

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

САВОСТЬЯНОВА ЛЮДМИЛА ВИКТОРОВНА

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПАРОВЫХ  
ТУРБИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНОЙ  
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Специальность 05.14.14 – Тепловые электрические станции, их энергетические  
системы и агрегаты

Диссертация

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель –  
доктор технических наук,  
профессор В.В. Литвак

Томск – 2017

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Обзор работ по теме исследования.....	10
2 Неисправности элементов турбоустановки и их классификация.....	20
2.1 Классификация нарушений в работе паротурбинного оборудования электростанций .....	20
2.2 Анализ распределения отказов турбин .....	28
2.3 Показатели продолжительности образования дефектов .....	31
2.4 Выводы .....	39
3 Ремонтная документация, как источник сведений о дефектах оборудования .....	41
3.1 Методика сбора и анализа информации по эксплуатации и ремонтам.....	41
3.2 Классификация узлов и деталей паровой турбины .....	45
3.3 Информационная модель индивидуального срока службы паровой турбины по материалам ремонтной истории.....	54
3.4 Ресурсные характеристики работы турбин .....	59
3.5 Методика определения показателей производственных циклов турбины .....	67
3.6 Выводы .....	74
4 Методика расчета остаточного ресурса паровой турбины по материалам ремонтной истории.....	77
4.1 Алгоритм расчета процесса образования дефектов в подшипниках турбоагрегата на основе измерения вибраций .....	77
4.2 Оценка ресурса турбины по наработке .....	79
4.3 Расчёт характеристик дефектообразования подшипников .....	86
4.4 Оценка взаимосвязи ресурса подшипников и количества пусков турбины .....	93
4.5 Обобщённые показатели вибрации подшипников для совокупности обследованных турбоагрегатов .....	99
4.6 Оценка взаимосвязи показателей наработки и пусков .....	104
4.7 Оценка остаточного ресурса подшипников по удельным приростам виброскорости .....	106
4.8 Методика расчёта остаточного ресурса подшипникового аппарата турбоустановки по удельным приростам вибрации.....	107
4.9 Порядок расчета остаточного ресурса паровой турбины .....	110
4.10 Проверка адекватности алгоритма.....	111
4.11 Остаточный ресурс паровых турбин с учетом нескольких показателей .....	118
4.12 Выводы .....	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	124
СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ.....	126
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	129

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Дефекты агрегатов, узлов, деталей турбоагрегатов.....	145
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Свидетельства о государственной регистрации.....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Документы, подтверждающие использование результатов НИР.....	152
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 Определение индивидуального ресурса на примере турбины Т-175/210-130 .....	154
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 Справка об использовании результатов НИР в учебном процессе .....	189

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы**

Энергетическая стратегия России на длительную перспективу вместе с созданием новых энергоэффективных парогазовых и газотурбинных электростанций, освоением оборудования на сверхкритические параметры пара предусматривает создание условий для существенного продления срока эксплуатации действующего энергетического оборудования как вынужденного пути обеспечения потребителей тепловой и электрической энергией. При этом необходимо учитывать, что износ тепломеханического оборудования многих электростанций достиг такого уровня, при котором дальнейшая эксплуатация становится опасной.

При эксплуатации оборудования проведения исследований технологических нарушений на паровых турбинах показывают, что частыми причинами повреждений являются: недостатки в организации эксплуатации и технического обслуживания, ремонтных и диагностических работ, входного контроля вновь устанавливаемых узлов и элементов паровых турбин, недостаточная ответственность инженерно-технических работников и руководителей, а также ослабление работы производственных служб предприятий энергетики. На электростанциях медленно внедряются научно-технические разработки, направленные на повышение надежности и экономичности паровых турбин [1]. На модернизацию основного и вспомогательного оборудования не выделяется достаточных средств. Это приводит к дальнейшему износу оборудования и снижению надёжности работы электростанций.

Основные направления исследований в этой области заключаются в изучении износа металлов и материалов, используемых при изготовлении оборудования. Много работ посвящено исследованию вибрационных характеристик, а также созданию программных продуктов для автоматизации

управления технологическими процессами на производстве и распределению нагрузки между оборудованием.

Среди множества проведённых и проводимых исследований общая теория надёжной работы паровых турбин не достаточно разработана. Она могла бы быть развита углублением изучения совокупности дефектов узлов и деталей, выявляемых при проведении плановых ремонтов.

Существует объективная необходимость совершенствования технологии ремонтно-эксплуатационного обслуживания паровых турбин, отработавших большой производственный срок, в направлении продления безаварийного пробега.

Работа выполнена при поддержке Минобрнауки РФ в рамках федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 - 2013 годы» по проблеме «Создание методологических основ теории двухстадийного дефектообразования применительно к узлам паровой турбоустановки».

### **Цель работы**

Прогнозирование остаточного ресурса работы паровой турбины, отработавшей значительный срок эксплуатации, и обоснование продления эксплуатации для совершенствования регламента и технологии ремонтных работ.

### **Задачи исследования**

На электрических станциях Российской Федерации в настоящее время эксплуатируется несколько сотен паровых турбин разной мощности и разных заводов-изготовителей. Доля выработки электроэнергии паровыми турбинами составляет около 65...70 %. Основная часть из них выработала свой проектный ресурс, но продолжает нести нагрузку. Для совершенствования регламента ремонтных работ необходимо изучить индивидуальные последовательности работы и ремонтов паровой турбины, отработавшей значительный срок эксплуатации, по материалам ремонтной документации. Изучение этого индивидуального порядка эксплуатации паровых турбин представляет интерес,

поскольку предполагается их дальнейшая длительная эксплуатация. Элементы действующих паровых турбин имеют значительный износ, а периодические плановые ремонты не обеспечивают замену всех изношенных узлов, но они продолжают нести нагрузку. Необходимо исследовать индивидуальные ресурсы паровых турбин и обосновать рекомендации по объёмам, срокам и порядкам ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

Сведения о последовательности и объемах ремонтных и рабочих процедур на турбинном оборудовании содержатся в неструктурированном виде в пакетах ремонтной документации, сохраняемых на электростанциях как приложения к формулярам оборудования.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

1. создать массив данных и классифицировать сведения, содержащиеся в ремонтной документации, об образовании дефектов в элементах, узлах и деталях паровых турбин;

2. по материалам ремонтной документации разработать информационную модель индивидуального срока службы;

3. разработать алгоритм расчета процесса образования дефектов в узлах паровой турбины;

4. провести классификацию ремонтных узлов и блоков паровой турбины по материалам ремонтной документации;

5. разработать методику расчета остаточного ресурса, проанализировать, проверить достаточность доказательств обоснованности расчёта и спрогнозировать остаточный ресурс исследуемых паровых турбин.

### **Научная новизна**

Научная новизна работы состоит в создании методологии прогнозирования, повышающей объективность оценки индивидуального срока службы длительно работающего оборудования на основе ремонтной документации и позволяющей представить процессы образования дефектов в узлах и деталях паровой турбины в производственных циклах в форме, пригодной для совершенствования регламента и технологии ремонтных кампаний.

Сведения государственного статистического наблюдения о работоспособности оборудования электростанций в рамках отрасли и в целом по стране формируются на основе отчетной документации и актов расследования отказов. Они содержат информацию только о неисправностях, обнаруживаемых при авариях и приведших к ним инцидентах, регистрируемых в актах расследования.

В работе предлагается подход к анализу технического состояния паровой турбины и учёту процесса нарастания дефектов, при котором накопление и пополнение базы данных, формируемой в рамках подготовки и проведения плановых ремонтов, текущего обслуживания и ремонтной практики, и содержащей преимущественно материалы по дефектам, не достигшим стадии отказа.

Новизна подхода заключается в формировании для каждого агрегата станции базы данных по дефектам индивидуально по каждой турбине, её узлам, деталям и элементам на основе ремонтной истории.

### **Методы исследований**

Разработанный подход к решению задач определения индивидуального ресурса паровой турбины состоит в статистическом анализе эксплуатационных и ремонтно-технологических данных для оценки динамики текущего ресурса и компьютерном моделировании изменения ресурсных характеристик для прогнозирования возможного продления срока эксплуатации.

Метод основан на исследовании ремонтной документации, структурировании и обработке информации, содержащейся в ней.

### **На защиту выносятся**

- методика сбора и анализа информации по эксплуатации и ремонтам;
- методика определения показателей производственных циклов турбины;
- методика расчета остаточного ресурса по материалам ремонтной истории.

### **Практическая значимость и использование результатов работы**

- создание макета информационной модели в виде базы данных по ремонтной истории турбин;
- создание и апробация на тепловой электростанции программного продукта по учёту ресурсных характеристик и расчёту показателей производственных циклов.

### **Апробация работы**

Основные результаты работы обсуждались на научных семинарах кафедр Энергетического института Томского политехнического университета, на научных конференциях ТПУ с 2007 по 2016 гг., на Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надёжность, безопасность», Томск, 2007, 2010; Региональной научно-практической конференции «Теплофизические основы энергетических технологий», Томск, 2009; Международном форуме стратегических технологий IFOST, Ho Chi Minh City, Вьетнам, 2009; Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий», Томск, 2010, 2011. Проведено тестирование разработанных программных продуктов на тепловой электрической станции. Выполнены работы в рамках договора, заключенного между Томским политехническим университетом и Омской областной организацией «Всероссийского Электропрофсоюза» (для ППО АУ ОАО «ТГК-11») на оказание услуг по исследованию базы данных для ввода, обработки и хранения сведений ресурсных показателей турбин ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 Омского филиала ОАО «ТГК-11», 2013.

### **Личный вклад соискателя:**

Формирование и реализация идеи использования ремонтной документации паровых турбин для определения индивидуального срока службы. Проведение экспедиций на ряд тепловых электростанций Сибири и Дальнего Востока с целью сбора материалов для проведения исследований. Разработка методики сбора и анализа информации по эксплуатации и ремонтам. Обработка собранных материалов, классификация дефектов агрегатов, узлов, деталей паровых турбин,



создание информационной модели в виде базы данных по ремонтной истории рассматриваемых турбин. Разработка алгоритма и программы расчета текущего ресурса и других показателей надёжности по данным дефектообразования узлов и деталей, создание программного продукта по учёту ресурсных характеристик и методики определения производственных циклов. Разработка методики расчета для прогнозирования остаточного ресурса паровых турбин и его расчет.

#### **Публикации:**

По теме диссертационной работы опубликовано 15 печатных работ, в том числе: 1 монография, 2 статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных перечнем ВАК РФ; 12 докладов на Всероссийских и международных научно-технических конференциях; 1 зарегистрированный программный продукт.

#### **Объём и содержание работы:**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, 5 приложений и содержит 125 страницы основного текста, 45 рисунков, 28 таблиц и список использованных источников из 138 наименований.

## 1 Обзор работ по теме исследования

Значительное количество исследований в области применения математических методов и средств кибернетики для изучения режимов работы, переходных процессов, устойчивости, надежности и управления динамическими системами, а также разработка концепций, методических принципов, алгоритмов анализа и синтеза надежности систем энергетики на различных уровнях управления; создание принципов построения и алгоритмического обеспечения автоматизированной системы диспетчерского управления электроэнергетическими системами; разносторонние исследования по созданию научной концепции формирования электроэнергетических систем на перспективу принадлежат академику Ю.Н. Руденко. В Сибирском энергетическом институте под руководством Ю.Н. Руденко был развернут широкий комплекс исследований по проблемам надежности электроэнергетических систем. Это задачи сбора и обработки статистической информации о показателях надежности оборудования электроэнергетических систем (Г.Р. Кудряшов, Г.А. Федотова). Статистика является основой для решения системных задач: планирования ремонтов оборудования электроэнергетических систем и распределения резервов мощности (М.Б. Чельцов, Г.А. Федотова, Л.М. Лебедева), расчета надежности сложных электроэнергетических систем на основе аналитических методов (И.А. Александров, Г. Ф. Ковалев) и статистического моделирования (В.В. Могирев, Г.В. Колосок) [2]. Также в работах школы Сибирского энергетического института такими исследователями как: Л.А. Мелентьев, Ю.Н. Руденко, С.М. Каплун, Ю.В. Воропай Н.И., Наумов, А.З. Гамм, А.М. Клер, Н.Н. Новицкий заложены основы применения современных методов математического моделирования, прикладных методов теории систем и системного анализа, методов исследований операций для исследования теплоэнергетических установок и тепловых электрических станций [3].

На основе отказов в работе теплоэнергетического оборудования тепловых электрических станции ОРГРЭС ежегодно проводился обзор повреждения

тепломеханического оборудования электростанции, и рассчитывались показатели надёжности работы теплоэнергетического оборудования ТЭС [4-33].

Нестандартные методы подхода по применению ЭВМ и методов математического моделирования при тепловых расчетах теплоэнергетического оборудования электростанций описаны в работах ЦНИИКА Ф.А. Вульманом, Н.С. Хорьковым [34]. Проведены исследования оперативного контроля работы энергоблоков с целью разработки методов организации диагностического обеспечения основного и управляющего оборудования электростанций сотрудниками АН УССР: В.Ф. Складов, В.А. Гуляев, В.М. Чаплыга, М.А. Дуэль, Ю.М. Мацевитый, Б.Е. Патон, В.А. Яницкий; Научно-производственного объединения по исследованию и проектированию энергетического оборудования «Ленинградский металлический завод», НПО ЦНИИТмаш: Л.А. Хоменок, А.Н. Ремезов, И.А. Ковалёв, В.С. Шаргородский, С.Ш. Розенберг, В.И. Олимпиаев, Л.П. Сафонов, В.Г. Орлик; Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева: А.М. Клер, Н.П. Деканова, Э.А. Тюрина; Всероссийского теплотехнического института: А.Ш. Лейзерович, В.Б. Рубин [35-40]. Диагностические исследования неисправностей состояния энергооборудования проводились такими учёными как Трухний А.Д., Лейзерович А.Ш., Грак В.Г., Шишко А.Ю. Перминов И.А., Орлик В.Г., Гординский А.А., Дуэль Л.М., Цветков В.А., Уланов Г.А., Канцедалов В.Г., Берлявский Г.П., Злепко В.Ф., Гусев В.В., Антонович А.В., Берлянд В.И., Жуковский Г.В., Розенберг С.Ш., Фершалов А.А., Хоменок Л.А. и др. [41-47]. Исследования современного состояния проблем эксплуатации и способов обновления основного и вспомогательного оборудования тепловых электрических станций проведены в НПО по исследованию и проектированию энергетических систем (г. Санкт-Петербург) и Институте систем энергетики (г. Иркутск): Л.А. Хоменок, А.П. Меренков, Л.В. Массель, А.М. Клер и др. [48-62]. Учёными МЭИ проводятся исследования в различных сферах энергетики, так, в работах Андриюшина А.В., Черняева А.Н., Полушкина Е.Н., Шнырова Е.Ю. рассмотрены автоматизированные системы оперативного управления режимами работы

электростанции и системы ремонтного обслуживания в ходе реструктуризации отрасли [63-67].

В работах Зарянкина А.Е., Грибина В.Г., Парамонова А.Н., Носкова В.В., Митроховой О.М., Нитусова В.В., Медниковой Е.В., Пастуховой М.В. проведены исследования вибрационного состояния, рассмотрены причины повреждений и использованы нетрадиционные решения для повышения экономичности и надёжности паровых турбин [68-71]. Исследования по разработке методологии и созданию аналитического аппарата определения остаточного ресурса длительно эксплуатируемого тепломеханического оборудования электростанций с учётом наличия макроповреждённости в металле проведены в ОАО «ВТИ»: Е.А. Гринь, В.Ф. Резинских, В.Ф. Злепко, Ю.А. Букин [72-78]. Исследования по повышению качества диагностики и идентификации технического состояния сложных турбоэнергоустановок на основе разработки методологии и моделей реализации интеллектуальных экспертных диагностических систем распознавания состояния с использованием чёткой и нечёткой информации проведены в НГТУ: Г.Д. Крохин, А.Е. Некипелов, Э.К. Аракелян, В.З. Манусов, В.С. Мухин [79-85]. В работах Гладштейна В.И., Резинских В.Ф., Любимова А.А., Пульчевой О.А., Авруцкого Г.Д., Троицкого А.И. рассмотрены показатели, отвечающие за обязательный и рекомендуемый вывод установленного оборудования из эксплуатации, также даны рекомендации по принятию решения о модернизации оборудования, продлении срока его эксплуатации в зависимости от технического состояния оборудования, потребности в тепловой и электрической энергии и присутствия в регионе конкурирующих источников, также проведена оценка надёжности литых корпусных деталей паровых турбин, имеющих неоднократные ремонтные подварки [86-94]. Некрасов А.Л. работает над повышением эксплуатационной надёжности мощного турбоагрегата за счет снижения вибрации вблизи номинального значения мощности [95].

В публикациях за последние годы можно увидеть исследования по определённым электростанциям и турбоустановкам. Резинских В.Ф., Гринь Е.А., Букин Ю.А. рассмотрели эксплуатационную надёжность и перспективы

продления сроков службы тепломеханического оборудования Сургутской ГРЭС-2 [77]. В своих работах Радин Ю.А. делится опытом эксплуатации паровой турбины Т-150-7,7 ЛМЗ в условиях тепловой схемы ПГУ-450, Т-250/300, блоков ПГУ-39 Сочинской ТЭС, ПГУ-230Т Минской ТЭЦ-3, автоматизации систем управления теплоэнергетическими процессами Северо-Западной ТЭЦ [96-100] и т.д.

В последние годы большое исследование по ремонтам и техническому обслуживанию проведено коллективом Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина. В своих работах коллектив под руководством профессора Бродова Ю.М. в составе Арансона К.Э., Гофмана Ю.М. Мурманского Б.Е., Ниренштейн М.А., Плотникова П.Н., Рябчикова А.Ю. рассмотрел вопросы организации ремонта оборудования паровых турбин и паротурбинных установок: типовые конструкции, технические характеристики и материалы деталей паровых турбин, показатели надёжности оборудования, характерные дефекты и причины их появления, основные операции, выполняемые при ремонте и т.д. [101-102].

Сотрудниками коллективов Кузбасского государственного технического университета и Кузбасского центра сварки и контроля под руководством Смирнова А.Н. разрабатываются инновационные технологии технического диагностирования и новые критерии оценки ресурса потенциально-опасного оборудования, используемого в топливно-энергетическом комплексе Российской Федерации [103-106].

В работах Мурадалиева А.З. и Сафаровой Т.Х. (АзНИИ энергетики и энергопроектирования) содержатся исследования о создании, ведении и системах защиты баз данных, содержащих информацию о надёжности и эффективности энергоблоков ГРЭС [107-109].

В защищённых диссертационных работах за последние 10 лет представлены следующие исследования.

Поливанов В.А. «Обоснование и разработка перспективных программ обеспечения живучести электростанций с энергоблоками 160-300 МВт, выработавших парковый ресурс», 2002 г. В рамках перспективной программы

обеспечения живучести электростанций с энергоблоками 300 МВт, выработавших парковый ресурс разработаны эффективные системы мониторинга трубных систем и труб ПН ТЭС, позволяющие поэтапно отслеживать меру истощения рабочего ресурса, предотвращая разрушения [110].

В диссертации Голуба А.Ф. «Продление срока эксплуатации и повышение экономичности стареющих ТЭЦ с поперечными связями: Методика принятия решений и их реализация на примере Новгородской ТЭЦ», защищенной в 2002 г., разработана структурная схема реконструкции ТЭС, которая позволяет с максимальной эффективностью составить план «стареющей» ТЭС, произвести поиск энергосберегающих технологий, инвестиций и поэтапную реализацию плана реконструкции ТЭС [111].

Томаров Г.В. «Повышение надёжности и эксплуатационного ресурса энергетического оборудования, работающего в двухфазных и многокомпонентных потоках», 2003 г. Разработаны научные положения и физико-химические основы эрозии-коррозии, критерии моделирования и методики эрозионно-коррозионных испытаний позволили определить научно-практические принципы и методы по контролю, управлению и прогнозированию ЭК металлов в двухфазных и многокомпонентных потоках [112].

Дерий В.П. «Прогнозирование ресурса и надёжности теплообменного оборудования электрических станций», 2008 г. По результатам исследований разработаны научные основы для прогноза количества коррозионных отложений на теплообменных поверхностях парогенераторов, сроков химической промывки парогенераторов, прогнозирования числа заглушённых теплообменных трубок различных аппаратов ТЭС и АЭС [113].

Гринь Е.А. «Повышение рабочего ресурса элементов теплосилового оборудования электростанций с учетом макроповреждаемости металла», 2010 г. В работе проведены исследования в области разработки методов оценки ресурса длительно эксплуатируемого теплосилового оборудования ТЭС на основе исследований закономерностей развития усталостных трещин и трещин коррозионной усталости в широком интервале варьирования механических

параметров нагружения и характеристик воздействующей на металл водной среды, а также трещин ползучести при длительной статической нагрузке в рабочем диапазоне температур [114].

В диссертации Андриюшина А.В. на тему «Совершенствование организации и управления системы технического обслуживания и ремонта оборудования ТЭС», 2002 г. представлены научные и методические основы совершенствования управления и организации системы технического обслуживания и ремонта оборудования тепловых электрических станций с учетом сложившейся ситуации в современной энергетике [115].

Крохин Г.Д. «Математические модели идентификации технического состояния турбоустановок на основе нечеткой информации», 2008 г. Предложено повышение качества диагностики и идентификации технического состояния сложных турбоэнергоустановок на основе разработки методологии и моделей реализации интеллектуальных экспертных диагностических систем распознавания состояния с использованием четкой и нечеткой информации. В работе представлены результаты проектирования и внедрения экспертной диагностической системы функционально-гибридного типа с именем SKAIS. Разработано математическое и программное обеспечение, построенное с применением методологии и методов теории искусственного интеллекта, системного анализа и теории исследования операций, которое может стать базой при разработке нового поколения гибридных систем диагностики для отрасли [116].

Мурманский Б.Е. «Разработка, апробация и реализация методов повышения надёжности и совершенствования системы ремонтов паротурбинных установок в условиях эксплуатации», 2015 г. В диссертации сформулированы и обоснованы основные параметры подсистем мониторинга в соответствии с общими принципами комплексной системы мониторинга состояния ПТУ для основных процессов и элементов технологических подсистем ПТУ: вибросостояния, систем регулирования, тепловых расширений паровой турбины, вспомогательного оборудования (питательных насосов, конденсатных насосов, насосов системы

циркуляционного водоснабжения и сетевых насосов). Показано и обосновано, что для обеспечения надежной эксплуатации и оптимизации затрат на ремонт необходимо разработать индивидуальные стратегии ремонта и технического обслуживания оборудования ПТУ с учетом особенностей их эксплуатации и т.д. [117].

Специалистами Института проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного Национальной академии наук Украины созданы система и программный комплекс для реализации методологии диагностирования теплового и вибрационного состояний, малозатратной модернизации и продления ресурса турбин электростанций большой мощности. С помощью вихревых бесконтактных датчиков вибраций роторов обеспечивается повышение эксплуатационной надежности, экономичности теплоэнергетического оборудования и продление их срока службы [120]. Также в институте проводятся разработки методов, алгоритмов и программ повышения эффективности и надежности паровых и газовых турбин, в том числе влажнопаровых ступеней; совершенствования технических схем турбоустановок при их реконструкции и модернизации; совершенствование АСУТП турбоустановок на основе решения задач диагностики по термодинамическим параметрам; экспериментальная отработка радиоволнового метода неразрушающего контроля с целью создания макетов приборов для контроля состояния и диагностики элементов энергооборудования и объектов машиностроения в процессе их изготовления и эксплуатации и т.д. [120]. Разработаны:

- пакет прикладных программ по автоматизированному проектированию лопаточных аппаратов турбомашин с оптимальными показателями экономичности и надежности.
- пакеты прикладных программ для решения задач совершенствования технологических схем турбоустановок:
  - расчетная оценка эффективности мероприятий при модернизации технологических схем;
  - диагностика состояния турбоустановок по термодинамическим параметрам.



– пакеты прикладных программ для расчета рабочих процессов в ступенях влажнопаровых турбин:

– расчет механических потерь энергии от влажности с учетом переотражения капель;

– расчет интенсивности эрозионного износа рабочих лопаточных аппаратов с оценкой потерь от эрозии.

– методология и технические предложения для решения задач автономизации энергоснабжения и энергосбережения на основе установки турбин малой мощности на коммунальных котельных и энергоузлах промышленных предприятий.

– прибор для измерения толщин диэлектрической пленки в процессе ее производства с использованием контактного радиоволнового метода.

– макет прибора для бесконтактного измерения толщин препрегов и диэлектрических пленок радиоволновым методом с использованием миллиметрового диапазона длин волн.

– макет прибора для прецизионного измерения тепловых расширений энергопроизводящего оборудования без привязки к абсолютной системе координат с использованием миллиметрового диапазона длин волн.

– макет системы для определения интенсивности эрозионного износа рабочих лопаток последних ступеней турбин в процессе эксплуатации на основе радиоволнового метода.

Среди работ, выполняемых НПО ЦКТИ, есть программные продукты по оценке прочности, надежности и долговечности оборудования АЭС, как для существующих атомных энергетических установок, так и для проектируемых. Расчеты на прочность и долговечность проводятся не только с учётом свойств материалов, но с учётом и влияния условий эксплуатации оборудования. Для проведения расчетов используются двух- и трехмерные конечно-элементные модели, отражающие особенности конструкции оборудования. Большое внимание уделяется вопросам продления срока службы энергетического оборудования

атомных электрических станций, а также проведению расчетов его остаточного ресурса работы. Работы, которые обосновывают продление срока службы оборудования, были выполнены на нескольких атомных станциях: Кольской, Ленинградской, Калининской, Билибинской.

Белов И.Г. (ЗАО «РТСофт») в своих работах рассматривает управление производственными фондами в энергетике с помощью программных продуктов на основе пакетов «1С» и Access, внедрённых на некоторых электросетевых предприятиях при планировании плановых предупредительных ремонтов.

На кафедре «Атомных и тепловых электростанций» Национального исследовательского Томского политехнического университета проводятся исследования по оптимизации работы оборудования на ТЭС, в результате которых были созданы следующие программные продукты:

- программа расчета технико-экономических показателей энергоблока с реакторной установкой ВВЭР-1000.
- программа расчета показателей эффективности сопловой системы парораспределения турбины.
- распределение нагрузки на ТЭЦ с поперечными связями с учетом потокораспределения воды.
- программный комплекс по расчету характеристики относительного прироста расхода топлива Красноярской ГРЭС-2.
- автоматизированный расчет нормативных и фактических показателей тепловой экономичности Томской ГРЭС-2 и Томской ТЭЦ-3.
- расчет фактических и нормативных технико-экономических показателей за отчетный период Ново-Кемеровской ТЭЦ.
- распределение нагрузок на ТЭЦ с поперечными связями на Ново-Кемеровской ТЭЦ и т.д.

## Выводы

1. Изучение опубликованных работ, исследований, полученных результатов свидетельствует о том, что в основном работы по надёжности направлены на исследования повреждаемости металла деталей, узлов, элементов и исследования по вибрационным характеристикам паровых турбин. При этом образование дефектов в элементах турбины, как правило, не рассматривается.

2. Рассмотренные работы и разработанные программные продукты направлены на использование текущих показателей и оптимизацию на их основе работы оборудования электростанций в целом.

3. В результате поиска исследований, проводимых иностранными коллегами, не обнаружено работ, направленных на продление срока службы паровой турбины или на использование ремонтной документации, хранящейся в архиве. Это связано с тем, что работы зарубежных ученых носят корпоративный характер и недоступны для изучения.

4. В результате анализа опубликованных работ, исследований, полученных результатов для определения остаточного ресурса паровой турбины необходимо:

- найти источник объективных сведений, собрать и классифицировать данные, содержащиеся в ремонтной документации, об образовании дефектов в элементах, узлах и деталях паровых турбин;

- по материалам ремонтной документации разработать информационную модель индивидуального срока службы;

- разработать алгоритм процесса образования дефектов в узлах паровой турбины;

- провести классификацию ремонтных узлов и блоков паровой турбины по материалам ремонтной документации, для разработки методики определения показателей производственных циклов турбины;

- разработать методику расчета остаточного ресурса, проанализировать и проверить достаточность доказательств обоснованности расчёта;

- определить остаточный ресурс исследуемых паровых турбин.

## 2 Неисправности элементов турбоустановки и их классификация

### 2.1 Классификация нарушений в работе паротурбинного оборудования электростанций

Обширная литература по исследованиям надёжности изделий содержит сложившееся представление о стадиях жизненного цикла неремонтируемого изделия: приработка; нормальная эксплуатация; износ [138].

Уровень интенсивности отказов на каждой из этих стадий существенно различается, а их причины и механизмы представляются принципиально различными.

Ремонтируемые изделия и устройства на жизненном цикле проходят несколько ремонтно-восстановительных кампаний. Каждый межремонтный период содержит свои стадии приработки и эксплуатации (до износа, как правило, дело не доходит, или захватывается только начальная его фаза). Таким образом, межремонтный период изделия может в определённой мере моделировать жизненный цикл неремонтируемого объекта.

Отчётливых границ, относящих изделие к той или иной стадии, обнаружить не удаётся, поэтому следует ориентироваться на временные интервалы:

- приработка – от нескольких дней до нескольких месяцев;
- эксплуатация – в соответствии с проектным сроком службы;
- износ – за пределами проектного ресурса наработки [138].

Инструкция по расследованию и учёту технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей [114] предусматривает расследование и классификацию повреждений оборудования по следующим причинам: дефекты конструкции, дефекты изготовления, дефекты монтажа, несоответствие условий работы проектным, недостатки эксплуатации, дефекты ремонта, исчерпание ресурса, прочие и невыясненные причины.

*Конструктивные дефекты* имеют место как следствие несовершенства проекта. Наиболее частым примером возникновения конструктивных дефектов

является превышение «пиковых» нагрузок над расчётными. Такие превышения нередко относят к недостаткам эксплуатации.

*Технологические дефекты* являются следствием нарушения нормативной технологии изготовления, монтажа или ремонта узла, детали, элемента.

*Эксплуатационные дефекты* возникают из-за нарушений правил, условий эксплуатации и технического обслуживания.

*Старение* (износ) изделия является внутренним свойством объекта. В процессе эксплуатации постепенно накапливаются необратимые дефекты металла, изоляции и т.п. В конечном счёте, они нарушают прочность, взаимодействие, зазоры, координацию частей, деталей и приводят к отказам, если их вовремя не обнаружить и не ликвидировать.

Такая классификация представляется недостаточной, т.к. не позволяет определить остаточный ресурс действующей установки.

На рисунках в Приложении 1 представлены различные виды дефектов в разных узлах на разных турбинах, которые приводят к отказам работы оборудования. В подобных случаях не выявленные причины отказов имеют место при больших объемах повреждений, когда не удаётся установить первичную причину. Вместе с тем не выявленные дефекты остаются в узлах и деталях, являясь скрытым очагом будущего отказа, поломки или неисправности, подобных приведённым в Приложении 1 [138].

Механизмы возникновения отказов в настоящее время принято классифицировать по следующим группам:

- мгновенные повреждения;
- накапливающиеся дефекты;
- механизмы релаксаций;
- действие нескольких причин.

Каждый из этих механизмов возникновения отказов имеет собственную область действия и характеризует специфический период жизненного цикла паровой турбины. Так, мгновенные повреждения возникают прежде всего в

условиях значительного превышения фактической нагрузки над расчетной, и, как правило, не зависят от состояния самого объекта.

Важным механизмом возникновения отказов остаётся старение. Какой совершенной не была бы конструкция, сколь упорядоченной не была бы технология эксплуатации с ходом времени материалы, из которых сделаны элементы паровой турбины и их соединения, претерпевают необратимые изменения. Они порождаются коррозией, износом, структурными изменениями, накоплением деформаций и усталости.

В механических устройствах встречаются отказы в виде заклинивания движущих частей в направляющих. Решающую роль здесь играет накопление износов и люфтов в сопряжениях кинематических пар, что приводит к заклиниванию. Отказ проявляется в скачкообразном изменении состояния объекта, но этому предшествует процесс накопления дефектов. Такую схему возникновения отказа называют релаксацией. Существенным для процесса повреждения с релаксацией является то, что параметры системы, влияющие на возникновение отказа, изменяются случайно.

В реальной практике часто невозможно разделить отказы, произошедшие в результате «пиковых» нагрузок, и отказы, произошедшие в результате износа. Тогда и возникает необходимость моделирования совместного действия механизмов. Наблюдая совместные действия, чаще всего обнаруживаются относительно малые по величине значения времени безотказной работы. Поэтому, даже если среди отказов можно выделить те, которые возникли из-за износа, то создаётся ложное впечатление, что износ протекает с большей скоростью, а время безотказной работы при его изолированном действии мало.

Каждому конкретному виду оборудования (детали, узлу, конструкции и т.п.) присущи собственные отличительные признаки (причины и механизмы) отказов. Для них характерны собственные показатели интенсивности отказов, время безотказной наработки и другие показатели. Поэтому представляется необоснованным оценивать показатели надёжности для паровой турбины в целом.

Тем более нельзя сравнивать эти показатели для разных паровых турбин, как и турбин, имеющих разную наработку.

С другой стороны, противоречивость в оценках отказов проявляется в том, что продолжительность межремонтного пробега паровой турбины определяется как раз для турбины в целом.

Анализ показывает, что подавляющее большинство поломок и повреждений проходят следующие этапы: зарождение; развитие; долом.

Причины возникновения и переход из одного этапа в другой для каждого узла, детали индивидуальны [138].

Упомянутая ранее инструкция [124] предусматривает учёт и анализ отказов паровой турбины по следующим узлам:

- проточная часть;
- системы парораспределения;
- система регулирования;
- подшипники;
- маслосистемы;
- трубопроводы и арматура;
- прочие элементы.

Вспомогательное оборудование турбин содержит следующие учитываемые узлы:

- конденсатор;
- питательные насосы;
- подогреватели высокого давления;
- сальниковые подогреватели;
- сетевые подогреватели;
- эжекторы;
- деаэраторы;
- конденсатные насосы;
- циркуляционные насосы;

- система циркуляционного водоснабжения;
- арматура;
- трубопроводы;
- прочее оборудование.

По сути, здесь узлами, в которых наиболее вероятно образование дефекта, названы элементы тепловой схемы паровой турбины, а поэтому в рассматриваемом аспекте главное – механизмы образования дефектов в этих элементах не могут быть индивидуализированы.

Поэтому необходима другая классификация системы узлов [138], а именно

Турбина:

- наружные и внутренние поверхности корпусов цилиндров (ВД и СД);
- сопловые аппараты;
- диафрагмы и обоймы диафрагм;
- обоймы уплотнений и корпуса концевых уплотнений;
- концевые и диафрагменные уплотнения;
- устройства обогрева фланцев и шпилек корпусов;
- шпоночные соединения корпусов цилиндров и дистанционные болты;
- ресиверные трубы;
- крепёжные детали.

Ротор:

- рабочие лопатки;
- бандажи дисков;
- втулки концевых уплотнений, разгрузочного поршня, упорных дисков шеек вала;
- осевой канал ротора;
- проволочные бандажи лопаток.

Подшипники:

- опорные подшипники;
- упорные подшипники;
- корпуса опор;



- масляные уплотнения, шпоночные соединения и дистанционные болты;
- рабочие и установочные колодки упорного подшипника;
- вкладыши упорных подшипников;
- уплотнительные гребни масляных уплотнений;
- плоскость горизонтального разъёма корпусов.

Соединительные муфты:

- полумуфты;
- крепёж;
- состояние торцов полумуфт;
- излом осей роторов.

Валоповоротное устройство.

Система регулирования:

- центробежный регулятор и его привод;
- импульсный насос, насос регулирования, главный маслонасос;
- золотники регулятора скорости;
- промежуточный и суммирующий золотники;
- ускорители и ускорители и электрогидропреобразователь;
- регулятор давления пара противодействия и отборов;
- автомат безопасности;
- золотники и золотниковые устройства защиты и устройства для раскачивания и опробывания;
- сервомоторы клапанов и регулирующих диафрагм;
- гидравлическая система;
- баки, фильтры, охладители рабочей жидкости;
- узлы парораспределения, стопорный, регулировочный, отсечной и защитные клапаны и блоки клапанов, заслонки и регулировочная диафрагма.

Маслосистема:

- маслонасосы и арматура;
- маслобаки;
- маслопроводы;

– маслоохладители.

Конденсаторы.

Эжекторы.

Тепловая изоляция.

Установление взаимосвязи элементов конструкции, видов и механизмов позволяет представить картину образования дефектов паровой турбины в виде следующей схемы, представленной в таблице 2.1 [138].

Таблица 2.1 – Виды и механизмы повреждений в элементах паровой турбины

Узел	Вид повреждения	Механизм повреждения	Повреждаемая деталь
Литые корпуса цилиндров высокого и среднего давления	термоцикловая усталость и ползучесть	Изменение микроструктуры сплавов, распад бейлитной структуры на феррит и карбиды	Корпус ЦВД и стопорный клапан
	снижение трещиностойкости	- литейные дефекты, - усадочная рыхлость, - горячие трещины, - конструктивные швы, - неравномерность распределения свойств по объему	- паровые патрубки, - околотовные зоны, - радиусные переходы, - кольцевые зоны сопловых коробок, - углы расточек под диафрагмы, - фланцевые разъемы, - улитка паровпуска, - дренажные отверстия, - патрубки конусных уплотнений, - нижняя половина стопорного клапана
Ротор	ползучесть в маневренных режимах	-	- зона осевого канала, - ободья дисков высокотемпературных ступеней, - гантели дисков высокотемпературных ступеней
	малоцикловая усталость	-	- зона осевого канала, - температурные канавки, - радиусные переходы концентраторов напряжений, - ободья дисков высокотемпературных ступеней, - гантели дисков

Узел	Вид повреждения	Механизм повреждения	Повреждаемая деталь
			высокотемпературных ступеней
	повышение температурных напряжений в переходных режимах	-	- тепловые канавки, - радиусные переходы концентраторов напряжений
	многоцикловая усталость	-	- ободья дисков высокотемпературных ступеней
	структурные и фазовые превращения - деградация	- зарождение и рост клиновидных трещин, - вязкое разрушение	Металл высокотемпературных зон
Рабочие лопатки	обрыв	- повышенная влажность пара - прогиб и остаточная деформация диафрагм	ЦНД
	эрозионный износ	-	-
	хрупкое разрушение	- усталость под воздействием плохих частотных характеристик, - несоответствие фактического профиля проектному	-
Подшипники	вибрация	расцентровка, разбалансировка роторов	-
	защемление ступней	неудовлетворительная заливка вкладышей	-
	повышение температуры	снижение давления масла	-
Система регулирования	обрыв штока	усталостные трещины на штоках и резьбе шпилек	регулирующий клапан
		крепление сервомотора	сервомотор
		на сварных швах труб маслопроводов системы регулирования	маслопроводы
Паропроводы	снижение жаропрочности	исчерпание ресурса труб, гибов, тройников	паропроводы
Питательный трубопровод	эрозионные утончения	-	стенки труб питательного трубопровода за регулирующим клапаном
Опоры и подвески паропроводов	трещины	-	сварные швы

Механизмы возникновения и развития дефектов металлов турбин классифицируются по схеме, указанной в таблице 2.2 [138].

Таблица 2.2 – Классификация механизмов возникновения и развития дефектов металлов турбин

<b>Механизм дефектообразования</b>	<b>Причины</b>	<b>Элементы, детали</b>
Ползучесть и структурные превращения	Высокие параметры пара	Корпуса цилиндров и клапанов
Высокое напряжение ползучести	Внутреннее давление	-
Трещины	- исходные металлургические дефекты - технические удары - сколы	-
Термическое напряжение, превосходящее предел текучести стали	Малоцикловая усталость	Роторы
Растягивающее напряжение в осевом канале, гантелях и ободьях дисков	Высокая скорость балансировки	Роторы
Термические напряжения, возникающие от неравномерности прогрева толстостенной детали	Трещинообразование и развитие	Корпуса
Коррозионное растрескивание под напряжением, коррозионная усталость рабочих и направляющих лопаток	Коррозионное воздействие среды (пара)	Лопатки
Малоцикловая усталость	-	Переменные нагрузки машины
Температурные напряжения сжатия на внутренних поверхностях превышающие предел текучести, пластическая деформация при релаксациях	-	Стопорные клапаны при пуске и останове

## 2.2 Анализ распределения отказов турбин

Среди причин вывода из работы энергетического оборудования одно из первых мест занимает износ. По данным материалов ОРГРЭС [4-33] к 2010 году около 50% мощностей всех электростанций выработали проектный ресурс. Значительная часть паровых турбин электростанций работает за пределами своего паркового ресурса. При современных объёмах капитального строительства только эффективная ремонтная деятельность позволяет сохранять оборудование в работе ещё какое-то время.

Сбор и изучение информации об отказах и износе оборудования электростанций обеспечивает возможность разработки и реализации упреждающих мер ремонтно-эксплуатационного обслуживания и решений о продлении срока эксплуатации паровых турбин. Вместе с тем и благоприятная ситуация для анализа.

Анализ отказов оборудования электростанций в прошлые годы по стране в целом и по отдельным энергосистемам проводился на основе представляемой информации – актов расследования аварий и инцидентов, карт отказов, отчетов об аварийности оборудования и др. Силами ОРГРЭС (Союзтехэнерго) составлялся подробный анализ повреждений основных видов оборудования электростанций, что позволяло корректировать объёмы планово-предупредительных ремонтных работ. В настоящее время сбор этих материалов не ведётся. Вместе с тем на электростанциях накоплены значительные объёмы информации о дефектах оборудования. Эта информация рассредоточена в документах оперативного и ремонтного управлений: формуляр изделия; дефектные ведомости; сметы и заказная документация на материалы и запасные части; акты (ведомости) сдачи оборудования в ремонт и приёмки из ремонта; оперативные журналы дежурного персонала; отчетные документы о проведённых ремонтах.

В настоящей работе представлены материалы анализа отказов и выявленных дефектов оборудования паровых турбин по ремонтным документам Томской ТЭЦ-3, Томской ГРЭС-2, Приморской ГРЭС, Хабаровской ТЭЦ-1, Хабаровской ТЭЦ-3, Омской ТЭЦ-3, Омской ТЭЦ-4, Омской ТЭЦ-5..

В таблице 2.3 приведены сведения о составе паровых турбин, использованных для анализа отказов турбин по основным технологическим узлам и по источникам составленные на основе материалов, опубликованных ОРГРЭС [4-33].

На рисунках 2.1-2.2 представлены средние значения данных о распределении отказов турбин по ремонтным узлам (элементам).

Таблица 2.3 – Типы и количество рассматриваемых турбоустановок [4-33]

№	Тип турбоустановки	Количество
1.	T-175-130 ТМЗ	15
2.	T-185-130 ТМЗ	8
3.	T-100-130 ТМЗ	190
4.	P-100-130 ТМЗ	41
5.	P-30(100-130) ХТЗ	22
6.	P-50-130 ЛМЗ	6
7.	P-40-130 ТМЗ	102
8.	ПТ-140-130 ТМЗ	11
9.	ПТ-60-130 ЛМЗ	28
10.	ПТ-50-130 ТМЗ	7
11.	ПР-50(60)-130 ЛМЗ	52
12.	К-100-90 (Т-100-90) ЛМЗ	161
13.	T-80-85 ЛМЗ	14
14.	T-85-90 ХТЗ	12
15.	К-25-90 БМЗ	95
16.	ПТ-60-90 ЛМЗ	97
17.	ПТ-25-90 (ПТ-30-90) ЛМЗ	9
18.	ПТ-25-90 КТЗ	13
19.	ПТ-12-90 КТЗ	35
20.	П-35-90 ЛМЗ	9
21.	ПР-25-90 КТЗ	62
22.	ПР-12-90 ЛМЗ	17
23.	ПР-28-90 ЛМЗ	107
24.	P-25-90 ЛМЗ	100
25.	P-25-90 ХТЗ	19
26.	P-20-90 БМЗ	28
27.	P-20-90 ХТЗ	28
28.	P-85-88 ЛМЗ	12
29.	P-70-90 ЛМЗ	42
30.	P-15-90 ЛМЗ	17
31.	P-100-130 ТМЗ	9

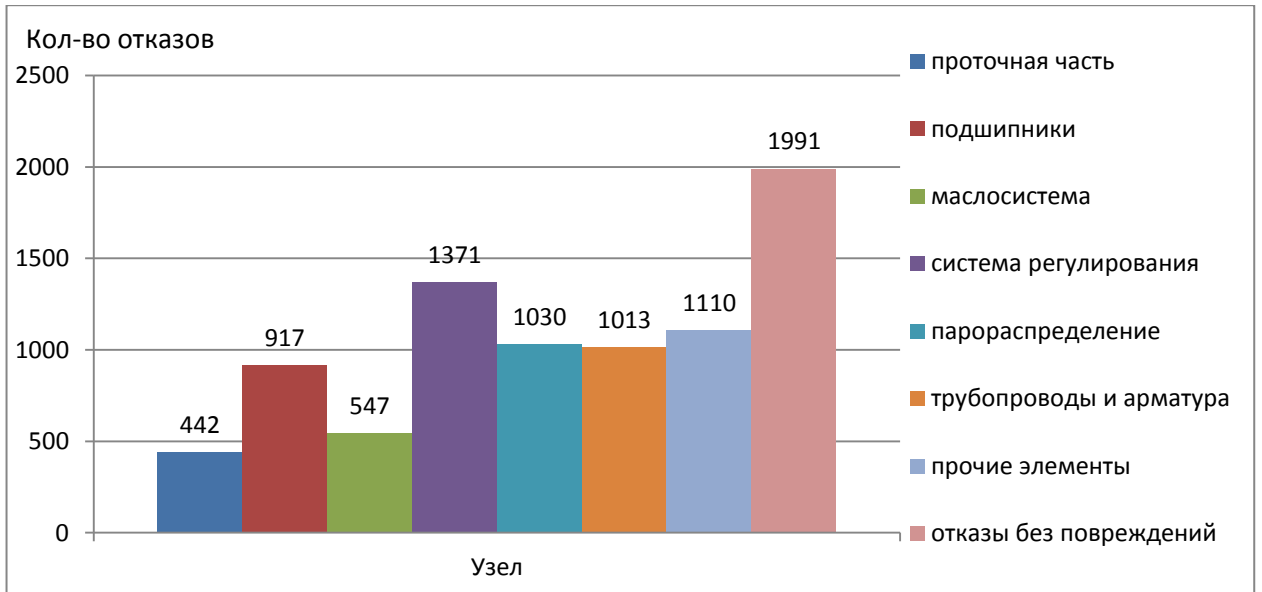


Рисунок 2.1 – Распределение отказов турбин по основным технологическим узлам [4-33]

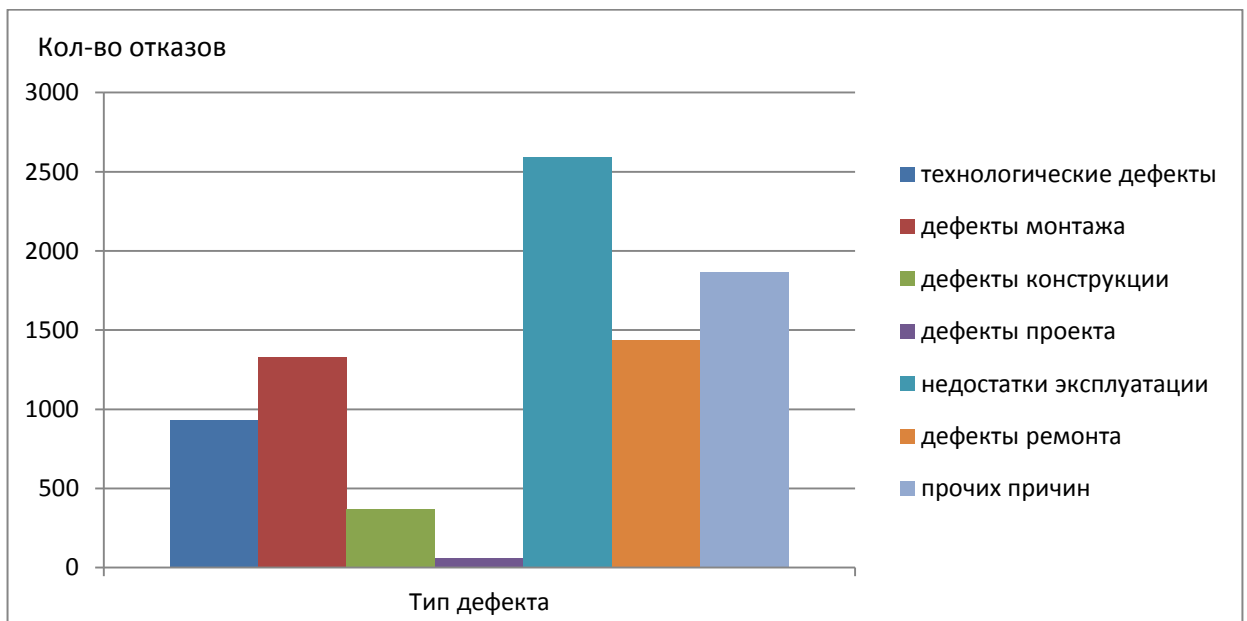


Рисунок 2.2 – Распределение отказов турбин по источникам [4-33]

### 2.3 Показатели продолжительности образования дефектов

Теплоэлектроцентрали, обеспечивающие услуги централизованного теплоснабжения для более 100 миллионов человек в стране, находятся сегодня в достаточно сложном положении в связи с одновременной выдачей электроэнергии на оптовый рынок и выдачей тепла – на розничный, что приводит к необходимости обеспечивать высокую надежность отпуска электроэнергии и

тепла. Поэтому задача расчетного и экономического обоснования надежности ТЭЦ становится всё более важной, тем более что при проектировании ТЭЦ научно обоснованные методы оценки уровня надежности ещё не нашли должной реализации. Полученные экспертным путем оценки, отражающие сложившуюся многолетнюю практику, используются в правилах проектирования. Это так называемые «правила надёжности» - один из способов учета нормативных требований. Такой подход заключается в нормировании количества, например, питательных насосов в зависимости от мощности паровой турбины, наличия поперечных связей по питательной воде и др. факторов.

Расчет показателей надежности ТЭЦ представляется чрезвычайно важным, но он осложняется трудностями, вызванными целым рядом причин [115]:

- многообразие конфигурации технологической схемы и наличие в ней большого числа элементов;
- наличие в технологической схеме элементов, зависящих друг от друга, с точки зрения функционирования;
- зависимость надежности ТЭЦ от режима её работы;
- отсутствие информации об отказах отдельных элементов, узлов и недостаточная её достоверность.

Сложившаяся практика такова, что первичная информация об отказах оборудования регистрируется в актах расследования и отчетах о технологических нарушениях. В то же время дефекты оборудования, даже обнаруженные при технических осмотрах, регистрируются только в оперативных журналах и дефектных ведомостях. Вся система ремонтно-эксплуатационного обслуживания направлена на поддержание оборудования в работоспособном состоянии. Поэтому зачастую выявленные дефекты ликвидируются в ходе плановых ремонтных мероприятий еще до того, как они развились в отказы. Таким образом, дефекты в планово-восстанавливаемых узлах, деталях просто не попадают в отчетную статистику по отказам, не вовлечены в статистический учет и не формируют основу для расчета показателей надежности.



Типовая номенклатура работ при стандартных видах ремонта как раз и предусматривает полное устранение тех дефектов, которые возникли к моменту проведения этого ремонта. Для большинства энергетических установок, находящихся в эксплуатации, этот типовой перечень известен. Это дает возможность оценивать надежность установки, используя в качестве основы понятие «дефект» [138].

По ГОСТ 15467-79 [132] дефектом называют отдельное несоответствие изделия установленным требованиям. В нашем случае рассматривается несоответствие, которое при дальнейшей эксплуатации в течение некоторого времени может привести к отказу. Сейчас важно только одно свойство дефекта – устройство может работать с дефектом, но через определенное время может отказать. Классификация качества дефектов приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Классификация качества дефекта [121]

Уровень качества дефекта	Наименование уровня	Характеристика, Описание
1	Эксплуатационный	Устройство может нормально эксплуатироваться.
2	Критический	Устройство следует остановить в порядке планового обслуживания для ликвидации опасного развития дефекта
3	Аварийный	Дальнейшая эксплуатация невозможна. Установка должна быть немедленно остановлена для аварийного ремонта.

Каждый из уровней дефектов может быть однозначно определен параметрами технического состояния установки. Это размеры трещин, состояние металла, температура, вибрационные характеристики и т.д.

Инструкции по эксплуатации содержат отчетливые признаки для классификации качественных уровней дефектов. Более того, сама технология ремонтно-эксплуатационного обслуживания турбоустановок с назначенным межремонтным ресурсом выстроена исходя из предположения нарастания дефектов за межремонтный период до критического уровня. Признаки

соответствующих уровней дефектов точно сформулированы в Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей [121]. Так, аварийный уровень по ПТЭ, при котором турбоустановка должна быть немедленно отключена, характеризуется следующим:

- а) повышение частоты вращения ротора сверх уставки срабатывания автомата безопасности;
- б) недопустимый осевой сдвиг ротора и др. (п.4.4.29 [121]).

Критический уровень дефектов турбоустановки установлен в п. 4.4.30 [125]:

*«Турбина должна быть разгружена и остановлена в период, определяемый техническим руководителем электростанции (с уведомлением диспетчера энергосистемы), в следующих случаях:*

- а) заедание стопорных клапанов свежего пара или пара после промперегрева;*
  - б) заедание регулирующих клапанов или обрыва их штоков; заедание поворотных диафрагм или обратных клапанов отборов;*
  - в) неисправностей в системе регулирования*
  - г) нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования схемы и коммуникаций установки, если устранение причин нарушения невозможно без останова турбины;*
  - д) увеличения вибрации опор выше  $7,1 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$ ;*
- и т.д.» [125].*

Дефекты заведомо присутствуют в элементах установки. Их уровень может быть сколь угодно малым. Поэтому их могут не обнаруживать действующими средствами технической диагностики или периодическими технологическими осмотрами. Развитие дефекта можно представить в виде модели, показанной на рисунке 2.3.

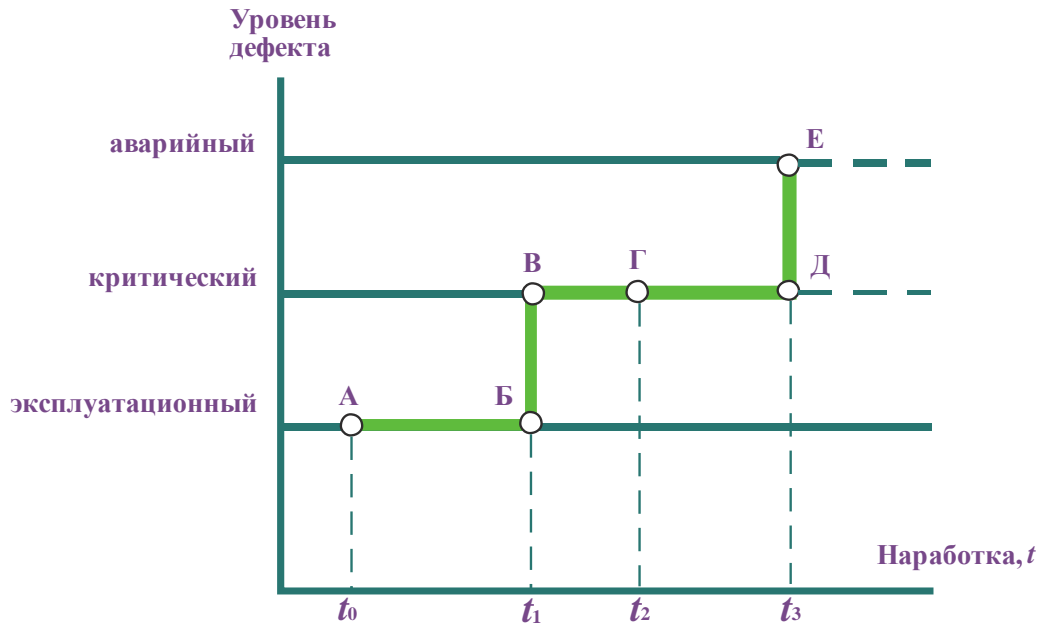


Рисунок 2.3 – Нарботка установки и уровень её дефектов

$t_0$  – начало работы после первого пуска или после ремонта,  $t_1$  – момент перехода дефекта с эксплуатационного уровня на критический,  $t_2$  – момент начала планового ремонта для ликвидации дефекта и возвращения на эксплуатационный уровень,  $t_3$  – момент перехода дефекта с критического уровня на аварийный

На оси ординат отмечены уровни дефектов. По горизонтали – наработка. Нормальная работа установки осуществляется по линии АБ с эксплуатационным (допускаемым) уровнем дефектов. В момент  $t_1$  дефект достигает критического уровня. Работа продолжается уже в точке В. В этот момент должно быть принято решение о ремонте с целью ликвидации дефекта. Если ремонт произведен и дефект ликвидирован, то в момент  $t_2$  (в точке Г) установка возвращается на эксплуатационный уровень. Если ремонт не произведен, а эксплуатация продолжается до момента  $t_3$  (точка Д), то дефект может развиваться до аварийного уровня и ремонт будет произведен уже по аварийной заявке (точка Е) [138].

Система планово-предупредительного ремонтно-эксплуатационного обслуживания электростанций построена и действует так, чтобы за период межремонтного пробега нарастание дефектов в отдельных узлах установки не

достигло аварийного уровня. Длительность такого межремонтного пробега или продолжительность дефектообразования равна:

$$t_{\text{мр}} = t_3 - t_1, \text{ (час).}$$

Назначенный ресурс, как продолжительность безаварийной эксплуатации, [121] можно оценить:

$$t_p = t_3 - t_0, \text{ (час).}$$

Турбинная установка представляет собой совокупность многочисленных узлов, элементов, в каждом из которых возникают и нарастают дефекты. Это происходит по разным причинам, а скорость роста зависит от действия разных факторов, например: изменения нагрузки и др. Эффективность системы планово-предупредительных ремонтов можно было бы значительно повысить, если бы проведение очередного ремонта приурочить к моменту, когда в большинстве элементов дефекты подросли до предельного критического уровня [128].

Назначенный межремонтный ресурс в соответствии с [121], принимаемый равным базовому значению суммарной наработки за производственный цикл, интегрально учитывает изменения всех дефектов установки и позволяет устанавливать момент следующего капитального ремонта при исчерпании межремонтного ресурса, а не по календарной продолжительности эксплуатации как это делалось ранее. Такой подход, безусловно, является более прогрессивным и оправдан эффективностью использования ремонтных ресурсов.

Вместе с тем на возникновение и нарастание дефектов, как уже отмечалось, влияет не только наработка, но и многие другие факторы – качество ремонта, количество пусков и остановов, уровень нагрузки и глубина ее регулирования, объемы отборов и их изменения. Поэтому наработка является необходимым, но недостаточным критерием для определения величины назначенного ресурса.

Воздействие разных факторов на дефекты многих узлов (элементов) установки вынуждает говорить о случайном характере возникновения и нарастания дефектов в каждом отдельном узле. Это значит, что назначенный ресурс для установки в целом может быть определен лишь с некоторой вероятностью. Более того любому предполагаемому сроку безаварийной

эксплуатации можно поставить в соответствие некоторую вероятность. При этом, чем больше срок, тем меньше вероятность безаварийного его достижения. Если теперь для всех узлов с учетом всех факторов вычислить такие сроки с заранее установленным уровнем вероятности, то полученная совокупность позволит найти наиболее ранний или наиболее вероятный, или средний или любой иной (в соответствии с принятыми критериями) срок межремонтного пробега. Для этого необходимо знать законы распределения вероятностей появления и роста дефектов по всем узлам установки.

Задача здесь ставится так, что нужно найти такую наибольшую продолжительность ( $t_3 - t_0$ ) (рисунок 2.3) безаварийного пробега, вероятность которой оказывается не ниже некоторого заранее заданного уровня. Назовем эту продолжительность – **вероятный назначенный ресурс** [136, 138].

Каждый дефект энергоустановки возникает и нарастает по-своему. Дефекты в металле ротора и корпусах цилиндров имеют разные причины и разные механизмы развития. Поэтому их изучение представляет самостоятельный интерес, но можно предположить, что существует определенная общая закономерность продолжительности образования дефектов до критического уровня в разных узлах установки за период примерно одинаковой наработки. Об этом говорит периодичность плановых ремонтов, рекомендуемых гарантийными обязательствами изготовителей.

Достоверные характеристики дефектов оборудования электростанции можно получить путем анализа предремонтных ведомостей дефектов, заявочных документов на оборудование и материалов для очередного ремонта, рекомендаций заводов-изготовителей турбин и ремонтных формуляров за всю предысторию ремонта каждого агрегата на каждой электростанции. Контрольным ориентиром может служить расчетная величина назначенного ресурса, определенного в соответствии с РД 34.20.601-96 [133].

Базовым понятием надежности в предлагаемом подходе становится **вероятный назначенный ресурс (ВНР)** и **плотность вероятности нарастания дефекта до критического уровня (ПВНД)**. По этим характеристикам можно

вычислить показатели надежности, характеризующие изделия, подлежащие ремонту.

**Наработка на отказ**  $T_H$  – это среднее время наработки, продолжительность работы между отказами. Применительно к рисунку 2.3 наработка на отказ равна:

$$T_H = t_3 - t_0 .$$

С другой стороны, известно  $(t_2 - t_0) = \text{ВНР}$ , тогда разность  $\Delta t_H = t_3 - t_2$  представляет собой неизвестную, но достаточно малую величину. Действительно, наиболее целесообразно плановые ремонты проводить тогда, когда размер дефекта вплотную приблизился к аварийному уровню. Поэтому на первых порах  $\Delta t_H$  можно считать пренебрежительно малым. Тогда

$$T_H \approx \text{ВНР} = t_2 - t_0 .$$

**Частота отказов** становится производной характеристикой объекта:

$$\omega = 8760 / T_H .$$

**Коэффициент готовности** – это вероятность того, что устройство будет работоспособно в произвольно заданный момент времени в промежутках между плановыми ремонтами. В силу принятых допущений за межремонтный период отказов не возникает, поэтому:

$$k_T = \frac{T_H}{T_H + T_B} ,$$

где  $T_B$  – продолжительность восстановления после отказа.

**Коэффициент вынужденного простоя** в этом случае:

$$k_B = \frac{T_B}{\frac{8760}{\omega} + T_B} = \frac{T_B \omega}{8760 + \omega T_B} \approx \frac{T_B \omega}{8760} .$$

**Вероятность безотказной работы** – это вероятность того, что в заданном интервале времени не произойдет отказа. Если принять, как это делается для большинства технических систем, что вероятность отказов распределена по закону Пуассона, то вероятность  $m$  отказов за период времени  $t$  при частоте отказов  $\omega$  равна:

$$P_m = \frac{(\omega t)^m}{m!} e^{-\omega t} ,$$

где  $P_m$  - вероятность  $m$  отказов.

Для периода, равного 1 году:

$$P_m = \frac{\omega^m}{m!} e^{-\omega} .$$

Отсюда вероятность безотказной работы:

$$Q_{m=0} = 1 - e^{-\omega t} .$$

Назначенный межремонтный ресурс (НМР) между капитальными ремонтами принимается в соответствии с [122] равным базовому значению суммарной наработки за ремонтный цикл:

$$\text{НМР}_к = \text{Н}_{кб} = \sum_{i=1}^n t_i ,$$

где  $\text{Н}_{кб}$  - базовое значение суммарной наработки за производственный цикл в период, принятый за базовый,  $i$  – номер года производственного цикла,  $t_i$  - наработка за  $i$ -тый год.

Назначенный ресурс между капитальным и средним ремонтом  $\text{НМР}_с$  принимается в соответствии с РД 34.20.601-96 равным половине базового значения суммарной наработки за базовый производственный цикл:

$$\text{НМР}_с = 0,5 \text{НМР}_к .$$

## 2.4 Выводы

Анализ повреждаемости узлов паровой турбины позволяет произвести оценку располагаемого срока эксплуатации и наработки на отказ, используя в качестве базы статистические сведения об отказах турбин данного типа, эксплуатируемых в сходных условиях, так и сведения, содержащиеся в документах ремонтной предыстории (формуляр, дефектная ведомость и др.) самой установки. В условиях работы после исчерпания паркового ресурса ремонтные оценки представляются более предпочтительными.

1. Алгоритм оценки образования дефектов в технологических узлах паровой турбины основан на данных ремонтной предыстории, а оценка показателей надёжности с помощью такой модели позволила сформировать нормативные основы расчета располагаемого индивидуального срока безаварийного пробега турбины.
2. Расчет показателей надежности отпуска электрической и тепловой энергии ТЭЦ представляет значительные трудности, вызванные, прежде всего, недостаточностью информации об отказах отдельных видов оборудования, узлов и деталей. Использование в качестве основы для расчета надежности данных о продолжительности образования дефектов позволит преодолеть эту проблему, поскольку информация о дефектах накоплена в ремонтных формулярах электростанций.
3. Базовыми понятиями надежности предлагается принять вероятный назначенный ресурс и плотность вероятности нарастания дефекта до критического уровня. Это обеспечивает возможность вычислить все расчетные показатели надежности: коэффициент готовности, частоту отказов, вероятность безотказной работы и др.
4. Основой методики получения базовых сведений об образовании дефектов в узлах, деталях, элементах паровой турбины предлагается принять совокупность ремонтной документации (дефектные ведомости, заявочные листы, результаты испытаний и др.), накапливаемые индивидуально по каждой турбине на электростанциях за весь период её эксплуатации.



### **3 Ремонтная документация, как источник сведений о дефектах оборудования**

В настоящее время используется общепринятый способ анализа надёжности на основе отказов по актам расследования аварий. Такой прием широко применяется, однако он является источником не полной информации. Вместе с тем ремонтная документация за прошлые годы хранится на тепловых электростанциях без использования. Но именно здесь представлены все обнаруженные дефекты оборудования. Именно эта информация может быть полезна, если её своевременно классифицировать и обобщить.

#### **3.1 Методика сбора и анализа информации по эксплуатации и ремонтам**

В данной работе использованы материалы ремонтно-технической документации, представленной некоторыми тепловыми электростанциями Сибири и Дальнего Востока. Материалы содержат в себе [138]:

- акты дефектации оборудования;
- ведомости основных параметров технического состояния;
- акт сдачи паровой турбины в ремонт;
- акты поузловой приёмки из ремонта;
- акты приёмки паровой турбины из ремонта;
- ведомости планируемых объёмов работ;
- ведомости проведённых объёмов работ;
- ведомость эксплуатационных показателей до и после капитального (среднего) ремонта;
- технические акты о выполнении динамических балансировок;
- технические акты выполненных работ;
- оперативные журналы об использовании оборудования;
- акты расследования повреждений;
- отчеты об исследованиях металла;
- формуляры повреждённых изделий;
- акты осмотра изделий;

– заключения отдела главного сварщика по визуальному и измерительному контролю;

– сертификаты на новые изделия;

– переписка с заводами-изготовителями.

– технические акты на закрытие ЦВД, ЦСД, ЦНД.

– акты проверки качества капитального (среднего) ремонта;

– акты готовности предприятий к капитальному (среднему) ремонту;

– перечень дополнительных работ по устранению дефектов, выявленных после капитального (среднего) ремонта;

– годовой план ремонтов;

– сетевые графики ремонтов;

– протокол принятия из капитального (среднего) ремонта узлов, механизмов и систем паровой турбины;

– протокол проверки гидравлической плотности;

– справки о затратах на капитальный (средний) ремонт;

– локальные сметы ремонтов;

– протоколы технических совещаний;

– акты идентификации;

– технические предложения;

– технические акты вскрытия корпусов;

– технические задания на разработку конструкторской документации для ремонта и модернизации;

– Приказ ОАО «РАО ЕЭС России» от 22.07.2003 № 371 «Об аварии с полным разрушением турбоагрегата К-300 на Каширской ГРЭС-4» ОАО «Мосэнерго».

Приложение 1. О причинах разрушения турбоагрегата К-300 на Каширской ГРЭС-

4. Приложение 2. Организация вибрационного контроля для предупреждения внезапного разрушения турбоагрегатов из-за появления усталостных трещин в валопроводах.

– Циркуляр Ц-12-98(ТП) РАО ЭиЭ «ЕЭС России» «О предупреждении повреждений роторов высокого, среднего и низкого давления паровых турбин ТЭС».

В таблице 3.1 содержится данные по турбинам, информация о которых была накоплена в архивах на реально действующих электростанциях.

Таблица 3.1 – Сведения о турбинах

№	Станция	№ турбины	Тип турбины	Завод-изготовитель	Дата пуска	Дата останова
1.	Омская ТЭЦ-3	ТГ1	ВПТ-25-3	УТМЗ	26.11.1954	04.2004
2.		ТГ2	ПТ-25-90/10	УТМЗ	24.03.1955	02.2006
3.		ТГ3	Р-25-90	ХТГЗ	10.01.1956	08.2003
4.		ТГ4	Р-25-90	ХТГЗ	27.10.1956	-
5.		ТГ6	ПТ-25-90	УТМЗ	30.07.1957	-
6.		ТГ7	ПТ-25-90	УТМЗ	25.12.1957	-
7.		ТГ8	ВР-25-2 / Р-25/90/15	ХТГЗ	03.07.1958/1987	-
8.		ТГ9	ВПТ-50-2 / ПТ-60-90-13	ЛМЗ	18.12.1959/2009	-
9.		ТГ10	ПТ-60-130	ЛМЗ	16.12.1961	-
10.		ТГ11	ПТ-65/75-130	ЛМЗ	04.10.1962	-
11.		ТГ12	ПТ-65/75-130	ЛМЗ	02.10.1963	-
12.		ТГ13	Р-50-130	ЛМЗ	29.09.1964	-
13.	Омская ТЭЦ-4	ТГ4	Р-50/130/15	ЛМЗ	30.06.1968	-
14.		ТГ5	Р-50/130/15	ЛМЗ	30.09.1969	-
15.		ТГ6	Т-100-130	УТМЗ	22.11.1971	-
16.		ТГ7	Т-100-130	УТМЗ	01.12.1972	-
17.		ТГ8	Р-100-130	УТМЗ	08.10.1975	-
18.		ТГ9	Р-100-130	УТМЗ	31.12.1978	-
19.	Омская ТЭЦ-5	ТГ1	ПТ-80-130	ЛМЗ	28.09.1980	-
20.		ТГ2	ПТ-80-130	ЛМЗ	21.12.1980	-
21.		ТГ3	Т-175/210-130	ТМЗ	10.12.1982	-
22.		ТГ4	Т-175/210-130	ТМЗ	28.12.1984	-
23.		ТГ5	Т-185/220-130	УТМЗ	01.07.1988	-
24.	Приморская ГРЭС	ТГ1	К-100-90	ЛМЗ	17.01.1974	-
25.		ТГ2	К-100-90	ЛМЗ	20.03.1975	-
26.		ТГ3	К-100-90	ЛМЗ	29.12.1975	-
27.		ТГ4	К-100-90	ЛМЗ	01.01.1977	-
28.		ТГ5	К-210-130	ЛМЗ	18.12.1980	-
29.		ТГ6	К-210-130	ЛМЗ	19.01.1982	-
30.		ТГ7	К-210-130	ЛМЗ	21.01.1983	-

№	Станция	№ турбины	Тип турбины	Завод-изготовитель	Дата пуска	Дата останова
31.		ТГ8	К-210-130	ЛМЗ	01.01.1984	-
32.		ТГ9	К-210-130	ЛМЗ	03.07.1990	-
33.	Томская ГРЭС-2	ТГ2	Т-50/60-8,8	ЛМЗ	01.12.2009	-
34.		ТГ3	Т-43-90-2М	ЛМЗ	20.01.1953	-
35.		ТГ5	Т-43-90-2М	УТМЗ	20.08.1958	-
36.		ТГ6	ПТ-25-90/10	ЛМЗ	01.06.1959	-
37.		ТГ7	ПТ-60-90/13	УТМЗ	10.06.1960	-
38.		ТГ8	Т-118/125/130-8	УТМЗ	30.12.1997	-
39.		Томская ТЭЦ-3	ТГ1	ПТ-140/165-130/15	УТМЗ	01.07.1996
40.	Хабаровская ТЭЦ-1	ТГ1	ПР-25/30-90/10/0,9	ТМЗ	1954	-
41.		ТГ2	ПТ-25-90	ТМЗ	1953	-
42.		ТГ3	ПТ-25-90	ТМЗ	1958	-
43.		ТГ4	Т-25-90	ТМЗ	1958	-
44.		ТГ5	Т-25-90	ТМЗ	1959	-
45.		ТГ6	ПТ-60/90/13	ЛМЗ	1964	-
46.		ТГ7	Т-100-130	ТМЗ	1967	-
47.		ТГ8	Т-100-130	ТМЗ	1969	-
48.		ТГ9	Т-100/120-130	УТМЗ	1972	-
49.	Хабаровская ТЭЦ-3	ТГ1	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	1985	-
50.		ТГ2	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	1986	-
51.		ТГ3	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	1987	-
52.		ТГ4	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	2006	-

Согласно нормативным документам и ремонтной документации обследование, диагностика, дефектация и ремонт турбин осуществляется следующими блоками [138]:

- корпуса цилиндров;
- диафрагмы и обоймы;
- уплотнения;
- упорные подшипники;
- опорные подшипники;
- валоповоротное устройство;
- роторы;
- рабочие лопатки;

- муфты роторов;
- тепловые расширения;
- вибрационное состояние;
- центровка турбины;
- система автоматического регулирования;
- маслосистема.

### 3.2 Классификация узлов и деталей паровой турбины

Для проведения классификации на основании ремонтных документов введены нижеследующие понятия.

**Ремонтный блок** – часть устройства или самостоятельный функциональный узел, выводимый в ремонт и включающий совокупность элементов, имеющую определенное функциональное назначение, представляющий собой законченную конструкцию и имеющий в своем составе функциональные узлы более низкого уровня иерархии.

**Ремонтный узел** – выводимая в ремонт часть машины, механизма, установки и т.п., состоящая из нескольких более простых элементов (деталей).

**Ремонтная единица** – выводимый в ремонт простой элемент (деталь).

В ходе изучения ремонтно-эксплуатационной документации и консультаций со специалистами, проводящими ремонтные работы на станциях, и с учетом вышеизложенного составлена классификация блоков узлов и деталей паровой турбины (таблица 3.2). Количество цилиндров, обойм, диафрагм зависит от типа и мощности турбоагрегата.

Таблица 3.2 – Классификация узлов и деталей паровой турбины на примере турбины К-100-90 по ремонтной документации

Ремонтный блок	Ремонтный узел	Ремонтная единица
Цилиндр высокого давления	Крышка ЦВД	Контрольные шпильки
		Болты призонного каминного уплотнения
		Болты крепежа каминного уплотнения
		Болты призонного переднего каминного уплотнения, М24
		Колодка надбандажного уплотнения
		Сопловая коробка
	Обойма ЦВД № 1	Шпонка обоймы
		Уплотнительный поясок обоймы



Ремонтный блок	Ремонтный узел	Ремонтная единица
	Диафрагма ЦВД № 13	Стопорное кольцо у снования лопаток
		Колпачковые гайки М30 крепления разъема обойм диафрагм
	Диафрагма ЦВД № 14	Уплотнительный поясок диафрагмы
		Шпонка диафрагмы
		Стопорное кольцо у снования лопаток
		Колпачковые гайки М30 крепления разъема обойм диафрагм
	Диафрагма ЦВД № 15	Уплотнительный поясок диафрагмы
		Шпонка диафрагмы
		Стопорное кольцо у снования лопаток
		Колпачковые гайки М30 крепления разъема обойм диафрагм
	Диафрагма ЦВД № 16	Уплотнительный поясок диафрагмы
		Шпонка диафрагмы
		Стопорное кольцо у основания лопаток
		Колпачковые гайки М30 крепления разъема обойм диафрагм
	Диафрагма ЦВД № 17	Уплотнительный поясок диафрагмы
		Шпонка диафрагмы
		Стопорное кольцо у снования лопаток
		Колпачковые гайки М30 крепления разъема обойм диафрагм
	Диафрагма ЦВД № 18	Уплотнительный поясок диафрагмы
		Шпонка диафрагмы
Стопорное кольцо у снования лопаток		
Колпачковые гайки М30 крепления разъема обойм диафрагм		
Диафрагма ЦВД № 19	Уплотнительный поясок диафрагмы	
	Шпонка диафрагмы	
	Стопорное кольцо у снования лопаток	
	Колпачковые гайки М30 крепления разъема обойм диафрагм	
Диафрагма ЦВД № 20	Уплотнительный поясок диафрагмы	
	Шпонка диафрагмы	
	Стопорное кольцо у снования лопаток	
	Колпачковые гайки М30 крепления разъема обойм диафрагм	
Цилиндр среднего давления	Обойма диафрагм ЦСД № 1	-
	Обойма диафрагм ЦСД № 2	-
	Обойма диафрагм ЦСД № 3	-
	Обойма диафрагм ЦСД № 4	-
Цилиндр низкого давления	Диафрагма № 21 ЦНД	-
		Уплотнительные пояски диафрагм
		Лопатки направляющего аппарата
		Надбандажное уплотнение
		Зазоры «С» РНД
		Пружины ПКУ, ЗКУ
		Парорассекатель
	Диафрагма № 22 ЦНД	Крепёж
		Уплотнительные пояски диафрагм
		Лопатки направляющего аппарата
		Надбандажное уплотнение
		Зазоры «С» РНД
		Пружины ПКУ, ЗКУ
		Парорассекатель
	Диафрагма № 23 ЦНД	Крепёж
		Уплотнительные пояски диафрагм
Лопатки направляющего аппарата		
Надбандажное уплотнение		
		Зазоры «С» РНД

Ремонтный блок	Ремонтный узел	Ремонтная единица	
		Пружины ПКУ, ЗКУ	
		Парорассекатель	
		Крепёж	
	Диафрагма № 24 ЦНД		Уплотнительные пояски диафрагм
			Лопатки направляющего аппарата
			Надбандажное уплотнение
			Зазоры «С» РНД
			Пружины ПКУ, ЗКУ
			Парорассекатель
			Крепёж
	Диафрагма № 25 ЦНД		Уплотнительные пояски диафрагм
			Лопатки направляющего аппарата
			Надбандажное уплотнение
			Зазоры «С» РНД
			Пружины ПКУ, ЗКУ
			Парорассекатель
			Крепёж
	Диафрагма № 26 ЦНД		Уплотнительные пояски диафрагм
			Лопатки направляющего аппарата
			Надбандажное уплотнение
			Зазоры «С» РНД
			Пружины ПКУ, ЗКУ
			Парорассекатель
			Крепёж
	Диафрагма № 27 ЦНД		Уплотнительные пояски диафрагм
			Лопатки направляющего аппарата
			Надбандажное уплотнение
			Зазоры «С» РНД
			Пружины ПКУ, ЗКУ
			Парорассекатель
Крепёж			
Диафрагма № 28 ЦНД		Уплотнительные пояски диафрагм	
		Лопатки направляющего аппарата	
		Надбандажное уплотнение	
		Зазоры «С» РНД	
		Пружины ПКУ, ЗКУ	
		Парорассекатель	
		Крепёж	
Диафрагма № 29 ЦНД		Уплотнительные пояски диафрагм	
		Лопатки направляющего аппарата	
		Надбандажное уплотнение	
		Зазоры «С» РНД	
		Пружины ПКУ, ЗКУ	
		Парорассекатель	
		Крепёж	
Диафрагма № 30 ЦНД		Уплотнительные пояски диафрагм	
		Лопатки направляющего аппарата	
		Надбандажное уплотнение	
		Зазоры «С» РНД	
		Пружины ПКУ, ЗКУ	
		Парорассекатель	
		Крепёж	
Ротор высокого давления	Балансировочный груз РС	-	
	1-ый стул	-	
	Маслоуловители	-	
	Ступень № 1	Рабочие лопатки	
		Направляющие лопатки	



Ремонтный блок	Ремонтный узел	Ремонтная единица
		Бандажная проволока
		Упорный гребень
		Уплотняющие усы
		Замковая лопатка
		Зазор «С»
	Ступень № 2	Рабочие лопатки
		Направляющие лопатки
		Диск ступени
		Бандажная проволока
		Упорный гребень
		Уплотняющие усы
		Замковая лопатка
		Зазор «С»
	Ступень № 3	Рабочие лопатки
		Направляющие лопатки
		Диск ступени
		Бандажная проволока
		Упорный гребень
		Уплотняющие усы
		Замковая лопатка
		Зазор «С»
	Ступень № 4	Рабочие лопатки
		Направляющие лопатки
		Диск ступени
		Бандажная проволока
		Упорный гребень
		Уплотняющие усы
		Замковая лопатка
		Зазор «С»
	Ступень № 5	Рабочие лопатки
		Направляющие лопатки
		Диск ступени
Бандажная проволока		
Упорный гребень		
Уплотняющие усы		
Замковая лопатка		
Зазор «С»		
Ступень № 6	Рабочие лопатки	
	Направляющие лопатки	
	Диск ступени	
	Бандажная проволока	
	Упорный гребень	
	Уплотняющие усы	
	Замковая лопатка	
	Зазор «С»	
Ступень № 7	Рабочие лопатки	
	Направляющие лопатки	
	Диск ступени	
	Бандажная проволока	
	Упорный гребень	
	Уплотняющие усы	
	Замковая лопатка	
	Зазор «С»	
Ступень № 8	Рабочие лопатки	
	Направляющие лопатки	
	Диск ступени	
	Бандажная проволока	

Ремонтный блок	Ремонтный узел	Ремонтная единица	
		Упорный гребень	
		Уплотняющие усы	
		Замковая лопатка	
		Зазор «С»	
	Ступень № 9		Рабочие лопатки
			Направляющие лопатки
			Диск ступени
			Бандажная проволока
			Упорный гребень
			Уплотняющие усы
			Замковая лопатка
			Зазор «С»
	Ступень № 10		Рабочие лопатки
			Направляющие лопатки
			Диск ступени
			Бандажная проволока
			Упорный гребень
			Уплотняющие усы
			Замковая лопатка
			Зазор «С»
	Ступень № 11		Рабочие лопатки
			Направляющие лопатки
			Диск ступени
			Бандажная проволока
			Упорный гребень
			Уплотняющие усы
			Замковая лопатка
			Зазор «С»
Ступень № 12		Рабочие лопатки	
		Направляющие лопатки	
		Диск ступени	
		Бандажная проволока	
		Упорный гребень	
		Уплотняющие усы	
		Замковая лопатка	
		Зазор «С»	
Ступень № 13		Рабочие лопатки	
		Направляющие лопатки	
		Диск ступени	
		Бандажная проволока	
		Упорный гребень	
		Уплотняющие усы	
		Замковая лопатка	
		Зазор «С»	
Ступень № 14		Рабочие лопатки	
		Направляющие лопатки	
		Диск ступени	
		Бандажная проволока	
		Упорный гребень	
		Уплотняющие усы	
		Замковая лопатка	
		Зазор «С»	
Ступень № 15		Рабочие лопатки	
		Направляющие лопатки	
		Диск ступени	
		Бандажная проволока	
		Упорный гребень	

Ремонтный блок	Ремонтный узел	Ремонтная единица	
		Уплотняющие усы	
		Замковая лопатка	
		Зазор «С»	
	Ступень № 16		Рабочие лопатки
			Направляющие лопатки
			Диск ступени
			Бандажная проволока
			Упорный гребень
			Уплотняющие усы
			Замковая лопатка
			Зазор «С»
	Ступень № 17		Рабочие лопатки
			Направляющие лопатки
			Диск ступени
			Бандажная проволока
			Упорный гребень
			Уплотняющие усы
			Замковая лопатка
			Зазор «С»
	Ступень № 18		Рабочие лопатки
Направляющие лопатки			
Диск ступени			
Бандажная проволока			
Упорный гребень			
Уплотняющие усы			
Замковая лопатка			
Зазор «С»			
Ступень № 19		Рабочие лопатки	
		Направляющие лопатки	
		Диск ступени	
		Бандажная проволока	
		Упорный гребень	
		Уплотняющие усы	
		Замковая лопатка	
		Зазор «С»	
Ступень № 20		Рабочие лопатки	
		Направляющие лопатки	
		Диск ступени	
		Бандажная проволока	
		Упорный гребень	
		Уплотняющие усы	
		Замковая лопатка	
		Зазор «С»	
Полумуфта РВД		Шплинты	
		Бой РВД	
Ротор низкого давления	Ступень № 21	Рабочие лопатки	
		Стеллитовые пластины	
		Бандажная проволока	
	Ступень № 22		Рабочие лопатки
			Стеллитовые пластины
			Бандажная проволока
	Ступень № 23		Рабочие лопатки
			Стеллитовые пластины
			Бандажная проволока
	Ступень № 24		Рабочие лопатки
			Стеллитовые пластины
			Бандажная проволока

Ремонтный блок	Ремонтный узел	Ремонтная единица
	Ступень № 25	Рабочие лопатки
		Стеллитовые пластины
		Бандажная проволока
	Ступень № 26	Рабочие лопатки
		Стеллитовые пластины
		Бандажная проволока
	Ступень № 27	Рабочие лопатки
		Стеллитовые пластины
		Бандажная проволока
	Ступень № 28	Рабочие лопатки
		Стеллитовые пластины
		Бандажная проволока
	Ступень № 29	Рабочие лопатки
		Стеллитовые пластины
		Бандажная проволока
	Ступень № 30	Рабочие лопатки
		Стеллитовые пластины
		Бандажная проволока
	Полумуфта РНД	Шплинты
		Глушка РНД
		Маслоотбойное кольцо
Пароотбойное кольцо		
Проточная часть	Сопловой аппарат	Направляющие лопатки
	Обоймы № 1-5	Шпонки
Соединительные муфты	Полумуфта РВД - Полумуфта РСД	Усы сегментов промежуточных и концевых уплотнений
		Уплотняющий поясок диафрагм
		Надбандажные уплотнения
		Пружины сегментов промежуточных и концевых уплотнений
		Призонный болт № 1 Ø40
		Призонный болт № 2 Ø40
		Призонный болт № 3 Ø40
		Призонный болт № 4 Ø40
		Призонный болт № 5 Ø40
		Призонный болт № 6 Ø40
		Призонный болт № 7 Ø40
		Призонный болт № 8 Ø40
	Призонный болт № 9 Ø40	
	Призонный болт № 10 Ø40	
	Призонный болт № 11 Ø40	
	Призонный болт № 12 Ø40	
	Полумуфта РСД - Полумуфта РНД	Призонный болт № 1 Ø40
		Призонный болт № 2 Ø40
		Призонный болт № 3 Ø40
		Призонный болт № 4 Ø40
		Призонный болт № 5 Ø40
Призонный болт № 6 Ø40		
Призонный болт № 7 Ø40		
Призонный болт № 8 Ø40		
Призонный болт № 9 Ø40		
Призонный болт № 10 Ø40		
Призонный болт № 11 Ø40		
Призонный болт № 12 Ø40		
Полумуфта РНД - Полумуфта РГ	Призонный болт № 1 Ø58	
	Призонный болт № 2 Ø58	
	Призонный болт № 3 Ø57	
	Призонный болт № 4 Ø57	

Ремонтный блок	Ремонтный узел	Ремонтная единица
		Призонный болт № 5 Ø58
		Призонный болт № 6 Ø57
		Призонный болт № 7 Ø59
		Призонный болт № 8 Ø57
		Призонный болт № 9 Ø56
		Призонный болт № 10 Ø58
		Призонный болт № 11 Ø59
		Призонный болт № 12 Ø58
Подшипники	Подшипник № 1	Корпус подшипника № 1
		Крышка подшипника № 1
		Маслоуловители
	Подшипник № 2	Корпус подшипника № 2
		Крышка подшипника № 2
		Маслоуловители
	Подшипник № 3	Корпус подшипника № 3
		Крышка подшипника № 3
		Маслоуловители
	Подшипник № 4	Корпус подшипника № 4
		Крышка подшипника № 4
		Маслоуловители
	Подшипник № 5	Корпус подшипника № 5
		Крышка подшипника № 5
		Маслоуловители
	Подшипник № 6	Корпус подшипника № 6
		Крышка подшипника № 6
		Маслоуловители
	Подшипник № 7	Корпус подшипника № 7
		Крышка подшипника № 7
		Маслоуловители
	Подшипник № 8	Корпус подшипника № 8
		Крышка подшипника № 8
		Маслоуловители
Система регулирования и парораспределения	Регулирующий клапан высокого давления № 1	Шток регулирующего клапана высокого давления № 1
		Рамки регулирующих клапанов на шпонпазах
		Колонка РК №4
		Втулки на пальцах-осях рычагов регулирующего клапана
		Подшипники рычага регулирующего клапана
		Ролик рычага регулирующего клапана
		Шпильки крепления колонок регулирующего клапана
	Стопорные шайбы пальцев рычагов регулирующего клапана	
	Регулирующий клапан высокого давления № 2	Шток регулирующего клапана высокого давления № 2
	Регулирующий клапан высокого давления № 3	Шток регулирующего клапана высокого давления № 2
Разгрузочный клапан КАЗ высокого давления		
Стопорный клапан	Амортизатор штока стопорного клапана	
Соединительные пальцы в рычагах РК ВД; РК СД		

### 3.3 Информационная модель индивидуального срока службы паровой турбины по материалам ремонтной истории

В процессе изучения и обработки информации была создана информационная модель в виде программного продукта «База данных ремонтной истории турбоустановки», которая обеспечивает сбор, хранение, структурирование данных о ранее проведённых ремонтных работах паровой турбины.

#### 3.3.1 Ввод данных

Для сохранения информации и дальнейшего анализа работы формируются данные по каждому объекту, выводимому в ремонт (рисунок 3.1).

Наименование объекта:	
Инвентарный номер:	
Дата обследования:	
Ремонтный блок:	
Ремонтный узел:	
Описание дефекта:	
Место расположения дефекта:	
Работы по устранению дефекта:	
Ответственный за устранение:	
Материалы и запчасти: наименование	
	размерность
	количество
Отметка о выполнении:	
Председатель комиссии:	
Члены комиссии:	
Примечание:	

Рисунок 3.1 – Формуляр накопления данных по объекту ремонта

Информация, вводимая для каждого турбоагрегата, индивидуальна. При вводе данных нумерация ремонтного блока и узла проставляется автоматически и зависит от того, в какой последовательности в программу занесены данные по турбоагрегату.

Эта база данных может быть легко преобразована в индивидуализированную базу знаний для экспертной системы «Планирование ремонтного обслуживания паровой турбины на длительный период эксплуатации».

### 3.3.2 Пример ввода и вывода данных

На рисунках 3.2 и 3.3 представлен пример программного продукта «База данных для накопления и формирования индивидуального пакета данных турбоустановки»

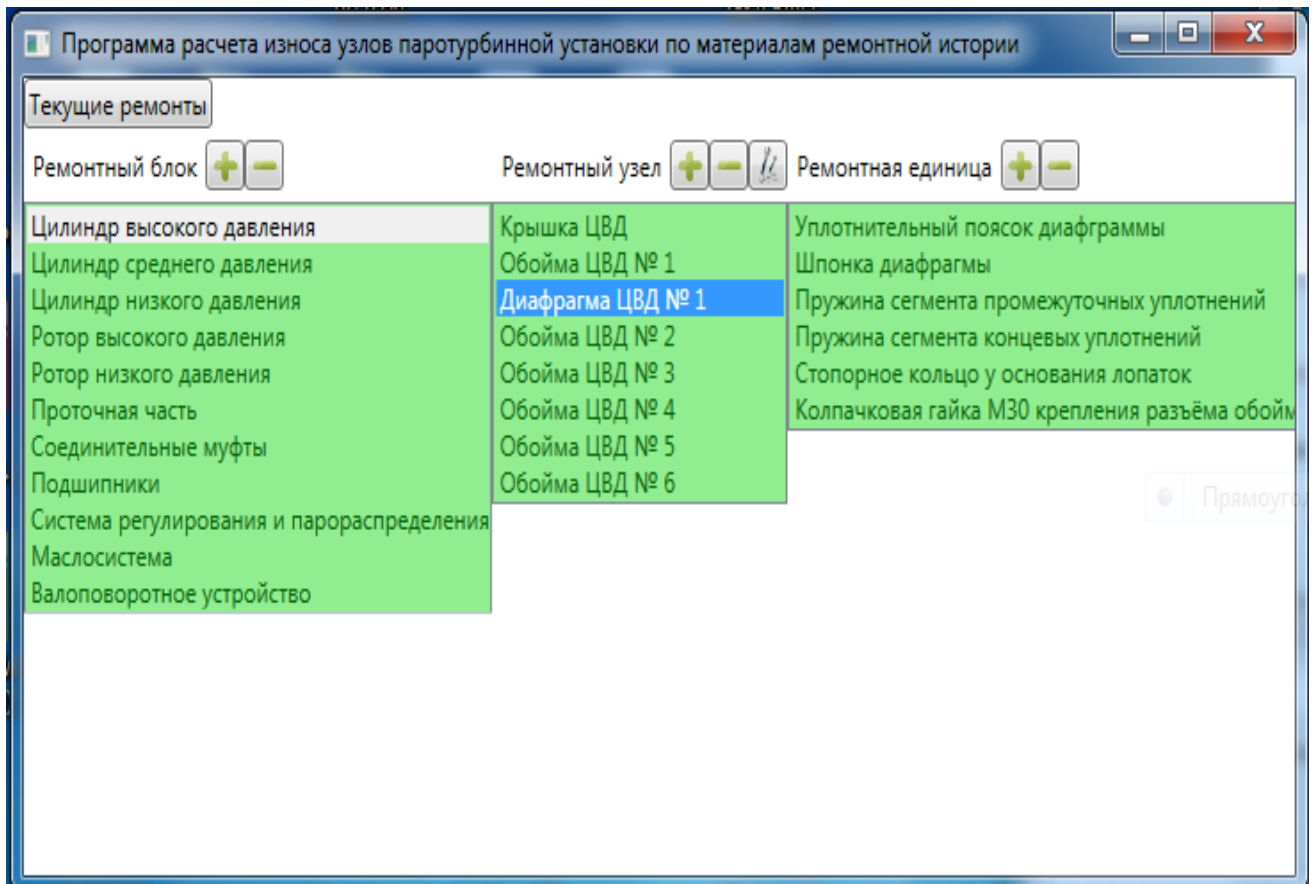


Рисунок 3.2 – Скриншот программы: классификация турбины по ремонтным блокам, узлам, единицам

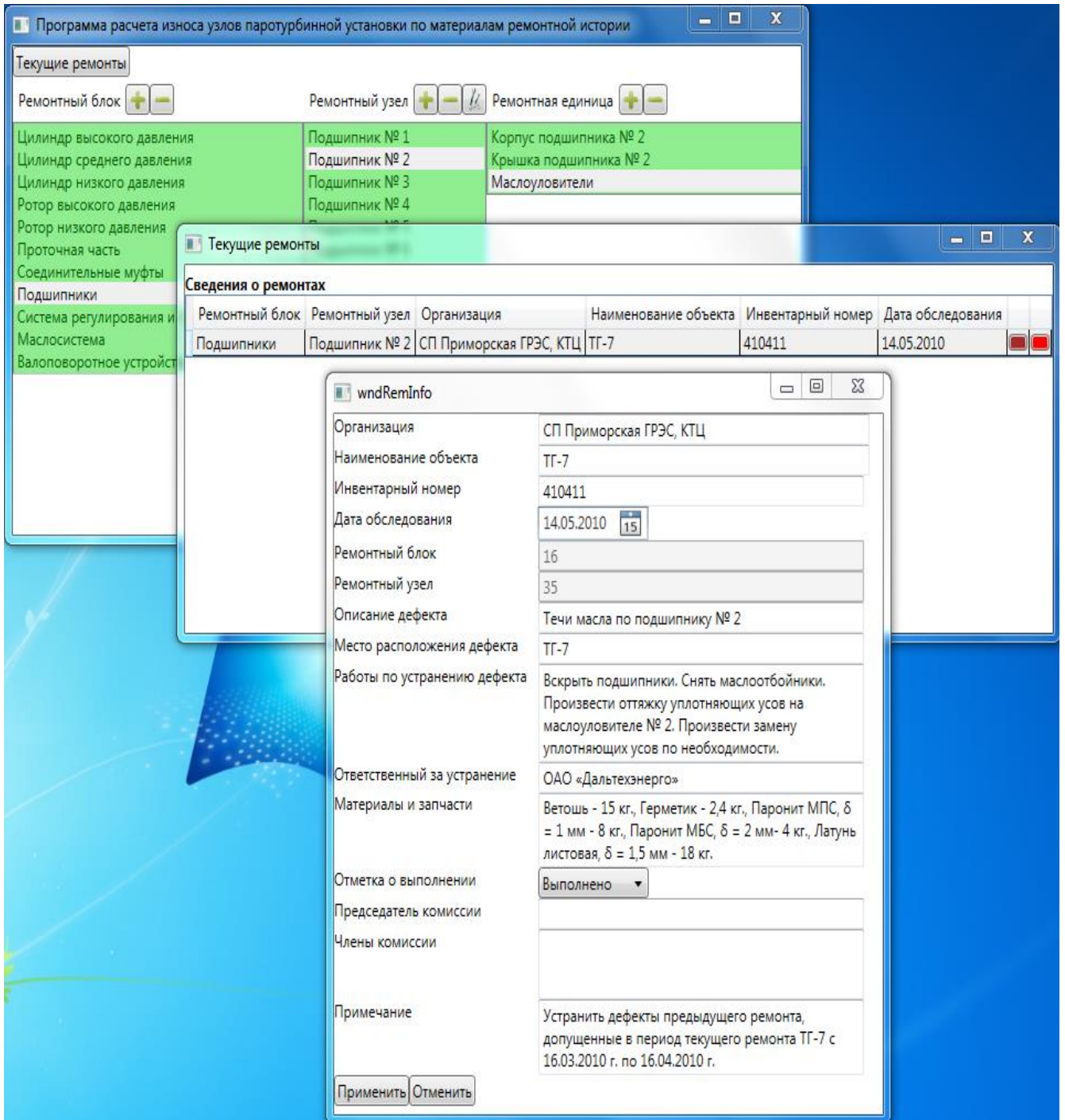


Рисунок 3.3– Скриншот программы: сведения о ремонтных работах

На основе сведений ремонтно-технической документации, представленных станциями Сибири и Дальнего Востока, для каждой паровой турбины создана информационная база данных, с помощью которой можно узнать какие узлы находились в ремонте, в какой период времени и какой объем работ выполнен за период вывода турбины в ремонт. В ходе выполнения исследований сведения о ремонтной истории рассматриваемых паровых турбин сведены в базы данных.



В качестве примера в таблице 3.3 приведена последовательность ремонтов турбины Т-100\120-130 УТМЗ, введенной в эксплуатацию в 1972 г., на момент исследований турбина имела наработку 274 907 часов.

Таблица 3.3 – Ремонт турбины Т-100\120-130, введенной в эксплуатацию в 1972 году

Дата	Вид ремонта	Продолжительность работ (в сутках)	Перечень работ
08.06. – 06.08.1977	капитальный	59	ЦВД: Ремонт соплового аппарата, Ремонт диафрагм и обойм диафрагм, Ремонт концевых и диафрагменных уплотнений; ЦСД: Заварили трещину 22-23 ст., Замена сегментов концевых и промежуточных уплотнений; ЦНД: Ремонт соплового аппарата, Ремонт диафрагм и обойм диафрагм, Ремонт концевых и диафрагменных уплотнений.
03.06. – 04.10.1981	капитальный	123	Система регулирования и защиты: Типовой объем работ; Органы парораспределения: Типовой объем работ; Подшипники: Типовой объем работ; Роторы и цилиндры: Замена сегментов концевых и промежуточных уплотнений.
20.09. – 18.10.1984	средний	19	Система регулирования и защиты: Ремонт КНТ-7АБ и КНБ-7АБ, Ремонт узла регулятора уровня в конденсаторе.
27.05. – 07.08.1985	капитальный	71	Система регулирования и защиты: Ремонт стопорного клапана; Подшипники: Ремонт опорно-упорных и опорных вкладышей подшипников.
01.09. – 25.10.1988	средний	54	Система регулирования и защиты: Ремонт регулирующих клапанов 4 шт., Ремонт кулачкового вала, Ремонт стопорного клапана.
05.07. – 29.09.1989	капитальный	86	Корпусные части цилиндров турбины: Ремонт соплового аппарата, Ремонт диафрагм и обойм диафрагм, Ремонт концевых и диафрагменных уплотнений, Шабрение горизонтальных разъемов диафрагм и обойм; Роторы: Ремонт насадных дисков среднего и низкого давления (18-23 ст.)
24.10. – 01.11.1991	средний	8	Система регулирования и защиты: Ремонт стопорного клапана, Ремонт предохранительного клапана №1 Т-отбора; Подшипники: Ремонт подшипников 1,2,3 блоков.
03.08. – 10.09.1992	средний	39	Подшипники: Шабровка горизонтальных разъемов; ВПУ: Ремонт валоповоротного устройства.
24.07. – 21.09.1993	капитальный	59	РВД: Шабрение; Подшипники: Перезаливка вкладыша опорно-упорного подшипника;

Дата	Вид ремонта	Продолжительность работ (в сутках)	Перечень работ
			Цилиндры: Ремонт диафрагм и обойм диафрагм, Ремонт концевых и диафрагменных уплотнений, Ремонт соплового аппарата.
23.09. – 10.10.1994	средний	17	Система регулирования и защиты: Ремонт регулирующих клапанов 4 шт., Ремонт кулачкового вала; Подшипники: Ремонт опоры РВ и РС.
01.04. – 15.05.1995	средний	44	ЦНД: Типовой ремонт; Роторы: Типовой ремонт РВД, шлифовка шеек с устранением эллипсности, Типовой ремонт РСД, шлифовка шеек с устранением эллипсности, Типовой ремонт РНД, шлифовка шеек с устранением эллипсности; ВПУ: Ремонт ВПУ
17.06. – 06.09.1996	средний	81	ВПУ: Ремонт валоповоротного устройства; Система регулирования и защиты: Ремонт регулятора скорости.
22.03. – 23.06.2000	капитальный	93	Корпусные части цилиндров турбины: Восстановительный ремонт диафрагм 21-23 ст.
31.07. – 11.08.2003	текущий	11	Система регулирования и защиты: Ремонт предохранительных клапанов.
08.05. – 15.08.2004	капитальный	99	Корпусные части цилиндров турбины: Замена соплового и направляющего аппаратов ЦВД; Ремонт ЦВД, ЦСД и ЦНД: Ремонт диафрагм и обойм диафрагм, Ремонт концевых и диафрагменных уплотнений, Шабрение горизонтального разъема диафрагм и обойм; Роторы: Замена первого венца рабочих лопаток регулирующих ступеней ЦВД.
19.03. – 25.03.2005	текущего	6	Ремонт импульсных клапанов Т-отбора Подшипники: Ремонт 2 и 4 блока подшипников.

До сих пор речь шла об энергетической установке как едином неделимом объекте. Но любой крупный агрегат, каким и является турбина электростанции, состоит из множества элементов, каждый из которых изнашивается по-своему, со своей скоростью. Грамотная ремонтная практика состоит, прежде всего, в том, чтобы поддержать ресурс именно тех элементов, для которых ресурс приближается к пределу работоспособности.

Таким образом, при значительной длительности эксплуатации установки ресурсная линия будет находиться вблизи верхней границы уровня работоспособности. Это позволяет утверждать, что если известны предельные

значения показателей работоспособности отдельных элементов (уровень вибрации, производительность, температура и т.п.), то возможно вычислить остаточный ресурс, пользуясь сравнительно простыми моделями.

### 3.4 Ресурсные характеристики работы турбин

#### 3.4.1 Пуски турбоустановок

Перед пуском турбины из холодного состояния (после нахождения её в резерве более 3 суток) должны быть проверены: исправность и готовность к включению оборудования и КИП, а также работоспособность средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи; прохождение команд технологических защит на все исполнительные устройства; исправность и готовность к включению тех средств оборудования, на которых за время простоя производились ремонтные работы. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска (Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, п.4.4.23) [125].

Пуск и останов турбины регламентируется документами местного уровня (на разных станциях для каждой турбины предусмотрен свой регламент пуска и останова). Регламент пуска и останова турбоагрегата зависит, прежде всего, от номинальной мощности. В связи с этим на станциях действует различная система учета пусков турбоустановок. В ходе обработки данных прослеживаются четыре варианта учёта, охарактеризованные ниже [138].

- Вариант 1:           из горячего состояния  $> 40$  часов;  
                          из неостывшего состояния от 40 до 10 часов;  
                          из холодного состояния  $< 10$  часов.
- Вариант 2:           из горячего состояния  $\leq 8$  часов;  
                          из холодного состояния  $\geq 120$  часов.
- Вариант 3:           плановые пуски;  
                          не плановые пуски.
- Вариант 4:           пуски за год.

Пусковые операции для турбин разных мощностей имеют различный регламент. Так вариант 1 является нормативом пусков для турбин мощностью 80 МВт, 175 МВт, а вариант 2 является нормативом для пусков энергоблока мощностью 140 МВт.

В ходе анализа пусков турбоустановок видно, что 30% обследованных турбин имеют в своей истории 20-28 пусков за год. Есть также случаи, когда турбоагрегат имеет в своём архиве 6-7 пусков за месяц. Так, турбина Р-100-130 (ТГ-9 Омской ТЭЦ-4) пущенная в эксплуатацию в 1978 г., за 1979 г. прошла 31 пуск, или турбина Т-180/210-130-1 (ТГ-1 Хабаровской ТЭЦ-3), пущенная в эксплуатацию в 1985 г., тоже 31 раз пускалась в 1991 г.

Проанализировав количество часов работы турбины за месяц, можно сделать вывод, что в архивной документации зафиксированы не все пуски и причины этого не указаны. Очень часто турбины останавливают в резерв на очень короткий промежуток времени – от получаса до одной минуты.

Сведения о пусках всех исследуемых паровых турбинах сведены в базы данных.

#### 3.4.2 Межремонтный период

Межремонтный период нередко имеет продолжительность, отличающуюся от установленных «Правилами...» [122] норм. К примеру, на одной турбине ПТ-25-90 за 13 лет работы было проведено 11 капитальных ремонтов, согласно [122] количество проведённых капитальных ремонтов должно было быть – 3. Или текущий ремонт превышает нормы продолжительности и объёмы работ, перерастая по срокам и объёмам работы в капитальный. Зачастую это зависит от объёма материальных средств, выделяемых энергосистемами на ремонты и модернизацию, или от качества эксплуатации и ремонта турбоустановки.

#### 3.4.3 Нарботка на ремонт

В данной работе учитывались ремонты продолжительностью более 300 часов, вне зависимости от того как они зафиксированы в документах –

капитальные, средние, текущие или аварийные. В ходе обработки данных учтено, сколько часов турбина находилась в работе, в ремонте и в резерве. В 15% документации количество часов в работе турбины указано за год. Изучение ремонтной документации, показало, что количество часов нахождения турбины в резерве в течение одного производственного цикла составляет в среднем 5500 часов. Результаты расчёта продолжительности работы турбин и усреднённые её характеристики приведены в таблице 3.4 [123].

Таблица 3.4 – Характеристики работы турбин [123]

№	Тип турбины	Завод-изготовитель	Наработка за период эксплуатации, час	Число пусков за период эксплуатации	Средняя наработка на пуск, час	Средний межремонтный период, час
1	ВПТ-25-3	УТМЗ	380793	302	1189	17308
2	ПТ-25-90/10	УТМЗ	394272	314	1255	20751
3	Р-25-90	ХТГЗ	341224	269	1268	13124
4	Р-25-90	ХТГЗ	331310	251	1319	7529
5	ПТ-25-90	УТМЗ	396138	275	1440	12778
6	ПТ-25-90	УТМЗ	402726	337	1195	13424
7	Р-25/90/15	ХТГЗ	147583	74	1994	14758
8	ПТ-60-90-13	ЛМЗ	336275	265	1268	9607
9	ПТ-60-130	ЛМЗ	340902	326	1045	8314
10	ПТ-65/75-130	ЛМЗ	342108	339	1009	9503
11	ПТ-65/75-130	ЛМЗ	353543	289	1223	11784
12	Р-50-130	ЛМЗ	284497	193	<b>1474<sup>1</sup></b>	12931
13	Р-50/130/15	ЛМЗ	239793	320	749	29974
14	Р-50/130/15	ЛМЗ	244487	304	804	27165
15	Т-100-130	УТМЗ	275710	443	622	21208
16	Т-100-130	УТМЗ	262944	371	708	21912
17	Р-100-130	УТМЗ	121196	253	479	17313
18	Р-100-130	УТМЗ	220819	307	719	22081
19	ПТ-80-130	ЛМЗ	215993	243	888	23999
20	ПТ-80-130	ЛМЗ	206116	216	954	22901
21	Т-175/210-130	ТМЗ	181955	173	1051	13996
22	Т-175/210-130	ТМЗ	167500	148	1131	16750
23	Т-185/220-130	УТМЗ	156281	132	1183	13023
24	К-100-90	ЛМЗ	181812	448	405	15151
25	К-100-90	ЛМЗ	219898	371	592	21989

<sup>1</sup> Данное значение используется в расчетах, проведённых в пункте 4.4

№	Тип турбины	Завод-изготовитель	Наработка за период эксплуатации, час	Число пусков за период эксплуатации	Средняя наработка на пуск, час	Средний межремонтный период, час
26	К-100-90	ЛМЗ	218927	386	567	18243
27	К-100-90	ЛМЗ	221515	313	707	18459
28	К-210-130	ЛМЗ	156824	495	316	11201
29	К-210-130	ЛМЗ	153677	486	316	13970
30	К-210-130	ЛМЗ	135604	518	261	12327
31	К-210-130	ЛМЗ	136084	472	288	10468
32	К-215-130	ЛМЗ	111351	293	380	12372
33	Т-50/60-8,8	ЛМЗ	6814	13	524	3407
34	Т-43-90-2М	ЛМЗ	384553	71	5416	14790
35	Т-43-90-2М	ЛМЗ	357969	238	1504	19887
36	ПТ-25-90/10	УТМЗ	352403	174	2025	19578
37	ПТ-60-90/13	ЛМЗ	346243	202	1714	16487
38	Т-118/125/130-8	УТМЗ	88486	39	2268	9832
39	ПТ-140/165-130/15	УТМЗ	91643	56	1636	10182
40	ПР-25/30-90/10/0,9	ТМЗ	300212	206	1457	17659
41	ПТ-25-90	ТМЗ	354926	200	1774	20878
42	ПР-25-90	ТМЗ	293656	257	1142	13983
43	Т-25-90	ТМЗ	202763	380	533	15597
44	Т-25-90	ТМЗ	173705	271	640	12407
45	ПТ-60-90/13	ЛМЗ	313218	192	1631	17401
46	Т-100-130	ТМЗ	316477	246	1286	16656
47	Т-100-130	ТМЗ	292145	278	1050	17185
48	Т-100/120-130	УТМЗ	274907	219	1255	18327
49	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	147466	366	402	14746
50	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	129479	368	351	16184
51	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	124707	292	427	15588
52	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	11929	53	225	8503

Анализируя сведения о наработке и пусках турбин за период эксплуатации, представленные в таблице 3.4, можно сделать вывод, что согласно [134, 135] достигнутые значения наработки либо числа пусков в большинстве случаев превышают нормативный уровень, соответственно возникает необходимость в уменьшении планового межремонтного пробега.

### 3.4.4 Программа расчета наработки и пусков турбин

Информация о пусках, количестве часов работы оборудования или нахождения в ремонте, резерве на многих станциях ведётся в оперативном журнале, тетради, книге, изредка встречается ввод данных с помощью компьютерной программы Excel. Для облегчения ввода и хранения такой информации в рамках данной работы был создан программный продукт «Программа расчета наработки и пусков турбин».

#### 3.4.4.1 Ввод данных

Учитывая накопленный опыт и специфические особенности ведения документации на разных станциях, для ввода данных о наработке предусмотрены два варианта.

По каждой турбине в заданную форму заносятся технические характеристики. Количество турбин можно добавлять индивидуально от 1 до 20. Сценарий ввода данных приведен на рисунке 3.4.

Основные данные:

Организация:

СП ТЭЦ-3 Омского филиала ОАО «ТГК-11»

Наименование:

Турбоагрегат стационарный номер 1 – «ТГ № 1» или «ТГ1»

Для наработки:

Два варианта ввода данных

1. Каждые сутки в часах и минутах, максимум 24 часа
2. Каждый месяц в часах и минутах, максимум 744 часа

Каждый месяц (сутки) вводится:

1. количество часов работы турбины – в часах и минутах
2. количество часов нахождения в ремонте – в часах и минутах
3. количество часов нахождения в резерве – в часах и минутах

Выходные (расчетные) данные:

1. количество часов работы турбины за год – в часах и минутах
2. количество часов нахождения в ремонте за год – в часах и минутах
3. количество часов нахождения в резерве за год – в часах и минутах
4. количество часов работы турбины нарастающим итогом (наработка с начала эксплуатации) – в часах и минутах

Рисунок 3.4 – Сценарии ввода данных о наработке

Сведения о пусках могут быть сосредоточены в любом из трёх вариантов таблиц (таблица 3.5). При вводе и расчете данных неизменным остаётся фиксированный максимум часов работы за год 8784 часа для високосного года, 8760 часов для обычного года. Вводимые цифровые значения для пусков могут быть любые начиная с 0.

Таблица 3.5 – Варианты ввода данных пусков турбоагрегата [138]

№	Входные данные	Выходные (расчетные) данные
1.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• из горячего состояния &gt; 40 часов</li> <li>• из неостывшего состояния от 40 до 10 часов</li> <li>• из холодного состояния &lt; 10 часов</li> </ul>	<p>количество пусков:</p> <p>из горячего состояния &gt; 40 часов за:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 1 квартал</li> <li>– 2 квартал</li> </ul>



№	Входные данные	Выходные (расчетные) данные
		<ul style="list-style-type: none"> <li>– 3 квартал</li> <li>– 4 квартал</li> <li>– Итого за год</li> </ul> <p>из неостывшего состояния от 10 до 40 часов за:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 1 квартал</li> <li>– 2 квартал</li> <li>– 3 квартал</li> <li>– 4 квартал</li> <li>– Итого за год</li> </ul> <p>из холодного состояния &lt; 10 часов за:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 1 квартал</li> <li>– 2 квартал</li> <li>– 3 квартал</li> <li>– 4 квартал</li> <li>– Итого за год</li> </ul> <p>Всего пусков за год</p>
2.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Плановые пуски</li> <li>• Не плановые пуски</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Итого плановых</li> <li>• Итого не плановых</li> <li>• Всего за год</li> </ul>
3.	Пуски	Количество пусков за год

В конечном виде программа даёт возможность просмотра данных по каждому месяцу, по каждому году, суммарных данных и выборки за интересующий период по каждой турбине.

#### 3.4.4.2 Ввод и вывод данных (пример)

На рисунках 3.5–3.6 приведены скриншоты программы по обработке ресурсных показателей турбин на примере Омской ТЭЦ-3.

The screenshot shows the Microsoft Access interface with a table named 'Справочник\_турбоагрегатов'. The table contains the following data:

key1	Станционный номер	Наименова	Завод-изготовитель	Дата ввода	Дата вывода	Выведен из эксплуатации	Щелкните для добавления
25	ТТ № 3	P-25-90	ХТЗ	10.01.1956	16.08.2003	<input checked="" type="checkbox"/>	
25	ТТ № 1	ВПТ-25-3	УТМЗ	26.11.1954	16.04.2004	<input checked="" type="checkbox"/>	
26	ТТ № 2	ПТ-25-90/10	УТМЗ	24.03.1955	16.02.2006	<input checked="" type="checkbox"/>	
27	ТТ № 4	P-25-90	ХТЗ	27.10.1956		<input type="checkbox"/>	
28	ТТ № 6	ПТ-25-90	УТМЗ	30.07.1957		<input type="checkbox"/>	
29	ТТ № 7	ПТ-25-90	УТМЗ	25.12.1957		<input type="checkbox"/>	
30	ТТ № 8	P-25-90/15	ХТЗ	03.07.1958		<input type="checkbox"/>	
31	ТТ № 9	ПТ-60-90/13	ЛМЗ	18.12.1959		<input type="checkbox"/>	
32	ТТ № 10	ПТ-60-130	ЛМЗ	16.12.1961		<input type="checkbox"/>	
33	ТТ № 11	ПТ-65/75-130	ЛМЗ	04.10.1962		<input type="checkbox"/>	
34	ТТ № 12	ПТ-65/75-130	ЛМЗ	02.10.1963		<input type="checkbox"/>	
35	ТТ № 13	P-50-130	ЛМЗ	29.09.1964		<input type="checkbox"/>	
*	(№)					<input type="checkbox"/>	

Рисунок 3.5 – Скриншот программы: список турбоагрегатов, работающих на станции

Код	Дата	Станционн	Работа	Плановый	Аварийный	Средний ре	Капитальн	Резерв	Пуски	Наработка	Щелкните для добавления
12538	01.12.1956	23 7204:14	338:21	748:25	0:00	0:00	0:00	356:00	0	7204:14	
12539	01.12.1957	23 7895:21	0:00	111:56	0:00	0:00	717:53	34:50	0	7895:21	
12540	01.12.1958	23 7793:12	771:58	25:9	0:00	0:00	0:00	169:41	0	7793:12	
12541	01.12.1959	23 6797:10	120:55	0:00	0:00	0:00	1744:00	97:55	0	6797:10	
12542	01.12.1960	23 7878:40	298:25	0:00	0:00	0:00	0:00	606:55	0	7878:40	
12543	01.12.1961	23 7521:44	173:20	0:00	0:00	0:00	707:2	357:54	0	7521:44	
12544	01.12.1962	23 8243:6	240:44	0:00	0:00	0:00	0:00	276:10	0	8243:6	
12545	01.12.1963	23 7320:27	145:34	5:5	0:00	0:00	1257:24	31:30	0	7320:27	
12546	01.12.1964	23 8548:19	232:16	1:15	0:00	0:00	0:00	2:10	0	8548:19	
12547	01.12.1965	23 8024:25	4:58	5:20	0:00	0:00	725:17	0:00	0	8024:25	
12548	01.12.1966	23 8741:10	18:50	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	8741:10	
12549	01.12.1967	23 8583:1	132:50	0:5	0:00	0:00	0:00	44:14	0	8583:1	
12550	01.12.1968	23 6981:46	1623:47	0:00	0:00	0:0	0:0	178:17	0	6981:46	
12551	01.12.1969	23 7951:11	597:20	0:00	0:00	0:00	0:00	211:29	0	7951:11	
12552	01.01.1970	23 741:3	2:57	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	741:3	
12553	01.02.1970	23 622:32	49:28	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	622:32	
12554	01.03.1970	23 744:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	744:00	
12555	01.04.1970	23 513:35	166:35	0:00	0:00	0:00	0:00	39:50	0	513:35	
12556	01.05.1970	23 744:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	744:00	
12557	01.06.1970	23 720:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	720:00	
12558	01.07.1970	23 744:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	744:00	
12559	01.08.1970	23 743:40	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:20	0	743:40	
12560	01.09.1970	23 541:8	72:00	0:00	0:00	0:00	0:00	106:52	0	541:8	
12561	01.10.1970	23 688:30	24:00	0:00	0:00	0:00	0:00	31:30	0	688:30	
12562	01.11.1970	23 720:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	720:00	
12563	01.12.1970	23 741:21	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	2:39	0	741:21	
12564	01.01.1971	23 744:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	744:00	
12565	01.02.1971	23 672:00	0:00	0:00	0:00	0:0	0:00	0:00	0	672:00	
12566	01.03.1971	23 744:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	744:00	
12567	01.04.1971	23 718:55	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	1:5	0	718:55	
12568	01.05.1971	23 577:33	118:27	0:00	0:00	0:00	0:00	48:0	0	577:33	
12569	01.06.1971	23 707:48	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	12:12	0	707:48	
12570	01.07.1971	23 654:14	54:14	0:00	0:00	0:00	0:00	35:32	0	654:14	
12571	01.08.1971	23 715:30	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	28:30	0	715:30	
12572	01.09.1971	23 720:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	720:00	
12573	01.10.1971	23 687:8	50:53	0:00	0:00	0:00	0:00	5:59	0	687:8	
12574	01.11.1971	23 555:53	164:7	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	555:53	
12575	01.12.1971	23 744:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	744:00	
12576	01.01.1972	23 744:0	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	0	744:0	

Рисунок 3.6 – Скриншот программы: таблица хранения ресурсных показателей турбоагрегатов

### 3.5 Методика определения показателей производственных циклов турбины

**Производственным циклом** паровой турбины называют календарную продолжительность эксплуатационного периода, от момента пуска в работу и после окончания предыдущего капитального ремонта до момента окончания последующего планового капитального ремонта. В период производственного цикла установка может находиться в состоянии планового ремонта, несения нагрузки и резерва (рисунок 3.7) [123].

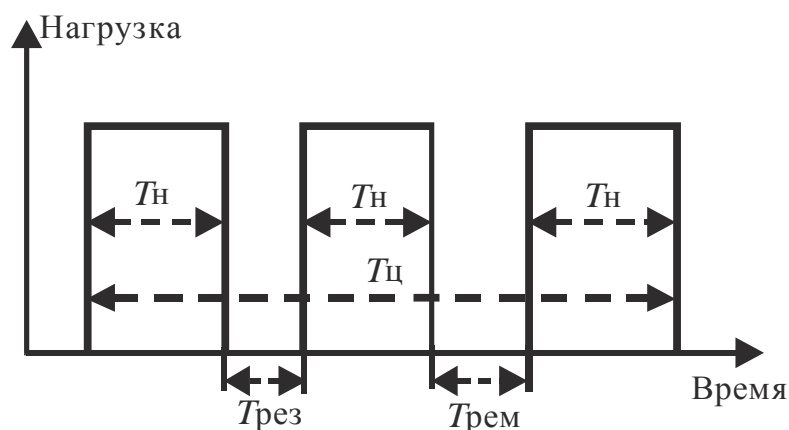


Рисунок 3.7 – Производственный цикл установки:

$T_H$  – время несения нагрузки,  $T_{рез}$  – время нахождения в резерве,  $T_{рем}$  – время нахождения в ремонте,  $T_{ц}$  – производственный цикл установки

Время, в течение которого турбоустановка несет нагрузку, является основным технологическим процессом и, независимо от величины нагрузки, далее будет именоваться – наработка. Режим «резерв» турбоустановки предусмотрен для случаев, когда турбоустановка по диспетчерскому графику находится в состоянии ожидания и готова к приёму нагрузки (после проведения пусковых операций). Режим «ремонт» предусматривает выполнение плановых и внеплановых ремонтных работ. Далее учтены лишь те ремонтные работы, которые имеют затраты времени 300 календарных часов и выше, вне зависимости от того какой тип ремонта: капитальный, аварийный, средний или текущий [123].

Для всей совокупности обследованных турбин средняя продолжительность производственного цикла составила – 22691 часов (945,5 суток), а структура представлена на рисунке 3.8.



Рисунок 3.8 – Структура производственного цикла

Структура производственного цикла турбин, работающих на разных электростанциях, практически не отличается друг от друга. Это связано с единством ремонтно-эксплуатационной политики и совпадением подходов диспетчерского управления [123].

Определённые отличия в производственных циклах имеют турбины разных заводов-изготовителей (рисунок 3.9).

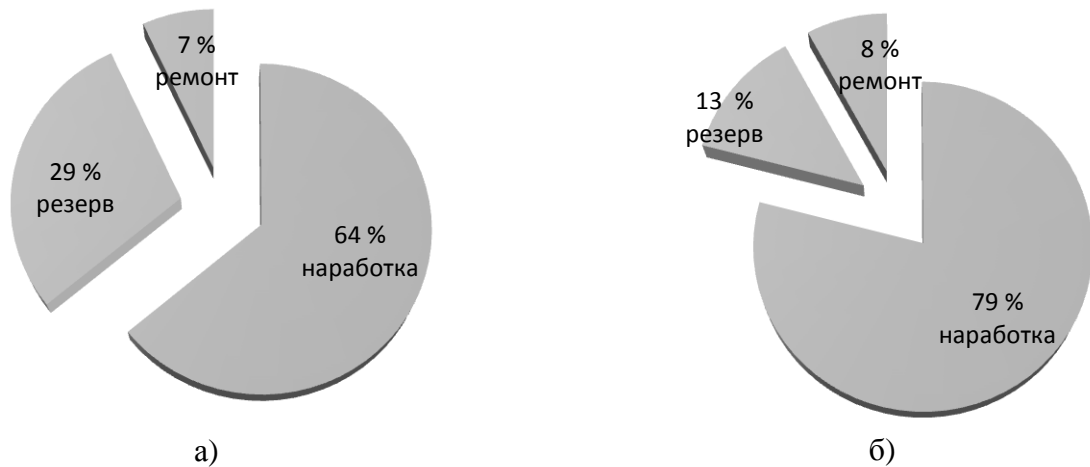


Рисунок 3.9 – Структуры производственных циклов турбин:

а) ЛМЗ, б) УТМЗ

Средняя продолжительность производственного цикла турбин по выборке ЛМЗ составляет 24121 ч, УТМЗ – 21322 ч.

Знание структуры производственного цикла паротурбинного оборудования обеспечивает достоверность вычисления основных характеристик надёжности – вероятность безотказной работы, время безотказной работы, наработка на отказ, назначенный ресурс, коэффициент готовности и др.

В связи с этим следует отметить, что параметры производственного цикла изменяются в течение всего срока эксплуатации паровой турбины. В таблице 3.6 показаны характеристики производственного цикла двух разных десятилетий по отношению к календарной средней продолжительности цикла турбины Т-100-130, пущенной в эксплуатацию в 1967 г. [123].

Таблица 3.6 – Характеристики производственных циклов турбины Т-100-130

Показатель	Период с 1968 по 1978 гг.		Период с 1989 по 1999 гг.	
	Кол-во часов	%	Кол-во часов	%
Наработка, всего	84089	–	71344	–
Средняя наработка на цикл	28029	85	14268	74
Средняя продолжительность ремонта	2337	7	2356	12
Средняя продолжительность резерва	2549	8	2652	14

Изменения вызваны не столько состоянием работоспособности установки, сколько известными изменениями в управлении и рыночными преобразованиями в энергетике [123].

Средние характеристики производственных циклов турбоустановок, представленных в данной работе, за весь период эксплуатации приведены в таблице 3.7 [123].

Таблица 3.7 – Средние характеристики производственного цикла турбин

№	Тип турбины	Завод-изготовитель	Средняя продолжительность производственного цикла, час	Средние характеристики цикла			
				Наработка, час	Ремонт, час	Резерв, час	Число пусков
1	ВПТ-25-3	УТМЗ	19947	17308	1464	1193	15
2	ПТ-25-90/10	УТМЗ	23569	20751	1065	1752	17
3	Р-25-90	ХТГЗ	16183	13124	1112	1946	10
4	Р-25-90	ХТГЗ	10990	7529	824	2660	6
5	ПТ-25-90	УТМЗ	15399	12778	1071	1549	9
6	ПТ-25-90	УТМЗ	15780	13424	919	1473	11
7	Р-25/90/15	ХТГЗ	21914	14758	1355	5800	7
8	ПТ-60-90-13	ЛМЗ	13274	9607	1397	2285	8
9	ПТ-60-130	ЛМЗ	10903	8314	1500	1104	8
10	ПТ-65/75-130	ЛМЗ	12174	9503	1344	1359	9
11	ПТ-65/75-130	ЛМЗ	14317	11784	1005	1527	10
12	Р-50-130	ЛМЗ	19125	12931	1441	4753	9
13	Р-50/130/15	ЛМЗ	47667	29974	1473	17082	40
14	Р-50/130/15	ЛМЗ	41152	27165	1960	12034	34
15	Т-100-130	УТМЗ	27045	21208	2359	3477	34
16	Т-100-130	УТМЗ	28549	21912	2112	4978	31
17	Р-100-130	УТМЗ	35352	17313	1978	16059	36

№	Тип турбины	Завод-изготовитель	Средняя продолжительность производственного цикла, час	Средние характеристики цикла			
				Наработка, час	Ремонт, час	Резерв, час	Число пусков
18	P-100-130	УТМЗ	28936	22081	2568	4286	31
19	ПТ-80-130	ЛМЗ	30437	23999	1725	4712	27
20	ПТ-80-130	ЛМЗ	30193	22901	1701	5590	24
21	T-175/210-130	ТМЗ	19592	13996	2361	3395	13
22	T-175/210-130	ТМЗ	24544	16750	2995	4799	15
23	T-185/220-130	УТМЗ	17166	13023	1672	2677	12
24	K-100-90	ЛМЗ	25533	15151	2492	7890	37
25	K-100-90	ЛМЗ	32232	21989	1987	8255	37
26	K-100-90	ЛМЗ	26303	18243	1932	6127	32
27	K-100-90	ЛМЗ	25566	18459	1316	5790	26
28	K-210-130	ЛМЗ	19425	11201	2105	6119	35
29	K-210-130	ЛМЗ	23906	13970	2057	7878	44
30	K-210-130	ЛМЗ	23063	12327	2090	8881	47
31	K-210-130	ЛМЗ	18879	10468	2165	6624	36
32	K-215-130	ЛМЗ	21426	12372	1864	7190	33
33	T-50/60-8,8	ЛМЗ	9120	3407	360	5352	7
34	T-43-90-2М	ЛМЗ	19873	14790	1050	4032	3
35	T-43-90-2М	ЛМЗ	25988	19887	871	5229	13
36	ПТ-25-90/10	УТМЗ	25608	19578	1268	4761	10
37	ПТ-60-90/13	ЛМЗ	21521	16487	1261	3772	10
38	T-118/125/130-8	УТМЗ	13637	9832	796	3008	4
39	ПТ-140/165-130/15	УТМЗ	14723	10182	1422	3118	6
40	ПР-25/30-90/10/0,9	ТМЗ	27844	17659	2333	7894	12
41	ПТ-25-90	ТМЗ	27844	20878	1873	5244	12
42	ПР-25-90	ТМЗ	22540	13983	1790	6834	12
43	T-25-90	ТМЗ	24954	15597	1701	7655	29
44	T-25-90	ТМЗ	18380	12407	1061	4355	19
45	ПТ-60-90/13	ЛМЗ	22892	17401	1882	3609	11
46	T-100-130	ТМЗ	20761	16656	1495	2609	13
47	T-100-130	ТМЗ	22171	17185	1645	3341	16
48	T-100/120-130	УТМЗ	22802	18327	1805	2669	15
49	T-180/210-130-1	ЛМЗ	22911	14746	2328	5836	37
50	T-180/210-130-1	ЛМЗ	27455	16184	1995	9275	46
51	T-180/210-130-1	ЛМЗ	26397	15588	1518	9291	37
52	T-180/210-130-1	ЛМЗ	21954	8503	469	15520	27

Из таблицы видно существенное различие индивидуальных и парковых характеристик производственных циклов. Так размах средних продолжительностей циклов по обследованным турбинам достигает 47667 ч; доля ремонтных простоев 1622 ч. Это означает, что индивидуальные особенности турбин – номенклатура ремонтируемых узлов, продолжительности межремонтного периода, темпы нарастания дефектов, программы ремонтного обслуживания и др. играют более существенную роль в обеспечении работоспособности, чем парковые. При этом обнаруживается и подтверждается тот факт, что дефекты возникают и нарастают в узлах установки по-разному. Так на турбине Р-50-130, введённой в эксплуатацию в 1964 г., дефекты бандажных обойм на диафрагмах возникают и увеличиваются за межремонтный период настолько, что их замена предусматривается при каждом ремонте [123]. Это означает, что срок нарастания дефекта здесь близок к межремонтному периоду.

На рисунке 3.9 приведено сравнение продолжительности среднего фактического межремонтного ресурса и нормативного ресурса.

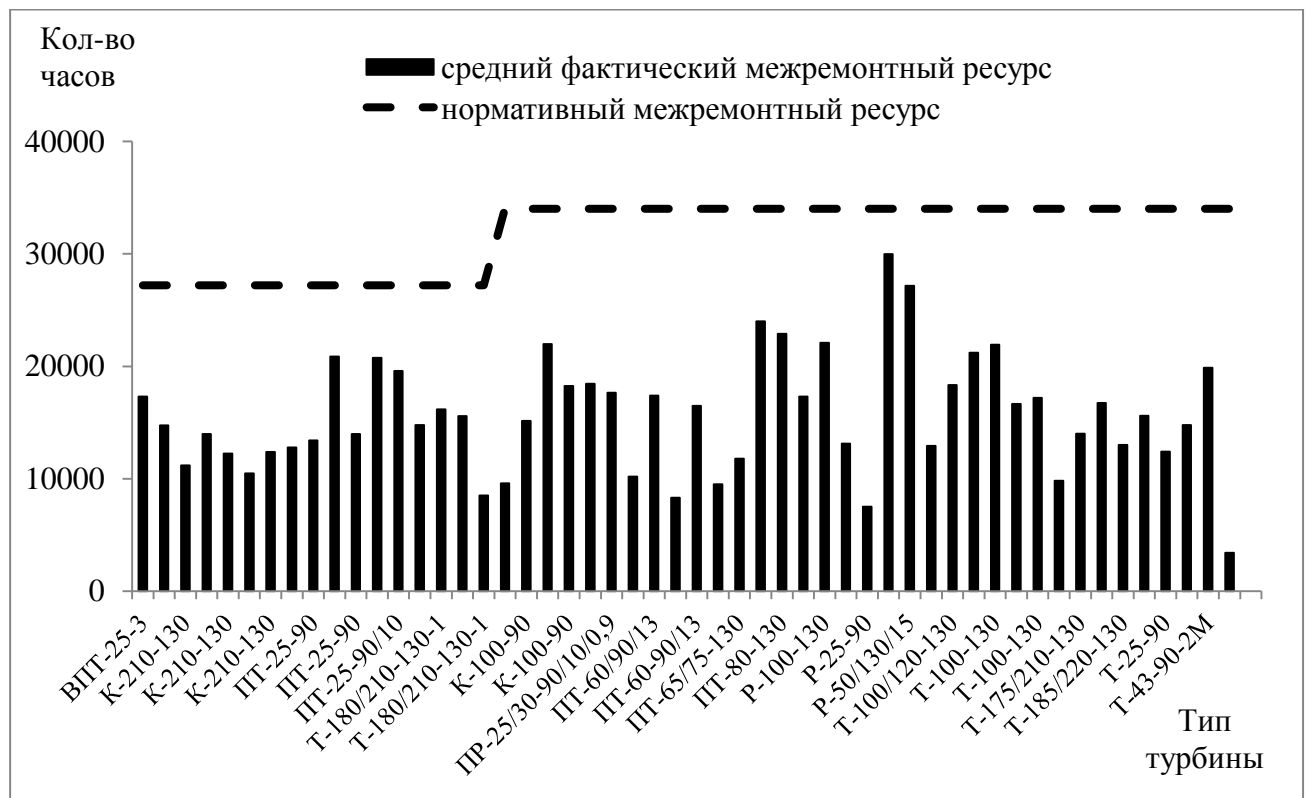


Рисунок 3.9 – Сравнение продолжительности межремонтного ресурса



Из графика на рисунке 3.7 видно, что все 100% рассматриваемых турбин работают с фактическим межремонтным ресурсом меньшим, чем установленный нормативный межремонтный ресурс [127].

Поэтому на электростанциях целесообразно сформировать информационные базы данных по ремонтному и эксплуатационному обслуживанию – аналог «диагностической карты» и ремонтного формуляра. Такой электронный документ позволит более обоснованно принимать решения о продлении срока эксплуатации турбины.

На продолжительность межремонтного пробега паровых турбин, кроме прочих причин, заметно влияет количество пусков-остановов [123]. Для примера на рисунке 3.10 показано распределение числа пусков турбины Р-100-130 с 1978 по 2011 г.

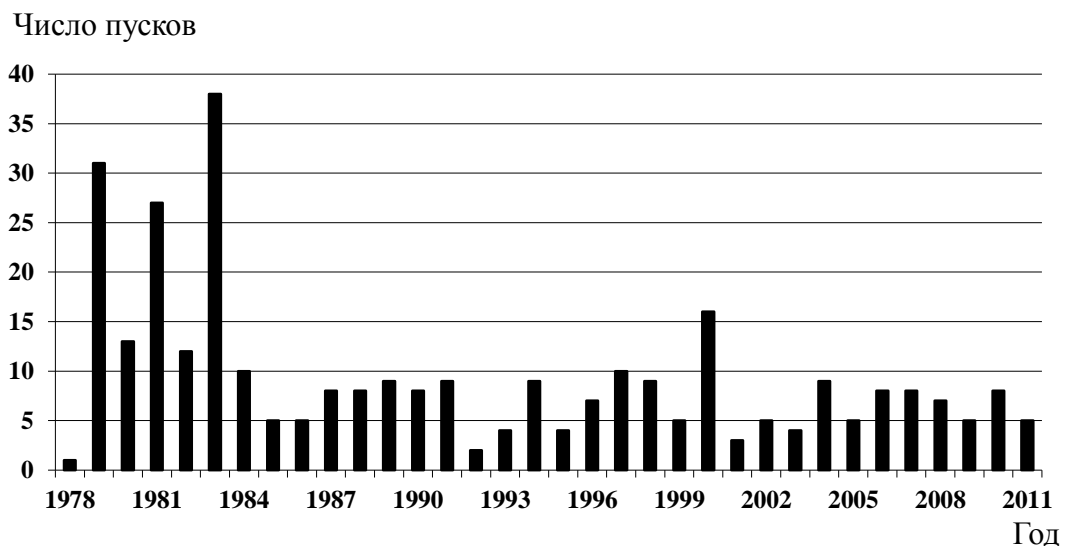


Рисунок 3.10 – Распределение пусков турбины Р-100-130 по годам

Среднее число пусков в год этой турбины за период эксплуатации составило 9. При средней продолжительности цикла 28936 ч среднее число пусков на цикл равно 31.

По всей генеральной совокупности среднее число пусков на цикл находится в пределах от 3 до 47. Парковые характеристики пусков турбин приведены в таблице 3.3 [123].

Здесь с очевидностью подтверждается правило: чем больше пусков, тем короче межремонтный пробег.

Поэтому в оценке индивидуальных характеристик надёжности турбины следует учитывать не только наработку, но и количество пусков. Индивидуальные статистические характеристики могут быть легко преобразованы в характеристики надёжности, как это рассмотрено на примере турбины Т-100-130 ТМЗ (показатели надёжности рассчитаны для периода, равного 1 году):

- вероятность безотказной работы  $P = 0,6$ ;
- коэффициент готовности  $K_{Г} = \frac{T_{Н}}{T_{Н} + T_{В}} = 0,91$ ;
- вероятная продолжительность безотказной работы после очередного ремонта  $t_{ср} = 13302$  ч [123].

Информация о ремонтно-эксплуатационной истории турбоустановок представлена в многочисленных документах на электростанциях. Основной объём документов хранится в архиве. Это ремонтные формуляры, дефектные ведомости, ведомости заказа запчастей, оперативные журналы, программы и графики ремонтных работ и др. На основе этой информации для каждой турбоустановки может быть создана «диагностическая карта» в форме электронной базы данных, по которой можно восстановить реальный индивидуальный ремонтно-эксплуатационный портрет. Тогда станет возможным формировать поток данных по узлам установки, видам дефектов, темпам нарастания дефектов, ресурсным и другим технологическим признакам. Характеристики надёжности тогда станет возможно рассчитывать для отдельных узлов и блоков установки. В первую очередь: вероятное время безотказной работы каждого узла [123].

### 3.6 Выводы

1. Ремонтная документация, составляемая тепловыми электростанциями, позволяет рассмотреть виды и механизмы повреждений в элементах паровой турбины, а также классифицировать механизмы возникновения и развития дефектов металлов турбин.
2. Установлено, что средний межремонтный ресурс обследованных турбин, использованных для анализа в данной работе, составил 15696 ч, в то время, как нормативный межремонтный ресурс для рассматриваемых турбин составляет от

27200 ч. до 34000 ч. Из этого следует, что накапливаемые дефекты в узлах установки нарастают и не позволяют продолжать её эксплуатацию без проведения ремонтных работ.

3. Сокращение располагаемого ресурса паровой турбины, связанное с длительными сроками эксплуатации и приближением к предельному состоянию отдельных узлов, требует перехода к индивидуальному планированию ремонтных процедур. Это можно осуществить только с учетом ремонтной последовательности за весь период эксплуатации [123]. Использование «назначенного» ресурса в этом случае может приводить к неконтролируемому нарастанию дефектов. Ремонтная история каждой установки может быть создана на каждой электростанции по материалам ремонтной документации.

4. Экспериментально доказано существенное различие темпов нарастания дефектов по материалам паркового и индивидуального ресурса. Это позволило сформировать методику расчёта скорости нарастания дефектов.

5. Ремонтно-эксплуатационная история паровой турбины как электронная база данных позволит перейти к альтернативному планированию ремонтных работ (срок и объёмы ремонта, заказ запчастей и др.) и прогнозированию остаточного ресурса с учетом состояния отдельных узлов, условий эксплуатации, наработки, числа пусков, сведений о дефектах. Это обеспечит повышение надёжности эксплуатируемых паровых турбин. Свидетельство о регистрации программного продукта представлено в Приложении 2 [137].

6. Создана информационная модель в виде программного продукта «База данных ремонтной истории турбоустановки», который обеспечивает сбор, хранение, структурирование данных о ранее проведённых ремонтных работах паровой турбины.

7. Разработанный программный продукт «Программа расчета наработки и пусков турбин» позволяет производить ввод текущих показателей турбины и хранение информации с возможностью просмотра данных по каждому месяцу, по каждому году, суммарных данных и выборки за интересующий период. Тестирование программы проведено на СП Омская ТЭЦ-5 Омского филиала АО

«ТГК-11». Тестирование показало приемлемую работоспособность программы. Акт об использовании результатов научно-исследовательской работы приведен в Приложении 3.

## **4 Методика расчета остаточного ресурса паровой турбины по материалам ремонтной истории**

### **4.1 Алгоритм расчета процесса образования дефектов в подшипниках турбоагрегата на основе измерения вибраций**

Разработка алгоритма расчета процесса образования дефектов в элементах паровой турбины предусматривает в качестве основы:

- анализ накопленных данных эксплуатации действующего парка турбин по темпам, причинам и механизмам появления и нарастания дефектов в элементах турбоагрегата;
- классификацию элементов установки по видам, формам, причинам возникновения и развития дефектов в блоках, узлах и других объектах, где дефектообразование идёт по идентичным или сходным механизмам;
- определение обобщенных, групповых и индивидуальных закономерностей взаимосвязи дефектов с продолжительностью наработки, числом пусков, температурами и другими внешними факторами в период достижения дефектом критического уровня.

В настоящее время на электростанциях накоплена достаточная информация о выявленных дефектах оборудования длительно эксплуатируемых турбоагрегатов. Эта информация сосредоточена в документах ремонтно-эксплуатационных подразделений (ремонтные формуляры, дефектные ведомости, заказная документация на запчасти, переписка с заводом-изготовителем и т.п.).

Среди немногочисленных внешних признаков особенный интерес представляют результаты измерений вибрационного состояния турбоагрегата. Принято считать, что вибрационный портрет является одним из наиболее полных критериев оценки состояния и качества ремонта турбины.

Вибрационные состояния паровой турбины изменяются при возникновении и нарастании многих, если не большинства, дефектов. Можно предполагать, что каждый дефект формирует своё вибрационное проявление. Это обеспечило широкое использование вибродиагностических методов для оценки состояния паровой турбины в целом и большинства его узлов в частности. Проведение

регламентных исследований вибросостояния перед выводом паровой турбины в ремонт и после его завершения даёт качественную оценку изменений и позволяет понять причину этих изменений. В любом случае увеличение длительности эксплуатации, длительности наработки, как правило, приводит к нарастанию параметров вибрации (рисунок 4.1).

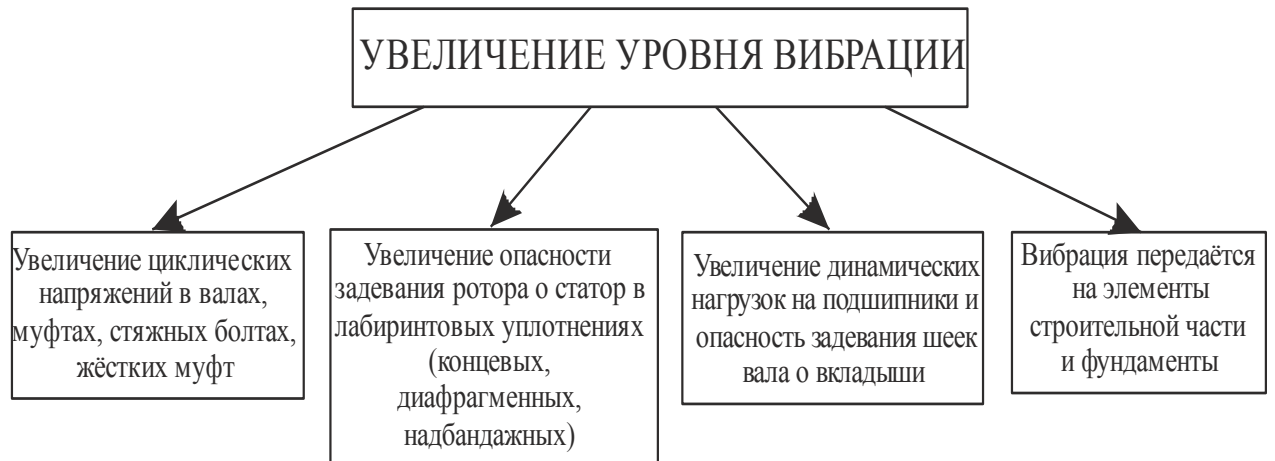


Рисунок 4.1 – Схема воздействия вибрации на элементы паровой турбины

Периодически повторяющиеся перемещения одного объекта относительно другого принято называть вибрацией (колебаниями). Вибрация, как правило, представляет собой сложный периодический процесс с частотами, соответствующими частоте вращения ротора турбоагрегата или кратными им. Составляющие компоненты вибрации образуют сложный спектр частот, который в соответствии с общепринятой методологией разлагается по правилам преобразования Фурье на совокупность гармонических составляющих. Виброперемещение может быть определено по выражению [131]:

$$V = A_1 \sin(\omega t + \varphi_1) + A_2 \sin(\omega t + \varphi_2) + \dots + A_n \sin(\omega t + \varphi_n), \quad (4.1)$$

где:  $A_1, A_2, A_n$  – амплитуды  $n$  гармонических составляющих виброперемещения, частоты которых кратны основной частоте  $\omega$ ;  $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_n$  – фазовые углы соответствующих составляющих;  $t$  – время.

Метрологически строгое измерение параметров сложно-гармонической вибрации требует точного воспроизведения амплитуд гармоник, их частот и фазовых соотношений между ними.

В настоящее время, а тем более в прошлые годы уверенно фиксируются частоты гармонических составляющих и проекции амплитуд вибрации в трёх взаимно-перпендикулярных плоскостях: вертикальной, горизонтально-поперечной и горизонтально-осевой.

Вместе с тем, как бы ни была сложна вибрация, её можно представить как результат алгебраического сложения некоторого числа сигналов частотой  $\omega_i$  с амплитудой  $A_i$ . Поэтому мерой уровня вибрации принято считать виброскорость [131]:

$$V = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(A_1^2 \omega_1^2 + A_2^2 \omega_2^2 + \dots + A_n^2 \omega_n^2)}, \quad (4.2)$$

Для правильного определения параметров сложно-гармонической вибрации требуется регистрация во времени амплитуд, фаз и частот колебаний.

К сожалению, в прошлые годы на электростанциях страны в ремонтной документации нашли отражение результаты измерений только амплитуд в трёх плоскостях.

Далее представлены закономерности измерения вибрации в период эксплуатации турбины ст. № 13 Омской ТЭЦ-3.

#### 4.2 Оценка ресурса турбины по наработке

Турбина Р-50-13/13 производства Ленинградского металлического завода пущена в эксплуатацию 29 сентября 1964 года. К настоящему времени она прошла 14 производственных циклов. Её общая наработка составила 284,5 тыс. часов. Обобщенные ремонтно-эксплуатационные характеристики турбины приведены в таблице 4.1.

Ремонтно-эксплуатационная история паровой турбины изложена в ремонтной документации, хранимой на электростанции и содержащей: ремонтные формуляры; акты сдачи в ремонт; акты приёмки в эксплуатацию; ведомости объёмов работ; дефектные ведомости; технические акты обследований и измерений.

Таблица 4.1 – Ремонтно-эксплуатационные характеристики турбины Р-50-130

№	Время производственного цикла		Продолжительность цикла		Структура производственного цикла			Число пусков		Примечание
	начало цикла	окончание цикла	дни	часы	наработка	ремонт	резерв	в цикле	всего	
1.	19.09.1964	08.09.1965	354	8496	4778	1502	2216	3	3	
2.	09.10.1965	31.07.1967	660	15840	15151	624	65	3	6	
3.	01.07.1967	05.06.1969	676	16224	15628	473	123	4	10	
4.	06.06.1969	28.06.1971	752	17232	13648	881	2703	11	21	
5.	29.06.1971	13.08.1975	1506	36144	32320	2256	1568	25	46	
6.	14.08.1975	21.07.1980	1803	43272	39446	1549	2277	30	76	
7.	22.07.1980	12.06.1982	690	16560	15493	480	587	8	84	
8.	13.06.1982	12.07.1985	1125	27000	24802	1452	746	12	97	
9.	13.07.1985	07.07.1990	1820	43680	39501	889	3290	31	128	
10.	08.07.1990	31.03.1995	1727	41448	30032	7513	3903	28	156	Замена ЦВД
11.	01.04.1995	21.06.1998	1177	28248	8254	4344	15650	8	164	
12.	22.06.1998	29.12.2003	2016	48384	6873	8518	32993	11	175	
13.	20.12.2003	01.06.2007	1259	30216	9987	1412	18817	4	179	
14.	02.06.2007	31.12.2011	1673	40152	20191	-	19961	15	194	

Для изучения темпов роста дефектов в паровой турбине рассмотрена система подшипников. Сведения об их вибрационном состоянии содержатся в ремонтных формулярах и дефектных ведомостях. В первую очередь целесообразно сопоставить уровень вибрации в подшипниках до и после капитального ремонта. В период несения нагрузки вибрация постепенно нарастает, а во время ремонта балансировка роторов и перезаливка подшипников приводят вибрацию в норму.

На рисунках 4.2–4.7 показаны изменения вертикальной, горизонтальной и осевой амплитуд вибрации. Отчетливо обнаруживается зависимость уровня вибрации от длительности наработки.



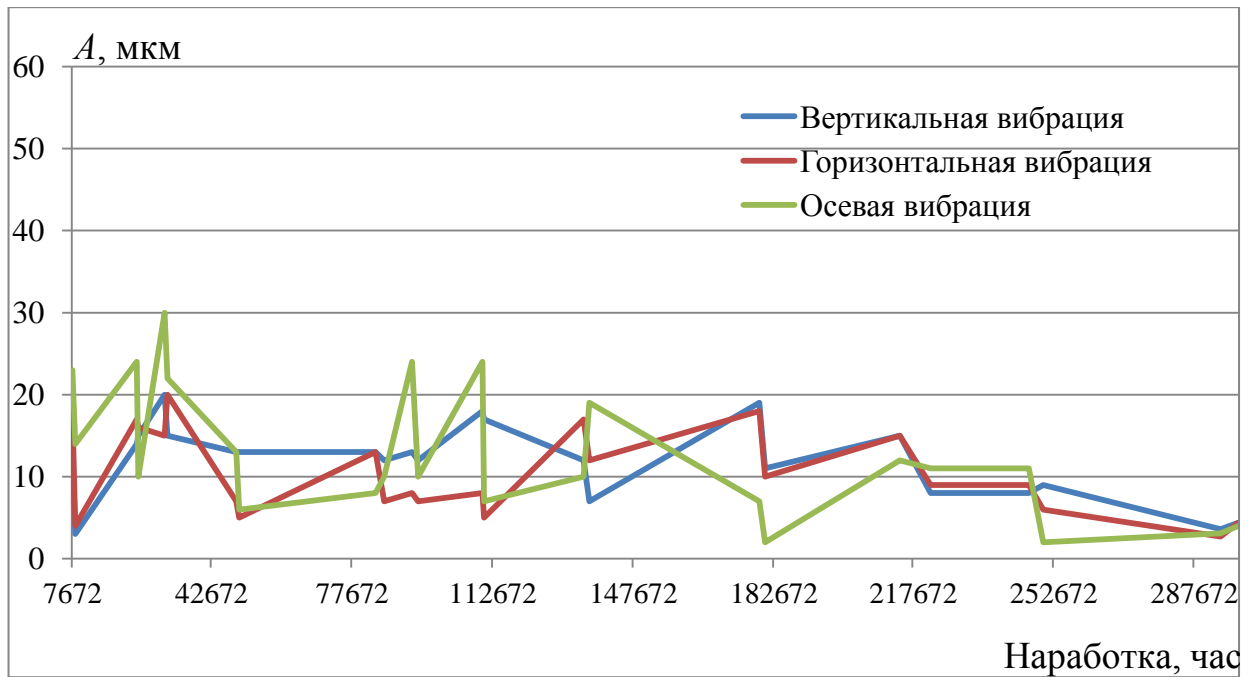


Рисунок 4.2 – Изменения вертикальной, горизонтальной и осевой вибрации опоры №1 турбины за период от первого пуска по настоящее время

Обращает на себя внимание существенно более высокий уровень вибрации в течение первых циклов эксплуатации. Это связано в первую очередь с тем обстоятельством, что Правила технической эксплуатации [125] в этот период допускали заметно больший размах вибросмещений, чем в настоящее время.

Наиболее интересны здесь изменения вибрации подшипника в осевом направлении, поскольку только этот подшипник воспринимает осевые усилия валопровода. Обнаруживается явление, требующее специального изучения и объяснения. Оно состоит в том, что не всякий капитальный ремонт подшипника приводит к снижению уровня вибрации по той или иной координате и имеет запас уровня вибрации по всем координатам (в технической документации не найдено объяснения увеличения размаха осевой вибрации). При этом все они остаются в пределах допустимой нормы. Причина здесь возможно лежит в недостаточном качестве ремонта этого подшипника.

На рисунке 4.2 также показано равномерное изменение вибрации внутри производственного цикла. Разумеется, предположения о равномерности закона распределения имеет мало оснований и требует дополнительной проверки по протоколам оперативного контроля вибрации.

Если принять подход, изложенный в [127], параболическое нарастание вибрации в зависимости от наработки можно определить:

$$V = a + bt^2, \quad (4.3)$$

где:  $t$  – наработка (час),  $V$  – виброскорость (мм/с),  $a$  – начальный (первый или послеремонтный) уровень виброскорости,  $b$  – коэффициент уравнения.

Коэффициент  $b$  определяется по уравнению конечной (предремонтной) виброскорости в цикле:

$$b = \frac{V - a}{t^2}. \quad (4.4)$$

На рисунке 4.3 по горизонтали указаны часы наработки в каждом производственном цикле, а по вертикали – число пусков за цикл. Диаметр круга соответствует уровню виброскорости – чем больше диаметр, тем выше скорость.

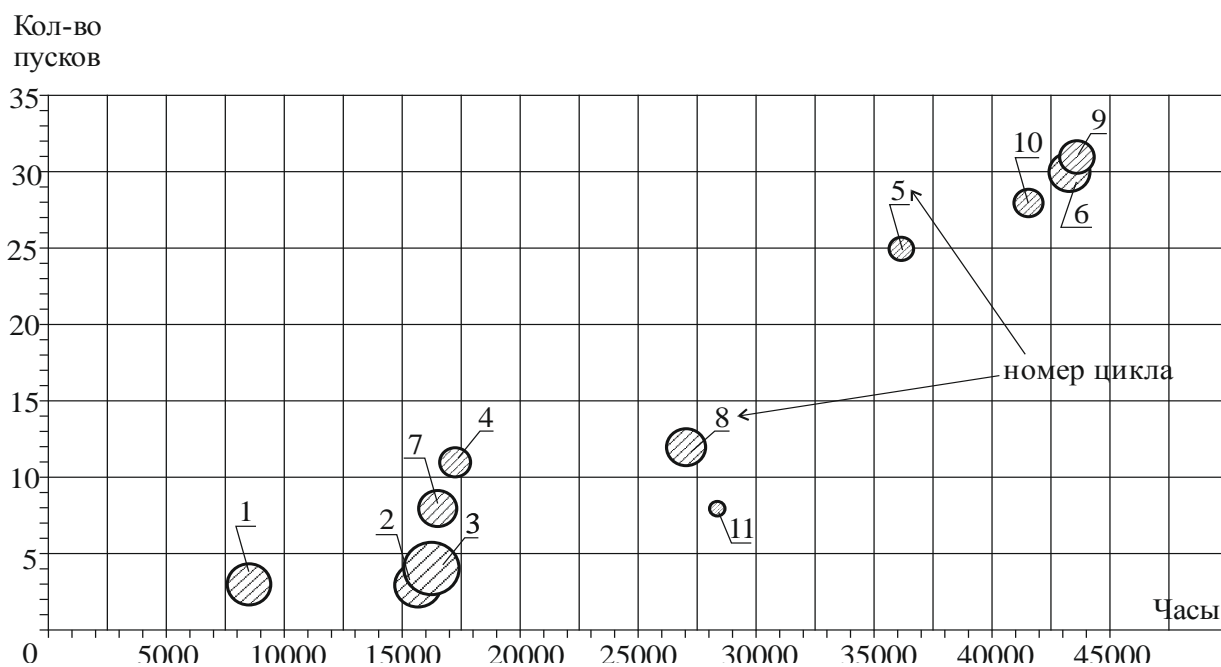


Рисунок 4.3 – Изменение уровня виброскорости в зависимости от наработки и числа пусков подшипника №1

В общем случае на величину вибрации влияют и наработка и число пусков, и другие факторы. Картина изменения уровня виброскорости на этом подшипнике в разных циклах показана на рисунке 4.4.

Очевидная взаимосвязь виброскорости (диаметр круга) и площади прямоугольника, ограниченного числом часов наработки в цикле и числом

пусков, говорит о необходимости углубления дальнейшего изучения изменения виброскорости.

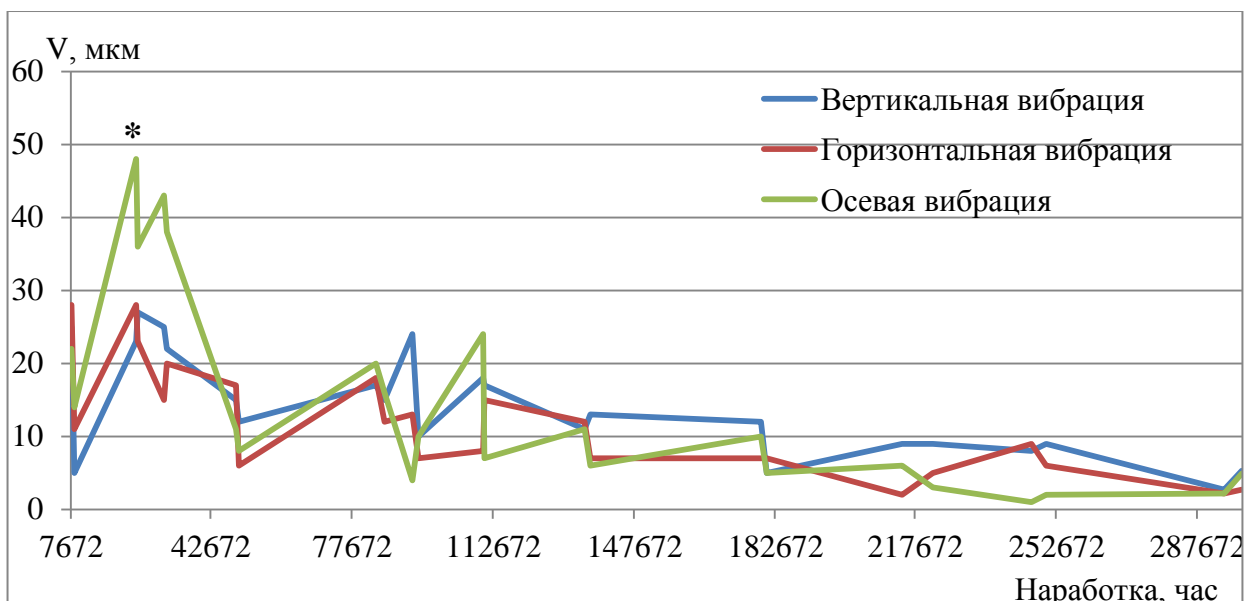


Рисунок 4.4 – Изменения вертикальной, горизонтальной и осевой вибрации опоры №2 турбины

Заметно увеличение размаха осевой вибрации подшипника № 2 турбины, отмеченное на графике знаком (\*). Это произошло из-за попадания постороннего предмета с последующим аварийным остановом турбины.

На рисунке 4.5 показаны изменения амплитуд вибрации опоры подшипника №3.



Рисунок 4.5 – Изменение уровней вибрации подшипника №3

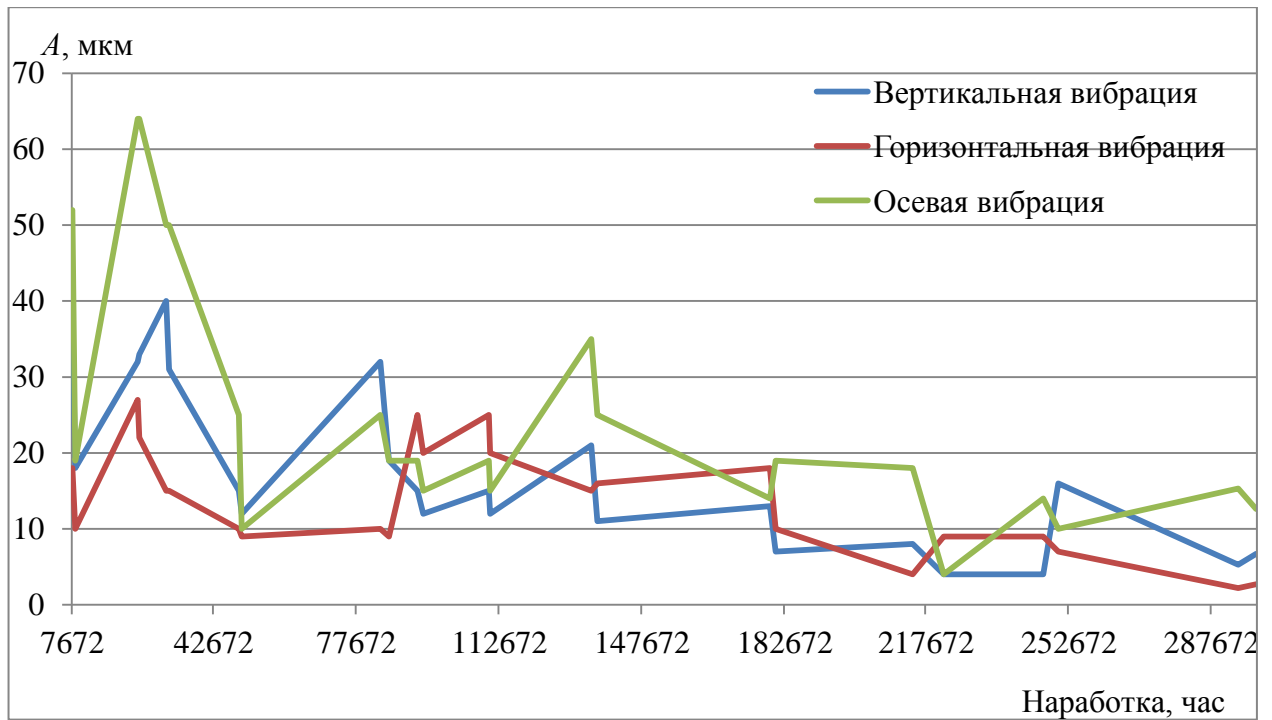


Рисунок 4.6 – Изменение уровней вибрации подшипника № 4

Как показывает анализ, в основном все повреждения подшипников приводят к unplanned останову турбины. Дефекты опорных подшипников сводятся в основном к различным повреждениям баббита вкладышей [128]. Наиболее частые среди них:

- выкрашивание баббита;
- подплавления баббита;
- натяг;
- отслоение, скол, растрескивание.

Дефекты сопровождаются заметными изменениями состояния паровой турбины. Наиболее характерными признаками являются:

- изменение вибросостояния;
- повышение температуры;
- течь масла.

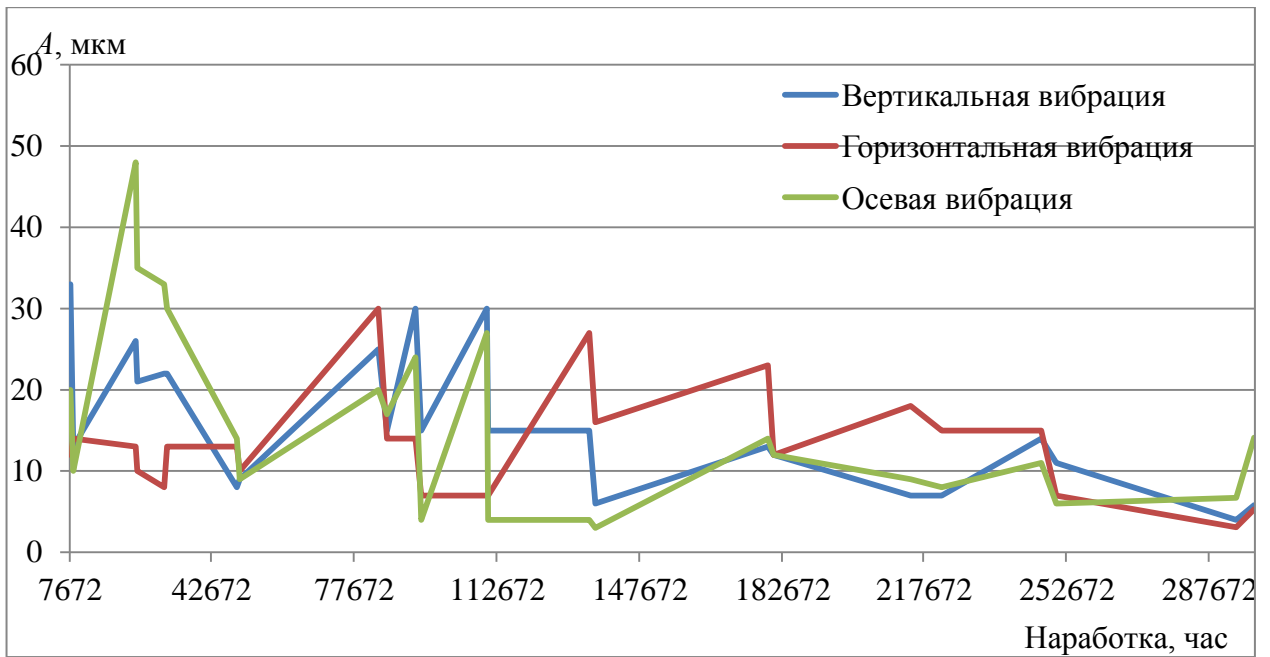


Рисунок 4.7 – Изменение уровней вибрации подшипника № 5

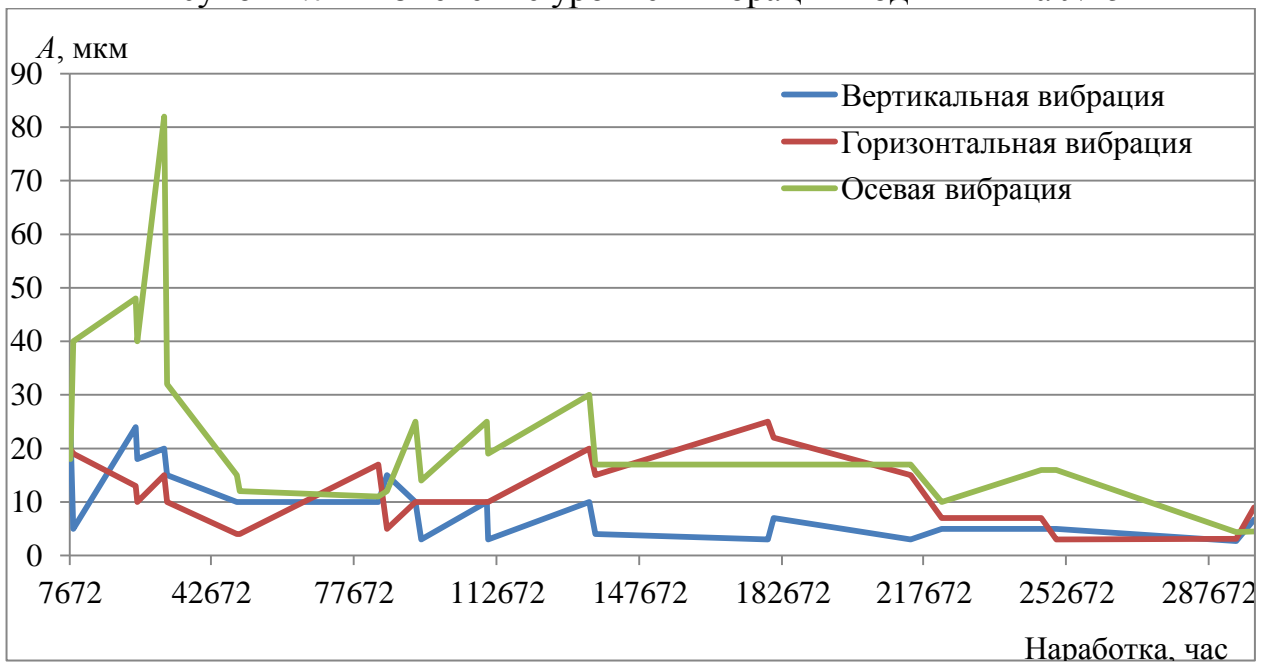


Рисунок 4.8 – Изменение уровней вибрации подшипника № 6

Подшипники № 5 и № 6 турбины имеют специфические повреждения, связанные с протеканием через подшипник значительных электрических токов. Электроэрозионный износ расточек баббита возникает при протекании тока по ротору и опоре при значительной остаточной намагниченности элементов турбогенератора. Это говорит о дефекте изоляции генератора (обмотка – стул – фундаментная рама – задний подшипник водородного уплотнения – корпус подшипника).

### 4.3 Расчёт характеристик дефектообразования подшипников

Массивы данных, представленных в ремонтной документации паровой турбины прошлых лет, позволяют вычислить следующие расчётные эквивалентные характеристики динамики уровней вибрации опор. При этом не имеет существенного значения характер их распределения в течение наработки. Далее предполагается равномерное нарастание уровня вибрации. В последующем необходимо предпринять изучение этого распределения.

Эквивалентные характеристики вибрации по турбине Р-50-130/13:

- **средний прирост проекций амплитуд вибрации за период эксплуатации:**

$$\Delta A_{\text{п}} = \frac{1}{n} \sum (A_{2i} - A_{1i}), \quad (4.5)$$

где:  $n$  – число производственных циклов,

$A_{2i}, A_{1i}$  – амплитуды вибрации в начале и в конце периода наработки цикла.

Результаты расчета эквивалентных характеристик вибрации подшипников турбины Р-50-130/13 представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Средние приросты амплитуд вибрации подшипников турбины

№ цикла	Наработка за цикл, час.	Прирост размаха амплитуд вибрации, (мкм)																		среднее по опорам		
		№ 1			№ 2			№ 3			№ 4			№ 5			№ 6					
		в	г	о	в	г	о	в	г	о	в	г	о	в	г	о	в	г	о	в	г	о
1	4778	11	13	10	18	17	34	-5	11	7	14	17	45	1	19	-2	19	-6	33	9,7	11,7	21,2
2	15151	5	1	20	2	8	7	21	-1	18	8	-7	-14	-14	0	-16	2	5	40	4,0	1,0	9,2
3	15628	-2	-13	-9	7	-3	-27	26	13	-38	16	-5	-25	16	20	11	5	6	-17	11,3	-8,2	-17,2
4	13648	0	8	5	2	2	12	5	1	16	20	1	15	15	0	7	10	13	-1	8,7	5,3	8,5
5	32320	1	1	14	9	1	25	6	2	7	4	16	0	15	0	20	-5	5	13	5,0	2,5	13,2
6	39446	6	1	14	18	1	14	0	1	51	3	5	4	2	20	0	7	0	11	5,2	4,7	15,7
7	15493	5	12	3	6	3	4	21	1	-46	9	-5	20	7	7	15	7	10	20	9,2	4,7	2,7
8	24802	12	6	-12	-1	0	4	8	4	4	2	2	-11	5	6	-3	-1	10	0	4,2	4,7	-3,0
9	39501	4	5	10	4	-5	-1	-1	-4	1	1	6	-1	7	0	3	4	-7	0	3,2	0,3	2,0
10	30032	0	0	0	-1	4	-2	-2	11	-6	0	0	10	-2	0	13	0	0	6	0,8	2,5	3,5
11	8254	-8	4	7	3	0	9	3	1	2	2	-4	4	-3	8	5	-8	7	0	-1,8	2,7	4,5
12	6873	-0,8	-2,1	-0,9	-2,6	-0,5	-2,7	-3,4	-5	-3,1	-1,4	-0,5	2,7	-1,8	-2,2	-7,4	-4	-5,9	-0,1	-2,4	-2,7	-1,8

- **средний удельный прирост амплитуд вибрации на 1000 часов наработки (мкм/1000 час):**

$$\Delta a_H = \sum_k \frac{(A_{2k} - A_{1k})}{T_H \cdot 10^3}, \quad (4.6)$$

где:  $A_2, A_1$  – уровень амплитуд вибрации в начале и в конце периода наработки цикла (мкм),

$T_H$  – наработка турбины в производственном цикле (час),

$k$  – номер подшипника.

Средние удельные приросты амплитуд вибрации за период наработки представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Средние удельные приросты амплитуд вибрации, мкм/1000 час

Составляющая вибрации	Номера подшипников						Среднее значение
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	
Вертикальная	0,1256	0,2437	0,2974	0,3390	0,2015	0,1362	0,2160
Горизонтальная	0,1358	0,1003	0,1324	0,0965	0,2527	0,1366	0,1105
Осевая	0,2198	0,2887	0,0488	0,1725	0,1725	0,3969	0,2213

Средние удельные значения приростов амплитуд вибрации находятся на уровне 0,1-0,2 мкм на 1000 час и имеют небольшое рассеяние.

– **среднее снижение амплитуд вибрации за период ремонта:**

$$\Delta A_p = \frac{\sum(A_{2j} - A_{1j})}{n_p} \quad (4.7)$$

где:  $A_{2j}, A_{1j}$  – уровень амплитуд вибрации в начале и в конце ремонта,

$n_p$  – число ремонтов.

Расчет средних снижений вибрации за период ремонта представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Среднее снижение амплитуд вибрации за период ремонта (мкм)

Вибросмещение	Производственные циклы												Средние по ремонтам
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Вертикальная	17,8	0,7	3,0	1,5	5,5	7,8	5,0	6,3	4,7	2,3	-1,7	-1,1	4,31
Горизонтальная	10,0	2,2	-0,5	2,5	7	3,3	6,0	6,3	3,3	0,5	4,8	-1,1	3,69
Осевая	16,7	10,2	9,0	5,5	3,0	10,1	11,0	5,2	6,5	4,5	3,0	0,8	7,13

Таким образом, в среднем за один ремонт снижение уровня амплитуд вибрации находится на уровне 3-7 мкм.

Размах амплитуд вибрации  $A_B, A_T, A_O$  по вертикальной, горизонтальной и осевой координатам по сути представляет собой проекции комплексного вектора

виброскорости на соответствующие координатные плоскости. Разложение комплексного вектора виброскорости происходит на стадии измерений из-за конструктивного исполнения схемы измерения вибрации.

Если допустить, что частота вибрации совпадает с оборотной частотой вращения, то действующая величина виброскорости определяется:

$$V = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{A_B^2 \cdot \omega_B^2 + A_G^2 \cdot \omega_G^2 + A_0^2 \cdot \omega_0^2} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\sum A_i^2 \cdot \omega_i^2}. \quad (4.8)$$

Результаты пересчета параметров вибрации в виброскорость по опорам турбогенератора представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Изменение виброскорости подшипниковых опор турбины (мм/с)

№ цикла	Наработка, час	Виброскорость по опоре до и после ремонта											
		№ 1		№ 2		№ 3		№ 4		№ 5		№ 6	
		до	после	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после
1	4778	4,8	3,4	5	3,6	6,9	5	15,5	2,3	8,9	8,3	8,4	6,1
2	15151	5,1	3,8	9,4	8,4	11	10,6	12	6,3	8,8	6,6	8,7	8,4
3	15628	6,1	4,8	8	5,9	9,5	7	10,7	3,1	10,3	7	14,1	5,8
4	13648	3,4	2,8	4	2,5	3	1,9	4,5	4,2	3,3	3,1	3,2	2,5
5	32320	2,7	1,9	5	4	6,6	3,9	3,5	2,4	7,6	4,6	4	3,6
6	39446	4,5	2,7	5	2,5	5,5	4,4	4,6	3,7	6,1	4,9	4,5	3,8
7	15493	4,2	2,6	3,1	2,5	5,3	3,9	6,5	4,4	5,7	2,7	5,9	3,6
8	24802	4,3	2,4	2,7	2,1	5,2	4,8	4,4	3,2	5	2,7	4,8	4,5
9	39501	3,8	2,6	1,8	1,7	3,9	2,4	3,2	1,7	3,7	3,3	3,6	2,1
10	30032	3,2	2,6	1,8	1,2	3,6	1,8	3,2	1,7	3,7	3,2	2,9	2,8
11	8254	1,7	1,2	1,7	0,9	2,2	0,7	1,6	1,4	4,4	3,5	7,7	0,8

– **средний удельный прирост виброскорости за 1000 часов наработки, мм/с·ч:**

$$V_{1000} = \frac{V_{H2} - V_{H1}}{T_H \cdot 10^3}, \quad (4.9)$$

где:  $V_{H1}$ ,  $V_{H2}$  – виброскорость опор в начале и в конце периода наработки производственного цикла,  $T_H$  – продолжительность наработки.

В таблице 4.6 представлены результаты расчета средних значений удельных приростов виброскорости за 1000 часов наработки.



Таблица 4.6 – Усреднённые удельные приросты виброскорости опор (мм/с)

№ цикла	Наработка, час	Прирост виброскорости, мм/с						Средний прирост на 1000 часов наработки, мм/с 1000 час						Средний прирост на 1000 часов наработки, мм/с 1000 час
		№1	№2	№3	№ 4	№ 5	№ 6	№1	№2	№3	№ 4	№ 5	№ 6	
1	4778	1,5	5,8	6,0	9,7	0,5	2,6	0,31	1,21	1,26	2,03	0,10	0,54	0,910
2	15151	2,3	-0,4	-1,1	4,4	4,1	3,7	0,15	-0,03	-0,07	0,29	0,27	0,24	0,143
3	15628	1,4	0,1	-4,0	1,4	-3,7	-2,6	0,09	0,01	-0,26	0,09	-0,24	-0,17	-0,079
4	13648	0,4	2,5	4,7	-0,7	4,5	1,5	0,03	0,18	0,34	-0,05	0,33	0,11	0,158
5	32320	1,6	1,1	1,6	2,2	2,1	1,1	0,05	0,03	0,05	0,07	0,06	0,03	0,050
6	39446	1,5	0,6	0,9	2,8	0,8	-2,1	0,04	0,02	0,02	0,07	0,02	-0,05	0,019
7	15493	0,7	0,2	1,3	0	2,3	1,2	0,05	0,01	0,08	0,00	0,15	0,08	0,061
8	24802	1,4	-0,3	-0,9	0	1,0	-0,9	0,06	-0,01	-0,04	0,00	0,04	-0,04	0,002
9	39501	0,6	0,1	1,2	1,5	0,4	0,8	0,02	0,00	0,03	0,04	0,01	0,02	0,019
10	30032	1,2	0,5	0,4	0,1	1,2	1,1	0,04	0,02	0,01	0,00	0,04	0,04	0,025
11	8254	0,7	0,9	0,1	0,4	0,3	0,7	0,08	0,11	0,01	0,05	0,04	0,08	0,063
12	6873	1,2	0,8	1,6	0,5	0,6	0,5	0,17	0,12	0,23	0,07	0,09	0,07	0,126
Средний прирост за период эксплуатации														0,125

Средний темп прироста виброскорости за 1000 часов наработки по турбоагрегату составляет 0,125 мм/с. Это означает, что средний запас ресурса по виброскорости турбины можно определить так:

$$t_k = \frac{[V] - V_i}{\varphi} \times 10^3 \text{ час}, \quad (4.10)$$

где:  $[V]$  – допустимая правилами виброскорость,  $\varphi$  – средний прирост виброскорости.

Если, согласно правилам [125], принять  $[V] = 4,5$  мм/с,  $V_i = 2,3$  мм/с, то запас ресурса равен:

$$t_k = \frac{4,5 - 2,3}{0,125} \times 10^3 = 17,6 \cdot 10^3 \text{ час}. \quad (4.11)$$

Таким образом, средний запас ресурса по подшипникам по данным эксплуатации за весь период превышает 2 года. Это означает, что ремонт подшипников может производиться с большим интервалом и большей наработкой. Резерв ресурса в среднем достаточно высок, но при этом в отдельных производственных циклах резерв существенно снижается.

Графически изменения виброскорости на опорах турбин представлены на рисунках 4.9–4.13.

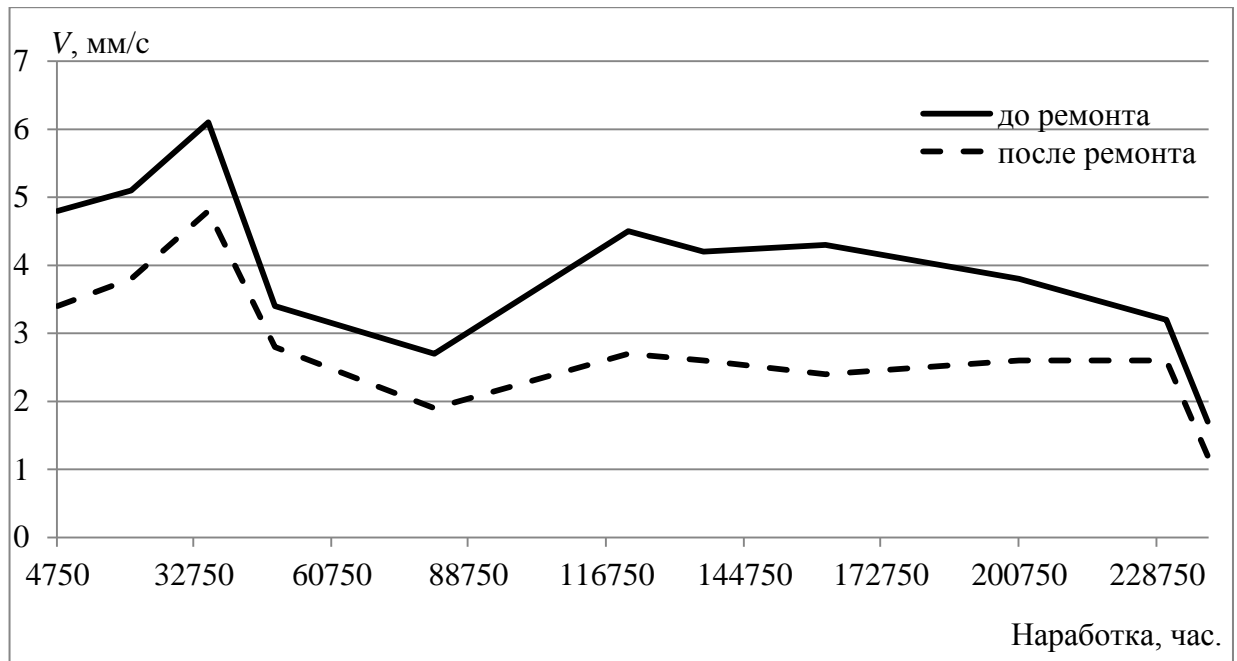


Рисунок 4.9 – Изменения виброскорости подшипника № 1 до и после ремонтов

В процессе ремонта вибрация снижается до уровня ниже допускаемого. При этом и уровень, и размах изменений вибрации от ремонта к ремонту изменяются значительно.

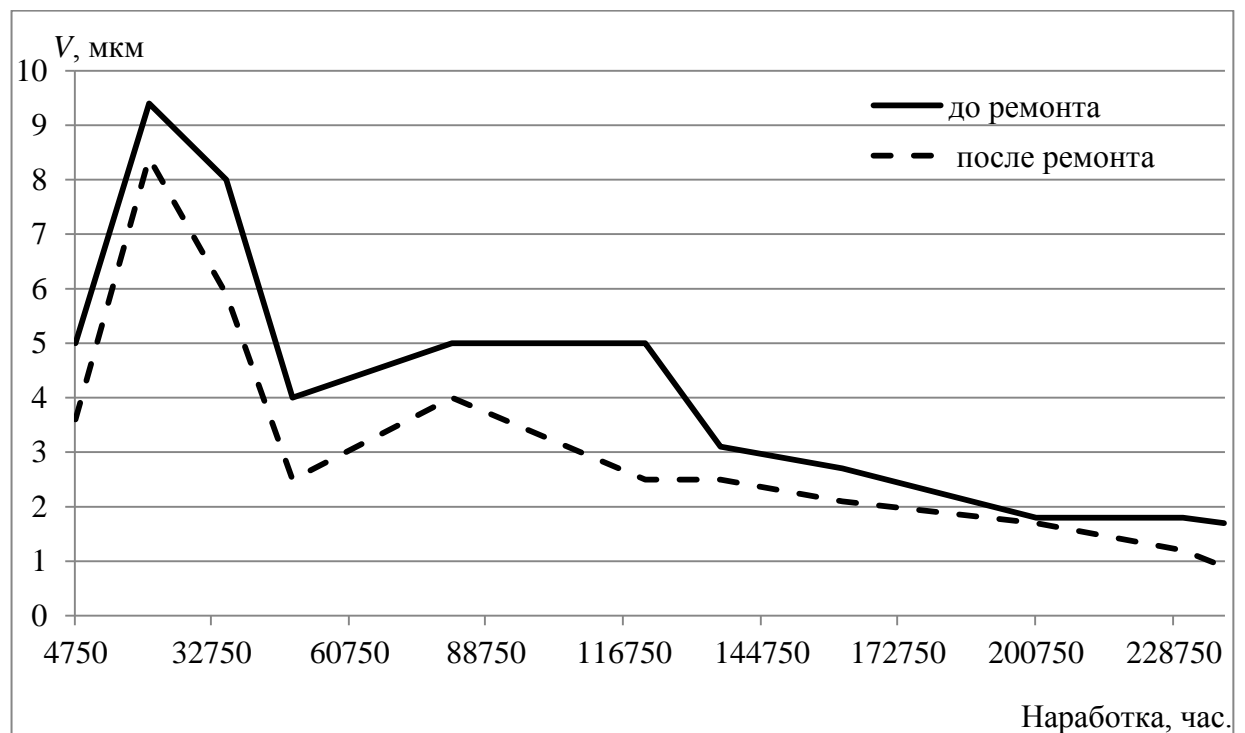


Рисунок 4.10 – Изменения виброскорости подшипника № 2 до и после ремонтов

По подшипнику № 2 отчётливо заметно снижение уровня виброскорости с увеличением срока эксплуатации и наработки.

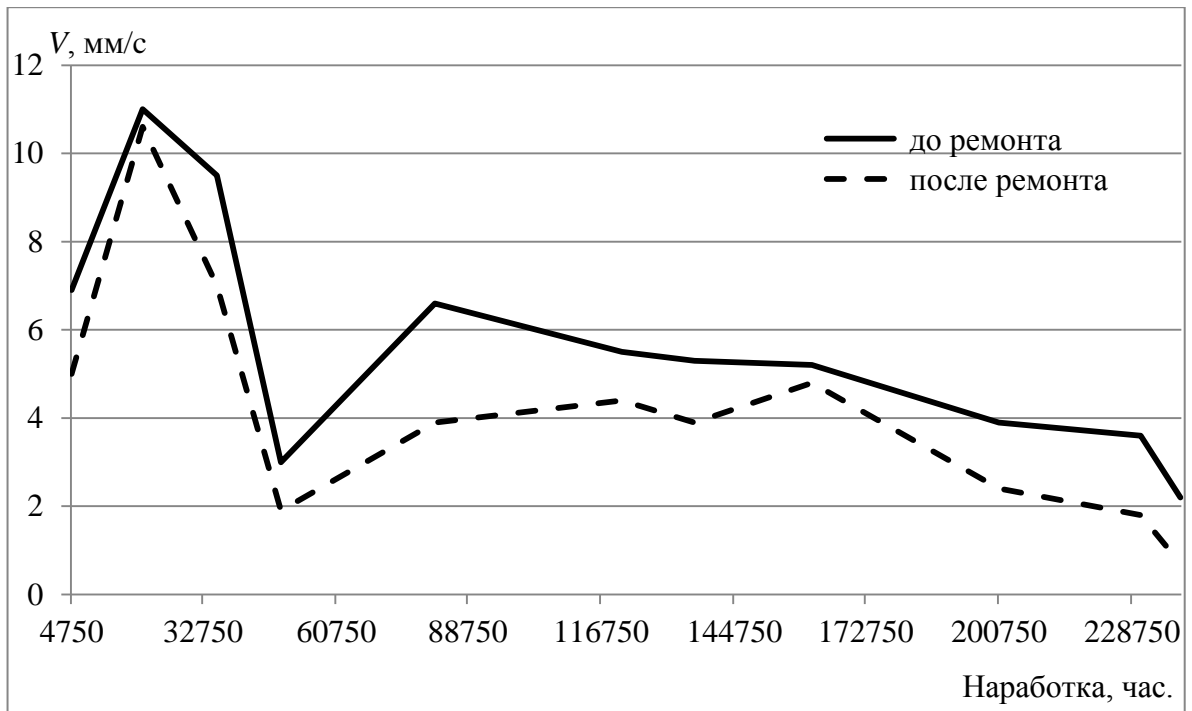


Рисунок 4.11 – Изменения виброскорости подшипника № 3 до и после ремонтов  
Характер зависимостей изменения виброскорости от наработки опорных подшипников 2 и 3 практически совпадает.

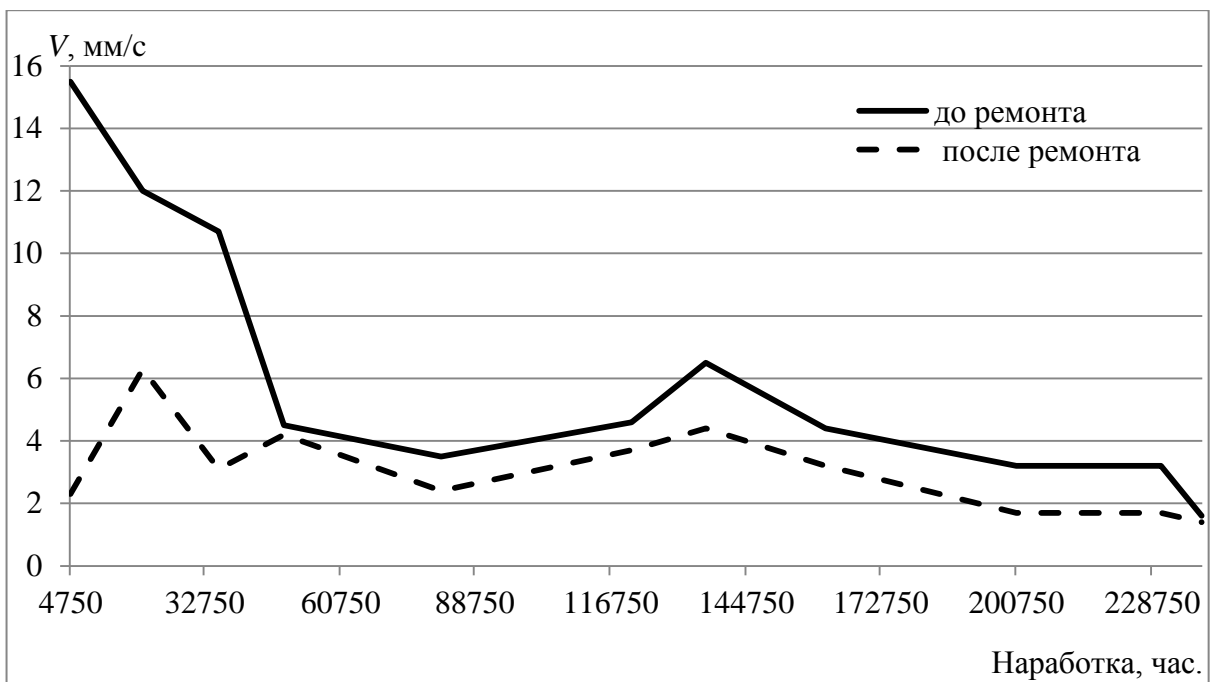


Рисунок 4.12 – Изменения виброскорости подшипника № 4 до и после ремонтов  
Уровень виброскорости постепенно снижается с ростом наработки

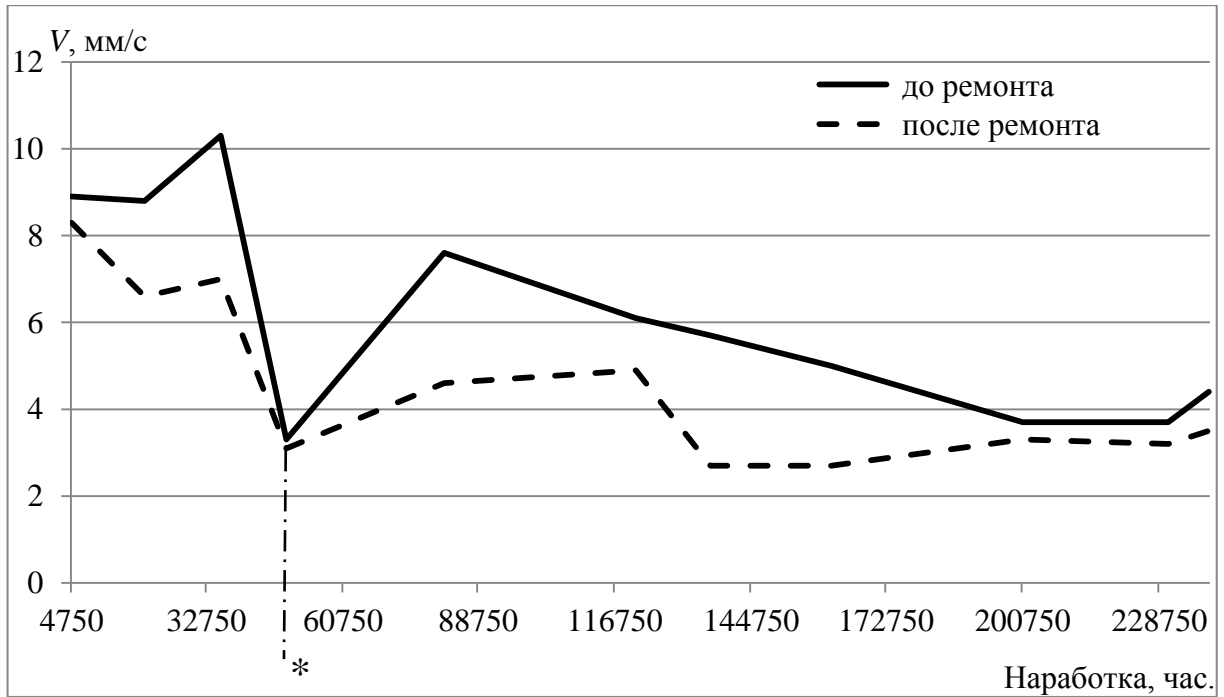


Рисунок 4.13 – Изменения виброскорости подшипника № 5 до и после ремонтов

Обращает на себя внимание совпадение виброскорости до и после ремонта на опоре 5, отмеченное (\*). Это даёт основание предполагать, что ремонт этих подшипников в данный момент времени не проводился.

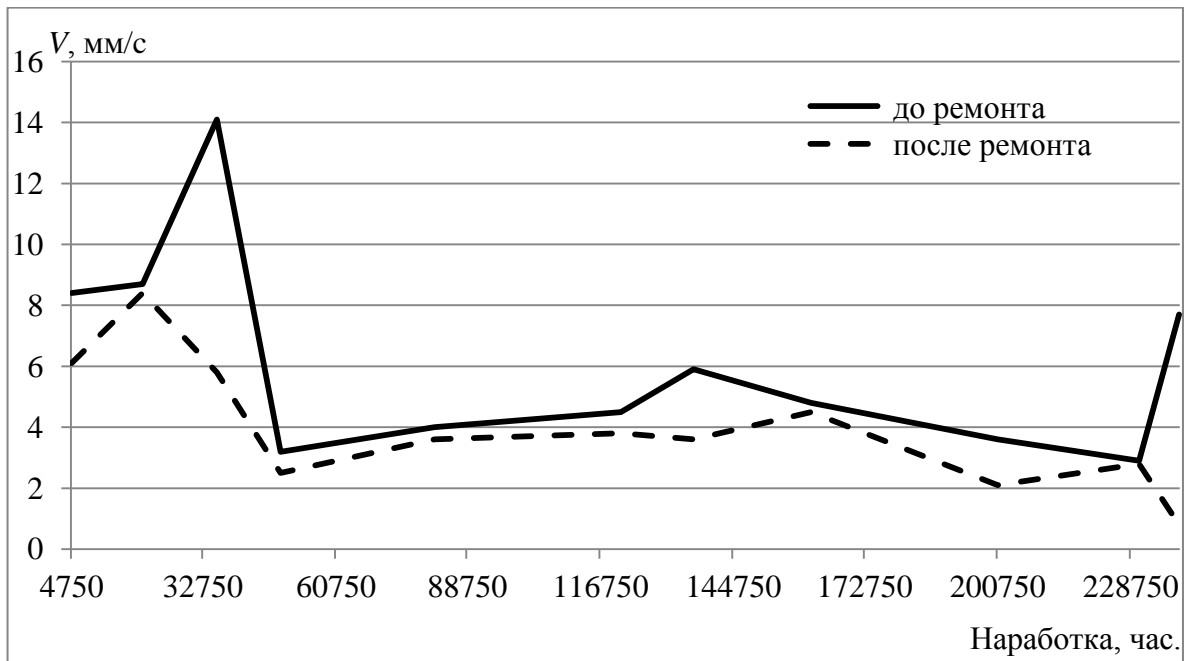


Рисунок 4.14 – Изменения виброскорости подшипника № 6 до и после ремонтов

Размах изменения виброскорости до и после ремонта подшипника № 6 сравнительно невелик и находится на уровне длительно допускаемых значений.

#### 4.4 Оценка взаимосвязи ресурса подшипников и количества пусков турбины

Усиленная выработка баббитовой расточки подшипников происходит, как правило, при пусках и остановках турбоагрегата в условиях полусухого трения и отсутствия устойчивого масляного клина при малых скоростях вращения ротора. Величина выработки зависит от количества пусков, качества масла и распределения нагрузки от веса ротора по подшипникам [128].

Представляет интерес оценить, в какой мере влияние пусков и остановов турбины влияет на величину уровня вибрации.

На рисунках 4.15-4.20 показано изменение уровней вертикальной, горизонтальной и осевой вибрации соответственно на 1-6 опорах турбоагрегата от количества пусков в том или ином производственном циклах.

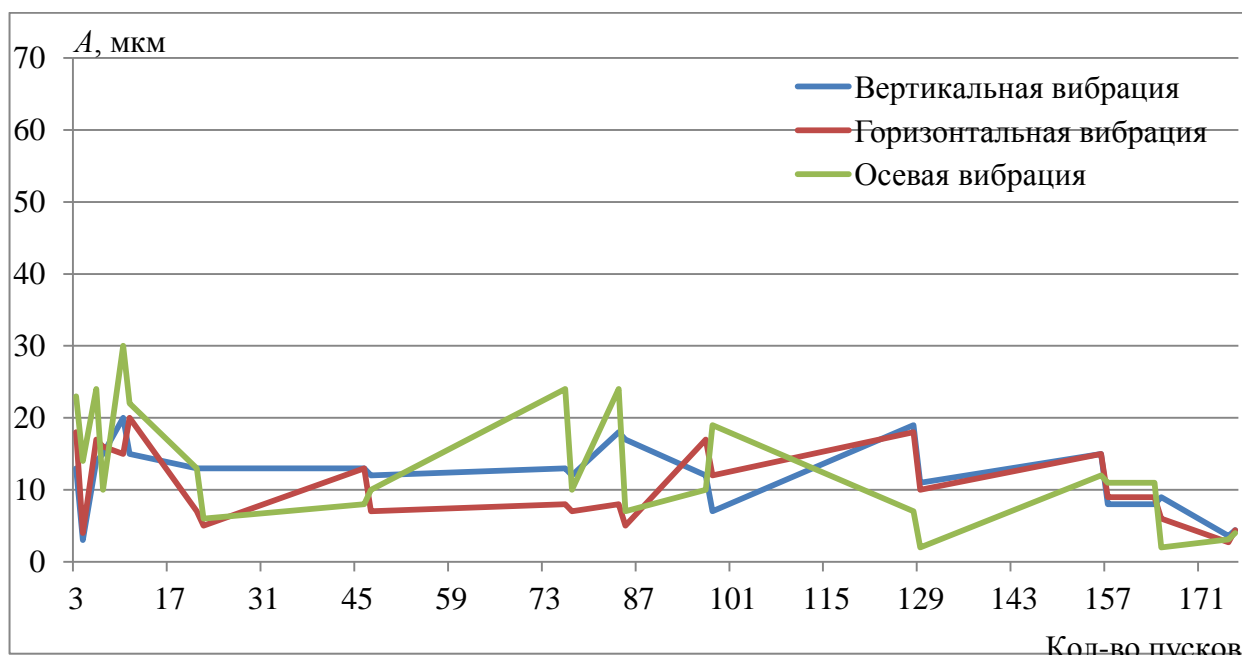


Рисунок 4.15 – Изменения вертикальной, горизонтальной и осевой вибрации подшипника № 1 от числа пусков

На рисунке 4.15 заметно обнаруживается сильная зависимость нарастания уровня вибрации в производственных циклах от числа пусков.

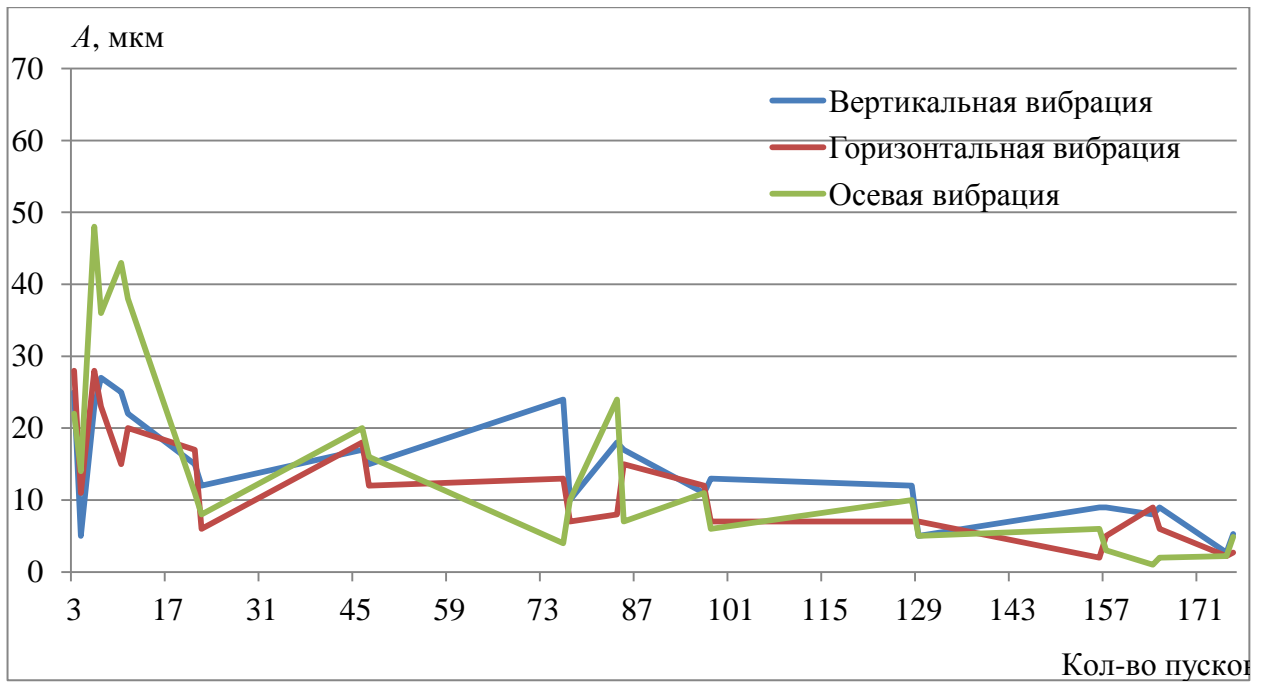


Рисунок 4.16 – Изменение уровня вибрации подшипника №2 от числа пусков

Та же тенденция значительного увеличения уровня вибрации проявляется и по опоре № 2 и представлена на рисунке 4.16.

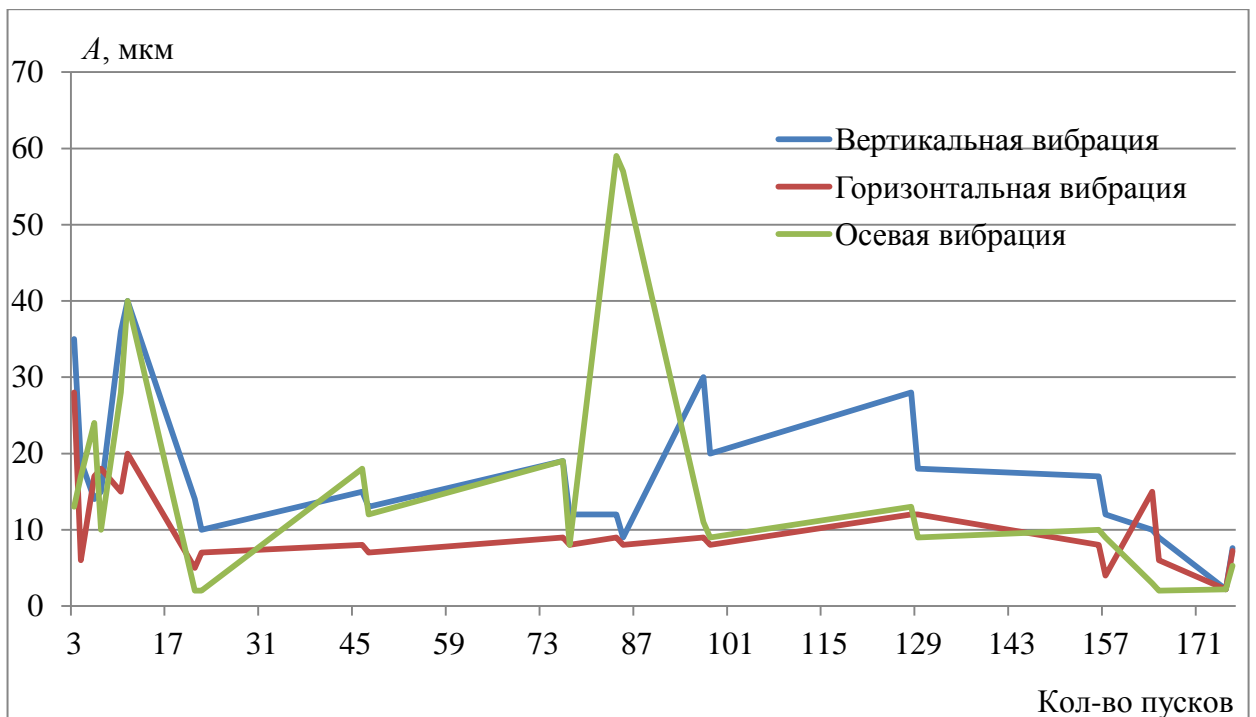


Рисунок 4.17 – Изменение уровня вибрации подшипника №3 от числа пусков

Характер изменения уровня вибрации позволяет предположить, что сила влияния пусков турбоагрегата оказывается существенной.

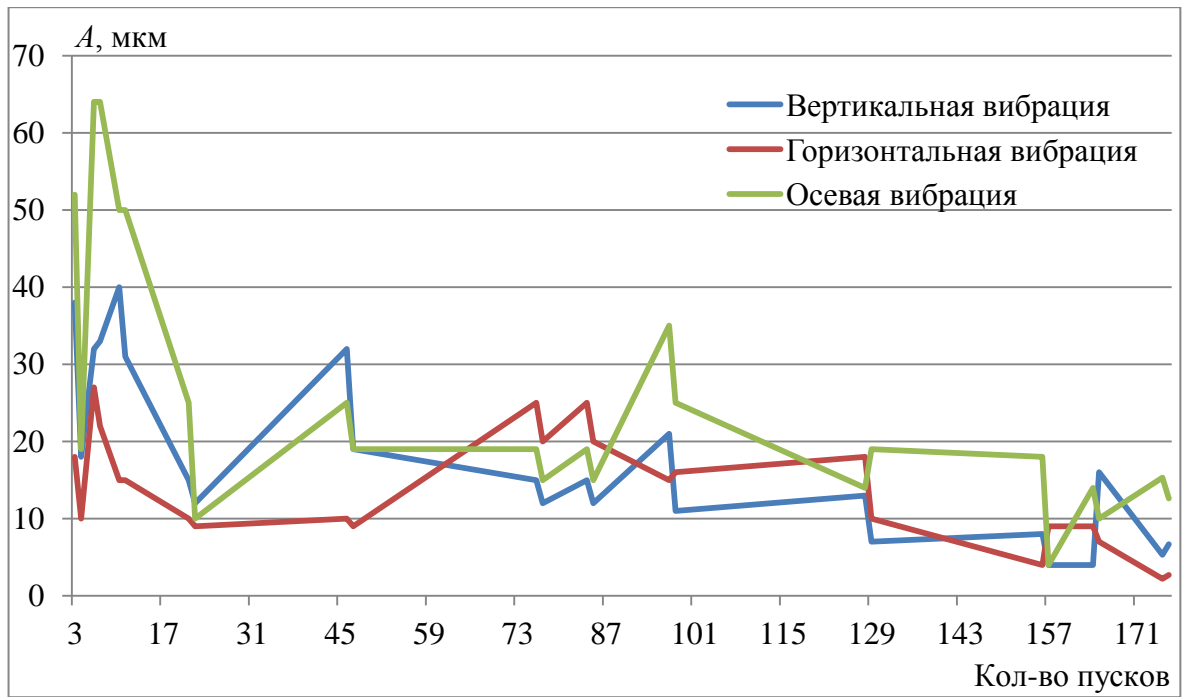


Рисунок 4.18 – Изменение уровня вибрации подшипника № 4 от числа пусков

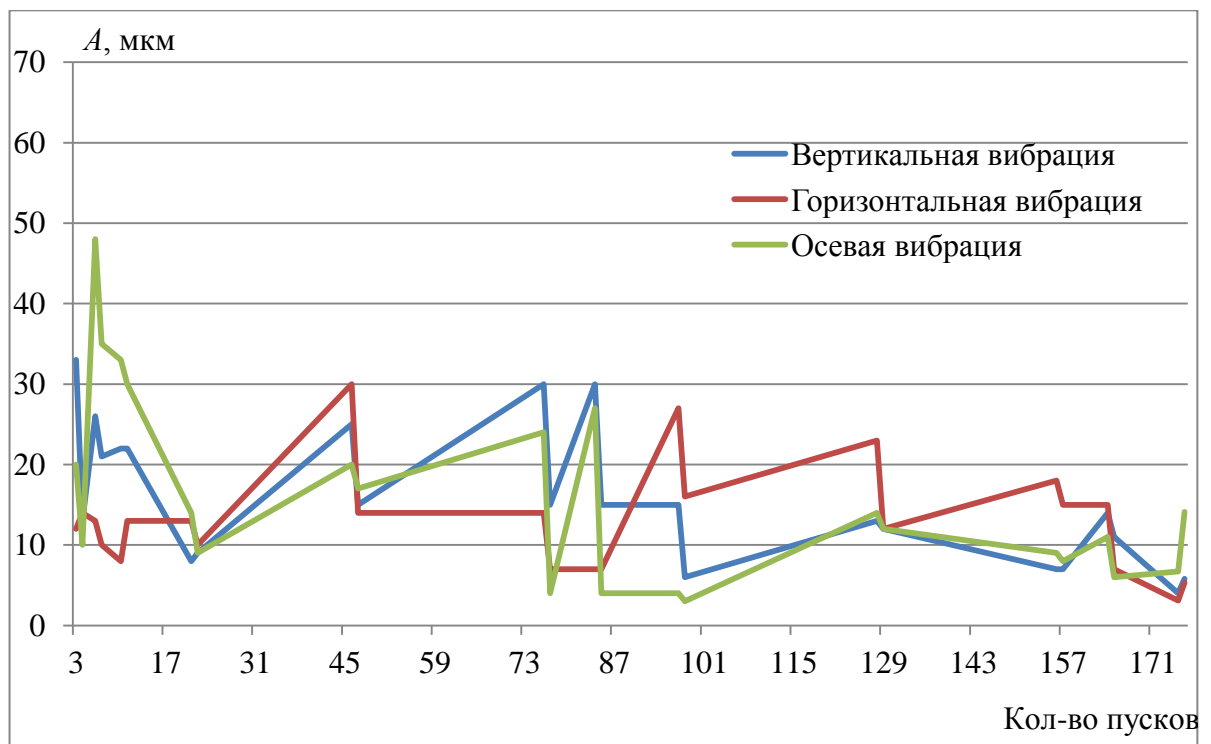


Рисунок 4.19 – Изменение уровня вибрации подшипника № 5 от числа пусков

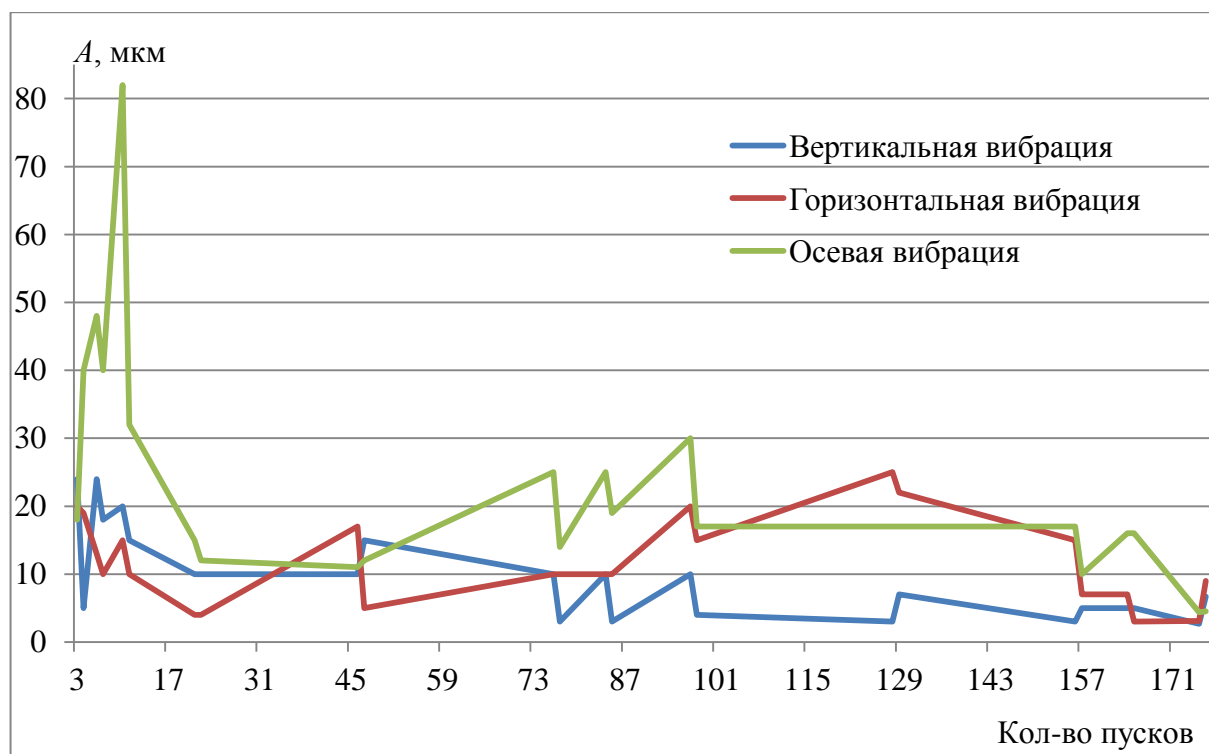


Рисунок 4.20 – Изменение уровня вибрации подшипника №6 от числа пусков турбоагрегата

Массивы данных, которые могут быть извлечены из ремонтной документации турбоагрегата, позволяют вычислить некоторые расчётные эквивалентные характеристики динамики уровней вибрации опор. Наиболее важные из них:

– **средний удельный прирост амплитуд вибрации за один пуск турбины:**

$$\Delta a_{\text{п}} = \sum \frac{(A_{2k} - A_{1k})}{m}, \quad (4.12)$$

где:  $A_{1k}$ ,  $A_{2k}$  – амплитуды вибрации подшипников в начале и в конце цикла;

$m$  – число пусков за этот период;

$k$  – номер подшипника.

Результаты расчета средних удельных приростов амплитуд вибрации подшипников по пускам приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Средние удельные приросты амплитуд вибрации (мкм/пуск)

Вибросмещение	Номера опор						Среднее по опорам
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	
Вертикальная	0,1897	0,3851	0,4491	0,512	0,2697	0,2057	0,3263
Горизонтальная	0,2051	0,1514	0,20	0,1457	0,3817	0,2063	0,1669
Осевая	0,3377	0,436	0,0737	0,284	0,2606	0,5994	0,3343



По данным таблицы 4.7 можно сделать вывод о достаточно близких значениях удельных приростов амплитуд на разных опорах и в разных производственных циклах. Кроме того, величины удельных приростов амплитуд вибрации по вертикальной, горизонтальной и осевой проекциям, по числу пусков, практически одинаковы. Это означает, что каждый пуск «разбалтывает» подшипник по каждой координате практически с одинаковой интенсивностью.

– **средний удельный прирост виброскорости за один пуск турбины:**

$$V_{\Pi} = \frac{(V_{H2} - V_{H1})}{m}, \quad (4.13)$$

где:  $m$  – число пусков в производственном цикле.

Результаты расчета средних приростов виброскорости в зависимости от числа пусков в производственных циклах приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Удельные приросты виброскорости по числу пусков

№ цикла	Число пусков		Прирост виброскорости, мм/с						Средний прирост на пуск						Общий средний
	в цикле	всего	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	
1	3	3	1,5	5,8	6	9,7	0,5	2,6	0,50	1,93	2,00	3,23	0,17	0,87	1,45
2	3	6	2,3	-0	-1	4,4	4,1	3,7	0,77	-0,13	-0,37	1,47	1,37	1,23	0,72
3	4	10	1,4	0,1	-4	1,4	-4	-3	0,35	0,03	-1,00	0,35	-0,93	-0,65	-0,31
4	11	21	0,4	2,5	4,7	-1	4,5	1,5	0,04	0,23	0,43	-0,06	0,41	0,14	0,20
5	25	46	1,6	1,1	1,6	2,2	2,1	1,1	0,06	0,04	0,06	0,09	0,08	0,04	0,06
6	30	76	1,5	0,6	0,9	2,8	0,8	-2	0,05	0,02	0,03	0,09	0,03	-0,07	0,03
7	8	84	0,7	0,2	1,3	0	2,3	1,2	0,09	0,03	0,16	0,00	0,29	0,15	0,12
8	13	97	1,4	-0	-1	0	1	-1	0,11	-0,02	-0,07	0,00	0,08	-0,07	0,00
9	31	128	0,6	0,1	1,2	1,5	0,4	0,8	0,02	0,00	0,04	0,05	0,01	0,03	0,02
10	28	156	1,2	0,5	0,4	0,1	1,2	1,1	0,04	0,02	0,01	0,00	0,04	0,04	0,03
11	8	164	0,7	0,9	0,1	0,4	0,3	0,7	0,09	0,11	0,01	0,05	0,04	0,09	0,06
12	11	175	1,2	0,8	1,6	0,5	0,6	0,5	0,11	0,07	0,15	0,05	0,05	0,05	0,08
															0,205

Изменение виброскорости на всех шести опорах турбины представлено на рисунке 4.21.

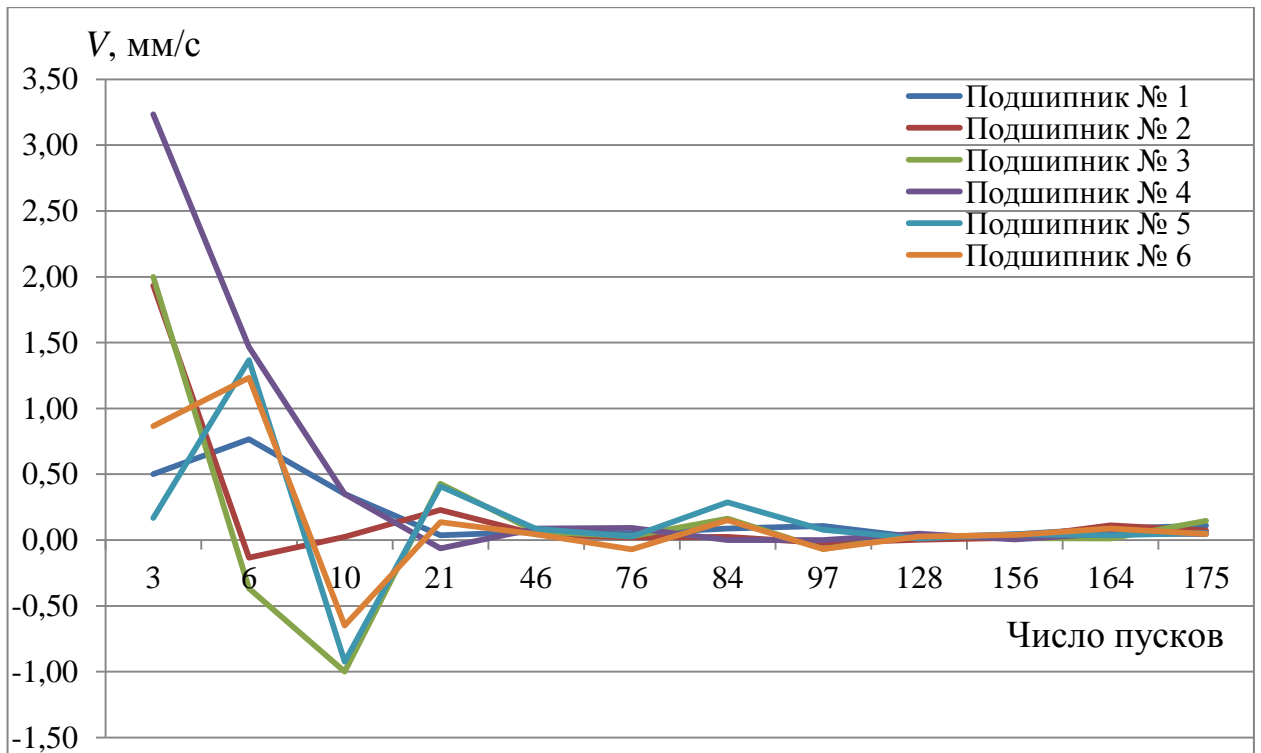


Рисунок 4.21 – Изменение виброскорости от числа пусков

Со всей очевидностью здесь проявляется эффект приработки – при малом числе пусков после ремонта размах изменений виброскорости значителен и заметен, а затем происходит стабилизация и при большом числе пусков виброскорость изменяется незначительно.

Знание среднего прироста виброскорости позволяет оценить ресурс установки по пускам. Иначе говоря, можно определить количество пусков установки, которое доведёт уровень вибрации до предельно допустимого:

$$t_k^п = \frac{[A]-A_i}{\gamma}, \quad (4.14)$$

где:  $\gamma$  – средний прирост виброскорости по пускам-остановам турбоагрегата.

Ресурс подшипников по пускам составляет:

$$t_k^п = \frac{4,5-2,3}{0,205} = 10,73, \quad (4.15)$$

При средней наработке на пуск 1474 часов (таблица 3.3) ресурс соответствует  $10,73 \times 1474 = 15816$  час. Эта величина хорошо коррелируется с ресурсом, вычисленным по наработке.

Ещё более заметен скрытый ресурс подшипников при уровне вибрации, разрешённом ПТЭ [125], в условиях ограниченной продолжительности работы

установки. Так, при уровне виброскорости 4,5 мм/с разрешённый резерв наработки до уровня виброскорости 7,1 мм/с составляет:

$$t_k^p = \frac{7,1-4,5}{0,205} \times 1474 = 18694,6 \text{ час}, \quad (4.16)$$

а аварийный резерв до уровня вибрации 11,2 мм/с достигает:

$$t_k^a = \frac{11,2-7,1}{0,205} \times 1474 = 29480 \text{ час}. \quad (4.17)$$

#### 4.5 Обобщённые показатели вибрации подшипников для совокупности обследованных турбоагрегатов

Анализ вибросостояния всех обследованных турбоагрегатов показал, что изменение уровня вибрации по каждому из них имеет некоторые отличия по сравнению с изменением вибрации турбоагрегата № 13 Омской ТЭЦ-3.

В таблице 4.9 приведены результаты расчета остаточного ресурса усредненных показателей рассматриваемых турбоагрегатов, с учётом изменения значения виброскорости от разрешённого до аварийного уровня.

Таблица 4.9 – Остаточный ресурс турбоагрегатов по наработке и пускам

№	Тип турбины	Средняя наработка на пуск, тыс. час.	Ресурс плановый по наработке до уровня виброскорости 4,5 мм/с, тыс. час.	Разрешенный ресурс наработки до уровня виброскорости 7,1 мм/с, час	Аварийный ресурс наработки до уровня виброскорости 11,2 мм/с, тыс. час	Ресурс плановый по пускам, тыс. час.	Разрешенный ресурс наработки до уровня виброскорости 7,1 мм/с, тыс. час	Аварийный ресурс наработки до уровня виброскорости 11,2 мм/с, тыс. час
1.	ВПТ-25-3	1,189	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации					
2.	ПТ-25-90/10	1,227	42,667	50,424	79,516	0,035	0,042	0,065
3.	Р-25-90	1,186	1428,842	1688,631	2662,841	0,316	0,374	0,590
4.	Р-25-90	1,370	2638,451	3118,169	4917,113	2,262	2,674	4,216
5.	ПТ-25-90	1,319	7432,290	8783,615	13851,085	2,919	3,450	5,441
6.	ПТ-25-90	1,151	96,024	113,483	178,954	0,056	0,066	0,104
7.	Р-25/90/15	4,030	505,427	597,323	941,932	0,125	0,147	0,233
8.	ПТ-60-90-13	1,550	89,115	105,317	166,078	0,067	0,079	0,125
9.	ПТ-60-130	0,995	509,165	601,740	948,899	0,639	0,756	1,192
10.	ПТ-65/75-130	1,140	37,318	44,103	69,548	0,032	0,038	0,05943
11.	ПТ-65/75-130	1,277	162,591	192,153	303,010	0,151	0,179	0,282
12.	Р-50-130	1,511	32,368	38,253	60,322	0,1447	0,0171	0,02696

№	Тип турбины	Средняя наработка на пуск, тыс. час.	Ресурс плановый по наработке до уровня виброскорости 4,5 мм/с, тыс. час.	Разрешенный ресурс наработки до уровня виброскорости 7,1 мм/с, час	Аварийный ресурс наработки до уровня виброскорости 11,2 мм/с, тыс. час	Ресурс плановый по пускам, тыс. час.	Разрешенный ресурс наработки до уровня виброскорости 7,1 мм/с, тыс. час	Аварийный ресурс наработки до уровня виброскорости 11,2 мм/с, тыс. час
13.	P-50/130/15	0,729	157,020	185,568	292,627	0,214	0,253	0,399
14.	P-50/130/15	0,94	157,9397	186,014	293,330	0,140	0,166	0,262
15.	T-100-130	0,678	1651,474	1951,741	3077,746	0,664	0,785	1,239
16.	T-100-130	0,723	40,090	47,379	74,713	0,052	0,0616	0,097
17.	P-100-130	0,461	13,795	16,303	25,709	0,035	0,04147	0,0654
18.	P-100-130	0,687	15,481	18,295	28,850	0,025	0,02965	0,04675
19.	ПТ-80-130	1,066	1198,564	1416,484	2233,686	2,236	2,642	4,167
20.	ПТ-80-130	1,079	76,935	90,922	143,378	0,171	0,202	0,318
21.	T-175/210-130	1,082	67,689	79,995	126,146	0,884	0,0976	0,1539
22.	T-175/210-130	1,038	81,786	96,656	152,419	0,0463	0,05468	0,08622
23.	T-185/220-130	1,088	49,411	58,396	92,085	0,0333	0,03933	0,06203
24.	K-100-90	0,435	472,339	558,218	880,268	0,0698	0,08251	0,13012
25.	K-100-90	0,720	52,472	62,012	97,789	0,0771	0,0911	0,14366
26.	K-100-90	0,621	53,987	63,803	100,613	0,164	0,193	0,305
27.	K-100-90	0,962	13,045	15,417	24,312	0,0104	0,0123	0,0194
28.	K-210-130	0,316	-	-	-	-	-	-
29.	K-210-130	0,300	19,695	23,276	36,705	0,071	0,084	0,133
30.	K-210-130	0,253	45,142	53,349	84,128	0,496	0,586	0,925
31.	K-210-130	0,290	136,803	161,676	254,951	0,254	0,301	0,474
32.	K-215-130	0,377	474,262	560,491	883,852	0,519	0,614	0,968
33.	T-50/60-8,8	0,524	В ремонтной документации нет данных по вибрации					
34.	T-43-90-2М	1,699	16,293	19,255	30,364	10,86	12,83	20,23
35.	T-43-90-2М	1,097	67,156	79,366	125,154	87,57	103,50	163,21
36.	ПТ-25-90/10	3,014	229,503	271,230	427,710	0,088	0,104	0,164
37.	ПТ-60-90/13	2,348	257,095	303,839	479,131	0,119	0,141	0,223
38.	T-118/125/130-8	2,268	В ремонтной документации нет данных по вибрации					
39.	ПТ-140/165-130/15	2,785	357,802	422,856	666,812	1,325	1,566	2,470
40.	ПР-25/30-90/10/0,9	1,457	В ремонтной документации нет данных по вибрации					
41.	ПТ-25-90	1,602	475,754	562,255	886,633	0,101	0,119	0,188
42.	ПР-25-90	1142	В ремонтной документации нет данных по вибрации					
43.	T-25-90	533	В ремонтной документации нет данных по вибрации					
44.	T-25-90	640	В ремонтной документации нет данных по вибрации					
45.	ПТ-60-90/13	1631	В ремонтной документации нет данных по вибрации					
46.	T-100-130	1,088	108,679	128,439	202,539	92,22	108,99	171,86

№	Тип турбины	Средняя наработка на пуск, тыс. час.	Ресурс плановый по наработке до уровня виброскорости 4,5 мм/с, тыс. час.	Разрешенный ресурс наработки до уровня виброскорости 7,1 мм/с, час	Аварийный ресурс наработки до уровня виброскорости 11,2 мм/с, тыс. час	Ресурс плановый по пускам, тыс. час.	Разрешенный ресурс наработки до уровня виброскорости 7,1 мм/с, тыс. час	Аварийный ресурс наработки до уровня виброскорости 11,2 мм/с, тыс. час
47.	T-100-130	1,050	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации					
48.	T-100/120-130	1,333	314,178	371,302	585,514	0,237	0,281	0,443
49.	T-180/210-130-1	0,402	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации					
50.	T-180/210-130-1	0,351	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации					
51.	T-180/210-130-1	0,427	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации					
52.	T-180/210-130-1	0,225	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации					

Для проверки адекватности разработанного алгоритма расчета (4.1-4.10) были проведены расчеты остаточного ресурса для каждого производственного цикла турбины. Для примера в таблицах 4.10-4.11 приведены данные о фактическом времени работы и расчетном остаточном ресурсе двух турбин.

Таблица 4.10 – Показатели остаточного ресурса турбины для каждого производственного цикла на примере турбины ПТ-25-90/10 ст.№ 2 Омской ТЭЦ-3

№ цикла	Нарботка за цикл	Количество пусков за цикл	Фактическая наработка до следующего ремонта	Расчетная наработка до следующего ремонта
1	86548	77	32 918	94 848
2	24735	23	24 735	189 834
3	37166	29	38 096	179 615
4	65380	49	57 553	301 920
5	17352	14	17 352	161 533
6	3641	3	3 641	16 624
7	32873	29	32 873	16 342
8	29750	26	29 750	16 516
9	32081	27	32 081	18 982
10	37466	22	27 279	21 351

Из таблицы 4.10 видно, что пять циклов турбина работала с превышением индивидуального ресурса, и пять циклов турбина проработала с большим запасом наработки.

Таблица 4.11 – Временные показатели турбины после каждого производственного цикла на примере турбины ПТ-60-90-13 ст.№ 9 Омской ТЭЦ-3

№ цикла	Наработка за цикл	Количество пусков за цикл	Фактическое время работы до следующего ремонта	Расчетное время работы до следующего ремонта
1	28515	17	28 515	96 369
2	16537	5	16 647	76 603
3	15988	6	15 988	37 255
4	15150	6	15 150	27 950
5	16723	10	15 979	102 880
6	8807	5	8 807	26 277
7	15120	14	15 120	35 872
8	30614	21	30 614	35 480
9	32770	18	32 770	33 771
10	15169	7	15 169	37 788
11	13321	10	13 321	37 142
12	32186	25	32 186	40 599
13	23094	18	23 094	41 572
14	28892	27	28 892	44 591

Анализируя данные таблицы 4.11 можно сказать, что турбина после каждого производственного цикла имела достаточный запас остаточного ресурса.

Из представленных на рисунках 4.22 и 4.23 графиков видно, что около 70% времени работы от начала эксплуатации турбоустановки работали с запасом индивидуального ресурса.



Рисунок 4.22 – Сравнение фактического и расчётного остаточного ресурса турбины ПТ-25-90/10 ст. № 2 Омской ТЭЦ-3 для каждого производственного цикла



Рисунок 4.23 – Сравнение фактического и расчётного остаточного ресурса турбины ПТ-60-90-13 ст. № 9 Омской ТЭЦ-3 для каждого производственного цикла

#### 4.6 Оценка взаимосвязи показателей наработки и пусков

Для установления и оценивания тесноты взаимосвязи двух или нескольких величин, которые могут быть приняты как случайные, принято использовать характеристики корреляции [129]. Случайные величины, в общем случае, могут быть связаны либо функциональной зависимостью, либо статистической, либо быть независимыми. Строгая функциональная зависимость реализуется редко, так как случайные величины подвержены действию случайных факторов. В этом случае возникает статистическая зависимость, когда изменение одной из величин влечёт изменение распределения других. Если при изменении одной из величин изменяется среднее значение другой, то в этом случае зависимость называют корреляционной. Если исследуется корреляционная связь между несколькими величинами, то корреляцию называют множественной.

Далее проведена оценка тесноты взаимосвязи для трёх признаков:

$z$  – уровень вибрации подшипника турбоагрегата;

$x$  – наработка в производственном цикле;

$y$  – число пусков турбоагрегата в цикле.

По данным наблюдений найдем параметры уравнения связи:

$$z = ax + by + c. \quad (4.18)$$

Задача решается методом наименьших квадратов. При этом предполагается искать параметры уравнения регрессии вида:

$$z - \bar{z} = a(x - \bar{x}) + b(y - \bar{y}). \quad (4.19)$$

Параметры  $a$  и  $b$  вычисляются, согласно [129] так:

$$a = \frac{r_{xz} - r_{yz} \cdot r_{xy}}{1 - r_{xy}^2} \times \frac{\sigma_z}{\sigma_x}, \quad (4.20)$$

$$b = \frac{r_{yz} - r_{xz} \cdot r_{xy}}{1 - r_{xy}^2} \times \frac{\sigma_z}{\sigma_y}, \quad (4.21)$$

где  $r_{xy}$ ,  $r_{yz}$ ,  $r_{xz}$  – коэффициенты корреляции соответственно между признаками  $x$  и  $z$ ,  $y$  и  $z$ ,  $x$  и  $y$ ,  $\sigma_z$ ,  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  – среднеквадратические отклонения.

$$r_{xy} = \frac{\sum_i x_i y_i - \bar{x} \cdot \bar{y}}{\sigma_x \cdot \sigma_y}, \quad (4.22)$$



$$r_{xz} = \frac{\sum_i x_i \cdot z_i - \bar{x} \cdot \bar{z}}{\sigma_x \cdot \sigma_z}, \quad (4.23)$$

$$r_{yz} = \frac{\sum_i y_i \cdot z_i - \bar{y} \cdot \bar{z}}{\sigma_y \cdot \sigma_z}, \quad (4.24)$$

где  $x, y, z$  – текущие значения величин в наблюдениях,  $\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}$  – средние по выборке величины.

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_i^n x_i, \bar{y} = \frac{1}{n} \sum_i^n y_i, \bar{z} = \frac{1}{n} \sum_i^n z_i. \quad (4.25)$$

Среднеквадратические отклонения определяются:

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{1}{n} \times \sum_i (x_i - \bar{x})^2}, \quad (4.26)$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{1}{n} \times \sum_i (y_i - \bar{y})^2}, \quad (4.27)$$

$$\sigma_z = \sqrt{\frac{1}{n} \times \sum_i (z_i - \bar{z})^2}. \quad (4.28)$$

Теснота связи между  $z$  и  $x$  при постоянном  $y$  и между  $z$  и  $y$  при постоянном  $x$  оценивается частными коэффициентами корреляции:

$$r_{xz(y)} = \frac{r_{xz} - r_{xy} \cdot r_{yz}}{\sqrt{(1 - r_{xy}^2) \cdot (1 - r_{yz}^2)}}, \quad (4.29)$$

$$r_{yz(x)} = \frac{r_{yz} - r_{xy} \cdot r_{xz}}{\sqrt{(1 - r_{xy}^2) \cdot (1 - r_{xz}^2)}}. \quad (4.30)$$

Известно, что если величины  $x, y, z$  независимы, то коэффициенты корреляции близки к нулю. Если коэффициент корреляции равен  $+1$  или  $-1$ , то величины связаны линейной функциональной зависимостью. Таким образом, промежуточные значения  $-1 < r < +1$  измеряют тесноту линейной статистической связи между ними.

После проведённых расчетов получены следующие значения:

$$r_{xz(y)} = -0,14672,$$

$$r_{yz(x)} = 0,145443,$$

$$r_{xy(z)} = 0,907113.$$

Полученные данные свидетельствуют о том, что рассматриваемые величины имеют сильную корреляционную связь, либо связаны линейной зависимостью и удовлетворяют предъявляемым требованиям.

#### 4.7 Оценка остаточного ресурса подшипников по удельным приростам виброскорости

Индивидуальные, групповые и эквивалентные характеристики вибрации дают возможность вычислить остаточный ресурс подшипника. Именно остаточный ресурс подшипниковой системы в значительной мере определяет остаточный срок службы турбоагрегата.

Под остаточным ресурсом понимается продолжительность эксплуатации, при которой дефект нарастает до критического или назначенного уровня.

Вычисление остаточного ресурса подшипника по уровню допустимой вибрации возможно по формулам 4.8 и 4.12. При этом важно проанализировать, в какой мере ресурс зависит от вибрации на разных подшипниках, от уровней проекций вибрации на вертикальную, горизонтальную и осевую плоскость, от параметров производственных циклов и т.п. В таблице 4.13 представлен расчёт некоторых статистических характеристик вибрации (с использованием данных из таблицы 4.5).

Таблица 4.12 – Математические ожидания, дисперсии и оценки доверительных интервалов виброскорости опор

Показатель	№ 1		№ 2		№ 3		№ 4		№ 5		№ 6	
	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после
Среднее $\bar{x}$	3,98	2,80	4,32	3,21	5,70	4,22	6,34	3,13	6,14	4,54	6,16	4,00
Дисперсия $\sigma^2$	1,22	0,75	5,38	4,11	6,04	6,38	16,28	1,79	4,89	3,15	9,35	3,76
Стандарт $\sigma$	1,11	0,87	2,3	2,028	2,5	2,53	4,04	1,34	2,21	1,78	3,06	1,94
Верхняя граница доверительного интервала	3,78	2,64	3,89	2,83	5,25	3,75	5,59	2,88	5,73	4,21	5,60	3,64
Нижняя граница доверительного интервала	4,19	2,96	4,75	3,58	6,15	4,68	7,08	3,37	6,54	4,86	6,73	4,36

Сопоставление средних значений уровней вибраций, рассеяния и величин доверительных интервалов с измеренными значениями виброскорости

показывает, что доверительные интервалы полностью покрывают параметры вибрации с заданной надёжностью 0,95.

Таблица 4.13 – Математические ожидания, дисперсии и доверительные интервалы в производственных циклах

№ Цикла	МО		Дисперсия $\sigma^2$		Стандарт $\sigma$		Доверительные интервалы			
							верхняя граница		нижняя граница	
	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после
1	8,25	4,78	1,32	0,21	1,15	0,46	8,55	4,90	7,95	4,66
2	9,17	7,35	2,32	2,28	1,52	1,51	9,56	7,74	8,77	6,96
3	9,78	5,60	3,14	0,63	1,77	0,80	10,25	5,81	9,32	5,39
4	3,57	2,83	0,58	0,11	0,76	0,33	3,77	2,92	3,37	2,75
5	4,90	3,40	0,05	0,01	0,22	0,10	4,96	3,43	4,84	3,37
6	5,03	3,67	0,03	0,00	0,17	0,01	5,08	3,67	4,99	3,66
7	5,12	3,28	0,02	0,02	0,13	0,15	5,15	3,32	5,08	3,24
8	4,40	3,28	0,18	0,02	0,42	0,15	4,51	3,32	4,29	3,24
9	3,33	2,30	0,74	0,30	0,86	0,55	3,56	2,44	3,11	2,16
10	3,07	2,22	0,94	0,34	0,97	0,58	3,32	2,37	2,81	2,06
11	3,22	1,42	0,82	0,83	0,91	0,91	3,45	1,65	2,98	1,18

Результаты расчёта показывают, что статистические характеристики нескольких опор, определяемые по одной выборке, в статистическом смысле принадлежат одной генеральной совокупности и близки по абсолютным величинам.

Это даёт основания определять остаточный ресурс по усреднённым значениям.

Таким образом, располагаемый ресурс подшипниковой системы турбоагрегата в сопоставлении с усреднённой фактической наработкой показывает существенное превышение ресурса по всем подшипниковым опорам.

#### **4.8 Методика расчёта остаточного ресурса подшипникового аппарата турбоустановки по удельным приростам вибрации**

Методика устанавливает порядок сбора и анализа данных и расчёта удельных приростов вибрации подшипников и вычисления на этой основе продолжительности безотказной работы (остаточного ресурса) турбоагрегата.

Методика разработана в соответствии с Правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей 2003 года [122].

Целью методики является расчёт продолжительности безотказной работы (остаточного, скрытого, текущего ресурса) подшипниковых опор для определения остаточного ресурса паровой турбины.

#### 4.8.1 Сбор информации для расчёта удельных приростов вибрации

Для расчёта индивидуальных приростов вибрации осуществляется сбор следующих исходных данных:

- уровень амплитуды, частоты и фазы вертикальной, горизонтальной (поперечной) и осевой вибрации всех подшипников турбоагрегата при его холостом ходе, 5-ти процентной и 100-процентной нагрузке перед и после очередного капитального ремонта. Желательно знание уровней вибрации в любой момент производственного цикла или полной регистрограммы вибрации в течение наработки;
- если измерения проводятся штатными приборами контроля виброскорости, то используются результаты регистрации виброскорости (амплитуды, частоты и фазы) в тех же узлах, в те же моменты времени;
- для каждого производственного цикла необходимы сведения о продолжительности наработки, продолжительности ремонта, продолжительности нахождения паровой турбины в холодном и горячем резерве, числе пусков – остановов;
- продолжительность производственных циклов паровой турбины;
- сведения о причинах и механизмах того или иного повышения уровня вибрации, если они выявлены;
- сведения о неплановых остановах паровой турбины из-за повышения уровня вибрации.

Указанные сведения рассредоточены в ремонтных формулярах, дефектных ведомостях, технических актах обследования и других ремонтных документах на электростанции.

#### 4.8.2 Расчёт удельных приростов вибрации подшипников

Расчёт удельных приростов вибрации подшипников по наработке определяется по следующему выражению:

$$\bar{V}_{1000} = \frac{V_{H2} - V_{H1}}{T_H \cdot 10^3}, \quad (4.31)$$

где:  $V_{H1}$ ,  $V_{H2}$  – виброскорость опор в начале и в конце периода наработки производственного цикла,

$T_H$  – продолжительность наработки в цикле,

$\bar{V}_{1000}$  – средний удельный прирост виброскорости за 1000 часов наработки.

В случаях, если измеряются не виброскорости, а вибросмещения соответственно по вертикальной, горизонтальной и осевой проекции, то виброскорость следует определить так:

$$V = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{A_B^2 \cdot \omega_1^2 + A_r^2 \cdot \omega_2^2 + A_o^2 \cdot \omega_3^2}, \quad (4.32)$$

где:  $A_B$ ,  $A_r$ ,  $A_o$  – удвоенные амплитуды вибросмещений в вертикальной, горизонтальной и осевой плоскостях;

$\omega_1$ ,  $\omega_2$ ,  $\omega_3$ , - частоты колебаний в соответствующих плоскостях.

В большинстве случаев при определении виброскорости допустимо ограничиться оборотной (основной) частотой, соответствующей частоте вращения ротора. В этом случае виброскорость допустимо определять по выражению:

$$V = \frac{\omega}{2} \sqrt{A_B^2 + A_r^2 + A_o^2}. \quad (4.33)$$

При измерении вибрации на резонансных частотах паровой турбины в качестве  $\omega$  следует использовать резонансную частоту.

В известных случаях [130] в спектрах вибрации подшипников появляются гармонические составляющие, кратные основной (оборотной) частоте вращения ротора. Учёт этих составляющих осуществляется в соответствии с правилами алгебры комплексных переменных.

#### 4.9 Порядок расчета остаточного ресурса паровой турбины

Порядок расчёта остаточного ресурса узла и турбоустановки в целом по материалам ремонтной документации с учётом: показателей вибрационного состояния, данных о пусках и наработке состоит в следующем:

1) Установить моменты времени начала и окончания ремонтных циклов (под ремонтным циклом понимается продолжительность времени от момента пуска в работу турбоустановки после монтажа или окончания капитального (среднего) ремонта до момента пуска после окончания последующего капитального (среднего) ремонта).

2) Вычислить продолжительность наработки и количество пусков турбины в рамках каждого ремонтного цикла  $\Delta T_i = T_{i2} - T_{i1}$ , где  $T_{i2}$ ,  $T_{i1}$  - наработка турбины в конце и в начале ремонтного цикла,  $i$  – номер подшипника.

3) Вычислить (установить) значение величины виброскорости на каждой из опор подшипников турбины в начале и в конце ремонтного цикла  $V_1$ ,  $V_2$ .

4) Вычислить приросты виброскорости  $\Delta V$  по каждому подшипнику и на каждом ремонтном цикле.

5) Вычислить удельные, на 1000 часов наработки, приросты виброскорости как отношение прироста виброскорости к продолжительности наработки, выраженной в 1000 часов  $T_{Hi} = \frac{\Delta V \cdot 1000}{V_2 - V_1}$ ;

6) Вычислить средний за период эксплуатации темп прироста виброскорости за 1000 часов наработки  $a = \frac{1}{n} \sum T_{Hij}$ .

7) Вычислить располагаемый ресурс наработки подшипника

$$P_j = \frac{[V] - V_\phi}{a} \cdot 10^3,$$

где  $[V]$  – допускаемый уровень виброскорости в соответствии с правилами,  $V_\phi$  – фактический уровень виброскорости.

8) И т.д. для других показателей технического состояния паровой турбины.

9) Рассчитать критерии надёжности:

а. вероятный назначенный ресурс;

- в. частоту отказов;
- с. вероятность безотказной работы.

10) С учётом средних показателей наработки, числа пусков, удельного прироста вибрации, критериев надёжности и т.д. рассчитать остаточный ресурс работы паровой турбины.

#### **4.10 Проверка адекватности алгоритма**

Проверка достоверности разработанного алгоритма (4.1-4.10) произведена по следующей методике:

1. Выбрать период наиболее представительного поведения параметров.
2. Разделить период на производственные циклы.
3. Для каждого цикла сформировать блок данных по наработке, пускам, вибрации и т.д.
4. По разработанному алгоритму вычислить расчётные показатели вероятности безотказной работы и средневзвешенного остаточного ресурса для каждого цикла.
5. Определить показатели погрешностей и их статистические характеристики.
6. Сделать выводы о соответствии алгоритма исходным выборкам данных.

Для того чтобы проверить адекватность алгоритма, применим разработанный порядок расчёта в качестве проверочного расчёта при определении остаточного ресурса для более ранних производственных циклов на примере нескольких турбины.

Рассчитаем средневзвешенный остаточный ресурс работы турбины с учетом двух параметров: наработка и вероятность безотказной работы.

Таблица 4.14 – Нарботка и вероятность безотказной работы турбины ПТ-25-90/10 ст. № 2 Омской ТЭЦ-3 для каждого производственного цикла

№	Год ремонта	Фактическая наработка за цикл, час	Расчетная наработка для цикла по нескольким показателям, час	Фактическая вероятность безотказной работы, $Q_{\phi}$	Расчетная вероятность безотказной работы, $Q_p$
1.	1966	86548	94 848	0,632	0,632
2.	1969	24735	189 834	0,989	0,777
3.	1973	37166	179 615	0,909	0,715
4.	1981	65380	301 920	0,814	0,681
5.	1983	17352	161 533	0,798	0,672
6.	1984	3641	16 624	0,982	0,671
7.	1988	32873	16 342	0,772	0,670
8.	1992	29750	16 516	0,756	0,670
9.	1996	32081	18 982	0,742	0,669
10.	2001	37466	21 351	0,730	0,668
Среднее значение		36 614	101 757	0,822	0,682

При фактической наработке 366 992 часов турбины ПТ-25-90/10 ст. № 2 Омской ТЭЦ-3 ресурс равен  $T_{ост} = 14\ 302$  час.

Расчетный средневзвешенный остаточный ресурс работы турбины при фактической наработке 366 992 часов равен  $T_{ост p} = 21351$  час.

На рисунке 4.26 графически представлены значения наработки турбины: фактическая наработка турбины за цикл (по данным станции) и расчетная наработка, по расчетам, представленным в таблице 4.15.



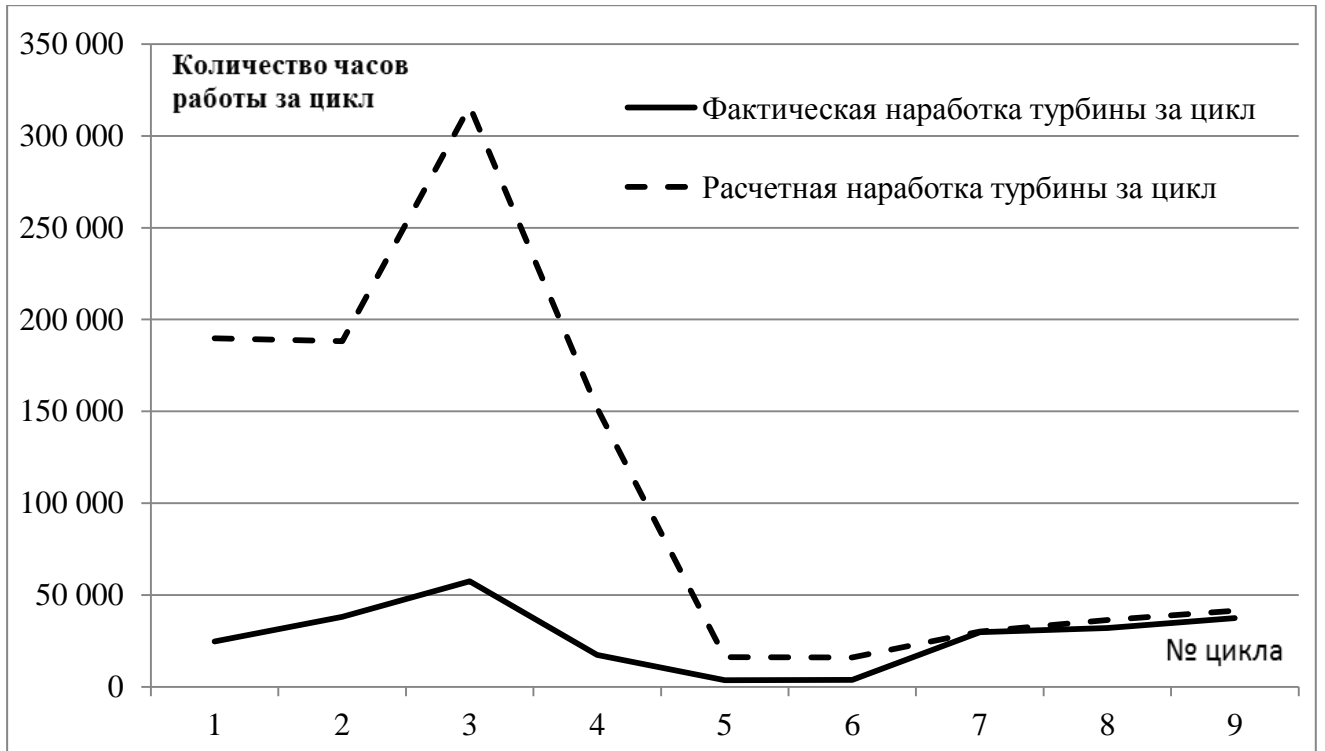


Рисунок 4.26 – Фактическая и расчетная наработка турбоагрегата ПТ-25-90/10 ст. № 2 Омской ТЭЦ-3



Рисунок 4.27 – Фактическая и расчётная вероятности безотказной работы турбоагрегата ПТ-25-90/10 ст. № 2 Омской ТЭЦ-3

На графиках, приведённых на рисунке 4.27, наблюдается резкое снижение вероятности безотказной работы. При анализе ремонтной документации можно сделать вывод, что в декабре 1983 года были выявлены трещины лопаток последней 19 ступени, также во время ремонта турбины в 1984 году, при выполнении мероприятий по контролю металла, были выявлены следующие дефекты: на наружной поверхности стопорного клапана обнаружена трещина длиной 30 мм; на внутренней поверхности стопорного клапана обнаружены три трещины длиной от 30 до 60 мм; на внутренней поверхности нижнего разъёма ЦВД обнаружена трещина длиной 20 мм. Из чего можно сделать вывод, что выявленные дефекты резко снизили вероятность безотказной работы и вследствие чего резко снизился остаточный ресурс работы турбины.

Таблица 4.15 – Нарботка и вероятность безотказной работы турбины Р-50-130 ст. № 13 Омской ТЭЦ-3 для каждого производственного цикла

№	Год ремонта	Фактическая наработка за цикл, час	Расчетная наработка за цикл, час	Фактическая вероятность безотказной работы, $Q_f$	Расчетная вероятность безотказной работы, $Q_p$
1.	1965	7 872	14 278	0,632	0,632
2.	1969	15 260	97 718	0,780	0,682
3.	1971	6 840	12 530	0,742	0,677
4.	1975	17 232	11 365	0,699	0,673
5.	1980	33 888	14 722	0,670	0,669
6.	1982	6 744	12 207	0,667	0,666
7.	1985	16 104	13 335	0,661	0,663
8.	1990	24 864	13 507	0,655	0,661
9.	1994	42 360	16 104	0,649	0,659
10.	1998	33 936	19 949	0,647	0,656
11.	2005	24 408	22 493	0,645	0,654
12.	2007	43 992	30 174	0,643	0,651
Среднее значение		22 792	23 199	0,674	0,662

Средневзвешенный остаточный ресурс работы турбины при фактической наработке 273 500 часов равен  $T_{ост} = 184\,386$  час.

Расчетный средневзвешенный остаточный ресурс работы турбины при фактической наработке 273 500 часов равен  $T_{ост\ p} = 181\,025$  час.

Для удобства анализа на основе данных таблицы 4.16 рассмотрим графики, приведённые ниже.

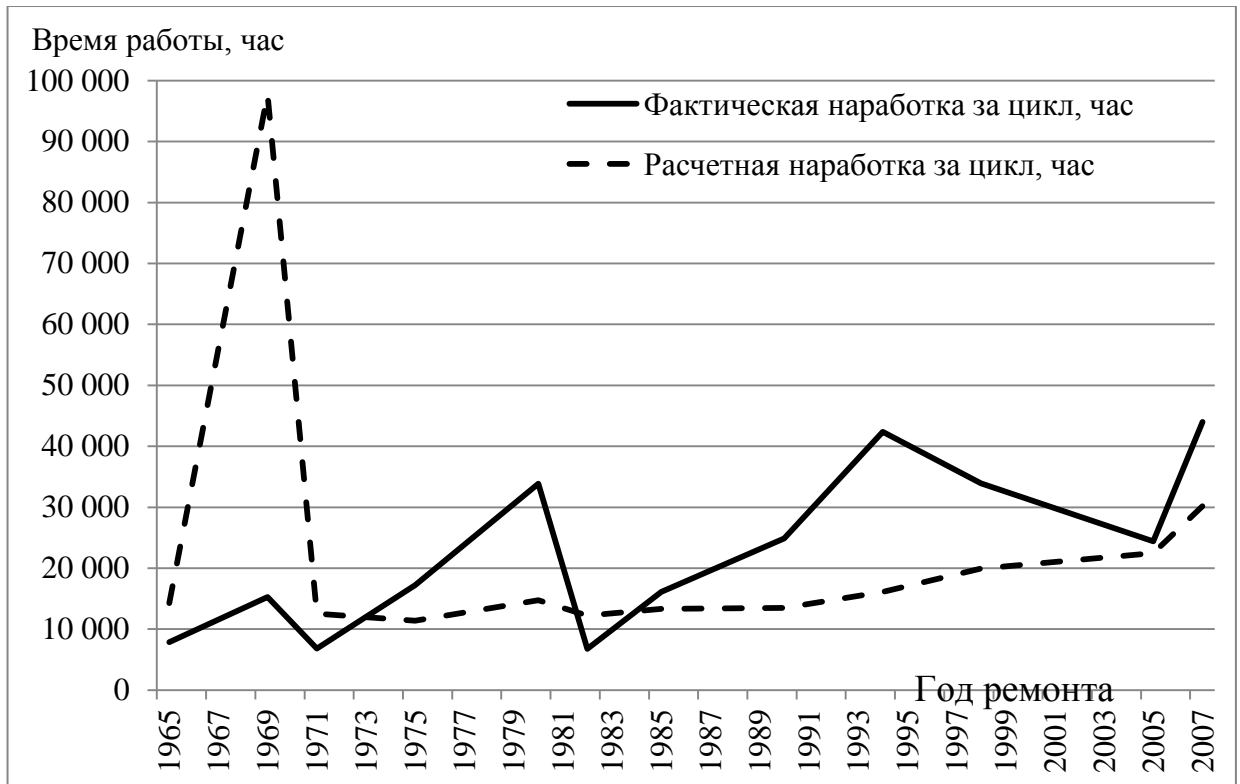


Рисунок 4.28 – Фактическая и расчетная наработка турбоагрегата Р-50-130 ст. № 13 Омской ТЭЦ-3

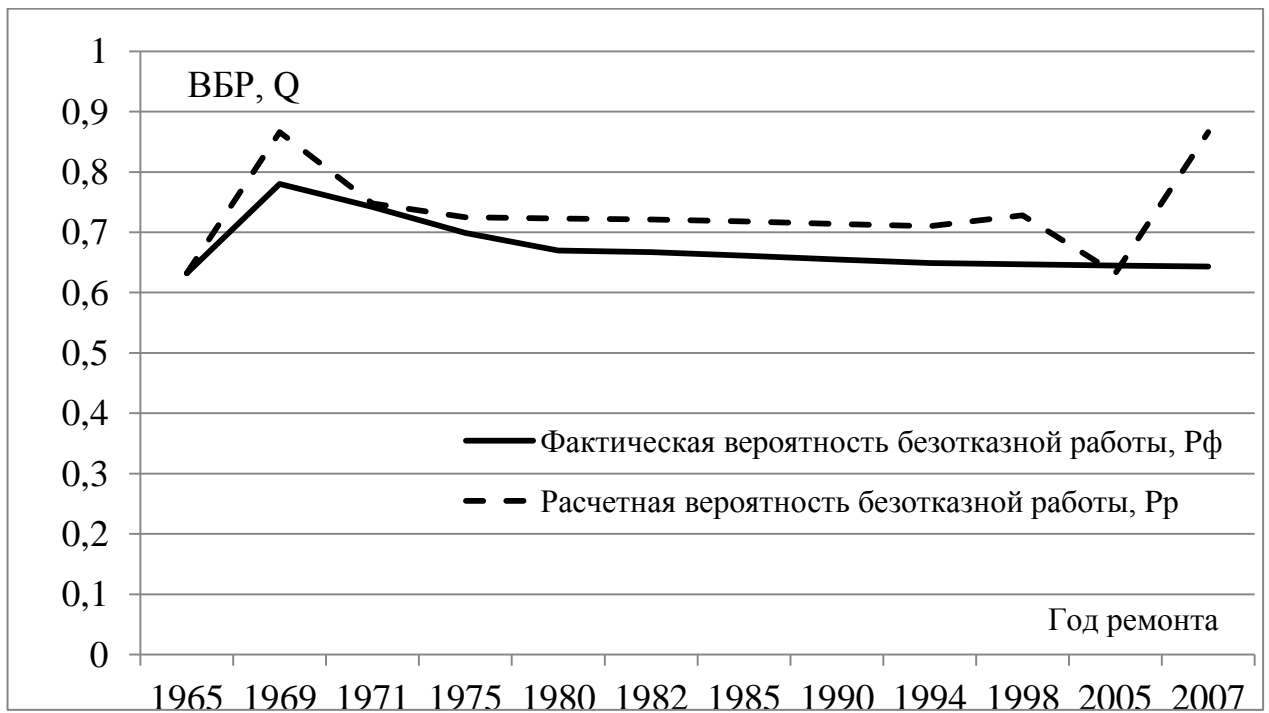


Рисунок 4.29 – Фактическая и расчётная вероятности безотказной работы турбоагрегата Р-50-130 ст. № 13 Омской ТЭЦ-3

Из графиков, приведённых на рисунках 4.28-4.29, видно, что расчетные значения наработки значительно меньше фактических. Это можно объяснить тем, что в ходе анализа ремонтных материалов турбины Р-50-130 ст. № 13 Омской ТЭЦ-3: в 1974 году при обследовании турбины наблюдалось большое увеличение показаний прибора относительного расширения ротора, что было связано работой турбины с раскрытием горизонтального корпуса ЦВД. В 1975 году во время вскрытия турбины обнаружено, что на одном из пакетов 10 ступени сорвана бандажная лента, погнуты лопатки и повреждена бандажная лента остальных пакетов, также не были учтены работы по замене турбины, проводимые с 1994 по 1995 год.

Таблица 4.16 – Нарботка и вероятность безотказной работы турбины К-100-90 ст. № 3 Приморской ГРЭС для каждого производственного цикла

№	Год ремонта	Фактическая наработка за цикл, час	Расчетная наработка за цикл, час	Фактическая вероятность безотказной работы, $Q_f$	Расчетная вероятность безотказной работы, $Q_p$
1.	1978	19 456	5 605	0,632	0,790
2.	1983	37 531	19 712	0,781	0,359
3.	1987	32 167	34 405	0,722	0,149
4.	1992	36 873	41 494	0,694	0,088
5.	2008	82 634	50 459	0,668	0,058
Среднее значение		41 732	30 335	0,699	0,289

Средневзвешенный остаточный ресурс работы турбины при фактической наработке 208 661 часов составил  $T_{ост} = 145\,911$  час.

Расчетный средневзвешенный остаточный ресурс работы турбины при фактической наработке 208 661 часов соответственно  $T_{ост} = 60\,281$  час.

Для удобства анализа на основе результатов, приведённых в таблице 4.14, рассмотрим графики, приведённые ниже.

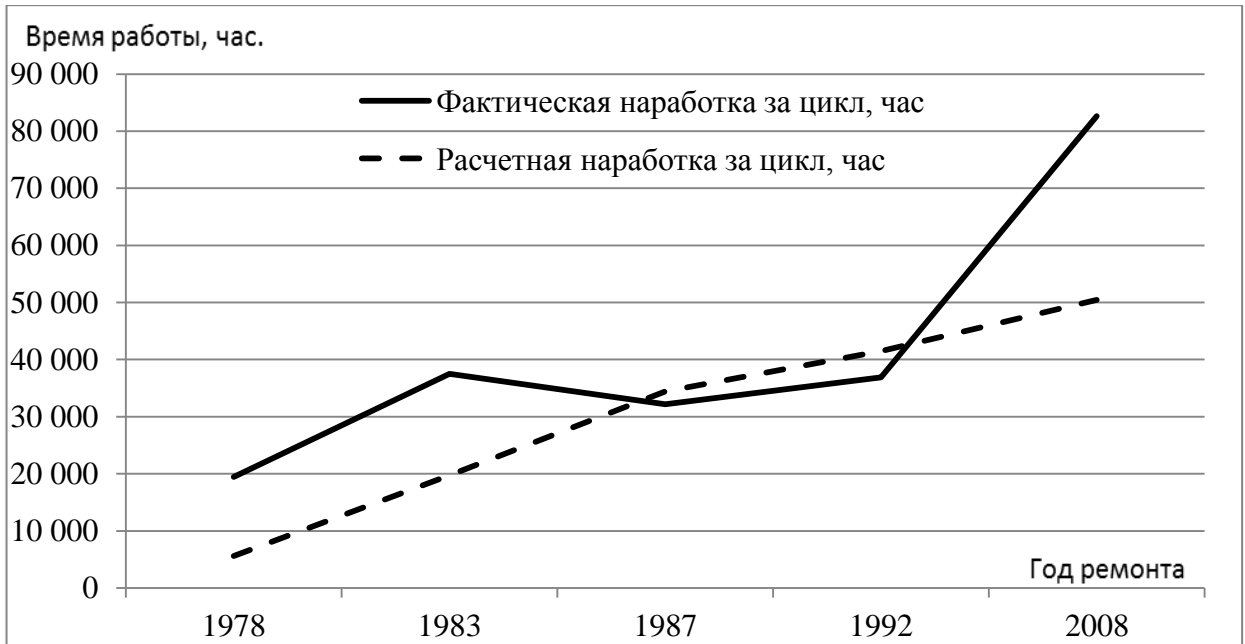


Рисунок 4.30 – Фактическая и расчетная наработка турбоагрегата К-100-90 ст. № 3 Приморской ГРЭС

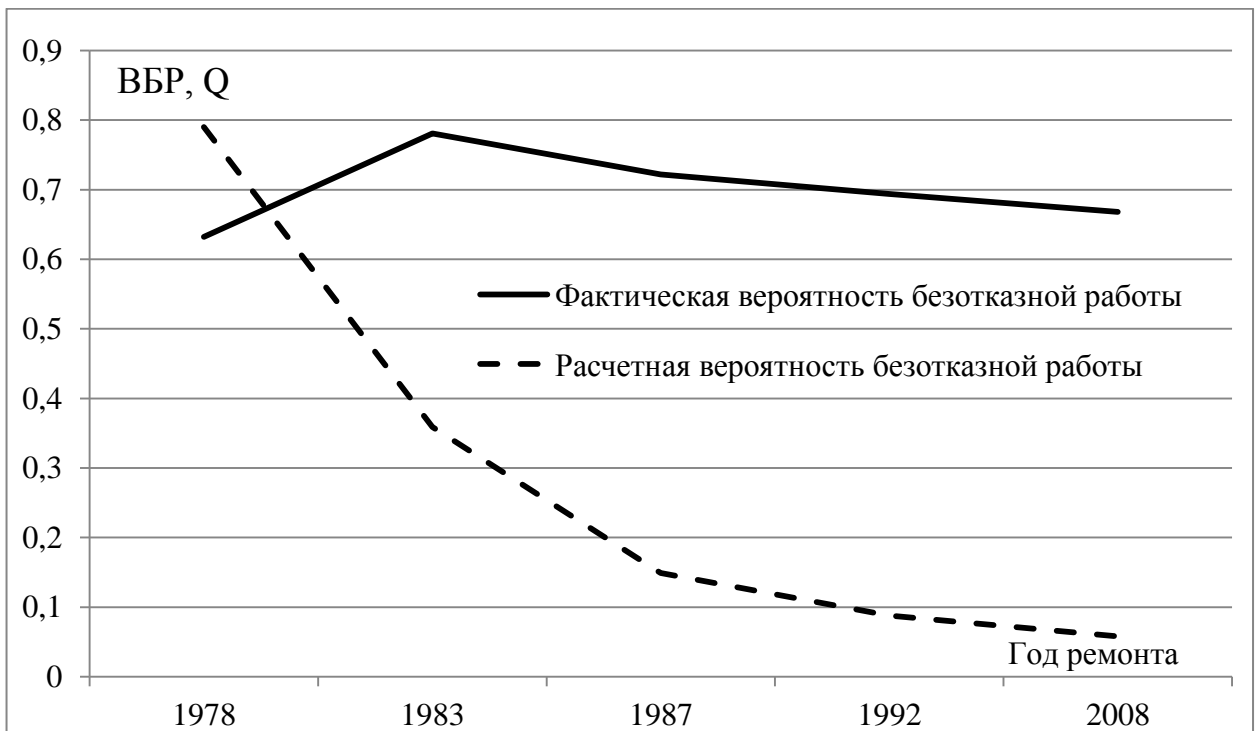


Рисунок 4.31 – Фактическая и расчётная вероятности безотказной работы турбоагрегата К-100-90 ст. № 3 Приморской ГРЭС

Из представленных графиков на рисунках 4.30 и 4.31 и ремонтной документации можно сделать вывод, что турбина работает в основном с превышением ресурса, но при этом в расчётах не учтены дефекты, обнаруженные во время вскрытия турбины для ремонта 1978 году, а именно: сорваны бандажные

ленты и повреждены лопатки трёх пакетов 13-ой ступени ЦВД; полностью смяты зубья шестерён привода тахогенератора; значительно сработаны зубья обеих шестерён зубчатой муфты привода главного масляного насоса, в связи, с чем муфта не пригодна для дальнейшей эксплуатации. В 1983 году при выводе турбины в капитальный ремонт были обнаружено: что на парораспределении пришли в негодность подшипники распредвала и рычагов клапанов и пароподводящих труб имеют риски и задиры; увеличенные зазоры по концевым и промежуточным уплотнениям ЦВД и ЦНД. Покороблены разьёмы ЦВД, обойм и диафрагм ЦВД и ЦНД; разрушены гребни надбандажных уплотнений регулирующей ступени, увеличенные зазоры во втулке уплотнений.

#### 4.11 Остаточный ресурс паровых турбин с учетом нескольких показателей

В таблицу 4.17 сведены данные о фактическом и расчетном остаточном ресурсе турбин рассчитанные с учетом следующих показателей: виброскорость, наработка, пуски, вероятный назначенный ресурс, вероятность безотказной работы.

Таблица 4.17 – Остаточный ресурс турбин

№	Тип турбины	Остаточный ресурс фактический	Остаточный ресурс расчетный до уровня виброскорости 4,5 мм/с, тыс. час	Разрешенный остаточный ресурс до уровня виброскорости 7,1 мм/с, тыс. час	Аварийный остаточный ресурс до уровня виброскорости 11,2 мм/с, тыс. час
1.	ВПТ-25-3	Нет данных в ремонтной документации			
2.	ПТ-25-90/10	14,302	21,351	25,233	39,790
3.	Р-25-90	1,891	714,579	844,502	1 331,715
4.	Р-25-90	13,350	1 320,357	1 560,421	2 460,665
5.	ПТ-25-90	40,687	3 717,604	4 393,532	6 928,263
6.	ПТ-25-90	31,801	48,040	56,774	89,529
7.	Р-25/90/15	14,991	252,776	298,735	471,082
8.	ПТ-60-90-13	15,632	44,591	52,698	83,101
9.	ПТ-60-130	31,509	254,902	301,248	475,045
10.	ПТ-65/75-130	30,251	18,675	22,070	34,803
11.	ПТ-65/75-130	23,149	81,371	96,166	151,646
12.	Р-50-130	28,721	16,191	19,135	30,174
13.	Р-50/130/15	42,298	78,617	92,911	146,513

№	Тип турбины	Остаточный ресурс фактический	Остаточный ресурс расчетный до уровня виброскорости 4,5 мм/с, тыс. час	Разрешенный остаточный ресурс до уровня виброскорости 7,1 мм/с, тыс. час	Аварийный остаточный ресурс до уровня виброскорости 11,2 мм/с, тыс. час
14.	P-50/130/15	581,208	78,768	93,090	146,796
15.	T-100-130	17,515	826,069	976,263	1 539,492
16.	T-100-130	20,352	20,071	23,720	37,405
17.	P-100-130	8,752	6,915	8,172	12,887
18.	P-100-130	10,987	7,753	9,162	14,448
19.	ПТ-80-130	33,690	600,4	709,563	1 118,927
20.	ПТ-80-130	31,973	38,553	45,562	71,848
21.	T-175/210-130	10,910	33,888	40,046	63,150
22.	T-175/210-130	25,421	40,916	48,355	76,253
23.	T-185/220-130	25,670	24,722	29,217	46,074
24.	K-100-90	13,803	236,204	279,150	440,199
25.	<b>K-100-90</b>	<b>36,973</b>	<b>26,274</b>	31,051	48,966
26.	K-100-90	15,954	27,075	31,998	50,459
27.	K-100-90	14,567	6,528	7,714	12,165
28.	K-210-130	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
29.	K-210-130	18,435	9,883	11,680	18,419
30.	K-210-130	12,307	22,819	26,968	42,527
31.	K-210-130	23,260	68,529	80,988	127,713
32.	K-215-130	20,781	237,391	280,553	442,410
33.	T-50/60-8,8	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
34.	T-43-90-2М	25,507	8,152	9,634	15,192
35.	T-43-90-2М	24,284	33,621	39,735	62,659
36.	ПТ-25-90/10	19,644	114,795	135,667	213,937
37.	ПТ-60-90/13	10,982	128,607	151,990	239,677
38.	T-118/125/130-8	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			
39.	ПТ-140/165-130/15	21,064	179,564	212,211	334,641
40.	ПР-25/30-90/10/0,9	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
41.	ПТ-25-90	15,410	237,927	281,187	443,411
42.	ПР-25-90	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
43.	T-25-90	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
44.	T-25-90	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
45.	ПТ-60-90/13	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
46.	T-100-130	28,403	54,385	64,274	101,355
47.	T-100-130	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			

№	Тип турбины	Остаточный ресурс фактический	Остаточный ресурс расчетный до уровня виброскорости 4,5 мм/с, тыс. час	Разрешенный остаточный ресурс до уровня виброскорости 7,1 мм/с, тыс. час	Аварийный остаточный ресурс до уровня виброскорости 11,2 мм/с, тыс. час
48.	T-100/120-130	6,805	157,208	185,791	292,979
49.	T-180/210-130-1	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			
50.	T-180/210-130-1	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			
51.	T-180/210-130-1	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			
52.	T-180/210-130-1	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			

Примечание: в таблице выделены строки с турбинами, работавшими с превышением индивидуального ресурса.

На рисунке 4.24 приведено сравнение остаточного (индивидуального) ресурса для нескольких турбин.

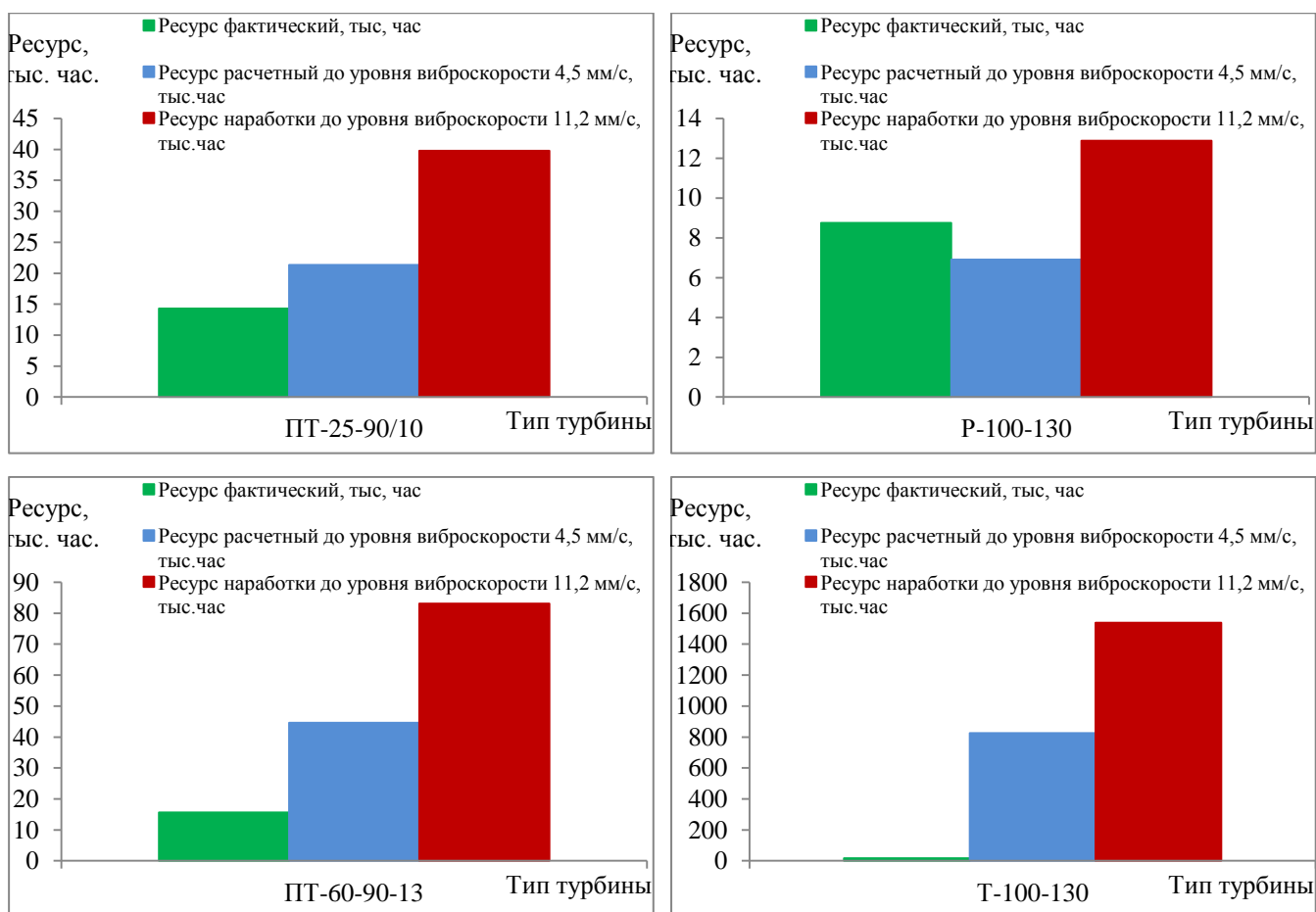


Рисунок 4.24 – Сравнение остаточного (индивидуального) ресурса турбин

В результате анализа фактического и расчетного ресурсов турбоустановки, можно сделать вывод, что около 70% времени работы от начала эксплуатации турбоустановки работали с запасом индивидуального ресурса. Однако из



графиков на рисунках 4.22-4.43 видно, что есть точка, после достижения, которой турбоустановка работает с превышением индивидуального ресурса или с запасом индивидуального ресурса. Это связано с тем, что турбоустановки, работающие с превышением индивидуального ресурса во время капитального ремонта, была произведена замена ЦВД или другие ремонтные действия, связанные с продлением ресурса работы.

Из графиков, приведённых на рисунках 4.24 – 4.25, видно, что есть турбины, которые имеют расчетный остаточный ресурс выше фактического.

Однако полученные результаты не являются окончательными, так как для прогнозирования полной картины необходимо использовать и другие показатели работы турбины, например качество и температура турбинного масла, состояние металла и т.д., что является основанием для проведения дальнейших исследований.

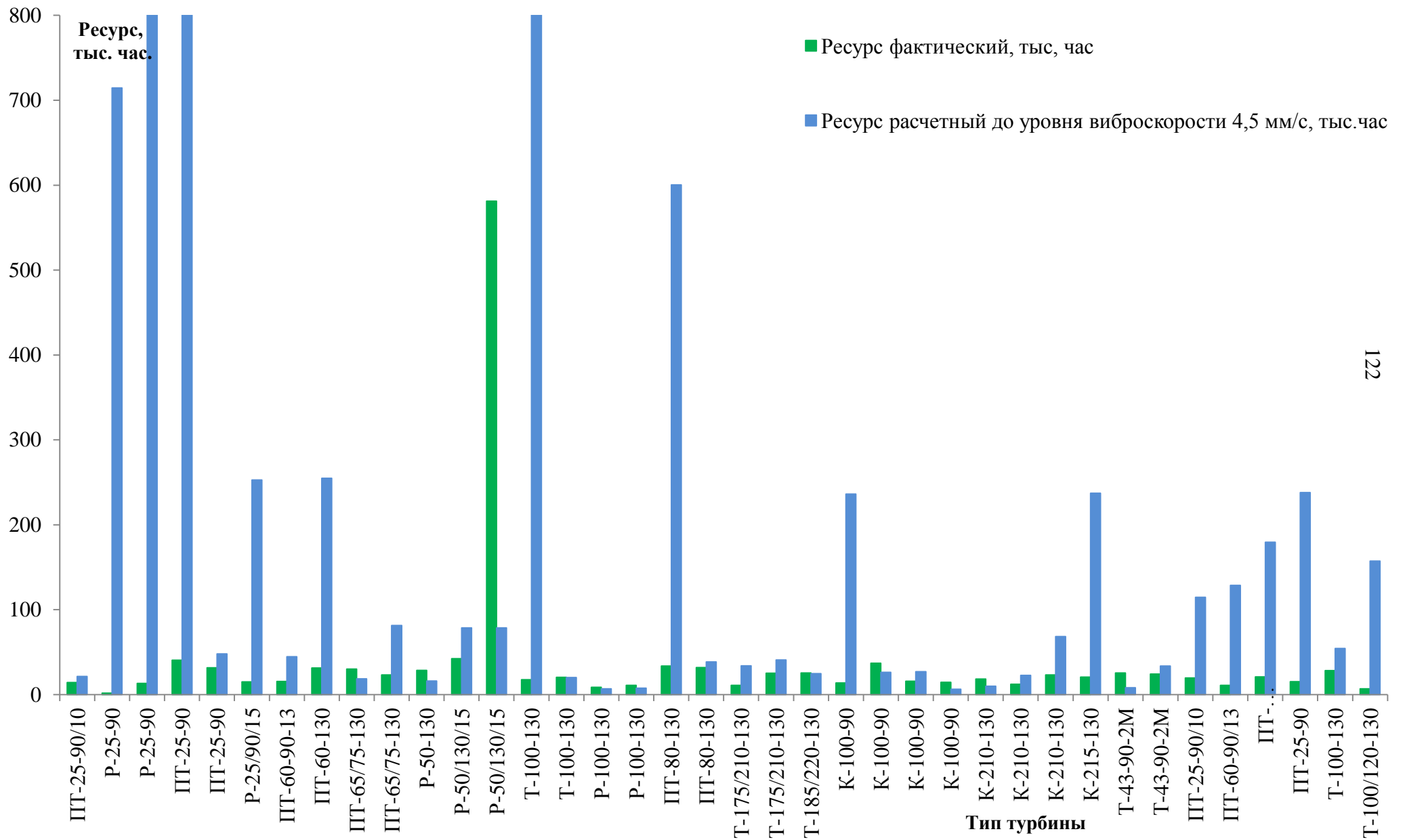


Рисунок 4.25 – Сравнение остаточного ресурса турбин

#### 4.12 Выводы

1. Проверочные расчёты проведены для всех турбоагрегатов, указанных в таблице 2.3 и имеющих в ремонтной документации все необходимые данные. Созданный алгоритм в ходе проверки показал свою адекватность.
2. Выявлено, что если турбоагрегаты, работающие с превышением допустимого значения наработки, то имеют, как правило, показатели количества пусков в пределах нормы.
3. Расчеты показали, что 28% паровых турбин эксплуатируются с превышением индивидуального ресурса, а остальные 72% продолжают работать с запасом индивидуального ресурса.
4. Для подтверждения достоверности расчетов по разработанному алгоритму в Приложении 4 приведен расчет индивидуального ресурса турбины Т-175/210-130 станционный номер 4 Омской ТЭЦ-5, пуск в эксплуатацию которой состоялся 28 декабря 1984 года.
5. Результаты расчётов показывают, что турбоагрегаты могут успешно работать с превышением продолжительности индивидуального ресурса. Так турбина К-100-90 ст. № 2 Приморской ГРЭС за пятый цикл проработала 82 634 часа, в то время как расчётный ресурс составил 50 459 часов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате проведенных работ создан массив данных, классифицированы и проанализированы сведения, содержащиеся в ремонтных материалах, об образовании дефектов в элементах, узлах и деталях паровых турбин. В результате чего показано, что по материалам ремонтной документации паровых турбин возможно вычисление характеристик образования дефектов и прогнозирование остаточного ресурса.

2. Применение разработанной методики сбора информации по эксплуатации и ремонтам позволило создать информационную модель индивидуального срока службы для 52 турбин, установленных на 7 ТЭЦ и ГРЭС Сибири и Дальнего Востока. С помощью информационной модели эффективно определяются ресурсные характеристики работы турбоагрегата, в том числе: рекомендуемый межремонтный период, средняя наработка на ремонт, фактическое число пусков, продолжительность производственного цикла, характеристики виброскорости и т.д.

3. Разработан алгоритм расчета характеристик процесса образования дефектов в узлах турбины в виде базы хранения, обработки и анализа данных о произведённых ремонтных работах паровой турбины, что позволяет провести содержательное описание процесса образования дефектов по обследованным турбинам. На основе созданного алгоритма расчета разработан программный продукт для сбора, хранения и обработки и анализа данных о пусках и наработке турбоустановки, обеспечивающий получение оперативных данных о ресурсных характеристиках. Получено свидетельство о государственной регистрации программного продукта (Приложение 2). Получен акт об использовании результатов (Приложение 3).

4. Впервые по материалам ремонтной документации паровых турбин, работающих длительный период времени, проведена классификация ремонтных узлов и блоков паровой турбины, для выбора наиболее представительных

элементов. Разработана методика определения показателей производственных циклов турбины, которая показала, что использование этих данных для определения индивидуального срока службы обеспечивает проведение расчетов показателей надёжности эксплуатируемых турбин и прогнозирование остаточного ресурса. Соответственно результаты расчета можно использовать в качестве прогнозирования времени работы турбины.

5. Разработана методика расчета остаточного ресурса паровой турбины с использованием данных, сведения о которых сосредоточены в ремонтной документации: результатов измерения вибраций, наработки, пусков и вероятности безотказной работы. На основе данных ремонтной документации спрогнозирован остаточный ресурс исследуемых паровых турбин. Из результатов, приведенных в таблице 4.17 видно, что 28% исследуемых паровых турбин работает с превышением индивидуального ресурса.

6. Результаты научно-исследовательской работы используются на энергетических предприятиях (Приложение 3).

7. Результаты исследований индивидуального ресурса паровой турбины на основе ремонтной документации используются в учебном процессе Томского политехнического университета для магистрантов по направлению 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» профиль «Технология производства электрической и тепловой энергии» (Приложение 5).

## СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

**Аварийный режим** – рабочее состояние объекта, в котором он находится в результате отказа его элементов от момента возникновения отказа до его локализации.

**Вероятность безотказной работы** – вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ не возникнет.

**Вероятный назначенный ресурс** – наибольшая продолжительность безаварийного пробега, вероятность которой оказывается не ниже заранее заданного уровня.

**Время восстановления** – период от момента снижения уровня работоспособности до момента восстановления требуемого уровня работоспособности или относительного уровня функционирования.

**Вибрация** – колебание твёрдых тел.

**Виброперемещение** – это расстояние между крайними точками перемещения элемента вращающегося оборудования вдоль оси измерения.

**Виброскорость** – это скорость перемещения контролируемой точки оборудования во время её прецессии вдоль оси измерения.

**Виброускорение** – это значение вибрации, прямо связанное с силой, вызвавшей вибрацию.

**Дефект** – каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям, или несоответствие значения любого параметра или характеристики состояния изделия установленным требованиям.

**Индивидуальный ресурс** – назначенный ресурс конкретного объекта, определённый с учётом фактических свойств металла, геометрических размеров и условий его эксплуатации каждой отдельной установки.

**Капитальный ремонт** – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

**Коэффициент готовности** – вероятность того, что объект окажется работоспособным в произвольный момент времени, когда потребуется его применение по назначению.

**Надежность** – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

**Назначенный ресурс** – суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его состояния.

**Наработка** – продолжительность или объем работы объекта.

**Наработка на отказ** – отношение наработки восстанавливаемого объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки.

**Неработоспособное состояние (неработоспособность)** – состояние объекта, при котором он не способен выполнять все заданные функции.

**Нерабочее состояние** – состояние объекта, при котором он не выполняет все заданные функции.

**Нормальный режим** – рабочее состояние объекта, при котором обеспечиваются значения заданных параметров режима работы и резервирования в установленных пределах.

**Остаточный ресурс** – суммарная наработка объекта от момента контроля технического состояния до перехода объекта в предельное состояние.

**Показатель надежности** – количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта.

**Предельное состояние** – состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена из-за неустранимого нарушения требований безопасности, или неустранимого снижения уровня работоспособности, или недопустимого снижения эффективности эксплуатации.

**Производственный цикл** – называют календарную продолжительность эксплуатационного периода, от момента пуска паровой турбины в работу и после окончания предыдущего капитального ремонта до момента окончания последующего планового капитального ремонта.

**Рабочее состояние** – состояние объекта, при котором он выполняет все или часть заданных функций в полном или частичном объеме.

**Резервное состояние** – рабочее состояние объекта, при котором он осуществляет резервирование других объектов.

**Ремонт** – комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделия и восстановлению ресурса изделий или их составных частей.

**Ремонтные документы** – текстовые и графические рабочие конструкторские документы, которые в отдельности или в совокупности дают возможность обеспечить подготовку ремонтного производства, произвести ремонт изделия и его контроль после ремонта. Ремонтные документы разрабатывают на изделия, для которых предусматривается с помощью ремонта технически возможное и экономически целесообразное восстановление параметров и характеристик, изменяющихся при эксплуатации и определяющих возможность использования изделия по прямому назначению.

**Ремонтный цикл** – наименьшие повторяющиеся интервалы времени или наработки, в течение которых выполняется в определенной последовательности в соответствии с требованиями нормативно-технической документации все установленные виды ремонта.

**Ресурс** – наработка от начала эксплуатации объекта или ее возобновление после предупредительного ремонта до наступления предельного состояния объекта.

**Средний ресурс** – математическое ожидание ресурса.

**Средний срок службы** – математическое ожидание срока службы.

**Средняя наработка на отказ** – математическое ожидание наработки объекта до первого отказа.

**Срок службы** – календарная продолжительность эксплуатации объекта от ее начала или ее возобновления после предупредительного ремонта до наступления предельного состояния объекта [126].



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ Российского акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» №307 от 23.08.1999 г.
2. Юрий Николаевич Руденко: Воспоминания о жизни и деятельности Новосибирск: Издательство СО РАН, 2002. - 328 с. – Электрон. версия печ. публ. – Режим доступа: [http://www.sei.irk.ru/history/vosp\\_rud.htm](http://www.sei.irk.ru/history/vosp_rud.htm), свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 10.12.2012)
3. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник: В 4 т. / Под общ. ред. Ю.Н. Руденко. - М.: Недра, 1994. Т.1 - 474 с.
4. Обзор повреждений основных видов оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1976 год (Теплотехническая часть). Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1977. – 70 с.
5. Обзор повреждений основных видов оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1977 год (Теплотехническая часть). Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1978. – 70 с.
6. Обзор повреждений основных видов оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1978 год (Теплотехническая часть). Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1979. – 103 с.
7. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями (ТЭС и ГРЭС) и тепловых сетей за 1979 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1980. – 108 с.
8. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями (ТЭС и ГРЭС) и тепловых сетей за 1980 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1981. – 124 с.

9. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями (ТЭС и ГРЭС) и тепловых сетей за 1981 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1982. – 130 с.

10. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями (ТЭС и ГРЭС) и тепловых сетей за 1982 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1983. – 116 с.

11. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями (ТЭС и ГРЭС) и тепловых сетей за 1983 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1984. – 116 с.

12. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями (ТЭС и ГРЭС) и тепловых сетей за 1984 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1985. – 116 с.

13. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями (ТЭС и ГРЭС) и тепловых сетей за 1985 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1986. – 124 с.

14. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями (ТЭС и ГРЭС) и тепловых сетей за 1986 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1987. – 132 с.

15. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1987 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1988. – 92 с.

16. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1988 год. Составлено

производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1989. – 92 с.

17. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1989 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1990. – 92 с.

18. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1990 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1991. – 92 с.

19. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1991 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1992. – 92 с.

20. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1992 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1993. – 56 с.

21. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1993 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1994. – 56 с.

22. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1994 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1995. – 56 с.

23. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1995 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1996. – 56 с.

24. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1996 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1997. – 56 с.

25. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1997 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1998. – 56 с.

26. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1998 год. Составлено производственной службой ПО «Сююзтехэнерго» / СПО Союзтехэнерго, Москва, 1999. 76 с.

27. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1999 год. Составлено цехом надежности теплоэнергетического оборудования АО «Фирма ОРГРЭС» / СПО ОРГРЭС, Москва, 2000. – 68 с.

28. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 2000 год. Составлено цехом надежности теплоэнергетического оборудования АО «Фирма ОРГРЭС» / СПО ОРГРЭС, Москва, 2001.

29. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 2001 год. Составлено цехом надежности теплоэнергетического оборудования АО «Фирма ОРГРЭС» / СПО ОРГРЭС, Москва, 2002.

30. Обзор показателей надежности теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций за 2003 год. Составлено Центром надежности и продления ресурса энергетического оборудования / ЦПТИиТО ОРГРЭС, Москва, 2004. – 136 с.

31. Обзор показателей надежности теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций за 2004 год. Составлено Центром надежности и

продления ресурса энергетического оборудования / ЦПТИиТО ОРГРЭС, Москва, 2005. – 119 с.

32. Обзор показателей надежности теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций за 2005 год. Составлено Центром надежности и продления ресурса энергетического оборудования / ЦПТИиТО ОРГРЭС, Москва, 2006. – 120 с.

33. Обзор показателей надежности теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций за 2006 год. Составлено Центром надежности и продления ресурса энергетического оборудования / ЦПТИиТО ОРГРЭС, Москва, 2007. – 115 с.

34. Вульман Ф.А., Хорьков Н.С. Тепловые расчеты на ЭВМ теплоэнергетических установок. Под ред. В.Я. Рыжкина. - М.: Энергия, 1975. – 200 с.

35. Яницкий В.А. Экспериментальная система поддержки вахтенного персонала при управлении работой энергоблоков в регулировочном диапазоне. //Электрические станции. - 1992, №3. – С. 2 - 6.

36. Яницкий В.А. Контроль работы энергоблоков с анализом возникающих ситуаций в АСУ технологическим процессом. //Электрические станции. -1980, №9.-С. 12-14.

37. Скляр В.Ф., Гуляев В.А. Диагностическое обеспечение энергетического производства. - Киев: Техника, 1985. - 215 С.

38. Гуляев В.А., Скляр В.Ф., Полищук В.Б. Техническая диагностика энергетического оборудования – вопросы построения интегрированных экспертных систем. // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1990, №2.-С. 14-26.

39. Перминов И.А., Орлик В.Г., Гординский А.А., Дуэль Л.М. Диагностика состояния проточных частей мощных паровых турбин с применением стационарных вычислительных комплексов. //Труды ЦКТИ, - Л.: 1992, вып. 273.-С. 58-61.

40. Розенберг С.Ш., Хоменок Л.А. Диагностика состояния осевых зазоров проточной части цилиндра паровой турбины. //Труды ЦКТИ. Л.: 1992, вып. 273. - С.72-76.
41. Лейзерович А.Ш., Бейзерман Б.Р., Комаров Н.Ф., Борисова Н.Н. и др. Первый опыт применения локальной подсистемы диагностического контроля турбины на базе персональной ЭВМ. //Электрические станции. 1993, №4. - С. 18-22.
42. Трухний А.Д., Лейзерович А.Ш., Грак В.Г., Шишко А.Ю. Диагностический контроль накопления малоцикловой термоусталостной поврежденности металла ротора паровых турбин. //Теплоэнергетика. 1989, №12.-С. 40-45.
43. Перминов И.А., Орлик В.Г., Гординский А.А., Дуэль Л.М. Диагностика состояния проточных частей мощных паровых турбин с применением стационарных вычислительных комплексов. //Труды ЦКТИ. Л.: 1992, вып. 273.-С. 58-61.
44. Цветков В.А., Уланов Г.А. О диагностическом обслуживании энергетических агрегатов. //Электрические станции. 1996, №1. — С. 21-24.
45. Канцедалов В.Г., Берлявский Г.П., Злепко В.Ф., Гусев В.В. Непрерывный ультразвуковой автоматизированный контроль и диагностика работающего тепломеханического оборудования. // Электрические станции. 1995, №7. - С. 22-30.
46. Лейзерович А.Ш., Антонович А.В., Берлянд В.И. и др. Комплексный диагностический контроль температурного и термонапряженного состояния турбины в составе функций АСТД блока 300 МВт. //Электрические станции.- 1992, № 10.-С. 32-38.
47. Жуковский Г.В., Розенберг С.Ш., Фершалов А.А., Хоменок Л.А. Разработка системы диагностики причин изменения экономичности ЦВД-ЦСД турбин ТЭС. //Труды ЦКТИ. Л.: 1992, вып. 273. - С.93- 102.
48. Меренков А.П., Сеннова Е.В. Развитие методов исследования и обеспечения надежности теплоснабжающих систем. // Известия Российской академии наук. Энергетика. 1984. № 2. С. 58.

49. Меренков А.П., Сеннова Е.В. Оптимизация теплоснабжающих систем с учетом надежности при проектировании // Надежность и контроль качества. 1984. № 2. С. 39.

50. Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления: материалы конф. / Сибирский энергетический институт им. Л.А. Мелентьева РАН. Всероссийская конференция с международным участием "Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления", 18 -23 сент. 1995 г., г. Иркутск; ред. А. П. Меренков. - Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1996. - 358 с.

51. Меренков А.П., Сеннова Е.В., Стенников В.А., Федяев А.В., Чистович С.А. Современные проблемы преобразования теплового хозяйства России // Теплоэнергоэффективные технологии. 1997. № 1. С. 3-14.

52. Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях / Н.И. Воропай, Н.Н. Новицкий, Е.В. Сеннова, Н.И. Илькевич [и др.] – Новосибирск: Наука 1995. – 335 с.

53. Массель Л.В., Массель А.Г. Интеллектуальные вычисления в исследованиях направлений развития энергетики // Известия Томского политехнического университета. 2012. Т. 321. № 5. С. 135-140.

54. Копайгородский А.Н., Массель Л.В. Методы, технологии и реализация хранилища данных и знаний для исследований энергетики / Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Математическое моделирование и программирование. 2011. № 4 (221). С. 47-55.

55. Массель Л.В., Болдырев Е.А. Моделирование и разработка современных программных комплексов для исследований энергетики / Вычислительные технологии. 2002. Т. 7. № 4. С. 59-70.

56. Антонов Г.Н., Воропай Н.И., Криворучский Л.Д., Массель Л.В., Охорзин Ю.А., Руденко Ю.Н., Храмов А.В. Комплексные исследования живучести систем энергетики / Известия Российской академии наук. Энергетика. 1992. № 6. С. 31-41.

57. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л., Жарков П.В. Оперативная оценка состояния основного оборудования ТЭС / Электрические станции. 2011. № 4. С. 2-7.

58. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л., Жарков П.В., Тарариев Р.А., Перевалов Е.Г. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования / Теплоэнергетика. 2009. № 6. С. 50-54.

59. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования / А. М. Клер [и др.] // Теплоэнергетика. - 2009. - № 6. - С. 50-54.

60. Канцедалов В.Г., Берлявский Г.П., Злепко В.Ф., Гусев В.В. Непрерывный ультразвуковой автоматизированный контроль и диагностика работающего тепломеханического оборудования. // Электрические станции. 1995, №7. - С. 22-30.

61. Березина Т.Г., Бугай Н.В., Трунин И.И. Диагностирование и прогнозирование долговечности металла теплоэнергетических установок. – Киев: Техника, 1991. 120 С.

62. Трухний А.Д., Лейзерович А.Ш., Грак В.Г., Шишко А.Ю. Диагностический контроль накопления малоцикловой термоусталостной поврежденности металла ротора паровых турбин. //Теплоэнергетика. 1989, №12.-С. 40-45.

63. Андриюшин А.В., Черняев А.Н. Основные подходы к созданию автоматизированной системы оперативного управления режимами работы электростанции. // Энергосбережение и водоподготовка. 2011. № 4. С. 33-35.

64. Андриюшин А.В., Полушкина Е.Н., Шныров Е.Ю. Развитие системы ремонтного обслуживания в ТГК и ОГК после завершения процессов реструктуризации отрасли. // Теплоэнергетика. 2010. № 1. С. 69-73.

65. Андриюшин А.В., Полушкина Е.Н., Шныров Е.Ю. Стратегия развития энергоремонтной компании в условиях конкурентного рынка. // Теплоэнергетика. 2006. № 10. С. 2-6.

66. Андриюшин А.В., Полушкина А.В., Шныров Е.Н. Схемы организации ремонтного обслуживания в ТГК и ОГК после завершения процессов



реструктуризации отрасли. // Энергосбережение и водоподготовка. 2005. № 4. С. 30-33.

67. Андрюшин А.В. Выбор оптимальной организации ремонтного обслуживания в энергосистеме. // Вестник Московского энергетического института. 2000. № 5. С. 45.

68. Зарянкин А.Е., Грибин В.Г., Парамонов А.Н., Носков В.В., Митрохова О.М. Влияние угла раскрытия плоских диффузоров на их вибрационное состояние и пути снижения этих вибраций. // Теплоэнергетика. 2012. № 9. С. 27.

69. Грибин В.Г., Нитусов В.В., Медникова Е.В. Оптимизация геометрических параметров группы ступеней ЦВД и ЦСД мощных паровых турбин. // Теплоэнергетика. 2012. № 9. С. 63.

70. Грибин В.Г., Пастухова М.В. Причины повреждения последней ступени компрессора мощной газотурбинной установки. // Надежность и безопасность энергетики. 2012. № 19. С. 27-30.

71. Зарянкин А.Е., Грибин В.Г., Парамонов А.Н. Использование нетрадиционных решений для повышения экономичности и надежности паровых турбин. // Теплоэнергетика. 2005. № 4. С. 8-15.

72. Резинских В.Ф., Гринь Е.А. Современные проблемы обеспечения безопасности тепломеханического оборудования при продлении сроков его службы. // Теплоэнергетика. 2013. № 1. С. 17.

73. Гринь Е.А. Возможности механики разрушения применительно к задачам прочности, ресурса и обоснования безопасной эксплуатации тепломеханического энергооборудования. // Теплоэнергетика. 2013. № 1. С. 25.

74. Гринь Е.А. Метод определения остаточной долговечности конструкций на стадии развития трещины по результатам ее контроля. // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2010. Т. 76. № 2. С. 43-47.

75. Резинских В.Ф., Гринь Е.А. Надежность и безопасность ТЭС России на современном этапе: проблемы и перспективные задачи. // Теплоэнергетика. 2010. № 1. С. 2-8.

76. Данюшевский И.А., Куприй Е.Б., Малкин М.Р., Гринь Е.А. Оценка остаточного ресурса с учетом микроповрежденности. // Теплоэнергетика. 2008. № 2. С. 17-20.

77. Резинских В.Ф., Гринь Е.А., Букин Ю.А. Эксплуатационная надежность и перспективы продления сроков службы тепломеханического оборудования Сургутской ГРЭС-2. // Электрические станции. 2005. № 3. С. 11-15.

78. Резинских В.Ф., Гринь Е.А., Злепко В.Ф. Концепция продления ресурса металла оборудования ТЭС. // Промышленная энергетика. 2002. № 4. С. 25.

79. Крохин Г.Д., Некипелов А.Е. Optimizator подсистемы диагностики состояния энергоустановок, SKAIS, для решения задач технического обслуживания. // Вестник НГУЭУ. 2012. № 4. С. 234-252.

80. Крохин Г.Д. Экспертная диагностическая система контроля анализа и слежения за изменением состояния турбоэнергоустановок. // Вестник НГУЭУ. 2012. № 3. С. 254-261.

81. Аракелян Э.К., Крохин Г.Д., Мухин В.С. Концепция «мягкого» регулирования и технического обслуживания энергоустановок ТЭС на основе интеллектуальной диагностики. // Вестник Московского энергетического института. 2008. № 1. С. 14-20.

82. Крохин Г.Д., Мухин В.С. Моделирование ресурса и надежности оборудования турбоустановки с учетом стратегии его ремонта. // Промышленные АСУ и контроллеры. 2007. № 10. С. 22-25.

83. Крохин Г.Д., Мухин В.С. Нечеткие модели принятия решений о продлении эксплуатации турбоустановки, выводе в ремонт или введении ограничений. // Промышленные АСУ и контроллеры. 2007. № 12. С. 33-38.

84. Аракелян Э.К., Крохин Г.Д., Мухин В.С. Концепция построения математических моделей диагностики энергооборудования на базе нечеткой информации. // Вестник Московского энергетического института. 2005. № 5. С. 28.

85. Крохин Г.Д., Манусов В.З. Нечеткие модели функциональной диагностики энергоустановок электростанций. // Научный вестник

Новосибирского государственного технического университета. 1997. № 3. С. 161-168.

86. Любимов А.А., Троицкий А.И., Гладштейн В.И. Анализ состояния металла паровых турбин по факторам безопасности и надежности. // Теплоэнергетика. 2013. № 1. С. 33.

87. Гладштейн В.И., Троицкий А.И. Оценка вязкости разрушения при испытаниях на длительную прочность металла деталей паровых турбин. // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2013. Т. 79. № 9. С. 56-60.

88. Гладштейн В.И. Оценка остаточного ресурса металла гибов паропроводов с микрповреждениями на основе результатов испытаний на длительную прочность сплошных и надрезанных образцов. // Теплоэнергетика. 2012. № 4. С. 34.

89. Гладштейн В.И., Троицкий А.И., Антикайн П.А. Свойства металла корпуса ЦВД турбины 100 МВт, прошедшего восстановительную термообработку после отработки паркового ресурса. // Электрические станции. 2012. № 9 (974). С. 48-53.

90. Троицкий А.И., Гладштейн В.И. Исследование служебных характеристик металла крепежа корпусов турбин мощностью 300 МВт, отработавших нормативный срок. // Теплоэнергетика. 2009. № 2. С. 66-72.

91. Гладштейн В.И., Троицкий А.И. Исследование надежности металла литого корпуса клапана из стали 20ХМФЛ, подвергнутого восстановительной термообработке после 250 тыс.ч эксплуатации. // Теплоэнергетика. 2009. № 2. С. 7-11.

92. Гладштейн В.И., Любимов А.А., Пульчева О.А. Оценка надёжности литых корпусных деталей паровых турбин, имеющих неоднократные ремонтные подварки. // Электрические станции. 2009. № 8. С. 24-28.

93. Резинских В. Ф., Гладштейн В. И., Авруцкий Г. Д. Увеличение ресурса длительно работающих паровых турбин. // Москва: Изд-во МЭИ, 2007. – 269 с.

94. Гладштейн В.И. Влияние времени наработки до 350 тыс.ч на служебные характеристики и структуру литых корпусных деталей паровых турбин и

арматуры. // *Металловедение и термическая обработка металлов*. 2007. № 4. С. 24-32.

95. Некрасов А.Л. Повышение эксплуатационной надежности мощного турбоагрегата за счет снижения вибрации вблизи номинального значения мощности. // *Электрические станции*. 2007. № 12. С. 44-51.

96. Костюк Р.И., Биленко В.А., Радин Ю.А. АСУ ТП Северо-Западной ТЭЦ на базе ПТК TELEPERM ME. // *Теплоэнергетика*. 1997. № 10. С. 8.

97. Плоткин Е.Р., Куличихин В.В., Радин Ю.А. Исследование возможности останова валоповоротного устройства и отключения системы смазки турбины Т-250/300 при повышенных температурах ЦВД. // *Электрические станции*. 1991. № 2. С. 45.

98. Лисянский А.С., Радин Ю.А. Опыт эксплуатации паровой турбины Т-150-7,7 ЛМЗ в условиях тепловой схемы ПГУ-450. // *Электрические станции*, 2005. № 10. С. 56-61.

99. Радин Ю.А., Давыдов А.В., Малахов С.В., Голубничий В.А., Першин Д.И. Опытное определение технико-экономических показателей блоков ПГУ-39 Сочинской ТЭС. // *Электрические станции*. 2006. № 6. С. 13-19.

100. Радин Ю.А., Гомболевский В.И., Чертков А.И., Мухин В.С., Давыдов И.В., Воронов Е.О. Особенности эксплуатационных режимов парогазовой установки типа ПГУ-230Т Минской ТЭЦ-3. // *Электрические станции*. 2010. № 3. С. 20-26.

101. Ремонт и техническое обслуживание оборудования паротурбинных установок: справочник. В 2 т. Т.1 / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, Ю.М. Гофман, Б.Е. Мурманский, М.А. Ниренштейн, А.Ю. Рябчиков, П.Н. Плотников; под общ.ред. Ю.М. Бродова. – Екатеринбург: УрФУ, 2011. – 540 с.

102. Ремонт и техническое обслуживание оборудования паротурбинных установок: справочник. В 2 т., Т.2 / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, Ю.М. Гофман, Б.Е. Мурманский, М.А. Ниренштейн, А.Ю. Рябчиков, П.Н. Плотников; под общ.ред. Ю.М. Бродова. – Екатеринбург: УрФУ, 2011. – 490 с.

103. Абабков Н.В., Чегошев А.А., Воробьева Н.В., Смирнов А.Н. Диагностика роторов паровых турбин высокого давления с применением спектрально-акустического метода контроля / Сб. науч. тр. Всероссийской II конференции с международным участием «Жизненный цикл конструкционных материалов», ИрГТУ.– Иркутск, 2012. – С.126–130.

104. Смирнов А.Н., Козлов Э. В., Конева Н. А., Попова Н.А., Чегошев А.А. Исследование структурного состояния металла разрушенного ротора паровой турбины // Обработка металлов. 2012. №3. С. 84–86.

105. Смирнов А.Н. Новая методология оценки работоспособности и ресурса основного металла и сварных соединений потенциально-опасного оборудования ТЭК / Труды XVII Всероссийской научно-практической конференции «Металлургия: технологии, управление, инновации, качество». Новокузнецк. 2013, С. 340-344.

106. Смирнов А.Н., Фенстер Б.Р, Абабков Н.В. Анализ повреждаемости роторов паровых турбин // Вестник КузГТУ. 2014. №2. С. 38-46.

107. Сафарова Т.Х., Мурадалиев А.З., Суриков Е.В. Информационное обеспечение задач исследования надежности оборудования электрических станций и сетей. – Деп. в Информэнерго, 1987.

108. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Никджой А.Д. Методы оценки долговечности невосстанавливаемых элементов // Проблемы энергетики, - №2, 2001, 21-30 с.

109. Сафарова Т.Х., Мурадалиев А.З. Информационная система управления эксплуатационной надежностью электросетевого оборудования. Повышение эффективности функционирования электроэнергетической системы и ее элементов: Сб. науч. трудов АзНИИ Энергетики и Энергопроекта, 1997, 34-39с.

110. Поливанов В.И. Обоснование и разработка перспективных программ обеспечения живучести электростанций с энергоблоками 160-300 МВт, выработавших парковый ресурс // диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / НПП по повышению надёжности и долговечности электростанций «Прочность». Пятигорск, 2002. – 157 с.

111. Голуб А.Ф. Продление срока эксплуатации и повышение экономичности стареющих ТЭЦ с поперечными связями: Методика принятия решений и их реализация на примере Новгородской ТЭЦ // диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Новгородский государственный университет им. Ярослава Мудрого. Великий Новгород, 2002. – 172 с.

112. Томаров Г.В. Повышение надёжности и эксплуатационного ресурса энергетического оборудования, работающего в двухфазных и многокомпонентных потоках // диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Московский государственный открытый университет. Москва, 2003. – 344 с.

113. Дерий В.П. Прогнозирование ресурса и надёжности теплообменного оборудования электрических станций // диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / ГОУ ВПО ИГЭУ. Иваново, 2008. – 198 с.

114. Крохин Г.Д. Функциональная диагностика энергоустановок электростанций (математические модели и диагностический комплекс). // Автореферат диссертации кандидата техн. наук. – Новосибирск: НГТУ, 1997. – 26 с.

115. Андрюшин А.В. Совершенствование организации и управления системы технического обслуживания и ремонта оборудования ТЭС // диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Московский энергетический институт, Москва, 2002. – 410 с.

116. Крохин Г.Д. Математические модели идентификации технического состояния турбоустановок на основе нечеткой информации. // автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук. Иркутск, 2008. – 504 с.

117. Мурманский Б.Е. Разработка, апробация и реализация методов повышения надёжности и совершенствования системы ремонтов паротурбинных установок в условиях эксплуатации. // Автореферат диссертации на соискание

ученой степени доктора технических наук / Уральский федеральный университет. Екатеринбург, 2015. – 48 с.

118. ОАО «Всероссийский теплотехнический институт» <http://www.vti.ru/>

119. НПО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова» <http://www.cvs.spb.su/>

120. Институт проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного Национальной академии наук Украины <http://www.ipmach.kharkov.ua/>

121. Беляев С.А., Литвак В.В., Солод С.С. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС. – Томск: Изд-во НТЛ, 2008 –218 с.

122. СО 34.04.181 – 2003 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. – М: 2004. 446 с.

123. Савостьянова Л. В., Литвак В. В. Анализ ресурсов паровых турбин на основе производственных циклов // Известия Томского политехнического университета. Энергетика. 2012. Т. 321, № 4. – С. 11-15.

124. РД 34.20.801-2000 «Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей».

125. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во 2007. – 251 с.

126. Надёжность систем энергетики. Терминология. Выпуск 95. – М.: Наука, 1980. – 43 с.

127. СО 34.04.181-2003 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. М: 2004. – 446 с.

128. Ремонт паровых турбин / под ред. Бродова Ю.М. и Родина В.Н. / Изд-во УПИ-УГТУ, Екатеринбург, 2002 – 211 с.

129. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистики. Издание девятое / М.: Изд. Высшая школа, 2003 – 480 с.

130.Жаров А.П. Предупреждение аварий подшипников паровых турбин. М.: Энергия, 1974. – 112 с.

131.Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: Уч. пособие для вузов – М.: Изд-во МЭИ, 2002 – 540 с.

132.ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия, термины и определения. – М: 1975.

133.РД 34.20.601-96 Методические указания по совершенствованию системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков и энергоустановок на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом. Минтопэнерго РФ. – М: 1996, – 10 с.

134.РД 34.17.436-92 Методические указания. Индивидуальный контроль металла литых корпусных деталей паровых турбин тепловых электростанций. – М.: ВТИ, 1995.

135. РД 10-577-03 Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. – 128 с.

136.Савостьянова, Л. В. Двухстадийная модель текущего ресурса турбоустановки по ремонтной предыстории / В. В. Литвак, Л. В. Савостьянова // Промышленная энергетика. – 2012. №2. – с. 6 – 11.

137.Савостьянова, Л. В. Программа расчета износа узлов паротурбинной установки по материалам ремонтной истории / В. В. Литвак, Л. В. Савостьянова, С. А. Шевелёв Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013612678 от 11.03.2013 г.

138.Савостьянова, Л. В. Оценка индивидуального ресурса паровой турбины на основе ремонтной истории / В. В. Литвак, Л. В. Савостьянова. – Томск: STT, 2013. – 158 с.



## ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Дефекты агрегатов, узлов, деталей турбоагрегатов

На рисунках П1.1– П1.2 показан обрыв лопаток № 49, № 50 повреждения лопаток № 48, № 51, № 52 последней ступени турбоустановки ПТ-60-90-13.



Рисунок П1.1 – Обрыв лопаток последней ступени



Рисунок П1.2 – Повреждения лопаток последней ступени

На рисунке П1.4 заметны повреждения лопаток 30-ой ступени в виде значительного эрозионного износа входных кромок периферийной части пера лопаток в районе стеллитовых пластин турбоустановки ПТ-80-130.

На рисунках П1.5-П1.8 представлены повреждения рабочих лопаток последней ступени ротора низкого давления в виде вмятин на выходной кромке, скола первой от вершины стеллитовой пластины, эрозионного износа выходной кромки в виде точечного наклепа над прикорневой зоной.

На рисунках П1.9-П1.10 представлен свищ в пароперепускной трубе турбоустановки ПТ-80-130.

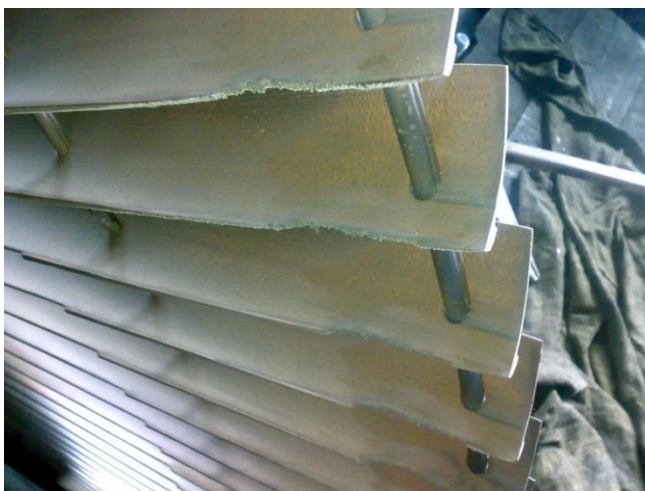


Рисунок П1.4 – Повреждения лопаток 30 ступени



Рисунок П1.5 – Повреждения рабочих лопаток последней ступени ЦНД



Рисунок П1.6 – Вмятины на рабочих лопатках последней ступени ЦНД



Рисунок П1.7 – Повреждения лопаток ротора низкого давления



Рисунок П1.8 – Повреждения лопаток ротора низкого давления



Рисунок П1.9 – Свищ ПДД пароперепускной трубы

На рисунках П1.11-П1.13 видны повреждения шпилек цилиндра высокого давления в виде промылов, подлежащие замене, турбоустановки ПТ-80-130.



Рисунок П1.10 – Свищ ПДД ППТ РК-4



Рисунок П1.11 – Повреждения шпильки ЦВД



Рисунок П1.12 – Повреждения шпильки ЦВД



Рисунок П1.13 – Повреждения шпильки ЦВД

На рисунках П1.14-П1.16 показаны повреждения подшипников в виде подплавления вкладыша и выкрашивания баббита турбоустановки Т-185/220-130.

На рисунках П1.17-П1.19 – повреждения КН-8В.



Рисунок П1.14 – Повреждения подшипника



Рисунок П1.15 – Повреждения подшипника



Рисунок П1.16 – Повреждения подшипника



Рисунок П1.17 – Повреждения КН-8В



Рисунок П1.18 – Повреждения КН-8В



Рисунок П1.19 – Повреждения КН-8В

На рисунках П1.20-П1.22 представлены повреждения на роторе, в виде трещин, турбоустановки К-100-90-5.



Рисунок П1.20 – Повреждения ротора



Рисунок П1.21 – Повреждения ротора



Рисунок П1.22 – Повреждения ротора



Рисунок П1.23 – Повреждения цилиндра среднего давления турбоустановки Т-100/120-130

На рисунке П1.24 заметен прогиб ротора низкого давления турбоустановки Т-100/120-130.

На рисунке П1.25 показаны повреждения лопаток турбоустановки Т-100-130.

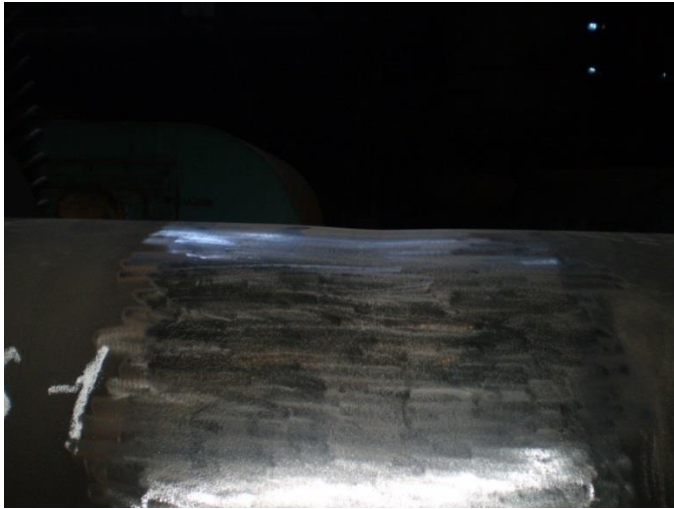


Рисунок П1.24 – Прогиб ротора низкого давления турбоустановки Т-100/120-130



Рисунок П1.25 – Повреждения лопаток турбоустановки Т-100-130

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Свидетельства о государственной регистрации****РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ****СВИДЕТЕЛЬСТВО**

о государственной регистрации программы для ЭВМ

**№ 2013612678**

**Программа расчета износа узлов паротурбинной  
установки по материалам ремонтной истории**

Правообладатель(ли): **Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего профессионального  
образования «Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет» (RU)**

Автор(ы): **Литвак Валерий Владимирович (RU), Савостьянова  
Людмила Викторовна (RU), Шевелев Сергей Анатольевич (RU)**

Заявка № **2012619511**Дата поступления **06 ноября 2012 г.**

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ  
**11 марта 2013 г.**

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

**Б.П. Симонов**

МИНИСТЕРСТВО СВЯЗИ И МАССОВЫХ  
КОММУНИКАЦИЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ  
В СФЕРЕ СВЯЗИ, ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ  
И МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ

ФГУП НТЦ "ИНФОРМРЕГИСТР"

**РЕГИСТРАЦИОННОЕ СВИДЕТЕЛЬСТВО**  
обязательного федерального экземпляра  
электронного издания

№ 31763

Электронное издание на 1 CD-R  
«Литвак В. В., Савостьянова Л. В. Оценка индивидуального  
ресурса паровой турбины на основе ремонтной истории =  
Estimation of individual resource of steam turbine based on repair  
history: монография» (© 2013 ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, © 2013 В. В. Литвак,  
Л. В. Савостьянова, © 2013 Обложка. Макет. STT™).

Номер государственной регистрации обязательного экземпляра  
электронного издания – 0321302465.

Производитель: **ИП Алексеев Сергей Владимирович.**  
Издательство "STT".



И. о. директора ФГУП НТЦ "Информрегистр"

*Ю.С. Алпацкий*  
Ю.С. Алпацкий

24 сентября 2013 г.

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Документы, подтверждающие использование результатов НИР

Утверждаю  
 Проректор по научной работе и  
 инновациям ФГАОУ ВО НИ ТПУ



*[Signature]*  
 С.А. Байдали  
 2017 г.

Утверждаю  
 Технический директор СП ТЭЦ-5  
 ОАО «ТГК-11»

*[Signature]* Черненко  
 2017 г.



МП  
 «27»

#### АКТ

об использовании результатов научно-исследовательской работы по теме:  
 «Прогнозирование технического состояния паровых турбин для повышения  
 эффективности ремонтной деятельности»

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о следующем:

Предложен алгоритм расчета и программа для ЭВМ по учету текущих производственных характеристик. В программный продукт, выполненный в среде Delphi на языке Object Pascal, заложена информация о наработке и количестве пусков каждого турбоагрегата Омской ТЭЦ-5 с начала его ввода в эксплуатацию с возможностью оперативно получать информацию, как за определённый период времени, так и нарастающим итогом. Также предусмотрена возможность хранения информации в базе Access и возможностью её конвертации в Excel.

Работа выполнена в Томском политехническом университете на кафедре атомных и тепловых электростанций в рамках хозяйственной работы с Омской областной организацией «Всероссийского Электропрофсоюза» (для ППО АУ ОАО «ТГК-11») под научным руководством Савостьяновой Людмилы Викторовны.

Результаты работы используются на Омской ТЭЦ-5 для наполнения, хранения и обработки данных о производственном цикле каждой турбины и снижения трудоёмкости административно-управленческого персонала.

Настоящий акт составили:

От Томского политехнического  
 университета  
 И.о. рук. каф. АТЭС

*[Signature]* А.С. Матвеев

Исполнитель работы:  
 Зав. лабораторией кафедры АТЭС

*[Signature]* Л.В. Савостьянова





**Кузбасское акционерное общество энергетики и электрификации  
(АО «Кузбассэнерго»)**

Российская Федерация, 650000, Кемеровская область, г. Кемерово, пр-т Кузнецкий д. 30; тел.: (3842) 45-33-50;  
факс: (3842) 36-68-48; e-mail: [tgk12@sibenco.ru](mailto:tgk12@sibenco.ru); ИНН 4200000333; КПП 424950001; р/с 40702810612030000731 в  
Филиале Банка ВТБ (ПАО) в г. Красноярске; к/с 30101810200000000777; БИК 040407777

17.11.2017 № \_\_\_\_\_  
на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

об использовании результатов научно-исследовательской работы по теме:  
«Прогнозирование технического состояния паровых турбин для повышения эффективности  
ремонтной деятельности»

АО «Кузбассэнерго» рассмотрена «Методика расчета остаточного ресурса по материалам ремонтной истории». Работа выполнена в Томском политехническом университете на кафедре атомных и тепловых электростанция при поддержке Минобрнауки РФ в рамках федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009-2013 годы».

В работе использованы сведения о проведенных ремонтных работах паровых турбин ряда электростанция Сибири и Дальнего Востока (Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-4, Омская ТЭЦ-5, Приморская ГРЭС, Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-3, Хабаровская ТЭЦ-1, Хабаровская ТЭЦ-3, Томь-Усинская ГРЭС).

Результаты работы представлены в диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук Савостьяновой Людмилой Викторовной.

После рассмотрения содержания и результатов работы, принято решение:

1. Принять к изучению, апробации и применению на электростанциях АО «Кузбассэнерго» (Беловская ГРЭС, Кемеровская ГРЭС, Кемеровская ТЭЦ, Томь-Усинская ГРЭС, Кузнецкая ТЭЦ, Ново-Кемеровская ТЭЦ, ГТЭС «Новокузнецкая») указанную выше методику для повышения качества и эффективности выполняемых программ по модернизации и ремонту паровых турбин.
2. Результаты апробации методики доложить техническому совещанию по окончании инвестиционной ремонтной кампании 2018 года.

Заместитель директора по инвестициям



Ю.А. Грещингер

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4 Определение индивидуального ресурса на примере  
турбины Т-175/210-130**

1 Документированная ремонтная процедура

Таблица П4.1 – Ремонтные работы, выполненные в рамках капитальных и средних ремонтов турбины Т-175/210-130 стационарный номер 4 Омской ТЭЦ-5 за период с 1984 по 2009 годы

Дата	Вид ремонта	Продолжительность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
11.07.1988 – 05.09.1988	капитальный	56 / 1300	<p><i>Система автоматического регулирования:</i></p> <p>а) проверка и ремонт узлов и деталей системы регулирования и защит:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- блок регулятора скорости</li> <li>- блоки регулятора давления</li> <li>- отсечных золотников сервомоторов ЦВД, ЦНД</li> <li>- ревизия сервомоторов системы регулирования ЦВД, ЦНД</li> <li>- конусов обратной связи сервомоторов ЦВД, ЦНД</li> <li>- золотников автомата безопасности</li> <li>- золотников и букс стопорных клапанов</li> <li>- ревизия аккумуляторов</li> <li>- ревизия насосной группы</li> <li>- ревизия обратных клапанов на отборах (КОС)</li> </ul> <p>б) сборка, наладка и настройка системы регулирования на остановленной машине (снятие характеристик и определение степени неравномерности степени нечувствительности и сравнение характеристики с заводскими данными и формулярами)</p> <p>в) заливка, прокачка рабочей жидкости (масла)</p> <p><i>Парораспределение:</i></p> <p>а) разборка теплоизоляции узлов парораспределения</p> <p>б) проверка и ремонт узлов и деталей органов парораспределения, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- стопорных клапанов (автоматических затворов)</li> <li>- регулирующих клапанов</li> <li>- поворотных диафрагм</li> </ul> <p>в) контроль технического состояния (металла) корпусов клапанов согласно инструкции ИЗИ-70 ОВ-84 по наработке</p> <p>г) ремонт теплоизоляции</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Цилиндры ЦВД, ЦСД, ЦНД:</i></p> <p>а) ремонт теплоизоляции</p> <p>б) осмотр, проверка состояния и устранение дефектов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- корпусов цилиндров</li> <li>- сопловых аппаратов, направляющих лопаток и бандажей</li> <li>- корпуса внутреннего цилиндра</li> <li>- диафрагм и обойм диафрагм</li> <li>- концевые промежуточные уплотнения</li> <li>- устройств для обогрева фланцев корпуса цилиндров и шпилек</li> <li>- шпоночных соединений цилиндров и дистанционных болтов, доступных осмотру</li> <li>- ресиверных труб</li> <li>- крепёжных деталей</li> </ul> <p>Уплотнения концевые. Уплотнения диафрагменные. Уплотнения каминные.</p> <p>в) устранение обнаруженных дефектов: заварка трещин цилиндров, корпусов клапанов и устранение неплотностей вертикальных разъемов цилиндров, в том числе</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- шабровка плоскостей горизонтальных разъемов цилиндров в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей и техническими условиями (при необходимости)</li> <li>- улучшение центровки турбины с установлением нормальных зазоров в проточной части</li> <li>- ремонт и восстановление тепловой изоляции цилиндров турбины.</li> </ul> <p><i>Роторы РВД, РСД, РНД:</i></p> <p>а) осмотр и проверка состояния рабочих лопаток и бандажей рабочих лопаток, дисков, втулок и устранение обнаруженных дефектов в зоне фазового перехода</p> <p>б) снятие вибрационных характеристик рабочих лопаток 18, 19, 20, 21 ступеней ротора среднего давления</p> <p>в) проверка дисков 19, 20, 21, 22 ступеней согласно циркуляра Ц-02-84Т</p> <p>г) проверка и исправление центровки роторов без передвижения цилиндров, турбин и статора генератора ГМН-РВД, РВД-РСД, РСД-РНД, РНД-РГ, РГ-РВ</p> <p><i>Валоповоротное устройство:</i></p> <p>Осмотр и проверка состояния и устранение обнаруженных дефектов узлов и деталей валоповоротного устройства в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- червячной и зубчатой передачи</li> <li>- механизма включения-выключения</li> <li>- замена подшипников (224 – 2 шт., 230 – шт., 314 – 1 шт.)</li> </ul> <p><i>Подшипники турбины:</i></p> <p>а) проверка упорных и опорных подшипников</p> <p>б) проверка изношенных соединений и дистанционных болтов</p> <p>в) устранение обнаруженных дефектов</p> <p>г) проверка и ремонт маслоотбойных колеи и щитков</p> <p>д) перезаливка подшипников № 5, 8</p> <p>е) фрезеровка и установка площадок на всех корпусах подшипников для датчиков вибрации осевой составляющей по циркуляру «Вибрация»</p> <p><i>Соединительные муфты:</i></p> <p>Осмотр и проверка состояния и устранение дефектов полумуфт и перерайберовка (при необходимости) болтовых отверстий</p> <p><i>Масляная система:</i></p> <p>а) разборка и ремонт маслонасосов</p> <p>б) очистка масляных баков, фильтров и маслопроводов</p> <p>в) очистка и ремонт маслоохладителей</p> <p>г) устранение обнаруженных дефектов, заливка и прокачка масла</p> <p>д) шабровка фланцевых маслопроводов</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Паропроводы:</i></p> <p>а) проверка технического состояния паропроводов и сварных швов в пределах турбины и паропроводов к турбине  б) контроль деформации паропроводов  в) проверка технического состояния фланцевых соединений их крепежа, замена дефектных, имеющих дефекты  г) проверка натяжения пружины, осмотр и ремонт подвесок, опор  д) осмотр и ремонт промывочного устройства  е) ремонт теплоизоляции  ж) установка лесов на главном паропроводе для замера остаточной деформации и изоляции  з) установка двух вентилях на паропроводах острого пара под приборы качественного анализа (циркуляр Ц-07-83(Т))</p> <p><i>Ремонт арматуры:</i></p> <p>а) контроль технического состояния корпусов арматуры высокого давления с дефектоскопией металла (по графику контроля)  б) проверка технического состояния крепежа и замена дефектных шпилек  в) вскрытие и ревизия расходомерных диафрагм по перечню цеха тепловой автоматики  г) частичная замена задвижек Ду-80 Ру 16-6, Ду-100 Ру 16-6, Ду-100 Ру 25-8, Ду-150 Ру 16-8, Ду-150 Ру 25-8, Ду-200 Ру 25-10. Крепёж.  д) осмотр и ремонт паровой и водяной арматуры высокого давления, среднего и низкого давления с заменой изношенных деталей и притиркой арматуры  е) проверка, чистка и ремонт приводных головок и дистанционных приводов арматуры  ж) ремонт теплоизоляции  з) вскрытие регуляторов уровня, регулирующих клапанов и снятие профилей  и) Ревизия и ремонт первичной запорной арматуры на приборы КИП</p> <p><i>Конденсационная система:</i></p> <p>а) осмотр и ремонт элементов конденсационной системы, в том числе:  - конденсатных насосов  - пароструйных эжекторов  б) очистка трубок, проверка плотности конденсатора и вакуумной системы  в) химическая промывка трубок конденсатора по циркулированию  г) устранение неплотностей, подвальцовка или замена до 30% трубок от их общего числа  д) замена изношенных деталей насосов, эжекторов</p> <p><i>Циркуляционная система:</i></p> <p>а) разборка, осмотр и ремонт элементов циркуляционной системы, в том числе:  - чистка трубок конденсатора  - ремонт эжектором – 3 шт.  - ремонт ПС-250 – 2 шт.  - трубопроводов и арматуры</p> <p><i>Регенеративная установка низкого давления:</i></p> <p>а) разборка и ремонт элементов регенеративной установки низкого давления в том числе:  - подогревателей низкого давления  - сливных насосов  - деаэраторов  - трубопроводов нерегулируемых отборов ПНД  - арматуры регенеративной установки низкого давления  б) ремонт теплоизоляции</p> <p><i>Регенеративная установка высокого давления:</i></p> <p>а) ремонт подогревателей высокого давления с заменой при необходимости трубой системы замер толщины стенок змеевиков  б) ремонт трубопроводов с опорной системой  в) осмотр и ремонт арматуры регенеративной установки  г) ремонт теплоизоляции</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Бойлерная установка:</i> Проверка и ремонт элементов бойлерной установки, в том числе: - основных бойлеров ПСГ – 1, 2 - конденсатных насосов – 5 шт. - трубопроводов с опорной системной арматурой - ремонт теплоизоляции - чистка трубок ПСГ – 1, 2 - вентиль Ду 20 Ру 16-20</p> <p><i>Паросборники и холодильники отбора проб:</i> Проверка и ремонт паросборников, холодильников и связанных с ними трубопроводами и арматурой. Вентили Ду 25 Ру 16-10, Ду 20 Ру 16 – 5 шт.</p> <p><i>Заключительные работы:</i> а) Разборка и удаление лесов и подмостей. б) Уборка рабочих (мест) площадок оборудования, установленных на время ремонта. в) Установка обшивки цилиндров и клапанов. г) Очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта и деталей. д) Настройка системы регулирования на не работающей турбине. е) Снятие характеристик регулирования. ж) Проверка и испытание предохранительных клапанов защитных устройств в соответствии с требованиями ПТЭ. з) окраска оборудования.</p> <p><i>Площадки, лестницы ограждения:</i> Частичная замена металлоконструкций площадок, лестниц, ограждений. Ремонт рифлёного металла технологических каналов</p> <p><i>Контроль за металлом:</i> 1. Установка реперов контроля ползучести на паропроводах к ТГ № 4. Измерение остаточной деформации. 2. На дренажных линиях паропроводов вентили установлены на расстоянии не более 300 мм от паропровода. 3. Корпуса стопорных регулирующих защитных клапанов. Визуальный осмотр. МПД. 4. Корпуса цилиндров (наружные и внутренние), сопловые коробки – визуальный осмотр. МПД. 5. Контроль ремонтной проверки. 6. Выполнена проверка на ударную вязкость литых корпусов арматуры из стали 12хТМФЛ ТГ № 4. 7. Произведён контроль толщины стенки и овальности труб питательного трубопровода и главного паропровода ТГ № 4. 8. Выполнено УЗК крепежа фланцев паровых коробок, разъёма цилиндров ТГ № 4.</p>
30.07.1990 – 02.09.1990	средний	34 / 1056	<p><i>Корпусная часть:</i> Разборка тепловой изоляции на разъёмах ЦНД. Вскрытие ЦНД. Осмотр и дефектация диафрагм и обойм диафрагм, обойм уплотнений и корпусов концевых уплотнений, концевых и диафрагменных уплотнений, крепёжных деталей.</p> <p><i>Роторы:</i> Осмотр лопаток последней ступеней ротора низкого давления, проверка с шабровкой торцов РСД, РНД, РГ, исправление центровки ротора по полумуфтам, осмотр ротора ст. 16,18, замена надбандажных уплотнений 16 ступени.</p> <p><i>Подшипники:</i> Проверка зазоров и натягов на подшипниках № 1...10, устранение течей масла разъёмов. Проверка и ремонт маслоотбойных щитков, восстановление температурного контроля подшипников.</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжительность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Соединительные полумуфты:</i> Осмотр и дефектация полумуфт и крепёжных деталей, шабрение торца полумуфт. Проверка и исправление центровки осей ротора.</p> <p><i>ВПУ:</i> Ревизия и проверка узлов ВПУ. Устранение течей масла в разъёме крышек ВПУ. Замена сальниковых уплотнителей.</p> <p><i>Система регулирования:</i> Ревизия узлов системы регулирования: очистка золотников сервомоторов, регуляторов давления и ГМН. Настройка и испытание системы регулирования и защит.</p> <p><i>Парораспределение:</i> Дефектация и ремонт узлов парораспределения: регулирующих клапанов, выполнение ИС № 144.</p> <p><i>Масляная система:</i> Осмотр и дефектация маслосистемы и арматуры : ПМН – 1 шт., РМН – 1 шт., РМНУГ – 2 шт. Чистка по водяной стороне МО – 3 шт. Заливка масла, проверка плотности маслосистемы, устранение обнаруженных дефектов, кислотная промывка МО.</p> <p><i>Конденсатор:</i> Осмотр и ремонт конденсационной системы: конденсатные насосы КСВ-320-160 (КН-4В, 4Б), очистка охлаждающих трубок и досок, кислотная промывка конденсатора. Гидравлическое испытание конденсатора и вакуумной системы.</p> <p><i>Цирксистема:</i> Ремонт дренажей с заменой с заменой вентилей и трубопроводов, ревизия вентилей КИП и сегментных диафрагм. Ремонт РУ, ВУК, арматуры ВУК, дренажей и воздушников, очистка трубной системы ПСГ-1 УВД.</p> <p><i>Дренажные баки:</i> Ремонт БНТ-4.</p> <p><i>Паропроводы:</i> Контроль металла. Паропровод к ТГ-4 от К-6, от К-7; врезка расходомерных шайб; паропровод к турбине от КА-6 питательная вода после ПВД ТА-4.</p> <p><i>Заключительные работы:</i> Разборка и удаление лесов, подмостей, уборка рабочих площадок, установка обшивки цилиндров и клапанов.</p> <p><i>Арматура:</i> Ревизия КОС. Ремонт арматуры. Врезки для регулятора давления и температуры теплофикационного отбора.</p> <p><i>Генератор:</i> Разборка и сборка подшипников водородного уплотнения. Врезка фланцев для кислотной промывки газоохладителей на трубопроводах входа и слива охлаждающей воды.</p>
10.08.1992 – 27.10.1992	средний	79 / 1896	<p><i>Подготовительные работы:</i> Устройство лесов, подмостей, ограждений. Подготовка ремонтных площадок и оборудования. Снятие обшивки турбин, клапанов. Проверка и испытание предохранительных клапанов и защитных устройств. Очистка оборудования и рабочей зоны от мусора и отходов. Испытание ТА до ремонта. Подготовка упаковки РСД для упаковки на ТМЗ.</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Корпусная часть:</i> Разборка тепловой изоляции на разъемах ЦСД. Вскрытие ЦСД. Осмотр и дефектация: - диафрагм и обойм диафрагм; - обойм уплотнений и корпусов концевых уплотнений; - концевых и диафрагменных уплотнений; - шпоночных соединений и дистанционных болтов; - рессиверных труб, - крепёжных деталей, - установка датчиков контроля за состоянием ступеней РНД со вскрытием ЦНД, - замена трубопроводов дренажей ЦВД до первичных вентилей.</p>
			<p><i>Регулирование:</i> Ревизия узлов системы регулирования. Настройка и испытание системы регулирования и защиты.</p>
			<p><i>Парораспределение:</i> Дефектация и ремонт узлов парораспределения: регулирующих клапанов ЦВД, ЦНД.</p>
			<p><i>Ротор:</i> Осмотр лопаток последней ступеней РНД, проверка УЗК лопаток последних ступеней. Проверка с шабровкой торцов РСД, РНД, РГ. Исправление центровки ротора по полумуфтам. Отправка РВ на завод и балансировка РВ на заводе. Замена РСД с ТГ-5 после заводского ремонта.</p>
			<p><i>Подшипники:</i> Проверка зазоров и натягов на подшипниках № 1...10. Устранение течей масла разъёмов. Проверка и ремонт маслоотбойных щитков. Перевод температуры контроля на термомпары.</p>
			<p><i>Соединительные полумуфты:</i> Осмотр и дефектация полумуфт и крепёжных деталей. Проверка и исправление центровки осей роторов</p>
			<p><i>ВПУ:</i> Ревизия и проверка узлов валоповорота. Устранение течей масла в разъёме крышек ВПУ. Замена сальниковых уплотнителей (манжеты).</p>
			<p><i>Система масляная:</i> Осмотр и дефектация маслонасосов и арматуры: ПМН – 1 шт., РМН – 1 шт., РМНУГ – 2 шт. Чистка по водяной стороне МО – 3 шт. Проверка плотности маслосистемы, устранение дефектов. Кислотная промывка МО (при необходимости)</p>
			<p><i>Конденсатор:</i> Осмотр и ремонт конденсаторной системы. Кислотная промывка конденсатора. Гидравлическое испытание конденсатора и вакуумной системы. Ревизия системы охлаждения. Ревизия ОЭ и ПЭ.</p>
			<p><i>Циркуляционная система:</i> Ревизия вентилей КИП и сегментных диафрагм. Ремонт арматуры и дренажей ЦВ, замена трубопроводов дренажей.</p>
			<p><i>Регенеративная установка:</i> Ревизия РУ. Ревизия ВУК. Очистка трубной системы ПСГ-1,2 УВД.</p>
			<p><i>Дренажные баки:</i> Ремонт БНТ, наружная химзащита баков, ремонт ПОТ.</p>
			<p><i>Система водяного охлаждения статора генератора:</i> Очистка трубной системы ОД. Ремонт НВО-4 «АБ». Ремонт ПОТ, НВО и ФСД</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Паропроводы и питательные трубопроводы:</i> Замена дренажей паропровода до первичных вентилях. Контроль металла паропроводов, согласно объёма. Контроль питательных трубопроводов согласно объёма.</p> <p><i>Заключительные работы:</i> Разборка и удаление лесов и подмостей. Уборка рабочих площадок. Установка обшивки цилиндров и клапанов. Очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта и деталей. Очистка технологических каналов ТГ-4. Покраска оборудования и фундаментов ТА.</p> <p><i>Ремонт арматуры:</i></p> <p><i>Площадки обслуживания:</i> Выполнены площадки обслуживания электроприводов задвижек 4Ц-3, 4Ц-4. Выполнен переходной мостик через трассу трубопроводов на Т «0» ряд «А» к сборке задвижек 4А-05. Смонтирована площадка обслуживания электродов РСУ по «Н» в ПСГ-1,2 и конденсаторе турбины. Смонтирована лестница для обслуживания КОСа испарительной Т 10 м.</p> <p><i>Клапана:</i> Развернуты на 90° КОС ПВД-6 (площадка крепления соленоида)</p>
10.04.1993 – 19.07.1993	капитальный	101 / 2424	<p><i>Подготовительные работы:</i> Устройство лесов, подмостей, ограждений. Подготовка рабочих мест и ремонтных площадок. Снятие обшивки турбин, клапанов. Проверка и испытание предохранительных клапанов и защитных устройств. Испытание турбины. Выхолаживание до 300 °С с отключением ВПУ. Изготовление сеток шарикоочистки. Подготовка деталей для реконструкции ПМН-4. Изготовление объёмника на полумуфты. Установка заглушки на ИУ-2 от турбины. Выполнение мероприятий по механизации работ (отдельный перечень). Промывка проточной части ТА под нагрузкой.</p> <p><i>Корпусная часть:</i> Разборка тепловой изоляции на разъемах ЦНД, ЦСД, ЦВД. Вскрытие ЦНД, ЦСД, ЦВД, осмотр и дефектация: - диафрагм и обойм диафрагм; - обойм уплотнений и корпусов концевых уплотнений, сопл и аппарата; - замена концевых и диафрагменных уплотнений; - шпоночных соединений корпусов цилиндров и дистанционных болтов; - рессиверных труб с опрессовкой со снятием изоляции согласно циркуляра, - устройства для обогрева фланцев и шпилек корпуса, - проверка прилегания разъемов внутреннего и наружного ЦВД, - контроль металла и крепежа (по отдельному перечню), - очистка лап ЦВД по охлаждающей воде, - замена трубопроводов по охлаждающей воде, подача и слив на СК и лапы ЦВД, - проверка системы влагоудаления из проточной части ЦСД, ЦНД турбины согласно письма № 149 от 30.09.1992 г.,</p> <p><i>Роторы:</i> Осмотр и дефектация рабочих лопаток и бандажей, дисков, втулок концевых уплотнений. Проверка прогиба роторов. Исправление центровки роторов по полумуфтам. Контроль зоны фазового перехода. Восстановление токосъёмной щетки (ЭЦ №Ц-05-281Э).</p> <p><i>Подшипники:</i> Проверка зазоров и натягов на подшипники № 1...10. Устранение течей масла подшипников с уплотнением мест прохода датчиков и кабелей КИП. Установка термопар на подшипники. Ревизия маслосъёмных перегородок (по проекту кооп. «Надёжность», в том числе уплотняющих подшипников). Ремонт маслощитков.</p>



Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Соединительные полумуфты:</i> Осмотр и дефектация полумуфт и крепёжных деталей. Шабрение торцов полумуфт. Проверка и исправление излома осей роторов при спаривании полумуфт.</p>
			<p><i>ВПУ:</i> Ревизия и проверка узлов валоповорота. Устранение течей масла в разъёме крышек ВПУ. Замена сальниковых уплотнений.</p>
			<p><i>Система регулирования:</i> Ревизия узлов системы регулирования: - очистка золотников сервомоторов, - регулятора давления пара, - насосной группы, - АБ и золотников АБ. Настройка и испытания системы регулирования и защит. Установка датчиков механической величины. Ревизия механизмов перемещения датчиков механических величин.</p>
			<p><i>Парораспределение:</i> Дефектация и ремонт узлов парораспределения: - регулирующие клапанов, - кулачкового вала, - клапанов автоматического затвора.</p>
			<p><i>Масляная система:</i> Разборка, осмотр и дефектация маслонасосов и арматуры: - ПМН-4 – 1 шт. с реконструкцией, - АМН-4 – 1 шт., - РМН-4 – 1 шт. Очистка МБ, фильтров и паропроводов вып. МПБ-04/91п4, перемонтаж гидрозатвора маслобака. Кислотная промывка МА – 3 шт. Заливка масла, проверка плотности маслосистемы, устранение обнаруженных дефектов. Очистка подземного маслобака, с ревизией арматуры. Перемонтаж поддонов маслонасосов РМН, АМН, ПМН, РМН УГ, АМН УГ, МО, М/Ф с уклоном в сторону подземного маслобака. Врезка ПОТ на эксгаустере и выхлопном трубопроводе со сливного маслопровода, дренажей с арматурой. Врезаны гильзы на МО для замера температуры воды на входе и выходе. Врезан дренаж по маслу на МО – 4 «В». Капитальный ремонт РМН УГ – 4 «АБ». Капитальный ремонт АМН УГ – 4. Ремонт гидрозатворов 4 «А,Б». Ремонт РПД. Чистка масляных фильтров 4 «АБ». Чистка демпферного бака. Замена 3 вентилей воздушника демпферного бака на один.</p>
			<p><i>Конденсатор:</i> Осмотр и ремонт конденсационной системы: Конденсатные насосы – 4 «АБВ» (КСВ 320-160). Очистка охлаждающих трубок и досок конденсатора. Гидравлическое испытание конденсатора и вакуумной системы: - ревизия ВУК конденсатора, - ревизия задвижки сброса конденсата в ПЛК, - ревизия фильтров конденсата и их арматура. Ревизия анкерных связей конденсатора (замена при необходимости). Осмотр и ремонт гидрозатворов слива конденсата с половинок «А». Очистка и осмотр форсунок охлаждения выхлопной части ЦНД. Замена вороночного коллектора слива насосов КН, КНБ.</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Цирксистема:</i> Замена дренажей и воздушников на конденсаторах согласно проекта ВЭКО (г. Челябинск). Ревизия первичных вентилей Р, Ш. Замена и осмотр сегментных диафрагм Р, Ш. Замена дренажей на циркуловодах и камерах на Ду80...100 с врезкой арматуры на поворотных трубопроводах ряд «Б». Отревисированы вентили на сегментной диафрагме по циркуводе.</p>
			<p><i>Эжекторы:</i> Осмотр, дефектация, ремонт корпуса и водяной камеры. Установка зазоров между соплами и диффузорами. Гидроиспытание в сборе, устранение дефектов. Заварен свищ на трубопроводе отсоса с концевых уплотнений на ЭУ-120 под отметкой 10,0 м второй ступ.</p>
			<p><i>Регенеративная установка:</i> Опрессовано: ПНД-1,2,3,4, ПС-250, ЭУ-120, ПВД. Ревизия РУ ПНД, ПВД, ПСГ. Ревизия ВУК ПВД, ПНД, ПСГ и первичных вентилей КИП. Замена дренажей ПВД – 5,6,7. ПНД-4, - ВО, Г/Л. Замена дроссельных шайб трубопроводов отсоса ПВД, ПНД. Врезан байпас 3 – км 4ПВ-5. ПВД-5,6- врезаны гильзы для замера температуры выхода воды. Заменен участок трубопровода конденсата ПВД на ДВД-6,7 отм. 22м перед 3-ми 4КД-28,29. Ремонт БНТ-4. Капитальный ремонт НБНТ-4 «АБ» и ОК. Контроль металла (по отдельному списку) КА3, пароперепускные трубы. Ремонт индикаторов теплового перемещения. Ремонт вентилей Р. Ш. и П.О.Т. Оклейка с/тканью изоляции п/п труб высокого давления ГПП, КА3. Очистка трубной системы охладителей дистиллята ОД-4 «АБ». НВО-4 «АБ» - капитальный ремонт. БЗД – ревизия арматуры и клапана уровня. Ревизия механических и магнитного фильтров с заменой сеток. Ремонт фильтра ФС 8 с заменой сеток и фильтровочного материала.</p>
			<p><i>Ремонт арматуры:</i> Ремонт арматуры со вскрытием по отдельному перечню. Ревизия приводов и набивка сальников – 100%. Ремонт ПК-отборов. Ремонт КОС и сервомоторов. Замена дренажей питательной воды и паропровода. Замена дренажей и труб до вентилей на трубопроводах сетевой воды и конденсата. Замена задвижки 4Др-7.</p>
			<p><i>Ремонт П.О.Т.:</i> Ремонт холодильников, первичных вентилей на охлаждение и П.О.Т. Замена дефектных линий, вторичных вентилей. Смонтировано ПОТ после ФСД и пар ПНД-4 с установкой холодильника. Очистка камер охлаждения или из замена при необходимости.</p>
			<p><i>Ремонтно-строительные работы:</i> Побелка фундамента ТА. Покраска оборудования и трубопроводов.</p>
			<p><i>Площадки обслуживания, лестницы:</i> Восстановлены площадки обслуживания, ограждения, отбортовка в пределах ТГ-4. Переврезали линию гидроуборки отм. 1,8 за задвижку 4СТ-1. Смонтирован переход через трубопровод выхлопа эжектора расхолаживания отм. 8,0 ряд «А».</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Вспомогательное оборудование:</i> Замена греющей секции корпусов ИУ№2. Капитальный ремонт ПЭН-8.</p> <p><i>Заключительные работы:</i> Разборка и удаление лесов и подмостей. Уборка рабочих площадок. Установка обшивки цилиндров и клапанов. Очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта и деталей. Ремонт тепловой изоляции. Снятие характеристик, настройка регулирования. Чистка дренажных каналов. Восстановление надписей на оборудовании и арматуре</p>
26.06.1995 – 25.11.1995	средний	152 / 3626	<p><i>Подготовительные работы:</i> Устройство лесов, подмостков, ограждений для осмотра и ремонта элементов турбины. Наружный осмотр турбины, проверка величины и равномерности тепловых расширений элементов турбины. Проверка состояния обшивки, площадок и фундамента турбины. Проверка и испытание предохранительных клапанов и защитных устройств. Испытание ТА до ремонта.</p> <p><i>Корпусная часть:</i> Разборка тепловой изоляции на разъемах ЦСД. Вскрытие ЦСД. Осмотр и дефектация, устранение дефектов: диафрагм и обойм диафрагм, обойм уплотнений и корпусов концевых уплотнений, концевых и диафрагменных уплотнений, шпоночных соединений и дистанционных болтов, рессиверных труб, крепёжных деталей. Замена крепежа вертикального разъема ЦСД. Замена обойм диафрагм, уплотнений согласно акта дефектации. Перецентровка проточной части после замены РСД. Устранение дефекта корпуса ЦСД. Проверка коробления корпуса ЦСД. Вскрытие ЦНД. Осмотр и дефектация, устранение дефектов. Перемещение обойм диафрагм ЦСД в осевом направлении по результатам снятия паспорта проточной части ЦСД с РСД ТА-3. Замена ротора СД. Осмотр, дефектация РНД. Проверка прогиба РВД. Балансировка РСД в балансировочном станке. Проверка центровки роторов по полумуфтам. Шабровка торца полумуфты РСД. Райберовка полумуфты РВД-РСД. Монтаж схемы влагоудаления: Монтаж влагоулавливающих колец в рессиверные трубы ЦНД с перетрассировкой дренажей. Установка обтекателей на диафрагмах ЦСД. Проточка обойм диафрагм ЦСД. Замена шпонок ЦВД, передних ЦСД без вскрытия ЦВД.</p> <p><i>Роторы:</i> Осмотр лопаток последних ступеней РНД. Исправление центровки роторов по полумуфтам. Осмотр РСД. Замена РНД.</p> <p><i>Подшипники:</i> Вскрытие подшипников № 1...10, осмотр, устранение дефектов Проверка зазоров и натягов на подшипниках № 1...10. Устранение течей масла с уплотнением мест прохода датчиков и кабелей КИП. Ревизия и ремонт маслоотбойных щитков. Осмотр колодок опорно-упорного подшипника. Прокачка масла.</p> <p><i>Соединительные полумуфты:</i> Осмотр и дефектация полумуфт и крепёжных деталей.</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p>Проверка и исправление центровки осей роторов.</p> <p><i>ВПУ:</i> Ревизия и проверка узлов валоповорота. Устранение течей масла. Замена сальниковых уплотнений (манжет).</p> <p><i>Система регулирования:</i> Ревизия узлов системы регулирования: очистка золотников сервомоторов, регуляторов давления пара, ГМН. Настройка и испытание системы регулирования и защит.</p> <p><i>Парораспределение:</i> Дефектация и ремонт узлов парораспределения: регулирующих клапанов ЦВД, кулачкового вала, клапанов автоматического затвора. Восстановление схемы охлаждения кулачкового вала ЦВД.</p> <p><i>Масляная система:</i> Чистка по водяной и масляной стороне МО -3 шт. Проверка плотности масляной системы, устранение обнаруженных дефектов. Капитальный ремонт АМН-4. Чистка маслофильтров. Ревизия вентилей и клапанов гидразотворов УВГ. Установка гильз под термометры для измерения температуры масла и технической воды на выходе из МО. Опрессовка короба под передним стулом.</p> <p><i>Конденсатор:</i> Осмотр и ремонт конденсационной системы: капитальный ремонт конденсатных насосов – 4А,Б,В, очистка охлаждающих трубок и досок, ревизия ВУК конденсатора, ревизия системы охлаждения ЦНД, ревизия ОЭ и ПЭ, ревизия вентилей КИП сегментных диафрагм для измерения циркуловы через конденсатор. Пробита и продута линия по «Р» циркуловы на выходе из конденсатора «АБ». Врезана отключающая задвижка на ФС-400.8. Осмотр и очистка ФС-400. Демонтаж трубопровода охлаждения лап ЦВД, ЦСД.</p> <p><i>Регенеративная установка:</i> Ревизия РУ ПНД, ПВД, ПСГ. Ревизия ВУК ПНД, ПВД, ПСГ и первичных вентилей КИП. Опрессовка ПНД, ПВД, ПСГ с устранением дефектов. Монтаж воронок в конденсатосборник ПСГ-2. Настройка ПК ПНД-4. Осмотр линзовых компенсаторов постоянно действующих дренажей. Замена линзовых компенсаторов на всасе КНБ-4«ГД». Врезка трубопровода на конденсатоочистку до ПНД-1.</p> <p><i>Система водяного охлаждения:</i> Очистка трубной системы ОД-4 «АБ». Капитальный ремонт МВО-4 «АБ»</p> <p><i>Дренажные баки:</i> Вынос БНТ из приямка. Ремонт ПОТ.</p> <p><i>Паропроводы и пароперепускные трубы, площадки обслуживания:</i> Ремонт индикаторов теплового перемещения. Ремонт вентилей РШ и ПОТ. Монтаж площадки обслуживания задвижек: 4ВТ-15А; 4П-30.</p> <p><i>Ремонтно-строительные работы:</i> Побелка фундамента ТА-4.</p> <p><i>Вспомогательное оборудование:</i> Ремонт И-4 «АБ». Ремонт арматуры по отдельному перечню. Переврезка сетевой воды на ИУ-4. Перенос в удобное место 4СТ-4. Ремонт регистров отопления в осях с 16 по 24 (промывка). Частичная замена трубопровода ХОВ на ИУ-4.</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p>Перенос выхлопного трубопровода эжектора расхолаживания в удобное для обслуживания место. Замена задвижки 4СТ-15. Техническое освидетельствование ПСГ-1,2.</p> <p><i>Заключительные работы:</i> Разборка и удаление лесов, подмостей. Уборка рабочих площадок. Установка обшивки цилиндров, клапанов. Очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта. Ремонт тепловой изоляции. Чистка дренажных каналов. Восстановление надписей на оборудовании и арматуре. Восстановление площадок обслуживания, ограждений.</p> <p><i>Объём по КИПиА:</i> Ремонт температурного контроля подшипников. Изменена трассировка трубопровода «Пар на обогрев фланца». Монтаж кронштейна крепления датчика искривления ротора. Настройка датчиков механических величин.</p> <p><i>Генератор:</i> Средний ремонт генератора без вывода ротора. Контроль металла выполнен в полном объёме.</p>
21.04.1997 – 08.06.1997	расширенный текущий	46 / 1095	<p><i>Подготовительные работы:</i> Устройство лесов, подмостков, ограждений для осмотра и ремонта элементов турбины. Подготовка рабочих мест и рабочих площадок. Снятие обшивки турбины. Проверка и испытаний ПК и защитных устройств. Испытание ТА до ремонта. Вибрационные испытания ТА до ремонта.</p> <p><i>Корпусная часть:</i> Разборка тепловой изоляции на разъёмах ЦВД, ЦСД. Вскрытие ЦВД. Осмотр, дефектация, устранение дефектов. Диафрагм, обойм диафрагм. Обойм уплотнений и корпусов концевых уплотнений. Концевых и диафрагменных уплотнений. Сегментов сопел ЦВД. Крепёжных деталей. Устройства для обогрева фланцев и шпилек корпуса. Замена концевых и диафрагменных уплотнений ЦВД. Вскрытие ЦСД. Осмотр, дефектация и устранение дефектов. Проверка затяжки крепежа вертикального разъёма ЦСД. Обеспечение зазоров в проточной части в соответствии с нормами.</p> <p><i>Роторы:</i> Визуальный осмотр, дефектация, устранение дефектов: рабочих лопаток, бандажей, дисков, опорных шеек валов РВД, РСД. Исправление центровки роторов по полумуфтам. Шлифовка шеек и упорных дисков. Контроль металла по отдельному перечню. Осмотр 25,28 ступеней.</p> <p><i>Подшипники:</i> Проверка зазоров и натягов на подшипниках № 1...10 с увеличением ВМЗ до максимального. Устранение течей масла с уплотнением мест прохода датчиков и кабелей КИП. Ревизия и ремонт маслоотбойных щитков. Очистка канавок стульев и сливов в подземный маслобак. Ремонт паровых защитных экранов корпусов подшипников № 1,2,3. Ремонт заземляющих щеток. Восстановление сопротивления подступовой изоляции подшипников № 8,9,10</p> <p><i>Соединительные полумуфты:</i> Осмотр крепёжных деталей, устранение дефектов. Проверка и исправление смещения осей роторов при спаривании полумуфт.</p> <p><i>ВПУ:</i> Ревизия и проверка узлов валоповорота. Устранение течей масла в разъёме крышек ВПУ.</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p>Замена сальниковых уплотнений (манжет).</p> <p><i>Система регулирования:</i> Ревизия узлов системы регулирования: очистка золотников сервомоторов, регуляторов давления пара, ГМН. Настройка и испытание системы регулирования и защит. Установка датчиков механических величин. Настройка и испытание на остановленной турбине и на холостом ходу.</p> <p><i>Парораспределение:</i> Дефектация и ремонт узлов парораспределения: регулирующих клапанов ЦВД (без вскрытия), кулачкового вала, клапанов автоматического затвора с осмотром крышек СК-1,2 в зоне отсосов от штоков.</p> <p><i>Масляная система:</i> Чистка трубной системы МО – 3 шт. Проверка плотности маслосистемы, устранение обнаруженных дефектов. Чистка масляных фильтров. Установка защитных кожухов на фланцы маслопроводов. Контроль стыков напорных маслопроводов системы регулированию. Замена участка маслопровода к сервомотору СК №1.</p> <p><i>Система уплотнения вала генератора:</i> Ремонт гидрозатворов 4”АБ”. Ремонт РПД. Чистка масляных фильтров 4”АБ”. Ремонт уплотняющих подшипников.</p> <p><i>Конденсатор:</i> Очистка трубной системы конденсатора. Ревизия ВУК конденсатора. Опрессовка вакуумной системы, устранение дефектов. Очистка встроенных пучков от ила. Ревизия форсунок на охлаждение выхлопа ЦНД и подпитки конденсатора. Ревизия вентилях (2 шт.) по давлению сырой воды на входе/выходе встроенного пучка. Осмотр конденсатосборника.</p> <p><i>Цирксистема:</i> Ревизия вентилях КИП сегментных диафрагм. Чистка ФС-400 “АБВ”. Отревисированы вентиля Ду-15 на трубопроводе циркводоу П-нитка до и после диафрагмы. Установлены штуцера на эти вентиля. Ревизия и ремонт анкерных связей.</p> <p><i>Регенеративная система:</i> Ревизия РУ, ПНД, ПВД, ПСГ. Ревизия ВУК ПНД, ПВД, ПСГ и первичных вентилях КИП. Очистка трубной системы ПСГ-1,2. Опрессовка системы регенерации, устранение выявленных дефектов.</p> <p><i>Эжекторы:</i> Гидроиспытания в сборе, устранение дефектов. Отревисированы воздухомерные устройства для измерения присосов воздуха в вакуумную систему. Установлено воздухомерное устройство на эжектор «Б», для измерения присосов в вакуумную систему.</p> <p><i>Система водяного охлаждения:</i> Очистка трубной системы ОД-4 “АБ”. БЗД –ревизия арматуры и клапана уровня. Ревизия механических и магнитного фильтров с заменой сеток. Ремонт ФСД с заменой сеток и фильтрующего материала.</p> <p><i>Дренажные баки:</i> Текущий ремонт БНТ-4. Ремонт ПОТ.</p> <p><i>Паропроводы и пароперепускные трубы:</i> Контроль металла по наработке 75 тыс.час. (по отдельному перечню). Ремонт индикаторов теплового перемещения.</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p>Ремонт вентилей РШ и ПОТ. Монтаж дополнительных змеевиков. ПОТ ГПП.</p> <p><i>Вспомогательное оборудование:</i> Ремонт арматуры по отдельному перечню. Осмотр, устранение дефектов ИУ-4. Замена постоянно действующих дренажей ПНД-1-4, ПСГ-1,2. Очистка фильтров: конденсат на взвод КОСов, дистилат на охлаждение выхлопов. Ревизия, устранение дефектов КОС отборов (без вскрытия). Ремонт и проверка на проходимость первичных вентилей КИП: ПВД, ПНД, ПСГ-1,2, конденсатора, ИС-250, РШ (без вскрытия), трубопровода пара и воды. Настройка ПК ПНД-4. Устранение дефектов согласно ведомости дефектов перед остановом ТГ.</p> <p><i>Заключительные работы:</i> Разборка и удаление лесов, подмостей. Уборка рабочих площадок. Установка обшивки цилиндров, клапанов. Очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта и деталей. Ремонт тепловой изоляции. Чистка дренажных каналов. Восстановление надписей на оборудовании и арматуре. Восстановление площадок обслуживания, ограждений, отбортовки в пределах ТГ-4.</p>
15.06.1998 – 23.12.1998	капитальный	192 / 4603	<p><i>Подготовительные работы:</i> Устройство лесов, подмостков, ограждений для осмотра и ремонта элементов турбины. Подготовка рабочих мест и рабочих площадок. Снятие обшивки турбины. Проверка и испытаний ПК и защитных устройств. Испытание ТА до ремонта. Вибрационные испытания ТА до ремонта.</p> <p><i>Корпусная часть:</i> Разборка тепловой изоляции на разъёмах ЦСД, ЦНД. Вскрытие ЦСД, ЦНД. Осмотр, дефектация, устранение дефектов. Диафрагм, обойм диафрагм: проточка козырьков на диафрагмах ст. № 17, 18. Обойм уплотнений и корпусов концевых уплотнений. Концевых и диафрагменных уплотнений. Поперечных шпоночных соединений и дистанционных болтов. Ресиверных труб. Крепёжных деталей. Устройства для обогрева фланцев и шпилек корпуса. Поворотных диафрагм с проверкой равномерности закрытия. Обеспечение зазора в проточной части в соответствии с нормами. Ремонт защитных паровых экранов. Проверка и регулировка пружин опор подсоединений трубопроводов ЦВД, ЦСД.</p> <p><i>Роторы:</i> Осмотр, дефектация лопаток 25, 28 ступеней. Замена по результатам осмотра не требуется. Осмотр, дефектация лопаток 23, 24, 26, 27 ступени. Восстановление по результатам осмотра не требуется. Визуальный осмотр, дефектация, устранение дефектов: рабочих лопаток, бандажей, дисков, втулок концевых уплотнений, опорных шеек вала. Исправление центровки роторов по п/м: замена РСД. Балансировка роторов в собственных подшипниках. Проверка прогиба роторов. Шлифовка шеек и упорных дисков. Контроль металла (по отдельной ведомости). Балансировка РНД, РГ в балансировочном станке не требуется. Контроль РСД и РНД по методу Дубова.</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Подшипники:</i> Проверка зазоров и натягов на подшипниках № 1...10. Перезаливка подшипника № 3. Устранение течей масла подшипников с уплотнение мест прохода датчиков и кабелей КИП. Ревизия и ремонт маслоотбойных щитков. Очистка канавок ступьев и сливов в подземный маслобак. Ремонт заземляющих щеток. Восстановление сопротивления подступовой изоляции подшипников № 8, 9, 10.</p>
			<p><i>Соединительные полумуфты:</i> Осмотр и дефектация полумуфт и крепёжных деталей, устранение дефектов. Шабрение торцов полумуфт ТА и РГ. Проверка и исправление смещения осей роторов при спаривании полумуфт.</p>
			<p><i>ВПУ:</i> Ревизия и проверка узлов валоповорота. Устранение течей масла в разъёме крышек ВПУ. Замена сальниковых уплотнений.</p>
			<p><i>Система регулирования:</i> Ревизия и устранение дефектов узлов системы регулирования: блок регулятора скорости, блоки регуляторов давления, АБ и золотников АБ. Настройка и испытания системы регулирования. Установка датчиков механических величин. Снятие характеристик на холостом ходу и под нагрузкой.</p>
			<p><i>Парораспределение:</i> Дефектация и ремонт узлов парораспределения: регулирующих клапанов ЦВД, кулачкового вала, клапанов автоматического затвора, с осмотром крышек СК-1,2 и штоков РК и СК в районе отсосов от штоков, замена дефектных крепёжных деталей.</p>
			<p><i>Масляная система:</i> Осмотр и дефектация маслонасосов и арматуры. Чистка МО – 3 шт. Проверка плотности маслосистемы, устранение обнаруженных дефектов. Очистка маслобака, фильтров и маслопроводов. Установка защитных кожухов на фланцы маслопроводов. Установка карманов под термометры до и после маслоохладителей А, Б, В.</p>
			<p><i>Схема уплотнения вала генератора:</i> Ремонт гидрозатворов 4”А, Б”. Ремонт РПД. Чистка масляных фильтров 4”АБ” демпферного бака. Ремонт уплотняющих подшипников. Ремонт РМНУГ – 4 АБ. Монтаж опоры под напорный маслопровод РМНУГ – 4 АБ.</p>
			<p><i>Конденсатор:</i> Очистка трубной системы конденсатора. Ревизия ВУК конденсатора. Опрессовка вакуумной системы, устранение дефектов. Очистка встроенных пучков от ила. Ревизия форсунок на охлаждение выхлопа ЦНД и подпитки конденсатора. Осмотр конденсатосборника.</p>
			<p><i>Цирксистема:</i> Ревизия вентилей КИП, сегментных диафрагм. Чистка ФС-400 “АБВ”, ревизия арматуры. Ревизия и ремонт анкерных связей. Ревизия дренажей конденсаторов и циркуводов. Завести опорожнение конденсатора по циркуводе на ПЛК.</p>



Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Эжекторы:</i> Осмотр, дефектация и ремонт корпуса, сопел и водяной камеры. Гидроиспытания в сборе, устранение дефектов. Ремонт воздухомерных устройств для измерения присосов воздуха в вакуумную систему на ОЭ-4 “АБВ”.</p>
			<p><i>Регенеративная установка:</i> Ревизия РУ, ПНД, ПВД, ПСГ, ПК ПНД-4. Ревизия ВУК ПНД, ПВД, ПСГ, конденсатора и первичных вентилей КИП. Очистка трубной системы ПСГ-1,2. Капитальный ремонт: ПНД-4, ПВД-5,6,7, ПСГ-1,2. Опрессовка системы регенерации, устранение выявленных дефектов. Ремонт П,О,Т, с очисткой змеевиков от отложения. Ревизия КОС-отборов. Очистка фильтров на взвод КОСов и подпитку конденсатора. Ремонт ПС-250, ЭУ-120. Осмотр трубопроводов на всасе КН-4А, Б, В, КНБ-4”Г,Д”. Врезан штуцер с задвижкой Ду-100 в трубопровод пара на ПНД-4 для установки зонда. Опрессовка вакуумной системы, устранение дефектов. Перевод конденсата с ПСГ-2 на ПСГ-1</p>
			<p><i>Дренажные баки:</i> Ремонт БНТ-4. Ремонт П.О.Т.</p>
			<p><i>Система водяного охлаждения:</i> Очистка трубной системы ОД-4 “АБ”. Ревизия механических и магнитного фильтров с заменой сеток. Ремонт П,О,Т. Ремонт ФСД. Ремонт БЗД. Очистка охладителей тиристорного возбуждения.</p>
			<p><i>Испарительная установка:</i> Ревизия первичных вентилей КИП и ВУК. Ремонт регуляторов уровня. Осмотр промывочного устройства. Опрессовка греющей секции ИУ-4, устранение дефектов. Опрессовка, устранение дефектов ОВ 4-А,Б.</p>
			<p><i>Арматура:</i> Ремонт арматуры со вскрытием по отдельной ведомости. Устранение дефектов согласно ведомости дефектов, выявленных перед остановом. Ревизия РШ (по отдельному перечню). Вынести задвижку 4К-42 на отм.+1,6. Заменить вентиля дренажей по циркуде после 4ц1,2 до 4Ц5,6. Заменить на стальные первичный вентиль КИП на всасе КН 4А,Б,В, КНБ-4А,Б,В,Г,Д.</p>
			<p><i>Паропроводы и дренажи:</i> Контроль металла – по отдельному перечню. Ремонт индикаторов теплового перемещения. Ремонт вентилей р/шайб и П.О.Т. Произведена частичная замена трубопровода охлаждения без выноса из прямка. Замена трубопровода на охлаждение насосов с увеличением диаметра до Ду-76 после задвижки 4ВТ-39А. Замена участков трубопроводов с осмотром дроссельных шайб на отсосах воздуха ПВД, ПНД. Замена участка трубопровода схемы подачи конденсата на охлаждение РД конденсатора. Замена участков трубопроводов постоянно действующих дренажей отборов пара.</p>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p>Замена участка трубопровода основной конденсат «на сброс» у задвижки 4К-41.</p> <p><i>Площадки обслуживания, каналы, ограждения:</i> Ремонт площадок обслуживания. Ремонт ограждений, перекрытий, каналов.</p> <p><i>Заключительные работы:</i> Разборка и удаление лесов, подмостей. Уборка рабочих площадок. Установка обшивки цилиндров, клапанов. Очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта и деталей. Ремонт тепловой изоляции. Чистка дренажных каналов. Восстановление надписей на оборудовании и арматуре. Восстановление площадок обслуживания, ограждений, отбортовки в пределах ТГ-4.</p> <p><i>Объем по генератору:</i> Номенклатурный ремонт генератора. Замена бандажного кольца (ст.возбудителя) со снятием полумуфты и последующей шабровкой.</p>
05.06.2000 – 12.11.2000	средний	161 / 3862	<p><i>Подготовительные работы:</i> Устройство лесов, подмостей, ограждений для осмотра и ремонта турбины. Подготовка рабочих мест и ремонтных площадок. Снятие обшивки турбины. Проверка и испытание предохранительных клапанов и защитных устройств. Вибрационные испытания ТА до ремонта. Разборка изоляции трубопроводов и дренажей низа ЦВД в местах резки. Установка лесов и изготовление площадок под низом ЦВД.</p> <p><i>Корпусная часть:</i> Разборка тепловой изоляции на разъёмах ЦВД, ЦСД, ЦНД. Вскрытие ЦВД, ЦСД, ЦНД. Осмотр, дефектация, устранение дефектов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Диафрагм, обойм диафрагм</li> <li>2) Обойм уплотнений и корпусов концевых уплотнений.</li> <li>3) Концевых и диафрагменных уплотнений.</li> <li>4) Поперечных шпоночных соединений и дистанционных болтов.</li> <li>5) Рессиверных труб.</li> <li>6) Крепёжных деталей.</li> <li>7) Устройства для обогрева фланцев и шпилек.</li> <li>8) Поворотных диафрагм с проверкой равномерности закрытия.</li> <li>9) Соплового аппарата.</li> <li>10) Ревизия шпонок ЦВД, ЦСД с выводом 1-го и 2-го стула.</li> <li>11) Перецентрировка корпуса ЦВД в осевом направлении.</li> <li>12) Обеспечение зазоров в проточной части в соответствии с нормами</li> <li>13) Ремонт защитных паровых экранов.</li> <li>14) Проверка и регулировка пружин опор трубопроводов ЦВД, ЦСД.</li> <li>15) Установка заглушек на отрезанные трубопроводы и дренажи ЦВД.</li> <li>16) Демонтаж ЦВД (низ).</li> <li>17) Ремонт ЦВД (низ). Установка ЦВД (низ).</li> <li>18) Резка трубопроводов и дренажей ЦВД, приварка, отжиг трубопроводов и дренажей, контроль стыков.</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Роторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Осмотр и дефектация лопаток 25, 28 ступеней.</li> <li>2) Контроль металла РСД, РНД по наработке 50 тыс. часов (по отдельной ведомости).</li> <li>3) Осмотр дефектация лопаток 23, 24, 26, 27 ступеней, восстановление (по результатам осмотра). Восстановление не требуется.</li> <li>4) Визуальный осмотр, дефектация, устранение дефектов: рабочих лопаток, бандажей, дисков, втулок концевых уплотнений, опорных шеек вала.</li> <li>5) Исправление центровки роторов по полумуфтам.</li> <li>6) Балансировка роторов в собственных подшипниках.</li> <li>7) Балансировка РСД на станке.</li> <li>8) Контроль дисков в зоне фазового перехода Т-образного паза 16, 17, 18 ст.</li> </ol> <p><i>Подшипники:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Проверка зазоров и натягов на подшипниках № 1...10</li> <li>2) Устранение течей масла подшипников с уплотнением мест прохода датчиков и кабелей КИП.</li> <li>3) Ревизия и ремонт маслоотбойных щитков.</li> <li>4) Очистка канавок ступьев и сливов в подземный маслобак.</li> <li>5) Ремонт заземляющих щеток.</li> <li>6) Восстановление сопротивления подступовой изоляции подшипников № 8, 9, 10.</li> <li>7) Опрессовка на плотность керосином 1 и 2 стула.</li> </ol> <p><i>Соединительные полумуфты:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Осмотр и дефектация полумуфт и крепежных деталей, устранение дефектов.</li> <li>2) Проверка и исправление смещения осей роторов при спаривании полумуфт.</li> <li>3) Шабрение торцов полумуфт РНД (ст. возб.) РГ (обе полумуфты).</li> </ol> <p><i>ВПУ:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия и проверка узлов поворота.</li> <li>2) Устранение течей масла в разъеме крышек ВПУ.</li> <li>3) Замена сальниковых уплотнений.</li> </ol> <p><i>Система регулирования:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия и устранение дефектов узлов системы регулирования: блок золотников регулятора скорости, блок регуляторов давления, АБ и золотников АБ, ГМН, регулятор скорости, сервомоторы ЦВД, ЦНД, КАЗ.</li> <li>2) Настройка АБ на стенде ПРП.</li> <li>3) Настройка датчиков механических величин.</li> <li>4) Настройка и испытание системы регулирования защит.</li> </ol> <p><i>Парораспределение:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Дефектация и ремонт узлов парораспределения: кулачковое устройство ЦВД, регулирующие клапана ЦВД, клапанов автоматического затвора с осмотром крышек СК-1,2 в зоне отсоса штоков.</li> <li>2) Контроль металла крышки СК в районе отсоса от штоков.</li> </ol> <p><i>Масляная система:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разборка, осмотр и дефектация маслонасоса и арматуры: капитальный ремонт ПМН, капитальный ремонт РМН, капитальный ремонт АМН.</li> <li>2) Чистка МО – 3 шт. (по маслу и техводе)</li> <li>3) Проверка плотности маслосистемы, устранение обнаруженных дефектов.</li> <li>4) Чистка маслобак, фильтров, маслопроводов.</li> <li>5) Установка защитных кожухов на фланцы маслопроводов.</li> <li>6) Осмотр маслопроводов на отсутствие касания с металлоконструкциями.</li> <li>7) Ревизия первичных вентилей КИП.</li> <li>8) Устранение замечаний по схеме маслопроводов смазки.</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Схема уплотнения вала генератора:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт гидрозатворов 4 «АБ».</li> <li>2) Ремонт РПД.</li> <li>3) Чистка масляных фильтров 4 «АБ», демпферного бака.</li> <li>4) Ремонт уплотняющих подшипников.</li> <li>5) Капитальный ремонт насоса РМНУГ-4 «АБ».</li> </ol>
			<p><i>Конденсатор:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Очистка трубной системы конденсатора.</li> <li>2) Ревизия ВУК конденсатора.</li> <li>3) Опрессовка вакуумной системы, устранение дефектов.</li> <li>4) Очистка встроенных пучков от или.</li> <li>5) Ревизия форсунок на охлаждение выхлопа ЦНД и подпитки конденсатора.</li> <li>6) Осмотр конденсатосборника.</li> <li>7) Капитальный ремонт КН-4»АБВ»</li> <li>8) Ремонт упоров конденсатора</li> </ol>
			<p><i>Цирксистема:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия вентилей КИП сегментных диафрагм.</li> <li>2) Чистка ФС-400 «АБВ», ревизия арматуры.</li> <li>3) Ревизия и ремонт анкерных связей.</li> <li>4) Ревизия дренажей конденсаторов и циркводоходов.</li> <li>5) Капитальный ремонт НГО-4 «АБ».</li> <li>6) Замена 1 сетки на ФМ-400</li> </ol>
			<p><i>Эжекторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Осмотр, дефектация и ремонт корпуса, сопел и водяной камеры.</li> <li>2) Гидроиспытания в сборе, устранение дефектов.</li> <li>3) Ремонт воздухомерных устройств для измерения присосов воздуха в вакуумную систему ОЭ-4 «АБВ»</li> </ol>
			<p><i>Регенеративная установка:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия РУ ПНД, ПВД, ПСГ, ПК ПНД-4.</li> <li>2) Ревизия ВУК ПНД, ПВД, ПСГ, к-ра и первичных вентилей КИП.</li> <li>3) Очистка трубной системы ПСГ-1,2.</li> <li>4) Капитальный ремонт, контроль металла ПВД-5.6.7 со вскрытием.</li> <li>5) Капитальный ремонт ПНД-4 ТГ-4.</li> <li>6) Капитальный ремонт ПСГ-1,2.</li> <li>7) Опрессовка системы регенерации, устранение выявленных дефектов.</li> <li>8) Ремонт ПОТ с очисткой змеевиков от отложений.</li> <li>9) Ревизия КОС-отборов.</li> <li>10) Очистка фильтров на взвод КОСов и подпитку конденсатора.</li> <li>11) Ремонт ПС-250, ЭУ-120.</li> <li>12) Капитальный ремонт КНБ-4 «БВГД»</li> <li>13) Опрессовка, устранение дефектов всасывающих трубопроводов КН-4 «АБВ», КНБ-4 «ГД».</li> </ol>
			<p><i>Дренажные баки:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт БНТ-4.</li> <li>2) Ремонт ПОТ</li> <li>3) Капитальный ремонт НБНТ-4 «АБ»</li> </ol>
			<p><i>Система водяного охлаждения:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Очистка трубной системы ОД-4 «АБ».</li> <li>2) Ревизия механических и магнитного фильтров с заменой сеток.</li> <li>3) Ремонт ПОТ.</li> <li>4) Ремонт ФСД.</li> <li>5) Ремонт БЗД.</li> <li>6) Очистка охладителей тиристорного возбуждения.</li> <li>7) Капитальный ремонт НВО-4 «АБ».</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Испарительная установка:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия ВУК и первичных вентилей КИП.</li> <li>2) Ремонт регуляторов уровня.</li> <li>3) Осмотр промывочного устройства.</li> <li>4) Опрессовка греющей секции И-4 «АБ», устранение дефектов.</li> <li>5) Опрессовка ОВ-4 «АБ», устранение дефектов.</li> <li>6) Замена трубопровода охлаждения подшипников насосов ИУ-4.</li> </ol> <p><i>Арматура:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт арматуры со вскрытием по отдельной ведомости.</li> <li>2) Устранение дефектов согласно ведомости дефектов, выявленных перед остановом.</li> </ol> <p><i>Трубопроводы, дренажи:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Контроль металла – по отдельному объёму.</li> <li>2) Ремонт вентилей р/шайб и ПОТ.</li> <li>3) Ремонт индикаторов теплового перемещения.</li> <li>4) Замена вороночного коллектора вдоль КНБ-4 «АБВ», отм. – 1.8</li> <li>5) Врезать первичные вентили на манометры на трубопроводах подачи пара на уплотнение турбины.</li> <li>6) Частичная замена трубопровода конденсата греющего пара ПНД 1-4, ПВД 5-7.</li> <li>7) Частичная замена трубопровода отсоса с ПНД 1-4, ПВД 5-7.</li> </ol> <p><i>Площадки обслуживания, каналы, ограждения:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт ограждений, перекрытий каналов, площадок обслуживания.</li> <li>2) Восстановление площадок обслуживания, отбортовки в пределах ТГ-4.</li> </ol> <p><i>Заключительные работы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разборка и удаление лесов и подмостей.</li> <li>2) Уборка рабочих площадок.</li> <li>3) Установка обшивы цилиндров, клапанов.</li> <li>4) Очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта, деталей.</li> <li>5) Ремонт тепловой изоляции.</li> <li>6) Чистка дренажных каналов.</li> <li>7) Восстановление надписей на оборудовании и арматуре.</li> <li>8) Восстановление изоляции трубопроводов и дренажей ЦВД.</li> <li>9) Уборка лесов и подмостей под низом ЦВД.</li> </ol> <p><i>Объём ЦТАИ:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт средств КИП температурного контроля.</li> <li>2) Ремонт средств КИП расхода, уровня давления.</li> <li>3) Калибровка, госповерка КИП.</li> <li>4) Ремонт КИП к.а.</li> <li>5) Ремонт средств авторегулирования и феспривода.</li> <li>6) Настройки КИП.</li> <li>7) Ремонт схем ТЗ и С, блокировок.</li> <li>8) Прокрутка арматуры.</li> <li>9) Проверка защит.</li> <li>10) Изготовление площадки обслуживания датчиков «Уровень в конденсаторе».</li> </ol>
14.04.2003 – 25.07.2003	капитальный	102 / 2460	<p><i>Подготовительные работы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Устройство лесов, подмостей, ограждений для осмотра и ремонта турбины.</li> <li>2) Подготовка рабочих мест и ремонтных площадок.</li> <li>3) Снятие обшивки турбины.</li> <li>4) Проверка и испытание предохранительных клапанов и защитных устройств.</li> <li>5) Вибрационные испытания ТА до ремонта, АСР турбины.</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Корпусная часть:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разборка тепловой изоляции на разъёмах ЦВД, ЦСД.</li> <li>2) Вскрытие ЦВД, ЦСД, ЦНД. Осмотр, дефектация, устранение дефектов: <ul style="list-style-type: none"> <li>- диафрагм, обойм диафрагм,</li> <li>- обойм, уплотнений и корпусов концевых уплотнений.</li> <li>- концевых и диафрагменных уплотнений.</li> <li>- поперечных шпоночных соединений и дистанционных болтов.</li> <li>- рессиверных труб.</li> <li>- крепёжных деталей.</li> <li>- устройства для обогрева фланцев и шпилек.</li> <li>- поворотных диафрагм с проверкой равномерности закрытия.</li> <li>- соплового аппарата.</li> <li>- обоймы РС.</li> </ul> </li> <li>3) Монтаж системы влагоудаления и дренирования, по рекомендациям ОАО «ТМЗ».</li> <li>4) Замена надбандажных уплотнений ЦСД (14-16 ступеней).</li> <li>5) Ревизия поворотных поперечных шпонок ЦВД, ЦСД.</li> <li>6) Шабровка рамы возбудителя к фундаментной плите.</li> <li>7) Обеспечение зазоров в проточной части.</li> <li>8) Ремонт защитных паровых экранов.</li> <li>9) Выполнение штуцеров с ЦСД, ЦНД для контроля влажности проточной части.</li> </ol> <p><i>Роторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Контроль металла (по отдельной ведомости).</li> <li>2) Визуальный осмотр, дефектация, устранение дефектов: <ul style="list-style-type: none"> <li>- рабочих лопаток,</li> <li>- бандажей,</li> <li>- дисков,</li> <li>- втулок концевых уплотнений,</li> <li>- опорных шеек валов.</li> </ul> </li> <li>3) Исправление центровки роторов по полумуфтам.</li> <li>4) Балансировка ТА в собственных подшипниках.</li> </ol> <p><i>Подшипники:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Проверка зазоров и натягов на подшипниках № 1:10.</li> <li>2) Устранение течей масла подшипников с уплотнением мест прохода датчиков и кабелей КИП.</li> <li>3) Ревизия и ремонт маслоотбойных щитков.</li> <li>4) Очистка канавок ступлей и сливов в подземный маслобак.</li> <li>5) Ремонт заземляющих щёток.</li> <li>6) Восстановление сопротивления подступовой изоляции подшипников № 8,9,10.</li> </ol> <p><i>Соединительные муфты:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Осмотр и дефектация полумуфт и крепёжных деталей, устранение дефектов.</li> <li>2) Шабровка муфт РСД-РНД, РНД-РГ, РГ-РВ с заменой соединительных болтов.</li> <li>3) Проверка и исправление смещения осей роторов при спаривании полумуфт.</li> </ol> <p><i>ВПУ:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия и проверка узлов валоповорота.</li> <li>2) Устранение течей масла в разъёмах крышек ВПУ.</li> <li>3) Замена сальниковых уплотнений.</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Система регулирования:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия и устранение дефектов узлов системы регулирования: <ul style="list-style-type: none"> <li>- блок золотников регулятора скорости,</li> <li>- блок регуляторов давления,</li> <li>- АБ и золотников АБ,</li> <li>- ГМН.</li> <li>- регулятор скорости.</li> <li>- сервомоторы ЦВД, ЦНД, КАЗ</li> </ul> </li> <li>2) Настройка АБ на стенде ПРП.</li> <li>3) Настройка датчиков механических величин.</li> <li>4) Настройка и испытания системы регулирования и защит.</li> <li>5) Снятие характеристик на стоящей турбине, на холостом ходу и под нагрузкой.</li> </ol>
			<p><i>Парораспределение:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Дефектация и ремонт узлов парораспределения: <ul style="list-style-type: none"> <li>- кулачковое устройство ЦВД,</li> <li>- регулирующие клапана ЦВД,</li> <li>- клапанов автоматического затвора с осмотром крышек СК-1,2 в зоне отсоса от штоков.</li> </ul> </li> <li>2) Контроль металла крышки СК в районе отсоса от штоков.</li> </ol>
			<p><i>Масляная система:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разборка, осмотр и дефектация маслонасосов и арматуры: <ul style="list-style-type: none"> <li>- капитальный ремонт ПМН-4,</li> <li>- капитальный ремонт АМН-4,</li> <li>- капитальный ремонт РМН-4.</li> </ul> </li> <li>2) Чистка МО – 3 шт. (по маслу и тех. воде).</li> <li>3) Проверка плотности маслосистемы, устранение обнаруженных дефектов.</li> <li>4) Чистка маслобака, фильтров, маслопроводов.</li> <li>5) Установка защитных кожухов на фланцы маслопроводов.</li> <li>6) Осмотр маслопроводов на отсутствие касания с металлоконструкциями.</li> <li>7) Ревизия первичных вентилях КИП.</li> <li>8) Ремонт эксгаустера ТГ-4.</li> <li>9) Опрессовка защитного короба маслопроводов у 1 стула и сдача на плотность.</li> </ol>
			<p><i>Схема вала генератора:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Очистка трубной системы конденсатора.</li> <li>2) Ревизия ВУК конденсатора.</li> <li>3) Опрессовка вакуумной системы, устранение дефектов.</li> <li>4) Очистка встроенных пучков от ила.</li> <li>5) Ревизия форсунок на охлаждение выхлопа ЦНД и подпитки конденсатора.</li> <li>6) Осмотр конденсатосборника.</li> <li>7) Капитальный ремонт КН-4 «АБВ».</li> <li>8) Ремонт упоров конденсатора.</li> </ol>
			<p><i>Цирксистема:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия вентилях КИП сегментных диафрагм.</li> <li>2) Чистка ФС-400 «АБВ», ревизия арматуры. Замена сеток (при необходимости).</li> <li>3) Ревизия и ремонт анкерных связей.</li> <li>4) Ревизия дренажей конденсаторов и циркуловодов.</li> <li>5) Капитальный ремонт НГО-4 А,Б.</li> </ol>
			<p><i>Эжекторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Осмотр, дефектация и ремонт корпуса, сопел и водяной системы.</li> <li>2) Гидроиспытания в сборе, устранение дефектов.</li> <li>3) Ремонт воздухомерных устройств для измерения присосов воздуха в вакуумную систему ОЭ-4 «АБВ».</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Регенеративная установка:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия РУ ПНД, ПВД, ПСГ, ПК ПНД-4.</li> <li>2) Ревизия ВУК ПНД, ПВД, ПСГ конденсатора и первичных вентилей КИП.</li> <li>3) Очистка трубной системы ПСГ-1,2.</li> <li>4) Опрессовка системы регенерации, устранение выявленных дефектов.</li> <li>5) Ремонт ПОТ с очисткой змеевиков от отложений.</li> <li>6) Ревизия КОС отборов.</li> <li>7) Очистка фильтров на взвод КОСов и подпитку конденсатора.</li> <li>8) Контроль металла ПВД-5,6,7 со вскрытием.</li> <li>9) Согласно графика ремонт КН-5А,Б,В, КНД-5А,Б,В,Г,Д.</li> <li>10) Ремонт ПС-250, ЭУ-120.</li> <li>11) Капитальный ремонт КНБ-4 «АБВГД».</li> <li>12) Контроль металла входных патрубков ПСГ-1,2 по пару.</li> <li>13) Инспекторский НО, ВО, ГИ ПВД-5,6,7</li> </ol>
			<p><i>Дренажные баки:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт БНТ-4.</li> <li>2) Ремонт П.О.Т.</li> <li>3) Капитальный ремонт НБНТ-4»АБ».</li> </ol>
			<p><i>Система охлаждения:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Очистка трубной системы ОД-4»АБ».</li> <li>2) Ревизия механических и магнитного фильтров с заменой сеток (по результатам осмотра).</li> <li>3) Ремонт ПОТ.</li> <li>4) Ремонт ФСД.</li> <li>5) Ремонт БЗД.</li> <li>6) Ремонт охладителей тиристорного возбуждения.</li> <li>7) Капитальный ремонт НВО-4»АБ».</li> <li>8) Монтаж схемы промывки обратным ходом обмотки статора дистиллятом.</li> </ol>
			<p><i>Испарительная установка:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия ВУК и первичных вентилей КИП.</li> <li>2) Ремонт регуляторов уровня.</li> <li>3) Осмотр промывочного устройства.</li> <li>4) Опрессовка греющей секции И-4 «АБ», устранение дефектов.</li> <li>5) Опрессовка ОВ-4»АБ», устранение дефектов.</li> <li>6) НКИ-4»АБ», НДИ-4»АБ»- капитальный ремонт.</li> </ol>
			<p><i>Арматура:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт арматуры со вскрытием по отдельной ведомости.</li> <li>2) Устранение дефектов, выявленных перед остановом согласно ведомости дефектов.</li> </ol>
			<p><i>Трубопроводы, дренажи:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Контроль металла по отдельному объёму.</li> <li>2) Ремонт вентилей р/шайб и П.О.Т.</li> <li>3) Ремонт индикаторов теплового перемещения.</li> <li>4) Частичная замена трубопроводов сетевой воды.</li> </ol>
			<p><i>Площадки обслуживания:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт ограждений, перекрытий каналов, площадок обслуживания.</li> <li>2) Восстановление площадок обслуживания, отбортовки в пределах ТГ-4.</li> <li>3) Монтаж площадок обслуживания: 4ПО-9.</li> <li>4) Обеспечение доступа к гильзам термопары по питательной воде после ПВД-5,6,7.</li> </ol>



Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Заключительные работы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разборка и удаление лесов и подмостей.</li> <li>2) Уборка рабочих площадок.</li> <li>3) Установка обшивки цилиндров, клапанов.</li> <li>4) Очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта, деталей.</li> <li>5) Ремонт тепловой изоляции.</li> <li>6) Чистка дренажных каналов.</li> <li>7) Восстановление надписей на оборудовании и арматуре.</li> <li>8) Восстановление изоляции трубопроводов и дренажей ЦВД с оклейкой стеклотканью: пароперепускных труб; СК. Восстановление чистой изоляции на них.</li> <li>9) Вибрационные испытания ТА после ремонта.</li> </ol> <p><i>Объём ЦТАИ:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт КИП пирометрии, расхода, качественного анализа.</li> <li>2) Ремонт приводов задвижек.</li> <li>3) Ремонт средств авторегулирования.</li> <li>4) Настройки КИП.</li> <li>5) Ремонт схем ТЗ и С, блокировок.</li> <li>6) Ремонт средств ТЗ и С.</li> <li>7) Монтаж и наладка аппаратуры АСКВД.</li> </ol>
11.04.2005 – 01.11.2005	средний	204 / 4790	<p><i>Подготовительные работы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Устройство лесов, подмостей, ограждений для осмотра и ремонта турбины.</li> <li>2) Подготовка рабочих мест и ремонтных площадок.</li> <li>3) Снятие обшивки турбины.</li> <li>4) Проверка и испытание предохранительных клапанов и защитных устройств.</li> <li>5) Вибрационные испытания ТА до ремонта.</li> </ol> <p><i>Корпусная часть:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разборка тепловой изоляции на разъёмах ЦВД, ЦСД.</li> <li>2) Вскрытие ЦВД, ЦСД, ЦНД. Осмотр, дефектация, устранение дефектов: <ul style="list-style-type: none"> <li>- диафрагм, обойм диафрагм,</li> <li>- обойм, уплотнений и корпусов концевых уплотнений.</li> <li>- концевых и диафрагменных уплотнений.</li> <li>- поперечных шпоночных соединений и дистанционных болтов.</li> <li>- рессиверных труб.</li> <li>- крепёжных деталей.</li> <li>- устройства для обогрева фланцев и шпилек.</li> <li>- поворотных диафрагм с уплотнением и проверкой равномерности закрытия.</li> <li>- соплового аппарата.</li> <li>- обоймы РС.</li> </ul> </li> <li>3) Демонтаж ЦВД.</li> <li>4) Ремонт скользящей поверхности I, II стула. Перевод II стула на опорные пластины.</li> <li>5) Монтаж схемы охлаждения выхлопа ЦНД и обтекателей.</li> <li>6) Реконструкция поворотных диафрагм в «ТЭС».</li> <li>7) Ревизия поворотных поперечных шпонок ЦВД, ЦСД, перевод опирания лап ЦВД, ЦСД на другие опорные поверхности.</li> <li>8) Замена продольных шпонок II стула.</li> <li>9) Исправление реакций цилиндров на опорах I и II стула после перевода на другие опорные поверхности.</li> <li>10) Обеспечение зазоров в проточной части в соответствии с нормами.</li> <li>11) Центровка проточной части ЦВД, ЦСД, ЦНД после подъёма роторов II стулом, аксиальная центровка узлов проточной части ЦНД после замены РНД.</li> <li>12) Ремонт защитных паровых экранов.</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Роторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Контроль металла (по отдельной ведомости).</li> <li>2) Входной контроль РНД на наличие механических повреждений, после реконструкции на «ТЭС-ЭК».</li> <li>3) Визуальный осмотр, дефектация, устранение дефектов: <ul style="list-style-type: none"> <li>- рабочих лопаток,</li> <li>- бандажей,</li> <li>- дисков,</li> <li>- втулок концевых уплотнений,</li> <li>- опорных шеек валов.</li> </ul> </li> <li>4) Исправление центровки роторов по полумуфтам.</li> <li>5) Балансировка РСД в станке после снятия и посадки полумуфты.</li> <li>6) Реконструкция РНД на «ТЭС»</li> <li>7) Балансировка ТА в собственных подшипниках.</li> </ol>
			<p><i>Подшипники:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Проверка зазоров и натягов на подшипниках № 1:10.</li> <li>2) Корректировка масляных зазоров на подшипников № 5,6 после шлифовки шеек РНД.</li> <li>3) Чистка картеров подшипников.</li> <li>4) Устранение течей масла подшипников с уплотнением мест прохода датчиков и кабелей КИП.</li> <li>5) Ревизия и ремонт маслоотбойных щитков.</li> <li>6) Очистка канавок ступлей и сливов в подземный маслобак.</li> <li>7) Ремонт заземляющих щёток.</li> <li>8) Восстановление сопротивления подступовой изоляции подшипников № 8,9,10.</li> </ol>
			<p><i>Соединительные муфты:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Осмотр и дефектация полумуфт и крепёжных деталей, устранение дефектов.</li> <li>2) Ремонт полумуфт РСД-РНД, РНД-РГ, со съёмом, овтуливанием и посадкой.</li> <li>3) Расточка отверстий муфт РСД-РНД, РНД-РГ, с изготовлением и установкой новых призонных болтов.</li> <li>4) Проверка и исправление смещения осей роторов при спаривании полумуфт.</li> </ol>
			<p><i>ВПУ:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия и проверка узлов валоповорота.</li> <li>2) Устранение течей масла в разъёмах крышек ВПУ.</li> <li>3) Замена сальниковых уплотнений.</li> </ol>
			<p><i>Система регулирования:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия и устранение дефектов узлов системы регулирования: <ul style="list-style-type: none"> <li>- блок золотников регулятора скорости,</li> <li>- блок регуляторов давления,</li> <li>- АБ и золотников АБ,</li> <li>- ГМН.</li> <li>- регулятор скорости.</li> <li>- сервомоторы ЦВД, ЦНД, КАЗ</li> </ul> </li> <li>2) Настройка АБ на стенде ПРП.</li> <li>3) Настройка датчиков механических величин.</li> <li>4) Настройка и испытания системы регулирования и защит.</li> <li>5) Снятие характеристик на стоящей турбине, на холостом ходу и под нагрузкой.</li> <li>6) Гидродинамическая промывка внешних маслопроводов системы регулирования.</li> <li>7) Проверка и настройка бойков АБ на холостом ходу.</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Парораспределение:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Дефектация и ремонт узлов парораспределения: <ul style="list-style-type: none"> <li>- кулачковое устройство ЦВД,</li> <li>- регулирующие клапана ЦВД,</li> <li>- клапанов автоматического затвора с осмотром крышек СК-1,2 в зоне отсоса от штоков.</li> </ul> </li> <li>2) Контроль металла крышки СК в районе отсоса от штоков.</li> </ol>
			<p><i>Масляная система:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разборка, осмотр и дефектация маслонасосов и арматуры: <ul style="list-style-type: none"> <li>- капитальный ремонт ПМН-4,</li> <li>- капитальный ремонт АМН-4,</li> <li>- капитальный ремонт РМН-4.</li> </ul> </li> <li>2) Чистка МО – 3 шт. (по маслу и тех. воде).</li> <li>3) Проверка плотности маслосистемы, устранение обнаруженных дефектов.</li> <li>4) Чистка маслобака, фильтров, маслопроводов.</li> <li>5) Установка защитных кожухов на фланцы маслопроводов.</li> <li>6) Осмотр маслопроводов на отсутствие касания с металлоконструкциями.</li> <li>7) Ревизия первичных вентилей КИП.</li> <li>8) Ремонт эксгаустера ТГ-4.</li> <li>9) Прокачка масла с установкой и снятием сеток на напоре подшипников.</li> <li>10) Опрессовка защитного короба маслопроводов у 1 стула и сдача на плотность.</li> </ol>
			<p><i>Схема уплотнения вала генератора:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт гидрозатворов 4 «АБ».</li> <li>2) Ремонт РПД.</li> <li>3) Чистка масляных фильтров 4 «АБ», демпферного бака.</li> <li>4) Ремонт уплотняющих подшипников.</li> <li>5) Капитальный ремонт: насосов РМНУГ-4 «АБ», АМНУГ-4.</li> </ol>
			<p><i>Конденсатор:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Очистка трубной системы конденсатора.</li> <li>2) Ревизия ВУК конденсатора.</li> <li>3) Опрессовка вакуумной системы, устранение дефектов.</li> <li>4) Очистка встроенных пучков от ила.</li> <li>5) Ревизия форсунок на охлаждение выхлопа ЦНД и подпитки конденсатора.</li> <li>6) Осмотр конденсатосборника.</li> <li>7) Капитальный ремонт КН-4 «АБВ».</li> <li>8) Капитальный ремонт 4НПНД-2,3 АБ.</li> <li>9) Ремонт упоров конденсатора.</li> </ol>
			<p><i>Цирксистема:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия вентилей КИП сегментных диафрагм.</li> <li>2) Чистка ФС-400 «АБВ», ревизия арматуры. Замена сеток (при необходимости).</li> <li>3) Ревизия и ремонт анкерных связей.</li> <li>4) Ревизия дренажей конденсаторов и циркводоходов.</li> <li>5) Капитальный ремонт НГО-4 А,Б.</li> </ol>
			<p><i>Эжекторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>4) Осмотр, дефектация и ремонт корпуса, сопел и водяной камеры.</li> <li>5) Гидроиспытания в сборе, устранение дефектов.</li> <li>6) Ремонт воздухомерных устройств для измерения присосов воздуха в вакуумную систему ОЭ-4 «АБВ».</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Регенеративная установка:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия РУ ПНД, ПВД, ПСГ, ПК ПНД-4.</li> <li>2) Ревизия ВУК ПНД, ПВД, ПСГ конденсатора и первичных вентилей КИП.</li> <li>3) Очистка трубной системы ПСГ-1,2.</li> <li>4) Опрессовка системы регенерации, устранение выявленных дефектов.</li> <li>5) Ремонт П.О.Т. с очисткой змеевиков от отложений.</li> <li>6) Ревизия КОС отборов.</li> <li>7) Очистка фильтров на взвод КОСов и подпитку конденсатора.</li> <li>8) Техническое освидетельствование ПНД-1,2,3,4..</li> <li>9) Ремонт ПС-250, ЭУ-120.</li> <li>10) Капитальный ремонт КНБ-4 «АБВГД».</li> <li>11) Ремонт расширителя дренажей с заменой участков.</li> <li>12) Замена участков трубопроводов сетевой воды ТГ-4.</li> </ol>
			<p><i>Дренажные баки:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт БНТ-4.</li> <li>2) Ремонт П.О.Т.</li> <li>3) Капитальный ремонт НБНТ-4»АБ».</li> </ol>
			<p><i>Система охлаждения:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Очистка трубной системы ОД-4»АБ».</li> <li>2) Ревизия механических и магнитного фильтров с заменой сеток.</li> <li>3) Ремонт ПОТ.</li> <li>4) Ремонт ФСД.</li> <li>5) Ремонт БЗД.</li> <li>6) Ремонт охладителей тиристорного возбуждения.</li> <li>7) Капитальный ремонт НВО-4»АБ».</li> </ol>
			<p><i>Испарительная установка:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия ВУК и первичных вентилей КИП.</li> <li>2) Ремонт регуляторов уровня.</li> <li>3) Осмотр промывочного устройства.</li> <li>4) Опрессовка греющей секции И-4 «АБ», устранение дефектов.</li> <li>5) Опрессовка ОВ-4»АБ», устранение дефектов.</li> <li>6) НКИ-4»АБ», НДИ-4»АБ»- капитальный ремонт.</li> </ol>
			<p><i>Арматура:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт арматуры со вскрытием по отдельной ведомости.</li> <li>2) Устранение дефектов, выявленных перед остановом согласно ведомости дефектов.</li> </ol>
			<p><i>Трубопроводы, дренажи:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Контроль металла по отдельному объёму.</li> <li>2) Ремонт вентилей р/шайб и П.О.Т.</li> <li>3) Ремонт индикаторов теплового перемещения.</li> <li>4) Резка трубопроводов и дренажей ЦВД, приварка, отжиг трубопроводов и дренажей, контроль стыков.</li> </ol>
			<p><i>Площадки обслуживания:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт ограждений, перекрытий каналов, площадок обслуживания.</li> <li>2) Восстановление площадок обслуживания, отбортовки в пределах ТГ-4.</li> </ol>
			<p><i>Заключительные работы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разборка и удаление лесов и подмостей.</li> <li>2) Уборка рабочих площадок.</li> <li>3) Установка обшивы цилиндров, клапанов.</li> <li>4) Очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта, деталей.</li> <li>5) Ремонт тепловой изоляции.</li> <li>6) Чистка дренажных каналов.</li> <li>7) Восстановление надписей на оборудовании и арматуре.</li> <li>8) Восстановление изоляции трубопроводов и дренажей ЦВД с оклейкой стеклотканью: пароперепускных труб; СК. Восстановление чистовой изоляции на них.</li> <li>9) Вибрационные испытания ТА после ремонта.</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Объём ЦТАИ:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт КИП «Т», «G», «Р» качественного анализа.</li> <li>2) Ремонт и наладка средств автоматического регулирования, дистанционного электропривода.</li> <li>3) Ремонт средств ТЗ и С.</li> </ol>
21.05.2009 – 23.08.2009	капитальный	94 / 1980	<p><i>Подготовительные работы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Сборка и разборка инвентарных и металлических лесов для осмотра и ремонта элементов турбины.</li> <li>2) Подготовка рабочих мест и ремонтных площадок, оснастки.</li> <li>3) Снятие и установка лестниц и площадок.</li> <li>4) Проверка и испытание предохранительных клапанов и защитных устройств.</li> <li>5) Испытания АСР турбины.</li> <li>6) Сдача сети освещения перед ремонтом по акту.</li> <li>7) Виброисследования ТА и насосного оборудования до и после ремонта.</li> </ol> <p><i>Корпусная часть:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разборка проточной части ЦВД, ЦСД, ЦНД.</li> <li>2) Вскрытие корпусов ЦВД, ЦСД, ЦНД, дефектация, ремонт: <ul style="list-style-type: none"> <li>- крепежа корпусов ЦВД, ЦСД, ЦНД и фланцевых соединений паропроводящих труб,</li> <li>- каминных уплотнений,</li> <li>- обойм диафрагм ЦВД, ЦСД, ЦНД,</li> <li>- диафрагм ЦВД, ЦСД, ЦНД</li> <li>- обойм, уплотнений и корпусов концевых уплотнений.</li> <li>- колец концевых и диафрагменных уплотнений.</li> <li>- поперечных шпоночных соединений и дистанционных болтов с проверкой и исправлением реакций опор,</li> <li>- поворотных диафрагм с уплотнением и проверкой равномерности закрытия,</li> <li>- обоймы РС.</li> </ul> </li> <li>3) Ремонт защитных паровых экранов,</li> <li>4) Ремонт ресиверов.</li> <li>5) Вывод I стула для ремонта фланцев напорных маслопроводов ПМН и ГМН.</li> <li>6) Контроль металла турбины – по отдельной ведомости.</li> <li>7) Опрессовка, ремонт системы КОХ выхлопной части ЦНД (проверка распыла и состояния форсунок).</li> </ol> <p><i>Роторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Осмотр и дефектация рабочих лопаток, бандажей, дисков, втулок концевых уплотнений, упорных дисков шеек вала.</li> <li>2) Центровка проточной части цилиндров с исправлением тепловых зазоров.</li> <li>3) Проверка разбега роторов в упорном подшипнике.</li> <li>4) Пескоструйная обработка роторов.</li> <li>5) Восстановление радиальных зазоров в концевых и диафрагменных уплотнениях.</li> <li>6) Балансировка РГ для устранения 3-ей формы небаланса с повторным выводом и сборкой РГ.</li> <li>7) Балансировка валопровода на месте.</li> </ol> <p><i>Подшипники:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт опорных подшипников № 1-10; упорного подшипника.</li> <li>2) Проверка зазоров и натягов на подшипниках № 1:10.</li> <li>3) Уплотнение мест выводов с датчиков КИП.</li> <li>4) Очистка канавок ступлей и сливов в подземный маслобак.</li> </ol> <p><i>Соединительные полумуфты:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Осмотр и дефектация полумуфт и крепежных деталей, устранение дефектов.</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>ВПУ:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт валоповоротного устройства со снятием и установкой полумуфты на электродвигатели, центровка электродвигателя. и механизма.</li> <li>2) Устранение течей масла в разъёмах крышек ВПУ.</li> <li>3) Замена сальниковых уплотнений.</li> </ol>
			<p><i>Система регулирования:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт системы регулирования и защиты: <ul style="list-style-type: none"> <li>- блок золотников регулятора скорости,</li> <li>- блок регуляторов давления,</li> <li>- АБ и золотников АБ,</li> <li>- насосная группа,</li> <li>- регулятор скорости.</li> <li>- сервомоторы ЦВД, ЦНД, КАЗ</li> </ul> </li> <li>2) Снятие характеристики системы регулирования.</li> <li>3) Настройка датчиков механических величин.</li> <li>4) Настройка и испытания системы регулирования и защит.</li> <li>5) Снятие характеристик на холостом ходу и под нагрузкой.</li> </ol>
			<p><i>Парораспределение:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Дефектация и ремонт узлов парораспределения (рычажных связей).</li> <li>2) Ремонт распределительного устройства с заменой изношенных деталей (кулаков).</li> <li>3) Ремонт регулирующих клапанов.</li> <li>4) Ремонт клапана автоматического затвора.</li> </ol>
			<p><i>Масляная система:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разборка, осмотр и дефектация маслонасосов и арматуры.</li> <li>2) Чистка МО – 3 шт. (по маслу и тех. воде).</li> <li>3) Ремонт маслобака турбины.</li> <li>4) Ремонт, установка защитных кожухов фланцевых соединений напорных маслопроводов.</li> <li>5) Осмотр маслопроводов на отсутствие касания с металлоконструкциями.</li> <li>6) Ремонт эксгаустера ТГ-4 с проверкой состояния подшипников и зазоров между крыльчаткой и кожухом.</li> <li>7) Опрессовка защитного короба маслопроводов у 1 стула и сдача на плотность.</li> <li>8) Ремонт маслосистемы смазки.</li> <li>9) Ремонт фильтров масляного бака с продувкой сеток.</li> <li>10) Ремонт ватного фильтра.</li> <li>11) Ремонт фильтр-пресса.</li> <li>12) Капитальный ремонт ПМН-4, РМН-4, АМН-4.</li> </ol>
			<p><i>Схема уплотнения вала генератора:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт маслосистемы уплотнения генератора.</li> <li>2) Ремонт МО, гидрозатворов 4 «АБ».</li> <li>3) Ремонт РПД, масляных фильтров 4 «АБ».</li> <li>4) Ремонт демпферного бака (очистка, опрессовка).</li> <li>5) Ремонт: насосов РМНУГ-4 «АБ», АМНУГ-4.</li> <li>6) Ремонт НГО-4 АБ.</li> </ol>
			<p><i>Конденсатор:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт конденсатора.</li> <li>2) Ревизия ВУК конденсатора.</li> <li>3) Ремонт вакуумной системы, с устранением неплотностей и заменой прокладок.</li> <li>4) Очистка трубной системы, трубных досок, водяных камер с помощью УВД.</li> <li>5) Ремонт конденсатосборника.</li> <li>6) Ревизия и ремонт анкерных связей.</li> <li>7) Ремонт линзовых компенсаторов встроенного пучка.</li> <li>8) Капитальный ремонт насосов КН-4 «АБВ».</li> </ol>

Дата	Вид ремонта	Продолжитель- ность работ (суток/часов)	Узел/Перечень выполненных работ
			<p><i>Цирксистема:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ревизия первичных вентилях сегментных диафрагм.</li> <li>2) Ремонт ФС-400 4 «АБВ» с фильтрующей сеткой с заменой дефектных сегментов.</li> <li>3) Ревизия дренажей, воздушников конденсаторов и циркводоходов.</li> <li>4) Очистка высоконапорной гидравлической установкой трубной системы конденсатора, ПСГ.</li> <li>5) Замена линзовых компенсаторов на внутритурбинных циркводоходах ТГ-4 – 4 шт.</li> </ol>
			<p><i>Эжекторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Дефектация и ремонт корпуса, сопел и водяной камеры.</li> <li>2) Гидроиспытания в сборе, устранение дефектов.</li> <li>3) Ремонт эжектора ЭУ-120.</li> </ol>
			<p><i>Регенеративная установка:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт ВУС ПНД, ПСГ, конденсатора – 7 шт.</li> <li>2) Контроль металла ПВД – по отдельной ведомости – 3 шт.</li> <li>3) Ремонт ПСГ-1,2 с устранением дефектов трубной системы – 2 шт.</li> <li>4) Опрессовка системы регенерации, устранение выявленных дефектов.</li> <li>5) Ревизия КОС отборов.</li> <li>6) Очистка фильтров на взвод КОСов и подпитку конденсатора, КОХ.</li> <li>7) Ремонт ПС-250 «АБ». – 2 шт.</li> <li>8) Осмотр, устранение дефектов конденсаторосборника ПСГ-1,2 – 2 шт.</li> <li>9) Очистка трубных систем, трубных досок, водяных камер ПСГ-1,2 с помощью УВД.</li> <li>10) Ремонт линзовых компенсаторов на всасе КНБ-4 «ГД».</li> <li>11) Инспекторское освидетельствование ПНД-5,6,7 (НО, ВО, ГИ).</li> <li>12) Ремонт насосов 4НПНД-2,3 «АБ» - 3 шт.</li> <li>13) Капитальный ремонт насосов КНБ-4 «АБВ» - 3 шт.</li> <li>14) Техническое освидетельствование ПНД-3,4 – 2 шт.</li> </ol>
			<p><i>Система водяного охлаждения генератора:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт магнитного фильтра – 1 шт.</li> <li>2) Ремонт механических фильтров – 2 шт.</li> <li>3) Очистка охладителей тиристорного возбуждения.</li> <li>4) Ремонт НВО – 4 «АБ».</li> </ol>
			<p><i>Арматура:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Устранение дефектов, выявленных перед остановом, согласно ведомости дефектов.</li> </ol>
			<p><i>Трубопроводы, дренажи:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Контроль металла – по отдельному объему.</li> </ol>
			<p><i>Площадки обслуживания, каналы, ограждения:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Ремонт ограждений, перекрытий каналов, площадок обслуживания.</li> <li>2) Восстановление площадок обслуживания.</li> </ol>
			<p><i>ИУ-4 «АБ»:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Замена трубопровода греющего пара и греющей секции И-4 «Б».</li> <li>2) Замена трубопроводов греющего пара И-4 «А»</li> </ol>
			<p><i>Заключительные работы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разборка и удаление лесов и подмостей.</li> <li>2) Уборка рабочих площадок.</li> <li>3) Установка обшивки цилиндров, клапанов.</li> <li>4) Очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта, деталей (отм.10м).</li> <li>5) Ремонт тепловой изоляции.</li> <li>6) Чистка дренажных каналов.</li> <li>7) Восстановление надписей на оборудовании и арматуре.</li> <li>8) Сдача сети освещения после ремонта по акту.</li> <li>9) Ремонт тепловой изоляции ТГ-4.</li> </ol>

## 2 Ресурсные характеристики работы турбины

Результаты расчёта продолжительности работы турбоустановки и усреднённые характеристики производственного цикла приведены в таблице П4.2 [117].

Таблица П4.2 – Характеристики работы турбины Т-175/210-130 стационарный номер 4 Омской ТЭЦ-5

Наработка за период эксплуатации, час	Число пусков за период эксплуатации	Средняя наработка на пуск, час	Средний межремонтный период, час	Средняя продолжительность производственного цикла, час	Средние характеристики цикла			
					Наработка, час	Ремонт, час	Резерв, час	Число пусков
167500	152	1131	16750	24544	16750	2995	4799	14

## 3 Оценка ресурса турбины по наработке

Таблица П4.3 – Ремонтно-эксплуатационные характеристики турбины

№	Время производственного цикла		Продолжительность цикла		Структура производственного цикла			Число пусков	
	начало цикла	окончание цикла	дни	часы	наработка	ремонт	резерв	в цикле	всего
1.	28.12.1984	10.07.1988	1290	30960:00	24540:03	2208:00	4211:57	33	33
2.	11.07.1988	21.03.1989	253	6072:00	4428:22	1344:00	299:38	8	41
3.	22.03.1989	09.08.1992	1236	29664:00	23653:44	1224:00	4786:16	15	56
4.	10.08.1992	25.06.1995	1049	25176:00	16077:43	2352:00	6746:17	10	66
5.	26.06.1995	20.04.1997	664	15936:00	9599:32	3648:00	2688:28	12	78
6.	21.04.1997	14.06.1998	419	10056:00	7017:35	1152:00	1886:25	6	84
7.	15.06.1998	04.06.2000	720	17280:00	8891:03	4584:00	3804:57	11	95
8.	05.06.2000	13.04.2003	1042	25008:00	14373:02	3840:00	6794:58	12	107
9.	13.04.2003	10.04.2005	728	17472:00	11593:19	2448:00	3430:41	15	122
10.	11.04.2005	20.05.2009	1500	36000:00	28270:12	4896:00	2833:48	21	143
11.	21.05.2009	31.12.2011	954	22896:00	19055:57	2256:00	1584:03	9	152



## 4 Расчёт характеристик дефектообразования подшипников

Таблица П4.4 – Средние приросты амплитуд вибрации подшипников турбины

№ цикла	Наработка за цикл, час.	Прирост размаха амплитуд вибрации, (мм/с)																		среднее по опорам		
		№ 1			№ 2			№ 3			№ 4			№ 5			№ 6					
		В	Г	О	В	Г	О	В	Г	О	В	Г	О	В	Г	О	В	Г	О	В	Г	О
1	24540	-0,23	-2,93	-1,13	-0,45	-3,83	-1,80	0,23	-3,38	-1,58	1,35	-2,48	-1,13	0,23	-0,23	-1,80	-3,60	-2,03	-1,35	-0,41	-2,48	-1,46
2	28082	0,00	1,13	-2,03	-0,23	0,00	0,00	0,68	0,00	0,00	2,93	1,58	3,15	1,80	0,68	2,70	1,80	0,45	2,70	1,16	0,64	1,09
3	3941	-0,23	0,00	1,13	1,80	0,90	0,00	-1,35	-0,23	0,23	-4,73	-1,80	-4,95	-0,45	-0,45	-4,50	-0,23	-1,13	-4,50	-0,86	-0,45	-2,10
4	12135	1,58	0,68	0,23	-0,23	-1,13	0,00	0,45	-0,45	-0,23	0,23	0,23	0,90	0,90	0,90	2,03	-1,58	-1,13	0,00	0,23	-0,15	0,49
5	9599	-1,20	-1,25	-0,58	-1,23	-0,35	-0,15	-0,28	-0,20	-0,15	-1,63	-0,20	-0,45	-0,93	-1,18	-0,85	-0,83	-0,15	0,22	-1,01	-0,56	-0,33
6	7017	1,20	0,58	-0,32	0,33	0,13	0,38	1,40	0,43	0,38	2,08	1,55	1,58	0,48	0,28	1,53	0,60	-0,07	1,13	1,01	0,48	0,78
7	8891	-1,13	-0,45	0,00	-0,68	-0,45	0,23	-0,68	-0,23	0,00	2,48	-0,23	4,28	3,15	2,03	3,83	-0,23	0,23	1,13	0,49	0,15	1,58
8	14373	1,80	3,83	0,00	0,90	0,90	-0,45	1,80	2,03	-0,23	4,28	1,58	0,68	0,45	0,23	1,13	0,68	0,23	1,80	1,65	1,46	0,49
9	11593	-1,58	-2,48	0,00	-0,90	0,68	0,45	-2,03	-0,68	0,68	-5,86	-2,70	-3,83	-0,45	-0,45	-4,28	-0,90	-0,45	-2,48	-1,95	-1,01	-1,58
10	28270	0,00	-1,58	0,45	0,23	-1,13	0,00	0,00	-1,35	-0,23	-0,45	1,58	-1,13	-1,58	1,58	-1,58	3,83	0,45	-2,93	0,34	-0,08	-0,90

Таблица П4.5 – Средние удельные приросты амплитуд вибрации, мм/с 1000 час

Составляющая вибрации	Номера подшипников						Среднее значение
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	
Вертикальная	-0,05272	-0,05059	-0,05401	-0,03206	0,09413	-0,08881	-0,03067
Горизонтальная	-0,04997	-0,00074	-0,01389	-0,03698	-0,04337	-0,00521	-0,02503
Осевая	-0,01425	-0,01809	-0,02197	0,00315	-0,03040	-0,01675	-0,01638

Таблица П4.6 – Среднее снижение амплитуд вибрации за период ремонта (мм/с)

Составляющая вибрации	Производственные циклы										Среднее по ремонтам
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Вертикальная	-2,477	-2,590	-2,029	0,732	-2,342	0,601	0,290	-0,591	0,350	0,180	-0,788
Горизонтальная	-14,863	-1,351	-1,111	0,225	-1,216	0,075	0,450	0,394	-0,175	0,090	-1,748
Осевая	-8,783	-6,305	-0,652	2,365	-1,892	1,276	-0,836	-1,098	0,500	-0,350	-1,578

В среднем за один ремонт снижение уровня амплитуд вибрации находится в районе 2 мм/с.

Таблица П4.7 – Изменение виброскорости подшипниковых опор турбины (мм/с)

№ цикла	Наработка, час	Виброскорость по опоре до и после ремонта											
		№ 1		№ 2		№ 3		№ 4		№ 5		№ 6	
		до	после	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после
1	24540	2,4	1,2	3,0	0,9	2,7	0,9	2,9	2,6	2,0	1,1	4,7	2,8
2	28082	0,8	1,0	0,9	1,7	1,1	0,8	4,8	1,4	2,7	1,1	4,4	2,5
3	3941	1,6	0,8	1,2	0,7	0,6	0,4	1,7	0,9	2,0	1,2	1,7	1,6
4	12135	1,2	0,7	0,9	0,6	1,1	0,8	2,4	4,6	1,9	4,6	2,2	2,7
5	9599	2,8	1,4	1,1	1,2	2,1	1,3	6,5	2,8	5,2	3,6	3,6	2,3

№ цикла	Наработка, час	Виброскорость по опоре до и после ремонта											
		№ 1		№ 2		№ 3		№ 4		№ 5		№ 6	
		до	после	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после
6	7017	0,9	1,3	0,8	1,1	0,8	1,7	2,6	3,5	3,0	4,0	2,8	3,0
7	8891	1,1	2,1	0,9	1,2	1,8	2,0	3,0	2,6	3,3	2,0	3,4	2,8
8	14373	2,1	2,7	1,6	1,7	2,2	2,1	3,6	1,4	2,4	2,3	4,7	2,3
9	11593	2,7	1,0	3,1	2,2	5,1	2,3	1,5	5,6	1,8	5,1	3,1	2,7
10	28270	0,7	1,1	0,6	0,8	0,6	0,7	2,3	1,6	1,8	1,4	1,2	1,6

Таблица П4.8 – Усреднённые удельные приросты виброскорости опор (мм/с)

№ цикла	Наработка, час	Прирост виброскорости, мм/с						Средний прирост на 1000 часов наработки, мм/с 1000 час						Средний прирост на 1000 часов наработки, мм/с 1000 час
		№1	№2	№3	№ 4	№ 5	№ 6	№1	№2	№3	№ 4	№ 5	№ 6	
1	24540	-1,2	-2,1	-1,8	-0,3	-0,9	-1,9	-0,05	-0,09	-0,07	-0,01	-0,04	-0,08	-0,0555
2	28082	0,2	0,8	-0,4	-3,3	-1,7	-1,9	0,01	0,03	-0,01	-0,12	-0,06	-0,07	-0,0367
3	3941	-0,9	-0,6	-0,2	-0,8	-0,8	-0,1	-0,22	-0,15	-0,04	-0,21	-0,20	-0,04	-0,1419
4	12135	-0,5	-0,3	-0,3	2,2	2,7	0,5	-0,04	-0,02	-0,03	0,18	0,22	0,04	0,0587
5	9599	-1,4	0,2	-0,7	-3,7	-1,6	-1,3	-0,15	0,02	-0,08	-0,39	-0,17	-0,14	-0,1504
6	7017	0,4	0,3	0,9	0,9	0,9	0,2	0,06	0,04	0,13	0,13	0,13	0,03	0,0862
7	8891	1,0	0,2	0,2	-0,4	-1,3	-0,5	0,11	0,03	0,02	-0,04	-0,15	-0,06	-0,0146
8	14373	0,5	0,1	-0,1	-2,2	-0,1	-2,3	0,04	0,01	0,00	-0,15	0,00	-0,16	-0,0460
9	11593	-1,7	-1,0	-2,8	4,1	3,3	-0,4	-0,15	-0,08	-0,24	0,35	0,28	-0,04	0,0210
10	28270	0,4	0,2	0,1	-0,7	-0,3	0,3	0,01	0,01	0,00	-0,02	-0,01	0,01	0,000014
Средний прирост за период эксплуатации													-0,0279	

Средний темп прироста виброскорости за 1000 часов наработки по турбоагрегату составляет -0,0279 мм/с.

Принимаем  $[A] = 4,5$  мм/с,  $A_i = 2,3$  мм/с, то запас ресурса равен:

$$t_k = \frac{4,5-2,3}{-0,0279} \times 10^3 = 78,85 \cdot 10^3 \text{ час.}$$

Таким образом, средний запас ресурса по подшипникам по данным эксплуатации за весь период около 9 лет. Это означает, что ремонт подшипников может производиться с бóльшим интервалом и бóльшей наработкой.

## 5 Расчёт удельных приростов вибрации подшипников

Таблица П5.1 – Расчёт остаточного ресурса турбины Т-175/210-130 стационарный номер 4 Омской ТЭЦ-5 для каждого производственного цикла

№	Год ремонта	Фактическая наработка за цикл, час	Расчетная наработка для цикла по нескольким показателям, час	Фактическая вероятность безотказной работы, $P_{\phi}$	Расчетная вероятность безотказной работы, $P_p$
1.	1988	24540	14755,88	0,6321	0,6321
2.	1992	28082	31417,44	0,4135	0,6321
3.	1993	3941	18997,48	0,4323	0,3140
4.	1995	12135	35192,78	0,4742	0,3371
5.	1997	9599	21681,9	0,4967	0,1830
6.	1998	7017	35623,91	0,2900	0,2206
7.	2000	8891	37071,48	0,5226	0,1861
8.	2003	14373	35776,62	0,5388	0,1528
9.	2005	11593	40986,42	0,5488	0,1475
10.	2009	28270	46803,17	0,4756	0,1505
Среднее значение		14844,1	31830,708	0,4825	0,3117

На рисунке П5.1 представлены значения наработки турбины: реальная наработка турбины за цикл (по данным станции) и возможная наработка, по расчетам, представленным в таблице П5.1.



Рисунок П5.1 – Фактическое и расчетное время работы турбоагрегата

На рисунке П5.2 представлены фактическая и расчётная вероятности безотказной работы Т-175/210-130 Омской ТЭЦ-5.



Рисунок П5.2 – Фактическая и расчётная вероятности безотказной работы  
Средневзвешенный остаточный ресурс работы турбины при фактической наработке 148 441 часов равен 71 618 час.

Расчётный средневзвешенный остаточный ресурс работы турбины при фактической наработке 148 441 часов равен 46 270 час.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 5 Справка об использовании результатов НИР в учебном процессе

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
 «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по образовательной  
 деятельности  
 Ю.С. Боровиков  
 «14» 09 2016 г.

### СПРАВКА

об использовании результатов научно-исследовательской работы  
 в учебном процессе

Настоящим подтверждается, что полученные в диссертационной работе Савостьяновой Л.В. результаты исследования и прогнозирования индивидуального ресурса турбины на основе ремонтной документации используются в учебном процессе для магистрантов, обучающихся по направлению 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» профиль «Технология производства электрической и тепловой энергии»:

- 1) при изложении лекционного курса и проведении практических занятий по дисциплине «Надёжность работы теплоэнергетического оборудования ТЭС» с 2011 г. по 2016 г.;
- 2) при выполнении студентами научно-исследовательской работы с 2011 г. по 2014 г.;
- 3) при выполнении выпускных квалификационных работ студентами: Степановым И.А. (2011 г.) и Москалевым И.Л. (2012 г.).

Директор ЭНИН

Заведующий кафедрой АТЭС



В.М. Завьялов

А.С. Матвеев