :

для системы (1) в генераторных узлах последовательно задаем значение тока равным единице, начиная с первого и определяем значения вектора напряжения для системы (1). Эту процедуру повторяем К раз по числу активных (или генераторных узлов) .

в схеме замещения нагрузки приняты пассивными узлами и представлены постоянными сопротивлениями  $Z_k = \text{const}$ .

полагая, что к первым m узлам сети ( $j = m+1, \dots, \kappa$ ) подключены генераторы, а к остальным узлам ( $j = \kappa+1, \dots, n$ ) - нагрузки.

В результате выполнения процедуры К раз получим следующую матрицу распределения напряжения определенных по методу единичных токов:

$$|U_{ij}| = \begin{bmatrix} U_{11} & \dots & -U_{1m} & -U_{1(m+1)} & \dots & -U_{1n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ -U_{m1} & \dots & U_{mm} & -U_{m(m+1)} & \dots & -U_{(m)n} \\ -U_{(m+1)1} & \dots & -U_{(m+1)m} & [U_{(m+1)(m+1)} + U_{H(m+1)}] & \dots & -U_n \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ -U_{k1} & \dots & -U_{kn} & -U_{k(m+1)} & \dots & [U_{kn} + U_{kH}] \end{bmatrix}$$

Число строк (к) равно числу генераторных узлов,

Число столбцов(п) равно числу узлов в схеме

Собственные значения проводимости (2) определяется в виде:

$$Y_{ii} = I_i / U_{ii}$$

где  $I_i$  - значение тока для  $i$ -того расчета,

$U_{ij}$  - значение напряжения в  $j$ -том узле для  $i$ -расчета

Взаимная проводимости активных узлов определяются в виде :

$$Y_{ij} = I_i / U_{ij}$$

Контроль ограничений осуществляется автоматическими устройствами, получившие названия автоматики от наброса мощности (АНМ).

АНМ, фиксирующая опасную перегрузку сечения межсистемной связи по условиям статической устойчивости в энергосистеме, является выявительным органом ПА, действующей по принципу 2 "ДО", до наступления нарушения. Уставки АНМ настраиваются по условиям достижения предельных значений мощности в контролируемых точках по сечению.

Настройка противоаварийной автоматики по принципу 2 "ДО" предполагает выполнение расчетов по настройке устройств ПА в доаварийном режиме. В связи с этим правильная настройка АНМ, определяющая эффективность ее действия, во многом зависит от полноты и корректности выполненных расчетов по определению предельно допустимых перетоков мощности на стадии планирования ожидаемых режимов и расчетных возмущений.

С целью выявления опасных перегрузок по условиям нарушения устойчивости выполняются многочисленные вариантные расчеты нормальных и утяжеленных режимов сети. При этом определяются необходимые точки установки устройств АНМ и предельные значения контролируемых перетоков мощности.

Для примера, на рисунке 1 приведены контролируемые сечения и предельные значения перетоков или максимально допустимые перетоки для транзита "Север-Юг". Максимально допустимые перетоки (МДП) мощности по контролируемым сечениям определяются с учетом коэффициента запаса статической устойчивости для наихудшего условия существования режима.

Для транзита "Север-Юг" наиболее значимыми являются:

Развитие технических средств управления режимами энергообъединения позволяет использованием адаптивных расчетных моделей в контуре управления. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности формируется на основе «расчетных схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели

любой сложности, что сложно выполнить для моделей, используемых в контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.

Трансформатор – один из важнейших элементов всякой электрической установки. Среди большого числа различных типов трансформаторов, изготавливаемых отечественными заводами, на первом месте по количеству и суммарной мощности стоят силовые масляные трансформаторы общего назначения, предназначенные для передачи электроэнергии на расстояние и ее распределения по потребителям – промышленным предприятиям, жилым домам, общественным зданиям и т. п.

За годы развития трансформаторостроения наметилась определенная тенденция к увеличению мощности трансформаторов в одной единице и повышению их напряжения.

Так, рост в единице мощности трансформаторов и автотрансформаторов, выпускавшихся в СССР, характеризуется следующими цифрами: 1925 г.-12,5 тыс. *кВА*, 1932 г.- 20 тыс. *кВА*, 1936 г. - 40 тыс. *кВА*, 1957 г. - 180 тыс. *кВА*, 1959 г. - 240 тыс. *кВА*.

Повышение с годами номинальных напряжений отечественных трансформаторов видно из следующих данных: до 1931 г.- 35 *кВ*, 1931 г. - 110 *кВ*, 1933 г, - 220 *кВ*, 1955 г. - 400 *кВ*, 1958 г. - 500 *кВ*.

В настоящее время уже изготовлены силовые трансформаторы, мощность которых приближается к 400 тыс. *кВА* в СССР работают трансформаторы с самым высоким в мире номинальным напряжением - 500 *кВ*. Однако это не предел: в ближайшие годы потребуется трансформаторное оборудование, рассчитанное на передачу еще больших мощностей при напряжении 700-800 *кВ*.

По принципу работы и основным элементам мощный трансформатор на высокое напряжение не отличается от трансформаторов малой и средней мощностей. Однако конструкции отдельных его узлов и трансформатора в целом имеют характерные особенности, связанные с большим весом, значительными механическими усилиями, возникающими в обмотках при коротких замыканиях, необходимостью отводить большое количество тепла, выделяющегося при работе трансформатора в обмотках, магнитопроводе и элементах конструкции, большими изоляционными расстояниями, которые должны быть выдержаны как внутри трансформатора, в баке, так и в воздухе, и др. Существенное влияние на конструкцию мощных трансформаторов оказывают также условия их перевозки по железной дороге.

С конструктивными особенностями самым тесным образом связан технологический процесс сборки магнитных трансформаторов высокого напряжения, которому и посвящена данная книга. Более того, технология производства и в первую очередь сборки сама влияет на конструкцию, заставляя при конструировании отдельных узлов трансформатора выбирать наиболее «технологичные» решения.

В трансформаторе передача электроэнергии к одной обмотки в другого происходит электромагнитным путем, что и определяет размеры его магнитопровода и всего трансформатора. В последние годы большое распространение получили мощные автотрансформаторы на высокие напряжения взамен трансформаторов.

В автотрансформаторе две обмотки связаны не только электромагнитным путем, но и непосредственно электрически. При этом лишь часть электроэнергии передается электромагнитным путем, остальная же часть передается непосредственно из обмотки в обмотку электрическим путем. Благодаря этому при той же передаваемой мощности автотрансформатор легче трансформатора, имеет меньшие потери энергии и габаритные размеры.

Естественно, что и конструкции автотрансформаторов имеют свои характерные особенности и различную технологию сборки.

В процессе эксплуатации трансформаторов часто возникает необходимость изменения в некоторых пределах их коэффициента трансформации для регулирования напряжения. Это может быть осуществлено изменением числа витков одной из обмоток, подключением или отключением части витков.

В зависимости от того, предусматривает ли конструкция изменение числа витков при отключенном от сети или работающем трансформаторе, различают трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) и при отключенном от сети трансформаторе. Первые отличаются более сложной конструкцией, в частности отводов и переключающих устройств, наличием пристроенного к баку приводного механизма и пр.

Это влечет за собой и усложнение ряда сборочных операций, особенно на последних этапах сборки.

При очень больших мощностях встраивание аппаратуры для регулирования напряжения под нагрузкой в силовой трансформатор может оказаться трудным, так как приведет к увеличению веса и габаритных размеров сверх допустимых пределов.

В таких случаях для регулирования напряжения под нагрузкой применяют отдельные, так называемые вольтодобавочные трансформаторы или вольтодобавочные агрегаты, состоящие из двух трансформаторов, устанавливаемых рядом с главным трансформатором, регулируемое напряжение которых складывается с напряжением главного трансформатора или вычитается из него.



Среди большого числа различных трансформаторов специального назначения особое место занимают трансформаторы для питания дуговых металлургических электропечей. Характерной особенностью этих трансформаторов заключается в том, что их обмотка НН рассчитана на сравнительно низкие напряжения порядка десятков или сотен вольт и на большие токи, достигающие десятков, а иногда и сотен тысяч ампер. Тщательная сборка таких трансформаторов, в полной мере учитывающая особенности их конструкции, имеет решающее значение для их надежности безаварийной работы.

Технологический процесс сборки трансформатора завершает производственный цикл его изготовления. В сборочный цех или на сборочный участок поступают заранее изготовленные узлы трансформатора с других производственных участков – штамповочного, обмоточного, сварочного и некоторых других, вспомогательных.

Основными узлами, поступающими на сборку, являются магнитопровод в полностью собранном виде, обмотки, число которых может достигать до 12 на один трансформатор, например, для трехфазного автотрансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой, детали и узлы изоляционной конструкции, детали отводов, переключающие устройства, трансформаторы тока, бак, расширитель и вводы на все напряжения данного трансформатора.

Вместе с тем практика показывает, что некоторые детали трансформатора целесообразно изготавливать на самом сборочном участке. К таким деталям относятся, например, шинные отводы.

Технологический процесс сборки трансформатора на заводе, как правило, имеет целью собрать трансформатор в том виде, в каком он должен работать в эксплуатации. По окончании процесса заводской сборки трансформатор должен быть полностью подготовлен к контрольным испытаниям, предусмотренным ГОСТ 401-41 или техническими условиями. При заводской сборке на трансформаторах не устанавливаются те узлы и детали, в которых нет необходимости при проведении контрольных испытаний. К таким деталям относятся: тележка, охлаждающие устройства (радиаторы, охладители), термосифонные фильтры, контрольные и измерительные устройства, аппаратура управления и сигнализации, выхлопная труба на которые другие относятся.

Указанные детали и узлы устанавливают на трансформаторе при его монтаже на месте эксплуатации, так как монтаж трансформатора в противоположность сборке на заводе имеет целью подготовить трансформатор не к контрольным испытаниям, а к нормальной эксплуатации на месте установки. В заводских условиях лишь в некоторых случаях производят установку охлаждающих устройств, например для производства технических трансформаторов.

Поэтому сборку трансформатора на заводе нельзя отождествлять с его монтажом на месте установки.

Процесс сборки трансформаторов включает большое количество самых разнообразных производственных операций: расшихтовку и зашихтовку верхнего ярма магнитопровода, пасадку обмоток, пайку, изолирование и многие другие. Кроме того, технологический процесс сборки включает и такие процессы, как сушка активной части, заливка трансформатора маслом (под вакуумом или без вакуума), окраска бака и др.

Отсюда вытекают и требования к оборудованию и планировке цеха или участка сборки трансформаторов, причем для трансформаторов больших мощностей решающее значение имеют габаритные размеры их активных частей и баков, обуславливающие необходимые площади, и соответствующие веса, определяющие необходимую грузоподъемность кранового оборудования, и др.

Учитывая многообразие производственных операций, составляющих технологический процесс сборки трансформатора, необходимость сушки активной части на определенном этапе сборки, а также необходимость в промежуточных испытаниях трансформатора до окончания процесса сборки и проведения контрольного испытания, весь процесс сборки принято подразделять на ряд основных этапов. 1) первая сборка; 2) вторая сборка; 3) третья сборка; 4) демонтаж и погрузка.

Первая сборка трансформатора имеет цель собрать магнитопровод с обмотками. Она включает снятие верхних ярмовых балок и расшихтовку верхнего ярма магнитопровода, укладку нижней концевой изоляции, насадку на стержни всех обмоток и установку изоляционных деталей между обмотками (изоляционные цилиндры, угловые шайбы и др.), укладку верхней концевой изоляции, зашихтовку и прессовку верхнего ярма.

По окончании первой сборки трансформатор проходит первое предварительное испытание, включающее определение коэффициента трансформации, опыт холостого хода при пониженном возбуждении, измерение сопротивления изоляции активной стали магнитопровода, испытанные изоляции ярмовых балок и прессующих опилек.

Вторая сборка включает все операции, необходимые для подготовки активной части трансформатора к сушке и последующей установке ее в баке. В процессе второй сборки производятся подготовка отводов к установке на трансформаторе, пайка катушек, сборка, пайка и изолирование отводов в местах паяк, установка переключающих устройств. Ко второй сборке относятся также установка трансформаторов тока, если они конструктивно объединены с отводами, установка изоляционной перегородки между обмотками и степкой бака на некоторые другие операции. Таким образом, в процессе второй сборки выявляется схема соединения всех обмоток.

По окончании второй сборки трансформатор проходит второе предварительное испытание, включающее определение коэффициента

трансформации и схемы и группы соединения обмоток, а также измерение сопротивления обмоток постоянному току; в отдельных случаях проводится опыт короткого замыкания.

После испытания активная часть трансформатора подвергается сушке в специальных вакуумсушильных шкафах, причем для некоторых типов трансформаторов вслед за сушкой активную часть в сушильном шкафу заливают трансформаторным маслом.

В процессе сушки происходит усадка изоляционных материалов, в результате чего ослабевают крепления отводов, уменьшается высота обмоток, ослабевает их прессовка и т. п. Поэтому после сушки производят отделку активной части для ее подготовки к помещению в бак.

Третья сборка охватывает все оставшиеся операции, необходимые для подготовки трансформатора к испытаниям. В сюда входят: комплектровка крышки, установка активной части в баке и его уплотнение, установка вводов всех напряжений и прочей арматуры и заливка трансформатора маслом.

По окончании третьей сборки трансформатор предьявляется испытательной станции для проведения контрольных испытаний в соответствии с ГОСТ 401-41 и техническими условиями. В эти испытания входит, в частности, испытание изоляции трансформатора повышенным напряжением.

В комплекс работ сборочного цеха или участка входят также демонтаж трансформатора после испытания и его погрузка на железнодорожную платформу или трансформтер.

Объем демонтажных работ особенно велик у мощных трансформаторов на высокие напряжения (в нормальном исполнении), конструкция которых не позволяет перевозить их по железной дороге в том виде, в каком они проходили испытание.

Все демонтированные узлы и детали, а также все оборудование трансформатора, которое не устанавливалось на нем в процессе сборки, погружаются на железнодорожные платформы и отправляются отдельно от трансформатора.

Современный мощный трансформатор высокого напряжения представляет собой сложное устройство, состоящее из большого числа различных конструктивных элементов, каждый из которых в той или иной мере оказывает влияние на его работу.

В процессе сборки – одного из важнейших этапов технологического процесса – отдельные элементы трансформаторов объединяют в готовое изделие. Высокое качество всех сборочных операций имеет решающее значение для успешного прохождения трансформатором испытаний при его выпуске с завода, для соответствия (его характеристик расчетным значениям и, наконец, для его бесперебойной работы в эксплуатации.

Это особенно важно, когда речь идет о трансформаторах больших мощностей, исчисляемых десятками и сотнями тысяч киловольт-ампер, так

как один такой трансформатор питает крупный район с большим количеством потребителей – промышленных, коммунальных и бытовых.

Для обеспечения высококачественной сборки необходимо знать конструкции отдельных элементов трансформатора, их назначение и взаимодействие. При описании отдельных узлов особое внимание обращено на те особенности их конструкции, которые связаны со сборкой трансформатора.

Основными элементами трансформатора являются *магнитопровод* и *обмотки*. Магнитопровод, по которому замыкается магнитный поток, представляет собой магнитную цепь трансформатора, а обмотки, по которым протекает электрический ток, - его электрические цепи.

Магнитопровод вместе с насаженными на него обмотками представляет собой *активную часть* трансформатора. Остальные элементы являются его вспомогательными, неактивными частями.

Соединения различных частей обмоток между собой, с вводами и переключателями ответвлений называют *отводами* трансформатора.

При работе трансформатора, а также при его заводских испытаниях отдельные части (обмотки, отводы и др.) находятся под высоким напряжением относительно магнитопровода, стенки бака, крышки и других заземленных частей, а также между собой. При этом должна быть обеспечена цельность *изоляционной конструкции* трансформатора. Отдельные изоляционные детали выполняют из различных твердых электроизолирующих материалов – электроизоляционного картона, бумаги, дерева, гетинакса и т. п. изоляции большинство силовых трансформаторов, особенно мощных, используют жидкие электронизоляционные материалы, главным образом трансформаторное (минеральное) масло (так называемые масляные трансформаторы).

При эксплуатации трансформаторов возникает необходимость изменения их коэффициента трансформации или *регулирования напряжения*. В некоторых конструкциях предусматривается регулирование при обесточенном, т. е. *отключенном от сети*, трансформаторе, осуществляемое переключателем, а в других – *регулирование напряжения под нагрузкой* (сокращенно - РПН), осуществляемое при помощи специальной аппаратуры, состоящей из переключателя, реактора, контактора и приводного механизма, представляющих собой самостоятельные конструктивные элементы, устанавливаемые на трансформаторе.

Для присоединения обмоток трансформатора к сети служат *вводы*, состоящие из токоведущих частей (стержень или труба), фарфоровой оболочке и опорного фланца ввод устанавливаются на крышке или стенке бака; при этом их нижняя часть находится внутри бака, в масле, а верхняя – вне бака, в воздухе.

Активную часть трансформатора вместе с отводами и переключающими устройствами помещают в *бак*, служащий резервуаром для масла. Основные части бака – стенки, дно и крышка.

Крышку бака используют для установки вводов, выхлопной трубы, крепления расширителя, термометров и других деталей.

На стенке бака укрепляют *охлаждающие устройства* трансформатора – *радиаторы* или *охлаждители* (при маслено-воздушном охлаждении). В некоторых конструкциях радиаторы устанавливают на отдельном фундаменте рядом с трансформатором масляно-водяное охлаждение осуществляется при помощи *охлаждающих колонок*, устанавливаемых отдельно от трансформатора.

Некоторые конструкции трансформаторов больших мощностей и высоких напряжений предусматривают использование стенки бака также для установки вводов.

Ко дну бака крепится *тележка*, позволяющая перевозить трансформатор по рельсовым путям с небольшой скоростью в пределах подстанции.

Для того чтобы масло при всех практически возможных температурах всегда полностью заполняло бак, необходимо предусмотреть пространство, которое масло могло бы заполнить при увеличении своего объема. Для этой цели и служит *расширитель*, устанавливаемый выше уровня крышки и соединяемый с баком маслопроводом.

Для контроля за нормальной работой трансформатора, предотвращения аварий и управления им служат *контрольные, защитные и управляющие устройства*.

К контрольным устройствам относятся: *маслоуказатель, реле низкого уровня масла и термометры* для измерения температуры масла, к защитным – *газовое реле и выхлопные трубы*.

Трансформаторы с РПН снабжают *дистанционным указателем положения переключающего устройства* а также аппаратурой для *дистанционного управления приводным механизмом*. Большинство мощных трансформаторов с путевым охлаждением выпускают со *шкафами автоматического управления путем*, осуществляющими включение и отключение двигателей пути в зависимости от температуры масла и тока нагрузки. В современных конструкциях мощных трансформаторов предусматривают встроенные *трансформаторы тока*.

Магнитопровод представляет собой магнитную цепь трансформатора, по которой замыкается его основной магнитный поток. Одновременно магнитопровод служит основой для установки обмоток, крепления отводов, переключателей и некоторых других элементов. Его собирают из отдельных от изолированных друг от друга пластин электротехнической стали, образующих его активную часть. Изоляция пластин производят в основном лаком или бумагой наряду с другими.

## 2.2 Краткое описание АО «АлЭС» ТЭЦ-1

АО «АлЭС» ТЭЦ-1 снабжает теплом центральную часть города, а также входит в самую большую зону централизованного теплоснабжения города Алматы.

Мощность АТЭЦ-1 на 01.01.08 г. составила:

Таблица 1.1 Значения мощностей АТЭЦ-1

Наименование	Электрическая МВт	Тепловая Гкал/ч	Производитель- ность котлов, т/ч
Установленная	145	1256	1035
Располагаемая (зимой/летом)	110/48	913,2	941

Тепловые нагрузки станции горячей воды составляют 887 Гкал/ч, в том числе 136 Гкал/ч - на горячее водоснабжение; расход пара 1,6 МПа внешним потребителям - 102/176 т/ч.

Характеристика и состав основного оборудования АО «АлЭС» ТЭЦ-1:

- турбоагрегат ст. №8 типа Р-25/90-18 установлен в 1960 г. В 1996 г. произведена замена стопорного клапана, цилиндра и ротора турбины, пароперепускных труб;

- водогрейные котлы предусмотрены для работы на мазуте и газе. Рабочая теплопроизводительность котлов: при работе на мазуте - 75 Гкал/ч, при работе на газе - 100 Гкал/ч.

Режим работы ТЭЦ-1 - по тепловому графику в течение года.

Температурный график теплосети 150/70°C. Система горячего водоснабжения - открытая.

АО «АлЭС» ТЭЦ-1 была введена в использование в 1935 г. Становление станции осуществлялось в несколько очередей. В главном корпусе было установлено основное оборудование среднего давления, при дальнейшем расширении - высокого давления. К настоящему времени оборудование первых 2-ух очередей, т.е. котлы №1-6, турбины №1-7, выработавшие ресурс, демонтированы. Помещение котельного цеха, где располагались котлы №1-6, снесено, здание машинного зала используется для ремонтных целей и как складские помещения. Таким образом, в эксплуатации присутствуют 6 котлов высокого давления ст. №8-13, турбины ст. №8-10.

Конденсатор демонтированной турбины №7 применяется как теплообменник, с целью охлаждения воды маслоохладителей турбин №8-10.

Водогрейные котлы №1-7 размещаются в отдельном здании водогрейной котельной.

Ограничение тепловой и электрической мощности ТЭЦ вызвано:

- вынужденным ограничением производительности паровых и водогрейных котлов в связи с требованиями по снижению выбросов в атмосферу;
- ограничением производительности водогрейных котлов при сжигании мазута;
- недостаточной производительностью паровых котлов для обеспечения номинального расхода пара на турбины.

Площадка для постройки ТЭЦ в 1932 году была отведена за городской чертой. В настоящее время станция оказывается практически в центре города и ее эксплуатация оказывает серьезное значительное влияние на экологическую обстановку города. Основными проблемами, прежде всего, считаются загрязнение атмосферного воздуха, размещение золошлаковых отходов, сброс промстоков.

АО «АлЭС» ТЭЦ-1 использует 3 вида топлива, такие как природный газ, мазут и концентрат энергетический карагандинского угля. В энергетических котлах сжигается уголь, а в водогрейных - мазут. В осенний - весенний период в водогрейных котлах и в летний в энергетических сжигаются сезонные избытки газа.

Уголь поступает на станцию по железной дороге, разгрузочные операции выполняются в вагонопрокидывателе. При поступлении в замерзшем зимнее топливо, уголь-грузовики размораживания аппарата.

Открытый склад угля рассчитан на хранение 250 000 т. угля. Фактическая загрузка угля в отдельные годы превосходила проектную и составляла в пределах 400 000 т.

Замена угля в штабеле проводится не реже 1-ого раза в год в соответствии с требованиями норм хранения угля на складе.

Мазут поступает с нефтеперерабатывающих заводов Казахстана в цистернах.

Склад мазута состоит из 2-ух резервуаров хранения 2х10000 м<sup>3</sup> и 2-ух расходных резервуаров 2х2000 м<sup>3</sup>.

Газовое топливо поступает по газопроводу в газораспределительный пункт и затем подводится к энергетическим и водогрейным котлам.

Тепловая схема ТЭЦ-1 по пару, питательной воде, конденсату - с поперечными связями.

Восполнение потерь в цикле производится химобессоленной водой.

Исходной водой для подпитки котлов и теплосети считается вода Талгарского водовода. Сырая вода питьевого качества поступает по двум водоводам диаметром 1000 мм и повысительными насосами подается на охлаждение конденсаторов турбин №7,9,10. Подогретую сырую воду отправляют на химводоочистку.

Подпиточная вода котлов после химводоочистки направляется в атмосферные деаэраторы и перекачивающими насосами подается в систему

регенерации турбин №9,10, подогрев питательной воды производится в подогревателях высокого давления турбин.

Деаэрация подпиточной воды теплосети производится в вакуумных деаэраторах.

Запас подпиточной воды теплосети обеспечивается в аккумуляторных баках 2x5000 м<sup>3</sup>.

Подогрев сетевой воды производится последовательно в основных и пиковых подогревателях и водогрейных котлах.

Схема подачи сетевой воды двухступенчатая. Сетевые насосы второго подъема установлены перед водогрейными котлами.

Отпуск тепла от ТЭЦ-1 в горячей воде производится по шести двухтрубным магистралям.

Предприятия, которые используют пар на технологические нужды 1,3 МПа, получают его по четырем паропроводам из производственных отборов турбин ст. №9,10, противодействия турбины ст. №8 и через БРОУ Система золошлакоудаления - оборотная гидравлическая.

Дымовые газы от энергетических котлов отводят через две дымовые трубы высотой по 80 м и диаметром устья - 4,3 м. Перед выбросом в атмосферу дымовые газы должны проходить очистку от золы в мокрых золоуловителях.

Дымовые газы от водогрейных котлов отводят через две дымовые трубы высотой по 80 м, диаметром устья - 4,3 м.

Управление основным оборудованием главного корпуса выполняется с групповых щитов, которые расположены на отметке 8 м в деаэраторной этажерке.

Существующий главный корпус был построен в конце 50-х, 60-х начало 70-х годов при расширении станции.

Каркас здания - металлический, стеновые ограждения - из сборных железобетонных панелей.

Пролеты главного корпуса следующие:

- турбинного отделения - 27 м;
- деаэраторного отделения - 8,5 м;
- котельного отделения - 25 м;
- бункерного отделения - 8,5 м;
- шаг колонн - 6 м;
- каркас - металлический;
- отметка обслуживания - 8 м.

В машинном отделении установлен мостовой кран грузоподъемностью 100/20 т.

В котельном отделении установлена электрическая кран-балка грузоподъемностью 5т.

Электрическая мощность ТЭЦ в отопительном режиме - 140 МВт, в летнем 71 МВт.



Регулирование электрической мощности ТЭЦ-1 за счет загрузки водогрейных котлов нецелесообразно, учитывая высокие экономические показатели электростанции в системе АО «АлЭС» ТЭЦ-1.

Управление режимами энергообъединения осуществляется автоматическими и автоматизированными системами, которые проектируются и настраиваются с использованием расчетных моделей. В настоящее время расчеты выполняются вне контура управления для предварительно прогнозируемых режимов и заранее определенных расчетных возмущений. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности формируется на основе «расчетных схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности, что сложно выполнить для моделей, используемых в контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.

В данной работе рассматриваются вопросы формирования адаптивных моделей для контроля устойчивости в реальном времени. Формирование адаптивных моделей для контроля устойчивости предполагает решение следующих задач:

- Построение упрощенных моделей системы и определение ее расчетных параметров по известным паспортным данным и расчетным режимным параметрам
- Оценка параметров модели в режиме реального времени по измеренным значениям параметров режима ;
- Контроль устойчивости по измеряемым параметрам режима ;
- Использование синхронизированных векторных измерений для корректировки параметров модели
- Определение предельных режимов и контроля устойчивости по взаимным углам векторов напряжения;
- Разработка структуры устройств автоматики контроля устойчивости по взаимным углам векторов напряжения.

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности.

Классические полные модели используемые в комплексах программ моделирования установившихся и переходных режимов были представлены в разделах 1.1 и 1.2. Анализ использования этих моделей показывает, что подготовка информации для моделей требует огромного числа данных которые вводятся вручную для заранее известных расчетных схем, процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов/1.2/

В процессе эксплуатации возникает задачи расчета режима и оценки ее устойчивости для схем которые, не были учтены на стадии планирования режима. Это приводит к тому, что расчетные значения управляющих воздействий не совпадает с фактическими в связи несовпадением схемно-режимных параметров. Указанные недостатки существующей технологии использования полных моделей не позволяют их использовать в контуре управления. Ниже приводится анализ использования наиболее известных программ в контуре управления .

Управление режимами энергообъединениями осуществляется автоматическими и автоматизированными системами, которые проектируются и настраиваются с использованием расчетных моделей. В настоящее время расчеты выполняются вне контура управления для предварительно прогнозируемых режимов и заранее определенных расчетных возмущений. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности формируется на основе «расчетных схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов/1.2/

В процессе эксплуатации возникает задачи расчета режима и оценки ее устойчивости для схем которые, не были учтены на стадии планирования режима. Это приводит к тому, что расчетные значения управляющих воздействий не совпадает с фактическими в связи несовпадением схемно-режимных параметров. Для устранения указанного недостатка программного управления, в настоящее время, в электроэнергетике все более актуальным становятся переход к адаптивным принципам управления режимами/3/. Использование расчетных моделей, адаптируемых к изменениям текущих схем и режимов, позволяет выполнение большей части расчетов непосредственно в контуре управления. В связи с изложенным, возникает задача определения параметров модели сети по данным измерений при ее известной структуре или оценка состояния системы в реальном времени.

В данной статье рассматриваются вопросы формирование адаптивных моделей для контроля устойчивости в реальном времени. Формирование адаптивных моделей для контроля устойчивости предполагает решение следующих задач:

- Построение структуры модели системы и определение ее

расчетных параметров по известным паспортным данным и расчетных режимных параметров;

- Оценка параметров модели в режиме реального времени по измеренным значениям электропотребления;
- Выполнение прогнозных расчетов устойчивости по расчетной модели;
- Анализ результатов выполненных расчетов для оценки достаточности управления.

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности, что сложно выполнить для моделей используемых в контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.

Основными условиями сохранения параметров режима для исходной и упрощенной схемы базируются на теории обобщенного состояния сети и используют правила и методы определения состояния многополюсника по выходным параметрам при ее известной структуре./6/ Так, например, обобщенное уравнение состояния сети в установившемся режиме можно представить в следующем виде:

$$U_{\Delta} = Z \cdot J + E_0 \quad (2.1)$$

где  $Z$  - матрица пассивных параметров многополюсника,  
 $E_0$  - матрица активных параметров многополюсника

Матрица  $Z$  пассивных параметров многополюсника, имеет порядок равным числу независимых полюсов или числу контролируемых узлов исходной схемы.

Активными параметрами многополюсника  $E_0$  можно считать значения напряжения узлов присоединенных непосредственно ко всем независимым полюсам. В настоящее время для контроля режима сети стали использоваться устройства PMU (Phasor measurement unit). Синхронизированные векторных измерения модуля и фазы напряжения активных узлов позволяют выполнить условия адаптивности параметров модели режима к реальным условиям состояния режима сети. На основании

вышеизложенного можно сделать вывод о том, что матрица  $Z$  характеризует упрощенную схему с уменьшенным числом узлов.

Принятым условиям сохранения эквивалентности модели в отношении сохранения устойчивости отвечают модели в виде собственных взаимных проводимостей активных узлов (СВП)/4,5/

Математическая формализация и решение этой задачи базируется на методах идентификации динамических систем, использующих наиболее информативные параметры контролируемой части системы.

Для построения модели сети в виде СВП рассмотрим уравнения установившегося режима сети в виде матричной системы :

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{12} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{1n} \\ -Y_{21} & Y_{22} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & & & & \vdots \\ -Y_{n1} & -Y_{n2} & \bullet & \bullet & \bullet & Y_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix}, \quad (2.2)$$

где за положительное принято направление тока в сеть.

Модели сети в виде СВП генераторных узлов представляется матричным уравнением:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{12} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{1k} \\ -Y_{21} & Y_{22} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{2k} \\ \vdots & \vdots & & & & \vdots \\ -Y_{k1} & -Y_{k2} & \bullet & \bullet & \bullet & Y_{kk} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_k \end{bmatrix}, \quad (2.3)$$

Система (2) в отличии от системы(1) представлена собственными ( $Y_{ii}$ ) и взаимными  $Y_{ij}$  проводимостями относительно генераторных узлов. Для их определения воспользуемся методом «единичных токов». Суть данного метода заключается в следующем :

для системы (1) в генераторных узлах последовательно задаем значение тока равным единице, начиная с первого и определяем значения вектора напряжения для системы (1). Эту процедуру повторяем  $K$  раз по числу активных (или генераторных узлов) .

в схеме замещения нагрузки приняты пассивными узлами и представлены постоянными сопротивлениями  $Z_k = \text{const}$ .

полагая, что к первым  $m$  узлам сети ( $j = m+1, \dots, \kappa$ ) подключены генераторы, а к остальным узлам ( $j = \kappa+1, \dots, n$ ) - нагрузки.

В результате выполнения процедуры К раз получим следующую матрицу распределения напряжения определенных по методу единичных токов:

$$|U_{ij}| = \begin{bmatrix} U_{11} & \dots & -U_{1m} & -U_{1(m+1)} & \dots & -U_{1n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ -U_{m1} & \dots & U_{mm} & -U_{m(m+1)} & \dots & -U_{mn} \\ -U_{(m+1)1} & \dots & -U_{(m+1)m} & [U_{(m+1)(m+1)} + U_{H(m+1)}] & \dots & -U_{(m+1)n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ -U_{k1} & \dots & -U_{km} & -U_{k(m+1)} & \dots & [U_{kn} + U_{kH}] \end{bmatrix}$$

Число строк (к) равно числу генераторных узлов,

Число столбцов (n) равно числу узлов в схеме

Собственные значения проводимости (2) определяется в виде:

$$Y_{ii} = I_i / U_{ii}$$

где  $I_i$  - значение тока для I-того расчета,

$U_{ii}$  - значение напряжения в I-том узле для I-расчета

Взаимная проводимости активных узлов определяются в виде :

$$Y_{ij} = I_i / U_{ij}$$

Контроль ограничений осуществляется автоматическими устройствами, получившие названия автоматики от наброса мощности (АНМ).

АНМ, фиксирующая опасную перегрузку сечения межсистемной связи по условиям статической устойчивости в энергосистеме, является выявительным органом ПА, действующей по принципу 2 "ДО", до наступления нарушения. Уставки АНМ настраиваются по условиям достижения предельных значений мощности в контролируемых точках по сечению.

Настройка противоаварийной автоматики по принципу 2 "ДО" предполагает выполнение расчетов по настройке устройств ПА в до аварийном режиме. В связи с этим правильная настройка АНМ, определяющая эффективность ее действия, во многом зависит от полноты и корректности выполненных расчетов по определению предельно допустимых перетоков мощности на стадии планирования ожидаемых режимов и расчетных возмущений.

С целью выявления опасных перегрузок по условиям нарушения устойчивости выполняются многочисленные вариантные расчеты нормальных и утяжеленных режимов сети. При этом определяются необходимые точки

установки устройств АНМ и предельные значения контролируемых перетоков мощности.

Для примера, на рисунке 1 приведены контролируемые сечения и предельные значения перетоков или максимально допустимые перетоки для транзита "Север-Юг". Максимально допустимые перетоки(МДП) мощности по контролируемым сечениям определяются с учетом коэффициента запаса статической устойчивости для наихудшего условия существования режима.

Для транзита "Север-ЮГ" наиболее значимыми являются:

Развитие технических средств управления режимами энергообъединениями позволяет использованием адаптивных расчетных моделей в контуре управления. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности формируется на основе «расчетных схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности, что сложно выполнить для моделей, используемых в контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.

Трансформатор – один из важнейших элементов всякой электрической установки. Среди большого числа различных типов трансформаторов, изготавливаемых отечественными заводами, на первом месте по количеству и суммарной мощности стоят силовые масляные трансформаторы общего назначения, предназначенные для передачи электроэнергии на расстояние и ее распределения по потребителям – промышленным предприятиям, жилым домам, общественным зданиям и т. п.

За годы развития трансформаторостроения наметилась определенная тенденция к увеличению мощности трансформаторов в одной единице и повышению их напряжения.

Так, рост в единице мощности трансформаторов и автотрансформаторов, выпускавшихся в СССР, характеризуется следующими цифрами: 1925 г.-12,5 тыс. *кВА*, 1932 г.- 20 тыс. *кВА*, 1936 г. - 40 тыс. *кВА*, 1957 г. - 180 тыс. *кВА*, 1959 г. - 240 тыс. *кВА*.

Повышение с годами номинальных напряжений отечественных трансформаторов видно из следующих данных: до 1931 г.- 35 *кВ*, 1931 г. - 110 *кВ*, 1933 г. - 220 *кВ*, 1955 г. - 400 *кВ*, 1958 г. - 500 *кВ*.

В настоящее время уже изготовлены силовые трансформаторы, мощность которых приближается к 400 тыс. *кВА* в СССР работают трансформаторы с самым высоким в мире номинальным напряжением - 500 *кВ*. Однако это не предел: в ближайшие годы потребуются трансформаторное оборудование, рассчитанное на передачу еще больших мощностей при напряжении 700-800 *кВ*.

По принципу работы и основным элементам мощный трансформатор на высокое напряжение не отличается от трансформаторов малой и средней мощностей. Однако конструкции отдельных его узлов и трансформатора в целом имеют характерные особенности, связанные с большим весом, значительными механическими усилиями, возникающими в обмотках при коротких замыканиях, необходимостью отводить большое количество тепла, выделяющегося при работе трансформатора в обмотках, магнитопроводе и элементах конструкции, большими изоляционными расстояниями, которые должны быть выдержаны как внутри трансформатора, в баке, так и в воздухе, и др. Существенное влияние на конструкцию мощных трансформаторов оказывают также условия их перевозки по железной дороге.

С конструктивными особенностями самым тесным образом связан технологический процесс сборки магнитных трансформаторов высокого напряжения, которому и посвящена данная книга. Более того, технология производства и в первую очередь сборки сама влияет на конструкцию, заставляя при конструировании отдельных узлов трансформатора выбирать наиболее «технологичные» решения.

В трансформаторе передача электроэнергии к одной обмотки в другого происходит электромагнитным путем, что и определяет размеры его магнитопровода и всего трансформатора. В последние годы большое

распространение получили мощные автотрансформаторы на высокие напряжения взамен трансформаторов.

В автотрансформаторе две обмотки связаны не только электромагнитным путем, но и непосредственно электрически. При этом лишь часть электроэнергии передается электромагнитным путем, остальная же часть передается непосредственно из обмотки в обмотку электрическим путем. Благодаря этому при той же передаваемой мощности автотрансформатор легче трансформатора, имеет меньшие потери энергии и габаритные размеры.

Естественно, что и конструкции автотрансформаторов имеют свои характерно особенности и различную технологию сборки.

В процессе эксплуатации трансформаторов часто возникает необходимость изменения в некоторых пределах их коэффициента трансформации для регулирования напряжения. Это может быть осуществлено изменением числа витков одной из обмоток, подключением или отключением части витков.

В зависимости от того, предусматривает ли конструкция изменение числа витков при отключенном от сети или работающем трансформаторе, различают трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) и при отключенном от сети трансформаторе. Первые отличаются более сложной конструкцией, в частности отводов и переключающих устройств, наличием пристроенного к баку приводного механизма и пр.

Это влечет за собой и усложнение ряда сборочных операций, особенно на последних этапах сборки.

При очень больших мощностях встраивание аппаратуры для регулирования напряжения под нагрузкой в силовой трансформатор может оказаться трудным, так как приведет к увеличению веса и габаритных размеров сверх допустимых пределов.

В таких случаях для регулирования напряжения под нагрузкой применяют отдельные, так называемые вольтодобавочные трансформаторы или вольтодобавочные агрегаты, состоящие из двух трансформаторов, устанавливаемых рядом с главным трансформатором, регулируемое напряжение которых складывается с напряжением главного трансформатора или вычитается из него.

Среди большого числа различных трансформаторов специального назначения особое место занимают трансформаторы для питания дуговых металлургических электропечей. Характерной особенностью этих трансформаторов заключается в том, что их обмотка НН рассчитана на сравнительно низкие напряжения порядка десятков или сотен вольт и на большие токи, достигающие десятков, а иногда и сотен тысяч ампер. Тщательная сборка таких трансформаторов, в полной мере учитывающая особенности их конструкции, имеет решающее значение для их надежности безаварийной работы.



Технологический процесс сборки трансформатора завершает производственный цикл его изготовления. В сборочный цех или на сборочный участок поступают заранее изготовленные узлы трансформатора с других производственных участков – штамповочного, обмоточного, сварочного и некоторых других, вспомогательных.

Основными узлами, поступающими на сборку, являются магнитопровод в полностью собранном виде, обмотки, число которых может достигать до 12 на один трансформатор, например, для трехфазного автотрансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой, детали и узлы изоляционной конструкции, детали отводов, переключающие устройства, трансформаторы тока, бак, расширитель и вводы на все напряжения данного трансформатора.

Вместе с тем практика показывает, что некоторые детали трансформатора целесообразно изготавливать на самом сборочном участке. К таким деталям относятся, например, шинные отводы.

Технологический процесс сборки трансформатора на заводе, как правило, имеет целью собрать трансформатор в том виде, в котором он должен работать в эксплуатации. По окончании процесса заводской сборки трансформатор должен быть полностью подготовлен к контрольным испытаниям, предусмотренным ГОСТ 401-41 или техническими условиями. При заводской сборке на трансформаторах не устанавливаются те узлы и детали, в которых нет необходимости при проведении контрольных испытаний. К таким деталям относятся: тележка, охлаждающие устройства (радиаторы, охладители), термосифонные фильтры, контрольные и измерительные устройства, аппаратура управления и сигнализации, выхлопная труба на которые другие относятся.

Указанные детали и узлы устанавливают на трансформаторе при его монтаже на месте эксплуатации, так как монтаж трансформатора в противоположность сборке на заводе имеет целью подготовить трансформатор не к контрольным испытаниям, а к нормальной эксплуатации на месте установки. В заводских условиях лишь в некоторых случаях производят установку охлаждающих устройств, например для производства технических трансформаторов.

Поэтому сборку трансформатора на заводе нельзя отождествлять с его монтажом на месте установки.

Процесс сборки трансформаторов включает большое количество самых разнообразных производственных операций: расшихтовку и зашихтовку верхнего ярма магнитопровода, посадку обмоток, пайку, изолирование и многие другие. Кроме того, технологический процесс сборки включает и такие процессы, как сушка активной части, заливка трансформатора маслом (под вакуумом или без вакуума), окраска бака и др.

Отсюда вытекают и требования к оборудованию и планировке цеха или участка сборки трансформаторов, причем для трансформаторов больших мощностей решающее значение имеют габаритные размеры их активных

частей и баков, обуславливающие необходимые площади, и соответствующие веса, определяющие необходимую грузоподъемность кранового оборудования, и др.

Учитывая многообразие производственных операций, составляющих технологический процесс сборки трансформатора, необходимость сушки активной части на определенном этапе сборки, а также необходимость в промежуточных испытаниях трансформатора до окончания процесса сборки и проведения контрольного испытания, весь процесс сборки принято подразделять на ряд основных этапов. 1) первая сборка; 2) вторая сборка; 3) третья сборка; 4) демонтаж и погрузка.

Первая сборка трансформатора имеет цель собрать магнитопровод с обмотками. Она включает снятие верхних ярмовых балок и расшихтовку верхнего ярма магнитопровода, укладку нижней концевой изоляции, насадку на стержни всех обмоток и установку изоляционных деталей между обмотками (изоляционные цилиндры, угловые шайбы и др.), укладку верхней концевой изоляции, зашихтовку и прессовку верхнего ярма.

По окончании первой сборки трансформатор проходит первое предварительное испытание, включающее определение коэффициента трансформации, опыт холостого хода при пониженном возбуждении, измерение сопротивления изоляции активной стали магнитопровода. испытанные изоляции ярмовых балок и прессующих опилек.

Вторая сборка включает все операции, необходимые для подготовки активной части трансформатора к сушке и последующей установке ее в баке. В процессе второй сборки производится подготовка отводов к установке на трансформаторе, пайка катушек, сборка, пайка и изолирование отводов в местах паяк, установка переключающих устройств. Ко второй сборке относятся также установка трансформаторов тока, если они конструктивно объединены с отводами, установка изоляционной перегородки между обмотками и степкой бака на некоторые другие операции. Таким образом, в процессе второй сборки выявляется схема соединения всех обмоток.

По окончании второй сборки трансформатор проходит второе предварительное испытание, включающее определение коэффициента трансформации и схемы и группы соединения обмоток, а также измерение сопротивления обмоток постоянному току; в отдельных случаях проводится опыт короткого замыкания.

После испытания активная часть трансформатора подвергается сушке в специальных вакуумсушильных шкафах, причем для некоторых типов трансформаторов вслед за сушкой активную часть в сушильном шкафу заливают трансформаторным маслом.

В процессе сушки происходит усадка изоляционных материалов, в результате чего ослабевают крепления отводов, уменьшается высота обмоток, ослабевает их прессовка и т. п. Поэтому после сушки производят отделку активной части для ее подготовки к помещению в бак.

Третья сборка охватывает все оставшиеся операции, необходимые для подготовки трансформатора к испытаниям. В сюда входят: комплектовка крышки, установка активной части в баке и его уплотнение, установка вводов всех напряжений и прочей арматуры и заливка трансформатора маслом.

По окончании третьей сборки трансформатор предъявляется испытательной станции для проведения контрольных испытаний в соответствии с ГОСТ 401-41 и техническими условиями. В эти испытания входит, в частности, испытание изоляции трансформатора повышенным напряжением.

В комплекс работ сборочного цеха или участка входят также демонтаж трансформатора после испытания и его погрузка на железнодорожную платформу или транспортер.

Объем демонтажных работ особенно велик у мощных трансформаторов на высокие напряжения (в нормальном исполнении), конструкция которых не позволяет перевозить их по железной дороге в том виде, в каком они проходили испытание.

Все демонтированные узлы и детали, а также все оборудование трансформатора, которое не устанавливалось на нем в процессе сборки, погружаются на железнодорожные платформы и отправляются отдельно от трансформатора.

Современный мощный трансформатор высокого напряжения представляет собой сложное устройство, состоящее из большого числа различных конструктивных элементов, каждый из которых в той или иной мере оказывает влияние на его работу.

В процессе сборки – одного из важнейших этапов технологического процесса – отдельные элементы трансформаторов объединяют в готовое изделие. Высокое качество всех сборочных операций имеет решающее значение для успешного прохождения трансформатором испытаний при его выпуске с завода, для соответствия (его характеристик расчетным значениям и, наконец, для его бесперебойной работы в эксплуатации.

Это особенно важно, когда речь идет о трансформаторах больших мощностей, исчисляемых десятками и сотнями тысяч киловольт-ампер, так как один такой трансформатор питает крупный район с большим количеством потребителей – промышленных, коммунальных и бытовых.

Для обеспечения высококачественной сборки необходимо знать конструкции отдельных элементов трансформатора, их назначение и взаимодействие. При описании отдельных узлов особое внимание обращено на те особенности их конструкции, которые связаны со сборкой трансформатора.

Основными элементами трансформатора являются *магнитопровод* и *обмотки*. Магнитопровод, по которому замыкается магнитный поток, представляет собой магнитную цепь трансформатора, а обмотки, по которым протекает электрический ток, - его электрические цепи.

Магпитопровод вместе с насаженными на него обмотками представляет собой *активную часть* трансформатора. Остальные элементы являются его вспомогательными, неактивными частями.

Соединения различных частей обмоток между собой, с вводами и переключателями ответвлений называют *отводами* трансформатора.

При работе трансформатора, а также при его заводских испытаниях отдельные части (обмотки, отводы и др.) находятся под высоким напряжением относительно магнитопровода, стенки бака, крышки и других заземленных частей, а также между собой. При этом должна быть обеспечена цельность *изоляционной конструкции* трансформатора. Отдельные изоляционные детали выполняют из различных твердых электроизолирующих материалов – электроизоляционного картона, бумаги, дерева, гетинакса и т. п. изоляции большинство силовых трансформаторов, особенно мощных, используют жидкие электронизоляционные материалы, глазным образом трансформаторное (минеральное) масло (так называемые масляные трансформаторы).

При эксплуатации трансформаторов возникает необходимость изменения их коэффициента трансформации или *регулируемого напряжения*. В некоторых конструкциях предусматривается регулирование при обесточенном, т. е. *отключенном от сети*, трансформаторе, осуществляемое переключателем, а в других – *регулируемое напряжение под нагрузкой* (сокращенно - РПН), осуществляемое при помощи специальной аппаратуры, состоящей из переключателя, реактора, контактора и приводного механизма, представляющих собой самостоятельные конструктивные элементы, устанавливаемые на трансформаторе.

Для присоединения обмоток трансформатора к сети служат *вводы*, состоящие из токоведущих частей (стержень или труба), фарфоровой оболочки и опорного фланца ввод устанавливаются на крышке или стенке бака; при этом их нижняя часть находится внутри бака, в масле, а верхняя – вне бака, в воздухе.

Активную часть трансформатора вместе с отводами и переключающими устройствами помещают в *бак*, служащий резервуаром для масла. Основные части бака – стенки, дно и крышка.

Крышку бака используют для установки вводов, выхлопной трубы, крепления расширителя, термометров и других деталей.

На стенке бака укрепляют *охлаждающие устройства* трансформатора – *радиаторы* или *охлаждатели* (при маслено-воздушном охлаждении). В некоторых конструкциях радиаторы устанавливают на отдельном фундаменте рядом с трансформатором маслено-водяное охлаждение осуществляется при помощи *охлаждающих колонок*, устанавливаемых отдельно от трансформатора.

Некоторые конструкции трансформаторов больших мощностей и высоких напряжений предусматривают использование стенки бака также для установки вводов.

К дну бака крепится *тележка*, позволяющая перевозить трансформатор по рельсовым путям с небольшой скоростью в пределах подстанции.

Для того чтобы масло при всех практически возможных температурах всегда полностью заполняло бак, необходимо предусмотреть пространство, которое масло могло бы заполнить при увеличении своего объема. Для этой цели и служит *расширитель*, устанавливаемый выше уровня крышки и соединяемый с баком маслопроводом.

Для контроля за нормальной работой трансформатора, предотвращения аварий и управления им служат *контрольные, защитные и управляющие устройства*.

К контрольным устройствам относятся: *маслоуказатель, реле низкого уровня масла и термометры* для измерения температуры масла, к защитным – *газовое реле и выхлопные трубы*.

Трансформаторы с РПН снабжают *дистанционным указателем положения переключающего устройства* а также аппаратурой для *дистанционного управления приводным механизмом*. Большинство мощных трансформаторов с путевым охлаждением выпускают со *шкафами автоматического управления путем*, осуществляющими включение и отключение двигателей пути в зависимости от температуры масла и тока нагрузки. В современных конструкциях мощных трансформаторов предусматривают встроенные *трансформаторы тока*.

Магнитопровод представляет собой магнитную цепь трансформатора, по которой замыкается его основной магнитный поток. Одновременно магнитопровод служит основой для установки обмоток, крепления отводов, переключателей и некоторых других элементов. Его собирают из отдельных от изолированных друг от друга пластин электротехнической стали, образующих его активную часть. Изоляция пластин производят в основном лаком или бумагой наряду с другими.

## **2.3 Техническое водоснабжение и водоподготовительная установка**

### **2.4.1 Техническое водоснабжение**

Городская водопроводная вода Талгарского водовода является источником водоснабжения АТЭЦ-1.

Вода от Талгарской насосной двумя насосами (один - запасной) типа 24-МДН, производительностью 5000 м<sup>3</sup>/час, каждый из них подается на ТЭЦ. Общий расход горводопроводной воды данной насосной составляет около 2729,44 м<sup>3</sup>/час.

Основное течение горводопроводной воды от Талгарской насосной приходится на турбинный цех на охлаждение конденсаторов турбоагрегатов и газоохладительной генераторной (приблизительно 3867 м<sup>3</sup>/час). Помимо этого, в котельном и турбинном цехах горводопроводная вода применяется на охлаждение подшипников оборудования. Вода после конденсаторов и газоохладителей генераторов подогревается до 35 °С, подается на вторичное применение в качестве исходной воды в химический цех на ХВО-1 и ХВО-2.

Из прямого водовода часть воды используется на технологические потребности котельного цеха, в топливно-транспортном цехе, на водогрейной котельной и во вспомогательных цехах. Вода используется также для охлаждения масла в маслоохладителях турбогенераторов. Вода циркуляционной системы подпитывается водой из горводопровода. Остужающая вода после маслоохладителя скидывается в систему циркулодцев, помимо этого, на АТЭЦ-1 функционирует система обратного водоснабжения гидрозолоудаления - очищенная вода возвращается обратно в цикл станции с золоотвала.

### **2.4.2 Водоподготовительная установка**

Водопроводная городская вода водовода Талгара – источник водоснабжения водоподготовительной конструкции с целью подпитки котлов и теплосети, как и всего технического водоснабжения АТЭЦ-1.

Стабильным остается качество первоначальной воды, согласно итогам анализов минувших лет.

Для выявленной схемы горячего водоснабжения запроектирована существующая водоподготовительная конструкция для подпитки теплосети, производительностью 4500 м<sup>3</sup>/ч, по данной схеме:

- при работе водогрейных котлов - декарбонизация, подкисление серной кислотой, натрий – катионирование 100%;

- при выключенных водогрейных котлах – декарбонизация, подкисление серной кислотой, буферные фильтры. В качестве буферных фильтров предусмотрено применение натрий - катионитовых фильтров.

Путем стабилизации фосфорно-содержащим комплексом (ИОМС) по непроектной схеме производится обработка подпиточной воды тепловых сетей с 1992 г. Имеющийся узел подкисления применяется для дозирования ИОМСа. Натрий - катионовая конструкция находится в запасе.

Существующая химическая водоочистка подпитки паровых котлов функционирует согласно схеме: декарбонизация, двухступенчатое водород - катионирование, одна стадия анионирования на высокоосновных анионитах. Проектная продуктивность конструкции составляет 330 т/час.

Среднегодовая производительность установки согласно отчетным данным ТЭЦ-1 в настоящее время не превосходит 119 т/ч для подпитки котлов и 2390 м<sup>3</sup>/час для подпитки теплосети.

Запроектированная САО ВЭП конденсатоочистка, предназначенная для очищения конденсатов с производства, общестанционного конденсата, а также мазутохозяйства, смонтирована в неполном размере.

Конденсаты, которые периодически поступают с турбинного цеха (макс. до 40 т/ч) обрабатываются на натрий - катионитовых фильтрах, а затем попадают в бак декарбонизованной воды обессоливающей конструкции для последующего общего анионирования в смеси с частично обессоленной водой. Производительность натрий - катионитовых фильтров составляют 160т/час.

#### Основное и вспомогательное оборудование АТЭЦ-1.

Паровые котлы: 6хБКЗ-160-100Ф.

Параметры пара: давление 100 атм.;  
температура 540°С;  
паропроизводительность 160 т/ч;

Паровые турбины: Р-25-90/18

- электрическая мощность 25 МВт;
- расход пара на турбину 260 т/ч;
- суммарная тепловая мощность 180 МВт.

2хПТ – 60- 90/13

- электрическая мощность 60 МВт;
- расход пара на турбину 341 т/ч;
- суммарная тепловая мощность 201,8 МВт.

Пиковая водогрейная котельная:

Водогрейные котлы № 1-7 типа ПТВМ-100, располагаются в отдельном здании водогрейной котельной. Топливо мазут и газ.

Рабочая тепловая эффективность котлов:

- при работе на газе -100 Гкал/ч;
- при работе на мазуте - 75 Гкал/ч.

Электрическая мощность АТЭЦ, в летнем режиме составляет 71 МВт, в отопительном - 145 МВт. Регулировка электрической мощности АТЭЦ-1 за счет загрузки водогрейных котлов нецелесообразна, принимая во внимание значительные экономические показатели станции в системе АПК.

АТЭЦ-1 применяет 3 вида топлива: мазут, природный газ и уголь. В водогрейных котлах сжигается мазут, в энергетических - уголь.

В летний период в энергетических котлах и в весенне-осенний период в водогрейных сжигают сезонные избытки газа.

На станцию уголь поступает по железнодорожному пути, его разгрузка осуществляется вагоноопрокидывателем. Склад угля рассчитывается на хранение 250000 т.

С нефтеперерабатывающих заводов Казахстана мазут поступает в цистернах. Склад, где хранится мазут состоит из 2-ух расходных резервуаров 2\*2000 м<sup>3</sup> и 2-ух резервуаров хранения 2\*1000 м.

По газопроводу на ГРП (газораспределительный пункт) поступает газовое топливо, а затем подводится к водогрейным и энергетическим котлам.

Таблица 2.1 - Оборудование тепловой схемы ТЭЦ-1

	Наимен-е оборудования	Марка	ол-во	Те	Примечан
				пл.произ в Гк ал/в	
	2	3		5	6
.	Паровой котел № 8-13	БКЗ-160-100 Ф		98, 0	
.	Паровая турбина № 8	Р-25-90/13		15 5	№э = 25 МВт
.	Паровая турбина № 9,10	ПТ-60-90/13		16 4	№э = 60 МВт
.1	Редукционное охл. устр-во	РОУ-40/22			G = 75 т/ч
.2	Редукционная охл. установка	РОУ-22/6			G = 60 т/ч
.	Быстродейств. редукционная охл. установка	БРОУ-100/13			G = 150 т/ч
	Деаэраторы	ДСП-			V=72 м <sup>3</sup> G



.	повышенного давления (смешивающие)	225			= 225 т/ч
.	Деаэраторы атмосферного давления (смешивающие)	300 200	ДСА- ДСА-	2	V=27м <sup>3</sup> G = 300 т/ч V=53 м <sup>3</sup> G = 200 т/ч
.	Конденсаторы № 8,9	50-4	КСЦ-		G =800 т/ч схема вкл. последов-ная
.	Насосная (Талгарская)	24 НДН			H = 56 м вст. G = 5000 т/ч
0.	Насосная (сырой воды)	300Д 90			H = 74 м вст. G = 900 т/ч
1.	Деаэраторы вакуумные (смешивающие)	1200 800 400	ВД- ВД- ВД-		G = 1200 т/ч G = 800 т/ч G = 400 т/ч
2.	Баки запаса деаэратора воды				V = 5000 т/ч
3.	Насосная сетевая	СЭ125 0-140 СЭ125 0-125			H=140 м вст. G = 1250 т/ч H=125 м вст. G = 1250 т/ч
4.	Насосная подпиточная	300 Д 90			H=64м вст. G=900 т/ч
5.	Подогреватели сетевой воды вертикал. типа о(сновные)	ПВС31 5-3-23 ПВС50 0-3-23			G=725 т/ч F=315 м <sup>2</sup> G=1150 т/ч F=500м <sup>2</sup>
6.	Подогреватели сетевой воды вертикал. типа (пиковые)	ПВС50 0-14-23 ПВС31			G=1800 т/ч F=500м <sup>2</sup> G=1130 т/ч

		5-14-23			F=315м2
7.	Насосная перехватка сетевой воды	СЭ 1250-70 СЭ- 1250-140 СЭ- 5000-70			G = 1250 т/ч H = 70 м вст. G = 1250 т/ч H = 140 м вст. G = 5000 т/ч H = 70 м вст.
8.	Насосная (повысит.)	СЭ- 5000-160			G = 5000 т/ч H = 160 м вст.
9.	Пиковые водогрейные котлы	ПТВМ -100		10 0	Q=100 Гкал/ч

На АТЭЦ-1 действуют 4 основных цеха – это топливно - транспортный цех, турбинный цех, котельный цех, а также электроцех. Помимо них работают 2 вспомогательных цеха - цех ТАИ и ХВО.

### 3.1.1 Топливо-транспортный цех

Поставка жидкого и твёрдого топлива на АТЭЦ-1 осуществляется по железной дороге Алматы.

Склады жидкого и твёрдого топлива находятся на территории ТТЦ. На жидкое топливо отведено 4 ёмкости: 2 по 2000 т, 2 по 10000 т - расходные емкости. На ТТЦ также перерабатывают и подготавливают твердое топливо к сжиганию. Топливо перемалывается в мельницах до пылевидного состояния, далее по конвейеру направляется в бункеры.

При переводе энергетических и водогрейных котлов в качестве основного топлива на сжигание природного газа предусмотрено сохранение в качестве запасного топлива угля для энергетических котлов и мазута, а также для водогрейных котлов.

Избытки природного газа, который поступает в город Алматы по магистральному газопроводу Ду500 из Средней Азии, сжигаются на ТЭЦ-1, в основном, в летний период. Система внешних газопроводов, которая имеется

на станции, обеспечивает подачу нужного количества газа в летнем режиме при работе трех энергетических котлов, отпуск тепла на производственные потребности промышленных предприятий и на горячее водоснабжение центральной части г. Алматы.

Применение природного газа, как основного топлива требует:

- увеличения подачи газа в город по магистральному газопроводу за счет окончания строительства, а также ввода в эксплуатацию 2-ой нитки магистрального газопровода Ду 1000;
- перестройки системы внешнего газоснабжения электростанции с вводом новых газопроводов.

### 3.1.2 Существующая система топливоснабжения ТЭЦ

В настоящее время на «АлЭС» ТЭЦ-1 сжигают энергетический концентрат Карагандинского угля со следующими характеристиками:

- калорийность - 5446 ккал/кг
- зольность - 22,43 %
- влажность - 9,14 %
- выход летучих - 14,8 %

Сжигание твердого топлива выполняется в котлах 6 х БКЗ-160-100.

Наряду с энергетическим концентратом на АТЭЦ-1 поступает и обыкновенный промпродукт, угли др бассейнов РК.

Часовое потребление топлива для всех энергетических котлов составляет 131,9 т/ч и 1 х БКЗ-160-100Ф - 20,3 т/ч.

В летнее время на энергетических котлах сжигаются избытки природного газа, а в отопительное - газ для АТЭЦ-1 почти не выделяется.

В качестве растопочного топлива мазут используют в энергетических котлах.

В качестве основного топлива в водогрейных котлах 7хПТВМ-100 сжигают мазут и избытки природного газа.

Часовая затрата мазута водогрейными котлами - 77,4 т/ч.

Расчетная потребность АТЭЦ-1 в топливе, при условии работы всех водогрейных и энергетических котлов на газе, составляет зимой 184300 нм<sup>3</sup>ч, а летом - 30000 - 40000 нм<sup>3</sup>ч.

### 3.1.3 Топливо

При переходе водогрейных и энергетических котлов на сжигание природного газа, как основное топливо предусматривают сохранение в качестве запасного топлива угля для энергетических котлов и мазута - для водогрейных котлов.

Эксплуатацией магистральных газопроводов, в том числе незавершенным строительством второй нитки занимается компания Интергаз Центральная Азия (ИЦА).

По данным компании ИЦА после реконструкции существующего магистрального газопровода Ду 500, из-за повышения давления его пропускная способность возможно увеличится 5-7 млн м<sup>3</sup>/сутки (около 290 тыс. м<sup>3</sup>/ч). Это позволит подать на АТЭЦ-1 около 100 тыс. м<sup>3</sup>/ч, а также обеспечить работу всех энергетических и 2-ух водогрейных котлов с сокращением расхода мазута до 66 тыс. т/год при применении природного газа на коммунально-бытовые нужды г. Алматы примерно 180 тыс. м<sup>3</sup>/ч,

Если использовать природный газ как основное топливо для обеспечения рассчитываемой тепловой мощности АТЭЦ-1 1186 Гкал/ч, при работе с номинальной нагрузкой всех водогрейных и энергетических котлов, часовой расход газа будет составлять 183,54 тыс. м<sup>3</sup>/ч ( $Q_{pH} = 8120$  ккал/кг), а годовой 533 млн. м<sup>3</sup>/год.

#### 3.1.4 Мазутное хозяйство

Мазутохозяйство ТЭЦ-1 состоит из трехпутной сливной железнодорожной эстакады, которая предназначена для разгрузки сразу 18-ти шестидесятикубовых цистерн, железобетонной подземной приемной емкости, хранилище мазута, который состоит из 2-ух металлических резервуаров, емкость которых составляет 10000 м<sup>3</sup> с перекачивающей насосной, которая оборудована погружными насосами, мазутонасосной, 2-ух расходных резервуаров мазута емкостью по 2000 м<sup>3</sup>. Мазутное хозяйство было построено в 1968 – 1972 гг, но оно не соответствует требованиям СНиП 11-106-79 "Склады нефти и нефтепродуктов", которые действуют на территории страны, о котором имеется предписание пожарной инспекции.

#### 3.1.5 Хозяйство газообразного топлива

Газоснабжение АТЭЦ-1 снабжается от ГРС-1 по трубопроводу, диаметр которого составляет 400 мм, а давление 0,4 - 0,5 МПа и от ГРС-2, через ГРП Гулдер, по трубопроводу диаметром 700 мм и давлением 0,3 МПа. Схема газоснабжения ТЭЦ-1 затруднительная. Все элементы газового хозяйства на площадке станции рассчитаны на максимальную затрату газа всеми рабочими энергетическими и водогрейными котлами.

Система газоснабжения на площадке АТЭЦ-1 состоит из узлов:

- подводимые газопроводы от ГРС-1 и ГРС-2;
- газорегуляторный пункт (ГРП);
- внутривозвездочные газопроводы среднего давления;
- газопроводы энергетических и водогрейных котлов.

## Котельный цех

Топливо сжигается в котельном цехе, откуда попадает из ТТЦ. В котельном цехе на АТЭЦ-1 установлены паровые котлы БКЗ-160-100, к тому же котлы БКЗ-160-100 работают только в ходе выработки электроэнергии. Кроме перечисленных котлов КЦ установлены также водогрейные котлы, № 1-7 ПТВМ-100, которые работают при температуре 1500°С и располагают нагрузкой в 80 Гкал.

Водогрейные котлы: №1-№7

Котлы ПТВМ-100, которые установлены на АТЭЦ-1 для повышения производительности тепла до номинальной, надежности работы поверхностей нагрева; они прошли реконструкцию по проекту, разработанному СКБ ВТИ. В связи с этим имеют отличие от заводской конструкции - задний и фронтные экраны, расположение горелок, конвективная часть.

Теплопроизводительность (Гкал/ч) - 100

Объем топочной камеры (м<sup>3</sup>) - 275,3

Поверхность конвективной части (м<sup>2</sup>) - 2743

Габариты по осям котла (мм):

ширина - 6900

глубина - 6900

высота - 14450

Диаметр экранных труб (мм) - 60\*3

Шаг между трубами(мм) - 64

Диаметр труб конвективной части(мм) - 38\*3

Шаги поперечный (мм) - 110

продольный (мм) - 60

Водяной объем (м<sup>3</sup>) - 30

Номинальный расход воды при двухходовой схеме (м<sup>3</sup>/ч) - 2400

Минимальный расход воды (м<sup>3</sup>/ч) - 1500

Располагаемая нагрузка 80 Гкал при t=150

Паровые котлы БКЗ-160-100 стационарный № 8-13 - изготовлены на Барнаульском котельном заводе, мощность котла составляет 160т/ч, рабочее давление – 100 атм, рабочая температура - 540. Данные котлы работают в процессе выработки электрической энергии.

### Турбинный цех

Пар вырабатываемый в котельном цехе поступает в турбинный цех на турбины, что размещены в цехе. В цехе размещены турбины №9-№10- ПТ-60 – 90 /13 и №8 Р-25. Турбина №9-№10- ПТ-60 –90 /13 мощностью 60 МВт, работает при производственном отборе 13 атм и при давлении 90 атм. Турбины объединены с генераторами, которые расположились также в ТЦ. В цехе работают генераторы №8 - ТВФ-30 и №9 и 10 –ТВФ-60.

Турбины:

№8 - Р-25

№9,№10 - ПТ-60-90/13. Паровая турбина ПТ-60-90/13 с конденсацией и 2-мя регулируемыи отборами, представляет из себя двухцилиндровый одновальный агрегат.

1. номинальная мощность – 60 000 кВт;
2. число об/мин – 3 000;
3. t свежего пара перед ст.кл. – 535;
4. давление в конденсаторе - 0,035 атм;
5. температура охлаждающей воды – 20;
6. максимальный расход пара через турбину - 402 т/ч;
7. максимальный пропуск пара в конденсатор - 170 т/ч;
8. давление пара регулируемого промотбора - 18 атм;
9. давление пара теплофикационного отбора - 2,5 атм.

### 3.4 Электроцех

Произведенная энергия в турбинном цехе идёт в электроцех, там она накапливается и преобразовывается и только потом поступает к потребителю.

### ГЕНЕРАТОРЫ

№8 –ТВФ-30 номинальная нагрузка –30

№9,№10- ТВФ-60

№9 №10

мощность КВт 60000 70000

мощность кВт 75000 82400

### 3.4.1 Описание существующей схемы электрических соединений собственных нужд.

В качестве питания электроприемников собственных нужд на АТЭЦ предусмотрены следующие род тока и напряжения:

- для электродвигателей, мощность которых 200 кВт и выше - 6 кВ;
- для электродвигателей меньшей мощности - 0,4 кВ;
- для электродвигателей аварийных маслососов турбин, питателей пыли, аварийного освещения - 220 В постоянного тока.

Распределительный механизм собственных нужд напряжением 6,3 кВ существующей части АТЭЦ состоит из двадцати секций.

Токоприемники главного корпуса запитаны с секций КРУСН-6 кВ №1, №2, №5, №6, №10

С секций КРУСН-6 кВ №3, №4, №9 выполнено питание токоприемников водогрейной котельной.

Предусмотрены секции КРУСН-6 кВ №7, №8, №9 для питания токоприемников мазуто - насосной, повысительной насосной, ХВО, насосной подпитки теплосети

С надлежащих секций КРУСН-6кВ запитаны секции РУСН-0,4 кВ главного корпуса, ХВО, водогрейной котельной, насосной осветленной воды, мазуто - насосной, топливоподачи, лабораторного корпуса, багерной 2-го подъема.

Для освещения, а также для питания маломощных потребителей напряжением 0,4 кВ предусмотрены повторные силовые сборки.

Концентрические обмотки имеют форму цилиндров и располагаются концентрически. Такая конструкция применяется почти во всех силовых трансформаторах отечественного производства.

Чередующиеся обмотки размещаются в осевом направлении – попеременно группы катушек ВН и ПН. Эту конструкцию применяют в трансформаторах для электропечей.

Непрерывные и вивтовые обмотки наматывают либо на постоянном бумажно-бакелитовом цилиндре, либо по временном стальном цилиндре или разборном шаблоне.

Масляный канал между бумажно-бакелитовым цилиндром и обмоткой образуют рейки, склеенные из полос электрокартона. Каналы между катушками образуют прокладки из электрокартона, укрепленные на рейках. Бумажно-бакелитовый цилиндр является неотъемлемым элементом обмотки трансформатора, и поэтому при сборке трансформатора обмотка насаживается на стержень вместе с цилиндром.

Большинство непрерывных и винтовых обмоток мощных трансформаторов наматывают на временных стальных цилиндрах. По окружности располагают временные деревянные планки с продольными вырезами, в которые вставляют рейки с насаженными на них прокладками.

После намотки обмотку поднимают из горизонтального положения в вертикальное и стягивают стальными шпильками и плитами 2, прокладывая временные деревянные бруски 3. Рейки 4 берут с запасом по длине, так как первоначальная длина обмотки при ее намотке больше расчетной окончательной длины вследствие неплотностей и распухания изоляционных деталей.

При сборке трансформатора, после сушки, пропитки и запекания обмотки должны быть удалены стальные.

В последнее время вместо шаблонов в виде стального цилиндра применяют разборные стальные шаблоны, обеспечивающие ряд преимуществ. Такой разборный шаблон состоит в основном из двух дисков с пазами по окружности в соответствии с необходимым числом прокладок в обмотке. Таким образом, при данной технологии намотки обмотка поступает в сборочный цех, стянутой между прессующими плитами.

Двойные катушки дисковых обмоток наматывают по специальному шаблону и затем собирают в группы на временном стальном цилиндре. Между отдельными катушками и между цилиндром образуются замковыми прокладками из электрокартона, надеваемыми по катушки при сборке обмотки. В таком виде обмотку стягивают стальными плитами. При сборке трансформатора цилиндр, плиты и шпильки удаляют. В некоторых конструкциях трансформаторов дисковую обмотку одного стержня собирают целиком, а в виде отдельных групп – каждую на своем цилиндре.

В соответствии с этим и посадку таких обмоток на стержень магнитопровода при сборке трансформатора производят по частям (обмотки ВН трансформаторов 400-500 кВ и др.).

В магнитных трансформаторах общего и специального назначения применяют обмотки с большим количеством различных схем. Разнообразие применяемых схем объясняется наличием или отсутствием регулировочных ответвлений, их числом, расположенном.

Изоляция обмоток трансформаторов подразделяют на два вида: *продольную* и *главную*. Продольной изоляцией называют изоляцию между отдельными элементами данной обмотки — витками, катушками, слоями и т. п. Эта изоляция почти полностью выполняется при изготовлении обмотки в обмоточном цехе и поэтому здесь не рассматривается.

Главной изоляцией называют изоляцию данной обмотки от заземленных частей магнитопровода, бака и других обмоток. Эта изоляция в основном осуществляется в процессе сборки трансформатора.

В силовых трансформаторах отечественного производства главная изоляция — *маслобарьерная*. Это означает, что для изоляции между



отдельными частями трансформатора применяют минеральное масло. Для повышения электрической прочности масляных промежутков их разделяют барьерами из электрокартона. Число барьеров выбирают с таким расчетом, чтобы отдельные масляные промежутки между ними не превышали 20-25 мм.

Таким образом, электрическая прочность главной изоляции обмоток в основном зависит от прочности масляных промежутков, в то время как барьеры играют вспомогательную роль, способствуя повышению прочности изоляции в целом. Поэтому при увеличении толщины барьера (изоляционного цилиндра между обмотками) в 2 раза (например, с 4 до 8 мм) электрическая прочность всего промежутка увеличится отнюдь не вдвое, а меньше.

В большинстве мощных трансформаторов изоляционные цилиндры выполняют «мягкими», т. е. из электро-изоляционного картона, обычно толщиной 2 мм. В трансформаторах 110 кВ применяют картон марки ЭА4Ц. Для более высоких напряжений желательна марка ЭМТ; электрокартон этой марки более эластичен и поэтому позволяет осуществить более плотную намотку цилиндров.

По высоте цилиндры делают сплошными, без стыков. По окружности стыки в каждом слое должны перекрывать друг друга не менее чем на 50 мм с тем, чтобы ни в одном месте толщина цилиндра не была меньше указанной в чертеже.

Во избежание значительных утолщений цилиндра, которые могли бы затруднить насадку обмотки, не допускаются два стыка в одном пролете между рейками.

«Мягкие» (сшивные) угловые шайбы изготавливают из электрокартона марки ЭМТ толщиной 1 мм или ЭМЦ толщиной 0,5 мм. Благодаря их применению прочность главной изоляции обмоток у края значительно повышается, что дает возможность применять меньшие изоляционные расстояния, чем в конструкции без угловых шайб. В цилиндрической части отдельные листы угловой шайбы – целые, в горизонтальной части они имеют надрезы, что и позволяет производить их отбортовку.

В изоляционном промежутке между торцами обмоток и ярмом *i* устанавливают ярмовые барьеры, перекрывающие поверхность ярма, обращенную к обмоткам.

В масляном промежутке между двумя обмотками ВН трехфазных трансформаторов устанавливают междуфазную перегородку в виде плоских листов из электрокартона, которая в сочетании с барьерами обмотки В11. В некоторых случаях (в зависимости от схемы обмотки ВН) междуфазную перегородку.

Надежная работа трансформатора во многом зависит от того, насколько механически прочно закреплены на своих местах обмотки.

Расчет конструкции и деталей крепления обмоток должен быть выполнен, не только исходя из веса обмоток, но и с учетом усилий, действующих на обмотки при коротких замыканиях. Такие усилия

складываются из двух составляющих: радиальные усилия, сжимающие внутреннюю обмотку и растягивающие наружную, и осевые усилия, стремящиеся сместить обмотки или их части друг относительно друга в осевом направлении. В соответствии с этим обмотки должны быть надежно закреплены как в радиальном, так и в осевом направлениях.

В радиальном направлении внутренняя по расположению обмотка закрепляется круглыми деревянными стержнями и деревянными планками фасонного сечения. Деревянные стержни ставятся в уступах стержня магнитопровода, планки с четырех сторон на этих плоских поверхностях.

Деревянные стержни должны быть установлены так, чтобы не закрывать охлаждающих каналов магнитопровода, и располагаться по возможности ближе к осям прокладок. Обычно ближайшего наружного — прокладками, выступающими за обмотку. Если между двумя соседними обмотками расположено более одного изоляционного цилиндра, то между цилиндрами устанавливаются планки прямоугольного сечения, склеенные из электрокартона.

Основой осевого крепления обмоток являются стальные прессующие кольца. В трансформаторах класса 110 кВ применяют общую прессовку обмоток одним прессующим кольцом, в трансформаторах 220-500 кВ — раздельную прессовку двумя кольцами в двухобмоточных и тремя в трехобмоточных трансформаторах.

В процессе сушки активной части трансформатора высота обмоток уменьшается за счет осевой усадки деталей из электрокартона (шайбы, прокладки) и бумажной изоляции. Подтягивание упорных домкратов и нажимных шпилек прессующих колец позволяет восстановить ослабившее после сушки осевое крепление обмоток и обеспечить необходимое прессующее усилие. Кроме того, прессующие кольца, как уже указывалось выше, облегчают зашивку верхнего ярма в процессе сборки трансформатора.

Промежутки между прессующими кольцами и верхними торцами обмоток, а также между нижними торцами обмоток и ярмом заполняются деталями концевой изоляции — шайбами с прокладками, горизонтальными отворотами угловых шайб, барьерами. В нижней части промежутков между ярмовой изоляцией и полкой ярмовой балки, образованный выступом ярма магнитопровода, заполняется уравнивающей прокладкой.

Концы внутренних обмоток выводятся либо в канале между ярмовой изоляцией и уравнивающей прокладкой (при классе изоляции внутренних обмоток до 35 кВ включительно), либо через отверстие в ярмовой балке (при классах изоляции внутренних обмоток 110-220 кВ).

В трансформаторах обмотки разных напряжений (например, ВН и СН) не имеют электрической связи; они связаны только магнитно. В автотрансформаторах две обмотки (обычно ВН и СН), кроме магнитной связи, имеют еще непосредственную электрическую. Это обеспечивает

значительную преимущества, позволяя уменьшить вес, габариты размеры по сравнению с трансформатором той же мощности.

Кроме того, автотрансформатор имеет третью обмотку, электрически не связанную с другими, обмотку НН.

Обмотки ВН, СН и НН автотрансформатора не располагают так, как это схематично показано, сдвинутыми в осевом направлении. Их нужно располагать концентрически и совпадающими по высоте.

В автотрансформаторах 220-500 кВ обмотку ВН делают не с вводом А на конце, а с вводом А по середине стержня. Схема повышающих автотрансформаторов отличается лишь тем, что обмотка НН является не внутренней, а расположена между обмотками ВН и СН.

В понижающем автотрансформаторе обмотки ВН и СН расположены рядом. Это позволяет их соединение осуществить внутри путем пайки кабелей емкостных колец, не выводя наружу.

В повышающем автотрансформаторе между обмотками ВН и СН расположена обмотка НН. Поэтому осуществить внутреннее соединение обмоток ВН и СН не удастся. Нижний конец обмотки СН приходится выводить (так же как в трансформаторе с отдельными обмотками) и снаружи обмоток соединять с обмоткой ВН.

В двухобмоточных повышающих трансформаторах большой мощности обмотку ВН разделяют на две части, располагая их концентрически; между ними помещают обмотку НН. Такое расположение обмоток называют *двойными концентрическим*.

В процессе эксплуатации трансформаторов возникает необходимость изменять в некоторых пределах их коэффициент трансформации. Это связано, например, с необходимостью поддержания номинального напряжения на зажимах вторичной обмотки при колебаниях нагрузки, при изменениях напряжения питания на первичной обмотке и пр.

Для возможности изменения коэффициента трансформации обмотки снабжают *регулируемыми ответвлениями* в двухобмоточных трансформаторах одну из обмоток, в трехобмоточных – одну или две.

В трансформаторах применяют две системы регулирования напряжения (изменения коэффициента трансформации); при *отключенном от сети трансформаторе* (без нагрузки) и *под нагрузкой*.

В первом случае переключение ответвлений производится после отключения всех обмоток трансформатора от сети. Это означает, что на время переключения все приемники электроэнергии, питаемые от данного трансформатора, лишаются электроснабжения.

При этой системе аппаратура переключения состоит из двух основных элементов – *переключателя ответвлений* и *привода*, устанавливаемого на крышке или стенке бака и служащего для управления переключателем.

Переключатель устанавливают на активной части трансформатора. Его основными элементами являются: система неподвижных контактов,

соединенных с соответствующими регулировочными ответвлениями обмотки, и система подвижных контактов, соединяющих те или иные неподвижные контакты.

Переводить переключатель из одного положения в другое допустимо лишь при отсутствии напряжения на нем.

В мощных трансформаторах применяют однофазные *переключатели барабанного типа*, состоящие в основном из двух дисков с вставленными в них контактными стержнями или трубами.

В качестве подвижных контактов используют кольца, укрепленные на пружинах на коленчатом валу. Соединения между контактными стержнями и регулировочными ответвлениями обмотки осуществляют гибким кабелем, один конец которого припаивают к ответвлению, а второй натягивают либо непосредственно в соответствующий контактный стержень, либо в наконечник, ввинчиваемый в контактную трубу. При относительно небольших токах подводка кабелей к переключателю – односторонняя, при больших токах – двусторонняя.

Крепление переключателя барабанного типа на активной части трансформатора. Переключатель устанавливается в вертикальном положении. В вырез в гегинаксовых дисках переключателя входят выступы двух коротких бумажно-бакелитовых цилиндров.

Управление переключателем осуществляется *ручным приводом*. В трансформаторах до 110 кВ включительно привод устанавливают на крышке бака крепят к флагцу. Вал привода посредством верхней муфты соединяют, нижняя муфта которой штифтом скреплена с переходной втулкой коленчатого вала переключателя. Таким приводом, приводят во вращение коленчатый вал переключателя, а вместе с ним перемещают подвижные контакты.

Привод имеет *конусное кольцо*, служащее для подгонки положения колпака к положению коленчатого вала и контактной системы переключателя. Опыт показывает, что от правильной подгонки привода значительной мере зависит надежность работы переключателя и трансформатора. При плохой подгонке на месте монтажа подвижная контактная система переключателя может оказаться несколько отжатой от одного из неподвижных контактных стержней, в результате в этом месте сильно растет переходное сопротивление, а вместе с ним и нагрев, что может привести к обгоранию и аварии трансформатора.

В трансформаторах 220 и 330 кВ, как правило, применяют так называемые *боковые приводы*, выведенные на стенку бака.

Нижняя коробка бокового привода обычно устанавливается на стенке бака на высоте около 1200 мм над уровнем катания трансформатора. Таким образом, в эксплуатации обеспечивается удобное управление переключателем с фундамента трансформатора. Сокращается время, необходимое для

переключения, по сравнению с тем, которое необходимо, когда приводы установлены на крышке.

При системе *регулирования напряжения под нагрузкой* (сокращенно – РПН) переключение ответвлений можно производить без отключения обмоток от сети, т. е. в процессе нормальной работы трансформатора, по обмоткам которого протекают нагрузочные токи. Таким образом, при этой системе регулирования питание приемников электроэнергии в процессе переключения не прерывается и цепь тока остается замкнутой в течение всего времени переключения.

Как уже указывалось, сам переключатель позволяет производить его перевод из одного положения в другое лишь в обесточенном состоянии. Поэтому в комплект аппаратуры регулирования под нагрузкой, помимо привода и переключателя, входит еще один аппарат – *контактор*, прерывающий цепь тока переключателя перед его переводом в другое положение. Для того чтобы при этом не прерывалось, хотя бы даже на короткое время, электроснабжение потребителей, предусматривают два переключателя и два контактора, работающие по очереди.

При этом через каждый переключатель и контактор, а также по каждой половине обмотки реактора протекает половина нагрузочного тока трансформатора. Направления намотки выбраны так, что результирующая индуктивность реактора при этом равна нулю.

Допустим, что аппаратуру необходимо перевести из положения 2 в положение 1. Полный цикл перехода состоит из шести отдельных операций, производимых в следующей последовательности.

Затем обесточенный переключатель II переходит из положения 2 в положение 1. Далее, снова включается контактор. Это положение называется положением «моста», так как аппаратура переключения как бы перекрывает (образует «мост») участок обмотки между двумя соседними ответвлениями (в данном случае между ответвлениями 1 и 2).

В положении «моста» по замкнутому контуру, образовавшему участком обмотки, переключателями, контакторами и реактором, протекает циркулирующий ток. В ветви переключателя  $I_1$  и контактора  $K_1$  он добавляется к половине нагрузочного тока, а в ветви переключателя  $II_2$  и контактора  $K_2$  вычитается.

Назначение *реактора* заключается в том, чтобы в положении «моста» ограничить циркулирующий ток и тем самым избежать перегрузки обмотки, переключателей и контакторов.

Наконец, включается контактор  $K_2$ . На этом заканчивается цикл переключения. Теперь аппаратура снова находится в рабочем положении, по уже по ответвлению.

Все описанные операции производятся последовательно посредством привода, снабженного электродвигателем. Однако в случае необходимости переключение может быть произведено и вручную рукояткой.

Отдельные элементы аппаратуры переключения располагаются на трансформаторе следующим образом.

Привод – в специальном кожухе, устанавливаемом на стенке бака, обычно с узкой стороны, на высоте, удобной для его обслуживания.

В верхней части бака над приводом располагают бачок контактора, заливаемый маслом. Контактор соединят с приводом вертикальным валом. Помещать контактор в бак трансформатора нельзя, так как при работе контактора между его контактами образуется электрическая дуга, под действием которой масло обугливается и ухудшает свои электроизоляционные свойства.

Поэтому контактор всегда размещают в отдельном бачке, масло которого не сообщается с маслом трансформатора.

В некоторых случаях их помещают с узкой стороны активной части трансформатора между верхними и нижними ярмовыми балками.

### **3.4.2 Главный корпус**

Установку регулирующей и запорной арматуры на газопроводах котлов предусматривают в районе фронтальной части котлов и в сторону осей Д и Е в один ярус, на газопроводах котлов №8-13 на боковых стенках в 2 яруса.

Щиты КИП и А, стенды, сборки задвижек располагаются на отметке 4.00 и 8.00 в ячейках котлов по фронту в районе осей В-1 и Б-1.

Питание вновь устанавливаемых сборок задвижек и местных щитов розжига котлов №8-13 выполняется с существующих секций РУСН-0,4 кВ главного корпуса с заменой на существующих панелях предохранителей и несоответствующих автоматических выключателей:

- для к.а. №8,9 с РУСН-0,4кВ №5, секция 10 и 11;
- для к.а. №10,11 с РУСН-0,4кВ №6, секция 12 и 13;
- для к.а. №12,13 с РУСН-0,4кВ №7, секция 14 и 15.

Питание снова устанавливаемых щитов управления к.а. №8-13 реализуется шлейфом от существующих щитов управления соответствующих котлов.

Системы вентиляции котельного отделения запитываются от силовых сборок серии РТЗО-88М. Сборки устанавливают на отметке 4.00, ряд В-1 и Б-1, питание сборок выполняют шлейфом от шкафов ввода сборок задвижек КИП и А к.а. №8 и №10.

Для питания погружных перекачивающих насосов предусмотрены три силовые сборки серии ПР-8500. Сборки запитываются с секций №10,11,12 РУСН-0,4кВ главного корпуса.

Схема электрического соединения электроснабжения сборок задвижек систем вентиляции, топливных систем, силовых сборок, а также отдельных

приемников тока главного корпуса представлена на черт. № 966.0М-ЭТ.1216.001.

Для вентиляционных систем котельного отделения и электроснабжения задвижек топливных систем котлов используют сборки задвижек серии РТЗО-88М, изготовления ПО "Средаэлектроаппарат" для питания токоприемников системы ГЗУ - распределительные пункты ПР-8500 Алматинского завода низковольтной аппаратуры.

На имеющихся панелях секций РУСН - 0,4кВ нужно выполнить замену существующего электрооборудования на автоматы серии А3700 и ВА57 изготовления АО "Дивногорского завода низковольтной аппаратуры".

Контрольные и силовые кабели, которые проходят через взрывоопасные зоны класса В-1, а в районах установки запорной и регулирующей арматуры на газопроводах в соответствии с ПУЭ 7.3.93 предусматриваются с медными жилами марок ВВГнг-1 кВ и КВВГнг.

Вне взрывоопасных зон предусматривается применение кабелей марок АВВГнг и АКВВГнг.

В местах прохождения групп кабелей числом более 20 по основным несущим металлоконструкциям главного корпуса выполняется защита их от воздействия огня при горении, обеспечивающая предел огнестойкости защищаемых конструкций не менее 0,75 часа. Выполнение указанной защиты предусматривается посредством окраски защищаемых конструкций огнезащитным покрытием.

### **3. Расчет тепловой схемы АТЭЦ-1**

#### **4.1 Описание принципиальной тепловой схемы**

Тепловая схема АТЭЦ-1 по питательной воде, пару, конденсату с поперечными связями.

Восполнение утрат в цикле производят химически обессоленной водой. Вода Талгарского водовода является исходной водой для подпитки теплосети и котлов. Сырая вода питьевого качества поступает через два водовода, их диаметр составляет 1000 мм и через повысительные насосы подается на охлаждение конденсаторов турбин № 9, 10. Далее подогретая сырая вода поступает на химводоочистку.

После химической очистки подпиточную воду котлов направляют в атмосферные деаэраторы и перекачивающими насосами подают в систему регенерации турбин № 9, 10, питательную воду подогревают в подогревателях высокого давления турбин. Деаэрацию подпиточной воды теплосети производят в вакуумных деаэраторах. Запас подпиточной воды теплосети должна обеспечиваться в аккумуляторных баках  $2 \times 5000 \text{ м}^3$ .

Подогрев сетевой воды производится последовательно в водогрейных котлах, а также в пиковых и основных подогревателях. У подачи сетевой воды

двухступенчатая схема. Сетевые насосы 2-го подъема поставлены перед водогрейными котлами.

Отпуск тепла от АТЭЦ-1 в горячей воде вырабатывают по шести двухтрубным магистралям. Предприятия, которые используют пар 1,3 МПа на технологические нужды, получают его через четыре паропровода из производственных отборов турбин ст. № 9,10, противодействие турбины ст. № 8.

Сырую воду подогревают во встроенных пучках конденсаторов ПТ-60-90/13 (работают круглый год, турбины работают только в -теплофикационном режиме). Затем подогревается в подогревателях сырой воды до 30°С, далее подается на химводоочистку (ХВО) для соответствующей обработки. После ХВО подпиточную воду направляют в вакуумные деаэратеры, у которых греющая среда - прямая сетевая вода, которая отбирается после ПВК и пиковых бойлеров. Далее после вакуумных деаэратеров подпиточную воду подают в баки-аккумуляторы или подпиточными насосами подают в направлении обратной сетевой воды. Сетевую обратную воду через сетевые насосы подают, соответственно, на главные подогреватели паровых турбин. Далее сетевая вода поступает на пиковые водогрейные котлы повысительными насосами сетевой воды, откуда через магистрали идет в город.

Для основных бойлеров в роли греющего пара выступает теплофикационный отбор турбин ПТ-60-90/13. А греющий пар пиковых бойлеров - производительный отбор турбин ПТ-60-90/13, противодействие Р-25-90/18 и общестанционный коллектор пара 1,3 МПа.

Пар подается из общего станционного коллектора 1,3 МПа на собственные нужды станции, на производство и мазутное хозяйство.

Подпиточная вода котлов проходит двухступенчатую деаэрацию сначала в атмосферном деаэраторе, греющая среда которого 0,12 МПа, а затем в деаэраторе повышенного давления, греющей средой которого является пар из общестанционного коллектора 0,6 МПа.

Производственный конденсат, а также конденсат, возвращенный из мазутного хозяйства, подается в атмосферный деаэратор.

### **3.2 Поверочный расчет тепловых нагрузок АТЭЦ-1**

Определение тепловых нагрузок коммунально-бытовых потребителей производим по среднегодовым показателям годового отчета АПК. Нагрузка на отопление и вентиляцию:

$$Q_{0T} = 604 \text{ МВт.}$$

Нагрузка горячего водоснабжения (ГВС):

$$Q_{ГВС} = 350 \text{ МВт.}$$



Нагрузка внешних потребителей по пару с давлением 1,3 МПа:

- максимальная 178 т/ч;

-минимальная 140 т/ч.

По определенным максимальным нагрузкам потребителей производится расчет потерь тепла и определяется полная тепловая нагрузка. По полной тепловой нагрузке производим пересчет нагрузок в четырех расчетных режимах работы ТЭЦ.

Исходные данные:

Нагрузка отопления и вентиляции $Q_{отв}$ , МВт	604
Нагрузка горячего водоснабжения, $Q_{гвс}$ , МВт	350
Пар на производство, $D_n$ , т/ч ( $P_n=1,3$ МПа)	178
Температурный график в сети, тпм/ том, °С	132/70

Таблица 4.2.1 - Тепловые нагрузки и режим работы ТЭЦ-1

№	Наименование показателей	Ед. измерения	Знач-е показателей
1.	Режим работы ТЭЦ базовый	час/год	6000
2.	Производительность химводоочистки теплосети		
	- максимальный	м <sup>3</sup> /ч	3200
	- ср. за зимний период	м <sup>3</sup> /ч	2500
	- ср. за летний период	м <sup>3</sup> /ч	1750
3.	Расход сырой воды		
	- максимальный	кг/с	1500
	- ср. за зимний период	кг/с	998
	- ср. за летний период	кг/с	961
4.	Температура воды в летний период:		
	- сырой исх. воды	°С	15
	- сырой воды после нагрева в теплофик. пучках	°С	20-30
	- сырой воды перед химобработкой	°С	20-30
	- хим. очищенной	°С	20-30
5.	Температура воды в зимний период:		
	- сырой исх. воды	°С	5
	- сырой воды после нагрева в теплофик. пучках	°С	11

	- сырой воды перед химобработкой	$^{\circ}\text{C}$	20
	- хим. очищенной	$^{\circ}\text{C}$	20
6.	Потенциальная тепловая нагрузка в зимний период	ГДж/ч	189
	- нагрев сырой воды после теплофик. пучков	ГДж/ч	566-530
	- нагрев химически очищенной воды (до 50-53 $^{\circ}\text{C}$ ) общая	ГДж/ч	755-820
7.	Потенциальная тепловая нагрузка в летний период		
	- нагрев химически очищенной воды	ГДж/ч	373-410
8.	Тепловой потенциал уходящих газов при применении всего объема	ГДж/ч	566-629
	- при применении части (60%) объема	ГДж/ч	294-378

### 4.3 Расчет тепловой схемы

Расчеты тепловой схемы приведены в таблице 4.3.1, а также расчеты по балансам тепла и пара в таблице 4.3.2.

## 5. Специальный вопрос.

### 5.1 Технологии сжигания с кипящим слоем в котле.

При рассмотрении возможности применения твердого топлива, а именно для энергоблоков последнего поколения, одним из ключевых вопросов считается эффективное сжигание топлива. Под последним в первую очередь понимается исполнение 2-ух требований:

- 1) полное сжигание, т.е. экономичное;
- 2) оно не должно приводить к крупным выбросам вредных веществ (в первую очередь оксидов азота и серы).

Длительное время для сжигания применяли и продолжают применять так именуемый факельный способ, при котором смесь мелкоизмельченного угля и горячего воздуха постоянно подают в зону горения, поддерживая пылающий

факел, который является источником лучистой и тепловой энергии для нагрева рабочего тела. Чтобы выполнить указанные выше требования, внедрен и разработан целый ряд режимных и конструктивных мероприятий, которые не имеют возможности исправить ситуацию в полной в полной мере. В следствие этого последние 15 лет проводятся поиски экологически чистых технологий сжигания широкой гаммы твердых топлив, особенно энергетических твердых топлив низкого качества. В числе таковых технологий пребывает разработка сжигания твердых топлив в циркулирующем кипящем слое (ЦКС) при атмосферном давлении.

Управление режимами энергообъединения осуществляется автоматическими и автоматизированными системами, которые проектируются и настраиваются с использованием расчетных моделей. В настоящее время расчеты выполняются вне контура управления для предварительно прогнозируемых режимов и заранее определенных расчетных возмущений. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности формируется на основе «расчетных схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности, что сложно выполнить для моделей, используемых в контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.

В данной работе рассматриваются вопросы формирования адаптивных моделей для контроля устойчивости в реальном времени. Формирование адаптивных моделей для контроля устойчивости предполагает решение следующих задач:

- Построение упрощенных моделей системы и определение ее расчетных параметров по известным паспортным данным и расчетным режимным параметрам
- Оценка параметров модели в режиме реального времени по измеренным значениям параметров режима ;
- Контроль устойчивости по измеряемым параметрам режима ;
- Использование синхронизированных векторных измерений для корректировки параметров модели

- Определение предельных режимов и контроля устойчивости по взаимным углам векторов напряжения;
- Разработка структуры устройств автоматики контроля устойчивости по взаимным углам векторов напряжения.

На стадии планирования режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности.

Классические полные модели используемые в комплексах программ моделирования установившихся и переходных режимов были представлены в разделах 1.1 и 1.2. Анализ использования этих моделей показывает, что подготовка информации для моделей требует огромного числа данных которые вводятся вручную для заранее известных расчетных схем, процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов/1.2/

В процессе эксплуатации возникает задачи расчета режима и оценки ее устойчивости для схем которые, не были учтены на стадии планирования режима. Это приводит к тому, что расчетные значения управляющих воздействий не совпадает с фактическими в связи несовпадением схемно-режимных параметров. Указанные недостатки существующей технологии использования полных моделей не позволяют их использовать в контуре управления. Ниже приводится анализ использования наиболее известных программ в контуре управления .

Управление режимами энергообъединения осуществляется автоматическими и автоматизированными системами, которые проектируются и настраиваются с использованием расчетных моделей. В настоящее время расчеты выполняются вне контура управления для предварительно прогнозируемых режимов и заранее определенных расчетных возмущений. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности формируется на основе «расчетных схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов/1.2/

В процессе эксплуатации возникает задачи расчета режима и оценки ее устойчивости для схем которые, не были учтены на стадии планирования режима. Это приводит к тому, что расчетные значения управляющих воздействий не совпадает с фактическими в связи несовпадением схемно-режимных параметров. Для устранения указанного недостатка программного управления, в настоящее время, в электроэнергетике все более актуальным становятся переход к адаптивным принципам управления режимами/3/. Использование расчетных моделей, адаптируемых к изменениям текущих схем и режимов, позволяет выполнение большей части расчетов непосредственно в контуре управления. В связи с изложенным, возникает задача определения

параметров модели сети по данным измерений при ее известной структуре или оценка состояния системы в реальном времени.

В данной статье рассматриваются вопросы формирования адаптивных моделей для контроля устойчивости в реальном времени. Формирование адаптивных моделей для контроля устойчивости предполагает решение следующих задач:

- Построение структуры модели системы и определение ее расчетных параметров по известным паспортным данным и расчетных режимных параметров;
- Оценка параметров модели в режиме реального времени по измеренным значениям электропотребления;
- Выполнение прогнозных расчетов устойчивости по расчетной модели;
- Анализ результатов выполненных расчетов для оценки достаточности управления.

На стадии планирования режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности, что сложно выполнить для моделей используемых в контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.

Основными условиями сохранения параметров режима для исходной и упрощенной схемы базируются на теории обобщенного состояния сети и используют правила и методы определения состояния многополюсника по выходным параметрам при ее известной структуре./6/ Так, например, обобщенное уравнение состояния сети в установившемся режиме можно представить в следующем виде:

$$U_{\Delta} = Z \cdot J + E_0 \quad (2.1)$$

где  $Z$  - матрица пассивных параметров многополюсника,  
 $E_0$  - матрица активных параметров многополюсника

Матрица  $Z$  пассивных параметров многополюсника, имеет порядок равным числу независимых полюсов или числу контролируемых узлов исходной схемы.

Активными параметрами многополюсника  $E_0$  можно считать значения напряжения узлов присоединенных непосредственно ко всем независимым полюсам. В настоящее время для контроля режима сети стали использоваться устройства РМУ (Phasormeasurementunit).

Синхронизированные векторных измерения модуля и фазы напряжения активных узлов позволяют выполнить условия адаптивности параметров модели режима к реальным условиям состояния режима сети. На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что матрица  $Z$  характеризует упрощенную схему с уменьшенным числом узлов.

Принятым условиям сохранения эквивалентности модели в отношении сохранения устойчивости отвечают модели в виде собственных и взаимных проводимостей активных узлов (СВП)/4,5/

Математическая формализация и решение этой задачи базируется на методах идентификации динамических систем, использующих наиболее информативные параметры контролируемой части системы.

Для построения модели сети в виде СВП рассмотрим уравнения установившегося режима сети в виде матричной системы :

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{12} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{1n} \\ -Y_{21} & Y_{22} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & & & & \vdots \\ -Y_{n1} & -Y_{n2} & \bullet & \bullet & \bullet & Y_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix}, \quad (2.2)$$

где за положительное принято направление тока в сеть.

Модели сети в виде СВП генераторных узлов представляется матричным уравнением:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{12} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{1e} \\ -Y_{21} & Y_{22} & \bullet & \bullet & \bullet & -Y_{2k} \\ \vdots & \vdots & & & & \vdots \\ -Y_{k1} & -Y_{k2} & \bullet & \bullet & \bullet & Y_{kk} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_k \end{bmatrix}, \quad (2.3)$$

Система (2) в отличии от системы(1) представлена собственными ( $Y_{ii}$ ) и взаимными  $Y_{ij}$  проводимостями относительно генераторных узлов. Для их определения воспользуемся методом «единичных токов». Суть данного метода заключается в следующем :

- для системы (1) в генераторных узлах последовательно задаем значение тока равным единице, начиная с первого и определяем значения вектора

напряжения для системы (1). Эту процедуру повторяем  $K$  раз по числу активных (или генераторных узлов) .

- в схеме замещения нагрузки приняты пассивными узлами и представлены постоянными сопротивлениями  $Z_k = \text{const}$  .
- полагая, что к первым  $m$  узлам сети ( $j = m+1, \dots, \kappa$ ) подключены генераторы, а к остальным узлам ( $j = \kappa+1, \dots, n$ ) - нагрузки.

В результате выполнения процедуры  $K$  раз получим следующую матрицу распределения напряжения определенных по методу единичных токов:

$$|U_{ij}| = \begin{bmatrix} U_{1\Gamma} & \dots & -U_{1m} & -U_{1(m+1)} & \dots & -U_{1n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ -U_{m1} & \dots & U_{mm} & -U_{m(m+1)} & \dots & -U_{(m)n} \\ -U_{(m+1)1} & \dots & -U_{(m+1)m} & [U_{(m+1)(m+1)} + U_{H(m+1)}] & \dots & -U_n \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ -U_{k1} & \dots & -U_{km} & -U_{k(m+1)} & \dots & [U_{kn} + U_{kH}] \end{bmatrix}$$

Число строк ( $\kappa$ ) равно числу генераторных узлов,

Число столбцов ( $n$ ) равно числу узлов в схеме

Собственные значения проводимости (2) определяется в виде:

$$Y_{ii} = I_i / U_{ii}$$

где  $I_i$  - значение тока для  $I$ -того расчета,

$U_{ii}$  - значение напряжения в  $I$ том узле для  $I$ расчета

Взаимная проводимости активных узлов определяются в виде :

$$Y_{ij} = I_i / U_{ij}$$

Контроль ограничений осуществляется автоматическими устройствами, получившие названия автоматики от наброса мощности (АНМ). АНМ, фиксирующая опасную перегрузку сечения межсистемной связи по условиям статической устойчивости в энергосистеме, является выявительным органом ПА, действующей по принципу 2 "ДО", до наступления нарушения. Уставки АНМ настраиваются по условиям достижения предельных значений мощности в контролируемых точках по сечению.

Настройка противоаварийной автоматики по принципу 2 "ДО" предполагает выполнение расчетов по настройке устройств ПА в до аварийном режиме. В связи с этим правильная настройка АНМ, определяющая эффективность ее действия, во многом зависит от полноты и корректности выполненных расчетов по определению предельно допустимых перетоков

мощности на стадии планирования ожидаемых режимов и расчетных возмущений .

С целью выявления опасных перегрузок по условиям нарушения устойчивости выполняются многочисленные вариантные расчеты нормальных и утяжеленных режимов сети. При этом определяются необходимые точки установки устройств АНМ и предельные значения контролируемых перетоков мощности.

Для примера, на рисунке 1 приведены контролируемые сечения и предельные значения перетоков или максимально допустимые перетоки для транзита "Север-Юг". Максимально допустимые перетоки(МДП) мощности по контролируемым сечениям определяются с учетом коэффициента запаса статической устойчивости для наихудшего условия существования режима.

Для транзита "Север-ЮГ" наиболее значимыми являются:

Развитие технических средств управления режимами энергообъединениями позволяет использованием адаптивных расчетных моделей в контуре управления. Математическое описание моделей электрической сети различной сложности формируется на основе «расчетных схем», процесс формирования моделей предусматривает использование параметров схем замещения элементов электрической сети, определяемых на стадии планирования режимов

На стадии планировании режимов, не ограниченных трудностями определения необходимых параметров, возможно использование модели любой сложности, что сложно выполнить для моделей, используемых в контуре управления, в условиях неполной наблюдаемости системы. Еще более сложно выполнить анализ результатов в темпе процесса управления режимами в реальном времени.

В связи с этим более предпочтительным на первых этапах создания адаптивных моделей является использование упрощенных и эквивалентных моделей системы, которые позволяют выполнить оценку состояния системы по наиболее информативным и характерным наблюдаемым координатам режима сети.



Трансформатор – один из важнейших элементов всякой электрической установки. Среди большого числа различных типов трансформаторов, изготавливаемых отечественными заводами, на первом месте по количеству и суммарной мощности стоят силовые масляные трансформаторы общего назначения, предназначенные для передачи электроэнергии на расстояние и ее распределения по потребителям – промышленным предприятиям, жилым домам, общественным зданиям и т. п.

За годы развития трансформаторостроения наметилась определенная тенденция к увеличению мощности трансформаторов в одной единице и повышению их напряжения.

Так, рост в единице мощности трансформаторов и автотрансформаторов, выпускавшихся в СССР, характеризуется следующими цифрами: 1925 г.-12,5 тыс. *кВа*, 1932 г.- 20 тыс. *кВа*, 1936 г. - 40 тыс. *кВа*, 1957 г. - 180 тыс. *кВа*, 1959 г. - 240 тыс. *кВа*.

Повышение с годами номинальных напряжений отечественных трансформаторов видно из следующих данных: до 1931 г.- 35 *кВ*, 1931 г. - 110 *кВ*, 1933 г, - 220 *кВ*, 1955 г. - 400 *кВ*, 1958 г. - 500 *кВ*.

В настоящее время уже изготовлены силовые трансформаторы, мощность которых приближается к 400 тыс. *кВа* в СССР работают трансформаторы с самым высоким в мире номинальным напряжением - 500 *кВ*. Однако это не предел: в ближайшие годы потребуется трансформаторное оборудование, рассчитанное на передачу еще больших мощностей при напряжении 700-800 *кВ*.

По принципу работы и основным элементам мощный трансформатор на высокое напряжение не отличается от трансформаторов малой и средней мощностей. Однако конструкции отдельных его узлов и трансформатора в целом имеют характерные особенности, связанные с большим весом, значительными механическими усилиями, возникающими в обмотках при коротких замыканиях, необходимостью отводить большое количество тепла, выделяющегося при работе трансформатора в обмотках, магнитопроводе и элементах конструкции, большими изоляционными расстояниями, которые должны быть выдержаны как внутри трансформатора, в баке, так и в воздухе, и др. Существенное влияние на конструкцию мощных трансформаторов оказывают также условия их перевозки по железной дороге.

С конструктивными особенностями самым тесным образом связан технологический процесс сборки магнитных трансформаторов высокого напряжения, которому и посвящена данная книга. Более того, технология производства и в первую очередь сборки сама влияет на конструкцию, заставляя при конструировании отдельных узлов трансформатора выбирать наиболее «технологичные» решения.

В трансформаторе передача электроэнергии к одной обмотки в другого происходит электромагнитным путем, что и определяет размеры его магнитопровода и всего трансформатора. В последние годы большое

распространение получили мощные автотрансформаторы на высокие напряжения взамен трансформаторов.

В автотрансформаторе две обмотки связаны не только электромагнитным путем, но и непосредственно электрически. При этом лишь часть электроэнергии передается электромагнитным путем, остальная же часть передается непосредственно из обмотки в обмотку электрическим путем. Благодаря этому при той же передаваемой мощности автотрансформатор легче трансформатора, имеет меньшие потери энергии и габаритные размеры.

Естественно, что и конструкции автотрансформаторов имеют свои характерно особенности и различную технологию сборки.

В процессе эксплуатации трансформаторов часто возникает необходимость изменения в некоторых пределах их коэффициента трансформации для регулирования напряжения. Это может быть осуществлено изменением числа витков одной из обмоток, подключением или отключением части витков.

В зависимости от того, предусматривает ли конструкция изменение числа витков при отключенном от сети или работающем трансформаторе, различают трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) и при отключенном от сети трансформаторе. Первые отличаются более сложной конструкцией, в частности отводов и переключающих устройств, наличием пристроенного к баку приводного механизма и пр.

Это влечет за собой и усложнение ряда сборочных операций, особенно на последних этапах сборки.

При очень больших мощностях встраивание аппаратуры для регулирования напряжения под нагрузкой в силовой трансформатор может оказаться трудным, так как приведет к увеличению веса и габаритных размеров сверх допустимых пределов.

В таких случаях для регулирования напряжения под нагрузкой применяют отдельные, так называемые вольтодобавочные трансформаторы или вольтодобавочные агрегаты, состоящие из двух трансформаторов, устанавливаемых рядом с главным трансформатором, регулируемое напряжение которых складывается с напряжением главного трансформатора или вычитается из него.

Среди большого числа различных трансформаторов специального назначения особое место занимают трансформаторы для питания дуговых металлургических электропечей. Характерной особенностью этих трансформаторов заключается в том, что их обмотка НН рассчитана на сравнительно низкие напряжения порядка десятков или сотен вольт и на большие токи, достигающие десятков, а иногда и сотен тысяч ампер. Тщательная сборка таких трансформаторов, в полной мере учитывающая особенности их конструкции, имеет решающее значение для их надежности безаварийной работы.

Технологический процесс сборки трансформатора завершает производственный цикл его изготовления. В сборочный цех или на сборочный участок поступают заранее изготовленные узлы трансформатора с других производственных участков – штамповочного, обмоточного, сварочного и некоторых других, вспомогательных.

Основными узлами, поступающими на сборку, являются магнитопровод в полностью собранном виде, обмотки, число которых может достигать до 12 на один трансформатор, например, для трехфазного автотрансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой, детали и узлы изоляционной конструкции, детали отводов, переключающие устройства, трансформаторы тока, бак, расширитель и вводы на все напряжения данного трансформатора.

Вместе с тем практика показывает, что некоторые детали трансформатора целесообразно изготавливать на самом сборочном участке. К таким деталям относятся, например, шинные отводы.

Технологический процесс сборки трансформатора на заводе, как правило, имеет целью собрать трансформатор в том виде, в котором он должен работать в эксплуатации. По окончании процесса заводской сборки трансформатор должен быть полностью подготовлен к контрольным испытаниям, предусмотренным ГОСТ 401-41 или техническими условиями. При заводской сборке на трансформаторах не устанавливаются те узлы и детали, в которых нет необходимости при проведении контрольных испытаний. К таким деталям относятся: тележка, охлаждающие устройства (радиаторы, охладители), термосифонные фильтры, контрольные и измерительные устройства, аппаратура управления и сигнализации, выхлопная труба на которые другие относятся.

Указанные детали и узлы устанавливают на трансформаторе при его монтаже на месте эксплуатации, так как монтаж трансформатора в противоположность сборке на заводе имеет целью подготовить трансформатор не к контрольным испытаниям, а к нормальной эксплуатации на месте установки. В заводских условиях лишь в некоторых случаях производят установку охлаждающих устройств, например для производства технических трансформаторов.

Поэтому сборку трансформатора на заводе нельзя отождествлять с его монтажом на месте установки.

Процесс сборки трансформаторов включает большое количество самых разнообразных производственных операций: расшихтовку и зашихтовку верхнего ярма магнитопровода, посадку обмоток, пайку, изолирование и многие другие. Кроме того, технологический процесс сборки включает и такие процессы, как сушка активной части, заливка трансформатора маслом (под вакуумом или без вакуума), окраска бака и др.

Отсюда вытекают и требования к оборудованию и планировке цеха или участка сборки трансформаторов, причем для трансформаторов больших мощностей решающее значение имеют габаритные размеры их активных

частей и баков, обуславливающие необходимые площади, и соответствующие веса, определяющие необходимую грузоподъемность кранового оборудования, и др.

Учитывая многообразие производственных операций, составляющих технологический процесс сборки трансформатора, необходимость сушки активной части на определенном этапе сборки, а также необходимость в промежуточных испытаниях трансформатора до окончания процесса сборки и проведения контрольного испытания, весь процесс сборки принято подразделять на ряд основных этапов. 1) первая сборка; 2) вторая сборка; 3) третья сборка; 4) демонтаж и погрузка.

Первая сборка трансформатора имеет цель собрать магнитопровод с обмотками. Она включает снятие верхних ярмовых балок и расшихтовку верхнего ярма магнитопровода, укладку нижней концевой изоляции, насадку на стержни всех обмоток и установку изоляционных деталей между обмотками (изоляционные цилиндры, угловые шайбы и др.), укладку верхней концевой изоляции, зашихтовку и прессовку верхнего ярма.

По окончании первой сборки трансформатор проходит первое предварительное испытание, включающее определение коэффициента трансформации, опыт холостого хода при пониженном возбуждении, измерение сопротивления изоляции активной стали магнитопровода. испытанные изоляции ярмовых балок и прессующих опилек.

Вторая сборка включает все операции, необходимые для подготовки активной части трансформатора к сушке и последующей установке ее в баке. В процессе второй сборки производится подготовка отводов к установке на трансформаторе, пайка катушек, сборка, пайка и изолирование отводов в местах паяк, установка переключающих устройств. Ко второй сборке относятся также установка трансформаторов тока, если они конструктивно объединены с отводами, установка изоляционной перегородки между обмотками и степкой бака на некоторые другие операции. Таким образом, в процессе второй сборки выявляется схема соединения всех обмоток.

По окончании второй сборки трансформатор проходит второе предварительное испытание, включающее определение коэффициента трансформации и схемы и группы соединения обмоток, а также измерение сопротивления обмоток постоянному току; в отдельных случаях проводится опыт короткого замыкания.

После испытания активная часть трансформатора подвергается сушке в специальных вакуумсушильных шкафах, причем для некоторых типов трансформаторов вслед за сушкой активную часть в сушильном шкафу заливают трансформаторным маслом.

В процессе сушки происходит усадка изоляционных материалов, в результате чего ослабевают крепления отводов, уменьшается высота обмоток, ослабевает их прессовка и т. п. Поэтому после сушки производят отделку активной части для ее подготовки к помещению в бак.

Третья сборка охватывает все оставшиеся операции, необходимые для подготовки трансформатора к испытаниям. В сюда входят: комплектовка крышки, установка активной части в баке и его уплотнение, установка вводов всех напряжений и прочей арматуры и заливка трансформатора маслом.

По окончании третьей сборки трансформатор предъявляется испытательной станции для проведения контрольных испытаний в соответствии с ГОСТ 401-41 и техническими условиями. В эти испытания входит, в частности, испытание изоляции трансформатора повышенным напряжением.

В комплекс работ сборочного цеха или участка входят также демонтаж трансформатора после испытания и его погрузка на железнодорожную платформу или транспортер.

Объем демонтажных работ особенно велик у мощных трансформаторов на высокие напряжения (в нормальном исполнении), конструкция которых не позволяет перевозить их по железной дороге в том виде, в каком они проходили испытание.

Все демонтированные узлы и детали, а также все оборудование трансформатора, которое не устанавливалось на нем в процессе сборки, погружаются на железнодорожные платформы и отправляются отдельно от трансформатора.

Современный мощный трансформатор высокого напряжения представляет собой сложное устройство, состоящее из большого числа различных конструктивных элементов, каждый из которых в той или иной мере оказывает влияние на его работу.

В процессе сборки – одного из важнейших этапов технологического процесса – отдельные элементы трансформаторов объединяют в готовое изделие. Высокое качество всех сборочных операций имеет решающее значение для успешного прохождения трансформатором испытаний при его выпуске с завода, для соответствия (его характеристик расчетным значениям и, наконец, для его бесперебойной работы в эксплуатации.

Это особенно важно, когда речь идет о трансформаторах больших мощностей, исчисляемых десятками и сотнями тысяч киловольт-ампер, так как один такой трансформатор питает крупный район с большим количеством потребителей – промышленных, коммунальных и бытовых.

Для обеспечения высококачественной сборки необходимо знать конструкции отдельных элементов трансформатора, их назначение и взаимодействие. При описании отдельных узлов особое внимание обращено на те особенности их конструкции, которые связаны со сборкой трансформатора.

Основными элементами трансформатора являются *магнитопровод* и *обмотки*. Магнитопровод, по которому замыкается магнитный поток, представляет собой магнитную цепь трансформатора, а обмотки, по которым протекает электрический ток, - его электрические цепи.

Магпитопровод вместе с насаженными на него обмотками представляет собой *активную часть* трансформатора. Остальные элементы являются его вспомогательными, неактивными частями.

Соединения различных частей обмоток между собой, с вводами и переключателями ответвлений называют *отводами* трансформатора.

При работе трансформатора, а также при его заводских испытаниях отдельные части (обмотки, отводы и др.) находятся под высоким напряжением относительно магнитопровода, стенки бака, крышки и других заземленных частей, а также между собой. При этом должна быть обеспечена цельность *изоляционной конструкции* трансформатора. Отдельные изоляционные детали выполняют из различных твердых электроизолирующих материалов – электроизоляционного картона, бумаги, дерева, гетинакса и т. п. изоляции большинство силовых трансформаторов, особенно мощных, используют жидкие электронизоляционные материалы, глазным образом трансформаторное (минеральное) масло (так называемые масляные трансформаторы).

При эксплуатации трансформаторов возникает необходимость изменения их коэффициента трансформации или *регулируемого напряжения*. В некоторых конструкциях предусматривается регулирование при обесточенном, т. е. *отключенном от сети*, трансформаторе, осуществляемое переключателем, а в других – *регулируемое напряжение под нагрузкой* (сокращенно - РПН), осуществляемое при помощи специальной аппаратуры, состоящей из переключателя, реактора, контактора и приводного механизма, представляющих собой самостоятельные конструктивные элементы, устанавливаемые на трансформаторе.

Для присоединения обмоток трансформатора к сети служат *вводы*, состоящие из токоведущих частей (стержень или труба), фарфоровой оболочки и опорного фланца ввод устанавливаются на крышке или стенке бака; при этом их нижняя часть находится внутри бака, в масле, а верхняя – вне бака, в воздухе.

Активную часть трансформатора вместе с отводами и переключающими устройствами помещают в *бак*, служащий резервуаром для масла. Основные части бака – стенки, дно и крышка.

Крышку бака используют для установки вводов, выхлопной трубы, крепления расширителя, термометров и других деталей.

На стенке бака укрепляют *охлаждающие устройства* трансформатора – *радиаторы* или *охлаждатели* (при маслено-воздушном охлаждении). В некоторых конструкциях радиаторы устанавливают на отдельном фундаменте рядом с трансформатором масляно-водяное охлаждение осуществляется при помощи *охлаждающих колонок*, устанавливаемых отдельно от трансформатора.

Некоторые конструкции трансформаторов больших мощностей и высоких напряжений предусматривают использование стенки бака также для установки вводов.

К дну бака крепится *тележка*, позволяющая перевозить трансформатор по рельсовым путям с небольшой скоростью в пределах подстанции.

Для того чтобы масло при всех практически возможных температурах всегда полностью заполняло бак, необходимо предусмотреть пространство, которое масло могло бы заполнить при увеличении своего объема. Для этой цели и служит *расширитель*, устанавливаемый выше уровня крышки и соединяемый с баком маслопроводом.

Для контроля за нормальной работой трансформатора, предотвращения аварий и управления им служат *контрольные, защитные и управляющие устройства*.

К контрольным устройствам относятся: *маслоуказатель, реле низкого уровня масла и термометры* для измерения температуры масла, к защитным – *газовое реле и выхлопные трубы*.

Трансформаторы с РПН снабжают *дистанционным указателем положения переключающего устройства* а также аппаратурой для *дистанционного управления приводным механизмом*. Большинство мощных трансформаторов с путевым охлаждением выпускают со *шкафами автоматического управления путем*, осуществляющими включение и отключение двигателей пути в зависимости от температуры масла и тока нагрузки. В современных конструкциях мощных трансформаторов предусматривают встроенные *трансформаторы тока*.

Магнитопровод представляет собой магнитную цепь трансформатора, по которой замыкается его основной магнитный поток. Одновременно магнитопровод служит основой для установки обмоток, крепления отводов, переключателей и некоторых других элементов. Его собирают из отдельных от изолированных друг от друга пластин электротехнической стали, образующих его активную часть. Изоляция пластин производят в основном лаком или бумагой наряду с другими.

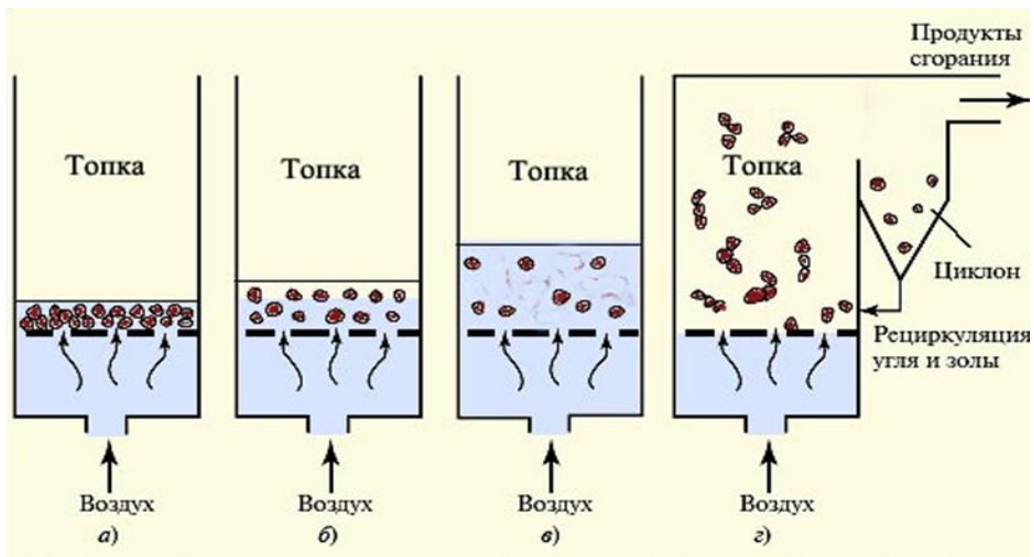


Рис.5.1.1 Изменение кипящего слоя при различных количествах воздуха, подаваемого для горения

Теоретической основой функционирования котлов с ЦКС считается представление о кипящем слое. Если в некоторой камере (рис. 5.1.1, а) установить решетку, на которую поместить слой угля, и к решетке подать в малом количестве воздух, тогда после подготовительного разогрева слоя начнет гореть топливо с поверхности, с выделением газообразных продуктов сгорания. При восполнении сгорающего топлива на решетке будет поддерживаться пламенеющий фиксированный слой. Будет осуществляться слоевое сжигание твердого топлива. Если постепенно увеличивать подачу воздуха под решетку, то на частички топлива, которые находятся на решетке будет действовать скоростной напор, он будет противодействовать силе тяжести, которая действует на каждую частицу топлива. При некой скорости воздуха частички топлива окажутся во взвешенном состоянии в подъемном потоке воздуха, а толщина горящего слоя увеличится (рис. 5.1.1, б).

При последующем возрастании скорости в слое появятся отдельные пузыри воздуха (рис. 5.1.1, в), а толщина слоя увеличится еще больше. Это есть пузырьковый кипящий слой. Он ведет себя как кипящая жидкость, отсюда и название способа — сжигание в кипящем слое.

При еще большем расходе воздуха подъемная сила, которая действует на частицы топлива, оказывается до такой степени высокой, что они не успевают сгорать и вырываются из кипящего слоя. При дальнейшем увеличении расхода воздуха видимый слой начинает исчезать и происходит горение скоплений частиц топлива во всем объеме камеры с усиленным перемешиванием (рис. 5.1.1, г). Больше количество частиц топлива не успевает сгореть и выносится из камеры. Здесь на их пути устанавливается циклон — это цилиндрический сосуд, продукты сгорания которого начинают отделяться от несгоревших частиц. Продукты сгорания направляют во вторую часть котла, так называемую конвективную шахту, для того, чтобы нагреть



рабочее тело (воду и пар), а несгоревшие частицы начинают двигаться в закрученном потоке, отбрасываются к стенкам, падая вниз и снова направляясь в камеру горения. Это и есть циркулирующий кипящий слой (ЦКС). Его главная особенность – это то, что циркулирующий материал в сотни раз превосходит количество воздуха, подаваемый для горения.

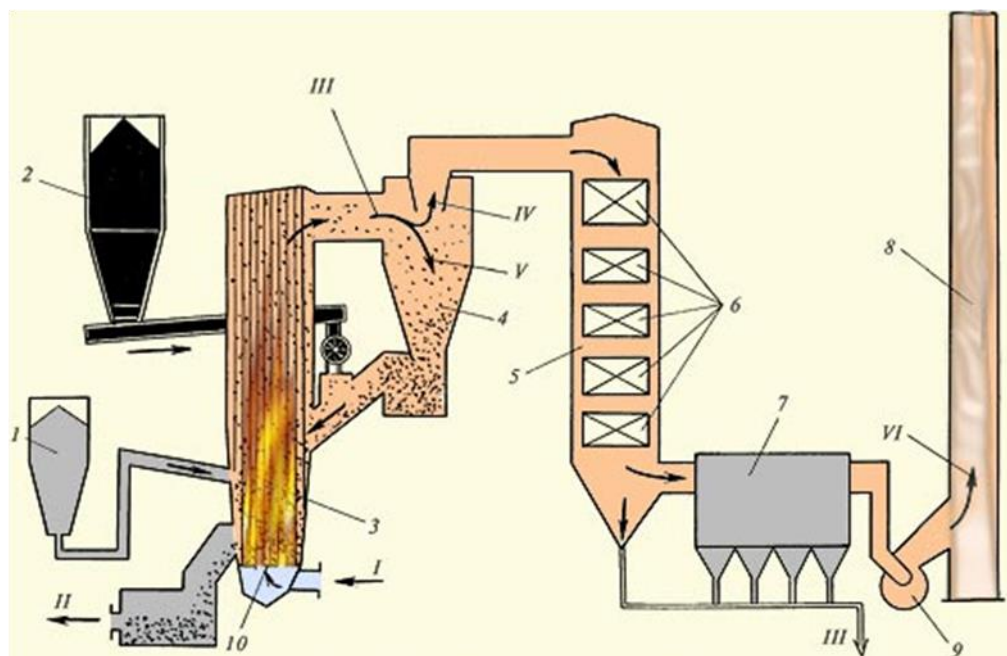


Рис 5.1.2 - Схема котла с ЦКС

Имеется целый ряд схем, которые реализуют технологию циркулирующего кипящего слоя. Рассмотрим одну из них, показанную на рис 5.1.2: уголь из бункера направляют на воздухораспределительную решетку топki, под которую для горения подают горячий воздух. На нее же из другого бункера поступает известняк, вступающий в химическую реакцию с серой, тем самым он связывает ее и в дальнейшем вместе с сухой золой отводится из котла. Таким образом, исключают попадание серы в дымовые газы, потом в воздушный бассейн. Образующийся кипящий слой передает часть своей теплоты рабочему телу, движущемуся в экранах, которыми облицованы стены топki. Из верхней части топki смесь продуктов сгорания и частиц топлива, не сгоревших в кипящем слое, направляется в циклон, где происходит отделение частиц несгоревшего топлива от продуктов сгорания. Несгоревшие горячие частицы смешиваются с частицами свежего топлива, и эта смесь поступает в горячий кипящий слой топki. Продукты сгорания поступают в конвективную шахту, в которой расположены другие поверхности нагрева рабочего тела: конвективный первичный и промежуточный пароперегреватели, экономайзер, воздухонагреватель. На выходе из конвективной шахты из продуктов сгорания удаляется летучая зола, и затем они поступают в электрофильтры для удаления остатков летучей золы, после чего они направляются в дымовую трубу для рассеивания в верхних слоях атмосферы.

Одна из основных идей, которые реализуются в котлах с ЦКС, состоит в том, что температура кипящего слоя оказывается низкой — на уровне 820—900 °С. При подобных температурах образование окислов азота идет очень медленно. Заметим, что в факельных пылеугольных топках температура горения достигает 2000 °С. В свою очередь, низкая температура горения обеспечивается большим размером частиц угля (от 2 до 25 мм) и их разобщенностью в кипящем слое, в отличие от пылеугольного сжигания, когда размер пылевых частиц находится на уровне 200 мкм.

Другая важная идея — многократная циркуляция горячей смеси золы, известняка и сравнительно небольшого количества подводимого свежего топлива. Это обеспечивает не только хорошую сероочистку продуктов сгорания, но и существенно интенсифицирует процесс сжигания.

Кроме того, возможно обеспечение жёстких экологических требований относительно выбросов оксидов азота и серы без применения громоздких и дорогостоящих установок для очистки от вредных выбросов. Особенность технологии сжигания твёрдого топлива в КС и ЦКС состоит в организации процесса сгорания как в слое, так и в надслоевом пространстве с возвратом и многократной циркуляцией топливных частиц в реакционной зоне.

Котлы с ЦКС, не считая указанных выше преимуществ имеют ряд других.

1. В ЦКС действительно сжигаются некачественные топлива: угли с большим содержанием породы, которая в ЦКС играет роль циркулирующего наполнителя слоя; угли с высоким содержанием золы и влаги, а также трудно зажигаемые топлива (с малым выходом летучих легковоспламеняющихся газов).

2. В одном и том же котле можно сжигать топливо разного и меняющегося свойства.

3. Перед подачей в топку ЦКС топливо не требует мелкого размола (достаточно дробление), которое исключает необходимость в угольных мельницах и улучшает экологическую обстановку на ТЭС.

4. Отсутствие отдельных серо- и азотоочистки (в котлах с ЦКС они органически встроены в процесс горения) обеспечивает компактность этих котлов, что делает их привлекательными для реконструкции действующих ТЭС.

К несомненным преимуществам технологии КС и ЦКС относится: экологическая чистота, возможность применения топлив с высокой зольностью (40-55 %) и низкой теплотой сгорания (на уровне 13397 кДж/кг), широкий диапазон регулирования мощности установок (30-100 % Nном), возможность работы в маневренном режиме.

Вместе с тем, по сравнению с пылеугольными котлами, котлы с ЦКС более сложны, они работают в более тяжелых условиях (эрозия поверхностей нагрева запыленным потоком), имеют повышенный расход электроэнергии на привод высоконапорных вентиляторов для подачи воздуха в зону горения и создания кипящего слоя.

Технико-экономические оценки демонстрируют, что котлы с ЦКС в энергоблоках 150—200 МВт обеспечивают себестоимость электричества, капитальные расходы, издержки на топливо, на сервис и ремонт, не превышающие подобные издержки для пылеугольных котлов с сероочисткой. При этом подчеркивается, что эффекты сопоставления находятся в зависимости от немалого количества моментов и ориентируются точными условиями.

Область внедрения котлов с ЦКС — сжигание низкосортных твердых топлив при паропроизводительности до 250 т/ч как для новых ТЭС, так и проходящих модернизацию. В мире в настоящее время эксплуатируется более 200 энергетических котлов с ЦКС, в том числе освоен энергоблок мощностью 250 МВт.

Сущность технологии ЦКС заключается в обеспечении циркуляции дисперсного материала, состоящего на 97...99 % из золowych частиц, по замкнутому контуру: топка - сепаратор - тракт рециркуляции - топка. При этом скорость газов в топочной камере начинает превосходить скорость витания для большей части фракций дисперсного материала. Это приводит к тому, что в отличие от стационарного кипящего слоя не присутствует чётко выраженной границы между кипящим слоем и надслоевым пространством. Вся топка переполнена дисперсным материалом, концентрация которого без выраженных скачков изменяется от максимума на воздухораспределительной решётке до минимума в верхней части топки.

Это изменение связано с внутритопочной циркуляцией твёрдой фазы, которая играет роль в сглаживании температурных градиентов в пределах топки. Естественно на воздухораспределительной решётке есть так называемый плотный слой, который состоит из наиболее крупных частиц. Данный слой обеспечивает равномерное распределение по решётке возвращаемого из сепаратора дисперсного материала, но при этом его высота и соответственно сопротивление определяет большую часть (70...80%) аэродинамического сопротивления топки.

Технология ЦКС обеспечивает эффективную и устойчивую работу котла на широкой гамме топлива ( $A_p = 10...80\%$ ;  $W_p = 0...60\%$ ;  $Q_n = 3,8...29$  МДж/кг;  $V_g = 3...90\%$ ). Из имеющихся промышленно проверенных методов сжигания топлива технология ЦКС может обеспечить наиболее глубокое внутритопочное подавление выбросов  $NO_x$  и  $SO_2$ . Содержание  $NO_x$  в дымовых газах (приведенное к  $\alpha = 1,4$ ) не превышает  $400$  мг/м<sup>3</sup>, а степень связывания  $SO_2$  составляет 85...95 %.

## 5.2 Принцип работы

Котлы для сжигания углей в кипящем слое (КС). Ухудшение качества добываемых углей (повышение зольности и влажности до значений выше 50-60% массы угля) вызывает затруднения при их сжигании факельным способом в топочной камере (срыв пламени, шлакование экранов, затруднения с понижением нагрузки). Организация сжигания таких топлив в так КС - это развитие ранее известного способа слоевого сжигания. Для сжигания в КС поступает дробленый уголь с предельным размером частиц до 25-30 мм.

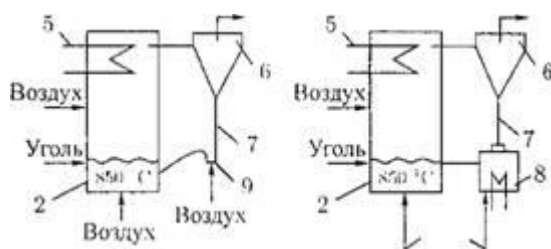


Рис. 5.2.1 Варианты схем топок с кипящим слоем: а — низкотемпературный кипящий слой, б — циркуляционный кипящий слой без охлаждения золы, в — то же, с охлаждением возврата золы в теплообменнике; 1 — питатель топлива; 2 — плотный слой топлива; 3 — разбавленный слой; 4 — короб высоконапорного воздуха; 5 — змеевиковая поверхность нагрева; 6 — горячий циклон; 7 — золопровод; 8 — теплообменник; 9 — сифон для разжижения золы.

На рис. 5.2.1 показаны наиболее свойственные схемы КС, которые применяются сегодня в энергетике. Более широко распространен метод сжигания топлив ухудшенного качества в низкотемпературном кипящем слое (рис. 3). Топливо подают на слоевую решетку, под которую поступает воздух от высоконапорного вентилятора. В результате слой топлива начинает взрыхляется (его высота составляет 0,7-1,0 м, а плотность частиц 250-400 кг/м<sup>3</sup>). При этом частицы размером менее 6-10 мм выносятся воздухом в верхнюю часть слоя, образуя второй, так называемый разбавленный слой топлива (высотой до 1,5-2,0 м) с плотностью частиц в объеме не выше 20-30 кг/м<sup>3</sup>. Здесь более крупные частицы оказываются в возвратно-поступательном движении до тех пор, пока за счет горения не достигнут малых размеров (менее 1 мм) и будут выноситься далее в объем верхней части топочной камеры, где должны полностью сгореть. В нижнем плотном слое по мере сгорания топлива накапливаются крупные золовые частицы, и массовая доля свежего топлива обычно составляет 1-5 %. Верхняя граница такого слоя поддерживается за счет постоянного вывода золы за пределы топки.

Поддержание низкотемпературного горения с температурой 850~950°С обеспечивается размещением в плотном слое топлива поверхности нагрева

многотрубных змеевиков. Отвод тепла из горящего слоя к трубам происходит из-за прямого контакта раскаленных частиц топлива и золы с поверхностью труб (кондуктивный метод теплообмена), характеризующийся высокой интенсивностью — 250-400 Вт/м<sup>2</sup>К, что в 5-8 раз выше, чем конвективный теплообмен при омывании труб горячими газами. Однако недостатком такого метода является охлаждения КС, это связано с довольно интенсивным износом поверхности труб частицами золы и топлива. В верхней части топки тепловыделение от догорающих мелких частиц компенсируется отводом тепла к топочным экранам, а температура газов сохраняется приблизительно на том же уровне – 800-900°С.

В результате в кипящем слое можно сжигать топлива с очень низкой теплотой сгорания при высоком содержании балласта в топливе, которые в обычной топке с факельным способом сжигания гореть не могут. Низкая температура горения исключает шлакование стен топки (температура начала шлакования обычно больше 950°С), резко снижает возможность образования оксидов азота. Для подавления выброса оксидов серы SO<sub>2</sub> в слой горящего топлива вводят известняк в соотношении M<sub>Ca</sub>/M<sub>S</sub> — 2, где M<sub>Ca</sub> и M<sub>S</sub> — масса кальция в известняке и масса серы в поступающем на сжигание топливе. В результате связывания серы топлива в сульфаты кальция выброс SO<sub>2</sub> с газами может быть снижен в 10 раз.

### **5.3 Конструкция**

Топки с кипящим слоем нашли применение при сжигании отходов углеобогащения (с повышенной зольностью) сильнозольных, а также высокосернистых бурых углей на котлах, у которых производительность составляет 10-25 т/ч и выше. На рис. 5.3.1 показана конструкция котла, производительностью 75 т/ч при давлении пара 3,9 МПа с низкотемпературным КС в нижней части топки. В плотной зоне кипящего слоя расположены испарительная и пароперегревательная поверхности теплообмена. Перемещение воды и пароводяной среды в экранных трубах — принудительное за счет напора циркуляционного насоса. Воздух после высоконапорного дутьевого вентилятора подается под решетку, его расчетная скорость на сечение топки составляет 4-6 м/с.

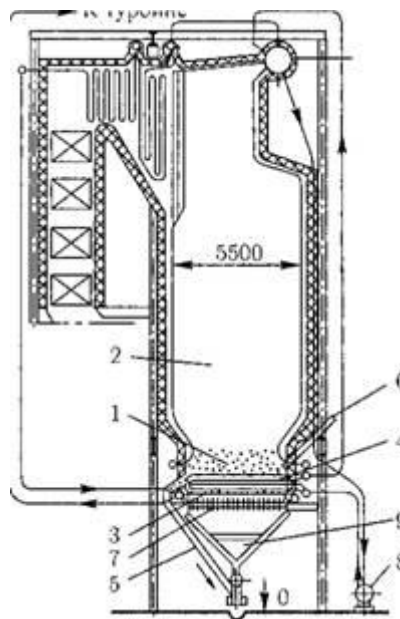


Рис. 5.3.1 Конструкция парового котла с низкотемпературным кипящим слоем: 1 — разбавленный слой топлива; 2 — объем камерной топки; 3, 4 — змеевиковая пароперегревательная и испарительная поверхности теплообмена; 5 — отвод золы из плотного слоя; 6 — подача топлива в слой; 7 — решетка кипящего слоя; 8 — насос принудительной циркуляции; 9 — короб подогретого воздуха.

Котлы с циркуляционным кипящим слоем (ЦКС). Главное отличие зоны горения обычного КС и ЦКС связано с повышением расчетной скорости воздуха в сечении топки до 6-8 м/с. При этом плотный слой топлива и золы еще больше разрыхляется и частицы золы и топлива, размер которых менее 4-6 мм уносятся в верхнюю часть топки, а вторая зона горения размывается по высоте. В итоге в потоке газов на выходе из топки обнаруживается заметная концентрация твердых частиц (порядка 7 -10 кг/м<sup>3</sup>), включая несгоревшее топливо (частицы кокса размером не более 1 мм), поэтому в газовом тракте после топки устанавливается так именуемый «горячий» циклон, чтобы уловить унос. Он действует при температуре газов 850 - 900°С и изнутри футерован огнеупорным материалом. Циклон имеет КПД по улавливанию частиц примерно 99%, дальше идут газы, которые содержат только мелкие частицы в количестве, который равен поступающей с топливом массы золы, направляются в обычную конвективную шахту котла. Зола и коксовые частицы после циклона возвращают в зону горения топлива на слоевую решетку.

Схемы с ЦКС отличаются наличием либо отсутствием теплообменника в тракте возврата горячей золы. Часто применяют схему, в которой зола после теплообменника и сифона для смешения с воздухом имеет температуру 650-700°С. При КПД циклона 99% возврат золы приблизительно в 100 раз превышает массу минерального состава поступающего топлива. Эта большая масса золовых частиц стабилизирует температуру горения свежего топлива на

уровне 850-900°C, тем самым сохраняя преимущества низкотемпературного горения, отмеченные выше для КС.

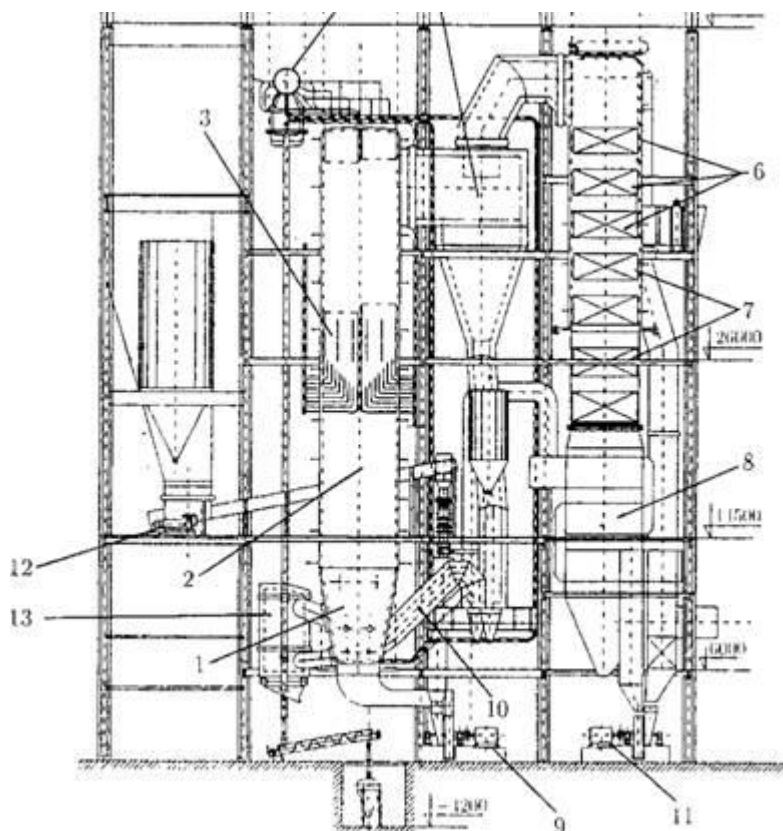


Рис. 5.3.2 Конструкция парового котла с ЦКС: 1 – зона взрыхленного топлива; 2 — призматическая часть топки; 3 — ширмовая поверхность в объеме топки; 4 — барабан; 5 — горячий циклон; 6 — конвективный пароперегреватель; 7 — пакеты экономайзера; 8 — воздухоподогреватель; 9 — высоконапорный вентилятор; 10 — возврат золы в юпку; 11 — дымосос рециркуляции газов; 12 — подача свежего топлива в зону горения; 13 – дозатор известковой пульпы.

На рис. 5.3.2 приведен эскиз котла, паропроизводительность которого составляет 230 т/ч с параметрами пара 10 МПа и 510 °С, выполненного по схеме рис. 5.1.3. Нижняя зона взрыхленного топлива осуществлена конусообразно и футерована огнеупорным материалом, призматическая часть топки имеет сечение 9,95 x 4,8 м, стены топки экранированы испарительными трубами. Установкой ширмовых поверхностей из пароперегревательных труб устанавливается охлаждение потока газов с горящими частицами. С целью регулирования температуры газов дополнительно используют газовую рециркуляцию. На выходе из топки устанавливают два циклона, диаметр которых 5,1 м каждый. Из циклонов дымовые газы 2-мя трубопроводами направляют в опускную конвективную шахту, где располагаются конвективные трубные поверхности котла. Зола из циклонов в количестве 4700 т/ч поступает в сифоны, там она и разрыхляется первичным воздухом,

далее возвращается в зону горения и стабилизирует температурный режим на низком уровне.



## **6. Безопасность жизнедеятельности**

В данном разделе разобрана реконструкция ТЭЦ-1 с установкой котла с циркулирующим кипящим слоем. Принцип работы такого котла состоит в том, чтобы сжигать угли на колосниковых решетках, с возможностью более полного догорания топлива и более низких выбросов в окружающую среду.

### **6.1 Анализ условий труда в котельном цехе ТЭЦ-1**

Помещение главного щита управления является помещением 1 категории (исполняются несложные физические работы) - основная работа персонала связана непосредственно с системой автоматики, а также наблюдением за тепломеханическими и тепловыми устройствами, вследствие этого необходимо соблюдать следующие условия:

- оптимальность температуры воздуха должна составлять 22 °С (допустимая 20-24 °С), оптимальность относительной влажности 40 - 60% (допустимая не более 75%), а скорость движения воздуха не должна превышать 0,1 м/с.

В помещении котельного цеха имеется следующее оборудование:

- пароводяной подогреватель
- атмосферный деаэратор
- насосы подпитки, сетевые насосы
- регуляторы, задвижки
- различного рода теплообменники

Анализ вредных и опасных факторов, которые воздействуют на машиниста, при разработке данной системы.

В помещении ГЩУ на машиниста возможно негативно будут действовать физические факторы:

- пониженная и повышенная  $t$  воздуха;
- чрезмерное запыления, а также загазованность воздуха;
- пониженная и повышенная влажность воздуха;
- недостаточно освещенное рабочее место;
- нормы шума, превышающие допустимости;
- повышенный уровень статического электричества;
- опасность поражения электрическим током;

Биологические вредные и химические производственные факторы в этом помещении отсутствуют.

В котельном цехе имеется вероятность возникновения пожаров, в результате возгорания мелких частиц угольной пыли в тракте котельного

агрегата. С целью противопожарной защиты сооружений и зданий на площадке АТЭЦ-1 предусмотрена пожарная часть.

Из всех сооружений и зданий предусмотрено не менее 2-ух эвакуационных выходов, которые расположены рассредоточено. Для котельного цеха, высота которого 32 м предусмотрены выходы на кровлю по стальным маршевым лестницам с уклоном не более 6:1. В местах перепада высот более 1 метра предусмотрены лестницы независимо от высоты здания. Сейчас на АТЭЦ предусмотрели противопожарную автоматику кабельных сооружений.

В процессе производственной деятельности возможно прикосновение человека к металлическим поверхностям оборудования, которое может оказаться под действием электрического тока. Общими мерами защиты человека от поражения электротоком: заземление, зануление, защитное отключение.

Помещения ТЭЦ по уровню безопасности обслуживания электроустановок можно отнести к помещениям с повышенной опасностью из-за высоковольтного оборудования, а также особенно опасным является распределительное устройство генераторного напряжения. В целях защиты проведем расчет зануления.

Для оптимальной работы и благоприятных условий труда персонала и для определения количества вредных газов, выделяющихся из оборудования, производится расчет вентиляции. Состояние воздушной среды, определяются следующими параметрами:

- t воздуха в помещении, °С;
- отн. влажность воздуха, %;
- подвижность воздуха, м/с;
- тепловое излучение, Вт/м<sup>2</sup> (ккал/(м<sup>2</sup>\*ч)).

Допустимые и оптимальные микроклиматические условия в рабочем помещении достигаются при следующих параметрах, описанных в таблице.

Таблица 6.2 - Допустимые и оптимальные микроклиматические условия

Характеристика произв.помещений	Оптимальные микроклиматические условия			Допустимые микроклиматические условия		
	t воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	t воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Котельный цех	22-25	60-40	0,2	19-25	75	0,2

Основное требование охраны труда – это создание таких условий, при которых исключилось бы воздействие на рабочих вредных и опасных производственных факторов.

## 6.2 Расчет систем вентиляции

Для определения количества вредных газов, которые выделяются из оборудования, произведем расчет вентиляции в котельном цехе. Метеорологические условия на производстве, точнее состояние воздушной среды можно определить следующими параметрами:

- температура воздуха в помещении, °С;
- относительная влажность воздуха, %;
- подвижность воздуха, м/с;
- тепловое излучение, Вт/м<sup>2</sup> ккал/(м<sup>2</sup>\*ч).

Эти параметры отдельно и в комплексе влияют на организм человека, определяя его самочувствие. Оптимальные и допустимые микроклиматические условия в рабочем помещении достигаются при параметрах, описанных в таблице.

Общая вытяжная вентиляция предназначена для удаления технических вредных выделений, которые попадают в воздух вследствие несовершенства местных отсосов, недостаточной их работы.

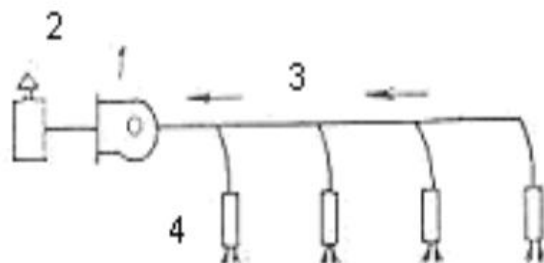


Рисунок 6.1 – Схема вытяжной вентиляции

- 1 – вентилятор;
- 2 - очиститель;
- 3 – магистральные воздуховоды;
- 4 – насадки для регулирования притока и забора воздуха.

Вытяжку устанавливают от мест концентраций вредных выделений так, чтобы потоки загрязненного воздуха не протекали через рабочие места.

При рассредоточенном размещении оборудования воздух рекомендуется удалять из нижних и верхних зон помещения в зависимости от плотности вредных веществ, характера их выделения.

Количество вредных газов, выделяющихся из оборудования:

$$M_{\text{вр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} \eta m P P \frac{\sqrt{\mu}}{T}, \quad (6.2.1)$$

где  $\eta = 1,5-2$  – коэффициент запаса газов в зависимости от времени межремонтного периода;

$P = 100$  кПа – давление в оборудовании;

$V$  – объем аппаратуры;

$m = 0,1 \cdot 10^{-2}$  1/ч – коэффициент негерметичности оборудования;

$T = 295$  К – абсолютная температура газа в оборудовании;

$\mu$  – молекулярная масса газа.

Расход воздуха:

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 M_{\text{вр}}}{z_{\text{yx}} - z_{\text{пр}}}, \quad (6.2.2)$$

где 1,2 – коэффициент запаса;

$z_{\text{yx}}$  – ПДК вредных веществ;

$z_{\text{пр}} = 0$  мг/м<sup>3</sup> – концентрация вредных веществ в приточном воздухе.

1. Сернистый ангидрид SO<sub>2</sub>,  $V = 0,25 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>, ПДК = 17,9 мг/м<sup>3</sup>

$$M_{\text{вр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot 10^{-2} \cdot 100 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} \frac{\sqrt{17}}{295} = 0,34 \cdot 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 \cdot 0,34 \cdot 10^{-6}}{17,9 \cdot 10^{-6}} = 0,02 \text{ м}^3/\text{ч},$$

2. Оксид азота Nox,  $V = 0,25 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>, ПДК = 230 мг/м<sup>3</sup>

$$M_{\text{вр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot 10^{-2} \cdot 100 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} \frac{\sqrt{58}}{295} = 0,62 \cdot 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 \cdot 0,62 \cdot 10^{-6}}{200 \cdot 10^{-6}} = 0,004 \text{ м}^3/\text{ч},$$

3. Диоксид азота NO<sub>2</sub>,  $V = 0,1 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>, ПДК = 13 мг/м<sup>3</sup>

$$M_{\text{вр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot 10^{-2} \cdot 100 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3} \frac{\sqrt{62}}{295} = 0,26 \cdot 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 \cdot 0,26 \cdot 10^{-6}}{10 \cdot 10^{-6}} = 0,03 \text{ м}^3/\text{ч},$$

4. Серная кислота  $\text{H}_2\text{SO}_4$ ,  $V=0,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ , ПДК=1 мг/м<sup>3</sup>

$$M_{\text{вр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \frac{\sqrt{98}}{295} = 0,82 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 * 0,82 * 10^{-6}}{1 * 10^{-6}} = 0,98 \text{ м}^3/\text{ч}$$

5. Соляная кислота  $\text{HCl}$ ,  $V=0,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ , ПДК=5 мг/м<sup>3</sup>

$$M_{\text{вр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \frac{\sqrt{36}}{295} = 0,49 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 * 0,49 * 10^{-6}}{5 * 10^{-6}} = 0,12 \text{ м}^3/\text{ч}$$

6. Угольная пыль,  $V=0,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ , ПДК=5 мг/м<sup>3</sup>

$$M_{\text{вр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \frac{\sqrt{60}}{295} = 0,64 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 * 0,64 * 10^{-6}}{5 * 10^{-6}} = 0,15 \text{ м}^3/\text{ч}$$

7. Гидроксид натрия  $\text{NaOH}$ ,  $V=0,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ , ПДК=0,5 мг/м<sup>3</sup>

$$M_{\text{вр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \frac{\sqrt{40}}{295} = 0,52 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 * 0,52 * 10^{-6}}{0,5 * 10^{-6}} = 1,25 \text{ м}^3/\text{ч}$$

8. Летучая зола,  $V=0,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ , ПДК=2 мг/м<sup>3</sup>

$$M_{\text{вр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \frac{\sqrt{106}}{295} = 0,85 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 * 0,85 * 10^{-6}}{2 * 10^{-6}} = 0,51 \text{ м}^3/\text{ч}$$

9. Азотная кислота  $\text{HNO}_3$ ,  $V=0,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ , ПДК=5 мг/м<sup>3</sup>

$$M_{\text{вр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,1 * 10^{-3} \frac{\sqrt{63}}{295} = 0,26 * 10^{-6} \text{ кг/ч};$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 * 0,26 * 10^{-6}}{5 * 10^{-6}} = 0,06 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Sigma g_{\text{в}} = 64,36 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

По суммарному расходу воздуха выбираем вытяжной вентилятор типа ВД-6:

- подача  $V=6,5 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
- давление  $P=2140 \text{ Па}$ ;
- температура  $t=20^\circ\text{C}$ ;
- частота вращения  $n=970 \text{ об/мин}$ ;
- КПД  $\eta=67 \%$ .

Кратность воздухообмена – отношение объема воздуха в кубических метрах, подаваемого за 1 ч в помещение или удаляемого из него, к объему помещения

$$K = \frac{g^B}{V} = \frac{64.36}{144} = 0,45 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (6.2.3)$$

$V=144 \text{ м}^3$  - объем вентилируемого помещения

### 6.3 Разработка мероприятий по обеспечению электробезопасности. Расчет зануления

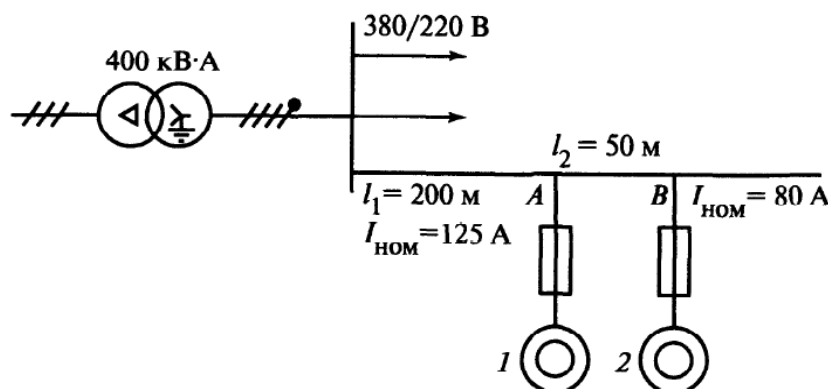


Рисунок 6.3.1 – Схема зануления на откл. способность.

Расчёт защитного зануления на откл. способность сводится к выбору плавких вставок предохранителей, которые гарантируют срабатывание системы.

В случае с турбинным цехом Алматинской ТЭЦ-1 рассчитывают систему защитного зануления для четырёхпроводной трёхфазной линии, напряжение которой составляет 380/220 В.

Исходными данными для расчета служат:

1. Источник тока – трансформатор, мощность которого 400 кВ·А с

номинальным напряжением обмоток 6/10 кВ и схемой соединения обмоток  $\lambda$  (звезда).

2. Медный фазный провод,  $\varnothing$  16 мм, сечение  $S_{\phi} = 201,1 \text{ мм}^2$ , длина  $L_{\phi} = 200 \text{ м}$ .
3. Стальной нулевой провод с сечением  $60 \times 4 \text{ мм}$ ,  $S_{\text{н}} = 240 \text{ мм}^2$ , длина  $L_{\text{н}} = 50 \text{ м}$ .

Для того, чтобы найти номинальный ток  $I_{\text{пл.вст}}^{\text{н}}$ , рассчитывают номинальный ток электродвигателя  $I_{\text{эл.дв}}^{\text{н}}$  по зависимости (6.3.1) и значение пускового тока электродвигателя  $I_{\text{эл.дв}}^{\text{пус}}$  по зависимости (6.3.2).

По прил. 2 для двигателя типа 4А180S2 принимается:

$$N = 22 \text{ кВт}, \cos\phi = 0,91, I_{\text{пус}}/I_{\text{н}} = \beta = 7,5.$$

Следовательно,

$$I_{\text{эл.дв}}^{\text{н}} = \frac{1000P}{\sqrt{3}U_{\text{н}} \cos\phi} \quad (6.3.1)$$

$$I_{\text{эл.дв}}^{\text{н}} = \frac{1000 \cdot 22}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,91} = 36,73 \text{ А.}$$

Пусковой ток электродвигателя

$$I_{\text{эл.дв}}^{\text{пус}} = I_{\text{эл.дв}}^{\text{н}} \cdot \beta \quad (6.3.2)$$

$$I_{\text{эл.дв}}^{\text{пус}} = 36,73 \cdot 7,5 = 275,5 \text{ А.}$$

Значение номинального тока плавкой вставки

$$I_{\text{пл.вст}}^{\text{н}} = \frac{I_{\text{эл.дв}}^{\text{пус}}}{\alpha} \quad (6.3.3)$$

$$I_{\text{пл.вст}}^{\text{н}} = \frac{275,5}{2,5} = 110,2 \text{ А.}$$

По зависимости (1) определяется ожидаемое значение тока короткого

замыкания

$$I_{к.з} \geq 3 \cdot I_{пл.вст}^H \quad (6.3.4)$$

$$I_{к.з} = 3 \cdot 110,2 = 330,6 \text{ А.}$$

2. Проверим условие обеспечения отключающей способности защитного зануления по зависимости (6.10). Для этого определяются значения сопротивления трансформатора  $Z_T$  и сопротивления петли "фаза – ноль"  $Z_{\text{п}}$ .

Сопротивление трансформатора  $Z_T$  принимается по прил. 3.[6] Для трансформатора с мощностью 1000 кВ·А

$$Z_T = 0,081 \text{ Ом.}$$

3. По прил. 4.[6] определяются активные и индуктивные сопротивления проводников для расчёта сопротивления  $Z_{\text{п}}$ .

Для фазного провода рассчитывается только активное сопротивление по зависимости (6.12)

$$R_{\phi} = \frac{\rho \cdot L_{\phi}}{S_{\phi}} \quad (6.3.5)$$

$$R_{\phi} = \frac{0,018 \cdot 250}{201,1} = 0,022 \text{ Ом.}$$

Так как значениями индуктивных сопротивлений медных проводников пренебрегают, то

$$X_{\phi} = 0 \text{ Ом.}$$

Для нулевого провода активное  $R_H$  и внутреннее индуктивное  $X_H$  сопротивления рассчитываются по зависимости (6.13). Для этого по прил. 4 [6] задаются значениями удельного активного  $r_{\omega}$  и удельного внутреннего индуктивного  $x_{\omega}$  сопротивлений, которые зависят от плотности тока  $\delta$  (6.14).

Плотность тока  $\delta$  нулевого провода

$$\delta = \frac{I_{к.з}}{S_H} = \frac{330,6}{240} = 1,37 \approx 1,5 \text{ А/мм}^2. \quad (6.3.6)$$

$$R_H = r_{\omega} \cdot L_H \quad (6.3.7)$$

$$R_H = 2,08 \cdot 0,2 = 0,416 \text{ Ом.}$$



$$X_H = x_{\omega} \cdot L_H \quad (6.3.8)$$

$$X_H = 1,25 \cdot 0,2 = 0,25 \text{ Ом.}$$

4. По зависимости (6.15) рассчитывается внешнее индуктивное сопротивление петли "фаза – ноль"  $X_{\Pi}$ . Удельное внешнее индуктивное сопротивление  $x_{\Pi}$  принимается равным 0,6 Ом/км. Тогда

$$X_{\Pi} = x_{\Pi} \cdot (L_{\Phi} + L_H) \quad (6.3.9)$$

$$X_{\Pi} = 0,6 \cdot (0,25 + 0,2) = 0,27 \text{ Ом.}$$

5. По зависимости (6.11) рассчитывается значение сопротивления петли "фаза – ноль"

$$Z_n = \sqrt{(R_{\Phi} + R_H)^2 + (X_{\Phi} + X_H + X_n)^2} \quad (6.3.10)$$

$$Z_n = \sqrt{(0,022 + 0,416)^2 + (0 + 0,25 + 0,27)^2} = 0,68 \text{ Ом.}$$

4. Сила тока короткого замыкания рассчитывается

$$I_{\text{к.з}} = \frac{U_{\Phi}}{Z_{\Gamma}/3 + Z_n} \quad (6.3.11)$$

$$I_{\text{к.з.}} = \frac{380}{0,081/3 + 0,68} \approx 537,5 \text{ А.}$$

7. Проверяется условие надёжного срабатывания защиты:

$$I_{\text{к.з}} \geq 3 I_{\text{пл.вст}}^H$$

$$537,5 > 3 \cdot 110,2.$$

$$537,5 > 330,6.$$

Ток  $I_{\text{к.з}}$  более чем в полтора раза превышает номинальный ток плавкой вставки.

8. По рассчитанному значению номинального тока  $I_H = 110,2 \text{ А}$  в прил. 1 находится ближайшее значение из рядов номинальных токов стандартных

предохранителей, равное 60 А.

### **Вывод по разделу безопасность жизнедеятельности**

В данном разделе дипломной работы были разобраны темы такие, как расчет систем вентиляции, обеспечение электрической безопасности – расчет зануления

В процессе выполненной работы производился расчет вентиляции, в итоге которого определили количество вредных газов, выделяющихся из оборудования, а также выбрали вытяжной вентилятор типа ВД-6.

Расчет зануления удовлетворил условию  $I_{к.з} \geq 3 I_{пл.вст}^H$ , иными словами требованию ПУЭ, в котором говорится, что ток короткого замыкания должен превышать установку защиты. В результате расчета выбран предохранитель серии ПН2-250 с номинальным током 100 А.

## 7. Экономическая часть

### Экономическая эффективность реконструкции ТЭЦ-1

В экономической части дипломного проекта будет произведен расчет себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии до и после реконструкции.

Исходные данные для выполнения работы:

1. Установленная электрическая мощность  $N_y = 145$  МВт.
2. Тип и количество турбин Р-25-90 х 1 GT8С х 2
3. Количество часов использования  $h_y = 2875$ ч. установленной мощности
4. Топливо Карагандинский уголь.
5. Удельные капиталовложения  $K_y = 440$  тыс. тг.
6. Годовой объем выработки электр.энергии  $\mathcal{E}_B = 417$  млн.кВтч
7. Годовой объем выработки тепловой энергии  $Q_B = 1550$  млн.кВтч
8. Цена топлива 5200 тг/тнт ( <http://karaganda.flagma.kz/ugol-so232564-1.html> )
9. Удельный расход топлива на выработку 1 квтч эл.энергии  $b_{\mathcal{E}} = 405$  (гугт/кВтч)
10. Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии  $b_T = 188$  (кгугт/Гкал)
11. Число часов установленной мощности  $T_M = \mathcal{E}_B / N_y = 417 / 145 = 2875$  ч

### 7.1 Расчет себестоимости до и после реконструкции.

#### 1.1. Себестоимость отпуска продукции

##### 1. Годовой отпуск энергии

В расчете возьмем расход электроэнергии  $\mathcal{E}_{CH}$  на собственные нужды в размере 8%, а тепловой энергии  $Q_{CH}$  1 %.

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии находится:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_B \cdot (1 - \mathcal{E}_{CH}) = 417 \cdot (1 - 0,08) = 383,64 \text{ млн. кВтч}, \quad (7.1.1)$$

$$Q_{от} = Q_B \cdot (1 - Q_{CH}) = 1550 \cdot (1 - 0,01) = 1534 \text{ тыс. Гкал}, \quad (7.1.2)$$

где  $\mathcal{E}_B$  и  $Q_B$  - годовая выработка электрической и тепловой энергии.

## 2. Затраты на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии:

$$B_э = \mathcal{E}_{от} \cdot b_э = 383,64 \cdot 405 / 1000 = 155,4 \text{ тыс. туг}, \quad (7.1.3)$$

$$B_т = Q_{от} \cdot b_т = 1534 \cdot 188 / 1000 = 288,4 \text{ тыс. туг}. \quad (7.1.4)$$

Итого расход топлива ТЭЦ составит:

$$B_y = B_э + B_т = 155,4 + 288,4 = 443,8 \text{ тыс. туг} \quad (7.1.5)$$

Определяем расход натурального топлива:

$$B_H = B_y \cdot Q_{усл} / Q_p = 443,8 \cdot 7000 / 5200 = 597,42 \text{ тыс. тнт}. \quad (7.1.6)$$

Стоимость топлива 5200 тг/тнт

$$Ц_{тр} = (1,5 - 1,8) \cdot 1500 = 1,6 \cdot 1500 = 2400 \quad (7.1.7)$$

$$\text{Тогда } И_т = B_H \cdot 5200 = 597,42 \cdot 7600 = 4540,4 \text{ млн. тенге} \quad (7.1.8)$$

## 3. КПД использования топлива

КПД использования топлива, с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды:

$$\text{КПД}_э = 123 : b_э \cdot 100\% = 123 / 405 \cdot 100\% = 30,4\% \quad (7.1.9)$$

$$\text{КПД}_т = 143 : b_т \cdot 100\% = 143 / 188 \cdot 100\% = 76\% \quad (7.1.10)$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\text{КПД} = (30,4 + 76) / 2 = 53,2\% \quad (7.1.11)$$

## 4. Затраты на воду

На теплоэлектростанции вода расходуется так, как и на золоулавливание, на охлаждение подшипников механизмов, гидравлическое удаление золы и шлаков и на обеспыливание трактов подачи размолотого и дробленого твердого топлива.

Расход воды относительно невелик на охлаждение дымососов, подшипников конденсатных и питательных насосов, угольных мельниц, а также других вспомогательных механизмов.

Затраты на воду находятся в пределах 1,5 – 1,7 тенге/кВтч

$$Z_v = \Delta_v \cdot (1,5-1,7) = 417 \cdot 1,7 = 708,9 \text{ млн. тенге.} \quad (7.1.12)$$

## 5. Затраты на заработную плату

Расходы за оплату труда отражают затраты на оплату труда основного производственного персонала предприятия, включая премии рабочим и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие выплаты, в том числе компенсации по оплате труда в связи с повышением цен и индексацией доходов в пределах норм, предусмотренных законодательством, компенсации, выплачиваемые в установленных законодательством размерах женщинам, находящимся в частично оплачиваемом отпуске по уходу за ребенком достижения им определенного законодательством возраста и затраты на оплату труда не состоящих в штате предприятия работников, которые заняты в основной деятельности.

Установленную электрическую мощность ТЭЦ можно определить через годовую выработку электрической энергии и максимальное количество часов использования установленной мощности. Однако мы знаем установленную мощность, она равна:

$$N_y = 145 \text{ МВт.}$$

Т.к. установленная мощность станции менее 500 МВт, в нашем случае 145 МВт, то штатный коэффициент Кш будет в пределах 1,5-1,7 чел/МВт.

Численность персонала станции определяем:

$$\text{ЧП} = \text{Кш} \cdot N_y = 1,45 \cdot 145 = 210 \text{ чел.} \quad (7.1.13)$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату (Изпо):

$$I_{\text{зпо}} = 950 \cdot 210 / 1000 = 206 \text{ млн.тенге;}$$

- дополнительная заработная плата (Изд) :

$$I_{\text{зд}} = 206 \cdot 0,15 = 30,9 \text{ млн.тенге ;}$$

- начисления на заработную плату (Изпн):

$$И_{зпн}=(206+30,9) \cdot 0,215=50,9 \text{ млн. тенге.}$$

Формула, определяющая суммарный фонд заработной платы:

$$И_{зп} = И_{зпд} + И_{зпо} + И_{зпн}=206+30,9+50,9=287,9 \text{ млн. тенге. (7.1.14)}$$

## 6. Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – это процесс переноса стоимости основных средств на выпускаемую продукцию в течение их нормативного срока службы. К ним относятся здания, сооружения, рабочие и силовые машины, оборудование, измерительные и регулирующие приборы и устройства, вычислительная техника, транспорт, производственный и хозяйственный инвентарь.

Так как, курс доллара резко меняется и не устойчив, удельные капиталовложения принимаю 600 000 тенге.

$$K_{уд} = 2000 \text{ \$/кВт}$$

$$K = K_{уд} \cdot N_y \cdot (1 - 0,3) = 600000 \cdot 145 \cdot 0,7 = 60900 \text{ млн. тенге. (7.1.15)}$$

При определении капитальных вложений учитываем процент износа оборудования на ТЭЦ-1 = 30%;

Амортизационные отчисления 5%, тогда величина равна:

$$И_{ао} = 0,05 \cdot K = 0,05 \cdot 60900 = 3045 \text{ млн. тенге. (7.1.16)}$$

## 7. Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Ремонт проводится с целью восстановления работоспособности, а также поддержания эксплуатационных показателей основного и вспомогательного оборудования. Затраты на ремонт принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$И_{рем} = 0,15 \cdot И_{ао} = 0,15 \cdot 3045 = 456,75 \text{ млн. тенге. (7.1.17)}$$

## 6. Расчет платы за выбросы

Плата за выбросы в окружающую среду зависит от вида используемого топлива и от объема выбросов. Установлено, что при сжигании угля, величина платы за выбросы составляет 170-190 тенге за тнт.

$$I_{\text{выб}} = 180 \cdot 456.75 = 82.2 \text{ млн. тенге.}$$

Для укрупненных расчетов можно использовать формулу:

$$I_{\text{общ}} = 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{т}}) = 0,25 \cdot (3045 + 287,9 + 4540,) = 1968 \text{ млн. тенге} \quad (7.1.18)$$

## 7. Расчет себестоимости отпуска энергии

Т.к. ТЭЦ вырабатывает электрическую и тепловую энергию, производим разнесение затрат по этим составляющим. Это производится с помощью коэффициента распределения затрат:

$$K_p = B_y / B_y = 155,4 / 443,8 = 0,36 \quad (7.1.19)$$

$$(1 - K_p) = (1 - 0,36) = 0,64 \quad (7.1.20)$$

36% затрат идут на выработку электроэнергии, на выработку тепловой энергии идут 64% затрат.

Затраты по видам отпускаемой энергии занесены в Таблицу 1.

Таблица 7.1.1 - Составляющие затрат на производство тепловой и электрической энергии

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	4540,4	1634,5	2905,8
Вода Ив	708,9	255,2	453,7
Фонд зар.платы Изп	287,9	103,6	184,2
амортизационные отчисления Иао	3045	1096,2	1948,8
ремонт Ир	456,7	164,43	292,3
общестанционные Иоб	1968	708,5	1259,5
плата за выбросы Ивыб	82,2	29,5	52,6
Итого затрат	11089	3992	7096,9

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / \mathcal{E}_{\text{от}} = 3992 / 383,64 = 10,4 \text{ тенге/кВтч} \quad (7.1.21)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{\text{т}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / Q_{\text{от}} = 7096,9 / 1534 = 4626 \text{ тенге /Гкал} \quad (7.1.22)$$

## Расчет себестоимости отпуска продукции после реконструкции

### 7.2. Себестоимость отпуска продукции

1. Годовой объём выработки электрической энергии:  
 $\mathcal{E}_в=474,37$  млн.кВтч;
2. Годовой объём выработки тепловой энергии:  
 $Q_в=1763$  тыс.Гкал
3. Топливом данной станции является Карагандинский уголь с низшей теплотой сгорания  $Q_{нр}=5200$ ккал/кг;
4. Цена топлива:  $C_т=5200$  тг/тнт;
5. Число часов установленной мощности:  
 $T_м=\mathcal{E}_в/N_y= 474,37$  млн.кВтч /165 МВт= 2875 часов;  
где  $N_y = 165$ МВт - электрическая мощность ТЭЦ-1 после реконструкции;
6. Расход электроэнергии на собственные нужды станции  $\mathcal{E}_{сн} =8\%$  ;
7. Расход тепла на собственные нужды  $Q_{сн}=1\%$ ;
8. Удельный расход топлива на выработку 1 квтч электроэнергии :  $b_э=405$  (гуг/кВтч);
9. Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии:  $b_т=188$  (кгуг/Гкал).

#### 7.2.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ после реконструкции

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{от}=\mathcal{E}_в(1-\mathcal{E}_{сн})=474,37* (1-0,08)= 436,4204 \text{ млн. кВтч}; \quad (7.2.1)$$

$$Q_{от} = Q_в (1-Q_{сн})=1763 *(1-0,01)= 1745 \text{ тыс.Гкал}; \quad (7.2.2)$$

$\mathcal{E}_в$  и  $Q_в$  - годовая выработка электрической и тепловой энергии.

#### 7.2.2. Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$B_э=\mathcal{E}_в*b_э= 474,37*405/1000 = 192,12 \text{ тыс. тут.} \quad (7.2.3)$$

$$B_т = Q_в * b_т=1763*188/1000= 331,44 \text{ тыс. тут}; \quad (7.2.4)$$



Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$V_y = V_{\text{э}} + V_{\text{т}} = 192,12 + 331,44 = 523,56 \text{ тыс. гут}; \quad (7.2.5)$$

Расход натурального топлива будет:

$$V_{\text{н}} = V_y : K_{\text{п}} = 523,56 * (7000/5200) = 794,8 \text{ тыс. тнт.} \quad (7.2.6)$$

$$K_{\text{п}} = Q^y / Q^{\text{н}} = 7000/5200 = 1,3 \quad (7.2.7)$$

Определяем затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива:

$$C_{\text{тр}} = 1,6 * 1500 = 2400 \text{ тенге/тнт.}$$

где  $R=1500$  км, расстояние, которое проходит топливо от Карагандинского бассейна до ТЭЦ-1.

Определяем составляющую затрат на топливо:

$$\text{Тогда } I_{\text{т}} = V_{\text{н}} * 7600 = 597,42 * 7600 = 6040 \text{ млн. тенге} \quad (7.2.8)$$

7.2.3. КПД использования топлива

$$K_{\text{ПДэ}} = 123 : b_{\text{э}} \cdot 100\% = 123 : 405 * 100\% = 30,37\% \quad (7.2.9)$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут.

$$K_{\text{ПДт}} = 143 : b_{\text{т}} * 100\% = 143/188 * 100\% = 76,1\% \quad (7.2.10)$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 Гкал тепловой энергии необходимо 143 кгут.

КПД использования топлива станцией:

$$K_{\text{ПД}} = (30,37 + 76,1) / 2 = 53,23\% \quad (7.2.11)$$

7.2.4. Расчет затрат на воду

$$Z_{\text{в}} = \text{Эв} * 1,45 = 474,37 * 1,45 = 687,8 \text{ млн. тенге} \quad (7.2.12)$$

Расчет затрат на заработную плату

$$\text{ЧП}=\text{Кш}*\text{Ny}=1,45*165=239 \text{ человек.} \quad (7.2.13)$$

Определение суммарного фонда заработной платы.

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

$$\text{Изп}=\text{Изпо}+\text{Изпд}+\text{Изпн}, \text{ млн. тенге.} \quad (7.2.14)$$

$$\text{Изпо} = \text{ЧП}*980 = 239*980/1000 = 234,5 \text{ млн. тенге.} \quad (7.2.15)$$

Дополнительная заработная плата берется в размере 15% от основной заработной платы:

$$\text{Изпд}=\text{Изпо}*0,15=234,5*0,15=35,2 \text{ млн. тенге.} \quad (7.1.16)$$

Начисления на заработную плату берутся в размере 21, % от суммы основной и дополнительной заработных плат:

$$\text{Изпн}=(234,5+35,2)*0,215=58 \text{ млн. тенге.} \quad (7.1.17)$$

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

$$\text{Изп} = 234,5+35,2+58 = 327,61 \text{ млн. тенге.}$$

$$\text{К}=\text{Куд}*\text{Ny}=600000*165=99000 \text{ млн. тенге.} \quad (7.1.18)$$

7.2.6 Амортизационные отчисления:

$$\text{Иао}=0,05*\text{К}=0,05*99000=4950 \text{ млн. тенге.} \quad (7.1.20)$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонта:

$$\text{Ирем} = 0,16 * \text{Иао}=0,16*4950=792 \text{ млн. тенге.} \quad (7.1.21)$$

Расчет платы за выбросы.

При сжигании на нашей станции Карагандинского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 110-120тенге за тнт:

$$\text{Ивыб} = (110-120) * \text{Вн}=113*794,8/1000=89,8 \text{ млн. тенге.} \quad (7.1.22)$$

Расчет общестанционных и цеховых расходов

$$\text{Иобщ} = 0,25 * (\text{Иао} + \text{Изп} + \text{Ит})=0,25*(4950 +327,61 +6040) = 2829 \text{ млн. тенге.}$$

Таблица 7.2.1 - Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

составляющие затрат	И млн.тенге	Иэ энергия	Ит тепло
топливо Ит	6040	2174,4	3865,6
Вода Ив	687,5	247,61	440,2
Фонд зар.платы Изп	327,61	117,9	209,7
амортизационные отчисления Иао	4950	1782	3168
ремонт Ир	742,5	267,3	475,2
общестанционные Иоб	2829	1018,4	1810,5
плата за выбросы Ивыб	89,8	32,33	57,47
Итого затрат	15666,4	5638,1	10026,4

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_{э} = (Ит+Ив+Изп+Иао+Ир+Иоб+Ивыб)/Э_{от} = 5638,1/436,42 = 12,1 \text{ тг/кВтч};$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{т} = (Ит+Ив+Изп+Иао+Ир+Иоб+Ивыб)/Q_{от} = 10026,4/1745 = 5745,7 \text{ тг/Гкал};$$

## Вывод

В данном проекте были произведены расчеты экономических показателей, себестоимость ТЭЦ-1 до и после реконструкции. Была увеличена установленная электрическая мощность станции от  $N_y=145$  МВт до  $N_y=165$  МВт.

В процессе выполнения работы производился расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии по фактическим данным, по которому работает Алматинская ТЭЦ-1. Для того чтобы найти себестоимости нужно произвести экономический расчет ТЭЦ, этот расчет приведен в методике по «эффективности строительства и эксплуатации ТЭЦ».

Далее был произведен экономический расчет после реконструкции для определения себестоимостей тепловой и электрической энергии после повышения показателей  $N_y = 165$  МВт,  $\mathcal{E}_b=474,37$  млн.кВтч,  $Q_b=1763$  тыс.Гкал Алматинской ТЭЦ-1. После сравнения себестоимостей до и после реконструкции установлено, что себестоимости до реконструкции составила  $S_e=8,7$  тенге/кВтч и  $S_t=3879$  тенге /Гкал; себестоимости после  $S_e=9,8$  тенге/кВтч и  $S_t=4401,3$  тенге/Гкал.

## **Заключение.**

В результате выполненной работы были произведены тепловые расчеты Алматинской ТЭЦ-1, т.е. выполнены расчеты по балансам тепла и пара, а также тепловой схемы. Были рассмотрены варианты реконструкции станций с установкой котлов ЦКС.

В экономической части были выполнены расчеты по экономическим показателям, себестоимости электрической и тепловой энергии станции.

В разделе безопасности жизнедеятельности были рассчитаны системы вентиляции и кондиционирования, в результате которого был выбран определенный тип вентилятора. Также произведен расчет зануления в турбинном цехе, в итоге расчета выбран тип предохранителя.

### Список используемой литературы:

1. Соловьев Ю.П. «Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий». М., «Энергия», 1968 г.
2. Рыжкин В.Я. «Тепловые электрические станции». М., «Энергия», 1976 г.
3. Рожков Л.Д., Козулин В.С. «Электрооборудование Станций и подстанций».
4. Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование под редакцией А.М. Леонкова, А.Д. Качан. Минск «Высшая школа» 1991 г.
5. Методические указания к выполнению дипломного проекта. Алматы АЭИ 1995 г. под редакцией Н.Г. Суляевой и А.А. Кибарин.
6. Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Юренева М., «Энергия» 1977 г.
7. Дятлова Н.М., Темкина В.Я., Попов К.И. «Комплексоны и комплексонаты металлов». М., Химия, 1988 г.
8. «Состав и свойства золы и шлака ТЭС: справочное пособие» В.А. Мелентьев. Л., Энергоатомиздат 1985 г.
9. «Пособие для расчета экономической части дипломного проекта». Попова Т.М. Алматы АИЭиС, 2000 г.
10. СНиП 2.04.05-93 «Вентиляция и кондиционирование».
11. Т.С. Санатова, С.Е. Мананбаева. Безопасность жизнедеятельности «Расчет зануления» Методические указания к выпускной работе для студентов - бакалавров всех специальностей и всех форм обучения - Алматы: АУЭС, 2011 - 26 с.
12. Р.В. Кареев, М.Н. Нагоркин, Р.Р. Кареев. Производственная безопасность. Расчёт системы защитного зануления: методические указания к выполнению практической работы для студентов всех форм обучения всех специальностей. – Брянск: БГТУ, 2010. – 20 с.
13. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. –М.: Учебник для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.: с ил.
14. П.А.Долин, В.Т.Медведев, В.В. Корочков, А.Ф.Монахов. Электробезопасность теория и практика, 2012 – 187 с.