

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра „Тепловая энергетическая установка“

«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор ИТЭТТ

«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_

(Ф.И.О., ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_ г.  
(подпись)

(Ф.И.О., ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_ г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: „Методы аппроксимирования параметров, определяющих ресурс безотказной эксплуатации паровой турбины“

Специальность 5B071700 - Теплоэнергетика

Выполнил (а) Подписский В. Т. ТЭС - 15-3  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Борисова Н. Т. к.ф.-м.н., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Борисов С. Т. к.ф.н., профессор  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « 03 » июль 20 19 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Маманбаева С. Е. доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « 28 » 04 20 \_\_\_\_ г.  
(подпись)

Нормоконтролер: Байбекова В. О. магистр, ст. техн.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « 04 » 06 20 19 г.  
(подпись)

Рецензент: Димашев М. С. АО АлЭС, зам. нач. ПТО ТЭЦ-2  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_ г.  
(подпись)

Алматы 2019 г.

# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

## Некоммерческое акционерное общество АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт теплоэнергетики и теплотехники  
Специальность 5В071700 - Теплотехника  
Кафедра "Тепловые энергетические установок"

### ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Тодынский Владимир Григорьевич  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта "Методы прогнозирования параметров, определяющих ресурс безопасной эксплуатации турбовой турбины"

утверждена приказом ректора № 124 от «26» 10 2018 г.

Срок сдачи законченной работы «18» 06 2019 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Параметры турбоагрегата ТТ-60-90/13.
2. Линейные размеры АЭС ТЭЦ-2.
3. Климатические данные г. Алматы.
4. Экономические показатели ТОО "МАЭК" - ТЭЦ-2
5. Допустимые показатели уровней звукового давления в помещении.

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

1. Библиографический обзор по теме дипломного проекта.
2. Техническое диагностирование турбоагрегата ТТ-60-90/13.
3. Методы прогнозирования и оценки рисков работы ТА.
4. Определение себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии от ТОО "МАЭК" ТЭЦ-2
5. Акустический расчет шума в турбинном цехе ТЭЦ-2.



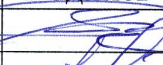

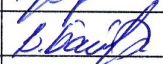
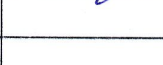
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Технологический разрез ТА ПТ-60-90/13.
2. ПТС ТА ПТ-60-90/13.
3. Принципиальная схема регулирования и защиты ТА ПТ-60-90/13.
4. Презентация РП.

#### Рекомендуемая основная литература

1. Управление рисками, стратегический анализ и моделирование: в 2 т. / П. Г. Белов [1].
2. Методические указания к выполнению дипломного проекта (работы) / И. Т. Баженов, В. Д. Олей, А. А. Жидарин [2].
3. Эксплуатационная надежность и безопасность ТЭС и АЭС / А. И. Соколов [3].
4. ISO-31000. Менеджмент риска - Руководство [4].
5. Методические указания к выполнению курсовой работы / Харламов С. Т. [20].
6. БЖД выполнение раздела дипломного проекта / Маманбаева С. Е., Садыкова М. С., Бегимбетова А. С. [21].

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Маманбаева С. Е.	2.04-28.04.19	
Экономика	Харламов С. Т.	03.06.19	
Основной раздел	Баженова И. Т.	03.06.19	
Курсовой контролер	Бабеева В. О.	04.06.19	

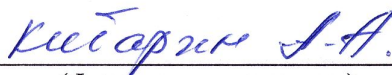
**Г Р А Ф И К**  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Баз. необходимей информации для РП на предметно-производственной практике в фирме ТОО "Казнеулолмадас"	11.01.19 - 31.01.19	
2	Библитографический обзор	01.02.19 - 15.02.19	
3	Техническое диагностирование ТА	16.02.19 - 28.02.19	
4	Методы прогнозирования и оценки рисков работ ТА	01.03.19 - 31.03.19	
5	Акустический расчет шума в машинном зале турбинного цеха АЭГ ТЭЦ-2	01.04.19 - 20.04.19	
6	Определение безопасности отпуска тепловой и электрической энергии от ТОО "МАЭК" ТЭЦ-2	21.04.19 - 10.05.19	
7	Подготовка РП к изложению	11.05.19 - 20.05.19	
8	Подготовка иллюстративного материала (т.е. чертёжи на А1, презентация и др.)	21.05.19 - 10.06.19	
9	Подготовка флэшда к презентации	10.06.19 - 17.06.19	
10	Защита РП	18.06.19	

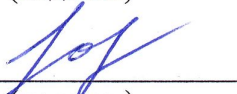
Дата выдачи задания « 10 » 01 20 19 г.


Заведующий кафедрой

  
(подпись)


  
(Фамилия и инициалы)

Руководитель

  
(подпись)

  
(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент

  
(подпись)

  
(Фамилия и инициалы)



## Андатпа

Энергетикалық жабдықты қауіпсіз пайдалану қорларын анықтайтын өлшемдерді болжаудың логикалық және жүйелі әдістері сипатталған.

Ағаш әдісінің негізінде ӨЖ-60-90/13 бу шығырының маңызды өлшемдері сәйкестендірілген, сондай-ақ шығырдағы жоғары қысымды цилиндрлі корпустың қалдық уақыты бағаланған.

ЖЭО-2 АлЭС-тің жылулық сұлбасы, ЖҚЦ корпусындағы жарықтардың сыни өлшемі, жылу мен электр энергиясын жеткізудің өзіндік құны, шығыр цехындағы шу деңгейі есептелген.

## Аннотация

Излагаются логические и систематические методы прогнозирования параметров, определяющих ресурс безопасной эксплуатации энергетического оборудования.

Проведена идентификация критически важных параметров паровой турбины ПТ-60-90/13 на основе метода дерева - событий, а также дана оценка остаточного ресурса корпуса ЦВД турбины.

Выполнены расчеты: тепловой схемы АлЭС ТЭЦ-2, критического размера трещины на корпусе ЦВД, себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии, уровня шума в машинном зале турбинного цеха.

## Annotation

Logical and systematic methods for predicting the parameters that determine the resource for safe operation of power equipment are described.

The identification of critical parameters of the steam turbine PT-60-90/13 was carried out on the basis of the tree method - events, and the residual life of the turbine high-pressure cylinder housing was estimated.

The following calculations have been made: the thermal scheme of AIES TPP-2, the critical size of the crack on the HPC housing, the cost of supply of heat and electricity, the noise level in the turbine hall.

## Содержание

Введение.....	8
Глава 1 Библиографический обзор.....	9
1.1 Основные понятия.....	9
1.2 Определение риска и его виды.....	11
1.3 Состояние основного оборудования энергоисточников Казахстана.....	14
1.4 Логические и систематические методы прогнозирования параметров.....	16
Глава 2 Техническое диагностирование турбоагрегатов.....	18
2.1 Основные параметры ТА ПТ-60-90/13.....	19
2.2 Конструкция турбоагрегата ПТ-60-90/13.....	21
2.3 Регулирование и защита.....	22
2.4 Комплектующее оборудование.....	24
2.5 Расположение ТА в РК и часы наработки.....	25
2.6 Общие положения технического диагностирования ТА.....	25
2.7 Оценка надежности металла корпусных деталей ТА и деталей проточной части.....	26
2.8 Критерии оценки состояния металла.....	27
2.9 Результаты технической диагностики 2014 г.....	27
2.10 Результаты технической диагностики 2018 года.....	28
Глава 3 Методы прогнозирования и оценки рисков работы турбоагрегата.....	29
3.1 Идентификация критически важных параметров паровой турбины на основе дерева-событий.....	29
3.2 Оценка остаточного ресурса корпуса паровой турбины.....	40
Глава 4 Определение себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии от ТОО «МАЭК» ТЭЦ-2.....	45
4.1 Определение отпуска электрической и тепловой энергии.....	45
4.2 Расчет себестоимости топлива.....	46
4.3 Расчет затрат на воду.....	47
4.4 Расчет затрат на заработную плату.....	47
4.5 Определение капитальных вложений на строительство эксплуатацию ТЭЦ.....	49
4.6 Расчет затрат на проведение текущего ремонта.....	51

					ДП – 5В071700 – 2019 – ПЗ.ДО		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Подымский В.Г.			Содержание	Лит.	Лист
Руковод.		Борисова Н.Г.					Листов
Реценз.		Олжабаев М.С.					
Н. Контр.		Байбекова В.О.				АУЭС, каф.ТЭУ	
Утверд.		Кибарин А.А.					

4.7 Расчет платы за выбросы.....	51
4.8 Общестанционные и цеховые расходы.....	51
4.9 Расчет себестоимости отпуска энергии.....	52
Глава 5 Безопасность жизнедеятельности.....	54
5.1 Анализ условий труда обслуживающего персонала турбинного цеха АлЭС ТЭЦ–2.....	54
5.2 Акустический расчет шума в машинном зале турбинного цеха.....	55
5.3 Расчет требуемого снижения уровней звукового давления.....	62
Заключение.....	65
Список литературы.....	67
Приложение А.....	69
Приложение Б.....	79
Приложение В.....	83

## Введение

В Казахстане на 2012 год, согласно комитету государственного энергетического надзора и контроля, насчитывается около 291 котлоагрегата и 198 турбоагрегата. При изучении наработки основного оборудования энергоисточников Казахстана (см. подраздел 1.3 табл. 1.3), было выяснено, что более 20% котлоагрегатов и более 30% турбоагрегатов Казахстана эксплуатируются свыше паркового ресурса, что говорит о том, что присутствуют технические и технологические риски при дальнейшей эксплуатации оборудования. В связи с данными рисками возникает актуальный вопрос: как минимизировать эти риски или же, по возможности, полностью устранить? Для того чтобы минимизировать или устранить риски, необходимо воспользоваться методами прогнозирования параметров, определяющих ресурс безопасной работы оборудования.

Причинами возникновения отказа могут быть [1]:

1. Катастрофические природные явления, такие как: землетрясение, наводнение, ураган, пожар и т.д.
2. Длительное отрицательное воздействие рабочей среды на оборудование, т.е. это грязь, вибрация, температура, давление и т.д.
3. Недоработки на стадии проектирования оборудования.
4. Ошибки изготовителя – дефекты, появившиеся в ходе производства, ошибки, появившиеся в ходе монтажа и т.д.
5. Ошибки, связанные с эксплуатацией и техническим обслуживанием оборудования.

Целью данной работы является применение методов прогнозирования параметров, определяющих ресурс безопасной эксплуатации паровой турбины ПТ-60-90/13, установленной на четырех ТЭЦ Казахстана.

Задачи дипломного проекта

1. Произвести обзор нормативно-технической документации, статистических материалов, справочной и научной литературы по теме: «Методы прогнозирования параметров, определяющих ресурс безопасной эксплуатации паровой турбины».
2. Ознакомиться с возможными рисками при эксплуатации основного оборудования ТЭЦ, а также с методами их прогнозирования и предотвращения.
3. Изучить методы прогнозирования параметров, определяющих ресурс безопасной эксплуатации паровой турбины.
4. На основе полученной информации, сделать прогноз параметров, определяющих ресурс безопасной эксплуатации паровой турбины.
5. Провести анализ и обработку полученных результатов.
6. Разработать рекомендации, по результатам производимых расчетов.
7. Сделать выводы по итогам произведенной работы.



8. Определить себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии от ТОО «МАЭК» ТЭЦ-2.

9. Произвести экономическую оценку эксплуатации ТОО «МАЭК» ТЭЦ-2.

10. В главе БЖД произвести акустический расчет шума в машинном зале турбинного цеха.

11. Проанализировать результаты расчетов по БЖД части и сделать выводы.

## **Глава 1 Библиографический обзор**

### **1.1 Основные понятия**

При исследовании процессов создания и эксплуатации объектов техносферы пользуются понятиями "техническая система", "техническое устройство" или "изделие", которые делят на составляющие (компоненты и элементы). Для эффективного использования технических систем необходимо, чтобы они обладали высокими показателями качества и надёжности. Под качеством технического устройства понимается совокупность свойств, обуславливающих его пригодность для использования по назначению [1]. С другой стороны, "надёжность – это свойство технического объекта сохранять требуемые показатели качества в течение всего периода его использования". С этой характеристикой тесно связано понятие эффективность, указывающее на степень пригодности подобных объектов к выполнению требуемых функций.

Качество определяется набором таких пересекающихся свойств как безопасность, надёжность и живучесть [1].

1. Безопасность характеризуется поддержанием допустимого уровня риска возникновения опасной ситуации.

2. Определение надёжности дается Государственным стандартом следующим образом: "Надёжность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки".

3. Живучесть – свойство предмета сохранять работоспособность (хотя бы частично) при внешних воздействиях, превышающих установленные для него уровни.

Надёжность является комплексным свойством, включающим безотказность и ремонтпригодность, которые для некоторых изделий и условий их эксплуатации могут также включать долговечность и сохраняемость.

1. Безотказность – способность изделия выполнить требуемую функцию в заданном интервале времени при данных условиях.

2. Сохраняемость – способность изделия выполнять требуемую функцию в течение и после хранения и (или) транспортирования.

3. Ремонтопригодность – способность изделия при данных условиях использования и технического обслуживания к поддержанию или восстановлению состояния, в котором оно может выполнить требуемую функцию.

4. Долговечность – способность изделия выполнять требуемую функцию до достижения предельного состояния при данных условиях использования и технического обслуживания.

К надежности необходимо отнести еще 3 основных понятия, которые помогут определить границы выполнения функций, при которых объект сохраняет требуемый уровень надежности.

1. Работоспособность.
2. Исправность.
3. Отказ.

Работоспособность – это состояние изделия или системы, при котором оно способно выполнять заданные функции, сохраняя заданные параметры, установленные требованиями технической документации. Помимо всего этого, важным условием является то, чтобы параметры изделия или системы находились в допустимых пределах. Например, угольная пыль должна поступать в горелку с определенной температурой и в необходимом объеме.

Исправность изделия – это его соответствие абсолютно всем требованиям технической документации, в том числе и требованиям второстепенных параметров, характеризующих удобство эксплуатации, внешний вид и т.д.

Отказ характеризуется событием, при котором нарушается работоспособность системы.

Так, например, в парогенераторе перегорела лампочка подсветки уровнемера воды в барабане, что говорит о том, что парогенератор не исправен, но работоспособен, а если произойдет разрыв труб в парогенераторе, то это будет соответствовать отказу и, как следствие, не работоспособности объекта.

С течением времени происходит изменение технических характеристик объекта. Этот процесс происходит, потому что объект находится во взаимодействии с окружающей средой, с человеком, который эксплуатирует этот объект. В результате аккумуляирования многочисленных отрицательных воздействий, происходит снижение качественных показателей объекта. Это изменение может быть как абсолютным, так и относительным.

Под абсолютным воздействием подразумевается воздействие различных процессов, которые влияют на качество объекта, в результате происходит его физическое старение.

Под относительным воздействием подразумевается относительное изменение качества, происходит моральное старение объекта [3].

## 1.2 Определение риска и его виды

Что такое риск? Риск – это влияние неопределенности на цели.

Влияние – это отклонение от того, что ожидается. Оно может быть положительным и/или отрицательным, и может способствовать реализации возможностей и устранению угроз, создавать или приводить к возникновению возможностей и угроз.

Цели могут иметь различные аспекты и категории и могут применяться на различных уровнях [4].

Вводя понятие риск, сразу же возникает вопрос: какие бывают риски и в каких областях они возникают?

При эксплуатации объектов техносферы, появляются различного рода риски, их можно разделить на две основные группы: внутренние и внешние.

Внешние риски		
Регулировочные риски	Рыночные риски	Политические риски
Это риски, которые затрагивают регулирование в области безопасности, экологии, налогов, тарифов и т.д.	Финансово - экономические риски, которые связаны со структурой рынка, со стоимостью основных производственных фондов и оборотных средств и т.д.	Это риски, связанные с переменами в деятельности правительства, географическая нестабильность и т.д.

Рисунок 1.1 –Группа внешних рисков

Внутренние риски		
Операционные риски	Стратегические риски	Технические и технологические риски
Они включают в себя риски персонала, систем и процессов.	Ошибки в выборе стратегии развития компании.	Данный тип рисков обусловлен ошибками оборудования, т.е. это несвоевременный ремонт, отклонение от требований эксплуатации оборудования и т.д.

Рисунок 1.2 – Группа внутренних рисков



Рассмотрим более подробно риски, присущие энергетическим предприятиям [5].

Регулировочные риски.

Регулировочный риск является результатом воздействий органов регулирования энергетики и может проявляться в различных аспектах: ценообразовании, экологическом и налоговом регулировании, стандартах надёжности энергоснабжения, правилах работы на рынках. К таким рискам можно отнести:

1. Риски тарифного регулирования.
2. Риски регулирования в области безопасности (стандарты, технические регламенты).
3. Риски экологического регулирования (плата за выбросы вредных веществ в атмосферу, ограничения выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях).
4. Специфические налоговые риски (водный налог для ГЭС).
5. Риски антимонопольного регулирования.

Риски тарифного регулирования являются наиболее серьезными, т.к. тарифное регулирование определяет доходную базу бизнеса, в связи с тем, что доля экспорта электроэнергии невелика. При формировании тарифов следует учитывать интересы промышленности, энергокомпаний и социально уязвимых слоев населения.

Рыночные риски.

Рыночные риски обусловлены колебаниями цены в конкурентных секторах рынка и могут включать в себя различные аспекты поведения цен, такие как волатильность, ликвидность, корреляция. Выделяют следующие виды рыночных рисков: ценовой, базовый, риск изменения стоимости капитала, временный, транзакционный.

1. Ценовой риск может быть вызван двумя факторами: неопределённостью перспективной динамики цен на природный газ и нерегулярными суточными колебаниями цен на электроэнергию на организованном оптовом рынке;

2. Базовый – риск движения разницы цен на связанные товары в зависимости от их происхождения и качества;

3. Риск изменения стоимости капитала – риск, связанный с изменениями процентной ставки;

4. Временный – риск опережающего разрыва цен при срочных контрактах;

5. Транзакционный – риск влияния крупных транзакций на параметры рынка (например, цену).

Финансовый риск связан с нарушениями финансовых обязательств различными участниками энергетических рынков, в том числе потребителей услуг, а также с недостаточным опытом работы участников конкурентного рынка электроэнергии. В борьбе с данным видом рисков используют страхование, сделки должны быть сбалансированы в реальном времени, т.к.

электроэнергия, в отличие от других энергоносителей, не может храниться на складе.

Политические риски.

Социальные риски возможны в силу того, что электроэнергетика является жизнеобеспечивающей сферой экономики. Ответственность за данную группу рисков ложится, главным образом, на государство, которое посредством введения программы социальной поддержки сможет минимизировать эту группу рисков.

Топливные риски: изменение цен на топливо, отсутствие возможности его покупки в необходимых количествах в нужное время, неопределенность с созданием рынка газа и необходимого резерва генерирующих мощностей для рынка электроэнергии.

Операционные риски.

Риски незавершенности и нестабильности нормативно – правовой базы, регулирующей реформирование и функционирование электроэнергетики. Компании должны опираться в своей деятельности на четкие правила и положения, что является важным условием формирования доверия к рыночным структурам и уверенности среди участников рынка.

Производственные риски – риски потерь вследствие существования неадекватных систем и процедур управления, человеческого фактора или ошибок менеджмента. Для управления данными рисками используются операционные правила и процедуры, утвержденные в виде документа и доведенные руководством до исполнения персоналом и/или аудиторским органом.

Стратегические риски.

Стратегический риск связан с разработкой и воплощением бизнес решений и зависит от того, как управленческий аппарат анализирует внешние факторы, оказывающие влияние на стратегическое развитие бизнеса. Плохо разработанная стратегия может привести к инвестиционным рискам, кредитным и др.

Инвестиционный риск – это риск недополученной прибыли при осуществлении инвестиционного проекта. Минимизировать его возможно в случае перехода на сооружение установок комбинированного энергоснабжения небольшой мощности с использованием прогрессивных газотурбинных установок.

Кредитные риски – риски неплатежей по ссуде, связанные с частичной или полной неплатежеспособностью контрагента к моменту погашения кредита. Для их минимизации проводятся оценка кредитоспособности с привлечением внешних агентств, собственное финансовое моделирование сторон и т.д.

Технологические и технические риски.

Данный тип рисков, выраженных в случайных или преднамеренных сбоях в работе оборудования, обусловлен спецификой производства и передачи продукции. Причинами его возникновения могут быть неверный

выбор технологического оборудования, ошибки при проектировании, неграмотное управление техническим персоналом и др. Незначительные нарушения технологических процессов могут повлечь за собой аварии различной степени тяжести вплоть до человеческих жертв и экологических катастроф. Снизить влияние данного вида риска возможно с помощью осуществления мер безопасности использования технологического оборудования, своевременного ремонта неисправного оборудования и т.д.

Технический риск определяется степенью организации производства, проведением превентивных мероприятий, таких как регулярная профилактика и ремонт оборудования и проявляется в виде угрозы отказов оборудования, перерывов в подаче энергии потребителям, снижении технической надёжности электроснабжения и теплоснабжения.

В данной работе будут рассмотрены технические и технологические риски энергетических объектов Казахстана.

### **1.3 Состояние основного оборудования энергоисточников Казахстана**

Парковым ресурсом называется наработка однотипных по конструкции и условиям эксплуатации объектов, при которой не произойдет отказа при соблюдении требований действующих "Правил технической эксплуатации станций и сетей" [7], "Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов" [8], "Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" [9] и настоящей типовой инструкции [10].

Парковый ресурс не является предельным сроком эксплуатации оборудования.

Дополнительный ресурс работы энергетического оборудования определяется специализированными организациями, имеющими право на его техническое диагностирование.

Парковые ресурсы коллекторов котлов приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Парковые ресурсы коллекторов котлов в зависимости от расчетных параметров эксплуатации и используемых марок стали

Марка стали коллектора котла	Расчетная температура пара в коллекторе, °С	Парковый ресурс коллекторов котла, тыс. ч
12 МХ	510	300
12 МХ	511-530	250
15 МХ	530	300
12 Х1МФ	545	200
12 Х1М1Ф	св.545	150
15 Х1М1Ф	545	200
15 Х1М1Ф	св.545	150



Парковый ресурс прямых участков и гибов паропроводов и пароперепускных труб в пределах котлов и турбин равен парковому ресурсу прямых участков и гибов стационарных паропроводов, эксплуатирующихся при таких же номинальных параметрах пара.

Ресурс труб поверхностей нагрева устанавливается лабораторией или службой металлов владельца оборудования или специализированной организацией.

Парковый ресурс барабанов из стали 22К и 16ГНМА составляет 300 тыс. ч. для однобарабанных котлов и 250 тыс. ч. для двухбарабанных котлов и барабанов из сталей других марок. Парковый ресурс барабанов, имеющих значительную поврежденность и большой объем ремонтных заварок, определяется в соответствии с действующей "Инструкцией по порядку продления срока службы барабанов котлов высокого давления" (РД 34.17.442-96).

Турбины с температурой свежего пара на входе менее 450 °С, а также элементы ЦСД турбин без горячего промпрегрева паркового ресурса не имеют.

Парковый ресурс турбин, элементы которых работают в условиях ползучести, определяется наработкой или количеством пусков турбины: оба параметра действуют независимо.

Парковый ресурс турбин, не вошедших в данную таблицу, приравнивается к значению расчетного ресурса, указанного в паспорте оборудования.

При отсутствии этих данных необходимо обратиться на завод-изготовитель.

Парковый ресурс турбин в зависимости от параметров их эксплуатации и мощности, а также заводы-изготовители сведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2 – Парковый ресурс турбин заводов изготовителей

Завод-изготовитель	Давление свежего пара	Мощность, МВт	Парковый ресурс турбин	
			тыс. ч	к-во пусков
АО ТМЗ	9 и менее 13-24	50 и менее 50-250	270	900
			220	600
АО ЛМЗ	9 и менее 13-24 24	100 и менее 50-300 50-1200	270	900
			220	600
			100	300
ОАО "Турбоатом"	9 и менее 13 24 24	50 и менее 160 300 500	270	900
			200	600
			170	450
			100	300

В Казахстане на 2012 год, согласно комитету государственного энергетического надзора и контроля, насчитывается около 291 котлоагрегата и

198 турбоагрегата. Данные о наработке основного оборудования Казахстана сведены в табл. 1.3 [6].

Таблица 1.3 – Нарботка основного оборудования энергоисточников Казахстана

Агрегат	0-50% наработки П.Р., ед.	50-100% наработки П.Р., ед.	Свыше 100% наработки П.Р., ед.
Котлоагрегат	97	129	65
Турбоагрегат	59	67	72

При изучении наработки основного оборудования энергоисточников Казахстана (табл. 1.3), можно сделать вывод, что более 20% котлоагрегатов и более 30% турбоагрегатов энергоисточников Казахстана эксплуатируются свыше паркового ресурса, что говорит о том, что присутствуют технические и технологические риски при дальнейшей эксплуатации оборудования. В связи с данными рисками возникает актуальный вопрос: как минимизировать эти риски или же, по возможности, полностью устранить? Для того чтобы минимизировать или устранить риски, необходимо воспользоваться методами прогнозирования параметров, определяющих ресурс безопасной работы оборудования.

#### **1.4 Логические и систематические методы прогнозирования параметров**

Для прогнозирования параметров, определяющих ресурс безопасной эксплуатации оборудования, могут использоваться логические и систематические методы, касающиеся [1]:

- а) обмена соответствующей информацией, включая консультирование;
- б) идентификации, анализа, оценивания и обработки риска, связанного с контекстом, т.е. с конкретной деятельностью, процессом, функцией или продуктом;
- в) мониторинга и регистрации результатов анализа рисков.

Важное место при этом уделяется оценке рисков, призванной получить ответ на вопросы о том, что может случиться и почему (идентификация риска), каковы последствия случившегося и какова вероятность их возникновения, имеются ли факторы, способные уменьшить последствия или вероятность проявления источников риска, является ли риск приемлемым или требуются меры по его обработке с целью снижения. Естественно, что успешное выполнение подобных функций невозможно без заблаговременно разработанной и научно обоснованной концепции, включающей те цели и политику риск-менеджмента, которые гармонично включены в общую стратегию и деятельность всей организации и персонала всех имеющих там и наиболее ответственных технических устройств (ОТУ).

Что касается методов и подходов риск-менеджмента, то сведения о них изложены в табл. 1.4.

Таблица 1.4 – Методы и подходы риск-менеджмента

Подходы и методики	Идентификация риска	Анализ риска			Оценивание риска
		последствие	вероятность	уровень	
Мозговой штурм	Р	Н	Н	Н	Н
Структурированные или полуструктурированные опросы	Р	Н	Н	Н	Н
Метод Дельфи	Р	Н	Н	Н	Н
Контрольные листы	Р	Н	Н	Н	Н
Предварительный анализ опасностей (РНА)	Р	Н	Н	Н	Н
Исследование опасности и работоспособности (HAZOP)	Р	Р	П	П	П
Анализ опасностей и критичности	Р	Р	Н	Р	Р
Оценка экологического риска (оценка токсичности)	Р	Р	Р	Р	Р
Структурированная методика "Что, если...?" (SWIFT)	Р	Р	Р	П	П
Анализ сценариев	Р	Р	П	П	П
Анализ "деревя неисправностей"	П	Н	Р	П	П
Анализ "деревя событий"	П	Р	П	П	Н
Анализ "деревя решений"	Н	Р	Р	П	П
Имитационное моделирование	Н	Н	Н	П	Р
Анализ характера и последствий отказов	Р	Р	Р	Р	Р
Анализ причины и последствия	П	Р	Р	П	П
Причинно-следственный анализ	Р	Р	Н	Н	Н



## Продолжение таблицы 1.4

Подходы и методики	Идентификация риска	Анализ риска			Оценивание риска
		последствие	вероятность	уровень	
Анализ уровней защиты (LOPA)	П	Р	П	П	Н
Анализ надежности оператора	Р	Р	Р	Р	П
Матрица последствий и вероятности	Р	Р	Р	Р	П
Анализ затраты и выгод	П	Р	П	П	П
Многокритериальный анализ	П	Н	П	Н	П
Анализ схемы "галстук-бабочка"	Н	П	Р	Р	П

Примечание. Буквы означают: Р – рекомендуется для использования; П – применять допускается; Н – не рекомендуется для использования.

## Выводы

Для дальнейшей диагностики ТА и оценки рисков, возникающих в процессе эксплуатации паровой турбины, в библиографическом обзоре были рассмотрены:

- основные понятия: техническое устройство, техническая система, изделие, качество, надежность, живучесть, безотказность, сохраняемость, ремонтпригодность, долговечность, работоспособность, исправность, отказ;
- основные виды рисков: регулировочные, рыночные, политические, операционные, стратегические, а также технические и технологические риски в энергетических областях;
- состояние основного оборудования энергоисточников Казахстана, которое свидетельствует о том, что необходимо предпринимать меры, по прогнозированию возможных отказов;
- методы прогнозирования параметров, определяющих ресурс безопасной эксплуатации основного оборудования энергоисточников Казахстана.

## Глава 2 Техническое диагностирование турбоагрегатов

В данной главе будет проведено техническое диагностирование турбоагрегата ПТ-60-90/13.

## 2.1 Основные параметры ТА ПТ-60-90/13

Теплофикационная паровая турбина ПТ-60-90/13 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) с промышленным и отопительными отборами пара номинальной мощностью 60 МВт, максимальной 75 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-80-2 с частотой вращения  $50 \text{ с}^{-1}$  отпуска тепла для нужд производства и отопления.

Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-60-90/13 приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1 – Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-60-90/13

№	Параметры		Ед. измер-я	Значения
1	Мощность	Номинальная	МВт	60
		Максимальная		75
2	Начальные параметры пара	Давление	МПа	8,82
		Температура	°С	535
3	Тепловая нагрузка		ГДж/ч, (МВт)	113 (31,38)
4	Расход отбираемого пара на производственные нужды	Номинальный	т/ч	250
		Максимальный		250
5	Давление производственного отбора		МПа	1,28
6	Максимальный расход свежего пара		т/ч	402
7	Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара	В верхнем	МПа	0,25
		В нижнем	МПа	0,118
8	Температура воды	Питательной	°С	240
		Охлаждающей		20
9	Расход охлаждающей воды		т/ч	8000
10	Давление пара в конденсаторе		кПа	3,5

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением  $(1,275 \pm 0,29)$  МПа и два отопительных отбора: верхний с абсолютным давлением в пределах 0,049–0,245 МПа и нижний с давлением в пределах 0,029 — 0,118 МПа.

Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе — при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе — при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева пропускается последовательно и в одинаковом количестве. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.

Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в ПНД, деаэраторе и ПВД. К подогревателям пар поступает из отборов турбины (рис. 2.1). Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 2.2.

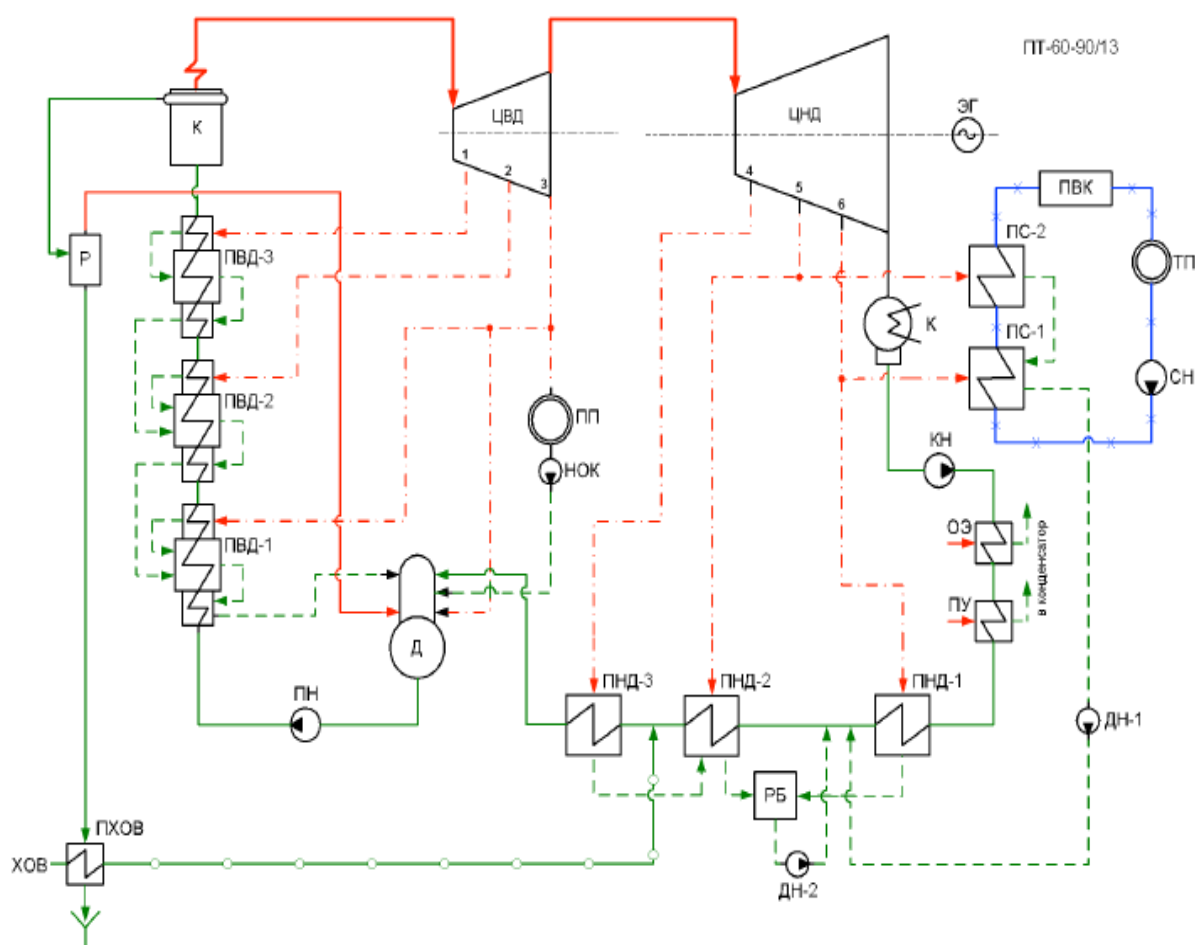


Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-60-90/13

Таблица 2.2 – Характеристика отборов турбины

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,727	425	22
ПВД № 2	2,158	357	18
ПВД № 1	1,275	294	16
Деаэратор	1,275	294	11
ПНД № 3	0,63	234	–
ПНД № 2	0,36	185	21
ПНД № 1	0,117	104	2

Максимальная мощность турбины при выключенных производственном и отопительных отборах, при расходе охлаждающей воды 8000 м<sup>3</sup>/ч с температурой 20 °С, полностью включенной регенерации составит 60 МВт. Максимальная мощность турбины 75 МВт, получаемая при определенных сочетаниях производственного и отопительного отборов, зависит от величины отборов и определяется диаграммой режимов.

## 2.2 Конструкция турбоагрегата ПТ-60-90/13

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат. Проточная часть ЦВД имеет одновенечную регулируемую ступень и 16 ступеней давления.

Проточная часть ЦНД состоит из трех частей: первая (до верхнего отопительного отбора) имеет регулируемую ступень и семь ступеней давления, вторая (между отопительными отборами) — две ступени давления, третья — регулируемую ступень и две ступени давления.

Ротор высокого давления — цельнокованный. Первые десять дисков ротора низкого давления откованы заодно с валом, остальные три диска — насадные.

Роторы ЦВД и ЦНД соединяются между собой жестко с помощью фланцев, откованных заодно с роторами. Роторы ЦНД и генератора типа ТВФ-80-2 соединяются жесткой муфтой.

Парораспределение турбины — сопловое. Свежий пар подается к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен автоматический затвор, откуда по перепускным трубам пар поступает к регулирующим клапанам турбины.

По выходе из ЦВД часть пара, идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть направляется в ЦНД.

Отопительные отборы осуществляются из соответствующих камер ЦНД.

Фикспункт турбины расположен на раме турбины со стороны генератора, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Для сокращения времени прогрева, и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение ЦВД.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим валопровод турбоагрегата с частотой 3,4 об/мин.

Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты сети в пределах 49,0—50,5 Гц. Допускается кратковременная работа турбины при минимальной частоте 48,5 Гц два раза в год продолжительностью 3 – 4 мин или один раз в год продолжительностью до 6 мин.

Высота фундамента турбоагрегата от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 8 м.

### **2.3 Регулирование и защита**

Турбина снабжена гидравлической системой регулирования.

В системе регулирования имеется ЭГП, на который воздействует технологическая защита и противоаварийная автоматика энергосистемы, что приводит к закрытию и открытию регулирующих клапанов.

Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения турбина снабжена регулятором безопасности, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения в пределах 11-13 % сверх номинальной, чем вызывается закрытие автоматического затвора свежего пара, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы. Кроме того, имеется дополнительная защита на блоке золотников регулятора скорости, срабатывающая при повышении частоты на 11,5 %.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при срабатывании которого закрываются автоматический затвор, регулирующие клапаны и поворотная диафрагма ЦНД.

На электромагнитный выключатель воздействуют: реле осевого сдвига при перемещении ротора в осевом направлении на величину, превышающую предельно допустимую; вакуум-реле при недопустимом падении вакуума в конденсаторе до 470 мм. рт. ст. (при снижении вакуума до 650 мм. рт. ст. вакуум-реле подает предупредительный сигнал); потенциометры температуры свежего пара при недопустимом понижении температуры свежего пара без выдержки времени; ключ для дистанционного отключения турбины на щите управления; реле падения давления в системе смазки с выдержкой времени 3 с при одновременной подаче аварийного сигнала.

Турбина снабжена ограничителем мощности, используемым в особых случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов.

Обратные клапаны предназначены для предотвращения разгона турбины обратным потоком пара.

Рабочей жидкостью в системе регулирования является минеральное масло.



Перестановка регулирующих клапанов впуска свежего пара, регулирующих клапанов через ЧСД и поворотной диафрагмы перепуска пара в ЧНД производится сервомоторами, которые управляются регулятором скорости и регуляторами давления отборов.

Регулятор скорости предназначен для поддержания частоты вращения турбогенератора с неравномерностью около 4 %. Он снабжен механизмом управления, который используется для: зарядки золотников регулятора безопасности и открытия автоматического затвора свежего пара; изменения частоты вращения турбогенератора (причем обеспечивается возможность синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе); поддержания заданной нагрузки генератора при параллельной работе генератора; поддержания нормальной частоты при одиночной работе генератора; повышения частоты вращения при испытании бойков регулятора безопасности.

Механизм управления может приводиться в действие как вручную — прямо у турбины, так и дистанционно — со щита управления.

Регуляторы давления сильфонной конструкции предназначены для автоматического поддержания давления пара в камерах регулируемых отборов с неравномерностью около 0,20 МПа для производственного отбора и около 0,04 МПа - для отопительного отбора.

Турбоагрегат оборудован электронными регуляторами с исполнительными механизмами для поддержания:

А) заданного давления пара в коллекторе концевых уплотнений путем воздействия на клапан по дачи пара давлением 0,059 МПа из уравнильной линии деаэраторов или из парового пространства бака;

Б) уровня в конденсатосборнике конденсатора с максимальным отклонением от заданного  $\pm 200$  мм (этим же регулятором включается рециркуляции конденсата при малых расходах пара в конденсаторе);

В) уровня конденсата, греющего пара во всех подогревателях системы регенерации, кроме ПНД № 1.

Турбоагрегат снабжен защитными устройствами:

А) для совместного отключения всех ПВД с одно временным включением обводной линии и подаче сигнала (устройство срабатывает в случае аварийного повышения уровня конденсата вследствие повреждений или нарушений плотности трубопровода; системы в одном из ПВД до первого предела);

Б) атмосферными клапанами-диафрагмами, установленными на выхлопных патрубках ЦНД и открываемыми при повышении давления в патрубках до 0,12 МПа.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке объемом 14 м<sup>3</sup> установлены фильтры и указатели уровня.

Турбина снабжена одним резервным насосом с электродвигателем переменного тока и одним аварийным насосом с электродвигателем постоянной тока.

При снижении давления смазки до соответствующих значений автоматически от реле давления смазки (РДС) включаются резервный и аварийный насосы. РДС периодически испытывается во время работы турбины.

Масло охлаждается в двух маслоохладителях. Маслоохладители представляют собой теплообменник поверхностного типа, вертикального исполнения.

## 2.4 Комплектующее оборудование

В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

А) паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины, внутритурбинными трубопроводами;

Б) бак масляный, маслоохладитель, эжекторы основной, пусковой и циркуляционной системы;

В) регенеративная установка с подогревателями поверхностного типа с регулируемыми и предохранительными клапанами;

Г) установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;

Д) насосы и электрооборудование паротурбинной установки;

Е) конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды [11].

Таблица 2.3 – Комплектующее теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	50 КЦС-4
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-100-16-4-I
	ПНД-2	ПН-130-16-9-I
	ПНД-3	ПН-130-16-9-I
Деаэратор	Д	ДП-225-7
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-350-230-21
	ПВД-2	ПВ-350-230-36
	ПВД-3	ПВ-350-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСВ-500-3-23
	ПС-2	ПСВ-500-3-23
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	–	МП-165-150-I
Конденсатный насос	КН	8КСД-6×3
Сливные (дренажные) насосы	ДН	3КС-6, 4КС-8
Питательные насосы	ПЭН	ПЭН-450-120

## 2.5 Расположение ТА в РК и часы наработки

Паровая турбина ПТ-60-90/13 установлена на 4 станциях Казахстана:

- 1) АО «АЛЭС» ТЭЦ-1 (145 МВт);
- 2) АО «Атырауская ТЭЦ» (215 МВт);
- 3) АО «СевКазЭнерго» ТЭЦ-2 (350 МВт);
- 4) МАЭК ТЭЦ-2 (650 МВт).

Таблица 2.4 – Часы наработки ТА ПТ-60-90/13 (на 2012год)

Наименование энергопредприятия	Наименование основного оборудования	Год ввода в эксплуатацию, год	Парковый ресурс, час	Наработка, час
МАЭК ТЭЦ-2	Ст. №1	1968	270 000	282 804
	Ст. №2	1969		297 676
	Ст. №3	1970		263 294
АО «СевКазЭнерго» ТЭЦ-2	Ст. №2	1962		112 776
АО «Атырауская ТЭЦ»	Ст. №5	1969		277 805
	Ст. №6	1974		248 060
АО «АЛЭС» ТЭЦ-1	Ст. №9	1970		278 378
	Ст. №10	1971		266 914

Исходя из данных табл. 2.4, можно заметить, что часы наработки данного ТА превышают парковый ресурс на: 12804 ч. (МАЭК ТЭЦ-2 ст. №1), 27676 ч. (МАЭК ТЭЦ-2 ст. №2), 7805 ч. (АО «Атырауская ТЭЦ» ст. №5), 8378 ч. (АО «АЛЭС» ТЭЦ-1 ст. №9).

В данной работе будет рассмотрен ТА ПТ-60-90/13 ст. №1 на МАЭК ТЭЦ-2. Нарботка данного ТА с учетом параметров эксплуатации на 2018год представлена в табл. ПА1.

## 2.6 Общие положения технического диагностирования ТА

Техническое диагностирование турбоагрегата необходимо производить согласно «Типовой инструкции по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций Республики Казахстан» РД 153-34 РК.1-17.421-03 [10].

Перед проведением диагностирования элементы турбоагрегата должны быть выведены из работы, охлаждены, освобождены от рабочей среды и отключены от трубопроводов.

Наружные и внутренние элементы турбоагрегата, подлежащие диагностированию, должны быть очищены от загрязнений. Качество

подготовки поверхностей определяется требованиями применяемого метода контроля.

Для обеспечения доступа ко всем элементам, подлежащим контролю, необходимо частично или полностью удалить внутренние устройства, а также обмуровку или тепловую изоляцию.

На выполненные при техническом диагностировании работы составляется первичная документация (акты, протоколы, заключения и т.п.), на основании которой составляется заключение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования.

Перед непосредственным диагностированием необходимо провести анализ эксплуатационной и технической документации, ознакомиться с конкретными условиями эксплуатации.

Начало проведения контроля определяется или достижением количества пусков или временем, указанным в графе 7 (см. табл. 3.3) ТИ (РД 153-34 РК.1-17.421-03) [10], т. е. оба параметра (количество пусков и продолжительность эксплуатации) действуют независимо.

## **2.7 Оценка надежности металла корпусных деталей ТА и деталей проточной части**

ТА эксплуатируются при высоких параметрах пара, в условиях частых разгрузок и нагрузок по мощности, что вызывает появление дефектов в структуре металла детали из-за истощения длительной прочности вследствие малоциклового усталости, размыва металла на поверхности деталей влажным паром, коррозии и эрозии при высоких напряжениях в зоне фазового перехода, вследствие ползучести металла и т.д.

Основными узлами ТА, ограничивающими срок службы, являются корпуса цилиндров и клапанов, а также роторы высокого и среднего давления.

Существующие методы контроля металла:

ВК - визуальный контроль;

ЦД - цветной контроль проникающими веществами;

УЗК - ультразвуковой контроль;

МПД - магнитопорошковая дефектоскопия;

ТР - химическое травление;

ТВК - токовихревой контроль;

ТВ - измерение твердости;

МР - метод реплик;

МК - магнитный контроль;

УЗТ - ультразвуковая толщинометрия.

Для проведения контроля корпусов цилиндров, стопорных регулирующих, защитных клапанов, сопловых коробок может использоваться: ВК, ЦД или МПД, или ТР, а также исследование металла вырезки.

Для проведения контроля цельнокованых валов высокого и среднего давления может использоваться: ВК, ЦД или МПД, или ТВК, УЗК, исследование микроструктуры, ТВ, изменение остаточной деформации.

## 2.8 Критерии оценки состояния металла

Требования к характеристикам металла сведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5 - Требования к характеристикам металла

Характеристика или единица измерения	Температура испытания, °С	Допустимое значение (не менее) для сталей марок		
		15Х1М1ФЛ	20ХМФЛ	20ХМЛ
1	2	3	4	5
1. Предел текучести, МПа	20	255	245	220
2. Доля вязкой составляющей в изломе ударного образца Шарпи (KCV), %	150/80	100/50	100/50	100/50
3. Ударная вязкость (KCV), кДж/м <sup>2</sup>	150/80	30	30	30
4. Критическое раскрытие при ударном нагружении, мм	Температура пара на входе в турбину	0,25	0,25	0,25
5. Горячая твердость, МПа	Температура пара на входе в турбину	850	950	900
6. Твердость, НВ	20	145	140	115
7. Количество пор ползучести диаметром более 2 мкм в одном поле зрения при х500	20	3 (не более)	5 (не более)	5 (не более)

Фактическая средняя скорость роста трещины за межремонтный период не должна превышать 10 -3 мм/ч.

В случаях невозможности удаления имеющихся трещин и в случаях невозможности проведения контроля металла в определенной области условия дальнейшей эксплуатации определяются в соответствии с требованиями РД 34.17.436-92 [12].

## 2.9 Результаты технической диагностики 2014 г

По результатам контроля металла (ВО, УЗТ, ВИК, ЦД, УЗК, оценка микроповрежденности, измерение твердости) корпусных элементов турбоагрегата ПТ-60-90/13 ст.№1 ТЭЦ-2 ТОО «МАЭК» - обнаружены недопустимые дефекты:

1) По итогам проведения ВИК металла корпусных элементов ТА было обнаружено:



А) На внутренней поверхности металла корпусных элементов турбоагрегата оксидная пленка серого цвета, плотно сцепленная с металлом, пленка покрыта продуктами сплошной коррозии красно-коричневого цвета, толщиной 0,5-1,0 мм.

Б) Трещины №№26,28,29 длиной 134 мм, 133мм и 141 мм соответственно (рис. ПА1) между сопловыми коробками в нижней части корпуса ЦВД.

В) Трещины на наружной поверхности металла верхней части корпуса, длиной 67 мм и 53 мм (рис. ПА2) на радиусных переходах к верхним регулирующим клапанам ЦНД.

2) По итогам проведения ЦД металла корпусных элементов ТА в объеме: корпус ЦВД, верхняя часть корпуса ЦНД снаружи (по результатам ВО), корпус АСК, корпуса регулирующих клапанов ЦВД и ЦНД – радиусные переходы снаружи и изнутри в доступных местах было обнаружено:

А) Корпус ЦВД, нижняя часть, внутренняя поверхность - трещины длиной 24-141 мм (рис. ПА1).

Б) Корпус ЦВД, верхняя часть, внутренняя поверхность - трещины длиной 22-101 мм (рис. ПА3).

В) Корпус ЦВД, верхняя часть, наружная поверхность - трещины длиной 25-112 мм (рис. ПА2).

Г) Корпус ЦНД, верхняя часть, наружная поверхность - трещины длиной 22-67 мм (рис. ПА2).

3) По итогам проведения оценки микроповрежденности и по результатам замера твердости металла корпусных элементов ТА недопустимых дефектов не обнаружено. Твердость металла удовлетворяет требованиям РД 108.021.112-88 «Методические указания. Исправление дефектов в литых корпусных деталях паровых турбин и арматуры методом заварки без термической обработки» для стали марки 20ХМФЛ – не более 225 НВ. Пор ползучести не было обнаружено.

Вывод: обнаруженные трещины подлежат выборке абразивным инструментом. Полноту выборки дефектов проконтролировать методом ЦД. Проконтролировать выборки металла на наличие аустенитных наплавов методом травления. В случае обнаружения, аустенитный металл полностью подлежит удалению.

Выборки глубиной больше 15% от номинальной толщины стенки элементов подлежат заварке.

## **2.10 Результаты технической диагностики 2018 года**

По результатам контроля металла (ВО, УЗТ, ВИК, ЦД, УЗК, оценка микроповрежденности, измерение твердости) корпусных элементов турбоагрегата ПТ-60-90/13 ст.№1 ТЭЦ-2 ТОО «МАЭК» - обнаружены недопустимые дефекты:

1) По итогам проведения ЦД корпусных элементов ТА было обнаружено:

А) трещины длиной 30,120 мм на внутренней поверхности нижней части корпуса ЦВД (рис. ПА4).

Б) трещины длиной 15 мм на внутренней поверхности верхней части корпуса ЦВД (рис. ПА5).

Обнаруженные дефекты удалены по месту абразивным инструментом. Так как по результатам измерений глубина требуемой выборки превышает допустимые согласно п.1.4. РД 108.021.112-88 15% толщины элемента (корпуса), то после полного удаления дефектов указанная выборка подлежит заварке.

### **Выводы**

По итогам технического диагностирования были изучены:

- основные параметры турбоагрегата ПТ-60-90/13;
- ПТС турбоагрегата ПТ-60-90/13;
- конструкция турбоагрегата ПТ-60-90/13;
- элементы регулирования и защиты;
- комплектующее оборудование;
- расположение в Казахстане и количество часов наработки каждого турбоагрегата ПТ-60-90/13;
- критерии надежности корпусных деталей турбоагрегата ПТ-60-90/13.

Также были представлены результаты технической диагностики за 2014 и 2018 года с объемом работ по устранению недопустимых дефектов.

## **Глава 3 Методы прогнозирования и оценки рисков работы турбоагрегата**

### **3.1 Идентификация критически важных параметров паровой турбины на основе дерева-событий**

Множество используемых методов прогнозирования и оценки критически важных показателей надежности технических устройств основаны на применении их структурно логических схем [1], которые представляют собой совокупность отдельных частей исследуемого механизма, соединенных друг с другом параллельной связью (а), последовательной связью (б) и может быть комбинированная связь (в), которая включает в себя параллельную и последовательную связь разом. Параллельной связью считается такая связь, при которой в случае отказа одного элемента схемы, работоспособность всего сложного объекта не утрачивается, а отказ всех элементов данного объекта приводит к утрате работоспособности. Последовательная же связь ведет себя иначе: в случае отказа одного элемента происходит утрата работоспособности всего сложного объекта.

Для того чтобы произвести количественную оценку надежности сложного объекта, необходимо произвести следующие основные операции [1]:

1. Проводится оценка функций как всего технически-сложного устройства, так и его основных компонентов, а также взаимосвязи между образующими их составляющими.

2. Выдвигается толкование понятию "безотказность" применительно к выполнению данным объектом каждой основной функции в конкретно заданных условиях.

3. Идентифицируются возможные отказы компонентов и сложного устройства в целом, а также определяются причины отказов и прогнозируются возможные последствия.

4. Производится оценка влияния отказов элементов данного объекта на его работоспособность.

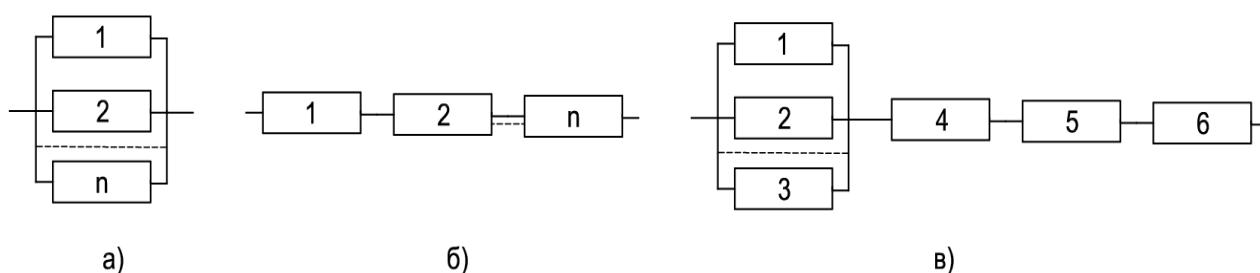
5. Каждая часть разделяется на элементы с известными параметрами безотказности.

6. Формируются структурно-логические схемы безотказности сложного технического устройства, которые затем используются в качестве модели его надежной работы.

7. С учетом структурных схем и выявленных характеристик подбираются расчетные формулы, параметрами которых служит безотказность всех составляющих объектов.

8. Проводятся расчеты показателей надежности сложного технического объекта, и оценивается вклад в них его отдельных компонентов.

9. Делаются заключения о соответствии выявленных результатов, требованиям или о необходимости резервирования и доработки отдельных элементов и узлов сложного объекта, изменения режима контроля их состояния и профилактического обслуживания.



а – параллельное соединение; б – последовательное; в – комбинированное

Рисунок 3.1 – Типовые структурные схемы надежности (безотказности)

Проиллюстрируем объективность рассмотренной выше методики на примере предварительного расчета основных показателей надежности и в

предположении, что как всё сложное устройство, так и любой его элемент могут находиться только в одном из двух возможных состояний – работоспособном и неработоспособном, а отказы всех элементов являются независимыми. Это означает, что состояние сложного объекта однозначно определяется состоянием его отдельных элементов или их определенных совокупностей.

Для демонстрации предложенной методики прогнозирования параметров, определяющих ресурс безопасной эксплуатации, будем использовать, в качестве исследуемого объекта, ПТ-60-90/13.

В качестве опорной схемы, была создана, на основе данных по регулированию и защиты ТА [11] и способов регулирования и защиты паровых турбин [13], ПС регулирования и защиты ПТ-60-90/13 рис. 3.2.

Знакомство со схемой свидетельствует о важной роли следующих ее элементов и функций: 1 – золотники автомата безопасности; 2 – мембранный разделитель; 3 – регулятор частоты вращения; 4 – промежуточный золотник; 5, 6 – регуляторы давления; 7, 8, 9 – сервомоторы ЧНД, ЧСД, ЦВД; 10 – электрогидравлический преобразователь (ЭГП); ЭА – сигнал от выключателя генератора; Б – импульсная линия к стопорному клапану; А – воздействие на золотники автомата безопасности электрозащиты турбины и блока; МУТ – механизм управления турбиной; ЭРТН – электронный регулятор тепловой нагрузки; РЗ – ручной задатчик; импульсы:  $P_{св}$  – по давлению свежего пара,  $P_{отб}$  – по давлению в производственном отборе,  $t_{отб}$  – по температуре в производственном отборе,  $P_0$  – по давлению в отопительном отборе,  $t_{вб}$  – по температуре сетевой воды на выходе из верхнего сетевого подогревателя,  $t_{нб}$  – по температуре сетевой воды на выходе из нижнего сетевого подогревателя,  $t_{об}$  – по температуре обратной сетевой воды.

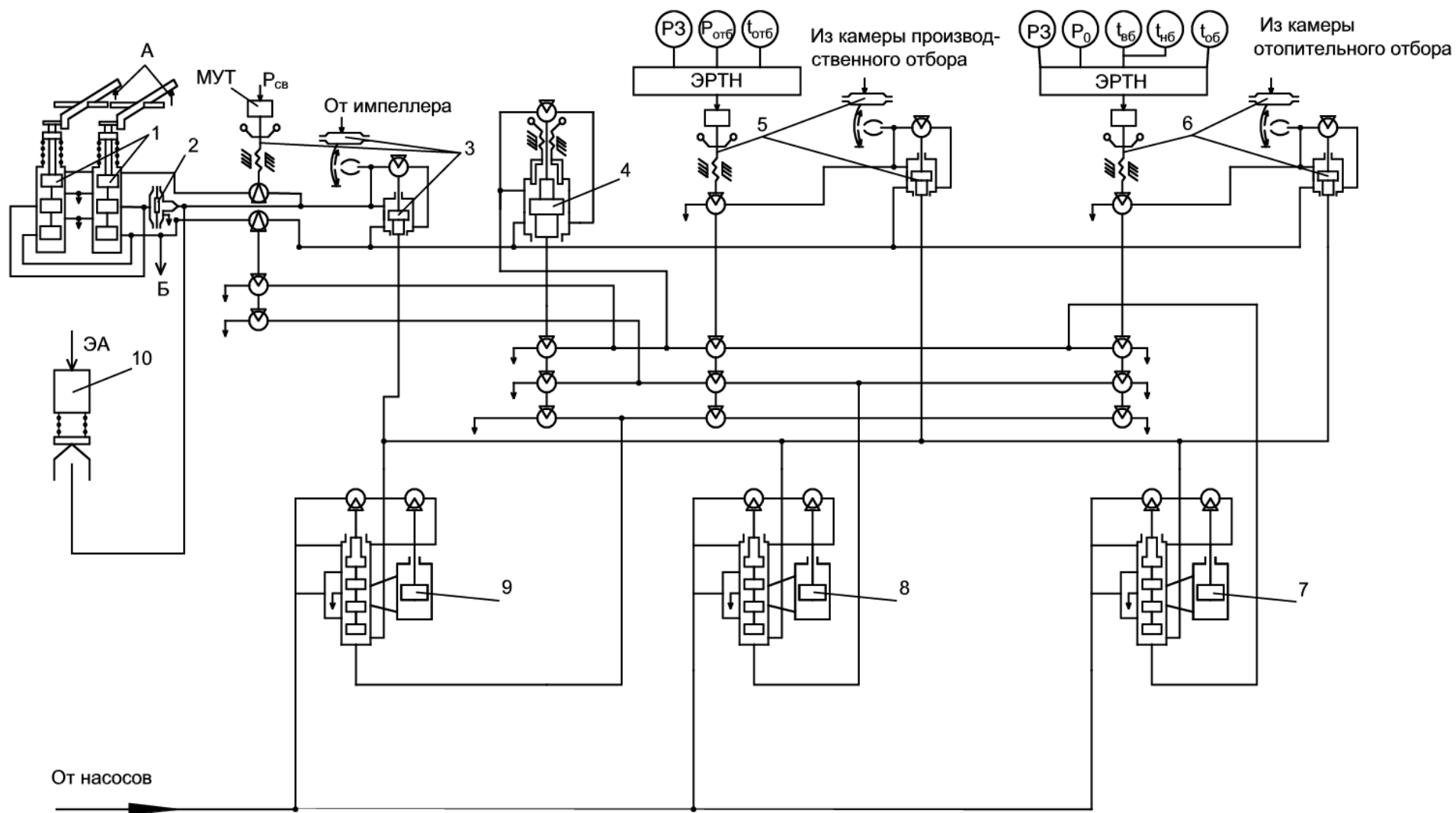


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема регулирования и защиты ТА ПТ-60-90/13

Основное внимание, с учетом элементов и функций ПС, уделим прогнозированию вероятности разрушения ротора и времени до разрушения из-за превышения им числа оборотов и исчерпания запаса его конструктивной прочности.

Для оценки возможных аварий, воспользуемся результатами качественного и количественного анализа модели, представленной на рис. 3.3, составленной на основе литературы [1].

На рассмотренном дереве происшествия имеются наименования всех 26 его исходных событий и алфавитные коды 20 предпосылок его верхних уровней. Содержание предпосылок приведено в верхней части табл. 3.1 [1] совместно с наименованиями всех конечных исходов дерева событий и их цифровыми кодами.

Таблица 3.1 – Дерево предпосылок и исходов событий моделируемого процесса

№	Наименование	Код
Дерево предпосылок (левая часть диаграммы)		
1	Внезапное изменение момента сопротивления вращению турбоагрегата	А
2	Отсутствие корректировки расхода пара в цилиндры его турбины	Б
3	Резкое изменение момента сопротивления электрогенератора	В
4	Резкое увеличение сопротивления турбины из-за неполадок	Г
5	Сбой в работе системы автоматического регулирования оборотов турбины	Д
6	Оператор не предотвратил изменение оборотов турбины командой с пульта	Е
7	Резкое увеличение момента сил сопротивления электрогенератора	Ж
8	Резкое снижение сопротивления электрогенератора из-за повреждений	З
9	Увеличение сопротивления ротору турбины из-за попадания воды	И
10	Увеличение сопротивления ротору из-за попадания твердых предметов	К
11	Отсутствие сигнала от измерителя скорости вращения ротора турбины	Л
12	Задержка сигнала измерителя скорости турбины при передаче усилителю	М
13	Несрабатывание исполнительных устройств регулирования скорости	Н
14	Отказ золотников, управляющих работой регулирующих клапанов	О
15	Неисправность исполнительных устройств цилиндра высокого давления	П



Продолжение таблицы 3.1

№	Наименование	Код
17	Несрабатывание регулирующего и отсечного клапанов турбины	С
18	Неисправности сервомоторов регулирующего и отсечного клапанов	Т
19	Неисправности неподвижных частей их сервомоторов	У
20	Неисправности подвижных частей сервомоторов обоих данных клапанов	Ф
Дерево событий-исходов (правая часть диаграммы)		
1	Превышение скорости вращения ротора турбины свыше 15% от нормы	1
2	Несрабатывание обоих автоматов безопасности турбоагрегата	11
3	Разрушение конструктивных элементов ротора и статора турбины	111
4	Повреждение машинного зала, гибель и тяжелые увечья персонала	112
5	Издержки из-за недовыработки большого количества электроэнергии	113
6	Штрафные санкции за нарушение договорных обязательств	114
7	Срабатывание хотя бы одного из двух автоматов безопасности	12
8	Затраты на диагностику и профилактику турбоагрегата	121
9	Издержки из-за невыдачи запланированного объема электроэнергии	122
10	Выплата неустойки за нарушение договорных обязательств	123
11	Превышение скорости вращения ротора турбины до 15% от номинальной	2
12	Отключение оператором подачи пара с пульта дистанционного управления	21
13	Издержки из-за невыдачи запланированного объема электроэнергии	211
14	Штрафные санкции за нарушение договорных обязательств	212
15	Затраты на диагностику и профилактику турбоагрегата	213
16	Оператор не смог прекратить подачу пара с пульта управления	22
17	Издержки из-за недопоставки значительного объема электроэнергии	221
18	Штрафные санкции за длительное нарушение договорных обязательств	222
19	Затраты на ремонтно-восстановительные работы ротора турбоагрегата	223

Качественный анализ дерева событий, цифровые коды и наименования которых приведены в нижней части табл. 3.1, показал, что наиболее тяжелые

исходы исследуемой аварии сопутствуют ее развитию по группе сценариев 11, а наиболее легкие – по 21. Что касается групп сценариев, помеченных кодами 12 и 22, то их последствия во многом определяются совершенством инструкций, предусмотренных для персонала на подобные нестандартные ситуации, а также безошибочностью и своевременностью его действий по их парированию.

Таблица 3.2 – Параметры исходных событий ДП и конечных исходов ДС

Дерево происшествия (коды – по рис. 3.2)				Дерево событий (коды – по табл. 3.1)		
Код	Частота $P_i$ , 1/год	Код	Частота $P_i$ , 1/год	Код	Вероятность $Q_t(*)$	Ущерб $Y_t(*)$ у.е.
1	0,0050	14	0,0080	1	0,0600	
2	0,0010	15	0,0020	11	0,0009	
3	0,0002	16	0,0060	111	0,0003	5 000 000
4	0,0001	17	0,0080	112	0,0002	1 000 000
5	0,0020	18	0,0060	113	0,0002	5 000 000
6	0,0001	19	0,0020	114	0,0002	1 000 000
7	0,0060	20	0,0040	12	0,0591	
8	0,0080	21	0,0080	121	0,0291	200 000
9	0,0008	22	0,0040	122	0,0200	500 000
10	0,0010	23	0,0070	123	0,0100	500 000
11	0,0020	24	0,0060	2	0,9400	
12	0,0080	25	0,0300	21	0,6400	
13	0,0100	26	0,0200	211	0,3400	1 000 000 500 000
				212	0,1000	100 000
				213	0,2000	500 000
				22	0,3000	1 000 000
				221	0,0800	500 000
				222	0,0200	
				223	0,2000	

Для осуществления количественного анализа дерева происшествия вручную составлена следующая эквивалентная ему структурная функция:

$$\begin{aligned}
 X &= A \wedge B = (B \vee \Gamma) \wedge (D \wedge E) = [(Ж \vee 3) \wedge (И \vee K)] \wedge [(Л \vee M \vee Н) \wedge (25 \vee 26)] = \\
 &= \{[(1 \vee 2 \vee 3) \vee (4 \vee 5 \vee 6)] \vee [(7 \vee 8) \vee (9 \vee 10)]\} \wedge \{[(11 \vee 12 \vee 13) \vee (O \wedge 16) \vee \\
 &\vee (П \wedge P)] \wedge (25 \vee 26)\} = \{[(1 \vee 2 \vee 3) \vee (4 \vee 5 \vee 6)] \vee [(7 \vee 8) \vee (9 \vee 10)]\} \wedge \{[(11 \vee 12 \vee \\
 &\vee 13) \vee ((14 \vee 15) \wedge 16) \vee C \vee T] \wedge (25 \vee 26)\} = \{[(1 \vee 2 \vee 3) \vee (4 \vee 5 \vee 6)] \vee [(7 \vee 8) \vee \\
 &\vee (9 \vee 10)]\} \wedge \{[(11 \vee 12 \vee 13) \vee ((14 \vee 15) \wedge 16) \vee (17 \vee 18) \vee (Y \vee \Phi)] \wedge (25 \vee 26)\} = \\
 &= \{[(1 \vee 2 \vee 3) \vee (4 \vee 5 \vee 6)] \vee [(7 \vee 8) \vee (9 \vee 10)]\} \wedge \{[(11 \vee 12 \vee 13) \vee \\
 &\vee ((14 \vee 15) \wedge 16) \vee (17 \vee 18) \vee ((19 \vee 20) \vee (21 \vee 22 \vee 23 \vee 24))] \wedge (25 \vee 26)\} = \\
 &= \{[(1 \vee 2 \vee 3) \vee (4 \vee 5 \vee 6)] \vee [(7 \vee 8) \vee (9 \vee 10)]\} \wedge \{[(11 \vee 12 \vee 13) \vee \\
 &\vee ((14 \vee 15) \wedge 16) \vee (17 \vee 18) \vee (19 \vee 20) \vee (21 \vee 22 \vee 23 \vee 24)] \wedge (25 \vee 26)\}. \quad (3.1)
 \end{aligned}$$

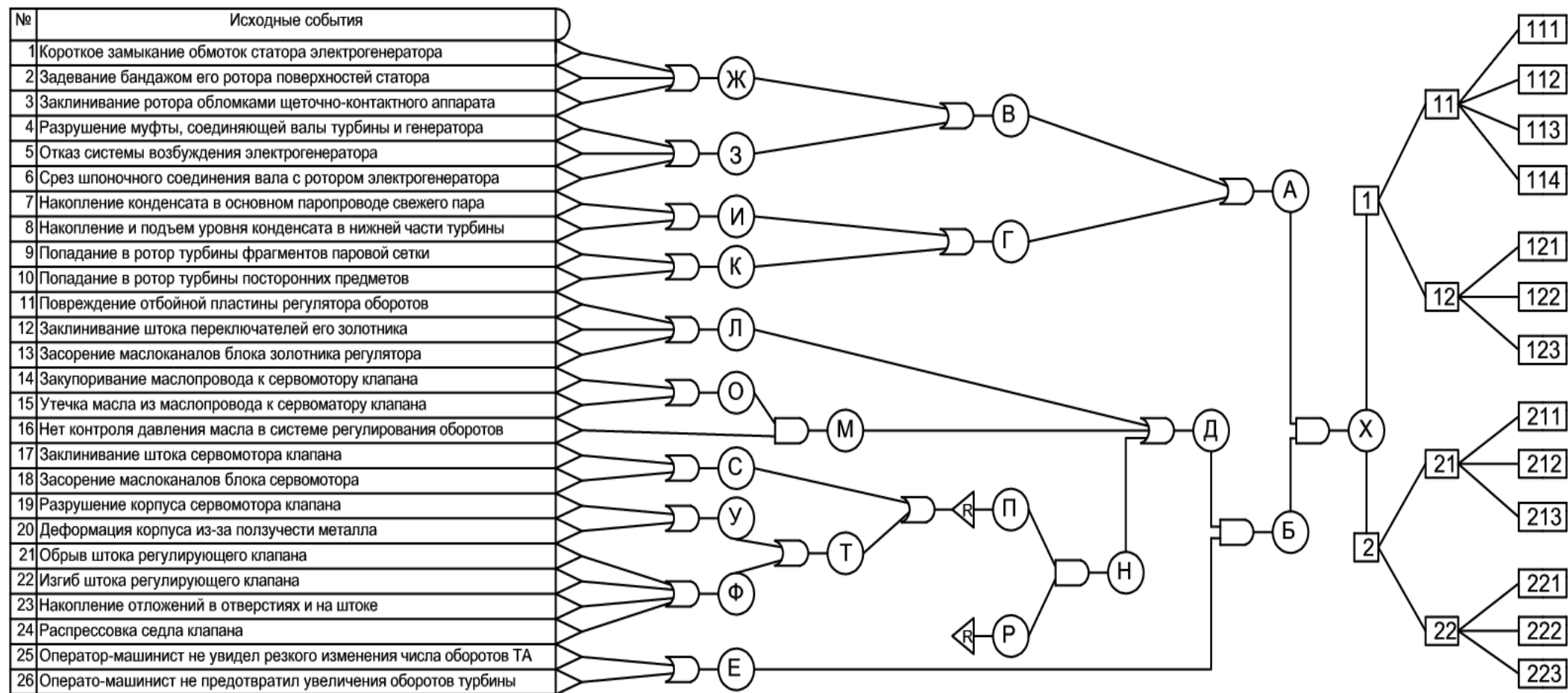


Рисунок 3.3 – Модель предпосылок и исходов событий разгона ТА ПТ-60-90/13 из-за дисбаланса моментов сил

Что касается исходных данных дерева событий (правая часть рис. 3.3), то при их подготовке руководствовались следующими соображениями.

1. Оценка условных вероятностей  $Q_i(*)$  проводилась с учетом статистических данных о последствиях ликвидации нестандартных ситуаций, вызванных резким изменением скорости вращения турбогенератора тепловых электростанций; при этом некоторые значения этих параметров были позаимствованы из промежуточных результатов количественного анализа дерева происшествия. Например, вероятность несрабатывания автоматов безопасности была принята равной вероятности  $P(Д)$  появления сбоя в системе автоматического регулирования оборотов, так как управление обоими управляющими и двумя стопорными клапанами турбин ПТ-60-90/13 осуществляется по одинаковым принципиальным схемам и с использованием однотипных элементов.

2. Определение размеров ущерба  $Y_t(*)$ , сопутствующего всем конечным исходам рассматриваемой диаграммы (см. правую колонку табл. 3.2 – последние 11 значений), также проведено на основе эмпирических сведений. Это обусловлено не только низкой достоверностью и повышенной трудоемкостью прогнозирования данного параметра с помощью соответствующих моделей, но и необходимостью учета специфики функционирования конкретной теплоэлектростанции, включая ее отношения с потребителями электроэнергии. Вот почему указанные в этой таблице величины следует расценивать как средние оценки, допустимые для применения в рассматриваемом здесь иллюстративном примере.

Что же касается указанных в правой части рис. 3.3 форм причинения ущерба (разрушение, повреждение, гибель), то их правдоподобность может быть подтверждена результатами моделирования с помощью параметрических формул. Например, приближенный прогноз последствий поражающего действия осколков, образовавшихся при наступлении наиболее разрушительных исходов разгона турбины (см. события с кодами 111 и 112), можно осуществить с помощью следующих уравнений: (3.2) – исходя из накопленной осколками энергии  $\mathcal{E}_k$ ; (3.3) – с учетом силы  $F_{ac}$  аэродинамического сопротивления их движению, (3.4) и (3.5) – по эрфик и пробит-функциям. В последнем случае необходимо также использовать значения параметров  $a$ ,  $b$ ,  $DP$  функции  $Pr(DP)$ , содержащихся в средней части табл. 15.6 [1] и табл. 15.5 [1], что позволяет определить вероятность  $Prob(Pr)$  причинения техногенного ущерба конкретной формы.

Кинетическая энергия  $\mathcal{E}_k$ , движущихся тел, рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_k = \frac{M * W^2}{2}, \quad (3.2)$$

где  $M$  – масса, кг,  $W$  – мгновенная скорость, м/с.

Аэродинамическое сопротивление  $F_{ac}$  атмосферы оценивается по следующему соотношению:

$$F_{ac} = \frac{k_{лс} * \rho * W^2 * \Pi_{лс}}{2}, \quad (3.3)$$

где  $k_{лс}$  – коэффициент лобового сопротивления, учитывающий сжатие и разрежение воздушного потока после обтекания движущего тела с мгновенной скоростью  $W$ , м/с;  $\rho$  – плотность атмосферы, кг/м<sup>3</sup>;  $\Pi_{лс}$  – площадь того наибольшего сечения тела, которое перпендикулярно скорости движения или направлению обтекающего тело потока, м<sup>2</sup>.

$$Prob = 0.5 * \left( 1 + \frac{2}{\sqrt{\pi}} * \int_0^{\frac{Pr(DP)-5}{\sqrt{\pi}}} e^{-\lambda^2} d\lambda \right), \quad (3.4)$$

где функция  $Pr(DP)$  выражается следующей зависимостью [14]:

$$Pr(DP) = a + b * \ln(DP(r, t)), \quad (3.5)$$

где  $a$ ,  $b$  – коэффициенты, определяемые на основе статистической обработки опытных данных и характеризующие степень уязвимости конкретного объекта от воздействия определенного известного поражающего фактора.

В частности, было выявлено, что энергия  $\mathcal{E}_к$ , накопленная рабочей лопаткой ротора турбины, оценивается десятками килоджоулей, а потому в состоянии не только пробить корпус статора, но и образовать массивные осколки, разлетающиеся со скоростью, достаточной для причинения значительного ущерба. В самом деле, если подобные осколки обладают даже сравнительно небольшими массой ( $0,1 \text{ кг} < m < 4.2 \text{ кг}$ ) и скоростью ( $U=7.2 \text{ м/с}$ ), то им будут соответствовать следующие значения параметров пробит-функции:

$$a = -13.2;$$

$$b = 10.5;$$

$$DP = U = 7.2 \text{ м/с}.$$

Зная данные параметры, найдем пробит-функцию  $Pr(DP)$ :

$$Pr(DP) = -13.2 + 10.5 * \ln(7.2) = 7.528$$

После нахождения данной функции определим ее вероятность  $Q_t$  причинения конкретного ущерба (например, гибели человека из состава персонала, код исхода – 112):

$$Prob = 0.5 * \left( 1 + \frac{2}{\sqrt{\pi}} * \int_0^{\frac{7.528-5}{\sqrt{\pi}}} e^{-\lambda^2} d\lambda \right) = 0.5 * \left( 1 + \frac{2 * 0.847}{\sqrt{\pi}} \right) = 0.978$$

Исходя из выполненного условия ( $Prob=Q_t \geq 0.909$ ), следует что указанные в правой части рис. 3.3 формы причинения ущерба разрушение, повреждение, гибель) являются достоверными.

Что же касается математического ожидания среднего ущерба от разгона турбины, то его значение рассчитано следующим образом:

$$M_t(Y) = \sum_{t=1}^{13} Q_t * Y_t, \quad (3.6)$$

где  $Q_t$ ,  $Y_t$  – значения вероятностей и ущерба исходных событий, взятых из правой части табл. 3.2.

Результаты оценки вероятности моделируемой аварии, то есть, в данном, случае резкое изменение оборотов турбины, а также схема функциональной целостности могут быть автоматизировано рассчитаны на программном комплексе «АРБИТР». Интерфейс программного комплекса с фрагментами модели и результатами расчета представлены на рис. 3.4 [1].

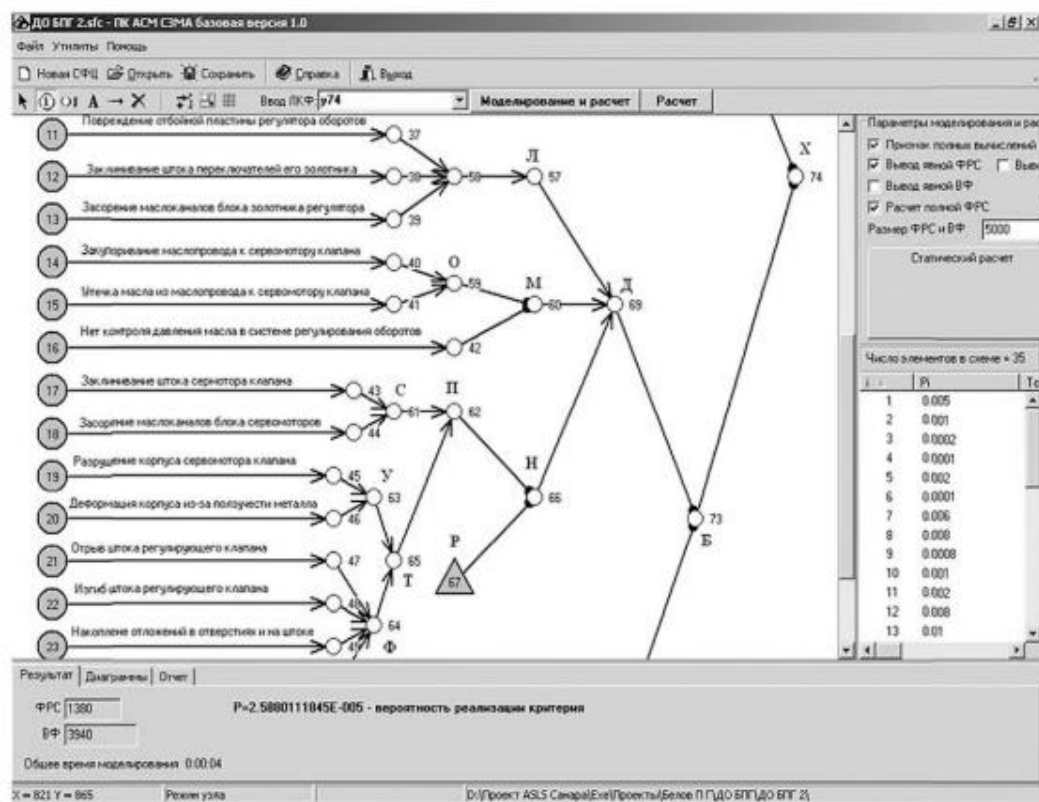


Рисунок 3.4 - Интерфейс программного комплекса ПК «АРБИТР»



В центре рис. 3.4 изображена предпосылка под номером 74, вероятность которой равна  $P_{74} = Q(X) \approx 0,000026$ , а в правой части рисунка находятся меры возможности наступления некоторых исходных событий дерева происшествия. Вероятность оставшихся величин приведена в табл. 3.2.

### 3.2 Оценка остаточного ресурса корпуса паровой турбины

В данном подразделе будет проведен иллюстративный пример, связанный с количественной оценкой времени до достижения предельного состояния критически важных элементов паровой турбины, в данном случае это корпус статора паровой турбины ПТ-60-90/13. Отказу корпуса статора паровой турбины, в результате нарушения структурной целостности, способствует разгерметизация корпуса, которая влечет за собой падение давления, повреждение компонентов турбины и разрушение турбины в целом. Выбор данного элемента турбины предопределен сроком эксплуатации паровой турбины ПТ-60-90/13 свыше паркового ресурса, а также крайне тяжелыми последствиями ее возможного разрушения из-за истощения длительной прочности.

В ходе изучения трещин на внутренней поверхности нижней части корпуса ЦВД, была определена марка стали корпуса ЦВД – 20ХМФЛ, ее основные параметры, необходимые для дальнейших расчетов, также были учтены параметры при которых эксплуатировался турбоагрегат и часы наработки турбины (табл. ПА1).

Основными нагрузками, оказывающими отрицательное воздействие на корпус турбины, были: работа турбины при повышенных показателях температуры и давления, резкие пуски и остановки турбины, а также переменные нагрузки, связанные с вечерне-утренними периодами дней недели, когда нагрузка на турбогенератор могла отклоняться от номинальной на 15–20%.

Скорость распространения трещин в конкретных зонах оценивались по полуэмпирическим соотношениям [1], учитывающим не только действующие эквивалентные напряжения и температуру металла, но и результат контроля состояния поверхностей корпуса ЦВД.

Основным видом разрушения металлических элементов турбины считается трещинообразование из-за многоциклового усталости металла, подвергнутого множественным длительным негативным воздействиям. Для прогнозирования время появления критической длины трещины необходимо определить скорость развития трещины, используя эмпирическое уравнение Пэриса [1]:

$$V_i = C * K_{max}^m + V_{0i}, \text{ м/ч}, \quad (3.7)$$

где  $C$ ,  $m$  – константы уравнения Пэриса;

$K_{\max}$  – максимальный коэффициент интенсивности напряжений исследуемого металла, который показывает величину сопротивления металла развитию трещины (трещиностойкость), МПа\*м<sup>0,5</sup>;

$V_{0i}$  – средняя скорость роста трещины на припороговой стадии ее формирования, м/ч.

Для различных металлов и сплавов значения коэффициента  $K_{\max}$  определены в диапазоне от 1000 до 3000 МПа\*мм<sup>0,5</sup> [15].

При постоянной нагрузке трещина в некоторых условиях может стабилизироваться, а при переменных нагрузках, выше определенного уровня, длина трещины постоянно растет. Скорость развития трещины и ее критическая длина, при достижении которой возникает опасность быстрого разрушения конструкции, зависят от коэффициента интенсивности напряжений в вершине трещины, который определяется по формуле:

$$K_i = \sigma * \sqrt{\pi * a_i}, \text{ МПа} * \text{м}^{0,5}, \quad (3.8)$$

где  $a_i$  – полудлина большей оси эллиптической трещины;

$\sigma$  – разрушающее напряжение [16].

При медленно возрастающей нагрузке условием начала разрушения является равенство  $K_i = K_{\max}$ . Тогда критическая длина трещины при определенном уровне напряжения будет определяться в соответствии с выражением:

$$l_{\text{кр}} = \frac{2}{\pi} * \left( \frac{K_{\max}}{\sigma} \right)^2, \text{ м}, \quad (3.9)$$

Расчет средней скорости роста трещины на припороговой стадии ее формирования  $V_{0i}$ , будет производиться по формуле:

$$V_{0i} = \frac{l_i}{\tau_{\text{сум}}}, \text{ м/ч}, \quad (3.10)$$

где  $\tau_{\text{сум}}$  – суммарное время, за которое появилась трещина, ч;

$l_i$  – длина трещины, м.

Для определения времени достижения критических размеров трещины, которая влечет за собой отказ турбины, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{\text{кри}} = \frac{l_{\text{кр}}}{V_i}, \text{ ч}. \quad (3.11)$$

В данном случае, в приповерхностном слое корпуса внутренней поверхности нижней части корпуса ЦВД турбины ПТ-60-90/13, были найдены

три трещины, в результате чего возник вопрос времени безопасной эксплуатации паровой турбины. Ниже произведен расчет времени, за которое трещина достигнет критических размеров.

Исходные данные:

Металл, из которого изготовлен корпус ЦВД – 20ХМФЛ;

$$K_{\max} = 3000 \text{ МПа} \cdot \text{мм}^{0,5} = 94,87 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{0,5};$$

$$\sigma \text{ (при } 520^\circ\text{C)} = 440 \text{ МПа [17];}$$

$$\sigma_T \text{ (предел текучести)} = 270 \text{ МПа [17];}$$

$$l_1 = 15 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$l_2 = 30 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$l_3 = 120 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$\tau_{\text{сум}} = 27316 \text{ ч};$$

$$C = 4 \cdot 10^{-21};$$

$$m = 7,8;$$

1. Произведем расчет  $K_i$ :

$$K_1 = 440 \cdot \sqrt{3.14 \cdot \frac{0.015}{2}} = 67.52 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{0.5};$$

$$K_2 = 440 \cdot \sqrt{3.14 \cdot \frac{0.030}{2}} = 95,49 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{0.5};$$

$$K_3 = 440 \cdot \sqrt{3.14 \cdot \frac{0.120}{2}} = 190,98 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{0.5}.$$

2. Определим среднюю скорость роста трещины на припороговой стадии ее формирования  $V_{0i}$ :

$$V_{01} = \frac{0.015}{27316} = 5.49 \cdot 10^{-7} \text{ м/ч};$$

$$V_{02} = \frac{0.030}{27316} = 10,98 \cdot 10^{-7} \text{ м/ч};$$

$$V_{03} = \frac{0.120}{27316} = 43,93 \cdot 10^{-7} \text{ м/ч}.$$

3. Найдем скорость развития трещины:

$$V_1 = 4 * 10^{-21} * 94.87^{7.8} + 5.49 * 10^{-7} = 1.11 * 10^{-5} \text{ м/ч};$$

$$V_2 = 4 * 10^{-21} * 94.87^{7.8} + 10.98 * 10^{-7} = 1.17 * 10^{-5} \text{ м/ч};$$

$$V_3 = 4 * 10^{-21} * 94.87^{7.8} + 43.93 * 10^{-7} = 1.49 * 10^{-5} \text{ м/ч}.$$

4. Вычислим критический размер трещины:

$$l_{кр} = \frac{2}{3.14} * \left( \frac{94.87}{440} \right) = 0.03 \text{ м}.$$

Далее вычислим времени, за которое трещина достигнет критических размеров:

$$T_{кр1} = \frac{0.03}{1.11 * 10^{-5}} = 2665.45 \text{ ч};$$

$$T_{кр2} = \frac{0.03}{1.17 * 10^{-5}} = 2539.91 \text{ ч};$$

$$T_{кр3} = \frac{0.03}{1.49 * 10^{-5}} = 1980.26 \text{ ч}.$$

По итогам данного расчета можно сделать вывод, что корпус ЦВД турбины находится в зоне вязкого разрушения (внутризеренное) (см. рис. 3.5) и время, за которое трещина достигнет критических размеров, и произойдет отказ турбины равно 1980 часов.

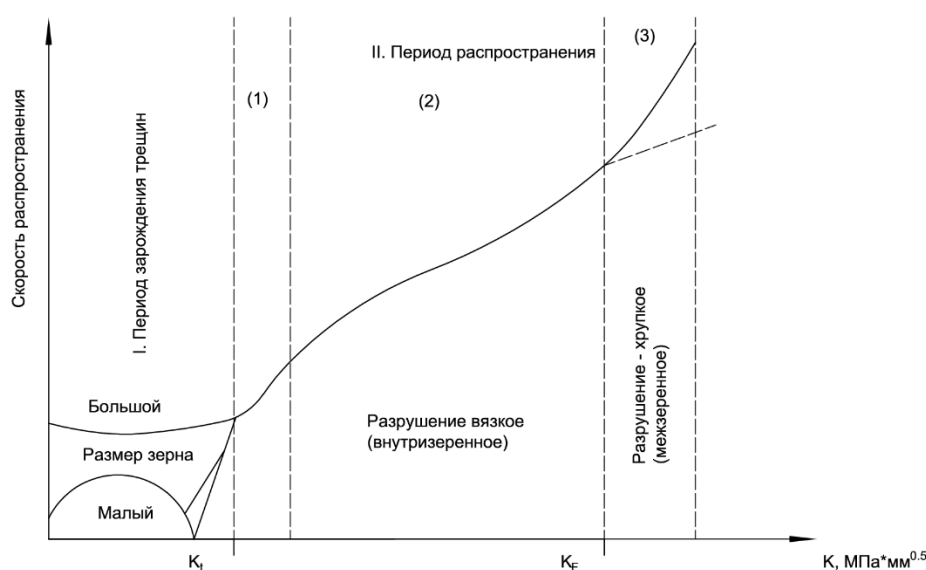


Рисунок 3.5 – Периоды и стадии деформации с разрушением металла (усталостное разрушение) [1]

Что касается усталостного разрушения металла (рис. 3.5), то ему свойственны следующие три стадии распространения соответствующей трещины: 1 – припороговый рост; 2 – стабильный рост; 3 – ускоренный (нестабильный) рост. Считается также, что данный период начинается после достижения коэффициентом интенсивности напряжений (или их размахом) пороговой величины  $K_t$ , тогда как до этого возможно лишь зарождение малых усталостных трещин (заштрихованная площадь). Завершается же данный период усталостным разрушением металла при критической величине  $K_F$  данного параметра, соответствующей циклическому пределу текучести конкретного металла.

В ходе произведенных расчетов был построен график периодов и стадий деформации исследуемого металла с учетом характеристик первой трещины (рис. 3.6) на основе рис. 3.5 полученного из [1], на котором наглядно изображен коэффициент интенсивности напряжения –  $K_1$ , соответствующий запасу первой трещине, а также скорость распространения этой трещины –  $V_1$ . Из представленного графика следует, что трещина под номером один, находится во второй зоне, где происходит активное разрушение металла (рис. 3.6).

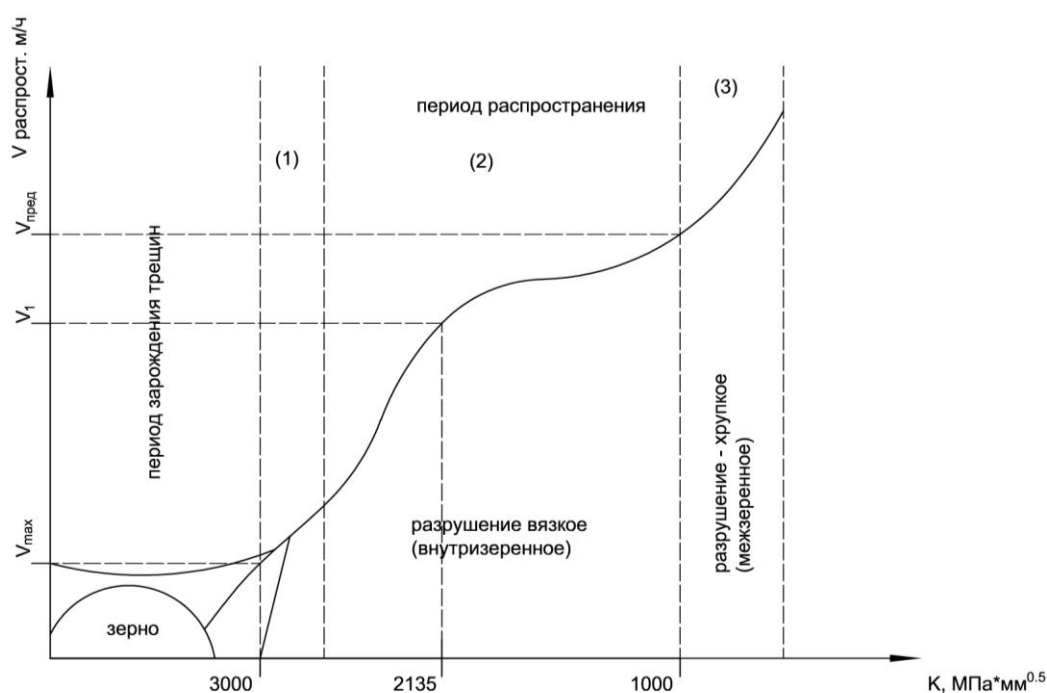


Рисунок 3.6 – Периоды и стадии деформации с учетом произведенных расчетов первой трещины

## **Выводы**

В результате расчетов, а также анализа произведенного на основе метода дерева - событий, были выявлены критически важные параметры, которые влияют на безотказность турбины, а также проанализированы: частота отказов, вероятность отказов и ущерб, в случае возникновения конкретного отказа.

Были рассчитаны:

- критический размер трещины для стали 20ХМФЛ на внутренней поверхности корпуса ЦВД турбоагрегата ПТ-60-90/13, который равен трем сантиметрам;
- скорость развития трещин: №1, 2, 3;
- коэффициент интенсивности напряжений трещин.

## **Глава 4 Определение себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии от ТОО «МАЭК» ТЭЦ-2**

В дипломном проекте рассматриваются методы прогнозирования параметров безопасной эксплуатации паровой турбины. Внедрение системы прогнозирования параметров турбины, а также последующие действия по поддержанию параметров безопасной эксплуатации, влекут за собой финансовые затраты.

Анализ текущего состояния казахстанского энергетического комплекса показывает, что необходимо максимально использовать имеющийся энергетический потенциал страны, а также необходимо произвести снижение износа эксплуатируемого энергетического оборудования, которое может быть достигнуто внедрением методов безопасной эксплуатации оборудования, что предохраняет энергетический комплекс от незапланированных сбоев в работе оборудования. Также стоит задача повышения квалификации персонала в сфере энергетики, так как большая часть отказов оборудования происходит по причине ошибок персонала станций.

Задачей экономической части является расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии. В качестве исследуемого объекта была взята ТЭЦ-2 ТОО «МАЭК».

### **4.1 Определение отпуска электрической и тепловой энергии**

Для выполнения задачи раздела экономики были использованы данные по годовой выработке тепловой и электрической энергии ТОО «МАЭК» ТЭЦ-2 из [18], [19], которые составили:  $\mathcal{E}_{\text{выр}} = 2000$  млн. кВт\*ч и  $Q_{\text{выр}} = 1560$  тыс. Гкал. Также была взята низшая рабочая теплотворная способность используемого топлива, в данном случае, основным видом топлива является природный газ,  $Q^p_n = 8200$  ккал/м<sup>3</sup>. Цена топлива составила 17 тенге за один кубический метр газа, удельный расход топлива на выработку 1 кВт\*ч

принимается в размере 270 гут/кВт\*ч, удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии принимается в размере 200 кгут/Гкал. Число часов установленной мощности –  $T_m = 5500$  ч.

При ходе работы электростанций, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станций. Расход электроэнергии на собственные нужды зависит от типа оборудования и его единичной мощности, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и правильного ведения технической и финансовой политики на станции. Величина расхода электроэнергии на собственные нужды станций составляет немалую часть от общей выработки электроэнергии и находится в пределах – от 6 до 16%.

В расчетах расход электроэнергии на собственные нужды был принят в размере 8 % ( $\mathcal{E}_{сн}$ ), а тепловой энергии 0,8 % ( $Q_{сн}$ ).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{отп} = \mathcal{E}_{выр} * (1 - \mathcal{E}_{сн}), \text{ млн. кВт} * \text{ч}; \quad (4.1)$$

$$Q_{отп} = Q_{выр} * (1 - Q_{сн}), \text{ тыс. Гкал.} \quad (4.2)$$

$$\mathcal{E}_{отп} = 2000 * (1 - 0,08) = 1840 \text{ млн. кВт} * \text{ч};$$

$$Q_{отп} = 1560 * (1 - 0,008) = 1547.52 \text{ тыс. Гкал.}$$

#### **4.2 Расчет себестоимости топлива**

Определение годового расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии производится по формулам:

$$B_T = Q_{выр} * b_T, \text{ тыс. тут}; \quad (4.3)$$

$$B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{выр} * b_{\mathcal{E}}, \text{ тыс. тут}; \quad (4.4)$$

$$B_y = B_T + B_{\mathcal{E}}, \text{ тыс. тут.} \quad (4.5)$$

$$B_T = 1560 * \frac{200}{1000} = 312 \text{ тыс. тут};$$

$$B_{\mathcal{E}} = 2000 * \frac{270}{1000} = 540 \text{ тыс. тут};$$

$$B_y = 312 + 540 = 852 \text{ тыс. тут.}$$

Для определения затрат на оплату топлива и его транспортировку, необходимо сперва произвести перевод полученных величин топлива из условного топлива в натуральное.

Расход натурального топлива (в данной работе природный газ), производится по формуле:

$$B_H = B_y * 870, \text{ тыс. м}^3. \quad (4.6)$$

Произведем расчет:

$$B_H = 852 * 1000 * 870 = 727317 \text{ тыс. м}^3 = 727.32 \text{ млн. м}^3.$$

В отпускной цене газа уже учтены затраты на передачу природного топлива по магистральному газопроводу и его отводу до станции. Произведем оценку затрат на покупку топлива.

$$I_T = B_H * C_T, \text{ млн. тг.} \quad (4.7)$$

$$I_T = 727,32 * 17 = 12364,39 \text{ млн. тг.}$$

#### 4.3 Расчет затрат на воду

Величина затрат на покупку технической воды зависит от размеров станции, а также от: величины утечек в магистральных линиях, в линиях охлаждения генераторов, трансформаторов, в линиях регенерации цикла, в градирнях и так далее. Затраты тепловых электростанций на воду в отдельных случаях могут достигать величины 1,4-1,6 тенге/кВт·ч. Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять:

$$I_B = \mathcal{E}_{\text{выр}} * (0,4 \div 1,4), \text{ млн. тг.} \quad (4.8)$$

$$I_B = 2000 * 1,2 = 2400 \text{ млн. тг.}$$

#### 4.4 Расчет затрат на заработную плату

Прежде чем определить затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала ТЭЦ, который задействован в обслуживании станции и, соответственно, в выработке электроэнергии, необходимо определить численность этого промышленно-производственного персонала (ППП). ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и



административно-управленческий персонал. Его количество зависит, по большей части, от единичной мощности и количества основного энергооборудования, вида используемого топлива, способа проведения ремонтов, экологических требований.

Согласно методическим указаниям [20] и фактическим данным о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ( $K_{ш}$ ): для ТЭЦ, установленной мощностью более 500 МВт – 1,3 – 1,5 чел./МВт, для ТЭЦ меньшей мощности – 1,6 – 1,8 чел./МВт. При работе ТЭЦ на природном газе, величина –  $K_{ш}$  уменьшается на 15-20%.

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = K_{ш} * N_y, \text{ чел.} \quad (4.9)$$

$$ЧП = 1,6 * 0,85 * 465 = 632 \text{ чел.}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя [20]:

- основную заработную плату ( $I_{зпо}$ ), в которую входит заработная плата работников, занятых в технологическом процессе производства энергии и включает в себя выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные ставки и должностные оклады, премии рабочим из фонда заработной платы, доплата за работу праздничные дни и ночное время и др.);

- дополнительная заработная плата ( $I_{зпд}$ ) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

- начисления на заработную плату ( $I_{зпн}$ ) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд.

Формула для определения суммарного фонда заработной платы, будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд}, \text{ млн. тг.} \quad (4.10)$$

Величина среднегодовой основной заработной платы  $I_{зпо}$  принимается в размере 1,2 – 1,5 млн тенге на одного работающего. Величина  $I_{зпд}$  берется в размере 10-15% от значения  $I_{зпо}$ .

$$I_{зпо} = 1,2 * 632 = 759 \text{ млн. тг;}$$

$$I_{зпд} = 759 * 0,12 = 91 \text{ млн. тг;}$$

$$I_{зп} = 759 + 91 = 850 \text{ млн. тг.}$$

#### 4.5 Определение капитальных вложений на строительство эксплуатацию ТЭЦ

При строительстве и эксплуатации ТЭЦ необходимы так называемые, капитальные вложения, составляющие основные производственные фонды, а для ее эксплуатации требуются оборотные средства. Основные фонды есть средства труда, которые неоднократно участвуют в производственном процессе, сохраняя при этом свою натурально-вещественную форму, выполняют одну и ту же функцию в течение нескольких производственных циклов и переносят свою стоимость на произведенную продукцию постепенно по частями в виде амортизационных отчислений [20].

Капитальными вложениями называют инвестиции в воспроизводство основных производственных фондов и связанные с этим изменения оборотного капитала.

Основными видами инвестиций являются:

- капитальные вложения, осуществляемые в виде вложения финансовых и материально-технических ресурсов в воспроизводство основных фондов, нового строительства, расширения, технического перевооружения и поддержания действующего производства;

- вложение средств в создание материально-технических запасов;

- финансовые средства в форме акций, облигаций и других ценных бумаг, а также затраты на приобретение банковских депозитов, финансовых активов (документы, подтверждающие права их владельца на часть собственности и прибылей предприятия, выпускавшего эти документы, ценные бумаги, акции, облигации).

Все основные производственные фонды в зависимости от назначения в производственном процессе и сроков службы делятся на следующие группы:

- здания, цеха, сооружения, туннели;
- передаточные устройства (нефтепроводы, газопроводы, водопроводы, ЛЭП);
- машины и оборудование (машины для дорожно-строительных и других видов работ, электрооборудование);
- транспортные средства (автотранспорт, ж/д, авиатранспорт, речной);
- производственный и хозяйственный инвентарь;
- земельные ресурсы (при наличии их стоимостной оценки), находящиеся в собственности предприятий, и прочие основные фонды.

Эти составляющие основных производственных фондов характерны для энергетики.

Перед проведением предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений), необходимо определить показатель удельных капитальных вложений  $K_{уд}$ , величина которого, даже для станций одного типа, находится в широких пределах в зависимости от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований [20].

В расчетах можно принимать величину  $K_{уд}$  для ТЭЦ мощностью 100 МВт в пределах 1000 \$/кВт, для ТЭЦ 600 МВт – 1500 \$/кВт установленной мощности. Для станций, лежащих в этом диапазоне мощностей,  $K_{уд}$  следует определять, пользуясь формулой линейной интерполяции. Стоимость доллара США принимать из расчета нынешнего курса – 378,82 тенге.

Для нахождения  $K_{уд}$  воспользуемся методом линейной интерполяции:

$$K_{уд} = 1200 + \frac{1600 - 1200}{200 - 800} * (465 - 800) = 1423,33 \text{ $/кВт.}$$

Капитальные вложения в строительство новой ТЭЦ будут составлять:

$$K = K_{уд} * N_y, \text{ млн. тг.} \quad (4.11)$$

$$K = 1423,33 * 378,82 * 465 * 10^{-3} = 250722.02 \text{ млн. тг.}$$

Амортизационные отчисления представляют собой денежное возмещение физического и морального износа оборудования и расходуются на проведение капитального ремонта и приобретение нового оборудования, взамен изношенного (реновация) [20]. На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации. Так, например, здания – 1,0-1,2%; подъездные и железнодорожные пути и резервуары для хранения жидкого топлива – 4,0-6,6%; ЛЭП – 2,0-2,8%; кабельные линии -3,0%; трубопроводы тепловых сетей – 4,0%; котельные установки и водогрейные котлы – 4,0-5,5%; силовое оборудование и распределительные устройства - 5,6-6,5; автомобили -9,0-20,0%. Нормы амортизации определяются и контролируются государством.

Для укрупненных расчетов норму амортизационных отчислений в целом по станции можно определить просуммировав все величины амортизационных отчислений по видам производственных фондов и соотнеся их с величиной капитальных вложений на станцию можно получить ориентировочное значение величины амортизации в целом по станции.

Расчеты показывают, что в зависимости от типа станций, мощности единичных блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации в среднем по станции может находиться в пределах 4,0-5,0%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений принимать в размере 4,5% от величины  $K$  [20]:

$$I_{ao} = 0,045 * K, \text{ млн. тг.} \quad (4.12)$$

$$I_{ao} = 0,045 * 250722.02 = 11282,49 \text{ млн. тг.}$$

Полученная величина амортизационных отчислений (доля участия основных производственных фондов в производственном процессе) будет входить в суммарные эксплуатационные затраты станции.

#### 4.6 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

В эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере:

$$I_{\text{тр}} = 0,15 * I_{\text{ао}} , \text{млн. тг.} \quad (4.13)$$

$$I_{\text{тр}} = 0,15 * 11282,49 = 1692,37 \text{ млн. тг.}$$

#### 4.7 Расчет платы за выбросы

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от: вида сжигаемого топлива, объема выбросов вредных веществ при сжигании топлива, состава вредных выбросов и способа улавливания вредных веществ (в зависимости от вида используемого фильтра). Эта составляющая будет определена методом аналогий в сравнении с действующими станциями. Например, при сжигании Экибастузского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 200-250 тенге за тнт. А при работе ТЭЦ на природном газе, величина оплаты за выбросы будет меньше, и ее можно принять в размере 80-100 тенге за 1000 м<sup>3</sup> газа, следовательно:

$$I_{\text{выб}} = 80 * \frac{B_{\text{н}}}{10^6} , \text{млн. тг.} \quad (4.14)$$

$$I_{\text{выб}} = 80 * \frac{727317,07}{10^6} = 58.19 \text{ млн. тг.}$$

#### 4.8 Общестанционные и цеховые расходы

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств, испытания, исследования, рационализация и охрана труда).

Для укрупненных расчетов, при использовании природного газа, будет использоваться формула [20]:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 * (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}}) , \text{млн. тг.} \quad (4.15)$$

$$I_{\text{общ}} = 0,2 * (11282,49 + 850) = 2426,49 \text{ млн. тг.}$$

#### 4.9 Расчет себестоимости отпуска энергии

Так как на ТЭЦ вырабатывается как электрическая, так и тепловая энергия, то в этом случае будет очень важно провести разнесение общих затрат станции на тепловую и электрическую энергию, потому, что от этого зависит себестоимость выработки тепловой и электрической энергии, а, следовательно, и экономическая эффективность работы ТЭЦ.

Существует множество методических подходов по разнесению затрат между тепловой и электрической энергией на ТЭЦ. Наиболее известными методами разнесения затрат являются – физический, нормативный, энергетический, эксергетический.

На территории Казахстана себя зарекомендовал физический метод (эффект экономии от применения комбинированного способа производства электрической и тепловой энергии относится на электрическую энергию). В последнее время утвержден и используется на ряде станций Казахстана.

Для разнесения затрат на тепловую и электрическую энергию, в разделе экономики используется метод физического разнесения затрат с использованием коэффициента разнесения затрат:

$$K_p = \frac{B_{\text{э}}}{B_y}, \quad (4.16)$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница  $(1 - K_p)$  – показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии.

Произведем расчет коэффициента разнесения затрат:

$$K_p = \frac{540}{852} \approx 0,63 ,$$

$$(1 - K_p) \approx 0,37 .$$

Следует разнести результаты расчетов на затраты по каждой составляющей согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии и занести результаты в табл. 4.1.

Расчет себестоимости отпуска электрической энергии производится по формуле:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}}{\text{Э}_{\text{отп}}}, \text{ тг./кВт.} \quad (4.18)$$

Таблица 4.1 – Суммарные эксплуатационные издержки (составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии)

Величина	Обозначение	И <sub>всего</sub> , млн. тг	И <sub>ээ</sub> , млн. тг	И <sub>тэ</sub> , млн. тг
АО	И <sub>ао</sub>	11282,49	7150,87	4131,616
Фонд зп	И <sub>зп</sub>	850	538,70	311,2477
Вода	И <sub>в</sub>	2400	1521,13	878,8732
Топливо	И <sub>т</sub>	12364,39	7836,59	4527,805
Ремонт	И <sub>р</sub>	1692,37	1072,63	619,7425
Общестанционные	И <sub>обш</sub>	2426,487	1537,91	888,5728
Выбросы	И <sub>выб</sub>	58,19	36,88	21,30732
Итого	ΣИ	31073,87	19694,71	11379,16

Определение себестоимости отпуска тепловой энергии производится по формуле:

$$S_T = \frac{I_T + I_V + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{Q_{отп}}, \text{ тг./Гкал.} \quad (4.19)$$

Определим себестоимость отпуска электрической энергии:

$$S_э = \frac{19694,71}{1840} \approx 10,7 \text{ тг./кВт},$$

$$S_T = \frac{11379,16}{1547,52} \approx 7353,16 \text{ тг./Гкал.}$$

### Выводы

По результатам произведенных расчетов были получены:

- численность персонала станции – 632 человека;
- суммарный фонд заработной платы – 850 млн. тенге;
- себестоимости отпуска тепловой энергии – 7353,16 тенге за 1 Гкал тепловой энергии;
- себестоимость отпуска электрической энергии – 10,7 тенге за 1 кВт электрической энергии.

## **Глава 5 Безопасность жизнедеятельности**

### **5.1 Анализ условий труда обслуживающего персонала турбинного цеха АлЭС ТЭЦ–2**

Выполнение данной главы связано с решением проблемы обеспечения безопасной среды при эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ. Ведь от условий труда зависит и качество труда, и здоровье обслуживающего персонала станции.

Задачи данной главы:

1. Определить актуальную инженерную задачу из перечня вопросов, рекомендуемых к разработке в разделе «Безопасность жизнедеятельности».
2. Выбрать подходящий объект для решения поставленной инженерной задачи.
3. Произвести расчет.
4. Разработать мероприятия для обеспечения оптимальных условий работы персонала.

В учебном пособии [21] имеется перечень актуальных инженерных задач БЖД:

1. Особо опасные места на установке.
2. Производственная санитария.
  - 2.1. Производственная вентиляция.
  - 2.2. Производственное освещение.
  - 2.3. Защита от производственного шума.
3. Электробезопасность и защита от статического электричества (включая молниезащиту).
4. Характеристика токсичности, пожаро- и взрывоопасности веществ, обращающихся на производстве.
5. Пожарная безопасность.
6. Коллективные и индивидуальные средства защиты.
7. Возможные аварийные ситуации и аварии, их ликвидация.
8. Чрезвычайные ситуации.

Одной из наиболее актуальных из названного перечня задач на производстве является производственная санитария, а в частности – защита от производственного шума.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Нарушения слуха - проблема не только здоровья отдельного работника, но и безопасности труда как его самого, так и третьих лиц. Национальным законодательством с учетом документов Международной организации труда (МОТ), Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ), Международной организации по стандартизации (ИСО) устанавливаются гигиенические нормативы по шуму, процедуры управления соответствующими профессиональными рисками на рабочем месте и регламенты медицинского обслуживания в зависимости от вида выполняемых работ [22].

Для выполнения поставленной задачи, был выбран, для примера, машинный зал турбинного цеха АлЭС ТЭЦ-2. В состав его основного оборудования входят:

- три паровые турбины ПТ-80-130/13;
- две паровые турбины Т-110-130;
- одна паровая турбина Р-50-130/13.

## 5.2 Акустический расчет шума в машинном зале турбинного цеха

### Выбор расчетной точки

На начальном этапе акустического расчета, была определена расчетная точка (РТ): блочный щит управления (БЩУ) №1, с геометрическими размерами: 24\*12\*6 м. Данная РТ находится внутри помещения и отделяет ее от источников шума (ИШ) 1 стена, размеры которой: 24\*6 м. ( $S_{\text{стены}} = S_1 = 144 \text{ м}^2$ ), а также окно и дверь, которые располагаются на данной стене, площади которых равны:  $S_{\text{двери}} = S_2 = 5 \text{ м}^2$  и  $S_{\text{окна}} = S_3 = 4 \text{ м}^2$ .

### Выбор методики расчета

После выбора расчетной точки необходимо выбрать методику расчета, которая зависит от количества ИШ (с одним ИШ или несколькими), а также от их расположения (в свободном звуковом поле или в помещении). В данном случае будет три источника шума, которые располагаются в помещении.

### Расчет уровней шума внутри помещения

В отделении машинного зала, в районе РТ – БЩУ №1, располагается три турбины типа ПТ-80-130/13. Т.е. количество источников шума равно 3. Т.к. данных по геометрическим размерам ТЭЦ-2 в общем доступе нет, то эти данные я буду брать ориентировочно, в соответствии с нормативными размерами. Максимальный размер источников шума -  $l_{\text{max}}$  составляет 15 м., расстояние от ИШ №1 до РТ составляет 14,5 м., расстояние от ИШ №2 до РТ составляет 14,4 м., расстояние от ИШ №3 до РТ составляет 44,2 м.,  $V_{\text{пом}}$  – объем помещения, в котором распространяется шум,  $V_{\text{пом}} = 73581,3 \text{ м}^3$ .



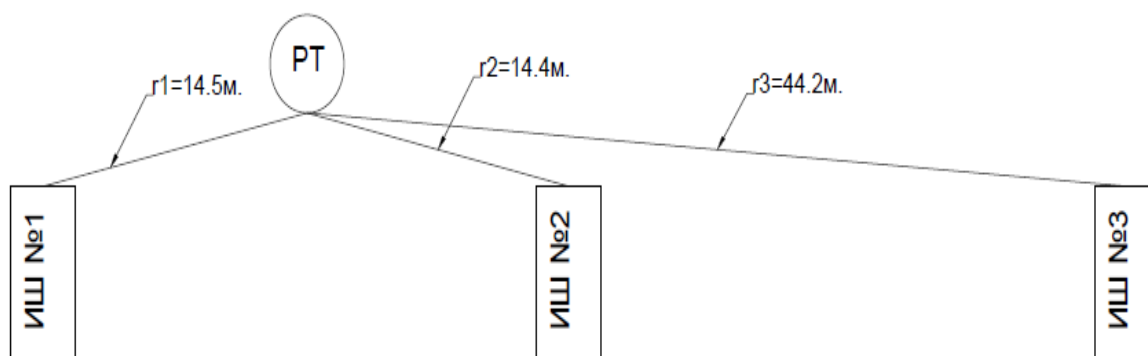


Рисунок 5.1 – Схема расположения ИШ и РТ в машинном зале турбинного цеха

Исходные данные для расчетов:

- 1)  $n$  – количество источников шума;
- 2)  $m$  – количество ИШ, удовлетворяющих условию  $r_i < 5 \cdot r_{\min}$  ( $r_{\min}$  – минимальное расстояние от РТ до ИШ);
- 3)  $k$  – коэффициент, учитывающий тип помещения (таблица 3.4 из [21]);
- 4)  $\mu_i$  – частотный множитель (табл. 3.5 из [21]);
- 5)  $V_i$  – постоянная помещения,  $\text{м}^2$ ,  $V_i = V_{1000} \cdot \mu_i$ ;
- 6)  $V_{1000}$  – постоянная помещения на среднегеометрической частоте октавной полосы 1000 Гц,  $\text{м}^2$ ,  $V_{1000} = V_{\text{пом}}/k$ ;
- 7)  $S_{\text{огр}}$  – площадь ограждающей конструкции расчетной точки от источников шума,  $\text{м}^2$ ;
- 8)  $\psi$  – коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении, определяется по рис. № 5.2;
- 9)  $\Phi$  – фактор направленности ( $\Phi=1$ );
- 10)  $\chi_i$  – коэффициент, учитывающий характер звукового поля в зависимости от расположения РТ и максимального габаритного размера ИШ, определяется по рис. № 5.3;
- 11)  $S_{\text{расп},i}$  – воображаемая площадь распространения звука,  $\text{м}^2$ , звук распространяется окружностями, поэтому  $S_{\text{расп},i} = 2\pi r_i^2$ ;
- 12)  $L_{\text{pi}}$  – октавный уровень звуковой мощности, создаваемый  $i$ -м источником шума в не защищенном от звука помещении, дБ;
- 13)  $L_{\text{сум}}$  – суммарный октавный уровень звуковой мощности, создаваемый всеми источниками шума в не защищенном от звука помещении, дБ;
- 14)  $L_{\text{доп}}$  – допустимый октавный уровень звуковой мощности для человека, дБ, определяется по табл. 3.2 из [21];
- 15)  $\Delta L_{\text{откл}}$  – суммарное отклонение звуковой мощности от допустимой звуковой мощности, дБ;
- 16)  $Z$  – количество ограждающих конструкций, через которые проникает шум;

17)  $R_{\text{тр } i}$  – требуемое снижение звука через  $i$ -е ограждение, дБ;

18)  $R_{\text{факт}}$  – фактическое снижение звука от использования звукоизоляции, дБ.

Частотный множитель для объема помещения более 1000 м<sup>3</sup> при различной среднегеометрической частоте занесен в табл. 5.1.

Таблица 5.1 - Частотный множитель для помещения [21]

Величина	Значения $\mu_i$
$\mu_1$ при 63 Гц	0,50
$\mu_2$ при 125 Гц	0,50
$\mu_3$ при 250 Гц	0,55
$\mu_4$ при 500 Гц	0,70
$\mu_5$ при 1000 Гц	1,00
$\mu_6$ при 2000 Гц	1,60
$\mu_7$ при 4000 Гц	3,00
$\mu_8$ при 8000 Гц	6,00

Значение коэффициента  $k$ , исходя из характеристик помещения, а т.е.: помещение с небольшим количеством людей (генераторные помещения, машинные залы, цеха и др.) равно 20.

Расчет уровней шума внутри помещения производится по формуле:

$$L_{\text{сум}} = 10 * \lg \left( \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i * \chi_i * \Phi}{S_{\text{расп } i}} + 4 * \frac{\psi}{B} * \sum_{i=1}^n \Delta_i \right), \quad (5.1)$$

где  $\Delta_i = 10^{0,1 * L_{pi}}$ .

Для начала необходимо рассчитать постоянную помещения. Произведем расчет постоянной помещения на среднегеометрической частоте октавной полосы 1000 Гц:

$$B_{1000} = V_{\text{пом}} / k. \quad (5.2)$$

$$B_{1000} = 73581,3 / 20 = 3679,07 \text{ м}^2.$$

Произведем расчет постоянной помещения в зависимости от среднегеометрической частоты:

$$B_i = B_{1000} * \mu_i. \quad (5.3)$$

$$\text{При 63 Гц } B_1 = 3679,07 * 0,5 = 1839,53 \text{ м}^2,$$

$$\text{При 125 Гц } B_2 = 3679,07 * 0,5 = 1839,53 \text{ м}^2,$$

При 250 Гц  $V_3 = 3679,07 * 0,55 = 2023,49 \text{ м}^2$ ,

При 500 Гц  $V_4 = 3679,07 * 0,7 = 2575,35 \text{ м}^2$ ,

При 1000 Гц  $V_5 = 3679,07 * 1 = 3679,07 \text{ м}^2$ ,

При 2000 Гц  $V_6 = 3679,07 * 1,6 = 5886,5 \text{ м}^2$ ,

При 4000 Гц  $V_7 = 3679,07 * 3 = 11037,2 \text{ м}^2$ ,

При 8000 Гц  $V_8 = 3679,07 * 6 = 22074,39 \text{ м}^2$ .

Далее находим  $S_{\text{огр}}$ . В данном случае  $S_{\text{огр}} = S_1 = 144 \text{ м}^2$ .

Для нахождения коэффициента, учитывающего нарушение диффузности звукового поля в помещении ( $\psi$ ), необходимо найти отношение:  $V_{1000}/S_{\text{огр}}$ .

$$V_{1000} / S_{\text{огр}} = 3679,07 / 144 = 25,55.$$

Зная, чему равно отношение  $V_{1000}/S_{\text{огр}}$ , можно найти коэффициент  $\psi$  из графика диффузности звукового поля рис. 5.2.

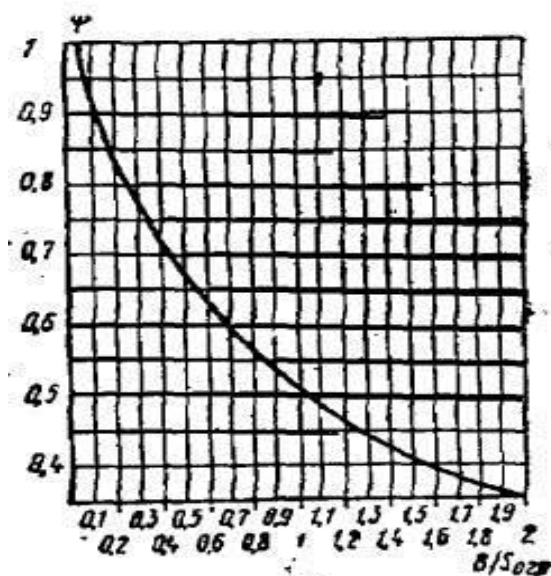


Рисунок 5.2 - График изменения диффузности звукового поля по СНиП 23-03-2003 «Защита от шума» [23]

Коэффициент  $\psi$  равен 0,3.

Далее необходимо найти  $5 * r_{\text{min}}$ , чтобы определить количество ИШ, подходящих под условие  $r_i < 5 * r_{\text{min}}$ .

$$r_{\text{min}} = r_2 = 14,4 \text{ м.}, \text{ тогда } 5 * r_{\text{min}} = 72 \text{ м.}$$

Под данное условие подходят 3 ИШ, т.к.  $r_1 < 72\text{м.}$ ,  $r_2 < 72\text{м.}$ ,  $r_3 < 72\text{м.}$ .  
Т.е.  $m = 3$ .

Для нахождения коэффициента  $\chi$ , учитывающего характер звукового поля, необходимо знать отношение  $r_i/l_{\max}$ , определяемого из рис. 5.3.

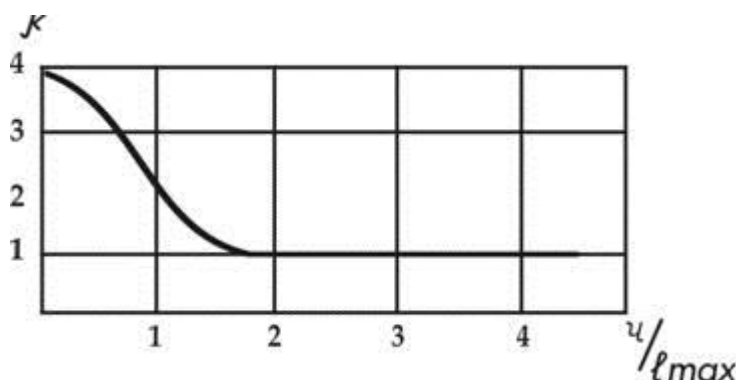


Рисунок 5.3 - График для определения коэффициента  $\chi$  в зависимости от отношения  $r_i$  к максимальному линейному размеру источника шума  $l_{\max}$  [21]

Т.к.  $r_1 / l_{\max} = 0,97$ ,  $r_2 / l_{\max} = 0,96$ ,  $r_3 / l_{\max} = 2,95$ , то, согласно графику, получаем значения коэффициентов,  $\chi_1 = \chi_2 = 2$ , а  $\chi_3 = 1$ .

Уровни звуковой мощности, излучаемые каждым ИШ, приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2 – Уровни звуковой мощности

Величина	Единица	Среднегеометрическая полоса октавной полосы, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{p1} = L_{p2}$	дБ	125	120	120	120	115	115	110	105
$L_{p3}$	дБ	118,75	114	114	114	109,25	109,25	104,5	99,75

Произведем расчет составляющих формулы (5.1) для частоты 63 Гц:

$$\Delta_i = 10^{0,1 \cdot L_{pi}} \quad (5.4)$$

$$\Delta_1 = \Delta_2 = 10^{0,1 \cdot 125} = 3162277660168,38;$$

$$\Delta_3 = 10^{0,1 \cdot 118,75} = 749894209332,46.$$

$$S_{\text{расп.}i} = 2\pi r_i^2 \quad (5.5)$$

$$S_{\text{расп.}1} = 3,14 * 14,5^2 = 660,19 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{расп.}2} = 3,14 * 14,4^2 = 651,11 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{расп.}3} = 3,14 * 44,2^2 = 6134,43 \text{ м}^2.$$

Найдем  $\chi_i * 10^{0,1 * L_{pi}} / S_{расп i}$ :

$$\chi_1 * 10^{0,1 * L_{p1}} / S_{расп 1} = 4789987140,223;$$

$$\chi_2 * 10^{0,1 * L_{p2}} / S_{расп 2} = 4856745738,001;$$

$$\chi_3 * 10^{0,1 * L_{p3}} / S_{расп 3} = 244487021,037.$$

Определим  $\sum_{i=1}^m \frac{\Delta i * \chi_i * \Phi}{S_{расп i}}$ :

$$\sum_{i=1}^m \frac{\Delta i * \chi_i * \Phi}{S_{расп i}} = 9891219899,26;$$

$$(4 * \psi) / B_1 = (4 * 0,3) / 1839,53 = 0,0007 \text{ м}^{-2}.$$

Вычислим  $4 * \frac{\psi}{B} * \sum_{i=1}^3 \Delta i$ :

$$\sum_1^2 10^{0,1 * L_{p1}} = 2 * 10^{0,1 * L_{p1}} = 6324555320336,77;$$

$$\sum_1^1 10^{0,1 * L_{p3}} = 1 * 10^{0,1 * L_{p3}} = 749894209332,46;$$

$$4 * \frac{\psi}{B} * \sum_{i=1}^3 \Delta i = 7074449529669,23.$$

Тогда

$$\left( \sum_{i=1}^3 \frac{\Delta i * \chi_i * \Phi}{S_{расп i}} + 4 * \frac{\psi}{B} * \sum_{i=1}^3 \Delta i \right) = 9891219899,26 + 0,0007 \times$$

$$\times 7074449529669,23 = 14506163878,56.$$

И уровень шума  $L_{сум}$  равен:

$$L_{сум} = 10 * \lg \left( \sum_{i=1}^m \frac{\Delta i * \chi_i * \Phi}{S_{расп i}} + 4 * \frac{\psi}{B} * \sum_{i=1}^n \Delta i \right) = 10 \times$$

$$\times \lg(14506163878,56) = 101,62 \text{ дБ}.$$

Для определения суммарного отклонения звуковой мощности от допустимой звуковой мощности, необходимо знать допустимый октавный уровень звуковой мощности. Допустимый уровень звуковой мощности, согласно назначению помещений или территорий (помещения с постоянными

рабочими местами производственных предприятий, территории предприятий с постоянными рабочими местами), сведен в табл. 5.3.

Таблица 5.3 – Допустимый уровень шума для человека на рабочем месте [21]

Величина	Единица	Среднегеометрическая полоса октавной полосы, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{\text{доп}}$	дБ	95	87	82	78	75	73	71	69

Суммарное отклонение звуковой мощности на частоте 63 Гц определяется по формуле:

$$\Delta L_{\text{откл}} = L_{\text{сум}} - L_{\text{доп}} = 101,62 - 95 = 6,62 \text{ дБ.} \quad (5.6)$$

$$\Delta L_{\text{откл}} = 101,62 - 95 = 6,62 \text{ дБ.}$$

Аналогичным образом производим расчет уровней шума внутри помещения для других среднегеометрических частот: 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц, результаты сведены в табл. 5.4.

Таблица 5.4 - Расчет уровней шума внутри помещения

№	Величина	Ед.	Среднегеометрическая полоса октавной полосы, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	$L_{p1}=L_{p2}$	дБ	125	120	120	120	115	115	110	105
2	$L_{p3}$	дБ	118,75	114	114	114	109,25	109,25	104	99,75
3	$\Delta=10^{0,1*L_{p1}}$	-	3,16E+12	1,00E+12	1,00E+12	1,00E+12	3,16E+11	3,16E+11	1,00E+11	3,16E+10
4	$\Delta=10^{0,1*L_{p3}}$	-	7,50E+11	2,51E+11	2,51E+11	2,51E+11	8,41E+10	8,41E+10	2,82E+10	9,44E+09
5	$S_{\text{расп1}}$	м <sup>2</sup>	660,185	660,185	660,185	660,185	660,185	660,185	660,185	660,185
6	$S_{\text{расп2}}$	м <sup>2</sup>	651,11	651,11	651,11	651,11	651,11	651,11	651,11	651,11
7	$S_{\text{расп3}}$	м <sup>2</sup>	6134,43	55,39	55,39	55,39	55,39	55,39	55,39	55,39
8	$(\chi_1 * 10^{0,1*L_{p1}})/S_{p_{\text{асп1}}}$	-	4,79E+09	1,51E+09	1,51E+09	1,51E+09	4,79E+08	4,79E+08	1,51E+08	4,79E+07
9	$(\chi_2 * 10^{0,1*L_{p1}})/S_{p_{\text{асп2}}}$	-	4,86E+09	1,54E+09	1,54E+09	1,54E+09	4,86E+08	4,86E+08	1,54E+08	4,86E+07
10	$(\chi_3 * 10^{0,1*L_{p3}})/S_{p_{\text{асп3}}}$	-	2,44E+08	2,71E+10	2,71E+10	2,71E+10	2,71E+10	2,71E+10	2,71E+10	2,71E+10
11	$\sum(\text{строки 8,9,10})$	-	9,89E+09	3,01E+10	3,01E+10	3,01E+10	2,80E+10	2,80E+10	2,74E+10	2,72E+10
12	$4\psi/B$	м <sup>-2</sup>	6,52E-04	6,52E-04	5,93E-04	4,66E-04	3,26E-04	2,04E-04	1,09E-04	5,44E-05

Продолжение таблицы 5.4

13	$2 \cdot 10^{0,1 \cdot L_{p1}}$	-	6,32E+1 2	2,00E+1 2	2,00E+1 2	2,00E+1 2	6,32E+1 1	6,32E+1 1	2,00E+1 1	6,32E+1 0
14	$1 \cdot 10^{0,1 \cdot L_{p3}}$	-	7,50E+1 1	2,51E+1 1	2,51E+1 1	2,51E+1 1	8,41E+1 0	8,41E+1 0	2,82E+1 0	9,44E+0 9
15	строки 13+14	-	7,07E+1 2	2,25E+1 2	2,25E+1 2	2,25E+1 2	7,17E+1 1	7,17E+1 1	2,28E+1 1	7,27E+1 0
16	строки 12*15	-	4,61E+0 9	1,47E+0 9	1,34E+0 9	1,05E+0 9	2,34E+0 8	1,46E+0 8	2,48E+0 7	3,95E+0 6
17	строки 11+16	-	1,45E+1 0	3,16E+1 0	3,15E+1 0	3,12E+1 0	2,83E+1 0	2,82E+1 0	2,74E+1 0	2,72E+1 0
18	$L_{\text{сум}} = 10 \lg(\text{стр } 17)$	дБ	101,62	105	105	104,94	104,51	104,5	104,38	104,34
19	$L_{\text{доп}}$	дБ	95	87	82	78	75	73	71	69
20	$\Delta L_{\text{откл}}$	дБ	6,62	18	22,98	26,94	29,51	31,5	33,38	35,34

### 5.3 Расчет требуемого снижения уровней звукового давления

Согласно СНиП 23-03-2003 «Защита от шума» [20] требуемую звукоизоляцию ограждений, при проникновении шума из одного помещения в другое, следует определять согласно расчетам по формулам:

$$R_{\text{тр } i} = L_{\text{сум}} - 10 \cdot \lg(B) + 10 \cdot \lg(S_i) - L_{\text{доп}} + 10 \cdot \lg(z). \quad (5.7)$$

Произведем расчет для стены на частоте 63 Гц:

$$R_{\text{тр } 1} = 101,62 - 10 \cdot \lg(1839,53) + 10 \cdot \lg(144) - 95 + 10 \cdot \lg(3) = 0,32 \text{ дБ.}$$

Произведем расчет для двери на частоте 63 Гц:

$$R_{\text{тр } 2} = 101,62 - 10 \cdot \lg(1839,53) + 10 \cdot \lg(5) - 95 + 10 \cdot \lg(3) = -14,27 \text{ дБ.}$$

Произведем расчет для окна на частоте 63 Гц:

$$R_{\text{тр } 3} = 101,62 - 10 \cdot \lg(1839,53) + 10 \cdot \lg(4) - 95 + 10 \cdot \lg(3) = -15,24 \text{ дБ.}$$

Аналогичным образом производим расчет требуемого снижения уровней звукового давления для других среднегеометрических частот: 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц, результаты сведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5 - Расчет требуемого снижения уровней звукового давления

Величина	Ед. измер	Среднегеометрическая полоса октавной полосы, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
В (табл. 5.4)	м <sup>2</sup>	1839,53	1839,53	2023,49	2575,35	3679,07	5886,5	11037,2	22074,39
$L_{\text{сум}}$ (табл. 5.4)	дБ	101,62	105	104,98	104,94	104,51	104,5	104,38	104,34

### Продолжение таблицы 5.5

L <sub>доп</sub> (табл. 5.4)	дБ	95	87	82	78	75	73	71	69
10*Ig(z)	-	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
10*Ig(B)	-	32,65	32,65	33,06	34,11	35,66	37,7	40,43	43,44
10*Ig(S <sub>1</sub> )	-	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58
10*Ig(S <sub>2</sub> )	-	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
10*Ig(S <sub>3</sub> )	-	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
R <sub>гр1</sub>	дБ	0,32	11,70	16,27	19,18	20,21	20,16	19,3	18,26
R <sub>гр2</sub>	дБ	-14,27	-2,89	1,68	4,59	5,62	5,56	4,71	3,66
R <sub>гр3</sub>	дБ	-15,24	-3,86	0,71	3,62	4,65	4,59	3,74	2,7
R <sub>факт1</sub>	дБ	9	13	17	21	25	28	26	29
R <sub>факт2</sub>	дБ	-	13	23	31	33	34	36	44
R <sub>факт3</sub>	дБ	13	17	21	25	39	33	36	30

### Выводы

Произведен анализ обеспечения нормируемых значений уровней производственного шума в машинном зале турбинного цеха АлЭС ТЭЦ-2. В результате акустического расчета, был сделан вывод, что шум в машинном зале превышает допустимый октавный уровень звуковой мощности для человека, поэтому необходимо предпринимать меры по устранению данного воздействия.

Для уменьшения звукового давления на человека, находящегося в помещении БЩУ №1, необходимо использовать звукоизолирующий материал для имеющихся ограждений. В данном случае было решено выбрать: для стены – фанеру, толщиной 5 мм., со средней поверхностной плотностью ограждения 4 кг/м<sup>2</sup>; в качестве двери использовать типовую двери П-327 без уплотняющих прокладок по периметру прилегания; для окна использовать окно размером 1х1,2 м. с органическим стеклом толщиной 4 мм., с герметизацией по периметру прилегания. Данные, о звукоизолирующей способности выбранных материалов, сведены в табл. 5.5 (R<sub>факт1</sub> – звукоизоляция стены, R<sub>факт2</sub> – звукоизоляция двери, R<sub>факт3</sub> – звукоизоляция окна). Таким образом, использование данных звукоизолирующих материалов привело к снижению уровней звукового давления на:

Для стены на 9 (63 Гц), 13 (125 Гц), 17 (250 Гц), 21 (500 Гц), 25 (1000 Гц), 28 (2000 Гц), 26 (4000 Гц), 29 (8000 Гц) дБ.

Для двери на - (63 Гц), 13 (125 Гц), 23 (250 Гц), 31 (500 Гц), 33 (1000 Гц), 34 (2000 Гц), 36 (4000 Гц), 44 (8000 Гц) дБ.

Для окна на 13 (63 Гц), 17 (125 Гц), 21 (250 Гц), 25 (500 Гц), 39 (1000 Гц), 33 (2000 Гц), 36 (4000 Гц), 30 (8000 Гц) дБ.



Для уменьшения звукового давления на человека, находящегося вне помещения БЦУ, необходимо использовать средства индивидуальной защиты (СИЗ) от шума, согласно актуальному ГОСТ 12.4.011-89 [21], это противошумные шлемы, противошумные вкладыши, противошумные наушники.

## Заключение

В дипломном проекте были рассмотрены:

- основные понятия: техническое устройство, техническая система, изделие, качество, надежность, живучесть, безотказность, сохраняемость, ремонтпригодность, долговечность, работоспособность, исправность, отказ;
- основные виды рисков: регулировочные, рыночные, политические, операционные, стратегические, а также технические и технологические риски в энергетических областях;
- состояние основного оборудования энергоисточников Казахстана, которое свидетельствует о том, что необходимо предпринимать меры, по прогнозированию возможных отказов;
- методы прогнозирования параметров, определяющих ресурс безопасной эксплуатации основного оборудования энергоисточников Казахстана.

Также была проведена техническая диагностика турбоагрегата ПТ-60-90/13, по результатам которой были изучены:

- основные параметры;
- ПТС турбоагрегата ПТ-60-90/13;
- конструкция турбоагрегата ПТ-60-90/13;
- элементы регулирования и защиты;
- комплектующее оборудование;
- расположение в Казахстане и количество часов наработки каждого турбоагрегата ПТ-60-90/13;
- критерии надежности корпусных деталей турбоагрегата ПТ-60-90/13;
- результаты технической диагностики за 2014 и 2018 года с объемом работ по устранению недопустимых дефектов.

В результате расчетов, а также анализа произведенного на основе метода древа-событий, были выявлены критически важные параметры, которые влияют на безотказность турбины, а также проанализированы: частота отказов, вероятность отказов и ущерб в случае возникновения конкретного отказа. Были рассчитаны:

- критический размер трещины для стали 20ХМФЛ на внутренней поверхности корпуса ЦВД турбоагрегата ПТ-60-90/13, который равен трем сантиметрам;
- скорость развития трещин: №1, 2, 3;
- коэффициент интенсивности напряжений трещин.

Были произведены расчеты по экономической части, входе которых были найдены:

- численность персонала станции – 632 человека;
- суммарный фонд заработной платы – 850 млн. тенге;
- себестоимости отпуска тепловой энергии – 7353,16 тенге за 1 Гкал тепловой энергии;

- себестоимость отпуска электрической энергии – 10,7 тенге за 1 кВт электрической энергии.

Также в главе БЖД был произведен анализ обеспечения нормируемых значений уровней производственного шума в машинном зале турбинного цеха АлЭС ТЭЦ-2. В результате акустического расчета, был сделан вывод, что шум в машинном зале превышает допустимый октавный уровень звуковой мощности для человека, поэтому необходимо предпринимать меры по устранению данного воздействия.

Для уменьшения звукового давления на человека, находящегося в помещении БЦУ №1, необходимо использовать звукоизолирующий материал для имеющихся ограждений. В данном случае было решено выбрать: для стены – фанеру, толщиной 5 мм., со средней поверхностной плотностью ограждения  $4 \text{ кг/м}^2$ ; в качестве двери использовать типовую двери П-327 без уплотняющих прокладок по периметру прилегания; для окна использовать окно размером  $1 \times 1,2 \text{ м.}$  с органическим стеклом толщиной 4 мм., с герметизацией по периметру прилегания. Данные, о звукоизолирующей способности выбранных материалов, сведены в табл. 5.5 ( $R_{\text{фак1}}$  – звукоизоляция стены,  $R_{\text{фак2}}$  – звукоизоляция двери,  $R_{\text{фак3}}$  – звукоизоляция окна). Таким образом, использование данных звукоизолирующих материалов привело к снижению уровней звукового давления на:

Для стены на 9 (63 Гц), 13 (125 Гц), 17 (250 Гц), 21 (500 Гц), 25 (1000 Гц), 28 (2000 Гц), 26 (4000 Гц), 29 (8000 Гц) дБ.

Для двери на - (63 Гц), 13 (125 Гц), 23 (250 Гц), 31 (500 Гц), 33 (1000 Гц), 34 (2000 Гц), 36 (4000 Гц), 44 (8000 Гц) дБ.

Для окна на 13 (63 Гц), 17 (125 Гц), 21 (250 Гц), 25 (500 Гц), 39 (1000 Гц), 33 (2000 Гц), 36 (4000 Гц), 30 (8000 Гц) дБ.

Для уменьшения звукового давления на человека, находящегося вне помещения БЦУ, необходимо использовать средства индивидуальной защиты (СИЗ) от шума, согласно актуальному ГОСТ 12.4.011-89 [21], это противошумные шлемы, противошумные вкладыши, противошумные наушники.

## Список литературы

- 1 Управление рисками, системный анализ и моделирование: в 2 т. / П.Г. Белов. – М.: Издательство Юрайт, 2015.
- 2 Н.Г. Борисова, В.Д. Огай, А.А. Кибарин Методические указания к выполнению дипломного проекта (работы) для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика (специализация – Тепловые электрические станции). - Алматы: АУЭС, 2011. - 34 с.
- 3 Соколов А.И. Эксплуатационная надёжность и безопасность ТЭС и АЭС. – Алматы: АИЭС, 2003. – 85 с.
- 4 ИСО-31000. 2-е издание 2018-02. Менеджмент риска – Руководство.
- 5 Белобров В.А., Эдельман В.И. Риск-менеджмент в электроэнергетике: цель – надежность электроснабжения / ЭнергоРынок. – 2006. –№1.
- 6 Общая информация об основном оборудовании энергоисточников по состоянию на 01.01.2012 / Министерство индустрии и новых технологий республики Казахстан. – Астана, 2012.
- 7 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Казахстана. РД 34.РК.20.501-02, утвержденные Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан 14.11.02 г.
- 8 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, утвержденные Госгортехнадзором Республики Казахстан 21.04.94 г.
- 9 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, утвержденные Госгортехнадзором Республики Казахстан 21.04.94 г.
- 10 Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций республики Казахстан. РД 153-34 РК.1-17.421-03, утверждена Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан. – Астана, 2003.
- 11 Тепловые электрические станции (Паротурбинные энергетические установки ТЭС): Справочное пособие / Бойко Е.А., Баженов К.В., Грачев П.А. Красноярск ИПЦ КГТУ, 2006г. 152стр.
- 12 Индивидуальный контроль металла литых корпусных деталей паровых турбин тепловых электростанций. РД 34.17. 436-92, утвержден корпорацией «Росэнерго». – М.: ВТИ 1995.
- 13 Регулирование и защита паровых турбин. / Веллер В.Н. – М.: Энергоатомиздат, 1985г. – 104 стр.
- 14 Научные-методические аспекты анализа аварийного риска / В.Г. Горский [и др.]. - М.: Экономика и информатика, 2002.
- 15 Биргер И.А., Шорр Б.Ф., Иосилевич Г.Б. Расчет на прочность деталей машин / Справочник. 4-е изд, перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1993. – 640 стр.

16 Предельно-допустимые дефекты в цилиндрических оболочках под действием внутреннего давления. / Е.В. Кузнецова, Г.Л. Колмогоров. – М.: Пермь, Комсомольский пр. 29, ПНИПУ, 2013.

17 "Марочник сталей и сплавов" под общ. ред. А.С.Зубченко 2-е издание доп. и испр. М.: Машиностроение 2003г. 784 стр.

18 МАЭК-Казатомпром. URL:  
<https://maek.kz/index.php/home/podrazdeleniya> (дата обращения: 02.05.2019).

19 KEGOC. Прогнозный баланс мощности на час совмещенного максимума нагрузок ЕЭС Казахстана на период 2014-2022 годы. URL: <https://www.kegoc.kz/ru/elektroenergetika/elektroenergetika-kazahstana-klyuchevye-fakty/prognoznyy-balans-moshchnosti-i> (дата обращения: 05.05.2019).

20 Парамонов С.Г. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов специальности 5В071700 - Теплоэнергетика специализации «Тепловые электрические станции», «Промышленная теплоэнергетика». - Алматы: АУЭС, 2016. — 17 стр.

21 Мананбаева С.Е., Санатова Т.С., Бегимбетова А.С. Безопасность жизнедеятельности выполнение раздела дипломных проектов; Учебно-методическое пособие для всех специальностей. Бакалавриат. - Алматы: АУЭС, 2016. -95стр.

22 ГОСТ 12.1.003-2014. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Шум.

23 СНиП 23-03 Защита от шума, 2003.

24 ГОСТ 12.4.011-89. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих.

## Приложение А

Талица ПА1 – Нарботка ТА ПТ-60-90/13 на МАЭК ТЭЦ-2 с учетом параметров эксплуатации (на 2018 год)

Год	Параметры эксплуатации		Нарботка, час
	Р, кгс/см <sup>2</sup>	Т, °С	
1	2	3	4
1969 (ввод в эксплуатацию декабрь 1968г.)	9	535	7311
	9	515	
	7	515	
1970	9	535	6312
	9	515	
	7	515	
1971	9	535	7995
	9	515	
	7	515	
1972	9	535	7873
	9	515	
	7	515	
1973	9	535	7010
	9	515	
	7	515	
1974	9	535	7564
	9	515	
	7	515	
1975	9	535	8271
	9	515	
	7	515	
1976	9	535	8411
	9	515	
	7	515	
1977	9	535	8304
	9	515	
	7	515	
1978	9	535	12
	9	515	7710
	7	515	
1979	9	535	
	9	515	8276
	7	515	
1980	9	535	
	9	515	8585
	7	515	

Продолжение таблицы ПА1

Год	Параметры эксплуатации		Наработка, час
	P, кгс/см <sup>2</sup>	T, °C	
1	2	3	4
1981	9	535	
	9	515	8204
	7	515	
1982	9	535	
	9	515	8313
	7	515	
1983	9	535	
	9	515	5208
	7	515	
1984	9	535	
	9	515	7984
	7	515	
1985	9	535	
	9	515	7678
	7	515	
1986	9	535	
	9	515	6542
	7	515	
1987	9	535	
	9	515	6240
	7	515	
1988	9	535	
	9	515	7768
	7	515	
1989	9	535	
	9	515	8557,6
	7	515	
1990	9	535	
	9	515	7499,1
	7	515	
1991	9	535	
	9	515	7462
	7	515	
1992	9	535	
	9	515	3194,5
	7	515	618,2

Продолжение таблицы ПА1

Год	Параметры эксплуатации		Наработка, час
	P, кгс/см <sup>2</sup>	T, °C	
1	2	3	4
1993	9	535	
	9	515	
	7	515	6011,8
1994	9	535	
	9	515	
	7	515	5608,9
1995	9	535	
	9	515	
	7	515	7177,3
1996	9	535	
	9	515	
	7	515	5718,4
1997	9	535	
	9	515	
	7	515	5549,3
1998	9	535	
	9	515	
	7	515	5897,5
1999	9	535	
	9	515	1997
	7	515	3517,6
2000	9	535	
	9	515	2558,4
	7	515	
2001	9	535	
	9	515	7700,8
	7	515	
2002	9	535	
	9	515	6079,6
	7	515	
2003	9	535	
	9	515	4920,1
	7	515	
2004	9	535	
	9	515	1641,4
	7	515	

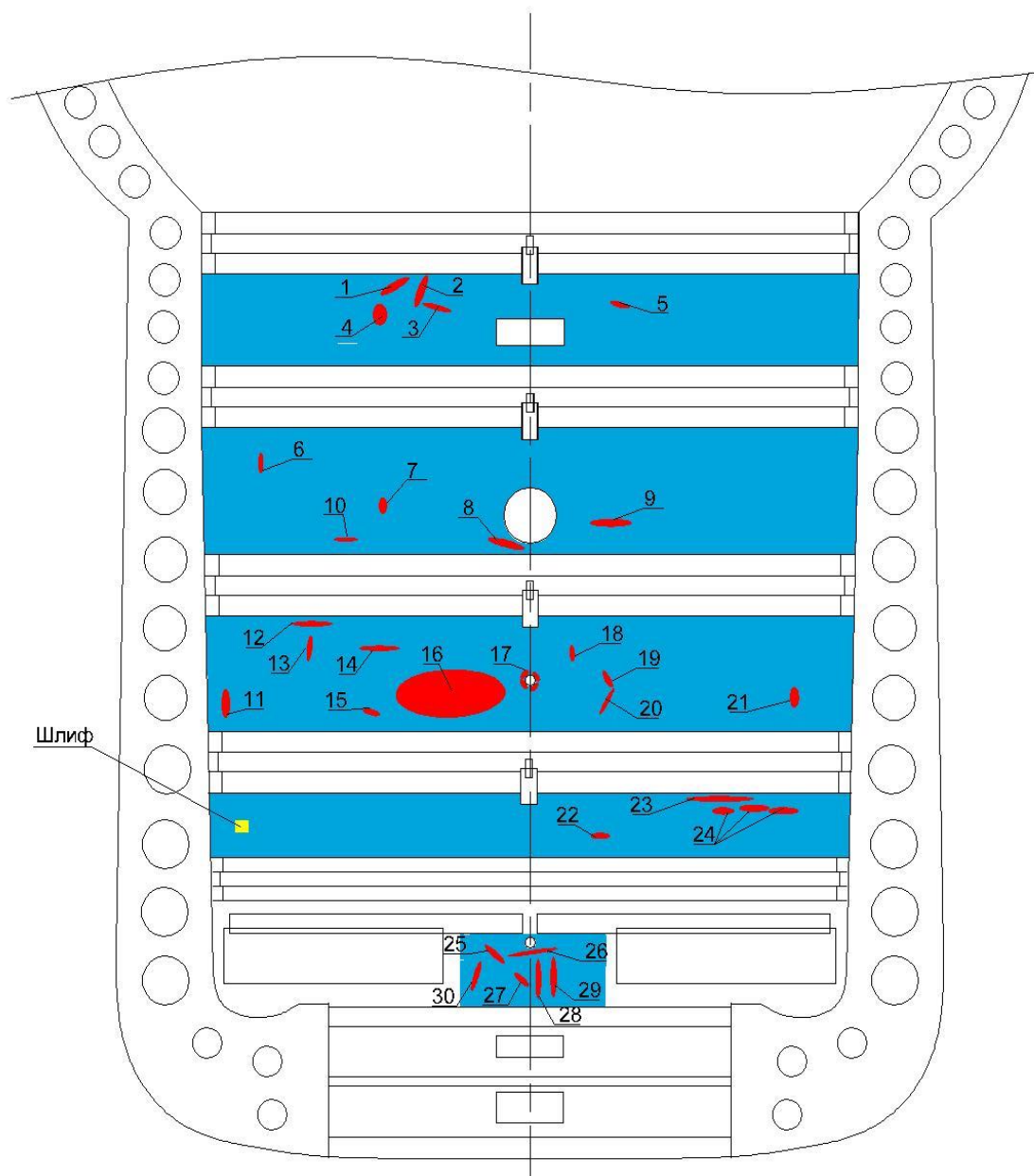


Продолжение таблицы ПА1

Год	Параметры эксплуатации		Наработка, час
	P, кгс/см <sup>2</sup>	T, °C	
1	2	3	4
2005	9	535	
	9	515	6135,6
	7	515	
2006	9	535	
	9	515	5088,1
	7	515	
2007	9	535	
	9	515	7801,9
	7	515	
2008	9	535	
	9	515	5267,8
	7	515	
2009	9	535	
	9	515	3879
	7	515	
2010	9	535	
	9	515	4622,9
	7	515	
2011	9	535	
	9	515	7472,2
	7	515	
2012	9	535	
	9	515	4810,5
	7	515	
2013	9	535	
	9	515	4621,6
	7	515	
2014	9	535	
	9	515	3490,1
	7	515	
2015	9	535	
	9	515	6586,8
	7	515	
2016	9	535	
	9	515	8611,7
	7	515	

Продолжение таблицы ПА1

Год	Параметры эксплуатации		Наработка, час
	Р, кгс/см <sup>2</sup>	Т, °С	
1	2	3	4
2017	9	535	
	9	515	8252,7
	7	515	
2018 (на 16.09.18)	9	535	
	9	515	3863,5
	7	515	
Итого			323784,9



Условные обозначения:




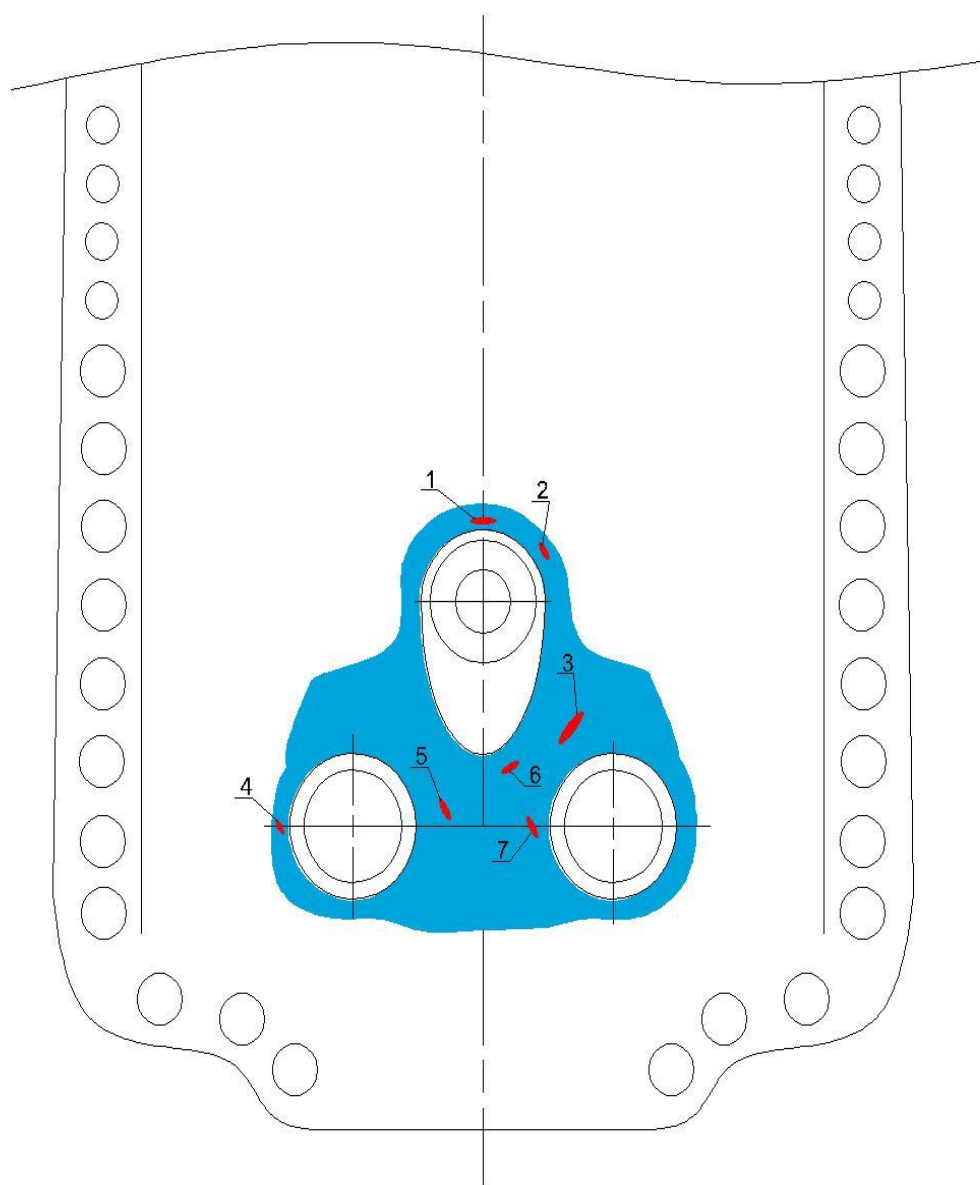

-  1 - поверхностные дефекты;
-  - области контроля методом цветной дефектоскопии;
-  - шлиф для оценки микроповрежденности.

Рисунок ПА1 – Схема диагностирования металла внутренней поверхности нижней части корпуса ЦВД ТА ПТ-60-90/13

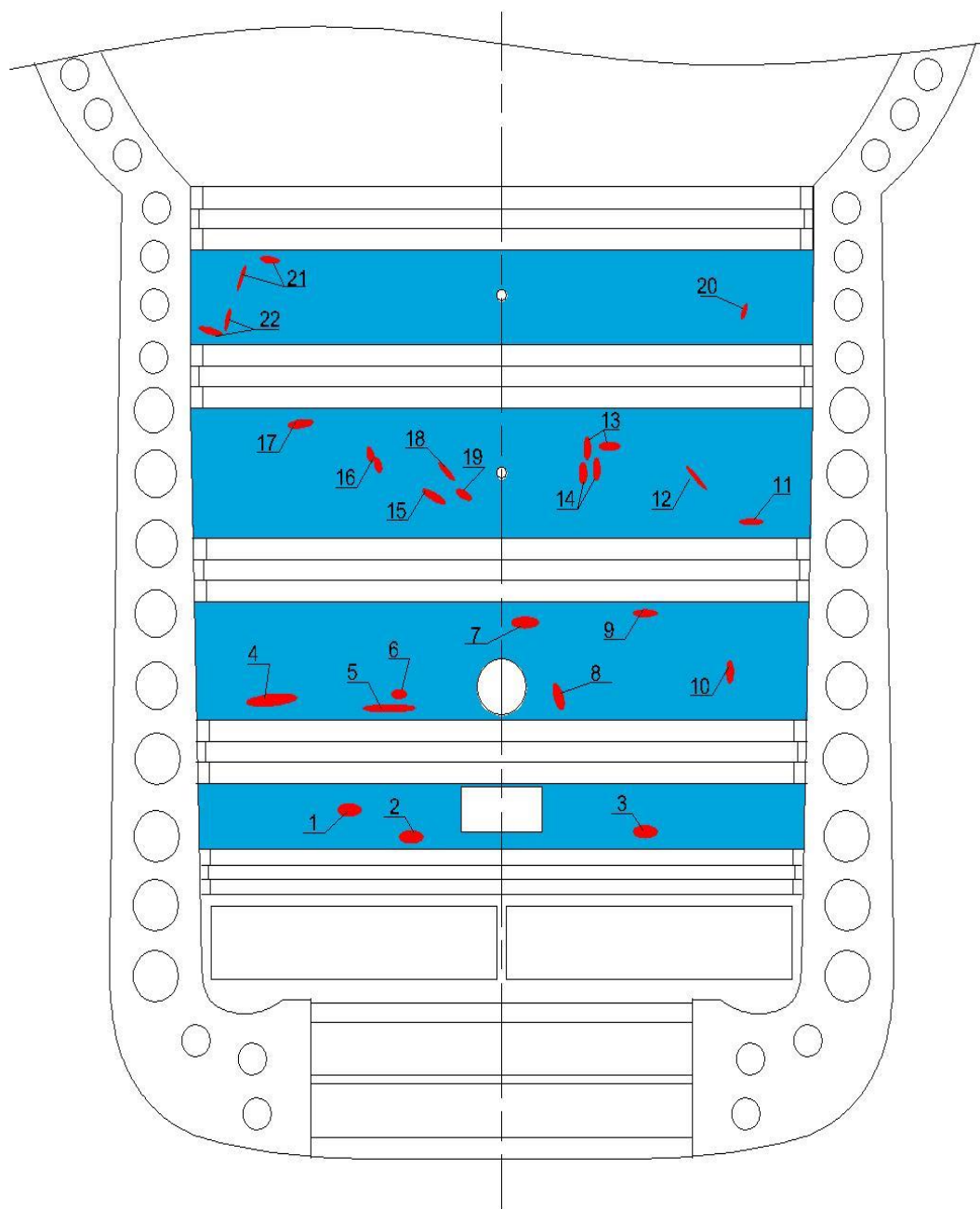


Условные обозначения:


 1 - поверхностные дефекты;

 - область контроля методом цветной дефектоскопии.

Рисунок ПА2 – Схема диагностирования металла наружной поверхности верхней части корпуса ЦВД ТА ПТ-60-90/13

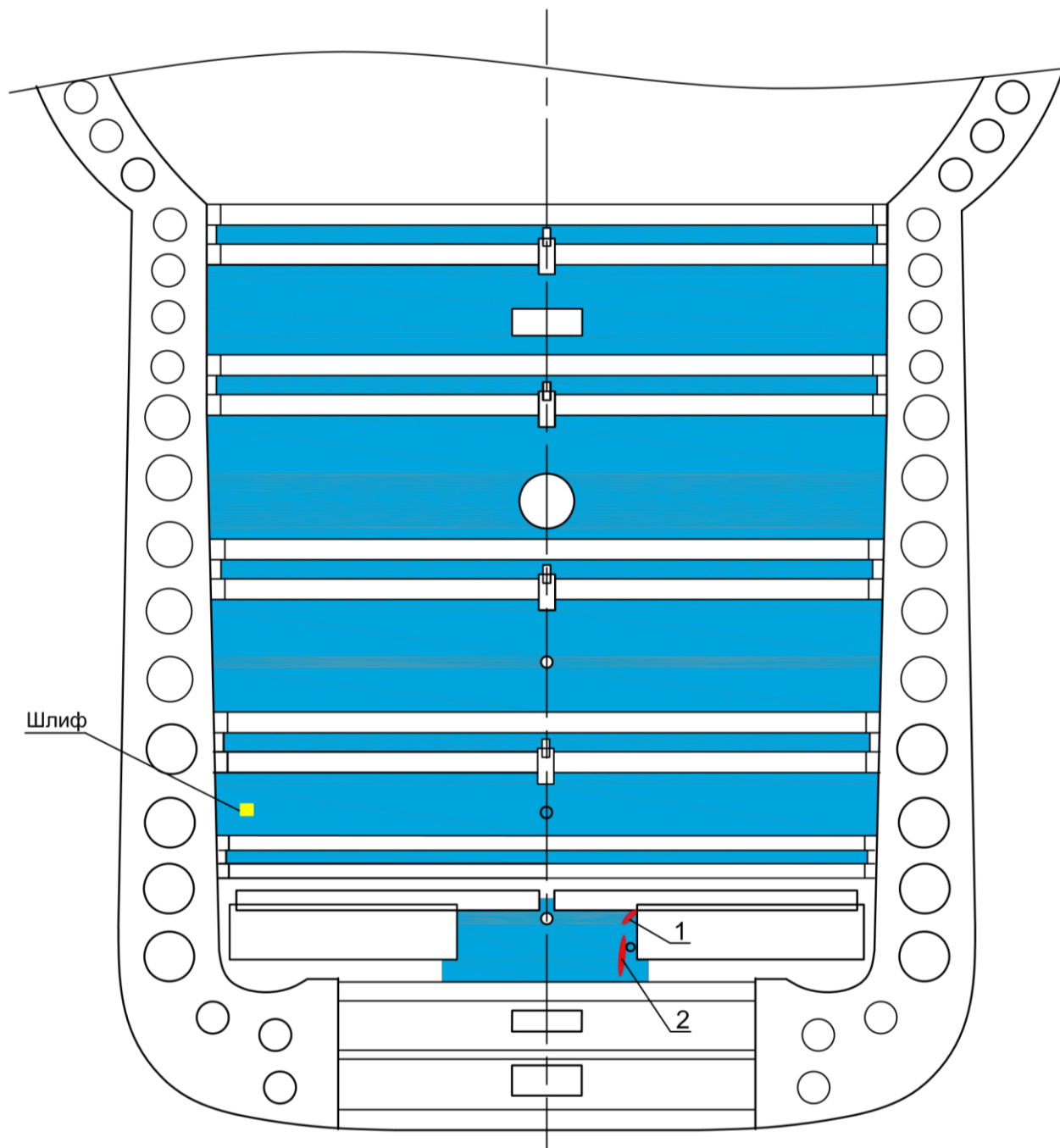


Условные обозначения:

 1 - поверхностные дефекты;

 - области контроля методом цветной дефектоскопии.

Рисунок ПА3 – Схема диагностирования металла внутренней поверхности верхней части корпуса ЦВД ТА ПТ-60-90/13



Условные обозначения:




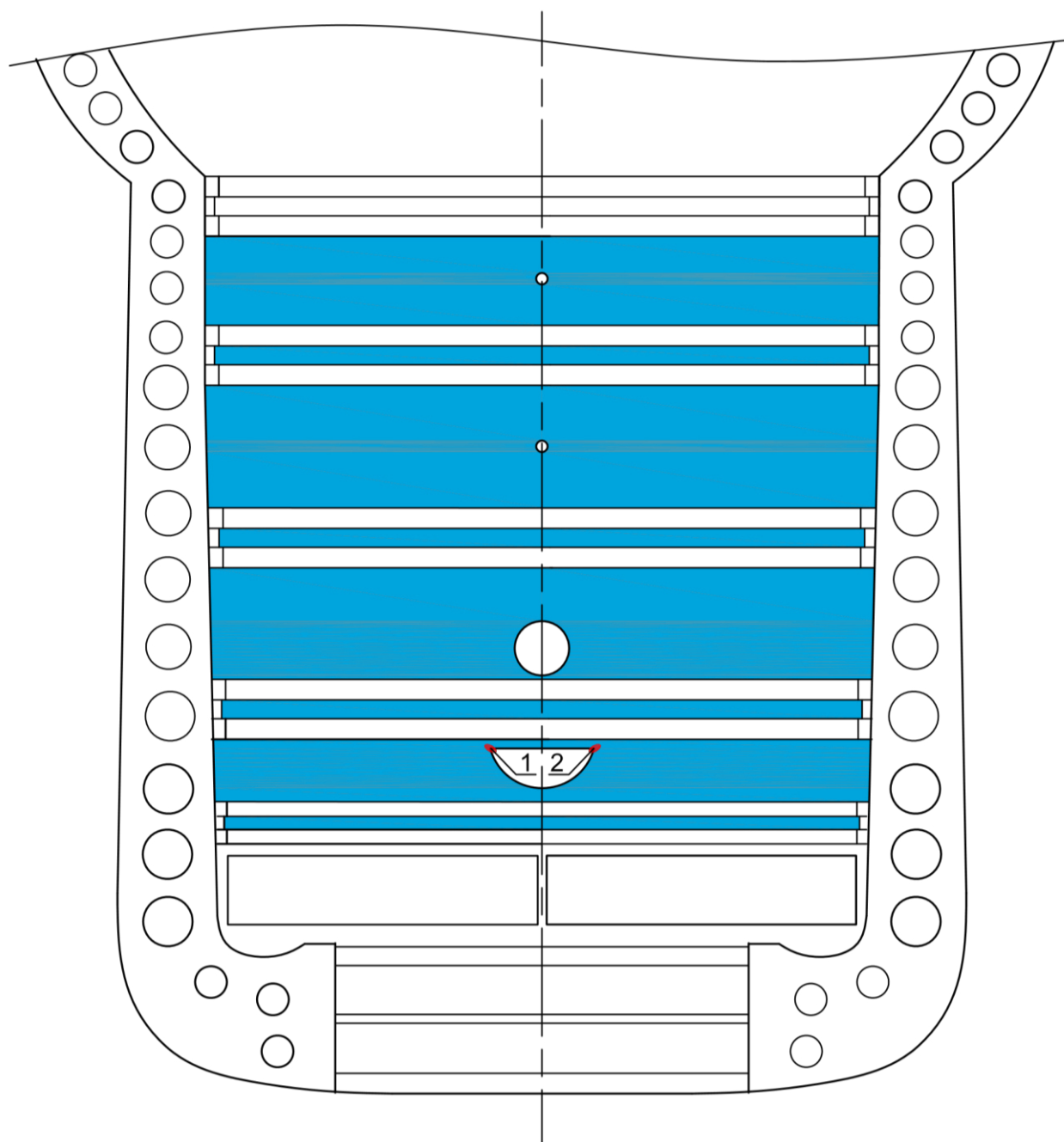

-  1 - участок с дефектом;
-  - области контроля методом цветной дефектоскопии;
-  - шлиф для оценки микрповрежденности.

Рисунок ПА4 – Схема диагностирования металла внутренней поверхности нижней части корпуса ЦВД ТА ПТ-60-90/13



Условные обозначения:

 1 2 - участок с дефектом / выборка;

 - области контроля методом цветной дефектоскопии.

Рисунок ПА5 – Схема диагностирования металла внутренней поверхности верхней части корпуса ЦВД ТА ПТ-60-90/13

## Приложение Б

Таблица ПБ1 – Расчет тепловой схемы АТЭЦ-2

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Ед. измер-я	Расчетная формула или пояснение	значение
1	Тепловая мощность отборов ПТ-80/100-130/13	$Q_{отб}^{(ПТ)}$	Гкал/ч	по заданию	80,00
2	Тепловая мощность отборов Т-110/120-130	$Q_{отб}^{(Т)}$	Гкал/ч	по заданию	175,00
3	Сумм. мощность отборов	$Q_{отб}$	Гкал/ч	$3 * Q_{отб}^{(ПТ)} + 2 * Q_{отб}^{(Т)}$	590,00
4	Мощность пиковых бойлеров ПТ-80/100-130/13	$Q_{пб}^{(ПТ)}$	Гкал/ч	по заданию	130,00
5	Мощность пиковых бойлеров Р-50-130	$Q_{пб}^{(Р)}$	Гкал/ч	по заданию	230,00
6	Сумм. мощность ПБ	$Q_{пб}$	Гкал/ч	$3 * Q_{пб}^{(ПТ)} + Q_{пб}^{(Р)}$	620,00
7	Расчетный коэф. теплофикации	$\alpha_{тэц}$	-	$Q_{отб} / Q_{max}^{(I)}$	0,55
8	кол-во пара от мазутного КА	$D_k$	т/ч	по паспорту КА	420
9	кол-во пара от 2 мазутных КА с производительностью 30%	$D_{расч}$	т/ч	$30 * 2 * D_k / 100$	252,00
10	Энтальпия пара на выходе	$h_p$	кДж/кг	табл. Ривкина	3475,00
11	Энтальпия питательной воды	$h_{пв}$	кДж/кг	табл. Ривкина	1020,00



Продолжение таблицы ПБ1

12	теплотворная способность топлива	$Q_n^p$	кДж/кг	хар-ка топлива	38940,00
13	Расход топлива	$В_{расч}^{(эк)}$	т/ч	$Д_{расч} * (h_p - h_{пв}) / (Q_n^p * \eta)$	17,46
14	кол-во баков мазутн. слива в 1 ставке	n	-	тех. данные	5,00
15	кол-во емкостей для разогрева мазута	n'	-	тех. данные	3,00
16	расход пара на подогрев при перекачке мазута	$Д_{раз}$	т/ч	$0,0665 * В_{расч}^{(эк)}$	1,16
17	Расход пара на турбины	$D'_{тк}$	т/ч	$1,03 * (3 * D_{max}^{(пт)} + D_{max}^{(P)} + 2 * D_{max}^{(T)})$	2884,00
18	Потери пара на энергетич. котле	$G_{ут}$	т/ч	$0,02 * D'_{тк}$	57,68
19	Темп. воды в подающ. магистрали	$t_{пм}$	С	тех. данные	150
20	Темп. воды подпит. магистраль	$t_{ов}$	С	тех. данные	30
21	Расход воды на питание теплосети	$G_{под}^{(тс)}$	т/ч	$Q'_{max} / ((t_{пм} - t_{ов}) * C_v) = G_{сет.в.}$	8925,00
22	Потери пара на мазутном хоз-ве	$G_{пот}^{(мх)}$	т/ч	$0,2 * D'_{мх}$	1,88
23	затраты воды на продувку КА	$G_{прод}$	т/ч	$0,01 * D'_{тк}$	28,84
24	Энтальпия воды в цилиндре	$h_{прод}$	кДж/кг	табл. Ривкина	1572,00
25	Энтальпия пара при P=0,6 мПа	$h_{сеп}^{(п)}$	кДж/кг	табл. Ривкина	2755,00
26	Энтальпия воды из РНП	$h_{сеп}^{(в)}$	кДж/кг	табл. Ривкина	671,00
27	Затраты пара из РНП	$D_{сеп}$	т/ч	$G_{прод} * (h_{прод} * \eta_{сеп} - h_{сеп}^{(в)}) / (h_{сеп}^{(п)} - h_{сеп}^{(в)})$	12,03
28	Тепло, которое перешло продувкой в ТО-е	$G_{сеп}^{(в)}$	т/ч	$G_{прод} - D_{сеп}$	16,81
29	потребление сырой воды на ХВО	$G_{св}$	т/ч	$1,25 * (G_{ут} + G_{под}^{(тс)} + G_{пот}^{(мх)} + G_{сеп}^{(в)})$	11251,71
30	Расход деаэратора подпитки цикла	$G_{под}^{(цикла)}$	т/ч	$G_{сеп}^{(в)} + G_{ут} + G_{пот}^{(мх)} + (D'_{мх} - G_{пот}^{(мх)})$	83,88
31	Темп. воды в деаэраторе	$t_d^{(в)}$	С	$(G_{сеп}^{(в)} + G_{ут} + G_{пот}^{(мх)}) * 38 + (D'_{мх} - G_{пот}^{(мх)}) * 100 / G_{под}^{(цикла)}$	43,55
32	Расчетный коэф.	K	-	находится исходя из $t_d^{(в)}$ и $t_{бак}^{(в)}$	4,60
33	Расход пара из эжектора в ДВС	$D_p^{(д1)}$	т/ч	$G_{под}^{(цикла)} * K * 10^{(-3)}$	0,39
34	Расход пара на эжекторы	$D_p^{(эж)}$	т/ч	$U * D_p^{(д1)}$	0,12

Продолжение таблицы ПБ1

35	Суммарный расход пара	D'эж	т/ч	$Dп^{(эж)} + Dп^{(д1)}$	0,50
36	Энтальпия перегретой воды	h'д	кДж/кг	табл. Ривкина	167,00
37	Энтальпия подпиточной воды	hпод	кДж/кг	табл. Ривкина	159,00
38	Энтальпия сетевой воды	hсв	кДж/кг	табл. Ривкина	482,00
39	расход сетев. воды для подогрева подпит. воды теплосети в ДВС	Gсет.в	т/ч	$Gподп^{(ПТ)} \cdot (h'д - hподп) / (hсв - h'д)$	226,67

Таблица ПБ2 – Сводная таблица тепловых нагрузок

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний	II, расч. - контр-й	III, ср.отоп.	IV, летний
					-25	9	2,14	18,65
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	внутренняя темп.	tвн	С	СНИП	18,00			
2	нагрузка отопления	Qот	Гкал/ч	по заданию	876,00	183,35	323,10	0,00
3	нагрузка ГВС	Qгвс	Гкал/ч	по заданию	195,00	195,00	195,00	156,00

### Продолжение таблицы ПБ2

4	макс. нагрузка	Q <sub>max</sub>	Гкал/ч	Q <sub>от</sub> +Q <sub>гвс</sub>	1071,00	378,35	518,10	156,00
5	Нагрузка основных СП	Q <sub>осп</sub>	Гкал/ч	по заданию	590,00	590,00	590,00	156,00
6	Нагрузка пиковых СП	Q <sub>пб</sub>	Гкал/ч	по заданию	481,00	-211,65	-71,90	0,00
7	Расход пара на дренаж мазута из ЖД баков	D <sub>сл</sub>	т/ч	n*(0,636-0,0106*t <sub>нв</sub> )	4,51	2,70	3,07	2,19
8	Расход пара на разогрев мазута	D <sub>под</sub>	т/ч	n'*(0,876-0,0146*t <sub>нв</sub> )	3,72	2,23	2,53	1,81
9	Общий расход пара на мазутохозяйство	D <sub>мх</sub>	т/ч	D <sub>сл</sub> +D <sub>под</sub> +D <sub>раз</sub>	9,39	6,10	6,76	5,16

Таблица ПБ3 –Сводная таблица тепловых нагрузок наружных потребителей и СН ТЭЦ-2

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Ед. измер-я	Режимы			
				I	II	III	IV
I	нагрузка по пару 13 ата						
1	На пиковые бойлеры	Dп^(пб)	т/ч	698	210,00	63,00	-
2	На мазутное хоз-во	Dп^(мх)	т/ч	9,39	6,10	6,76	5,16
3	На эжекторы вакумн. Деаэратора	Dп^(эж)	т/ч	0,50	0,50	0,50	0,50
4	На подогрев подпиточной воды	Dп^(под)	т/ч	7,7	7,7	7,7	7,7
5	Суммарный	Dсум п ^ (пб)	т/ч	715,6	226,00	78,40	13,30
6	Суммарный	Qсум п	Гкал/ч	524	166,00	57,00	9,70
II	нагрузка по пару 1,2 ата						
7	На основные сетевые подогреватели	Qосп	Гкал/ч	554	554	554	554
8	На подогреватели сырой воды	Qсв	Гкал/ч	36	36	36	36
9	Итого	Q	Гкал/ч	590	590	590	255,00
10	Суммарная	Qсум	Гкал/ч	1114	756,00	647,00	234,70

## Приложение В

Таблица ПС1 – Расчет критического размера трещины на корпусе ЦВД в табличном редакторе Excel

Величина	Ед. измер.	Значение
Тмежрегл	час	7680
l1	м	0,015
l2	м	0,03
l3	м	0,12
тобщ	час	27316
C	-	4E-21
m	-	7,8
Kmax	МПа*м <sup>0,5</sup>	94,87
б	МПа	440
K1	МПа*м <sup>0,5</sup>	67,52244071
K2	МПа*м <sup>0,6</sup>	95,49115142
K3	МПа*м <sup>0,7</sup>	190,9823028
V01	м/ч	5,49129E-07
V02	м/ч	1,09826E-06
V03	м/ч	4,39303E-06
V1	м/ч	1,11092E-05
V2	м/ч	1,16583E-05
V3	м/ч	1,49531E-05
lкр	м	0,029610981
lкр	см	2,961098101
Ткр 1	час	2665,455114
Ткр 2	час	2539,906902
Ткр 3	час	1980,261488