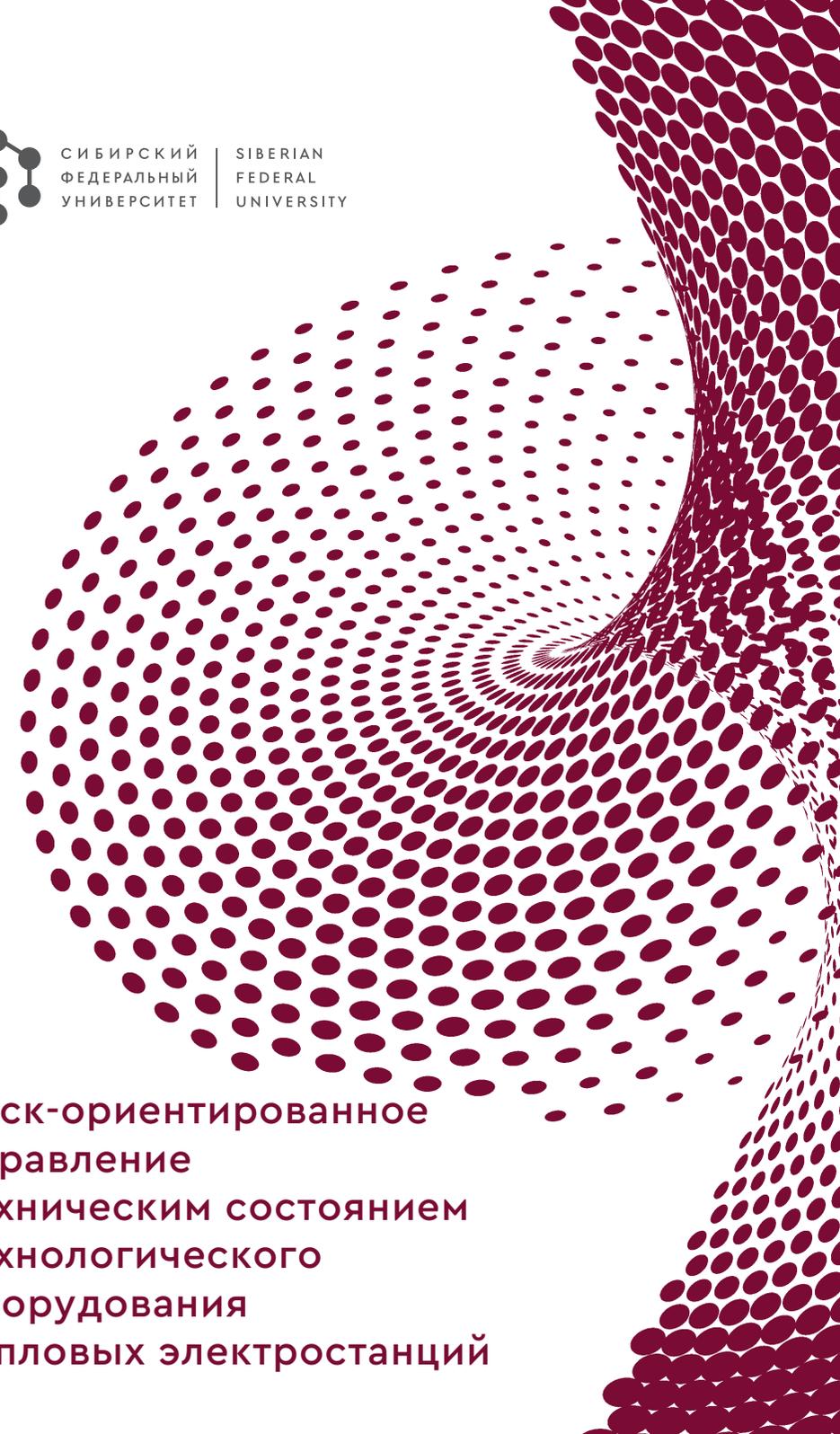




СИБИРСКИЙ
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ

SIBERIAN
FEDERAL
UNIVERSITY



Риск-ориентированное управление техническим состоянием технологического оборудования тепловых электростанций

РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Представлена технология управления объектами электро- и теплоэнергетики с применением интеллектуальных киберфизических систем, основанная на оценке технического состояния каждого элемента оборудования (риск-ориентированное управление на базе цифровых технологий), реализуемая путем удаленного мониторинга эксплуатируемых объектов. Приведено описание разработанного авторами специализированного программного обеспечения, позволяющего оперативно оценивать и предсказывать состояние тепловой электростанции посредством сопоставления индивидуальных данных оценки технического состояния и вероятности аварийного отказа основного технологического оборудования.



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

**РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОЕ
УПРАВЛЕНИЕ
ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Монография

Красноярск
СФУ
2021

УДК 621.311.22.001.41
ББК 31.37-07
P541

Авторы:

Е. А. Бойко, А. В. Бобров, П. В. Шишмарев, С. В. Пачковский,
И. В. Коваленко, Д. И. Карабарин, В. Н. Вольнев, Д. И. Однолько

Рецензенты:

В. В. Смирнов, кандидат технических наук, директор филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва”»;

Т. М. Руденко, кандидат технических наук, заместитель главного инженера АО «Сибирский инженерно-аналитический центр»

**P541 Риск-ориентированное управление техническим состоянием технологического оборудования тепловых электростанций : монография / Е. А. Бойко, А. В. Бобров, П. В. Шишмарев [и др.] . – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2021. – 352 с.
ISBN 978-5-7638-4418-4**

Представлена технология управления объектами электро- и теплоэнергетики с применением интеллектуальных киберфизических систем, основанная на оценке технического состояния каждого элемента оборудования (риск-ориентированное управление на базе цифровых технологий), реализуемая путем удаленного мониторинга эксплуатируемых объектов. Приведено описание разработанного авторами специализированного программного обеспечения, позволяющего оперативно оценивать и предсказывать состояние тепловой электростанции посредством сопоставления индивидуальных данных оценки технического состояния и вероятности аварийного отказа основного технологического оборудования.

Предназначена для специалистов топливно-энергетического комплекса, работников научно-исследовательских и проектных институтов, а также преподавателей и студентов вузов, специализирующихся в области тепло- и электроэнергетики.

Электронный вариант издания см.:
<http://catalog.sfu-kras.ru>

**УДК 621.311.22.001.41
ББК 31.37-07**

ISBN 978-5-7638-4418-4

© Сибирский федеральный университет, 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

Принятые сокращения	6
Введение.....	10
Глава 1. Статистика повреждений и причин отказов в работе технологического оборудования тепловых электростанций	12
1.1. Текущее состояние теплоэнергетического комплекса Российской Федерации.....	13
1.2. Статистика отказов теплотехнического оборудования.....	22
1.2.1. Статистика отказов котельного оборудования.....	23
1.2.2. Статистика отказов турбинного оборудования.....	27
1.2.3. Статистика отказов вспомогательного тепломеханического оборудования.....	32
1.3. Статистика отказов электротехнического оборудования.....	41
1.3.1. Статистика отказов синхронных генераторов.....	44
1.3.2. Статистика отказов силовых трансформаторов.....	51
1.3.3. Статистика отказов вспомогательного электротехнического оборудования.....	56
Глава 2. Факторы, определяющие надежность технологического оборудования тепловых электростанций	66
2.1. Режимы работы основного технологического оборудования тепловой электростанции.....	66
2.2. Общий подход в обеспечении надежности основного оборудования тепловых электростанций.....	70
2.3. Обеспечение надежности тепломеханического оборудования в проектных решениях.....	75
2.3.1. Котельное оборудование.....	76
2.3.2. Турбинное оборудование.....	80
2.4. Обеспечение надежности электротехнического оборудования.....	87
2.5. Организационно-технологическое обеспечение выполнения ремонтов и технических осмотров оборудования тепловых электростанций.....	89
2.6. Уровень подготовки оперативного персонала тепловых электростанций.....	92

2.7. Организация эксплуатации технологического оборудования тепловых электростанций	101
2.7.1. Тепломеханическое оборудование	101
2.7.2. Электротехническое оборудование	108
Глава 3. Теоретические основы методов оценки показателей надежности	112
3.1. Основные понятия и определения теории надежности	112
3.1.1. Основные определения	112
3.1.2. Отказ и восстановление	115
3.1.3. Показатели надежности	119
3.2. Классификация методов расчета показателей надежности	123
3.2.1. Аналитический метод анализа надежности	123
3.2.2. Метод цепей Маркова	124
3.2.3. Метод дерева отказов	133
3.2.4. Метод дерева событий	135
3.2.5. Метод статистического моделирования	139
Глава 4. Алгоритмическое и математическое обеспечение процессов диагностики и прогнозирования аварийных отказов технологического оборудования тепловых электростанций	144
4.1. Общие сведения	144
4.2. Алгоритмическое обеспечение задачи диагностики и прогнозирования аварийных отказов	147
4.2.1. Прогнозирование наступления отказов по наработке на отказ	150
4.2.2. Прогнозирование наступления отказов по результатам диагностики	157
4.2.3. Прогнозирование наступления отказов с учетом режимов работы оборудования	173
4.2.4. Синтез методов прогнозирования	176
4.3. Оценка рисков и возникновения экономических ущербов из-за отказа основного технологического оборудования тепловых электростанций	179
4.3.1. Общие положения методики расчета	183
4.3.2. Порядок расчета экономического ущерба	184
4.3.3. Особенности определения экономического ущерба на энергопредприятиях, обеспечивающих потребителей тепловой энергией	193
4.4. Оценка выбора резервов	196
4.4.1. Выбор резервов на тепловой электростанции	196
4.4.2. Выбор резерва в энергосистеме	199
4.4.3. Резервирование отпуска тепловой энергии	201

4.4.4. Учет свойства временной избыточности.....	205
4.5. Формирование функциональных схем энергетических объектов	206
Глава 5. Программное обеспечение задачи оценки, диагностики и прогнозирования аварийных отказов технологического оборудования тепловых электростанций	215
5.1. Обзор программного обеспечения по диагностике и анализу надежности энергетических объектов	215
5.2. Концепция архитектуры программного обеспечения риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования тепловых электростанций	218
5.3. Специализированное программное обеспечение для оценки, диагностики и прогноза аварийных отказов технологического оборудования тепловых электростанций.....	225
5.3.1. Алгоритм работы программного комплекса	227
5.3.2. Стартовое окно программы	230
5.3.3. Работа со справочниками	231
5.3.4. Объекты математической модели.....	235
5.3.5. Редактор активов.....	245
5.3.6. Редактор источника данных.....	246
5.3.7. Расчетные схемы.....	251
5.3.8. Редактор мнемосхем	260
5.3.9. Акты отказов	267
5.3.10. Создание проектов и выполнение расчетов	271
5.3.11. Разграничение прав доступа	279
5.3.12. Клиентский режим работы Системы	281
5.4. Примеры оценки и факторного анализа вероятности отказа	293
5.4.1. Статистика отказов оборудования.....	293
5.4.2. Расчет смешанных схем с параллельно-последовательным соединением.....	296
5.4.3. Учет ремонтов и условий эксплуатации.....	301
5.4.4. Учет квалификации и ошибочных действий персонала	305
5.5. Проведение расчетов и подтверждение достоверности результатов.....	307
Глава 6. Разработка рекомендаций по совершенствованию системы предупреждения и ликвидации аварийных отказов технологического оборудования тепловых электростанций	313
Заключение.....	330
Список использованных источников.....	332
Приложение.....	339

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АВР	– автоматическое включение резерва
АГП	– автомат гашения поля
АО «СибИАЦ»	– акционерное общество «Сибирский инженерно-аналитический центр»
АО «СибЭР»	– акционерное общество «Сибирь Энерго Ремонт»
АО «СО ЕЭС»	– акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
АРВ	– автоматическое регулирование возбуждения
АСУ ТП	– автоматическая система управления технологическим процессом
АШ	– антрацит штыб
АЭС	– атомная электрическая станция
БД	– база данных
БП	– бункер пыли
БРОУ	– быстродействующее редуцирующее устройство
БСУ	– бункер сырого угля
БЦ	– батарейный циклон
ВВ	– воздушный выключатель
ВЗП	– воздухоподогреватель
ВК	– воздушные и кабельные (цепи)
ВМ	– вентилятор мельничный
ВМП	– арматура на линии вентиляции мельницы
ВПР	– впрыскивающий пароохладитель
ВПУ	– валоповоротное устройство
ВР	– восстановительный ремонт
ВРЧ	– верхняя радиационная часть
ВЧ	– высокочастотный
ВЭК	– водяной экономайзер
ГВО	– газо- и воздухоохладитель
ГВС	– горячее водоснабжение
ГЗУ	– гидрозолоудаление
ГПЗ	– главная паровая задвижка
ГРЭС	– государственная районная электрическая станция
ГТУ	– газотурбинная установка
ГЭС	– гидроэлектростанция
ДБ	– дренажный бак
ДВ	– дутьевой вентилятор
ДВД	– деаэратор высокого давления
ДГК	– Дальневосточная генерирующая компания
ДИС	– дежурный инженер станции
ДО	– дерево отказов
ДПМ	– договор предоставления мощности

ДППУ	– деаэратор паропреобразовательной установки
ДРГ	– дымосос рециркуляции газов
ДС	– дерево событий
ДСВ	– деаэратор сетевой воды
ЖБК	– коллектор подачи пара на завод железобетонных конструкций
ЖЦА	– жизненный цикл актива
ЗРУ	– закрытое распределительное устройство
ЗСН	– защита сетевых насосов
КА	– котельный агрегат
КЗ	– короткое замыкание
КолПВ	– коллектор питательной воды
КН	– конденсатный насос
КПД	– коэффициент полезного действия
КПП	– конвективный пароперегреватель
КР ТС	– капитальный ремонт тепловой станции
КРУ	– комплектное распределительное устройство
КС	– конденсатор связи
КТД	– конструкторско-техническая документация
ЛК	– ленточный конвейер
ЛР	– линейный разъединитель
ЛЭП	– линии электропередач
МВ	– мельница-вентилятор
МД	– молотковая дробилка
ММ	– молотковая мельница
ММТ	– молотковая мельница тангенциального типа
МО	– маслоохладитель
МСО	– минимальное сечение отказов
НГО	– насос газоохладителя
НГРЭС	– Назаровская государственная районная электрическая станция
НОС	– насос орошения скрубберов
НРХ	– насос регулирования химводоподготовки
НРЧ	– нижняя радиационная часть
НТД	– нормативно-техническая документация
ОБ	– основной бойлер
ОВ	– осветлитель воды
ОГК	– оптовая генерирующая компания
о. е.	– относительные единицы
ОПН	– ограничитель перенапряжения нелинейный
ОППР	– отдел планово-предупредительных ремонтов
ОСВ	– оборудование системы возбуждения
ОСИ	– опорно-стрежневой изолятор
ОШСВ	– обходная система шин – секционный выключатель
ОЭС СВ	– Объединенная энергетическая система Средней Волги
ПАО	
«ФСК ЕЭС»	– публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
ПВД	– подогреватель высокого давления
ПГУ	– парогазовая установка
ПЗ	– переходная зона

ПМН	– питательный маслонасос
ПНД	– подогреватель низкого давления
ПНП	– питательный насос паропреобразовательной установки
ПНТ	– подпитка насосов теплосети
ПО	– программное обеспечение
ПП	– пароперегреватель
ППР	– планово-предупредительный ремонт
ПС	– подстанция
ПС БНС	– подстанция береговой насосной станции
ПСВ	– подогреватель сетевой вертикальный
ПСГ	– подогреватель сетевой горизонтальный
ПСУ	– питатель сырого угля
ПТ	– противодавленческая турбина
ПТО	– производственно-технологический отдел
ПТУ	– паротурбинная установка
ПТЭС	– Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей
ПУЭ	– Правила устройства электроустановок
ПЦ	– пылевой циклон
ПЭН	– питательный электронасос
РВ	– разрядник вентильный
РВД	– ротор высокого давления
РД	– руководящие документы
РЗиА	– релейная защита и автоматика
РНД	– ротор низкого давления
РОУ	– редуционно-охладительная установка
РПД	– регулятор перепада давления
РПН	– регулирование напряжения трансформатора
РУ	– разъединительные устройства
САР	– система автоматического регулирования
СБЦП	– Справочник базовых цен на проектные работы
СВ	– секционный выключатель
СКГ	– Сибирская генерирующая компания
СМВ	– секция мельничных вентиляторов
СОДиПАО ТЭС	– система оценки, диагностики и прогнозирования аварийных отказов тепловых электростанций
СО-ОДУ	– системный оператор объединенного диспетчерского управления
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
СР ТС	– средний ремонт тепловой электростанции
СРЧ	– средняя радиационная часть
СТО	– стандарт организации
ТГ	– турбогенератор
ТГК	– территориальная генерирующая компания
ТМО	– тепломеханическое оборудование
ТМЦ	– трансформатор масляный с циркуляцией масла
ТН	– трансформатор напряжения
ТО	– техническое обслуживание
ТОиР	– техническое обслуживание и ремонт
ТПиР	– техническое перевооружение и реконструкция
ТрПВ	– трубопровод питательной воды

ТрПП	– трубопровод промежуточного перегрева
ТрППХ	– трубопровод промежуточного перегрева холодный
ТР ТС	– текущий ремонт тепловой станции
ТСН	– трансформатор собственных нужд
ТСР	– трансформатор собственных нужд рабочих
ТТ	– трансформатор тока
ТЭО	– технико-экономическое обоснование
ТЭС	– тепловая электрическая станция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УВП	– уплотнение вала и подшипника
УК СГК	– управляющий комитет Сибирской генерирующей компании
ФСС	– функциональная схема станции
ФХАМ	– физико-химический анализ масла
ХАРГ	– хроматографический анализ растворенных газов
ХВО	– химоводоочистка
ХОВ	– химически очищенная вода
ЦВД	– цилиндр высокого давления
ЦН	– циркуляционный насос
ЦНД	– цилиндр низкого давления
ЦСД	– цилиндр среднего давления
ШПП	– ширмовый пароперегреватель
ШР	– шинный разъединитель
ЩКА	– щеточно-коллекторный аппарат
ЭНИН	– Энергетический институт имени Г. М. Кржижановского
ЭСН	– электроснабжение
ЭФ	– электрофильтр
ЭЭС	– электроэнергетическая система
CIM	– Common Information Model (общая информационная модель)
DTI	– Digital Transformation Initiative (инициатива цифровой трансформации)
EAM	– Enterprise Asset Management
RCM	– Reliability Center Maintenance (Центр обслуживания, ориентированный на надежность)
PTC	– Parametric Technology Corporation
WQS	– Windchill Quality Solution

ВВЕДЕНИЕ

Техническая эксплуатация электро- и теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций (ТЭС) представляет собой целый комплекс мероприятий, проводимый обслуживающим персоналом и обеспечивающий надежное функционирование оборудования в строгом соответствии с установленными технико-экономическими показателями. Такие мероприятия включают в себя управление технологическими процессами работы энергетического оборудования, его регулярное техническое обслуживание и ремонт (ТОиР).

После выхода генерирующих компаний на оптовый рынок электроэнергии и мощности стали особенно актуальны вопросы надежности работы технологического оборудования тепловых электростанций. В результате появилась необходимость в проведении анализа надежности, а также управления надежностью энергетических объектов как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации. В монографии вместе с вопросами теоретической оценки надежности подробно представлен один из возможных подходов к созданию информационной системы риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования тепловых электростанций. Именно управление этими процессами обеспечивает нормативную надежность работы оборудования.

Монография написана по результатам хозяйственных и научно-исследовательских работ, выполненных коллективом сотрудников на кафедрах «Тепловые электрические станции» и «Электрические станции и электроэнергетические системы» Сибирского федерального университета, и может представлять интерес для специалистов энергетических предприятий, а также аспирантов и студентов вузов, обучающихся по энергетическим направлениям подготовки.

Авторы глубоко признательны дирекции и инженерно-техническому персоналу ООО «Сибирская генерирующая компания», в частности Красноярской ТЭЦ-2, АО «Енисейская территориальная генерирующая компания (ТГК-13)» и АО «Назаровская ГРЭС (НГРЭС)» за активное

участие в проведении научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, а также неоценимую поддержку при внедрении результатов исследований.

Авторы с благодарностью примут все замечания и пожелания по содержанию и качеству оформления работы, которые следует направлять по адресу: 660074, г. Красноярск, ул. Киренского, 26а, кафедра «Тепловые электрические станции» ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет».

Глава 1

СТАТИСТИКА ПОВРЕЖДЕНИЙ И ПРИЧИН ОТКАЗОВ В РАБОТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 года, к главным проблемам в сфере энергетической безопасности России относятся:

- ◆ высокая степень износа основных фондов топливно-энергетического комплекса (в электроэнергетике почти 60 %);
- ◆ низкая степень инвестирования в развитие отраслей топливно-энергетического комплекса (за последние 5 лет объем инвестиций в топливно-энергетический комплекс составил около 60 % от объема, предусмотренного Энергетической стратегией России на период до 2020 года);
- ◆ несоответствие производственного потенциала топливно-энергетического комплекса мировому научно-техническому уровню.

Обращается внимание на то, что ввод новых мощностей в электроэнергетике существенно отставал от прогноза, предусмотренного Энергетической стратегией России на период до 2020 года, и не в полной мере удовлетворял потребности современной растущей экономики.

Кроме того, в Энергетической стратегии отмечено снижение надежности электроснабжения, что обусловлено высоким износом основных производственных фондов и отсутствием необходимых инвестиций для их масштабного и своевременного обновления. Стратегическими целями развития электроэнергетики являются обеспечение надежности и безопасности работы системы электроснабжения России в нормальных и чрезвычайных ситуациях.

В Энергетической стратегии также указывается, что в большей части России генерация в полупиковой части графика нагрузок будет

обеспечиваться действующими тепловыми электростанциями (с их модернизацией) [1].

Эти подходы рассмотрены в программе модернизации электроэнергетики России, разработанной в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 года по заданию Минэнерго России под руководством АО «Энергетический институт (ЭНИИ) имени Г. М. Кржижановского» рядом ведущих научных и проектных организаций при участии инфраструктурных организаций отрасли (АО «Системный оператор единой энергетической системы (СО ЕЭС)», ПАО «Федеральная сетевая компания (ФСК) Единой энергетической системы», ПАО «Интер РАО»), энергетических компаний и энергомашиностроительных заводов.

1.1. Текущее состояние теплоэнергетического комплекса Российской Федерации

По данным В. А. Баринова, основу производственного потенциала российской электроэнергетики в настоящее время составляют более 700 электростанций общей мощностью около 230 ГВт, в структуре генерирующих мощностей электростанций России преобладают тепловые электростанции, доля которых в установленной мощности достигает 68,4 % [2]. С учетом сведений, представленных Э. П. Волковым с соавторами, по состоянию на 1 января 2018 года установленная мощность тепловых электростанций России составляла 155,4 ГВт [3].

При этом одной из основных проблем современной и перспективной деятельности электроэнергетики является быстрое нарастание износа оборудования, достигшего уже 60 % [4].

Согласно В. А. Баринову, 52 % оборудования тепловых электростанций отработало от 30 до 50 лет, а 7 % – более 50 лет (рис. 1.1, 1.2) [2]. По данным работ [3; 4], планируется вывод из эксплуатации (демонтаж, консервация) физически изношенного и морально устаревшего оборудования в период 2011–2020 годов в объеме 26,4 ГВт, в том числе по ТЭС – 22,7 ГВт (т. е. менее 15 % всех мощностей ТЭС); с 2021 по 2030 год – 55,7 ГВт (около 24 % всех мощностей), в том числе по ТЭС – 47,1 ГВт (35 % мощностей ТЭС); остальное оборудование будет продолжать работать. На сегодня существует два варианта развития технологической базы отрасли при одинаковом уровне полезного электропотребления [5]. В первом (инновационном) варианте предусма-

травляется интенсивное обновление тепловых электростанций с демонстрацией 22,1 ГВт устаревшего оборудования и доведением к 2020 году доли нового оборудования на ТЭС до 30 %, а по газомазутным ТЭС – до 38 %. При этом предполагается использование современных пылеугольных блоков [6–8] и парогазовых установок [9].

Второй (традиционный) вариант сохраняет сложившиеся до настоящего времени тенденции поддержания и развития технологической базы

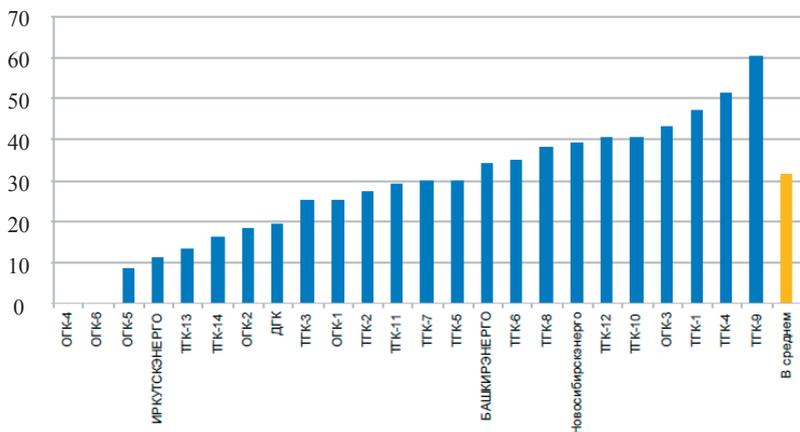


Рис. 1.1. Доля энергетических котлов старше 50 лет, %

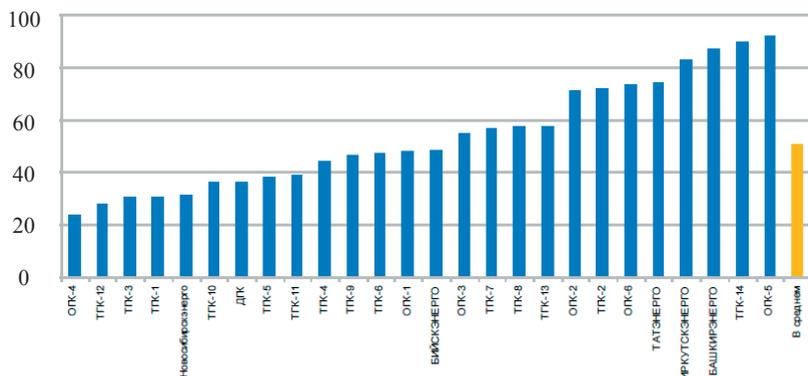


Рис. 1.2. Доля энергетических паровых турбин, отработавших от 30 до 50 лет, %

электроэнергетики в основном на освоенном оборудовании; он имеет низкие темпы обновления действующих мощностей ТЭС (объемы монтажа в 2,5 раза ниже, чем в инновационном варианте) и, соответственно, меньшие объемы ввода современного оборудования.

Согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭС), старение оборудования сопровождается снижением его надежности, ростом количества повреждений, следовательно, необходимо обеспечение надежности эксплуатации указанного выше парка оборудования независимо от его наработки. Для поддержания надежности требуется проведение своевременных ремонтов и технического обслуживания. Мировой опыт показывает, что внедрение риск-ориентированных подходов в управлении техническим состоянием энергетического оборудования, диагностика и устранение выявленных дефектов, замена и реконструкция отдельных узлов требуют значительно меньших затрат по сравнению с вводом новых мощностей [10]. В Правилах организации технического обслуживания и ремонта отмечено, что выполнение ремонтов оборудования и мониторинг его состояния – важное направление обеспечения надежности [11].

Г. Г. Ольховский полагает, что формирование мероприятий по повышению надежности энергетического оборудования, находящегося в эксплуатации, должно выполняться на основе анализа статистики повреждений однотипного оборудования, анализа надежности работы аналогичных узлов оборудования разных типоразмеров, результатов диагностирования элементов оборудования в процессе эксплуатации и ремонта.

В настоящее время получаемая информация об аварийности оборудования в энергетике, как правило, является неполной, укрупненной, дается от разных компаний в разном формате, без привязки к объектам или причинам, без оценки последствий отказов или времени восстановления; более того – используются разные критерии учета технологических нарушений [6].

На основе такой информации невозможно сформировать исчерпывающие данные о показателях надежности оборудования. Согласно работе [12], практически утрачен контроль над состоянием оборудования. Требуется учет уже разработанных подходов к решению вопросов обеспечения надежности и их совершенствование применительно к новым условиям развития и функционирования электроэнергетики.

Так, в 2015 году на Международном экономическом форуме была объявлена инициатива *цифровой трансформации (Digital Transformation Initiative – DTI)*, рассматривающая принципиально новые возможно-

сти для индустрии и бизнеса, связанные с использованием цифровых технологий. Цифровая трансформация экономики отраслей является логичным этапом развития мирового сообщества из-за развития и удешевления систем сбора, обработки, передачи и хранения разнородных данных. Позже были разработаны национальные программы цифровой трансформации, например: в России это национальная программа «Цифровая экономика Российской Федерации» (утвержденная распоряжением Правительства РФ от 28.07.2017 № 1632-р), в Нидерландах – Dutch Digitalization Strategy, в Германии – The Digital Strategy of the German government и т. д. [13].

Для повышения надежности энергетических объектов и решения задач цифровизации электроэнергетической отрасли инициировано создание ведомственной программы «Единая техническая политика – надежность электроснабжения». В работе [13] отмечается, что одной из важнейших задач этой программы является внедрение **риск-ориентированного управления** (новых моделей управления) технического состоянием оборудования, в частности:

- ◆ использование работающих в режиме реального времени систем оценки технического состояния основного технологического оборудования и объектов энергетики;

- ◆ создание аналитических продуктов для прогнозирования, нахождения, анализа и оценки рисков аварий на объектах электроэнергетики;

- ◆ создание систем планирования технических осмотров, ремонтов, модернизаций и реконструкций на основе продуктивной аналитики на уровне субъектов электроэнергетики;

- ◆ совершенствование системы формирования годовых графиков ремонтов технологических объектов на разном уровне Единой энергетической системы с учетом фактического технического состояния оборудования и технико-экономических параметров;

- ◆ применение дистанционной оценки готовности объектов и субъектов энергетики к зимнему отопительному сезону;

- ◆ создание системы поддержки принятия решений риск-ориентированного ситуационного управления.

В общем виде риск-ориентированный подход управления производственными активами представляет собой методологию, обеспечивающую целевое воздействие на производственные активы, основанное на анализе риска отказа оборудования с учетом прогнозируемых потерь и их значимости для достижения установленных показателей эффективности производства (рис. 1.3) [14].

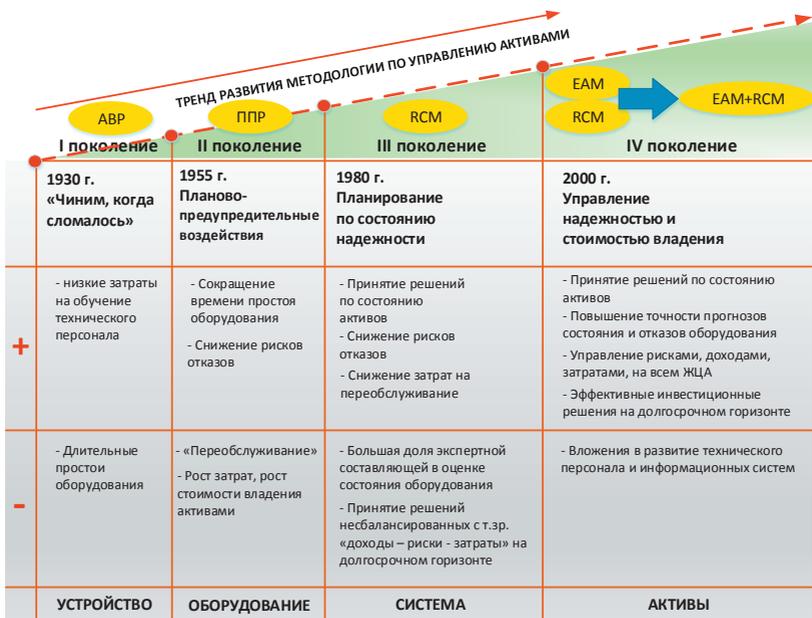


Рис. 1.3. Подходы к решению задачи управления активами

В соответствии с работой [12], *Enterprise Asset Management (EAM)* – методология решения стратегических задач предприятия по повышению эффективности производственных фондов и персонала, оптимизации затрат на эксплуатацию при минимуме рисков и требуемой производительности, повышению надежности, рациональному использованию технического ресурса и т. д.

Reliability Centered Maintenance (RCM) – методология, позволяющая определить требования по техническому обслуживанию (и ремонту) каждого производственного объекта в конкретной рабочей обстановке с целью обеспечения надежности критичных производственных и технологических процессов. Результат – возможность эффективно управлять рисками и сокращать расходы на ремонтную деятельность. Синтез систем EAM и RCM позволяет одновременно:

- ♦ оценить стоимость содержания активов;
- ♦ обеспечить эффективное экономическое управление активами на полном жизненном цикле;

♦ обеспечить поддержание производственной системы на заданном уровне надежности при оптимальных затратах.

Таким образом, риск-ориентированный подход позволяет оценить эффективность управления активами, так как обеспечивает оценку эффективности управления активами через эквивалент их стоимости.

Проблема надежности занимает одно из центральных мест в функционировании и планировании развития энергетических систем и электростанций. Это определяется высокой зависимостью нормальной жизнедеятельности значительного количества людей и других потребителей от надежности энергоснабжения. Зависимость становится настолько сильной, что нарушение энергоснабжения приводит к огромному материальному ущербу, в ряде случаев имеющему масштабы национального бедствия. Это подтверждают многочисленные аварии, в разное время происходившие в ряде городов.

С. А. Беляев с соавторами полагают, что укрупнение элементов электроэнергетической системы, увеличение единичных мощностей оборудования, повышение коэффициента использования может вызывать ощутимые последствия при аварии каждого элемента. Образование крупных энергообъединений, с одной стороны, обеспечивает большие возможности взаимопомощи при авариях, но с другой стороны, приводит к относительному возрастанию доли системных аварий, при которых нарушение влечет за собой цепочечное, каскадное развитие аварии, охватывающей все энергообъединение или значительную его часть. Существенно возрастают трудности управления большими системами, а свойство управляемости становится одной из важных характеристик надежности [15].

В пособии [15] представлено описание аварий, повлекших за собой отключение целого ряда станций и распад энергосистемы. Катастрофические аварии время от времени происходят в самых различных странах, где энергетика имеет разные формы собственности и различные формы управления. Крупные энергосистемы с разной структурой мощностей (ТЭС, ГЭС, АЭС) подвержены возникновению катастроф так же, как и небольшие.

Ежегодно на территории России фиксируются сотни аварийных ситуаций на электрических станциях. Этот опыт систематизируется и обрабатывается учеными. Опыт других энергетических объектов является важной составляющей при анализе надежности элементов электрических станций. В этой главе представлен анализ аварий и отказов оборудования электрических станций, расположенных на территории Россий-

ской Федерации. Данные получены за счет анализа и систематизации многочисленных литературных источников. Статистика причин отказов сформирована на основе опыта эксплуатации более чем 300 энергоблоков мощностью от 100 до 800 МВт, а также электротехнического оборудования целого ряда тепловых электрических станций. Интенсивность отказов основного технологического оборудования ТЭС представлена на рис. 1.4.



Рис. 1.4. Распределение отказов оборудования ТЭС по видам оборудования, %

Таблица 1.1

Показатели надежности энергоблоков по годам после наработки около 200 тыс. ч

Мощность энергоблока, МВт	Год	Частота отказов ω , 1/год	Время восстановления $T_{в}$, ч	Коэффициент готовности K_r , %
200	1	5,68	41	97,4
	2	4,71	31	98,3
	3	9,4	38	96
	4	6,6	37	97,3
	5	4,76	95	95
	6	13,9	82	88,4

Окончание табл. 1.1

Мощность энергоблока, МВт	Год	Частота отказов ω , 1/год	Время восстановления $T_{в}$, ч	Коэффициент готовности $K_{г}$, %
300	1	4,1	16	99,2
	2	7,1	18	98,4
	3	6,8	28	97,8
	4	6,9	25	98
	5	8,8	53	94,8
	6	9,2	57	94,3
500	1	16,2	42	92,7
	2	20,4	40	91,4
	3	26,5	46	88,1
	4	20,4	118	78,7
	5	18,6	79	85,7
	6	14,4	121	83,5

Среднестатистические показатели надежности энергоблоков по годам после наработки более 200 тыс. ч представлены в табл. 1.1. Сопоставление показателей надежности парогазовых установок (ПГУ) и паротурбинных энергоблоков мощностью 200–500 МВт приведено в табл. 1.2. Причинами вынужденных остановов ПГУ являются в основном отказы газовых турбин (табл. 1.3, 1.4).

Таблица 1.2

Показатели надежности ПГУ и паротурбинных блоков

Показатель готовности	ПГУ	Энергоблоки
Коэффициент готовности $K_{г}$, %	88,9	75–86
Коэффициент вынужденных простоев, %	7,5	6–7
Средняя наработка на отказ T_0 , ч	500–600	600–1 100

Таблица 1.3

Отказы элементов ПГУ

Элементы ПГУ, вызывающие отказ	Вынужденные остановы, %	
	по продолжительности	по числу
Газовые турбины (и их вспомогательные системы)	65,3 (61,4)	58,4 (50,1)
Котлы-утилизаторы (и их системы)	16,5 (22,8)	20,3 (28,5)
Паровые турбины (и их системы)	12,7 (8,2)	11,0 (15,0)
Общестанционное оборудование (устройства управления, циркуляционная система и т. п.)	5,4 (7,6)	11,0 (6,4)

Таблица 1.4

Отказы элементов газотурбинной установки (ГТУ)

Элементы ГТУ, вызывающие отказ	Число отказов	Продолжительность отказов, тыс. ч
Турбина	30	0,2
Компрессор	50	12,1
Ротор	40	1,1
Камера сгорания	210	8,0
Электрический генератор	120	19,5
Вспомогательное оборудование:		
механическое	690	16,8
электрическое	70	0,5
Устройства управления	1 100	17,9

На тепловой электростанции ведется учет аварий и отказов. Под *аварией* понимается такое нарушение режима ТЭС, когда энергопотребителям недоотпускается более 50 МВт·ч электроэнергии или более 500 МВт·ч теплоты. Отказом 1-й степени считается недоотпуск электроэнергии в размере 5–50 МВт·ч и теплоты 50–500 МВт·ч. К отказам 2-й степени относится недоотпуск электроэнергии менее 5 МВт·ч и теплоты менее 50 МВт·ч. Факт наступления аварии (недоотпуска электроэнергии) фиксируется Системным оператором Единой энергетической системы России [15].

Согласно СО 34.04.181–2003, аварии и отказы регистрируются оперативным персоналом в картах отказов. Каждая авария и отказ рас-

следуются с установлением причины и проведением конкретных мероприятий для предотвращения их в аналогичных случаях. Карты отказов для анализа поступают в энергоуправление и далее в техэнерго для ежегодной подготовки и издания сборников по обзору поврежденных энергооборудования ТЭС. С учетом результатов проведения расследований на ТЭС выполняются технологические и организационные мероприятия по предотвращению возникновения подобных аварий в будущем.

1.2. Статистика отказов теплотехнического оборудования

С. А. Беляев с соавторами типовые отказы теплотехнического оборудования предлагают классифицировать по следующим группам:

- ◆ из-за недостатка конструкции и низкого качества изготовления;
- ◆ ошибок эксплуатации;
- ◆ низкого качества монтажа;
- ◆ дефектов ремонта [15].

Недостатки конструкции обусловлены несовершенством конструкторской и нормативно-технической документации (НТД), методами расчета и математического моделирования, ошибками в расчетах.

Недостатки конструкции и изготовления обнаруживаются после 25–30 тыс. ч эксплуатации.

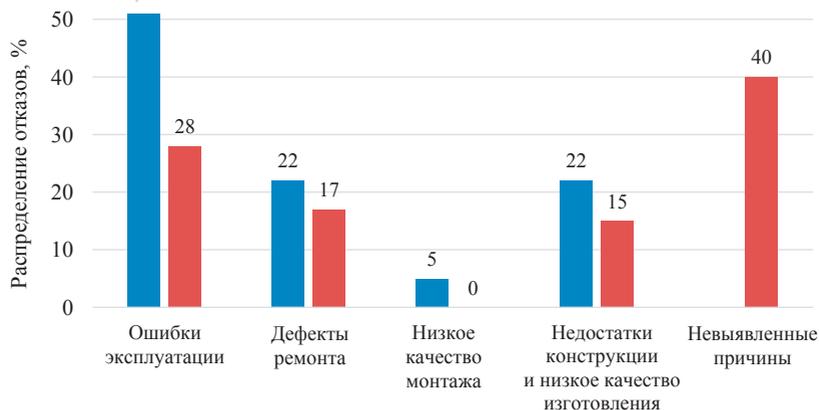


Рис. 1.5. Распределение причин отказов теплотехнического оборудования, %:
■ – котельное оборудование; ■ – турбинное оборудование

Отказы из-за ошибок эксплуатации происходят вследствие несоответствия условий работы энергооборудования проектным режимам, нарушений производственных инструкций, случайных ошибок вахтенного персонала [16]. Подробное распределение отказов теплотехнического оборудования представлено на рис. 1.5.

1.2.1. Статистика отказов котельного оборудования

С. А. Белов с соавторами отмечают, что эксплуатация котлов сопровождается сложными физическими и химическими процессами в пароводяном тракте, в газовоздушном тракте, в металле, из которого изготовлены элементы энергооборудования. Процессы горения, теплообмена, коррозии, образования отложений на поверхностях нагрева, изменения свойств и характеристик металла определяют в значительной степени показатели надежности котлов [15].

Как полагает Г. В. Ноздренко с соавторами, характерными отказами из-за недостатков проектирования на котлах являются большие тепловые разверки на поверхностях нагрева, ускоренный их золовой износ. Распространены нарушения процесса гибки, литья, термообработки деталей из жаропрочных сталей, сварки. Несоответствие фактических характеристик углей нормативным приводит к отклонению от заданных объемов продуктов сгорания и температуры на выходе из топки и, как следствие, – к нарушению работы конвективной части котла, увеличению золового износа. Низкое качество воды и пара вызывает резкое увеличение отложений, повышение температуры металла труб и их пережог [16]. Распределение отказов котлов представлено в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Распределение отказов котлов, %

Паропродуц-водительность, т/ч	Доля отказов из-за повреждений				
	экономайзера	топочных экранов	пароперегревателя	промпароперегревателя	прочих элементов
2 500–2 650	43,9	19,5	26,8	7,4	2,4
1 600–1 800	4,1	9,4	37,4	48,4	0,7
950–1 000	11,5	22,2	48,8	12,3	5,2
640–670	24,9	16,5	43,1	12,7	6,6
480–500	31,4	23,6	37,5	–	7,3
320–420	29,0	14,0	46,5	–	10,5
120–220	32,0	20,7	40,1	–	7,2

А. В. Бодров с соавторами систематизировали распределение интенсивности повреждений и отказов котельного оборудования (табл. 1.6, рис. 1.6) [17].

Таблица 1.6

Распределение отказов элементов котельного оборудования, %

Тип оборудования	Значение
Поверхности нагрева	79,2
Вспомогательное оборудование	3,5
Топливоподача, газопроводы	2,0
Регенеративные воздухоподогреватели	0,1
Обмуровка	0,3
Арматура	4,9
Автоматика	7,4
Прочее	2,6



Рис. 1.6. Распределение отказов котельного оборудования, %

Они констатировали следующее: трубы экранов в эксплуатации подвергаются действию лучистой энергии, коррозионно-активной среды продуктов сгорания топлива, что при малой скорости циркуляции и нарушениях водного режима приводит к их повреждениям и отказам в работе котлов. При этом качество воды и пара оказывает решающее влияние на повреждаемость поверхностей нагрева [16].

Статистика распределения причин отказов поверхностей нагрева котлов, согласно Э. П. Волкову с соавторами, представлена в табл. 1.7 и на рис. 1.7 [3].

Таблица 1.7

Распределение отказов поверхностей нагрева котлов, %

Элементы	Вид отказа			
	Технологические дефекты	Перегрев	Коррозионный износ	Исчерпание ресурсов эксплуатации
Топочные поверхности	20	54	25	1
Промежуточный пароперегреватель	28	50	1	21
Пароперегреватель	23	61	1	15
Ширмовый пароперегреватель	1	96	2	1
Экономайзер	25	24	50	1

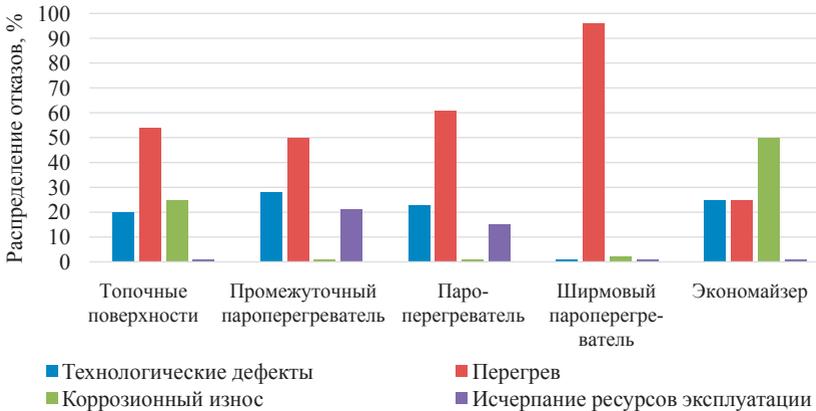


Рис. 1.7. Распределение отказов поверхностей нагрева, %

С. А. Беляев с соавторами отмечают, что заметное влияние оказывает приводящее к тепловым перекосам неравномерное поле температур по высоте газохода, в котором располагается пароперегреватель: тепловая нагрузка верхней и нижней части змеевиков может различаться на 20 %, а по ширине газохода – на 30 %. Пароперегреватели повреждаются еще и потому, что при длительных наработках времени при температурах выше 500 °С структура металла претерпевает изменения. Снижается его жаропрочность из-за процесса сфероидизации цемента

из пластинчатой структуры. Параллельно осуществляется переход легирующих элементов – молибдена и хрома – в карбиды. Появляются остаточные деформации и разрушения. На трубопроводах больше всего повреждаются гибы из-за коррозионно-усталостных процессов, а также из-за недостаточной компенсации температурных удлинений. К основным повреждениям запорной и регулирующей арматуры относятся дефекты в корпусах вентилях и задвижек, нарушения плотности [15].

Статистика распределения отказов котельного вспомогательного оборудования представлена в табл. 1.8 и на рис. 1.8.

Таблица 1.8

Распределение отказов котельно-вспомогательного оборудования [15], %

Оборудование	Значение
Дымосос	35–40
Дутьевой вентилятор	19–20
Регенеративный воздухоподогреватель	18–20
Шаровая барабанная мельница	10–12
Молотковая мельница	4–5
Питатели угля, транспортеры	3–14

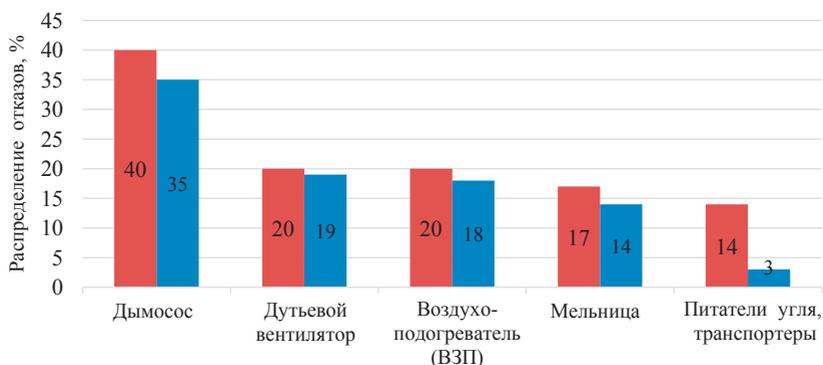


Рис. 1.8. Распределение отказов котельного вспомогательного оборудования, %:
■ – максимальный диапазон; ■ – минимальный диапазон

Отказы котельного вспомогательного оборудования происходят реже, чем отказы на поверхностях нагрева котла. Их доля составляет 20–22 % от отказов всего оборудования котельной [15].

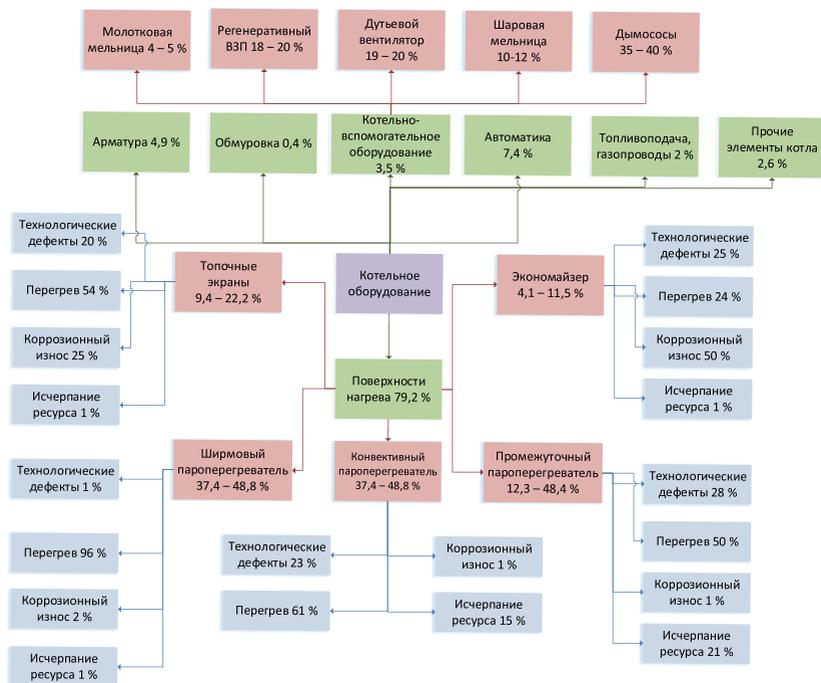


Рис. 1.9. Дерево причин аварийных отказов котельного оборудования

Дерево причин аварийных отказов котельного оборудования (рис. 1.9) показывает взаимосвязь отдельных видов оборудования с его вероятными отказами.

1.2.2. Статистика отказов турбинного оборудования

По сравнению с котлами отказы в работе турбин происходят значительно реже. В. Н. Родин с соавторами отмечают, что физико-химические процессы, приводящие к снижению уровня надежности деталей турбин, имеют много общего с процессами на элементах котлов: изменение свойств металла при больших наработках времени, эрозионные процессы. Однако даже серьезные повреждения корпусов цилиндров, стопорных и регулирующих клапанов не приводят к отказам. Аварийные ситуации возникают при поломке лопаток, неисправностях в си-

стеме регулирования, повреждениях подшипников. Они вызываются несовершенством технологии пусков, остановов и режимов разгрузки. Повреждение рабочих лопаток под действием потока влажного пара проявляется на последних ступенях части низкого давления турбин. Повреждение роторов обуславливается недостатками изготовления и нарушением режимов пуска и останова, которые приводят к возникновению остаточного прогиба [18].

В данной работе представлены результаты анализа причин отказов турбин и турбинного оборудования более чем по 800 паротурбинным установкам мощностью от 100 до 800 МВт разных типов и разных заводов-изготовителей, произошедших за последние 15 лет и вызвавших останов турбоагрегата, на основе обобщения статистического материала [18–22].

Для выполнения анализа все отказы турбин использованием методики [22; 23] подразделялись в соответствии с их причинами на следующие группы: повреждения проточной части, повреждения системы парораспределения, повреждения системы регулирования, повреждения подшипников, повреждения маслосистемы, повреждения трубопроводов и арматуры, повреждения прочих элементов.

Анализ повреждаемости узлов проводился отдельно для выборок по каждому типу турбин, представленных в табл. 1.9 (в таблице указан тип головного агрегата, а в графе «Количество» учтены также и все его модификации). Необходимо отметить, что среди однотипных турбин, входящих в одну анализируемую группу, имелись турбины разных модификаций с различной наработкой; кроме того, они отличались друг от друга качеством ремонта и условиями эксплуатации (износ оборудования, количество пусков, качество используемой воды и др.) [18].

Таблица 1.9

Типы и количество анализируемых установок

Тип турбоустановки	Количество	Тип турбоустановки	Количество
К-800-240 ЛМЗ	19	К-300-240 ХТЗ	76
К-500-240 ЛМЗ	6	К-150-130 ХТЗ	84
К-300-240 ЛМЗ	89	Т-250/300-240 ТМЗ	29
К-100-90 ЛМЗ	95	Т-175-130 ТМЗ	15
Т-180/210-130 ЛМЗ	17	Т-100-130 ТМЗ	190
К-500-240 ХТЗ	10	ПТ-135-130 ТМЗ	31

Результаты анализа показали, что доля отказов и доля времени восстановления из-за поврежденных элементов каждой группы практически для всех типов турбин (табл. 1.9) имеют близкие значения.

На рис. 1.10 представлены усредненные по всем типам анализируемого оборудования данные по распределению отказов турбин. Классификация сделана по основным видам причин отказов. Наибольшее число отказов приходится на повреждения систем регулирования и подшипников.

Ю. М. Бродов с соавторами делают вывод, что для отдельных типов турбин возможны отклонения от общей картины. Например, для турбин типа Т-175-130 и ПТ-135-130 ТМЗ наиболее характерны повреждения элементов проточной части – 40 % общего числа отказов (трещины в дисках, поломка лопаток, повреждения бандажных связей), а для турбины типа Т-100-130 ТМЗ – системы парораспределения – 20,6 % отказов (обрыв штоков клапанов, их изгиб, трещины в корпусах клапанов, повреждения сопловых коробок клапанов, дефекты кулачкового распределительного устройства) [19].

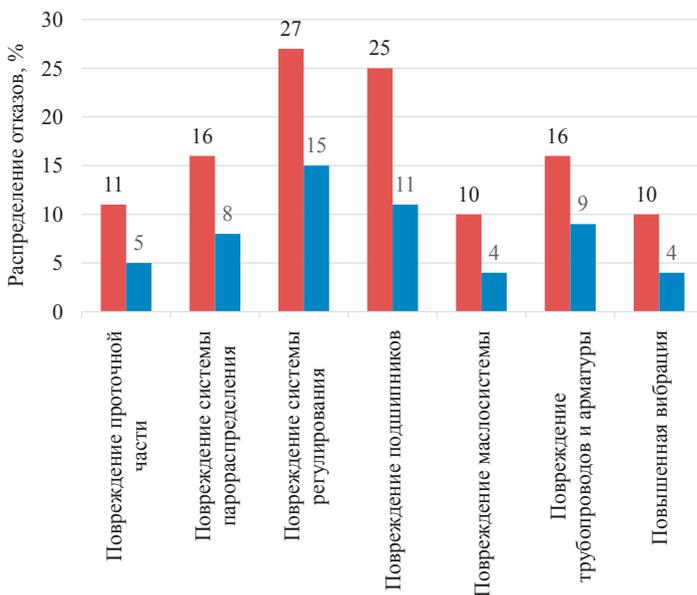


Рис. 1.10. Распределение причин отказов турбинного оборудования, %:
■ – максимальное значение; ■ – минимальное значение

Также согласно результатам их исследований для ряда турбин до 30 % неплановых остановов вызваны неудовлетворительным вибростоянием (низкочастотная вибрация, задевания в проточной части, разбалансировка, расцентровка, тепловой прогиб роторов и т. п.) [19].

Наибольшее время восстановления требуется при отказах из-за повреждений проточной части (повреждения элементов паровпуска, лопаточного аппарата, уплотнений, дисков, диафрагм и т. д.) и повреждений подшипников (повреждения баббита, повышенный нагрев, перекос подшипника) [18].

Ниже представлены результаты анализа наиболее часто встречающихся повреждений отдельных узлов турбин: роторов, подшипников, рабочих лопаток, элементов маслосистем и т. д.

В работе [18] при анализе повреждений ротора отдельно рассматривались следующие детали: вал ротора, муфты, диски, уплотнения, рабочие лопатки (рис. 1.11). Наибольшее число повреждений (46,8 %) приходится на долю рабочих лопаток. Повреждаемость вала ротора составляет 17 %; при этом 75 % повреждений вала ротора – это прогиб вала, который обычно сопровождается задеваниями в проточной части и повреждением гребней концевых уплотнений. «Наиболее частыми причинами прогиба ротора в анализируемых отказах были задевания ротора о неподвижные части вследствие коробления цилиндра при попадании влаги, значительных расцентровок, малых зазоров в уплотнениях, повышенного уровня вибрации; в 30 % случаев причина прогиба вала – заброс воды в проточную часть. Кроме того, характерным повреждением для роторов является образование трещин вала со стороны осевого канала, что, как правило, определяется усталостью металла» [18].

Ю. М. Бродов с соавторами считают, что большинство повреждений рабочих лопаток (до 64 %), распределение которых представлено на рис. 1.12, связано с обрывом пера рабочей лопатки в прикорневой зоне и в сечении отверстий под демпферную проволоку. В ряде случаев обнаружены трещины в лопатке (12 % общего числа повреждений рабочих лопаток) и повышенный эрозионный износ рабочих лопаток (8 % повреждений рабочих лопаток). Обрыв рабочих лопаток практически всегда сопровождаются заметными изменениями в состоянии турбины (рис. 1.13). В большинстве случаев (62 %) происходит изменение вибрационного состояния турбины [19].

В 14 % случаев повреждения рабочих лопаток сопровождаются шумом в проточной части. Еще одним распространенным признаком



Рис. 1.11. Распределение интенсивности отказов элементов ротора, %



Рис. 1.12. Распределение причин повреждений рабочих лопаток турбин, %

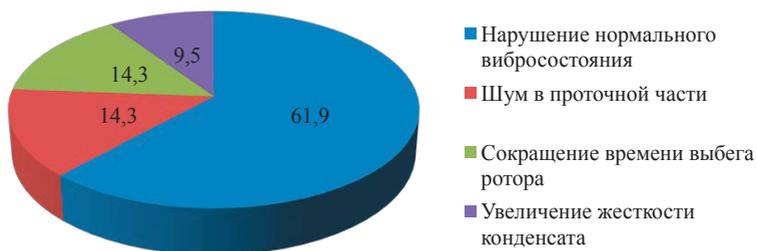


Рис. 1.13. Признаки, наблюдаемые при повреждении рабочих лопаток, %

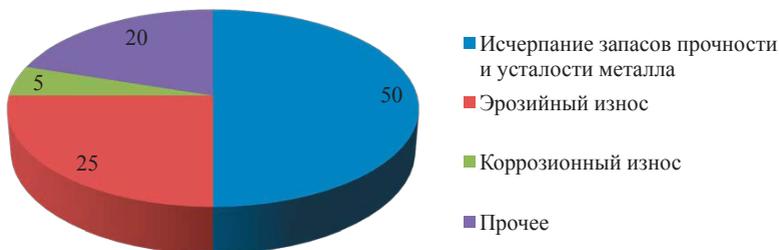


Рис. 1.14. Распределение причин повреждений рабочих лопаток, %

(до 10 % случаев) обрыва в основном лопаток части низкого давления является увеличение жесткости конденсата.

В 14 % случаев остановка турбин с поврежденными рабочими лопатками происходит сокращение времени выбега ротора (как правило, из-за высокого уровня вибрации). Во многих случаях эти признаки наблюдаются одновременно в различных комбинациях. Большинство дефектов рабочих лопаток (рис. 1.14) связано с исчерпанием запасов прочности и усталостью металла (50 % повреждений). Второй причиной дефектов является эрозионный износ входных и выходных кромок (25 % повреждений) [18].

Дерево причин аварийных отказов турбинного оборудования (рис. 1.15) показывает взаимосвязь отдельных видов оборудования с его вероятными отказами.

1.2.3. Статистика отказов вспомогательного тепломеханического оборудования

Ниже представлена статистика повреждений и отказов подшипников паровых турбин, маслосистемы, а также систем регулирования и парораспределения.

Статистика повреждений подшипников паровых турбин. Анализ причин и характера повреждаемости подшипников паровых турбин проводился отдельно для опорных, упорных и упорно-опорных подшипников, уплотняющих подшипников генератора. При этом повреждения опорных подшипников составляют 42 % от общего числа повреждений подшипников, а повреждения упорных (упорно-опорных) – 45 % [19].

Дефекты *опорных подшипников* (рис. 1.16) сводятся в основном к различным повреждениям баббита вкладышей. Наиболее часто

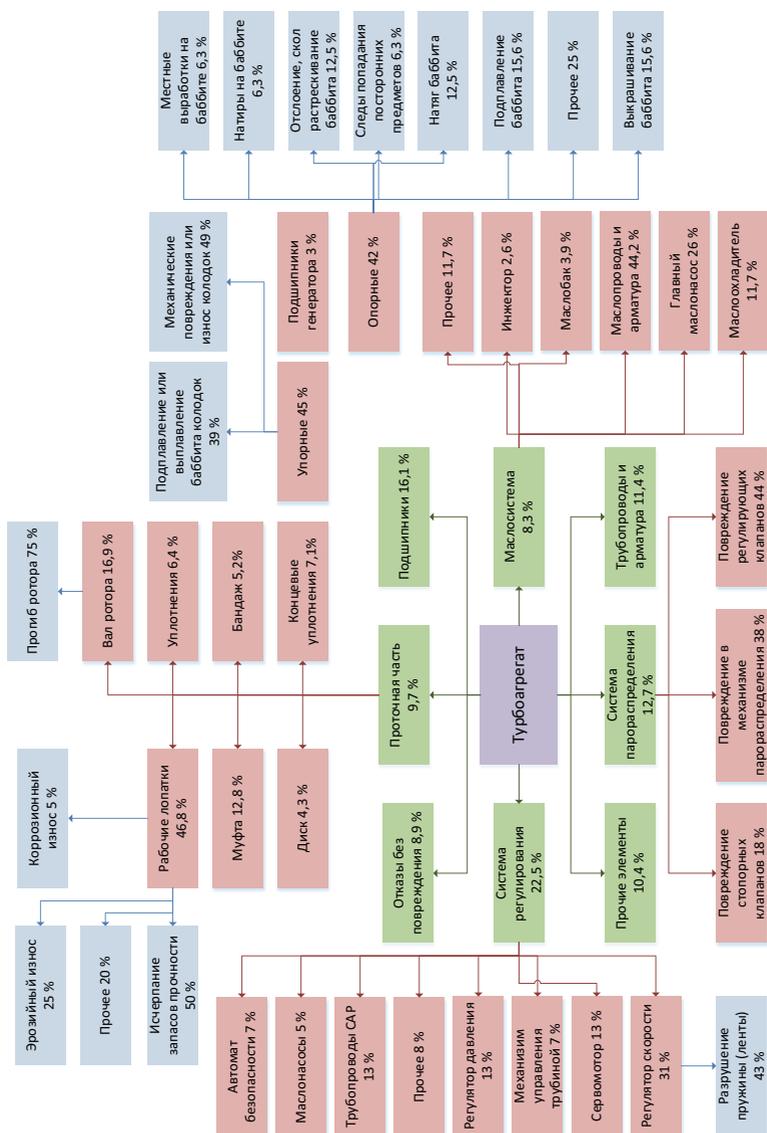


Рис. 1.15. Дерево причин отказов турбинного оборудования



Рис. 1.16. Распределение причин повреждений опорных подшипников, %

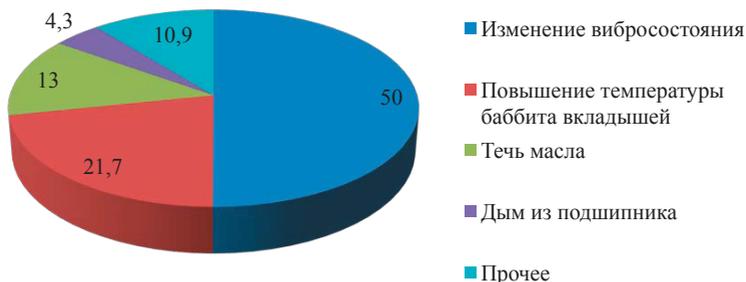


Рис. 1.17. Признаки, наблюдаемые при повреждении опорных подшипников, %

происходят: выкрашивание баббита (16 % всех повреждений); подплавление баббита (16 %); натяг (12,5 %); отслоение, скол, растрескивание (12,5 %).

Дефекты опорных подшипников сопровождаются заметными изменениями в состоянии турбоагрегата (рис. 1.17). Наиболее характерными признаками считаются: изменение вибросостояния подшипников (при 50 % повреждений); повышение температуры баббита (22 %), течь масла (13 %). Основными причинами повреждений опорных подшипников (рис. 1.18) являются проблемы с маслом – ухудшение маслоснабжения (30 % всех причин) и низкое качество масла из-за его обводнения (6 %). При этом ухудшение маслоснабжения происходило как из-за малой (меньше формулярной) величины зазоров в подшипнике, так и из-

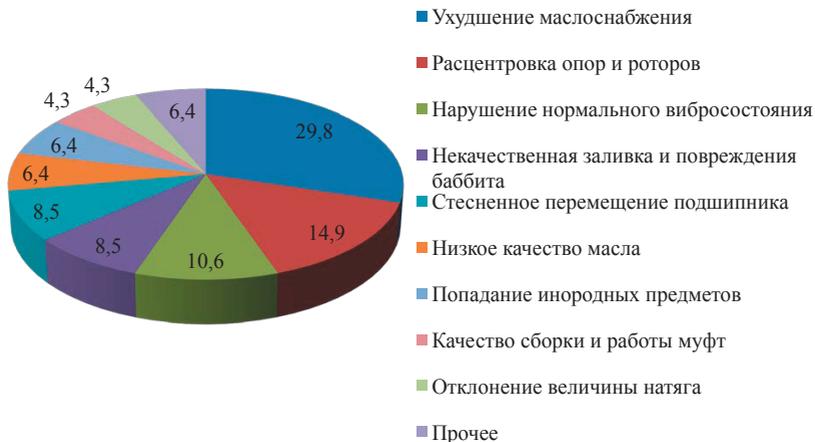


Рис. 1.18. Распределение причин повреждений опорных подшипников, %

за дефектов маслосистемы (прекращение подачи масла или временный срыв масляного клина из-за повреждения масляных насосов и их позднего включения, снижение давления масла, перекрытие напорных маслопроводов посторонним предметом) [18].

В работе [18] отмечалось, что в ряде случаев наблюдались значительные протечки масла из корпуса подшипника, их причиной были увеличенные зазоры по масляным уплотнениям подшипника, перекрытие посторонними предметами сливных маслопроводов и засорение дренажных отверстий.

При повреждениях *упорных* и *опорно-упорных подшипников* происходит в основном подплавление или выплавление баббита колодок (39 % повреждений), а также их механическое повреждение и износ (49 %). В большинстве случаев (64 %) повреждения упорных подшипников вызывают увеличение осевого сдвига ротора, часто до срабатывания защиты (рис. 1.19). Характерными признаками повреждений упорных подшипников являются также повышение температуры баббита упорных колодок (18 %) и увеличение уровня вибрации (12 %) [20].

В ряде случаев при повреждениях упорных подшипников все эти признаки наблюдаются одновременно. Причины повреждений упорных колодок представлены на рис. 1.20. Основная причина – увеличение осевого усилия (62 % повреждений). Причиной 13 % повреждений при-



Рис. 1.19. Признаки, наблюдаемые при повреждении упорных подшипников, %

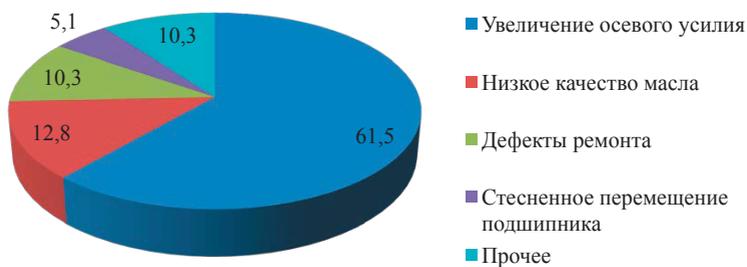


Рис. 1.20. Распределение причин повреждений упорных колодок, %

знается низкое качество масла из-за его обводнения. Третья по частоте проявления группа причин (10 %) связана с дефектами ремонта (высокие или малые натяги на сферу, неправильная подгонка вкладышей, неравномерное усилие на колодки).

На рис. 1.21 представлено распределение причин, вызывающих увеличение осевых усилий.

Уплотняющие подшипники генератора повреждаются в 13 % случаев от общего числа повреждений подшипников. Наиболее распространенный дефект уплотняющих подшипников – нарушение герметичности уплотнений, происходящее вследствие кратковременного заедания уплотняющего кольца водородных уплотнений, снижения давления масла на регулятор прижима, износа прижимных пружин, дефектов сборки масляных уплотнений. Такие повреждения сопровождаются течью масла из уплотнения, повышенным сливом масла с подшипников, утечками водорода. В отдельных случаях у уплотняющих подшипников наблюдались выплавление баббита и натирывания на упорном гребне [20].



Рис. 1.21. Распределение причин увеличения осевых усилий, %

Как показывает анализ, практически все повреждения подшипников и деталей роторов приводят к неплановому останову турбины. Только 12,5 % повреждений вала ротора и 28 % повреждений рабочих лопаток были обнаружены во время плановых ремонтов. Эти дефекты не вызывали заметного изменения в состоянии турбины. Среди них: трещины в осевом канале вала ротора, эрозионный износ рабочих лопаток, трещины в пере рабочей лопатки и отрыв части пера [21].

В ряде случаев были обнаружены одновременные повреждения подшипников и деталей ротора [22]. Например, вследствие заброса воды в проточную часть произошел прогиб ротора высокого давления и повреждение подшипников этого ротора.

Статистика повреждений и отказов маслосистемы. Как видно из рис. 1.18 и 1.19, значительное количество повреждений подшипников происходит из-за низкого качества масла и дефектов в системе маслоснабжения турбины. При анализе повреждаемости маслосистемы основное внимание уделялось тем повреждениям, которые влияют на надежность работы турбины и могут привести к возникновению дефектов и остановам турбины.

Наиболее повреждаемым элементом маслосистемы (рис. 1.22) являются маслопроводы (43 % повреждений). В работе [19] отмечается, что для маслосистемы характерны трещины, свищи, расхождения фланцев, истирания, механические повреждения и износ трубопроводов, дефекты прокладок. Вторым элементом по частоте повреждаемости (26 %) является главный масляный насос (повреждение вала маслососа, чаще всего излом на переходе фланец – вал, и рабочего колеса). До 12 % повреждений маслосистемы приходится на долю маслоохла-

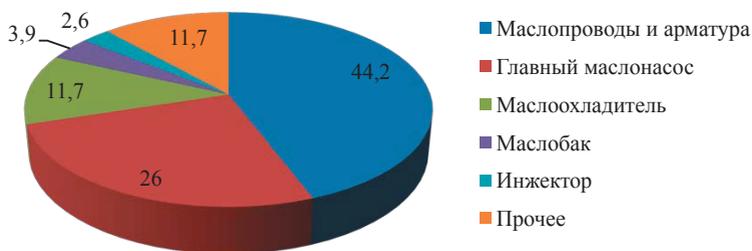


Рис. 1.22. Повреждаемость элементов маслосистемы, %

дителей (неплотности трубных систем, разрывы и свищи в трубках, повреждения трубных досок).

При этом анализ причин дефектов маслосистемы показал, что до 30 % дефектов обусловлены недостатками изготовления, монтажа и ремонта элементов маслосистем. Так, например, повреждения вала главного масляного насоса происходили вследствие утонения стенок фланцевого соединения, несоосности соединений вала турбины и маслонасоса, нарушения режима термообработки детали при изготовлении. Вторая распространенная причина (до 20 %) – исчерпание ресурса прочности материала. До 7,8 % дефектов связано с коррозионным износом [18].

Повреждения и отказы в работе системы маслоснабжения наиболее часто проявляются в течи масла (34,7 %), уменьшении давления масла (20,8 %), увеличении температуры и снижении уровня масла.

Статистика отказов в системах регулирования и парораспределения. Большинство из них приводит к неустойчивой работе системы автоматического регулирования (до 11 % отказов САР), самопроизвольному закрытию стопорных и регулирующих клапанов (до 43 % отказов САР), самопроизвольному сбросу нагрузки (15–20 % отказов САР). Один из наиболее повреждаемых элементов систем регулирования – регулятор скорости; 35,7 % его повреждений происходят вследствие излома ленты или пружины регулятора скорости, более 7 % – из-за попадания посторонних предметов и более 7 % – из-за износа золотников [19].

В работе [18] отмечается, что повреждения регулятора скорости возникают в основном из-за заноса шламом, примесями, бакелитом зазора золотник-букса, импульсных линий и другого, а также из-за дефектов изготовления и ремонта.

Отказы, вызванные повреждениями золотников и сервомоторов высокого давления и промперегрева, происходят обычно из-за попада-

ния посторонних предметов (грат, кусочки бакелита) в окна подачи масла на золотники и буксы (до 50 % повреждений), а также из-за износа деталей (золотников, штоков) при длительной эксплуатации (20 %) [21].

В «Обзорах повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1986–1995 годы» указывается, что до 15 % отказов систем регулирования вызваны повреждениями трубопроводов, происходящими вследствие наличия коррозии и раковин в металле; усталости металла из-за вибрационных нагрузок при неправильной трассировке трубопроводов; возникновения трещин; плохой сборки фланцев [22].

Достаточно часто встречаются повреждения регулирующих клапанов: обрывы штоков регулирующих клапанов, заклинивания регулирующего клапана, срыв резьбы на штоке и гайке регулирующего клапана, выпрессовка седла регулирующего клапана, самопроизвольное отворачивание стакана регулирующего клапана по резьбе и другие, происходящие из-за усталостного износа, дефектов изготовления, нарушений технологии при сборке, недостатков конструкции.

Статистика отказов вспомогательного оборудования турбин представлена на рис. 1.23, дерево причин отказов вспомогательного теплового оборудования ТЭС – на рис. 1.24.

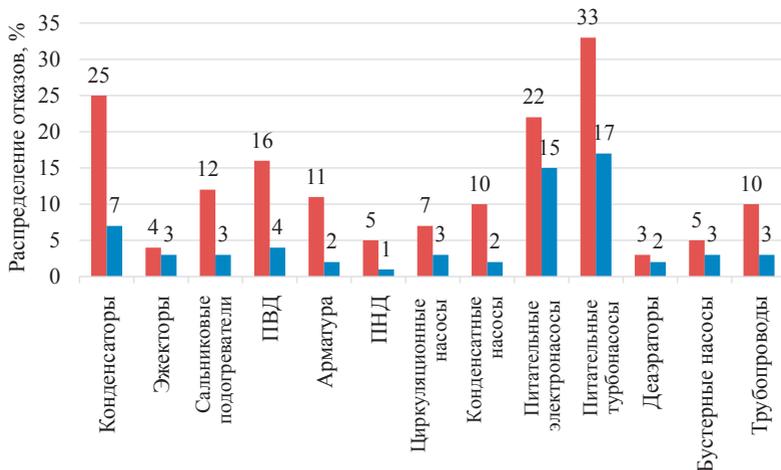


Рис. 1.23. Распределение отказов вспомогательного турбинного оборудования, %:
■ – максимальное значение; ■ – минимальное значение

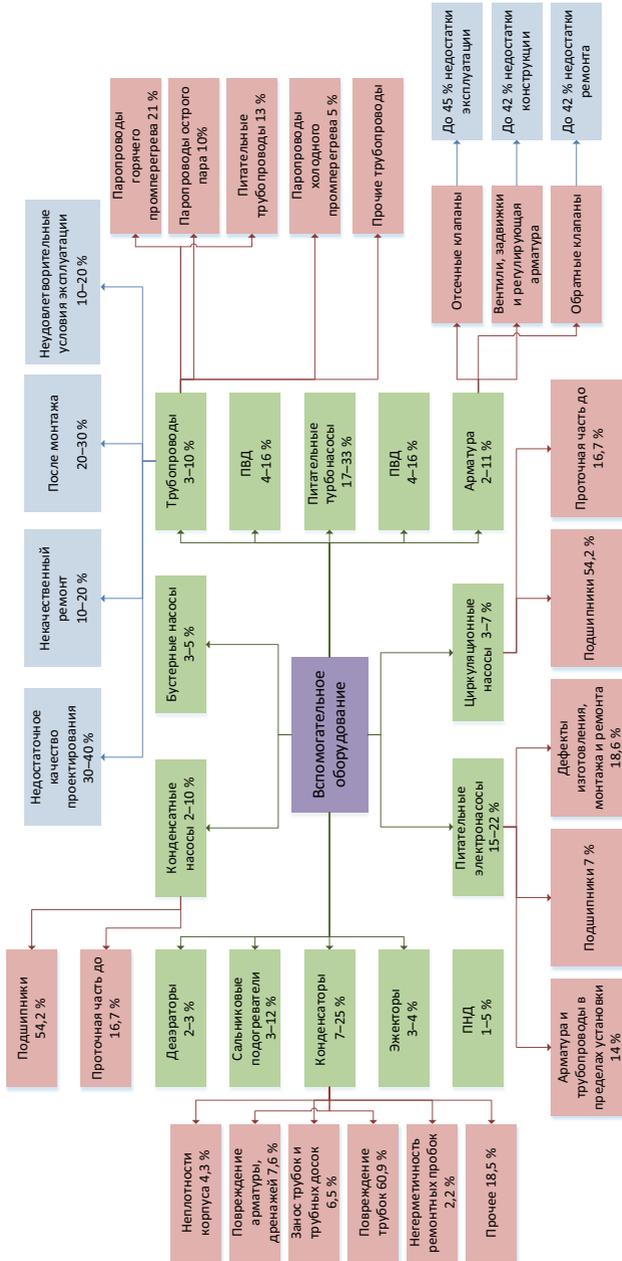


Рис. 1.24. Дерево причин отказов вспомогательного оборудования ТЭС

Таким образом, результаты анализа повреждаемости, представленные выше, показали, что ряд признаков характерен для повреждений большинства рассмотренных элементов. Кроме того, процессы, являющиеся признаками одного из повреждений, могут быть причинами других повреждений, например, изменение величины осевого сдвига ротора или увеличение уровня вибрации [21].

В большинстве случаев повреждения роторов, подшипников, маслосистем и других элементов приводят к отказу турбины и, как следствие, к неплановому останову.

1.3. Статистика отказов электротехнического оборудования

Электротехническое оборудование является важной составляющей в процессе производства тепловой и электрической энергии на ТЭС. Потеря электротехнического оборудования в случае аварийных отказов вызывает нарушение технологического цикла станции и может привести к потере энергоблока или отдельных потребителей.

На основе информации о технологических нарушениях в элементах электрических сетей с напряжением 6–500 кВ Объединенной энергетической системы Средней Волги (ОЭС СВ), приведенной в Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей [10], было получено распределение отказов электрооборудования электрических станций и подстанций (ПС) по классам напряжения (табл. 1.10). Сделан вывод, что с увеличением класса напряжения повышается надежность электрооборудования. На рис. 1.25 показаны соотношения частоты технологических нарушений работы различных элементов электрических станций и подстанций.

Таблица 1.10

Распределение технологических нарушений по классам напряжения оборудования электрических станций и подстанций

Напряжение электрооборудования ПС, кВ	10	110	220	500
Количество технологических нарушений, %	52	21,43	11,12	3,75

Согласно СО 34.04.181–2003 [11], анализ отказов электрооборудования позволил получить распределение отказов электрооборудования класса напряжения 6–10 кВ (табл. 1.11, рис. 1.26).



Рис. 1.25. Распределение по видам оборудования количества технологических нарушений (прямых и косвенных) оборудования класса напряжения 6–500 кВ ПС в ОЭС СВ, %

Таблица 1.11

Распределение количества технологических нарушений электрооборудования класса напряжения 6–10 кВ, %

Отказавший элемент оборудования	Значение
Комплектные выпрямительные устройства	15
Цепи воздушные и кабельные (ВК)	2
Разъединители, опорно-стержневые изоляторы	3
Трансформаторы тока	2
Собственные нужды	1
Выключатели	9
Устройства релейной защиты и автоматики (РЗА)	4
Маслонаполненное оборудование	12
Синхронные компенсаторы	4
Конденсаторы связи, высокочастотные (ВЧ) заградители	3
Разрядники, ОПН	24
Прочее	21

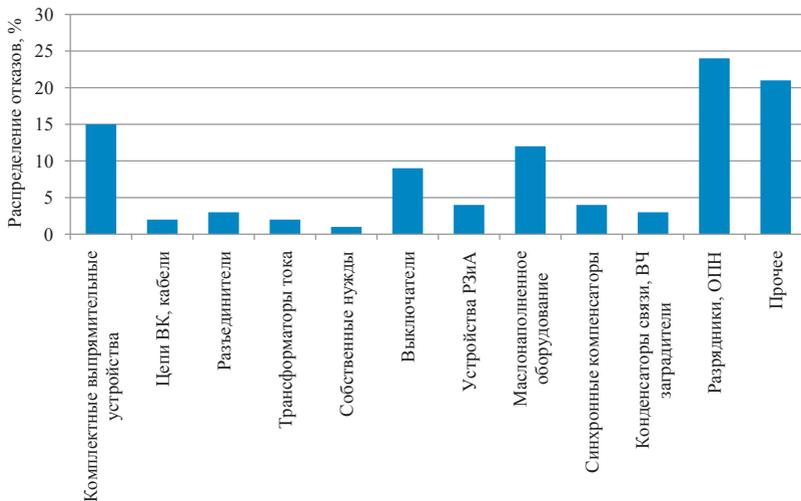


Рис. 1.26. Распределение технологических нарушений электрооборудования класса напряжения 6–10 кВ, %



Рис. 1.27. Распределение технологических нарушений маслонаполненного оборудования, %

Распределение технологических нарушений, приведенное в работах [19–24], также показывает, что наибольшее количество отказов имеют высоковольтные масляные выключатели (рис. 1.27).

В результате анализа литературных источников сформирован перечень электротехнического оборудования, подлежащий подробному рассмотрению:

- ◆ синхронный генератор;
- ◆ силовой трансформатор;

- ◆ масляные выключатели на 6 кВ;
- ◆ воздушные выключатели на 110–500 кВ;
- ◆ разъединители;
- ◆ изоляция опорно-стержневая и проходная;
- ◆ измерительные трансформаторы.

Анализ отказов прочего оборудования на основании литературных источников не целесообразен, так как приведет к увеличению размерности расчетной модели. Их рекомендуется учитывать только при выявлении аварийных событий по актам отказов, а также после анализа структурной надежности схемы выдачи мощности электростанции на определение слабых мест.

1.3.1. Статистика отказов синхронных генераторов

Анализ статистики и причин отказов синхронных турбогенераторов подробно исследован в работе Ю. Н. Самородова [25]. Автор выполнил технический и статистический анализ 576 актов расследования технологических нарушений в работе турбогенераторов и установил следующее: среднее арифметическое значение удельной повреждаемости турбогенераторов составило 7,81 % в год (примерно 8 повреждений в год на 100 работавших машин), а по конкретным типам турбогенераторов – от 1,94 % в год (машины типа Т2-12-2) до 153,33 % в год (машины типа ТВМ-500).

В работе статоров произошло 118 технологических нарушений (20,5 % от общего числа нарушений). Удельная повреждаемость составила 1,6 % в год в среднем по всем типам машин. Наиболее ненадежными были статоры у турбогенераторов типа ТЗВ-800-2, ТВМ-500, ТГВ-500. У машин типа ТВВ-800, ТГВ-200-М и ТГВ-200-2М, ТЗВ-63-2, Т-32-2В3 удельная повреждаемость статоров была повышенной [25].

Согласно данным Ю. Н. Самородова, безаварийно работали статоры в генераторах ТГВ-300, ТВМ-300, ТВВ-160-2Е, ТВ2-150-2, ТВФ-63-2Е, ТВ-50, ТВС-32; конечно, в них были дефекты, но они не успели привести к технологическим нарушениям в работе прежде, чем генератор был выведен в ремонт [25].

Причинами нарушений в работе статоров явились дефекты 14 сборочных единиц, в том числе (рис. 1.28): выводов (43 %), стержней обмоток и соединительных шин (29 %), систем охлаждения обмоток (12 %), систем крепления обмоток (8 %), сердечников (8 %).



Рис. 1.28. Распределение причин отказов статоров турбогенераторов, %

Согласно работе [25], к *основным дефектам выводов* относятся:

- ◆ применение уплотнительных элементов, изготовленных из резины низкого качества;
- ◆ неправильная установка резиновых уплотнительных элементов при ремонтах;
- ◆ ослабление крепления фланца вывода к корпусу генератора;
- ◆ увлажнение изоляции выводов.

Основными дефектами стержней являются:

- ◆ заводской технологический дефект корпусной изоляции;
- ◆ истирание изоляции и полых проводников;
- ◆ увлажнение изоляции;
- ◆ излом, трещина, забоина корпусной изоляции;
- ◆ нарушение герметичности системы водяного охлаждения обмотки статора [25].

Представленные выше нарушения приводили к таким наиболее типичным последствиям, как пробой изоляции на землю (22,9 %), межфазное короткое замыкание (16,9 %), течи дистиллята (19,8 %), утечка водорода (34,2 %), расплавление контактных соединений, снижение сопротивления изоляции и т. п. – 6,2 %.

Кроме того, в работе роторов наблюдалось 74 технологических нарушения (12,8 % от общего числа нарушений). Удельная повреждаемость составила в среднем 1,0 % в год. Наиболее ненадежными были роторы у турбогенераторов типа ТВВ-800Е, ТВМ-500, ТГВ-500, ТВМ-300. У машин типа ТЗВ-800-2, ТГВ-300, ТЗВ-63-2, Т-32-2В3, а также новых типов удельная повреждаемость роторов была повышенной. Безаварийно работали роторы в генераторах ТВВ-320-2, ТВВ-160-2Е, ТЗВ-110-2 и ТЗВ-63-2, ТВ2-100-2, ТВФ-63-2Е, ТЗВ-110-2 и ТЗВ-63-2, ТВ-50, ТГВ-25, Т2-25-2, Т2-12-2, Т-6-2 и Т2-6-2, а также в машинах инофирм;

конечно, в них были дефекты, но они не успели привести к технологическим нарушениям в работе прежде, чем генератор был выведен в ремонт [25–27].

Причинами нарушений в работе роторов явились дефекты 7 сборочных единиц, в том числе: катушек обмоток (33,8 %), контактных колец (27,0 %), токоподводов (25,7 %), бандажных колец (5,4 %), остальное (8,1 %), рис. 1.29 [25].

К основным дефектам обмоток, приводивших к нарушениям работы турбогенератора, относятся:

- ◆ увлажнение изоляции витков обмотки;
- ◆ загрязнение корпусной изоляции;
- ◆ усталостные трещины на витках катушек;
- ◆ нарушение паек;
- ◆ эрозийный износ медных втулок водоподвода системы охлаждения обмотки.

Л. А. Белова, Л. С. Линдорф, Л. Г. Мамиконянц считают, что *основная причина повреждений токоподводов* – нарушение требований и норм Типовой инструкции по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата, в том числе:

- ◆ низкое качество контакта между шиной и токоведущим болтом;
- ◆ низкое качество контакта между токоведущим болтом и токоведущим стержнем.

Основными причинами повреждений контактных колец являются:

- ◆ ослабление посадки кольца;
- ◆ загрязнение изоляции;
- ◆ повышенная вибрация хвостовика вала ротора.

Основная причина повреждений бандажных колец – коррозионное растрескивание.

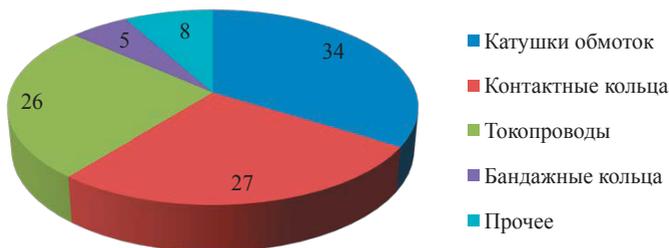


Рис. 1.29. Распределение причин нарушений в работе роторов турбогенераторов, %

Нарушения приводили к следующим наиболее типичным последствиям:

- ◆ расплавление токоподводов – 20,2 %;
- ◆ снижение сопротивления изоляции и замыкание на корпус – 18,6 %;
- ◆ повышение вибрации – 13,6 %;
- ◆ витковое замыкание с локальным расплавлением – 8,5 %;
- ◆ расплавление или разрыв витков – 8,5 %;
- ◆ повреждение контактных колец – 6,8 %;
- ◆ повреждение бандажных колец – 5,1 %;
- ◆ течи дистиллята – 10,2 %;
- ◆ утечка водорода – 5,1 %.

Доля остальных последствий (повреждение изоляции, круговой огонь и т. п.) составила 3,4 % [28].

Также эти авторы отмечают, что на ряде электростанций возникавшие технологические нарушения в работе турбогенераторов создавали опасность взрыва и/или пожара в 23 % случаев от общего числа технологических нарушений (576 событий), в том числе:

- ◆ из-за межфазных коротких замыканий в обмотках статоров – 3,5 %;
- ◆ утечки водорода – 14,4 %;
- ◆ течей турбинного масла – 2,4 %;
- ◆ повреждения бандажных и контактных колец – 1,5 %;
- ◆ местного возгорания (угольной пыли, деталей автомата гашения поля (АГП) и т. п.) – 1,2 %.

На ряде электростанций технологические нарушения в 17,5 % случаев вызывали длительный ремонт турбогенераторов, в том числе:

- ◆ из-за коротких замыканий в обмотках статоров – 8,2 %;
- ◆ расплавления токоподводов в роторах – 2,6 %;
- ◆ витковых замыканий с локальным расплавлением, расплавления или разрыва витков катушек обмоток роторов – 2,2 %;
- ◆ возникновения кругового огня в щеточно-контактных аппаратах – 4,5 % [28].

Согласно работе [29], из-за попадания пыли на детали узлов и систем (во время строительно-ремонтных работ в машзале) произошло 34 технологических нарушения, из-за попадания воды – 8, из-за применения некачественной резины для изготовления уплотнений – 24, из-за неправильной установки резиновых уплотнений – 7, из-за установки некачественных щеток – 28, из-за неправильной установки щеток – 10. Всего по этим причинам произошло 111 нарушений за 5 лет, что составило 19,3 % от общего числа.

Анализ аварийности турбогенераторов марки ТВВ-160-2ЕУЗ.

Всего в эксплуатации находился 21 турбогенератор типа ТВВ-160-2Е на 15 электростанциях. За 2001–2005 годы произошло 10 технологических нарушений, в том числе (рис. 1.30): в уплотнении вала и подшипнике (УВП) – 4 (40 %), в оборудовании системы возбуждения (ОСВ) – 1 (10 %), в щеточно-коллекторном аппарате (ЩКА) – 3 (30 %), в газо- и воздухоохладителе (ГВО) – 1 (10 %), в возбудителях – 1 (10 %). Не было нарушений в работе статоров, роторов, прочих узлов и систем.

Удельная повреждаемость машин типа ТВВ-160-2Е была повышенной и составила $9,52 \cdot 10^{-2}$ год⁻¹ при средней величине по всем типам турбогенераторов $7,81 \cdot 10^{-2}$ год⁻¹ и минимальной $1,94 \cdot 10^{-2}$ год⁻¹ по парку турбогенераторов типа Т2-12-2.

В работе УВП произошло четыре технологических нарушения только в уплотнениях вала, причинами которых явились:

- ◆ дефекты регулятора перепада давления масла (РПД) – 2 случая;
- ◆ дефекты маслопровода – 1 случай;
- ◆ низкое качество масла – 1 случай.

Дефекты вызывали работу защиты от снижения уровня масла в демпферных баках.

В работе ОСВ произошло одно технологическое нарушение, причиной которого явился дефект системы автоматического регулирования возбуждения (АРВ). Дефект вызывал асинхронный режим.

В работе ЩКА произошло три технологических нарушения, причинами которых стали:

- ◆ низкое качество щеток – 2 случая;
- ◆ дефекты токоподвода – 1 случай.

Дефекты вызывали сильное искрение (1 случай) и асинхронный режим (2 случая).

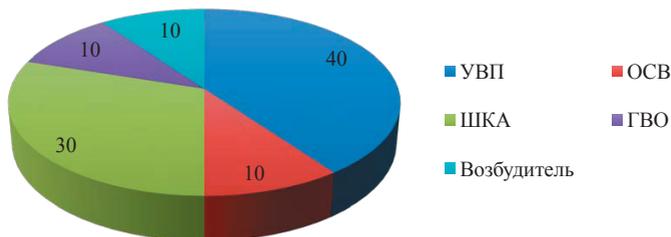


Рис. 1.30. Распределение нарушений по узлам и системам турбогенераторов типа ТВВ-160-2ЕУЗ

В работе газоохладителей генератора произошло одно технологическое нарушение, причиной которого явилось низкое качество материала уплотнения. Дефект вызывал утечку водорода.

В работе возбуждителей произошло одно технологическое нарушение, причиной которого стал дефект якоря, обусловивший асинхронный режим.

Анализ аварийности турбогенераторов марки ТВФ-120-2. Всего в эксплуатации находилось 173 турбогенератора типа ТВФ-120-2 на 81 электростанции. За наблюдаемый период произошло 63 технологических нарушения, в том числе (рис. 1.31): в статорах – 12, в роторах – 19, в УВП – 13, в ОСВ – 11, в ЩКА – 1, в ГВО – 2, в возбуждителях – 3, в прочих узлах и системах – 2.

Удельная повреждаемость машин типа ТВФ-120-2 была пониженной и составила $7,17 \cdot 10^{-2}$ год⁻¹ при средней величине по всем типам турбогенераторов $7,81 \cdot 10^{-2}$ год⁻¹ и минимальной $1,94 \cdot 10^{-2}$ год⁻¹ по парку турбогенераторов типа Т2-12-2.

В работе статоров произошло 12 технологических нарушений, причинами которых явились:

- ◆ низкое качество материала уплотнений выводов – 8 случаев;
- ◆ дефекты системы изоляции обмотки статора – 1 случай;
- ◆ дефекты системы крепления лобовых частей обмотки статора – 1 случай;
- ◆ низкая плотность прессовки активной стали – 1 случай;
- ◆ дефекты контактного соединения – 1 случай.

Дефекты вызывали: межфазное замыкание – 1 случай; работу дифференциальной защиты – 1 случай; пробой на землю – 2 случая; утечку водорода – 8 случаев.

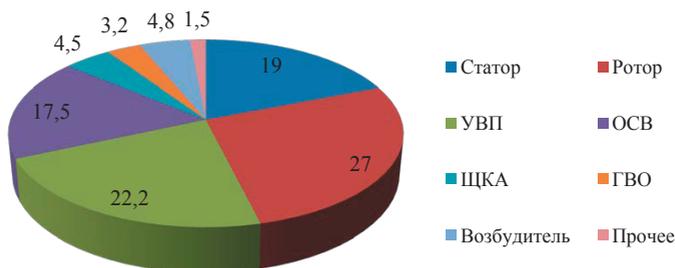


Рис. 1.31. Распределение нарушений по узлам и системам турбогенераторов типа ТВФ-120-2, %

В работе роторов произошло 19 технологических нарушений, причинами которых стали дефекты:

- ◆ токоподвода – 9 случаев;
- ◆ контактных колец – 7 случаев;
- ◆ изоляции обмотки и токоподвода – 3 случая.

Дефекты вызывали: асинхронный режим – 2 случая; качания токов и мощности – 1 случай; повышенное искрение – 3 случая; круговой огонь – 3 случая; повышенную вибрацию контактных колец – 7 случаев; снижение сопротивления изоляции обмотки – 3 случая; замыкание обмотки на корпус – 1 случай.

При этом в 9 случаях произошло расплавление токоподводов.

В работе УВП произошло 13 технологических нарушений, в том числе в уплотнениях вала – 6, в подшипниках генератора – 4, в подшипнике возбудителя – 1, в маслосистемах – 2. Причинами явились:

- ◆ низкое качество материала уплотнений – 5 случаев;
- ◆ дефекты вкладышей – 2 случая;
- ◆ дефекты затвора газового – 1 случай;
- ◆ дефекты уплотняющего кольца – 1 случай;
- ◆ дефекты корпуса торцевого уплотнения – 1 случай;
- ◆ низкое качество противосифонного клапана – 2 случая;
- ◆ несоблюдение зазоров – 2 случая.

Дефекты вызывали: повышение температуры – 5 случаев; течь масла – 6 случаев; понижение уровня масла в дренажном баке (ДБ) – 2 случая.

В работе ОСВ произошло 11 технологических нарушений, причинами которых явились:

- ◆ дефекты АГП – 2 случая;
- ◆ дефекты АРВ – 2 случая;
- ◆ дефекты изоляции силового кабеля – 1 случай;
- ◆ дефекты системы охлаждения оборудования выпрямительной установки – 2 случая;
- ◆ дефекты выпрямительной установки – 3 случая;
- ◆ недопустимое снижение напряжения в сети 110 кВ – 1 случай.

Дефекты вызывали: асинхронный режим – 4 случая; снижение сопротивления изоляции – 3 случая; замыкание на землю – 1 случай; истирание изоляции кабеля – 2 случая; качания токов и мощности – 1 случай.

В работе ЩКА произошло одно технологическое нарушение, причиной которого явилось попадание постороннего предмета в ЩКА.

При нарушении отмечалось снижение сопротивления цепей возбуждения – 1 случай.

В работе газоохладителей генератора произошло два нарушения, причинами которых стали:

- ◆ дефекты трубок – 1 случай, пробоя изоляции не было;
- ◆ низкое качество материала прокладки трубопровода воды – 1 случай.

При нарушениях вода попала: в статор – 1 случай; на трансформатор системы возбуждения, вызвав витковое замыкание в его обмотке, – 1 случай.

В работе возбуждителей произошло три технологических нарушения, причинами которых явились дефекты:

- ◆ полумуфты – 2 случая;
- ◆ торсионного вала – 1 случай.

Дефекты вызывали: работу защиты – 1 случай; появление дыма – 1 случай; металлический скрежет – 1 случай.

В работе прочих узлов и систем произошло два нарушения, причинами которых явились дефекты:

- ◆ газовой импульсной линии – 1 случай;
- ◆ шинпровода – 1 случай.

Дефекты вызывали: утечку водорода – 1 случай; замыкание на землю – 1 случай.

1.3.2. Статистика отказов силовых трансформаторов

Классификация отказов силовых трансформаторов и автотрансформаторов в литературных источниках осуществляется по напряжению высокой стороны до 100 и свыше 100 кВ. Анализ литературных источников позволил выявить распределение числа отказов (в процентах) между элементами конструкции трансформаторов с различным высшим напряжением.

Было проанализировано 712 отказов и технических нарушений силовых трансформаторов напряжением 35–750 кВ за период в четыре года по актам, поступившим в Департамент генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО «ЕЭС России» [30]. В табл. 1.12 приведено распределение повреждений силовых трансформаторов по узлам и классам напряжений.

Анализ сведений, представленных в табл. 1.12, 1.13, показывает, что основную долю в отказах силовых трансформаторов и автотрансформаторов свыше 100 кВ дает наличие регулирования напряжения трансформатора (РПН) [30].

Таблица 1.12

Распределение поврежденных силовых трансформаторов класса напряжения 110 кВ и выше по узлам за период с января 1997 года по ноябрь 2000 года

Узел или причина повреждения	Количество	%
Обмотки	43	13
Магнитопровод	0	0
Система охлаждения	16	5
РПН	61	18
Вводы	77	23
Течь масла	35	10
Упуск масла	75	22
Вандализм	31	9
<i>Итого</i>	338	100

Таблица 1.13

Распределение отказов по элементам конструкции трансформаторов, %

Элемент	Класс напряжения, кВ	
	до 100	свыше 100
Витковая и продольная изоляция	60	25
Вводы	1	13
Переключатели	–	27
Баки, прокладки, система охлаждения	1	2
Главная изоляция	19	16
Отводы, контакты	–	6
Магнитопроводы	16	11

Второй наиболее часто встречающейся причиной отказов трансформатора можно признать отказ ввода трансформатора. Третьей причиной является нарушение герметичности бака трансформатора, а четвертой – отказ обмотки, которая напрямую связана с отказом витковой и продольной изоляции.

Анализ литературных источников [30–36] позволил составить таблицу основных повреждений силовых трансформаторов и их высоковольтных вводов (табл. 1.14).

Таблица 1.14

Основные повреждения трансформаторов и высоковольтных вводов

Узел	Повреждение	Причина возникновения повреждения	Характер и последствия развития повреждения
Обмотка	Выгорание витковой изоляции и витков обмотки	Длительное неотключение короткого замыкания (КЗ) на стороне низшего напряжения трансформатора	Выгорание витковой изоляции и витков, разложение масла, расплавление и разбрызгивание меди и разрушение изоляции
	Деформации обмотки	Недостаточная электродинамическая стойкость обмоток к токам КЗ	Повреждение изоляции вследствие деформации обмоток с возможным повреждением трансформатора
	Увлажнение и загрязнение изоляции обмоток	Нарушение герметичности трансформатора	Снижение электрической прочности масляной изоляции и пробой первого масляного канала, что может вызвать: развитие «ползущего разряда», ионизационный пробой витковой изоляции за счет вытеснения масла водяным паром из капилляров изоляции, повреждение трансформатора
Магнито-провод	Износ изоляции обмоток	Снижение механической прочности изоляции обмоток	Разрушение изоляции обмоток с последующим возникновением виткового замыкания или замыкания на другую обмотку при умеренном сквозном токе КЗ с внутренним повреждением трансформатора
	Дефект изготовления опорной обмотки	Касание петель грозуопорных обмоток разделяющей перегородки	В условиях вибрации трансформатора истирание изоляции петель и развитие пробоя
Магнито-провод	Перегрев магнитопровода	Образование короткозамкнутого контура в магнитопроводе	Оплавление стали магнитопровода, пожар в железе, разложение масла

Продолжение табл. 1.14

Узел	Повреждение	Причина возникновения повреждения	Характер и последствия развития повреждения
Система охлаждения	Нарушение охлаждения трансформатора	Повреждение маслонасосов	Нарушение охлаждения трансформатора и загрязнение механическими примесями
		Засорение труб охладителей	Перегрев трансформатора
Переключатели ответственных РПН	Нарушение контактов в РПН	Искрение, перегрев, оплавление и выгорание контактов. Подгар токов ограничивающих сопрогивлений	Неработоспособность РПН
	Нарушение перегородки, изолирующей бак расширителя РПН от бака трансформатора	Дефект изготовления	Загрязнение масла трансформатора, снижение его электрической прочности, усложнение диагностики трансформатора
	Механическая неисправность РПН	Износ элементов кинематической схемы	Обгорание контактов переключателей
	Нарушение герметичности бака контактора	Увлажнение бакелитового цилиндра контактора	Внутреннее дуговое КЗ по увлажненным слоям бакелитовой изоляции бака РПН
	Нарушение герметичности	Подсос воздуха через сальники задвижек. Нарушение герметичности гибкой обложки расширителя, неисправность воздухоосушителя	Проникновение атмосферной влаги и воздуха, ослабление электрической прочности изоляции
Прочие узлы	Нарушение контактных соединений отводов, демпферов и др.	Дефект монтажа и наладки	Перегрев контактов, загрязнение контактов продуктами разложения изоляции и масла

Окончание табл. 1.14

Узел	Повреждение	Причина возникновения повреждения	Характер и последствия развития повреждения
Прочие узлы	Течь масла через резиновые прокладки в месте соединения бака с выхлопной трубой, из-под разъема крепления ввода	Дефекты монтажа, ремонта и эксплуатации	Спуск масла из трансформатора
Высоковольтные негерметичные вводы	Увлажнение и загрязнение изоляции негерметичных вводов	Проникновение атмосферной влаги во ввод, образование примесей в масле ввода	Создание условий для развития теплового и электрического пробоя изоляции ввода

Виды отказов сильно зависят от режимов работы трансформаторов (т. е. фактически от потребителей, к которым он подключен). Так, например, на ТЭЦ часто фиксируется подгорание изоляции (высокие уровни концентрации СО в трансформаторном масле) в зимний период, что обусловлено необходимостью выработки большого количества электрической энергии для поддержания требуемой тепловой нагрузки. При необходимости питания тяговой подстанции, расположенной в непосредственной близости, могут возникать неисправности РПН, обусловленные необходимостью постоянно регулировать изменения напряжения, вызываемые движением электропоездов.

1.3.3. Статистика отказов вспомогательного электротехнического оборудования

Ниже представлена статистика отказов высоковольтных выключателей, разъединителей, сборных шин и измерительных трансформаторов.

Статистика отказов высоковольтных выключателей. Коммутационные аппараты являются более сложными объектами электроэнергетической системы с точки зрения надежности. Согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, выключатели подразделяются на автоматические и неавтоматические. К *автоматическим* относятся силовые выключатели, выключатели нагрузки, отделители с короткозамыкателями, автоматические выключатели, предохранители; к *неавтоматическим* – разъединители и рубильники.

Повреждения коммутационных аппаратов происходят в стационарном состоянии и при выполнении ими операций: отключение коротких замыканий, нагрузок, оперативных переключений и т. д. [10]. Основными причинами повреждения коммутационных аппаратов являются: несрабатывания приводов; механические повреждения; износ дугогасительных устройств; обгорание контактов; перекрытия изоляции при внешних и внутренних перенапряжениях. На рис. 1.32 представлено примерное распределение причин отказов масляных выключателей по данным работ [20; 31–33].

В Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей отмечается, что в настоящее время значительная часть отказов масляных выключателей (до 33 %) происходит при выполнении их основной функции – отключении токов коротких замыканий и в подавляющем большинстве случаев (66–100 %) отказ сопровождается КЗ в ячейке, следовательно, и на шинах [10].



Рис. 1.32. Распределение причин отказов масляных выключателей, %



Рис. 1.33. Распределение причин отказов воздушных выключателей, %

Причины отказов воздушных выключателей класса напряжения 110–500 кВ приведены на рис. 1.33.

Также у воздушных выключателей число отказов, связанных с отключением токов КЗ, лежит в пределах 14–25 %, однако число отказов, сопровождающихся КЗ в ячейке также высоко – 20–100 %. Главным недостатком вакуумных выключателей и комплектных распределительных устройств (КРУ) с их использованием является недостаточная механическая прочность, разгерметизация дугогасительного устройства след-

стве плохой пайки». По элегазовым выключателям пока нет достоверной статистической информации о причинах их повреждений [10].

Статистика отказов разъединителей. Примерное распределение причин отказов разъединителей представлено на рис. 1.34. В соответствии с Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем, отказы разъединителей проявляются как короткие замыкания, вызванные электрическими и механическими повреждениями [34].

Большую роль в безотказной работе выключателей и разъединителей играет фарфоровая изоляция. В разъединителях это опорные стержневые изоляторы, а в выключателях – фарфоровые покрывки. Поломки опорных фарфоровых изоляторов разъединителей, фарфоровых покрывок воздушных выключателей приводят к отключению потребителей, к несчастным случаям [31].

А. А. Шейкин указывает следующие основные причины отказов опорно-стержневой изоляции:

- ♦ отказы, связанные с несовершенством и нарушением технологии изготовления изоляторов и приводящие к недопустимому снижению их механической прочности в процессе эксплуатации;

- ♦ отказы, связанные с несовершенством монтажа, наладки и технического обслуживания разъединителей в процессе эксплуатации, приводящие к возрастанию нагрузок на изоляторы;

- ♦ отказы, связанные с пробоем изоляции [32].

В настоящее время для контроля механического состояния опорно-стержневых фарфоровых изоляторов высоковольтной коммутационной аппаратуры в условиях эксплуатации получило распространение боль-



Рис. 1.34. Распределение причин отказов разъединителей, %

шое число методов, значительно отличающихся по своей сущности и аппаратной реализации.

Статистика отказов сборных шин. На электростанциях для распределительных устройств напряжением 110 и 220 кВ используется схема с двумя системами сборных шин с обходной системой шин (с одним выключателем на присоединение).

Анализ нормативных сроков ремонтов показывает, что длительность плановых ремонтов сборных шин невелика. Так, продолжительность текущего ремонта шинного разъединителя напряжением 110–220 кВ не превышает 3,5–4,0 ч, частота проведения последнего – не более 1 раза в год или, к примеру, на наиболее трудоемкую операцию на собственно ошиновке – чистку гирлянды изоляторов – отводится не более 0,8 чел. · ч (110 кВ) и 1,4 чел. · ч (220 кВ) при расчетной численности ремонтной бригады 2 чел. (при чистке гирлянды с телескопического подъемника нормы времени снижаются). При этом, как правило, перевод присоединений с одной системы сборных шин на другую с целью проведения на них профилактических работ осуществляется 1 раз в год, поэтому вывод в плановый ремонт одной из систем сборных шин с отключением всех ее присоединений не приведет и к сколько-нибудь заметному увеличению потерь электроэнергии в сетях [35].

В Инструкции по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем проведен анализ отказов на 26 подстанциях 500/220 кВ системообразующей сети за 15 лет (1978–1993 годы). Конструкция разъединительных устройств (РУ) подстанций однопипная – на них использована гибкая ошиновка и горизонтально-поворотные двухколонковые разъединители. Все РУ 220 кВ выполнены по схеме с двумя системами сборных шин с обходной системой шин (на одной подстанции сборные шины РУ 220 кВ секционированы двумя выключателями), а РУ 500 кВ – по схеме шины-трансформаторы и полуторной. Всего учтено 25 РУ 220 кВ (соответственно 52 системы или секции систем сборных шин) и 26 РУ 500 кВ, что дало 10 245 разъединителей-лет при 220 кВ и 6 255 разъединителей-лет при 500 кВ [34].

В качестве исходной информации использованы журналы регистрации отказов первой и второй степени (принятая классификация отказов взята из инструкции [34]), а также акты по расследованию аварий. При анализе надежности во внимание принимались отказы систем сборных шин, вызванные повреждениями их составных элементов: собственно ошиновки, шинных разъединителей и оборудования ячеек трансформаторов напряжения, подключаемых к шинам. Ю. Л. Аронштам, А. Н. Демин

считают, что при статистическом анализе надежности систем сборных шин не должны учитываться погашения систем сборных шин, вызываемые нарушениями работоспособности других элементов схем, например вследствие работы устройств резервирования отказов выключателей и дифференциальной защиты автотрансформаторов в схеме шины – трансформаторы и др. Также не учитывались случаи успешного автоматического повторного включения сборных шин и отказы разъединителей при вводе оборудования в работу из планового ремонта, связанные с разбалансировкой хода ножей (разъединитель не включается), последнее, в частности, нередко наблюдается у разъединителей 500 кВ и выше [31].

Анализ названных отчетных документов показал, что отказы систем сборных шин могут быть идентифицированы по следующим событиям:

- ◆ отказам шинных разъединителей;
- ◆ отказам в ячейке трансформатора напряжения;
- ◆ набросам посторонних предметов на ошиновку;
- ◆ ошибочным включениям заземляющих ножей шинных разъединителей, находящихся под напряжением;
- ◆ ложным действиям релейной защиты, отказам во вторичных цепях;
- ◆ ошибкам проектирования;
- ◆ неустановленным причинам.

Отказы шинных разъединителей обусловлены разрушением изоляционных колонок. Так, в инструкции [34] отмечается, что наиболее тяжелой аварией является разрушение изоляционной колонки разъединителя при проведении им оперативных переключений, связанных с переводом присоединений с одной системы сборных шин на другую. Все отказы при этом вызывали погашение обеих систем сборных шин; время замены поврежденной колонки не занимало более 3–5 ч.

Таким образом, в схемах РУ 220 кВ с двумя системами сборных шин, где шинные разъединители выполняют одновременно оперативные функции и функцию создания видимого разрыва, главная причина их отказов – разрушение опорных изоляционных колонок разъединителей. В схемах РУ 500 кВ, где разъединители выполняют функцию создания видимого разрыва, их отказы возникали лишь на фоне крайне неблагоприятных природных воздействий. Согласно инструкции [34], «причиной отказов шинных разъединителей в РУ 220 кВ является выполнение ими оперативных функций, которые возможны лишь при наличии двух рабочих систем сборных шин. Для проведения аварий-

но-восстановительных ремонтов шинных разъединителей 220 кВ требовался перевод всех присоединений РУ на вторую неповрежденную систему сборных шин».

Отказы в ячейке трансформатора напряжения в основном связаны с разрушением РУ. Так, в инструкции [34] отмечается, что полное погашение РУ 220 кВ при отказе в ячейке трансформатора напряжения наблюдалось единственный раз: осколками разрядника были повреждены вторичные цепи выключателя присоединения второго автотрансформатора, подключенного к другой системе сборных шин.

При этом аварийно-восстановительные ремонты в ячейке трансформатора напряжения рассматриваемых систем сборных шин 220 кВ не требовали перевода присоединений РУ на другую систему шин, т. е. для восстановления схемы РУ необходимо было отключение разъединителя в цепи трансформатора напряжения и перевод вторичных цепей присоединений на трансформатор напряжения другой системы сборных шин. Заметим, что в ряде случаев при таких авариях эксплуатационный персонал с чисто психологических позиций осуществляет перевод всех присоединений РУ на одну систему сборных шин. В результате отказа трансформатора напряжением 500 кВ и последующего пожара возникла необходимость замены гирлянды изоляторов системы шин (длительность замены не более 7–8 ч) [35].

Набросы посторонних предметов на ошиновку связаны главным образом с падением на ошиновку проволоки, принесенной птицами. Согласно Нормам времени на капитальный и текущий ремонты и техническое обслуживание подстанций напряжением 35–500 кВ, аварийно-восстановительные ремонты требовали перевода всех присоединений данных РУ 220 кВ на другую неповрежденную систему сборных шин. Прочие отказы не вынуждали переводить присоединения с одной системы сборных шин на другую, так как они были связаны лишь с короткими замыканиями на ошиновке, что для последней является расчетным режимом при проверке электродинамической стойкости. В двух случаях наброс проволоки на сборные шины 220 кВ способствовал возникновению феррорезонанса и последующего разрушения трансформаторов напряжением 220 кВ [35].

Ошибочные включения заземляющих ножей шинных разъединителей, находящихся под напряжением, не требуют последующего перевода присоединений с одной системы сборных шин на другую. Их последствия устраняются довольно быстро путем зачистки поверхностей и в ряде случаев дополнительной регулировкой ножей [35].

Ложное действие релейной защиты (например, излишнее срабатывание), отказы во вторичных цепях не требуют перевода присоединений с одной системы сборных шин на другую. Им соответствует минимальное время восстановления исходного состояния схемы РУ – 5–40 мин. Для РУ 500 кВ рассматриваемый вид отказов является преобладающим, что, надо полагать, связано с использованием в системообразующих сетях более сложных видов защит и автоматики [35].

На рис. 1.35, 1.36 приведено распределение причин отказов систем сборных шин напряжением 220 и 500 кВ соответственно.



Рис. 1.35. Распределение причин аварийного отключения рабочих систем сборных шин напряжением 220 кВ, %



Рис. 1.36. Распределение причин аварийного отключения рабочих систем сборных шин напряжением 500 кВ, %

Итак, из общего числа отказов систем сборных шин 11 отказов, или 28 %, сопровождались полным погашением РУ 220 кВ. Из них 9 аварий однозначно связаны с использованием на подстанциях схемы РУ с двумя системами сборных шин.

Статистики отказов измерительных трансформаторов. Примерное распределение отказов опорных маслонаполненных и с литой изоляцией трансформаторов тока представлено в табл. 1.15.

Таблица 1.15

Распределение отказов опорных маслонаполненных и с литой изоляцией трансформаторов тока, %

Причины отказов	Значение
Недостатки конструкции и изготовления (пробой литой изоляции, обрывы и замыкания вторичных обмоток, старение изоляции и усталостные явления, пробой бумажно-масляной изоляции)	31–48
Недостатки эксплуатации (попадание влаги и несвоевременная чистка изоляции, нарушение сроков испытания и др.)	14–18
Старение изоляции	20–26
Воздействие перенапряжений	8–10

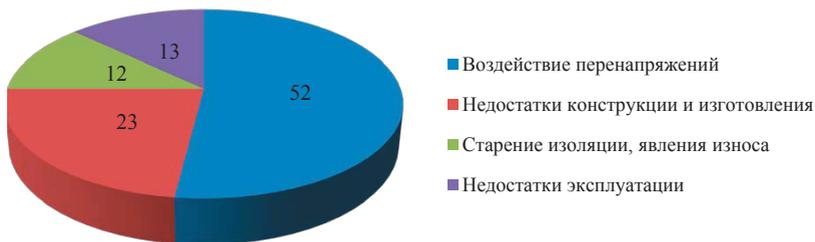


Рис. 1.37. Распределение причин отказов трансформаторов напряжения, %

Из диаграммы распределения отказов трансформаторов напряжения (рис. 1.37) можно сделать вывод, что основная причина отказа – воздействие перенапряжений. Неожиданный отказ трансформатора (пробой изоляции) напряжения без видимых объективных причин (грозовых разрядов, ошибок персонала и т. п.) является косвенным индикатором перенапряжения.

тором наличия коммутационных или феррорезонансных перенапряжений в узле энергосистемы.

Таким образом, проведенный статистический анализ позволил сформулировать основные причины аварий и отказов оборудования тепловых электростанций:

- ◆ износ оборудования;
- ◆ ошибки проектирования;
- ◆ недостатки конструкции оборудования;
- ◆ недостатки узлов и деталей, агрегатов, заводские дефекты;
- ◆ дефекты строительства, монтажа и наладки;
- ◆ дефекты при проведении ремонтных работ;
- ◆ несоответствие условий работы оборудования проектным (расчетным) режимам;
- ◆ ошибки дежурного, ремонтного, руководящего персонала и нарушение производственных инструкций, дефекты инструкций и регламентов.

Таблица 1.16

Показатели надежности энергооборудования ТЭС

Энергооборудование	Мощность, МВт, или производи- тельность, т/ч	Показатели надежности	
		ω , 1/год	$T_{в}$, ч
Электрогенератор	150–165	0,55	91
	180–210	0,87	49
	250–300	0,59	66
	500	4,48	134
	800	0,89	179
Турбина	150–165	0,97	43
	175–210	1,45	45
	250–300	2,10	44
	500	4,22	85
	800	2,66	99
Котел	420–480	6,14	47
	640–670	6,14	47
	950–1 000	4,05	35
	1 600–1 800	6,59	56
	2 500–2 600	9,08	50
Питательные насосы: с электроприводом с турбоприводом	–	0,22	30
		1,56	37

Окончание табл. 1.16

Энергооборудование	Мощность, МВт, или производи- тельность, т/ч	Показатели надежности	
		ω , 1/год	$T_{в}$, ч
Подогреватели: ПНД ПВД	–	0,024 0,22	33 21
Дутьевой вентилятор	–	0,25	27
Дымосос	–	0,27	24
Конденсатор	–	0,18	22
Воздухоподогреватель регене- ративный	–	0,28	16
Циркуляционный насос	–	0,34	94
Конденсатный насос	–	0,22	37
Топливоподача (газ – мазут)	–	0,13	12
Деаэратор	–	0,01	33
Паропровод	–	1,05	72
Вентили, задвижки	–	0,006	27
Регулировочная арматура	–	0,01	17
Технологическая защита	–	0,033	52
Автоматическое регулирование	–	0,01	56

Показатели надежности оборудования (табл. 1.16) в зависимости от его мощности (производительности) сформированы на основе анализа источников [15–20].

Глава 2

ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Процесс аварийного отказа оборудования (снижение его надежности) сопровождается целым рядом факторов, распределенных во времени (старение, износ, перегрузки и т. д.). Процесс отказа развивается с различной интенсивностью у разных видов оборудования. У турбин и генераторов между появлениями первых признаков неисправного состояния и аварией могут пройти часы. У силовых трансформаторов развитие неисправности до аварийной ситуации может занимать более года.

В данной главе проанализированы основные факторы, влияющие на вероятность возникновения аварийной ситуации технологического оборудования тепловой электростанции.

2.1. Режимы работы основного технологического оборудования тепловой электростанции

Работа тепловых электростанций имеет особенности, в значительной степени отличающие их от предприятий других отраслей промышленности. С. А. Беляев с соавторами полагают, что эти особенности формируют специфику условий и режимов работы оборудования. Наиболее существенная из особенностей заключается в том, что в любой произвольно взятый момент времени объем вырабатываемой энергии точно равен объему спроса на нее. Нельзя иметь запас продукции на складе – мгновенный отпуск электроэнергии строго соответствует спросу. Отсюда вытекают следствия:

- ◆ если невозможно иметь резерв по продукции, необходимо иметь резерв по установленной мощности машин, ее вырабатывающих;
- ◆ если по каким-либо причинам снижается выработка, то одновременно должно быть сокращено потребление;
- ◆ если по каким-либо причинам снижается потребление, то одновременно должна быть уменьшена выработка [15].

Другая особенность электроэнергетического производства заключается в неравномерности производительности на суточном, недельном, месячном и годовом интервалах времени (рис. 2.1–2.4) [15].

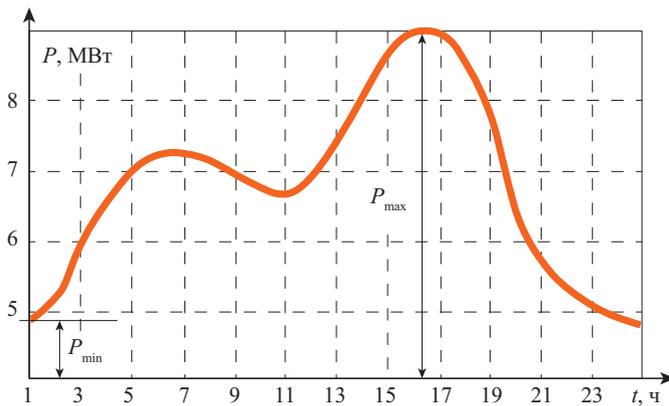


Рис. 2.1. Суточный график нагрузки

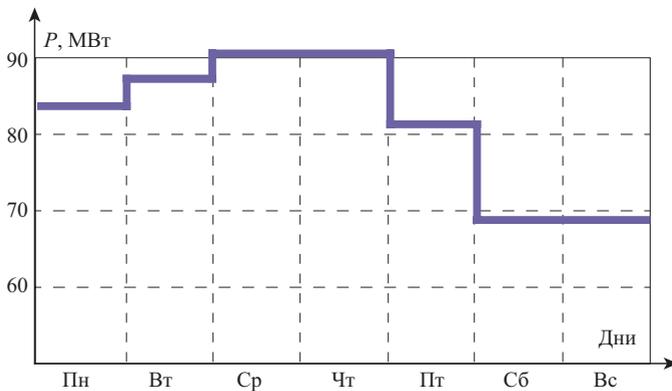


Рис. 2.2. Потребление электроэнергии по дням недели

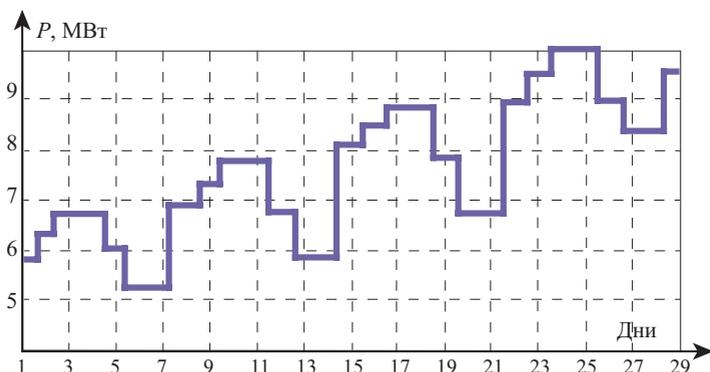


Рис. 2.3. Изменение суточных максимумов в течение месяца

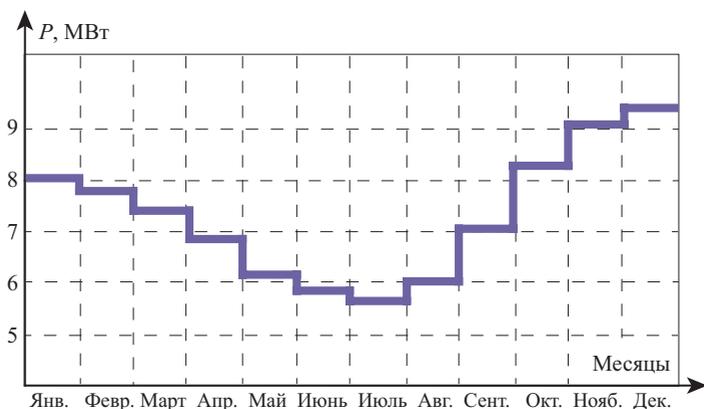


Рис. 2.4. Годовой график среднемесячных максимумов нагрузки

При этом изменение мощности и производительности во времени носит периодический характер, связанный со сменой и длительностью дня и ночи. Он подчиняется регламенту жизни больших групп людей и имеет значительный суточный размах. Значения P_{\max} и P_{\min} могут отличаться более чем в два раза. Некоторое воздействие на условия формирования графика оказывают тарифное регулирование, переходы на «зимнее» («летнее») время и другие меры [15].

Изменение потребления электроэнергии в течение недели (рис. 2.2) в большей степени связано с режимом работы и отдыха городского населения.

На месячном графике нагрузки показано изменение величины потребляемой мощности в период одного месяца (рис. 2.3), что определяет цикл изменения производительности труда на ТЭС.

Годовой график нагрузки (рис. 2.4) указывает на периодическое существенное снижение нагрузки в летний период. Данный период времени используется для проведения плановых ремонтов оборудования ТЭС без рисков недоотпуска электрической энергии.

Как отмечается в работе [15], выработка и потребление тепловой энергии для производства и отопления имеет значительно меньший размах колебаний, но и здесь отмечается существенная переменная составляющая производительности. Работа оборудования тепловых электрических станций в переменных режимах диктует специфические требования к его составу и качеству.

Качество топлива на ТЭС также не остается неизменным. По мере выработки пластов месторождения возрастает зольность и влажность. Так, с 1970 года по настоящее время зольность топлива, поступающего на электростанции Сибири, в среднем возросла в 1,4 раза и достигла 36–40 % в расчете на сухую массу. Для обеспечения устойчивости топочных процессов и сохранения заданной паропроизводительности котельных агрегатов приходится дополнительно сжигать мазут и принимать технические решения, серьезно отличающиеся от проектных [15].

Кроме того, новые рыночные условия (рынок электроэнергии и рынок мощности), складывающиеся в электроэнергетике, особым образом влияют на работу тепловых электрических станций. Их эксплуатация в условиях конкуренции генерации – новое явление и новая особенность электроэнергетики [15].

Эксплуатация электроэнергетических объектов осуществляется только в рамках установленных нормативов и регламентов и постоянно контролируется Ростехнадзором и системным оператором. К основному оборудованию ТЭС сформирована система требований, выполнение которой обязательно для ТЭС (рис. 2.5).

Режимы работы электротехнического оборудования обусловлены объемами генерации электрической мощности, а также особенностями работы отдельных узлов станции. Например, режим работы первичной цепи обусловлен схемой нормальных электрических соединений. Распределительные устройства 110, 220 и 500 кВ выполнены по схеме две рабочие системы шин с обходной системой шин и предполагают подключение обходной системы шин в случае планового или аварийного ремонтов одного из высоковольтных выключателей [36].



Рис. 2.5. Взаимосвязь требований, предъявляемых к техническим объектам

Допустимые перегрузки для различного оборудования и регламент технического обслуживания и испытаний, как было отмечено выше, приводятся в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ) и ПТЭС.

2.2. Общий подход в обеспечении надежности основного оборудования тепловых электростанций

Г. В. Ноздренко, В. Г. Томлов, О. К. Григорьева при обеспечении надежности оборудования предлагают учитывать следующие главные факторы [16]:

- ♦ конструкцию агрегата, определяющую тепловой поток на поверхностях нагрева, степень неравномерности их обогрева, уровень температур металла;

- ♦ конструкционные материалы, обуславливающие механические и термические напряжения в металле;

- ♦ технологию изготовления и монтажа (ее влияние усиливается с ростом единичных мощностей энергоблоков в связи с увеличением количества комплектующих элементов);

- ♦ водно-химический режим, определяющий интенсивность процессов коррозии металла;

- ♦ режим эксплуатации, зависящий от характера нагрузки энергоблока, качества сжигаемого топлива, организации ремонтов.

Для энергетического оборудования характерен длительный срок эксплуатации (30–50 лет).

Гарантируемые в технической документации показатели надежности закладываются в ходе проектирования по следующим основным направлениям:

- ◆ выбор и расчет тепловой схемы;
- ◆ применение конструктивных решений, учитывающих качество топлива и питательной воды, сейсмичность района;
- ◆ резервирование оборудования;
- ◆ выбор конструктивных материалов, соответствующих особенностям эксплуатации;
- ◆ выполнение комплекса расчетов (тепловых, прочностных, гидравлических, газодинамических) для обоснования решений по выбору конструкции агрегатов;
- ◆ отработка конструкторских решений на технологичность.

Успехи энергомашиностроения в повышении надежности паровых котлов и турбин позволили перейти преимущественно к моноблочной схеме котел – турбина при резервировании отдельных агрегатов технологических систем.

Также согласно работе [16], «расчетный срок службы энергооборудования исходя из характеристик длительной прочности металла принимают на уровне 200 тыс. ч и более. Вместе с тем, поскольку оборудование (особенно котлы) и трубопроводы имеют высокую металлоемкость, показатели надежности должны достигаться при минимальном объеме легирования дорогостоящими и дефицитными элементами – никелем, молибденом, вольфрамом, ниобием». Предельно допустимые температуры стенки труб из наиболее распространенных котельных сталей приводятся в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Предельно допустимые температуры котельных сталей, °С

Марка стали	Значение	Марка стали	Значение
20	450	12X2МФСР	595
15ГС	450	12X11В2МФ	630
15ХМ	550	12X18Н12Т	640
12X1МФ	565	12X18Н10Т	640
15X1М1Ф	575		

Примечание. Буквы в марках стали обозначают: В – вольфрам, Г – марганец; М – молибден, Н – никель, Р – бор, С – кремний, Т – титан, Ф – ванадий, Х – хром.

Важнейшими исходными показателями при выполнении расчетов на прочность являются допускаемые напряжения сталей (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Допускаемые напряжения, МПа, для жаропрочных котельных сталей
при сроке службы 200 тыс. ч

Температура, °С	Марки сталей		
	12X1МФ	15X1М1Ф	12X18Н10Т 12X18Н12Т
450	138	152	107
480	120	130	105
510	86	96	103
540	62	69	102
570	44	51	87
600	31	38	66
620	–	–	53
650	–	–	41

Опыт эксплуатации теплоэнергетического оборудования и анализ технической информации позволяют сделать вывод, что существенная доля аварийных отказов (остановов оборудования, блока, потеря выдачи мощности) вызывается дефектами изготовления и монтажа. Уменьшить число дефектов можно за счет следующих мероприятий:

- ◆ использования современных методов и алгоритмов диагностирования и контроля состояния оборудования;
- ◆ повышения степени заводской готовности путем выпуска оборудования в блочном исполнении (укрупненными блоками поставляются котлы, турбины, оборудование водоподготовки);
- ◆ применения прогрессивного технологического оборудования;
- ◆ механизации и автоматизации процессов сварки;
- ◆ замены литых и сварных фасонных элементов (под давлением) на цельноштампованные конструкции;
- ◆ применения мембранных поверхностей нагрева.

Техническое обслуживание и ремонты регламентируются технической документацией, в которой учитываются: диагностика и контроль технического состояния оборудования; объемы и сроки технического обслуживания, капитальных, средних и текущих ремонтов; организация и производство ремонтных работ [16].

Согласно классификации С. А. Беляева, В. В. Литвак, С. С. Солода, капитальным в энергетике считается ремонт, при котором исправность агрегата восстанавливается полностью.

При среднем ремонте устраняется неисправность путем замены отдельных быстроизнашиваемых деталей.

Аварийные ремонты выполняются как работы, обеспечивающие безотказную эксплуатацию оборудования до ближайшего планового ремонта [15].

Капитальный ремонт котлов, например, предусматривает контроль технического состояния труб поверхностей нагрева с заменой изношенных труб, их креплений, коллекторов, восстановление змеевиков труб. При капитальном ремонте турбины осуществляется ее вскрытие и выемка роторов, проводится диагностика цилиндров, лопаток, дисков с устранением дефектов. Средние ремонты отличаются от капитальных меньшими объемами. Текущие – направлены на выполнение ремонтных операций, не требующих длительного простоя оборудования. Все эти ремонты проводят на оборудовании через регламентируемые промежутки времени. При этом объемы и содержание работ повторяются, т. е. ремонт оборудования имеет циклический характер. Например, для угольного энергоблока 300 МВт продолжительность текущего ремонта составляет 16, среднего – 27, а капитального – 50–70 сут.

Текущие ремонты проводятся ежегодно, средние и капитальные – раз в 3–4 года (при этом первый средний ремонт выполняется во второй год) для каждого двенадцатилетнего цикла. Из-за физического старения оборудования возрастает объем и продолжительность ремонтов, особенно капитальных. Ремонтные циклы повторяются до тех пор, пока не возникает необходимость демонтажа из-за недопустимого физического износа и морального старения оборудования [15].

Г. В. Ноздренко с соавторами отмечают, что при изменении режима работы оборудования происходит изменение параметров во всех элементах: в котле, паропроводах, турбине, электрогенераторе, вспомогательном оборудовании. Однако наиболее существенные последствия, лимитирующие скорость изменения режимов, возникают в паровой турбине. При пуске турбины ротор удлиняется, при остановке – сокращается. Наиболее опасным является расширение и сокращение ротора турбины относительно статора. Температурные напряжения накладываются на рабочие напряжения от давления, вращения и т. д. [16].

Так, при высоких температурах маневренные режимы обуславливают протекание чередующихся процессов знакопеременного пластического деформирования. Наибольшую опасность маневренные режимы представляют для высокотемпературных зон роторов цилиндров высокого (ЦВД) и среднего (ЦСД) давления турбин. При пусках из холодно-

го состояния горячий пар подается на холодный ротор, где происходит конденсация и возникает температурный удар вследствие интенсивного теплообмена. При пусках из горячего состояния, наоборот, на горячий ротор подается относительно холодный пар, остывший при движении в охладившихся за ночь паропроводах. Дополнительная опасность для роторов ЦВД, ЦСД возникает вследствие вероятности (при резких изменениях режимов работы) попадания внутрь турбины воды и холодного пара из паропроводов (и даже регенеративных подогревателей). При этом возможен остаточный прогиб ротора [16].

Н. А. Афанасьев, М. А. Юсипов указывают на цикличность эксплуатации энергетического оборудования: разгрузки и нагрузки, пуски из различных тепловых состояний – после плановой остановки, аварийной остановки и т. д. При этом оценивается их допустимость за установленный срок службы, особенно при переводе оборудования, прослужившего расчетный ресурс, в маневренный режим работы.

Так называемая *детерминистическая малоцикловая долговечность*, или детерминистическое число циклов до разрушения, определяется размахом пластической деформаций $\Delta\varepsilon$ в цикле по формуле

$$n_d = C \cdot \Delta\varepsilon^K \cdot e^{-U_p \xi_n}, \quad (2.1)$$

где C , K – экспериментальные константы разрушения металла (практически не зависящие от температуры); U_p – $P\%$ -я квантиль нормированного нормального распределения; ξ_n – характеристика малоциклового разрушения. Детерминистическая малоцикловая долговечность – число эксплуатационных циклов n_d , которое способна выдерживать деталь без появления трещины малоциклового усталости с вероятностью $P = 50\%$. Для некоторых сталей эти характеристики представлены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Характеристики малоциклового усталости

Марка стали	Константы		
	C	K	ξ_n
P2MA	21,9	-0,64	0,42
34XM1A	16,6	-0,86	0,35
15X1M1ФЛ	12,6	-0,74	0,37

Примечание. Буквы в марках стали обозначают: А – азот, Л – литейная; М – молибден, Р – бор, Ф – ванадий, Х – хром.

Среднее содержание углерода в сотых или десятых долях процента ставится перед обозначением марки стали. Отсутствие цифр за обозначениями элементов указывает, что этих элементов содержится менее 1 % [16].

Пример. Определить детерминистическую долговечность ротора турбины из стали P2MA.

При размахе пластических деформаций в цикле $\Delta\varepsilon = 0,6\%$ и при $P = 50\%$ ($U_p = 0$) число циклов до разрушения составит

$$n_d = C \cdot \Delta\varepsilon^K \cdot e^{-U_p \xi_n} = 21,9 \cdot 0,006^{-0,64} \cdot e^{-0,42} \approx 570.$$

Г. В. Ноздренко с соавторами считают главнейшим условием повышения надежности маневренного оборудования правильно выбранную и выполненную пусковую схему, позволяющую подавать в турбину пар, температура которого близка к температуре металла, и изменять температуру пара в темпе обеспечения требуемой малоцикловой надежности. Чаще используется однобайпасная пусковая схема. Большие возможности дает более дорогая двухбайпасная схема, позволяющая независимо получать необходимую температуру пара перед ЦВД и ЦСД на уровне температуры металла. Важным является также предпусковой прогрев оборудования (например, прогрев паропроводов промпрегрева от редуционно-охладительной установки (РОУ) перед пуском турбины из горячего состояния). Котел должен обеспечить достаточно низкий уровень минимальных нагрузок, возможность получения пара желаемой температуры и давления при низкой паропроизводительности. Особенно важна возможность работы котла на скользящем давлении с обеспечением постоянной начальной температуры пара перед турбиной в регулировочном диапазоне мощностей, что предотвращает опасные смещения ротора относительно корпуса и возникновение высоких температурных напряжений. Скорость пуска с допустимыми термонапряжениями элементов обеспечивается надежной работой систем автоматики [16].

2.3. Обеспечение надежности тепломеханического оборудования в проектных решениях

Основополагающий документ для обеспечения научно-технических достижений при проектировании электростанций – Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций ВНТП-Т-88.

Нормы обязательны при проектировании всех вновь сооружаемых паротурбинных тепловых электрических станций с турбоагрегатами мощностью 50 тыс. кВт и выше при начальных параметрах пара у турбин до 24 МПа (240 кгс/см²) и температурой 510–560 °С.

Так, нормы распространяются на расширяемую и реконструируемую часть электрических станций с соответствующими коррективами, обусловленными существующими технологическими схемами, компоновками оборудования, зданиями и сооружениями.

2.3.1. Котельное оборудование

Н. А. Афанасьев, М. А. Юсипов отмечают, что на конденсационных и теплофикационных электростанциях с промежуточным перегревом пара используются блочные схемы котел – турбина. Для конденсационных электростанций преимущественно применяются моноблоки мощностью 300 МВт и выше с прямоточными котлами на закритические параметры пара [37].

Г. В. Ноздренко с соавторами пишут, что на ТЭЦ с промежуточным перегревом пара, как правило, используются блочные схемы. При этом на ТЭЦ с преобладающей паровой нагрузкой при соответствующем обосновании могут применяться схемы с поперечными связями. Паропроизводительность котлоагрегатов в блоке с турбоагрегатом выбирается по максимальному пропуску острого пара через турбину с учетом расхода пара на собственные нужды. Суммарная паропроизводительность котлоагрегатов, устанавливаемых на электростанциях с поперечными связями, должна быть не менее максимального расхода пара машинным залом с учетом максимального расхода пара на собственные нужды [16].

При работе котла на ухудшенном проектном топливе должны обеспечиваться номинальная нагрузка и номинальные параметры пара.

Для покрытия пиковых тепловых нагрузок применяются, как правило, специализированные пиковые котельные. При использовании для пиковых котельных газомазутного топлива преимущественно применяются водогрейные котлы, присоединенные к тепловым сетям непосредственно или через теплообменники. Способ присоединения выбирается с учетом технико-экономического обоснования (ТЭО), качества сетевой воды и надежности работы котла. При использовании для пиковых котельных твердого топлива применяются паровые котлы низкого давления или водогрейные котлы с водоводяными теплообменниками [16].

Теплопроизводительность и число пиковых водогрейных и паровых котлов низкого давления выбираются на основе ТЭО, исходя из условия покрытия ими 45–50 % максимальной тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и покрытия около 15–25 % тепловой нагрузки в технологическом паре котлами низкого давления.

Согласно работе [15], на электростанциях с блочной схемой предусматривается установка водогрейных или паровых котлов низкого давления в количестве, при котором при выходе из работы одного энергетического блока или одного котла дубль-блока оставшиеся в работе энергетические блоки и все установленные пиковые котлы должны обеспечивать максимально длительный отпуск пара на производство и отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение (ГВС) – в размере 80 % от отпуска тепла на эти цели для районов с расчетной температурой наружного воздуха для отопления $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже и в размере 70 % для остальных районов.

На ТЭЦ с поперечными связями в случае выхода из работы одного энергетического котла оставшиеся в работе энергетические котлы и все установленные водогрейные котлы и паровые котлы низкого давления должны обеспечивать максимально длительный отпуск пара на производство и отпуск тепла на отопление, вентиляцию и ГВС в размере 80 % от отпуска тепла на эти цели для районов с расчетной температурой наружного воздуха для отопления $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже и в размере 70 % для остальных районов. Для электростанций с поперечными связями, входящих в состав энергосистем, допускается снижение электрической мощности на величину мощности самого крупного турбоагрегата ТЭЦ [15].

На ТЭЦ с поперечными связями установка резервных энергетических котлов не предусматривается.

На вновь сооружаемых ТЭЦ установка пиковых газомазутных водогрейных котлов преимущественно осуществляется в районах размещения тепловых потребителей. На энергетических и пиковых котлах предусматривается эффективная очистка поверхностей нагрева, обеспечивающая их надежную работу (для газомазутных котлов – сухие способы очистки). Для котлов, работающих на твердых топливах, преимущественно должна применяться водяная очистка экранов топki [16].

Для ТЭЦ с докритическими параметрами пара, а также для ГРЭС, работающих на морской воде, обычно используются барабанные котлы с естественной циркуляцией [16].

Для электростанций с пылевидным сжиганием твердого топлива, независимо от его вида, как правило, применяется замкнутая индивидуаль-

ная система пылеприготовления. Использование разомкнутых схем пылеприготовления допускается при соответствующем обосновании [15].

При использовании шаровых барабанных мельниц пылеприготовительная установка выполняется преимущественно по схеме с промежуточными бункерами. На котел паропроизводительностью 400 т/ч и более устанавливается не менее двух мельниц, для котлов меньшей паропроизводительности, а также для водогрейных котлов мощностью 180 Гкал/ч и ниже – одна мельница на котел. При этом в случаях, допускаемых правилами взрывобезопасности, осуществляется связь по бункерам пыли с соседними котлами. Производительность мельниц выбирается из расчета обеспечения 110 % номинальной паропроизводительности котла при сжигании проектного топлива ухудшенного качества [15].

При использовании среднеходных мельниц, мельниц-вентиляторов, а также молотковых мельниц пылеприготовительная установка, как правило, выполняется по схеме с прямым вдуванием. Применение пылевых бункеров при молотковых и среднеходных мельницах допускается при соответствующем обосновании.

Количество мельниц в системах с прямым вдуванием выбирается не менее трех для паровых котлов паропроизводительностью 400 т/ч и водогрейных котлов мощностью 100 Гкал/ч и более, не менее четырех для котлов паропроизводительностью 500–800 т/ч и не менее шести для котлов 1 000 т/ч и более. Производительность этих мельниц выбирается с расчетом, чтобы при остановке одной из них оставшиеся обеспечили: при трех мельницах – не менее 80 %, четырех и более – не менее 100 % номинальной производительности котла при работе на ухудшенном проектом топливе [15].

Как отмечается в работе [16], производительность питателей сырого угля принимается с коэффициентом запаса не менее 1,1 к производительности мельниц. Производительность питателей пыли выбирается из расчета обеспечения номинальной производительности котла при работе всех питателей с нагрузкой 70–75 % их номинальной производительности.

Питатели сырого угля для пылесистем с прямым вдуванием и питатели пыли для пылесистем с промбункером снабжаются электродвигателями с возможностью широкого регулирования числа оборотов (не менее 1:5).

С. А. Беляев с соавторами принимают полезную емкость бункеров сырого топлива котельной из расчета не менее:

♦ для каменных углей и АШ (антрацит штыб) – восьмичасового запаса по топливу с теплотворной способностью 4 300 ккал/кг;

- ♦ для бурых углей – пятичасового запаса по топливу с теплотворной способностью 3 000 ккал/кг;
- ♦ для сланцев и торфа – трехчасового запаса по топливу с теплотворной способностью 2 000 ккал/кг [15].

Увеличение емкости бункеров допускается при соответствующем обосновании. Полезная емкость бункера рассчитывается с учетом угла естественного откоса угля в верхней части бункера и коэффициента заполнения бункера, равного 0,9.

Для пылесистем с прямым вдуванием учитывается также несрабатываемая емкость, определяемая высотой 2 м над входным отверстием бункера.

В соответствии с СТО 70238424.27.100.024–2008 полезная емкость промежуточных бункеров пыли в котельной должна обеспечить не менее 2,0–2,5-часового запаса номинальной потребности котла сверх несрабатываемой емкости бункера, необходимой для надежной работы пылепитателей.

Характеристики дымососов и дутьевых вентиляторов выбираются с учетом запасов по производительности и напору. Для дутьевых вентиляторов и основных дымососов запас по производительности должен быть 10 %, по напору – 20 %. Для дымососов рециркуляции газов и вентиляторов рециркулирующего воздуха запас по производительности должен быть 5 %, по напору – 10 % [38].

Указанные запасы включают также необходимые резервы в характеристиках машин для цепей регулирования нагрузки котла. При номинальной нагрузке котла и нормативных запасах по производительности и напору КПД тягодутьевых машин должен быть не менее 90 % от максимального значения.

Как отмечают Г. В. Ноздренко с соавторами, для газомазутных котлов паропроизводительностью 500 т/ч и менее, для пылеугольных котлов паропроизводительностью 220 т/ч и менее и водогрейных котлов тепловой мощностью 180 Гкал/ч и менее, а также каждого котла дубль-блока устанавливаются один дымосос и один вентилятор. Установка двух дымососов и двух вентиляторов в этом случае допускается только при соответствующем обосновании [16].

При установке на котел двух дымососов и двух дутьевых вентиляторов производительность каждого из них выбирается по 50 %. Для котлов с жидким шлакоудалением при работе одного дымососа или одного дутьевого вентилятора должна быть обеспечена нагрузка котла более 70 % [15].

Для регулирования работы центробежных дымососов и дутьевых вентиляторов котлов применяются направляющие аппараты с поворотными лопатками в сочетании с двухскоростными электродвигателями, а при соответствующем ТЭО – регулируемый электропривод. Для привода вентиляторов, подающих воздух в молотковые и среднеходные мельницы в пылесистемах с прямым вдуванием, используются односкоростные электродвигатели. Для регулирования осевых дымососов и вентиляторов, как правило, применяются направляющие аппараты в сочетании с односкоростными электродвигателями. Установка двухскоростных электродвигателей допускается при соответствующем обосновании [16].

При этом все котлоагрегаты, сжигающие твердое топливо, оборудуются золоулавливающими установками. Степень золоулавливания в зависимости от мощности электростанции и приведенной зольности сжигаемого топлива должна составлять не менее 98 и 99 % соответственно [15].

2.3.2. Турбинное оборудование

Единая мощность турбоагрегатов конденсационных блоков выбирается возможно более крупной с учетом перспективного развития энергообъединения, а на электростанциях, не входящих в территориальные энергообъединения, – на основе технико-экономического анализа, при этом во внимание принимаются величина аварийного резерва и затраты на сетевое строительство в случае перспективного развития.

Единая мощность и тип теплофикационных агрегатов на ТЭЦ, входящих в территориальные энергообъединения, выбираются возможно более крупными с учетом характера и перспективной величины тепловых нагрузок района. Турбины с производственным отбором пара должны обеспечивать длительное использование этого отбора в течение года.

Согласно С. А. Беляеву с соавторами, турбины с противодавлением выбираются для покрытия базовой части производственной паровой и отопительной нагрузок и не устанавливаются в качестве первого агрегата ТЭЦ. Типы турбин для ТЭЦ выбираются на основе технико-экономического обоснования [15].

В соответствии с СТО 70238424.27.100.024–2008 в схеме трубопроводов ТЭЦ предусматривается возможность осуществления мероприятий по максимальной загрузке противодавленческих турбин за счет

суточного, недельного и сезонного сокращения производственных и отопительных отборов у теплофикационных турбин [38].

Как отмечают Г. В. Ноздренко с соавторами, для изолированных электростанций выбор агрегатов производится таким образом, чтобы при выходе одного из них оставшиеся обеспечили покрытие электрических нагрузок с учетом допускаемого потребителями регулирования [16].

Тепловая схема блочных электростанций должна обеспечивать возможность пуска блока на скользящих параметрах и из любого температурного состояния котла, трубопроводов и турбины с минимальными потерями тепла и конденсата при соблюдении графиков-заданий, а также деаэрацию питательной воды в процессе пуска. Тепловая схема блоков должна обеспечивать все режимы, обусловленные требованиями к маневренным характеристикам блока, и возможность работы на скользящем давлении.

Для пуска первого блока на блочной электростанции предусматривается пуско-отопительная котельная или другие устройства, которые должны обеспечивать паром отопление зданий и пусковые операции, включая деаэрацию питательной воды, разогрев мазута, приводные турбины вспомогательных механизмов при отсутствии пускорезервных агрегатов с электроприводами и другие пусковые нужды. Если в составе блока нет пускорезервного питательного электронасоса, то в пуско-отопительной котельной следует устанавливать котлы на параметры пара 4 МПа, 440 °С для обеспечения пуска турбопитательных насосных агрегатов из горячего состояния [15].

Как отмечалось в работе [16], для ТЭЦ с котлами 500 т/ч и менее, а также неблочных конденсационных электростанций рекомендуется использовать в качестве пуско-отопительной временную котельную, сооружаемую для обслуживания строительно-монтажных работ, а также другие близлежащие источники пара и тепла.

При этом система пароснабжения собственных нужд блочных конденсационных электростанций должна обеспечивать одновременный пуск двух блоков, а блочных теплофикационных – одного блока. Система паропроводов собственных нужд станции, как правило, должна питаться паром из отборов турбин [15].

Также согласно работе [15], количество и производительность питательных насосов должны соответствовать следующим нормам:

1. *Электростанции с блочными схемами:*

♦ максимальный расход питательной воды для котлов принимается с запасом 15 %;

◆ на конденсационных блоках с давлением пара 13 МПа (130 кгс/см²) на каждый блок устанавливается один питательный насос производительностью 100 %. На складе предусматривается один резервный для всей электростанции;

◆ на теплофикационных блоках с давлением пара 13 МПа на каждый блок устанавливается, как правило, два питательных насоса производительностью по 50 %. На складе предусматривается один резервный для всей электростанции. Питательные насосы принимаются с электроприводами, которые должны комплектоваться устройствами для плавного регулирования напора и производительности, обеспечивающими пусковые режимы и работу на частичных нагрузках с минимальными потерями (гидромуфты, регулируемый электропривод);

◆ на блоках с закритическими давлениями пара устанавливаются питательные насосы с турбоприводами, один производительностью 100 % или два производительностью по 50 %. При одном турбонасосе (100 %) на блок дополнительно устанавливают насос с электроприводом и гидромуфтой или регулируемым электроприводом производительностью 30–50 %. При двух турбонасосах (50 % на насос) на блок насос с электроприводом не устанавливается, к трубопроводам предусматривается резервный подвод пара. Вспомогательные системы турбопитательных насосов и основной турбины должны быть общими.

2. Электростанции с общими питательными трубопроводами:

◆ на электростанциях в энергетических системах суммарная производительность всех питательных насосов должна обеспечивать номинальную производительность всех установленных котлов с запасом не менее 5 %. Резервные питательные насосы находятся на складе (один насос на каждый тип насосов, установленных на электростанции). Для возможности регулирования сезонных и суточных нагрузок необходимо предусматривать, как правило, установку одного питательного насоса малой производительности;

◆ на изолированной электростанции суммарная производительность питательных насосов должна обеспечивать работу всех установленных котлов при номинальной производительности, кроме того, устанавливается не менее двух резервных питательных насосов с паровым приводом или электроприводом, имеющим независимое питание;

◆ допускается применение турбонасосов в качестве основных, постоянно работающих питательных насосов с установкой, по крайней мере, одного питательного насоса с электроприводом для пуска электростанции с нуля.

При наличии бустерных насосов, оснащенных обратными клапанами на нагнетание, а также при бездеаэрационной схеме всасывающий коллектор основного насоса должен быть защищен от недопустимого повышения давления вследствие возможного поступления в него воды через обратные клапаны основных питательных насосов.

В работе [16] указывается, что суммарная производительность деаэрационных установок питательной воды выбирается по ее максимальному расходу на котлы. На каждый блок по возможности устанавливается один деаэратор. На каждый теплофикационный дубль-блок с промышленным отбором возможна установка двух деаэраторов, каждый из которых обеспечивает питание одного котла при его максимальной производительности.

На неблочных электростанциях должна обеспечиваться возможность ремонта любого деаэратора при работе остальных.

Тепловая мощность деаэраторов блочной установки выбирается исходя из обеспечения работы блока в номинальном режиме, при сбросах нагрузки до величины собственных нужд и холостого хода (с учетом минимальной паропроизводительности котла) и при пусках. При сбросах нагрузки и при пусках возможно снижение давления в деаэраторах до атмосферного.

При этом максимальный объем воды в аккумуляторных баках следует принимать равным 85 % от их геометрического объема, минимальный – на величину диаметра сливных штуцеров выше их верхних кромок. Максимальный объем должен не менее чем в два раза превышать величину изменения массового заполнения котла в диапазоне нагрузок от максимальной до технического минимума. Емкость деаэратора и геометрические характеристики тракта от деаэратора до питательных насосов должны уточняться исходя из исключения срыва питательных насосов в режиме сброса полной нагрузки блока до нагрузки холостого хода турбины [16].

С. А. Беляев с соавторами утверждают, что суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу блочных электростанций в течение не менее 3,5 мин и для неблочных электростанций – 7 мин, а сопротивление тракта от деаэраторов до всаса питательных насосов не должно превышать 10 кПа (1 м вод. ст.) [15].

На конденсационных электростанциях, а также ТЭС с малыми добавками воды в цикл в качестве первой ступени деаэрации питательной воды, как правило, используются конденсаторы турбин. На ТЭС с большими добавками в цикл в качестве первой ступени деаэрации обычно

применяются вакуумные деаэраторы. Деаэрации подлежат все потоки воды, поступающие в питательный тракт.

К основным деаэраторам, подключенным непосредственно к отбору турбины, предусматривается подвод резервного пара для удержания в них давления при сбросах нагрузки и деаэрации питательной воды при пусках [15].

При работе деаэратора на скользящем давлении подача пара должна осуществляться от отбора турбины и коллектора собственных нужд блока. На линии подвода пара к деаэратору устанавливается регулирующий клапан. Для энергоблоков 500 МВт и выше, а также при использовании двухбайпасной пусковой схемы предусматривается пусковой регулирующий клапан на подаче греющего пара на расход от 0 до 20 % номинального.

На электростанции создается дополнительный запас обессоленной воды в баках без давления, устанавливаемых вне зданий.

На блочных электростанциях емкость баков принимается на 30 мин работы электростанции с максимальной нагрузкой, но не менее 4 000 м³, на остальных электростанциях – на 40 мин, но не менее 2 000 м³. Указанные емкости включают емкость для сбора загрязненного конденсата, а также должны обеспечивать подачу обессоленной воды для предпусковых водно-химических или парокислородных очисток. Баки должны иметь антикоррозионную и тепловую защиту.

Производительность и количество насосов, откачивающих воду из баков, должны обеспечивать нормальную подпитку работающих блоков и одновременный пуск:

- ◆ на блочной ГРЭС – 2 блоков;
- ◆ на блочной ТЭЦ – 1 блока;
- ◆ на ГРЭС и ТЭЦ с поперечными связями – 2 котлов наибольшей производительности.

Насосы устанавливаются без резерва в количестве не менее двух.

Подача воды в подпитку должна предусматриваться по двум общестанционным магистралям.

На каждый блок предусматривается установка одного дренажного бака емкостью 15 м³ с двумя насосами и регулятором уровня. Согласно Г. В. Ноздренко с соавторами, производительность каждого насоса выбирается по максимальному расходу дренажей. На неблочных электростанциях допускается установка одного такого бака на 2–3 турбины. Вода из дренажного бака должна подвергаться очистке для повторного ее использования в цикле [16].

Редукционно-охладительные установки, предназначенные для резервирования регулируемых отборов пара для производства, устанавливаются по одной для данных параметров пара производительностью, равной максимальному отбору наиболее крупной турбины. Схема должна обеспечивать поддержание этих РОУ в состоянии горячего резерва. Резервные РОУ на давление отопительных отборов не устанавливаются.

При выходе из работы одной из турбин остальные турбины, пиковые котлы, РОУ для пиковых сетевых подогревателей должны обеспечивать отпуск тепла на отопление, вентиляцию и ГВС в размере не менее 90 % от отпуска тепла на эти цели при расчетной для проектирования системе отопления температуре наружного воздуха.

Для небольших электростанций главные паропроводы выполняются по схеме с переключательной перемычкой, как правило, однониточной, секционированной задвижками. При этом диаметр перемычки выбирается таким образом, чтобы при пропуске по ней пара к любой турбине от соседнего котла давление перед турбиной не падало ниже минимального предела, при котором обеспечивается номинальная мощность турбины [16].

Отключение котлов, турбин, турбонасосов и другого оборудования от работающей системы производится двумя последовательно установленными запорными органами. На электростанции с моноблоками при однопайпасной схеме запорные задвижки в системе промперегрева не устанавливаются и отключение промперегревателей для опрессовки осуществляется заглушками или арматурой турбины [15].

В соответствии с работой [37] на небольших электростанциях всасывающая магистраль питательных насосов перед подогревателями высокого давления и напорная питательная магистраль в котельной выполняются одинарными с секционирующими задвижками.

При проектировании трубопроводов, включая трубопроводы малых диаметров, их прокладка производится с учетом кабельной раскладки. Трассы основных потоков кабелей должны быть свободны от трубопроводов и основного оборудования.

Не допускается применение чугунной арматуры:

- ◆ на газопроводах горючего газа, мазутопроводах и маслопроводах;
- ◆ трубопроводах воды и пара с $t > 115$ °С;
- ◆ трубопроводах от атмосферных деаэраторов к питательным насосам;
- ◆ трубопроводах пожаротушения;
- ◆ трубопроводах конденсата и дренажа с $t > 50$ °С;

♦ трубопроводах специальных газов (кислород, азот, водород, CO₂, ацетилен).

При разработке проектов выхлопных трубопроводов от предохранительных клапанов и продувочных линий котлов в атмосферу должны предусматриваться специальные устройства для снижения шума.

Наружные поверхности теплосилового оборудования, трубопроводов и воздухопроводов в зданиях, сооружениях и наружных установках должны иметь тепловую изоляцию.

При температуре воздуха в помещении +25 °С температура на поверхности изолированных объектов не должна превышать:

- ♦ для объектов с $t < 500$ °С – 45 °С;
- ♦ для объектов с $t > 500$ °С – 48 °С;
- ♦ для объектов на открытом воздухе t поверхности должна быть < 55 °С при покровном слое из металла и 60 °С при других видах покровных слоев.

В системах маслоохлаждения турбогенератора и вспомогательного оборудования блока (питательных насосов, тягодутьевых машин, трансформаторов и т. п.) должны применяться маслоохладители плотной конструкции, исключающей попадание масла в охлаждающую воду или охлаждающей воды в масло.

Кроме того, конденсатные насосы для сетевых подогревателей, расположенных в машинном зале, при двухступенчатом подогреве выбираются с резервным насосом у 1-й ступени подогрева. При одноступенчатом подогреве устанавливаются только рабочие насосы, но не менее двух [15].

В машинном отделении электростанции не допускается использование установок маслonaполненного оборудования, не относящегося к технологии отделения.

Напорные маслопроводы с избыточным давлением более 0,1 МПа (1 кгс/см²) в системах смазки, регулирования и уплотнения турбогенератора и питательных насосов следует предусматривать из стальных бесшовных труб, предназначенных для паровых котлов и трубопроводов, с минимальным количеством фланцевых соединений.

При этом фланцевые соединения напорных маслопроводов, включая соединения с арматурой (при избыточном давлении в них 0,1 МПа (1 кгс/см²)), следует принимать фасонного типа (шип – паз, выступ – впадина). Установка высоких плоских фланцев допускается при стыковке с оборудованием и арматурой, не имеющей фланцев фасонного типа.

На маслопроводах в местах возможных протечек необходимо предусматривать устройство металлических кожухов с организованным отводом масла в сборный бак или приямок [15].

Для аварийного слива нефтяного масла из турбогенератора требуется предусматривать аварийную емкость за пределами главного корпуса (не ближе 5 м от стен здания), равную полному объему наибольшей маслосистемы турбогенератора [16].

На трубопроводах аварийного слива нефтяного масла из маслобака турбогенератора нужно предусматривать последовательно две задвижки. Одна из них с ручным колонковым приводом, выведенным на отметку обслуживания турбины и установленным в месте, безопасном при пожаре на маслобаке; вторая – с ручным управлением по месту установки и должна быть опломбирована в открытом положении. Сечение трубопровода аварийного слива масла должно обеспечивать опорожнение маслобака в течение 15 мин, но его диаметр не должен превышать 350 мм.

Для электрогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением предусматривается централизованная подача водорода и CO_2 (или азота).

Ресиверы для хранения водорода и CO_2 (или азота) устанавливаются вне главного корпуса на ограждаемой площадке.

Ручное управление подачей на подпитку и вытеснение водорода азотом (или CO_2) должно быть установлено в месте, безопасном при пожаре на маслосистеме турбогенератора.

Согласно С. А. Беляеву с соавторами, выпуск водорода из турбогенератора в атмосферу предусматривается над кровлей турбинного отделения с установкой конца трубопровода не менее чем на 2 м над уровнем кровли в месте прохода трубопровода [15].

Прокладка транзитных трубопроводов с горючими и легковоспламеняющимися жидкостями и газами в турбинном, деаэрационном и котельном отделениях тепловых станций не допускается.

2.4. Обеспечение надежности электротехнического оборудования

Ю. М. Корягин с соавторами отмечал, что с конца 1940-х годов в практику применительно к схемам с одной и двумя системами сборных шин стали внедряться обходные системы шин. Характерным для

схемы с двумя системами сборных шин был режим, когда все присоединения группировались на одной системе сборных шин, а вторая система была свободной [39].

Две системы сборных шин здесь предусматривались для различных целей. К ним относились резервирование сборных шин и выключателей, присоединений (ремонтируемый выключатель шунтировался временной перемычкой и заменялся шиносоединительным выключателем), а также синхронизация и выделение какого-либо генератора из параллельной работы (так называемый процесс транспозиции генераторов с одной системы сборных шин на другую по режимным соображениям в условиях изолированной работы отдельных частей электроэнергетической системы (ЭЭС)).

При этом резервирование элементов схем электрических соединений обосновывается с позиций двух расчетных режимов работы: ремонтных (по условиям надежности и потерь электроэнергии) и послеаварийных (по условию надежности). Наличие двух, а не одной системы сборных шин позволяет на время планового ремонта одной из них перевести без отключения от сети все присоединения на другую систему шин.

Длительность плановых ремонтов сборных шин невелика. Как правило, перевод присоединений с одной системы сборных шин на другую с целью выполнения на них профилактических работ осуществляется раз в год, поэтому вывод в плановый ремонт одной из систем сборных шин с отключением ее всех присоединений не вызовет сколько-нибудь заметное увеличение потерь электроэнергии в сетях [39].

Согласно статистике, основной причиной аварийного отключения рабочих систем сборных шин 220 кВ являются отказы шинных разъединителей и отказы оборудования в ячейках трансформаторов напряжения, подключенных к сборным шинам; главная причина аварийного погашения систем сборных шин 500 кВ – ложное действие релейной защиты, отказы во вторичных цепях [16].

РУ разных классов напряжения соединены через автотрансформаторы. Частичный переток мощности через автотрансформаторы допускается. Резервирование генераторов с соседних РУ не допускается.

Схема собственных нужд станции относится ко второй особой категории потребителей. Резервирование осуществляется через резервные трансформаторы собственных нужд, подключенные к РУ напряжением 110 и 220 кВ.

2.5. Организационно-технологическое обеспечение выполнения ремонтов и технических осмотров оборудования тепловых электростанций

В процессе анализа качества, объемов и сроков выполнения ремонтов и технического обслуживания (ТО) были изучены литературные источники и опыт предприятий. В советское время на многих промышленных предприятиях, включая тепловые электрические станции, была разработана и внедрена *система планово-предупредительных ремонтов*, которая продолжала функционировать в постсоветское время. В настоящее время на ряде предприятий формируется тенденция перехода от системы ППР к более эффективным моделям. Сформулируем основные недостатки:

- ◆ Износ элементов оборудования происходит неравномерно. Система ППР осуществляет системный ремонт часто с элементами, которые могут отработать еще значительное время до следующего ремонта или дольше. Объемы проведения ремонтов определяются объемами финансирования, что, в свою очередь, заставляет производить выбор между оборудованием, нуждающимся в ремонте.

- ◆ Рыночные условия ограничивают объемы финансирования на ремонты. Объемы рассчитываются на основании нормативов затрат на капитальный ремонт, который индексируется каждый календарный год и распределяется между электростанциями энергосистемы. Объемы финансирования не всегда соответствуют производственным потребностям в ремонте. Появляется потребность в уменьшении затрат на ТОиР с увеличением надежности работы оборудования.

- ◆ Нормативы, разработанные в 1960–1980-х годах, были избыточны и включали серьезный страховой запас. Такая страховка была связана с методикой разработки нормативов: в то время средства диагностики и автоматизации были не столь развиты и доступны, как в настоящее время. Поэтому одним из немногих критериев для планирования регламентных работ был календарный период [40].

Проведение ремонтов по факту аварийного отказа неэффективно, так как возникают риски, что ущерб от аварии может существенно превысить затраты на ППР.

Перечень оборудования, выводимого в ремонт, определяется руководством компании с использованием целого ряда критериев. Бывают случаи, когда эти критерии носят субъективный характер.

Возникает потребность в инструменте, который мог бы анализировать состояние оборудования и на основе объективного анализа формировать рекомендации по очередности и структуре планово-предупредительных ремонтов. Таким инструментом принятия решений для формирования перспективного и годового планирования ремонтов может служить подход, при котором реализуется риск-ориентированное управление техническим состоянием технологического оборудования, обеспечивающее научно обоснованную оценку текущего и прогнозного технического состояния оборудования.

План ремонта на каждый следующий год утверждается в марте-апреле текущего года, так как в конце мая должны быть поданы данные на защиту тарифа. Корректировки плановых ремонтов возможны до октября. В октябре данные о планируемых на следующий год ремонтах передаются системному оператору, который не допускает корректировки ремонтных программ.

Планирование ремонтов подразделяется на перспективное, годовое, оперативное и оперативное месячное [40]. Согласно нормативной документации, годовое планирование предполагает ежеквартальные корректировки.

Такая система практически не учитывает возможность крупных аварий на станции с необходимостью аварийного ремонта оборудования в кратчайшие сроки. Основным недостатком такой системы является отсутствие возможности предвидеть аварийные отказы. Аварии на станциях вызывают необходимость корректировать основной бюджет, заложенный на выполнение ремонтов.

Качество ремонтов и ТО определяется испытаниями, которые осуществляются после проведения работ. Согласно регламенту «Проведение испытаний тепломеханического оборудования ТЭС», испытания ТЭС подразделяются следующим образом [41]:

- ◆ *пусконаладочные испытания* – выполняют специалисты подрядных организаций после ввода вновь смонтированного оборудования, в соответствии с графиком договора предоставления мощности (ДПМ) Управления капитального строительства и реконструкции;

- ◆ *режимно-наладочные и балансовые испытания* – проводят специалисты подрядных организаций в соответствии с планом технического перевооружения и реконструкций, предоставляемым Управлением капитального строительства и реконструкции, и в соответствии с требованиями ПТЭС раз в 5 лет для пересмотра энергетических характеристик ТЭС и корректировки режимных карт;

♦ испытания до и после аварийно-восстановительных ремонтов (экспресс-испытания), а также до и после капитальных и средних ремонтов – проводят специалисты инженерно-аналитических подразделений, до и после текущих ремонтов – специалисты групп наладки производственно-технологического отдела (ПТО) ТЭС. *Испытания до и после ремонтов* осуществляются в соответствии с годовым планом проведения экспресс-испытаний, разработанным с учетом графика ремонта. Задачей экспресс-испытаний является сравнение технико-экономических показателей оборудования до и после проведения ремонта с нормативно-технической документацией по топливоиспользованию. По результатам испытаний дается оценка технического состояния оборудования и разрабатываются организационно-технические мероприятия по ликвидации выявленных недостатков;

♦ *ежемесячные испытания для определения технических характеристик работы тепломеханического оборудования (ТМО)* – проводят в сроки, соответствующие требованиям ПТЭС. Ежемесячные испытания выполняют специалисты группы наладки и режимов ПТО с целью определения фактического состояния ТМО.

После окончания ремонта могут проводиться *приемо-сдаточные испытания*. Данный вид испытаний должен подтвердить возможность оборудования выходить на рабочие параметры эксплуатации.

При планировании ресурсов для испытаний тепломеханического оборудования ТЭС должен соблюдаться подход целевого планирования и контроль фактического их использования. Затраты на проведение испытаний определяют специалисты ПТО на основании план-графиков ремонта, технического перевооружения и реконструкции на планируемый год в объемах плановой эксплуатационной программы [42; 43].

Оценка качества отремонтированного оборудования по технико-экономическим показателям характеризует соответствие его требованиям НТД по топливоиспользованию (достижению нормативных/заводских показателей) и устанавливается на основании результатов испытаний отремонтированного оборудования и приемки оборудования из ремонта.

Приемку оборудования после ремонта проводит комиссия, назначенная приказом по ТЭС под председательством главного инженера. В состав комиссии должен быть включен начальник ПТО, в состав комиссии поузловой приемки – специалисты группы наладки и режимов ПТО. Персонал ремонтного подразделения в течение 30 дн. после окончания ремонта устраняет выявленные в результате поузловой приемки дефекты.

Достаточно высокая аварийность на предприятии формирует необходимость в частичном пересмотре критериев выбора оборудования, выводимого в ремонт. Идеализированная система предупредительных ремонтов должна выводить в ремонт только то оборудование, ресурс которого исчерпан и которое выйдет из строя в ближайшее время (например, в течение расчетного года на этапе годового планирования) [44].

В зарубежной практике формируется тенденция к переходу от системы ППР к *технологии обслуживания, ориентированной на надежность оборудования* (в некоторых источниках «обслуживание по фактическому техническому состоянию оборудования»). Использование технологии обслуживания, ориентированной на надежность, приводит к уменьшению затрат на обслуживание оборудования. Данная концепция основана Джоном Мубраем в 90-х годах прошлого века. Д. Мубрай основал Центр обслуживания, ориентированный на надежность (Reliability Centered Maintenance) [45; 46]. На сегодня она реализуется на некоторых зарубежных предприятиях.

При этом основная цель RCM – обеспечить способность оборудования функционировать и производить заданное количество продукции с определенными техническими характеристиками непрерывно, без сбоев в течение фиксированного периода времени при определенных условиях. В данном контексте понятие «оборудование» включает в себя всю производственную линию [45].

В отечественной практике теплоэнергетических предприятий опыт внедрения риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ограничен.

2.6. Уровень подготовки оперативного персонала тепловых электростанций

Согласно статистике, количество аварий по вине персонала российских тепловых электростанций на сегодня составляет порядка 20–30 % от общего числа аварий. При этом выявлено, что количество организационных причин аварий примерно соответствует количеству технических причин. Следовательно, за каждой технической причиной аварии стоит организационная, так как аварийный отказ оборудования как-то связан с персоналом, который проектировал, устанавливал, эксплуатировал или ремонтировал это оборудование.

На основании ряда отечественных и зарубежных литературных источников, актов аварийных отказов на тепловых электростанциях, а также опыта работы персонала электрических станций выполнен анализ влияния человеческого фактора на аварийность ТЭС и надежность работы оборудования.

Для определения факторов, обуславливающих надежность человеко-машинной системы, необходимо сопоставить автоматическую систему и человека. Исходя из работ [47; 48], выберем характеристики человека и автоматики, подлежащие сравнению (табл. 2.4). Проведя их анализ, нетрудно прийти к выводу, что использовать модель надежности машины для оценки надежности человека не представляется возможным, так как аналогичные характеристики несопоставимы, а также существует ряд индивидуальных качеств.

Таблица 2.4

Сравнение характеристик человека и машины

Характеристика	Человек	Машина
Логика	Индуктивная и дедуктивная	Дедуктивная
Память	Зависит от факторов	Не зависит
Мотивация	Требуется	Не требуется
Зависимость от окружающей среды	Полная	Частичная
Время реакции	Секунды	Миллисекунды

К индивидуальным качествам следует отнести в том числе и психологические особенности поведения человека, наличие развитых органов чувств, способность творческого мышления. Понимание данных особенностей помогает снизить вероятность возникновения ошибок. Так, например, чрезмерное шумовое воздействие на человека не только способно вызвать усталость, раздражительность, потерю концентрации, но и полную потерю слуха. Существуют и особенности человеческого зрения, такие как ухудшение восприятия цветов с увеличением угла обзора, наибольшая чувствительность к зелено-желтому спектру света в течение дня, ощущение разных цветов в зависимости от окружающей обстановки. Данные факты негативно отражаются на способности человека выполнять задачи определенного рода.

При выполнении задач в непрерывном промежутке времени рассматривают следующие *показатели надежности работы человека*:

- ◆ среднее время до появления ошибки по вине человека. Этот показатель аналогичен средней наработке до отказа в классической теории надежности и используется при решении задач в непрерывном времени;

- ◆ среднее время до появления первой ошибки по вине человека. Этот показатель аналогичен средней наработке до первого отказа в классической теории надежности и используется в тех случаях, когда появление первой ошибки по вине человека играет исключительно важную роль;

- ◆ среднее время между ошибками по вине человека. Этот показатель аналогичен средней наработке на отказ, используемой в классической теории надежности, и применяется в тех случаях, когда ошибки по вине человека не являются очень серьезными (например, для оценки частоты появления дефектов на производственной линии из-за ошибок человека) [49].

Классификация ошибок системы «человек – машина» представляется следующим образом:

- ◆ *ошибки проектирования*. Результатом таких ошибок является неспособность обеспечения эффективности взаимодействия человека и машины. Примером может служить такое расположение управляющих устройств и индикаторов, при котором оператор будет испытывать затруднения при их одновременном использовании;

- ◆ *ошибки оператора*. Возникают при неправильном выполнении обслуживающим персоналом установленных процедур или в тех случаях, когда такие процедуры не предусмотрены. Факторы, которые могут привести к ошибкам операторов, включают плохое обучение, сложность задач, плохие экологические условия и беспечность человека;

- ◆ *ошибки изготовления*. Имеют место на этапе производства вследствие неудовлетворительного качества работы, неправильного выбора материала, изготовления изделия с отклонениями от конструкторской документации;

- ◆ *ошибки технического обслуживания*. Возникают в процессе эксплуатации и обычно вызваны некачественным ремонтом оборудования или неправильным монтажом вследствие недостаточной подготовленности обслуживающего персонала, неудовлетворительного оснащения необходимой аппаратурой и инструментами;

- ◆ *внесенные ошибки*. Это ошибки, для которых трудно установить причину их возникновения;

- ◆ *ошибки контроля*. Связаны с ошибочной приемкой элемента или устройства, характеристики которого выходят за пределы допусков,

и с ошибочной отбраковкой годного устройства или элемента с характеристиками в пределах допусков;

- ♦ *ошибки обращения.* Возникают вследствие неудовлетворительного хранения изделий или их транспортировки с отклонениями от рекомендаций изготовителя;

- ♦ *ошибки организации рабочего места:* теснота рабочего помещения, повышенная температура, шум, недостаточная освещенность и т. п.;

- ♦ *ошибки управления коллективом:* недостаточное стимулирование специалистов, их психологическая несовместимость, не позволяющие достигнуть оптимального качества работы [50].

Рассмотрим **факторы, влияющие на надежность человека**, или причины ошибок (рис. 2.6).



Рис. 2.6. Факторы, влияющие на надежность работы человека

Фактор стресса заслуживает более подробного рассмотрения. На протяжении многих лет исследователи изучали взаимосвязь между работоспособностью человека и стрессом. Согласно В. А. Машину [47], В. S. Dhillon [51], такая связь может быть представлена в виде кривой (рис. 2.7).

В соответствии с рис. 2.7 для оптимальной эффективности работы человека необходимо, чтобы уровень стресса был умеренным. При низком уровне стресса задача становится скучной и неинтересной, а значит, и эффективность работы снижается. Высокий уровень стресса вызывает увеличение вероятности ошибок и уменьшение эффективности работы человека.

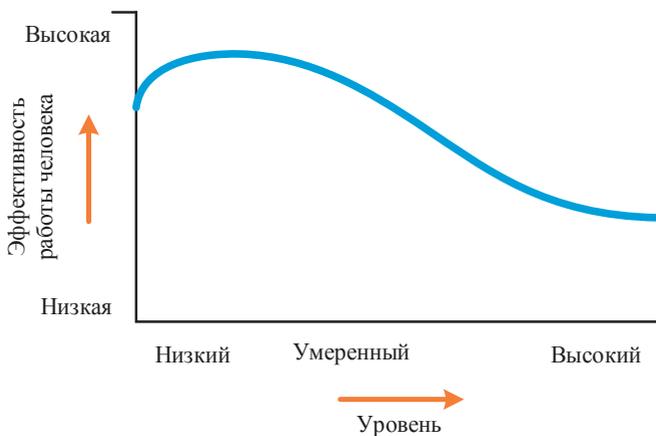


Рис. 2.7. Зависимость эффективности работы человека от уровня стресса

Существуют факторы стресса, характерные для любого работника. Данные факторы также снижают эффективность принимаемых решений человеком. Примерами таких факторов являются:

- ◆ проблемы со здоровьем;
- ◆ необходимость работы с людьми с непредсказуемыми темпераментами;
- ◆ финансовые трудности;
- ◆ работа в сжатые сроки;
- ◆ отсутствие соответствующего опыта для выполнения задачи;
- ◆ наличие «семейных трудностей»;
- ◆ невозможность продвижения по карьерной лестнице;
- ◆ завышенные требования со стороны начальства к работнику [50].

Ошибки человека могут варьироваться в зависимости от сложности оборудования, ситуации или задачи. Их последствия находятся в диапазоне от незначительных до очень тяжелых, например от несущественных задержек в производительности системы до высокой вероятности смерти. По отношению к оборудованию последствия ошибок человека могут быть сгруппированы таким образом [52]:

- ◆ задержка в работе оборудования незначительна;
- ◆ эксплуатация оборудования прервана на значительный срок, но существует возможность восстановления;
- ◆ эксплуатация оборудования невозможна.

Как отмечает В. S. Dhillon, свойство человека ошибаться является функцией его психофизиологического состояния. Интенсивность ошибок во многом определяется параметрами внешней среды, в которой человек работает [53].

Психологи определяют две группы качеств профессиональной подготовки: знания и навыки. Из последних выделяют психологические, психофизиологические и социально-психологические качества, например: стрессоустойчивость, выдержка, добросовестность, ответственность, умение работать в группе. Для снижения вероятности ошибок необходимо, чтобы как можно большая часть оперативного персонала удовлетворяла данному комплексу качеств, поскольку неизвестно, на чью долю придется критическая ситуация.

Особого рассмотрения заслуживает поведение человека в аварийных ситуациях. Как правило, в таких ситуациях человек продолжает придерживаться той линии поведения, что была присуща ему прежде. Величина воплощения привычных стереотипов зависит от выраженности таких личных качеств, как эмоциональная выдержка, добросовестность, самоконтроль, стрессоустойчивость и доброжелательность.

Оценка вероятности наступления каких-либо событий тесно связана с надежностью. Это наиболее часто используемая операция в формальных методах принятия решений в условиях риска и в методах, основанных на профессиональных суждениях. Возможность правильно устанавливать вероятность неопределенных событий существенно влияет на способности человека оценивать степень риска в целом.

Согласно справочнику [54], люди переоценивают надежность малых выборок, полагая, что их свойства характерны для всей совокупности. Вероятности же появления того или иного события часто определяются на основе того, как часто люди сталкивались с ними в прошлом. Более вероятным считается то событие, которое человек может представить, вспомнить аналогичные примеры. Данная особенность ведет к переоценке вероятностей ярких, запоминающихся событий и недооценке других. Известно, что при оценке вероятности наступления события люди стремятся использовать преимущественно свой опыт, игнорируя и считая ненадежной любую другую информацию. Это может приводить к большой переоценке вероятности аварий, если таковые имели место, и к недооценке – в случае безотказной работы оборудования.

Человек неохотно меняет уже сложившиеся представления о вероятностях тех или иных событий под влиянием вновь поступившей информации. В том случае, если информация не согласуется с его пред-

ставлениями, он склонен считать ее случайной и ненадежной. Большую роль в определении значимости последствий играет то, какие потребности индивидуума могут быть удовлетворены в результате осуществления благоприятного исхода и какую угрозу ему может представлять неблагоприятный исход. Так наиболее значимые негативные последствия ставят под угрозу жизнь и здоровье человека, далее идут разнообразные последствия, связанные с семейным благополучием, карьерой [50].

На восприятие риска оказывает большое влияние характер распределения негативных последствий во времени и пространстве. Чем ближе местожительство людей к потенциально опасному предприятию, тем больше беспокойства они проявляют. Замечено, что люди относятся терпимее к частым, распределенным во времени мелким авариям, чем к более редким катастрофам с большим числом жертв, даже если суммарные потери в первом случае гораздо больше, чем во втором.

Не стоит забывать, что наибольшее влияние на субъективную оценку вероятностей событий и на оценку серьезности возможных последствий оказывают личностные характеристики лица, принимающего решения. Они же играют существенную роль и при оценке ситуации в целом. Пол, возраст, образование, образ жизни, эмоциональный настрой, социальные нормы и обычаи общества, степень доверия к коллективу, техническим средствам и другие факторы влияют на поведение человека при оценке уровня риска и безопасности. Нельзя забывать, что инженер, как правило, становится руководителем коллектива. Следовательно, он должен знать, как функционирует коллектив, какое место занимает отдельный человек в коллективе, как правильно использовать имеющихся работников.

Таким образом, одним из важных условий надежной работы человека является микроклимат в коллективе и слаженность командных взаимодействий. Несмотря на повсеместную стандартизацию оборудования, его автоматизацию, характеристики личности членов команды непосредственно влияют на их поведение. В работах [51–53] приведены результаты двух масштабных исследований по установлению тех черт личности, которые помогают эффективно работать в команде, и описания характеристик эффективной коммуникации внутри команды работников станции. Поскольку наиболее важным результатом совместной работы является выполнение команды, эти факторы следует учитывать для повышения эффективности работы команды. Указанные исследования были произведены на Венгерской АЭС, находящейся в г. Пакш и вырабатывающей более 40 % энергии страны.

Исследование, учитывающее черты личности, опиралось на так называемую *модель пяти факторов* [52; 54]. Она основывается на пяти личностных качествах:

◆ *невроз* – тенденция испытывать нервозность, напряженность, беспокойство, эмоциональная нестабильность, враждебность. Безусловно, команда, состоящая из людей менее подверженных неврозам, более эффективна. Такие люди более уверены в себе и могут достаточно легко взаимодействовать с другими. Это позволяет повысить возможности обучения и обеспечивает более спокойную обстановку;

◆ *экстраверсия* – энергичный подход к внешнему миру, включающий общительность и эмоциональность. Данная черта имеет положительное влияние на эффективность работы там, где требуется высокая степень социального взаимодействия. Зависимость эффективности командного взаимодействия от экстраверсии не линейна. Предполагается, что слишком большое или слишком малое число сотрудников-экстравертов не может влиять на эффективность выполнения задачи;

◆ *открытость новому опыту* – способность адекватно принимать идеи, ситуации и людей, даже если они принципиально новые или необычные. Люди с данным ярко выраженным качеством предпочитают задачи, требующие творческого подхода. Они будут наслаждаться поиском новых стратегий решения проблемы, следовательно, будут более мотивированы. Сотрудники с низко выраженной открытостью испытывают познавательную перегрузку и стараются избегать новых и неоднозначных ситуаций, требующих творчества и предлагающих возможности обучения;

◆ *лояльность* – качество взаимодействия, заключающееся в корректном, благожелательном отношении. Команды с умеренным уровнем лояльности имеют большую жизнеспособность, поскольку возрастает ответственность за эффективность выполнения поставленной задачи каждого из членов;

◆ *добросовестность* – постоянная мотивация, направленная на выполнение поставленной задачи, обязанностей. Низкий уровень добросовестного выполнения задачи приводит к потере ответственности за ее выполнение. Необходимо отметить, что очень добросовестные работники с низкой лояльностью не смогут повысить эффективность выполнения задачи, поскольку они не имеют устойчивых межличностных связей. Данный факт особенно показателен на работе, требующей сотрудничества и обмена опытом, информацией с другими.

В заключении исследования отражено, что такие черты личности, как экстраверсия и добросовестность, являются наиболее важными ха-

раактеристиками, положительно влияющими на взаимодействие и производительность команды. Отрицательное влияние на эффективность работы оказывает лояльность, поскольку лишь умеренный уровень данного качества помогает взаимодействию в команде. Аналогичным образом выделяется и невроз. Умеренный уровень тревоги при наличии добросовестности может помочь лицам сформировать хорошее впечатление о своих собственных навыках и поведении. Сотрудники с таким уровнем невроза быстро приспосабливаются к меняющимся условиям.

Второе исследование было сфокусировано на *взаимодействии операторов АЭС*, в котором предполагалось определить, какие виды коммуникативных высказываний могут повысить производительность команды и помочь понять, как команда приспосабливается к высокой нагрузке. В результате было выявлено, что коммуникация работников в командах, отлично выполняющих поставленные задачи, простая, часто односложная, понятная всем участникам. Такие работники не используют неоднозначных ответов на вопросы, так как они часто имеют более обширную профессиональную подготовку и знания о происходящих событиях. Общение в отлично выполняющих задачи командах связанное, т. е. члены команды осознают информацию, распространенную другими, и реагируют на нее. Взаимопонимание в общении, связанная цепочка мыслей в разговоре помогают команде сосредоточиться и поддерживать свое внимание на обмене информацией, избегая потери какой-либо из ее частей.

Как было упомянуто выше, люди в условиях аварии обычно проявляют лишь те качества, которые в них были заложены, развиты и укреплены до аварии. Для формирования, закрепления и последующей автоматизации действий оператора применяют различного вида тренажеры.

Тренажер – это программно-техническое средство профессиональной подготовки персонала, отвечающее должностным требованиям к персоналу и методикам подготовки, служащее для проведения и последующего анализа результата тренировки, реализующее модель объекта энергетики и задачи по управлению объектом энергетики, обеспечивающее контроль деятельности обучаемых и предназначенное для формирования у них профессиональных навыков и умений принятия и выполнения решений по управлению (обслуживанию) в условиях реального времени, определяемого технологическим процессом [55].

В этом состоит его отличие от наглядных пособий, облегчающих формирование лишь необходимых знаний. Стоит отметить, что качество тренажера напрямую зависит от учета определенных требований

при его разработке. Методически правильное использование подразумевает многократные, систематические тренировки, постановку более сложных целей и задач, стимулирование тренируемого к более ответственному выполнению задачи. При конструировании же необходимо учитывать, что навыки, формируемые на тренажере, должны не внешне, а по своей психологической структуре соответствовать реальным трудовым навыкам. Неограниченное стремление сделать тренажер внешне схожим с реальным объектом совершенно бесполезно, если такое сходство создает только внешнее подобие и не обеспечивает единства тренируемых и реальных трудовых навыков.

В этой связи учет влияния оперативной деятельности персонала тепловой электростанции на показатели ее надежности является сложной методической задачей, у которой нет простого и тривиального решения. Однако необходимость поиска путей такой формальной оценки стала актуальной проблемой, решение которой представлено в данной работе.

2.7. Организация эксплуатации технологического оборудования тепловых электростанций

Грамотная организация эксплуатации технологического энергетического оборудования ТЭС позволяет максимально использовать его ресурс. Оптимизация режимов работы, с одной стороны, и уменьшение количества перегрузок и других неблагоприятных режимов, с другой стороны, дают возможность продлить срок службы оборудования. Для разных типов оборудования применяются разные технологические решения.

2.7.1. Тепломеханическое оборудование

Ниже рассмотрена организация эксплуатации котельного и турбинного тепломеханического оборудования электростанций.

Котельное оборудование. При работе котлов на твердом топливе с целью уменьшения золотого износа поверхностей нагрева и повышения их надежности скорость дымовых газов в дымоходах ограничивают до 7–10 м/с.

С. А. Беляев с соавторами отмечают, то износ газоходов летучей золой происходит вследствие ударов ее частиц о поверхность. В ре-

зультате оксидная пленка разрушается и развивается эрозия. При этом износ неравномерен как по ширине пакета, так и по высоте. Его наибольшая интенсивность имеет место в зонах повышенных скоростей (10 м/с) и потоков с наибольшей концентрацией частиц. При скоростях ниже 3 м/с возникают золовые заносы, вызывающие рост сопротивления и ухудшение теплообмена. На прочность сварных швов влияют изменение температуры и коррозионные процессы. Наиболее интенсивно коррозия протекает при сжигании высокосернистых мазутов. Свищи возникают в контактных сварных стыках из-за несоосности труб, пережима внутреннего сечения, непровара, трещин [15].

На Западной ГРЭС в июне 2016 года (ПК-40-2, $T = 545$ °С, $P = 140$ ата) первый корпус блока находился в состоянии растопки из резерва. При втором нормально работающем корпусе в нем был обнаружен свищ на поде нижней радиационной части (НРЧ) поверхности нагрева по сварному стыку. Причиной образования свища поверхности нагрева является нарушение технологии сварки – выполнение сварного стыка за один проход. В зоне образования свища обнаружен подрез. Корень шва на месте развития свища не проварен. Нарботка трубы к моменту отказа составила 59 160 ч.

Продолжительность нарботки от начала эксплуатации или капремонта до образования свища зависит от характера и величины дефекта и условий эксплуатации, качества воды, цикличности и амплитуды колебаний нагрузки агрегата, качества монтажа водяного экономайзера.

На Северной ГРЭС в 2017 году в период обхода обнаружен посторонний шум и парение в районе пода НРЧ корпуса котла. Причиной повреждения трубы явилось механическое воздействие за счет совместных изгибающего и крутящего усилий, вызванных налипшей на трубу глыбы густого шлака. Это обусловило отрыв трубы от крепления и скручивание. Несовершенство фиксации крайних труб к несущей балке привело налипанию и отрыву. Крайние трубы в районе летки НРЧ воспринимают повышенную нагрузку от текущего жидкого шлака, но не имеют при этом никакого дополнительного крепления. Плоскость отрыва располагается под углом 45° к оси трубы. Разрушение произошло в плоскости действия максимальных касательных напряжений. Нарботка трубы составила 149 998 ч.

Как отмечает С. А. Беляев и другие, в большинстве случаев при возникновении повреждения в одной трубе, гибели или сварном шве истекающая струя воды разрушает и соседние трубы. К моменту отключения котла и расхолаживания поврежденными оказываются несколько

соседних труб. Характерными для топок являются повреждения экранов, защищающих стены топочных камер, радиационный пароперегреватель и радиационный водяной экономайзер [15].

Котел № 7 Южной ТЭЦ до аварийного режима работал с паропроизводительностью 320 т/ч. Признаком нарушения работы котла послужил шум в топке в районе фронтного экрана на отметке +14 м. Котел погашен по аварийной заявке. Обнаружен разрыв трубы фронтного экрана в районе пережима в результате утонения стенки трубы из-за наружной коррозии металла в месте соприкосновения с соседней трубой. Размеры разрыва: длина – 610 мм, ширина – 165 мм; толщина стенки в месте разрыва составляла 1,5 мм.

Разрушение трубы № 16 фронтной стенки котла ПК-40-1 Восточной ГРЭС произошло на прямом участке с лобовой (по отношению к топочным газам) стороны. Длина разрушения – 20 мм, ширина – 4 мм. На кромках раскрытия обнаружено множество мелких продольных трещин ползучести. Труба раздута до диаметра 46,5–47,0 мм, остаточная деформация составляет 3,2–4,4 % с утонением стенки с лобовой стороны. Причиной разрушения металла явилось исчерпание ресурса длительной прочности. Нарботка трубы составила 89 022 ч [15].

Трубы экранов подвергаются действию лучистой энергии, коррозионному воздействию продуктов сгорания, компенсационных и весовых механических нагрузок. При малой циркуляции и нарушении водного режима это приводит к повреждениям и отказам, поэтому от качества воды и пара зависит возникновение повреждений.

Г. В. Ноздренко, В. Г. Томлов, О. К. Григорьева полагают, что трубы радиационных перегревателей повреждаются из-за высокотемпературной коррозии, обуславливающий значительный износ стенок со стороны огневого обогрева. Это происходит при больших тепловых нагрузках. К тепловым перекосам приводит неравномерное поле температур по высоте газохода. При 6–8 м тепловая нагрузка верхней и нижней части змеевиков может различаться на 20 % и более, а по ширине при неблагоприятных условиях эксплуатации – до 30 % [16].

Разрушение труб № 15 и 16 в виде раскрытия на прямом участке с лобовой стороны произошло после наработки 90 163 ч котла ПК-40-1. На внутренней и наружной поверхностях труб следов коррозии не обнаружено. В микроструктуре металла с лобовой поверхности имеет место полный распад перлитов, наблюдаются микронадрывы и микротрещины. Причиной разрушения является исчерпание ресурса длительной прочности с огневой стороны.

Повреждение пароперегревателей объясняется тем, что при длительных наработках при температуре выше 450 °С структура металла претерпевает изменения, снижается жаропрочность. Так, 100 тыс. ч эксплуатации сталей 12МХ, 15ХМ в таких условиях приводит к снижению прочности вдвое.

Котел № 10 ТП-87 Северо-Восточной ТЭЦ работал с нагрузкой 340 т/ч. В 1 ч 25 мин 12 октября 2015 года появился шум в районе 4-й ступени конвективного пароперегревателя. Котел был аварийно погашен. Обнаружена трещина в змеевике 4-й ступени из-за наличия металлургического дефекта – заката.

Ползучесть и сопровождающие ее повреждения труб (микротрещины) проявляются в гibaх интенсивнее, чем в прямых трубах. Это заставляет периодически менять отдельные элементы или целиком ступени перегревателя.

Согласно работе [15], «за период от момента разгерметизации из-за повреждения труб до снижения давления в котле, истекающая струя пара повреждает смежные трубы. Происходит развитие повреждения, в результате чего количество поврежденных труб может достигать 10 и более. Отказы происходят и от неравномерного расширения труб, неодинаковых весовых нагрузок – сварные швы находятся в сложнапряженном состоянии.

К возникновению недопустимых напряжений в сварных швах и околшовных зонах, вызывающих образование трещин, обрывов креплений и труб, приводят и резкие колебания нагрузки котлов».

Необогреваемые трубопроводы находятся снаружи обмуровки. Любое повреждение представляет опасность для персонала и смежного оборудования.

На трубопроводах чаще всего повреждаются гibaы. Здесь возникают коррозионно-усталостные повреждения. Недостаточная компенсация температурных удлинений вызывает повышенные напряжения. Гibaы питательных, водоопускных и паропроводящих труб разрушаются хрупко, гibaы паропроводов перегретого пара, работающие в условиях ползучести, при разрушении деформируются [16].

Запорная, регулирующая и дроссельная арматура характеризуется дефектами в корпусах, неплотностями, износом штоков, повреждениями приводов, пропуском через сальниковые уплотнения. Главные предохранительные клапаны отказывают из-за трещин в корпусах, вмятин и забоин на уплотняющих поверхностях седла и тарелки, трещин и рисков на спиральной пружине, эрозийных повреждений защитной втулки, дефектов штоков [15].

Отказы котлов из-за повреждений арматуры составляют 2–3 % от общего числа отказов.

Профилактику и техническое обслуживание машин и механизмов электрических станций проводят в периоды снижения нагрузки (ночью, в праздничные, выходные и некоторые характерные дни).

С. А. Беляев с соавторами утверждают, что повреждения станционных трубопроводов происходят в основном на паропроводах и питательных трубопроводах. Причинами повреждения паропроводов является исчерпание запаса жаропрочности труб, гибов, тройников и других элементов под действием высокой температуры и при больших наработках времени эксплуатации. У питательных трубопроводов повреждения возникают на узлах питания котлов за регулирующими клапанами, где происходит недопустимое эрозионное утонение стенок труб питательной водой. Нередко разрушаются гибы, причинами повреждения которых по большей части являются дефекты изготовления (овальность свыше допуска, металлургические дефекты). На паропроводах ресурс жаропрочности гибов значительно меньше, чем ресурс прямых труб [15].

При неудовлетворительном состоянии опор и подвесок, которыми паропроводы крепятся к строительной части здания, возникают трещины в сварных швах.

Отказы в работе автоматической системы регулирования и технологических защит приводят к отказам теплоэнергетического оборудования. Здесь велики ошибки персонала при переключениях и из-за неисправности элементов устройств.

В январе 2014 года в 1 ч 50 мин персоналом котлотурбинного цеха Восточной ГРЭС проводился переход с НОС-2 (насосы орошения скрубберов) на НОС-1. Во время отключения НОС-2 произошло разрушение обратного клапана НОС-2, а далее затопление прямка гидрозолоудаления (ГЗУ) и находящихся в нем смывных насосов, которые были отключены защитами. Персоналом выполнены операции по переводу шлака на пол, включены смывные насосы. Нагрузка станции снижена до минимальной.

Турбинное оборудование. Согласно работе [15], «некоторые даже серьезные повреждения некоторых деталей турбин не приводят к отказам турбин в целом. Это относится к корпусам цилиндров, стопорных и регулирующих клапанов. Все они имеют большую толщину стенок со сложным рельефом поверхности. При нарушениях технологии отливки и термообработки возникают трещины, поры, раковины. При-

чинами появления трещин при эксплуатации могут быть циклические нагрузки из-за вибрации и малоцикловая усталость».

В соответствии со Сводом правил по проектированию тепловых электрических станций, цилиндры низкого давления изготавливаются сварными из листового металла. Причиной такого решения является риск возникновения эрозионного износа паром. Повреждения невелики по размерам и быстроустраняемы [56].

Корпуса стопорных и регулирующих клапанов выполняются литыми [56]. Как отмечает С. А. Беляев с соавторами, корпусам присущи все пороки, которые характерны для отливок. Дефекты, возникающие при их эксплуатации – малоцикловая усталость, температурные перепады. Крупные трещины в корпусных деталях турбин представляют серьезную угрозу для работоспособности турбин и обслуживающего персонала. Возможно их мгновенное развитие с трудноопределимыми последствиями. Поэтому их устраняют во время плановых ремонтов [15].

Фланцы разъемов цилиндров, стопорных и регулирующих клапанов соединяются шпильками с гайками. Шпильки являются наиболее слабым звеном. Иногда обрываются сразу несколько шпилек. Турбину останавливают из-за угрозы пропаривания и износа поверхности фланца. Место обрыва чаще всего располагается на резьбе. Резьба может повреждаться при ремонте, при сборке и разборке. Шпильки имеют солидные размеры – длина до 1 м, диаметр до 160–200 мм, поэтому технология сбалчивания остается трудоемкой, ответственной и сложной.

Главный фактор повреждения лопаток – качество изготовления. Неполноценность и повреждения лопаток – обрывы и эрозионный износ. Своевременная замена и ремонт лопаток с эрозионным износом исключают возможность их хрупкого разрушения [15].

В качестве примеров повреждения лопаток можно привести две аварийные ситуации на Юго-Восточной ГРЭС.

Двенадцатого июля 2016 года в 11 ч 5 мин оперативным персоналом зафиксирован посторонний металлический звук в районе цилиндра низкого давления турбогенератора с последующим скачкообразным увеличением вибрации. Турбогенератор был отключен от сети действием защиты. Расследование показало обрыв лопатки № 6 в пакете № 1 17-й ступени ротора низкого давления турбины К-100-90-5. Обрыв произошел по сечению лопатки на 28 мм выше нижней скрепляющей бандажной проволоки. Лопатки № 4 и 5 этого же пакета деформированы. Поверхность разрушения имела два участка – зону развития усталостных трещин и зону залама.

Тринадцатого февраля 2017 года в 15 ч 21 мин произошло отключение турбогенератора действием технологической защиты от вибрации 3-го и 4-го подшипников. После вскрытия крышки цилиндра обнаружен обрыв замковой лопатки 22-й ступени вследствие развития усталостной трещины в сечении хвостовика лопатки с последующим разрушением лопаточных аппаратов 22-й и 23-й ступеней.

С. А. Беляев с соавторами полагают, что поломки лопаток могут возникать из-за плохих частотных характеристик при неудовлетворительной настройке от аксиальных колебаний системы «диск – лопатка», при недостаточной отстройке лопаток от частоты возмущающей силы или при работе лопаток в резонансе на различных частотах. Это конструктивные недоработки, приводящие к отказам. Разрушение происходит по усталостным причинам. В некоторых случаях обрывы лопаток обусловлены несоответствием фактического профиля проектному. Встречаются отклонения в размерах сечения на 1–2 мм и более. Естественно, прочностные и частотные характеристики искажаются, и это может стать причиной отказа турбины [15].

Г. В. Ноздренко, В. Г. Томлов, О. К. Григорьева отмечают, что в последних ступенях части низкого давления может возникнуть угроза повреждения рабочих лопаток из-за повышения влажности пара. Могут иметь место повреждения из-за плохого качества изготовления: не скруглены кромки у корня лопатки, недостаточная чистота обработки, пороки в металле [16].

В соответствии с работой [15] на диафрагмах наряду с повреждениями лопаток могут появляться трещины и другие механические повреждения. Кроме того, в результате давления пара на диафрагму возникает прогиб, остаточная деформация которого на чугунных диафрагмах достигает 0,15–0,20 мм, на остальных – 0,2–0,3 мм. Повреждения роторов обуславливаются недостатками изготовления и нарушениями режимов эксплуатации, приводящими к появлению остаточного прогиба. Все они возникают при пусках и остановках турбин.

Согласно работе [16], недопустимая вибрация турбины может вызвать повреждение подшипников. Причиной вибрации является расцентровка или разбалансировка роторов, защемление ступень подшипника, неудовлетворительная заливка вкладышей. Снижение давления масла также приводит к повреждению подшипника. Засорение сетки посторонними предметами может быть причиной срыва работы главного маслососа. Повреждение вкладышей возникает даже при кратковременном падении давления масла – подплавление происходит через

4–5 оборотов ротора. Особенно опасен для подшипников пуск турбины с остаточным прогибом вала. Уже вскоре после пуска температура в подшипниках повышается до недопустимого уровня, и вкладыши выплавляются.

В системе регулирования повреждения возникают из-за усталостных трещин на штоках регулирующих клапанов, на резьбе шпилек крепления сервомотора отсечного клапана к корпусу турбины, на сварных соединениях труб, маслопроводов системы регулирования. Некоторые из них приводят к тяжелым авариям – разгону турбины и пожарам [15].

Повреждение вспомогательного оборудования турбин: насосов, регенеративных подогревателей и других элементов – не всегда приводит к отказам в работе турбоагрегата. Так, при повреждениях ПВД отказы турбин находятся в пределах 10 %. При повреждениях питательных насосов из каждых 6–7 случаев только один приводит к отказу турбины.

2.7.2. Электротехническое оборудование

Анализ явлений, ситуаций и причин ненадежной работы (частые отказы, малая долговечность) показывает, что явления и факторы взаимно связаны, отказы и деградация конкретного оборудования обычно вызываются комплексом причин.

В. А. Тремясов отмечает, что особое место занимает износ электрооборудования (деградация состояния), который не только приводит к отказам, но и сокращает срок службы. В этом процессе участвуют: нагрев и охлаждение электрических проводов, машин, аппаратов и трансформаторов; увлажнение электрической изоляции; электрические разряды; перенапряжения; удары и вибрации; химические и электрохимические явления.

Износ начинается под воздействием окружающей среды еще до начала ввода оборудования в эксплуатацию: при транспортировке, на складе или монтажной площадке. Во время работы износ электрооборудования усиливается под воздействием тока и напряжения, трения и загрязнения. Короткие замыкания усугубляют износ воздействием электрической дуги, динамических усилий и повышением температуры проводников. Износ контактов, разборных соединений и дугогасительных устройств также связан с воздействием тока короткого замыкания. Перегрузки вызывают тепловое старение изоляции трансформаторов электрических машин и кабелей [57].

Изношенное оборудование, подвергаясь даже расчетным воздействиям (электрическим или механическим), выходит из строя. Ремонт его после отказа (и даже профилактический) становится более трудоемким и дорогим или невозможным.

Отслеживание надвигающейся аварии возможно при своевременном диагностировании оборудования в процессе эксплуатации. Для разного оборудования процесс развития аварийной ситуации происходит по-разному.

Поскольку процесс деградации состояния трансформатора развивается медленно и постепенно, то можно следить за его состоянием по изменению параметров, которые определяются в ходе профилактического обслуживания (испытания при вводе в эксплуатацию, испытания и анализ проб масла, измерение температуры и частичных разрядов и др.), и предупреждать внезапные отказы трансформатора, выводить его во внеплановый ремонт. При эксплуатации генераторов необходимо следить за их оперативными параметрами (температура, вибрация, напряжение и т. д.).

Допустимые перегрузки для различного оборудования и регламент технического обслуживания и испытаний приводятся в ПУЭ и ПТЭС.

Проведенный статистический анализ позволяет систематизировать данные для выявления закономерностей образования аварийных ситуаций.

Можно констатировать, что на сегодня анализ статистических данных по отказам оборудования на электростанциях системно практически не ведется.

Подробный анализ статистики по литературным источникам представлен в п. 1.2, 1.3. Эффективный статистический анализ аварийных отказов оборудования может служить основой системы диагностики и прогнозирования аварийных отказов оборудования ТЭС, но для корректной работы математической модели, алгоритмического и программного обеспечения требуется объективный ввод данных о возникновении и последствиях аварий (отказов, технологических нарушений) с целью формирования дальнейших управляющих воздействий.

Таким образом, для проведения анализа аварийных ситуаций необходима база знаний аварийных отказов основного оборудования ТЭС, которая позволит обрабатывать статистику аварийных отказов, формируя следующий перечень запросов:

- ◆ статистика отказов ТЭС в целом с ранжированием по времени;
- ◆ статистика отказов по системе шин (110, 220, 500 кВ) с возможностью ранжирования;

- ◆ статистика отказов по основному технологическому оборудованию с возможностью ранжирования;
- ◆ статистика отказов по видам оборудования (котел, турбина, генератор и др.) с возможностью ранжирования;
- ◆ статистика отказов по группам оборудования (пароводяной тракт котла, газовоздушный тракт котла, пылесистема котла, проточная часть турбины, тепловая схема турбины и т. п.) с возможностью ранжирования;
- ◆ статистика отказов по отдельным элементам (блока, блоков, электрических станций и т. п.) с возможностью ранжирования;
- ◆ статистика отказов элементов с учетом заводов-изготовителей;
- ◆ статистика отказов элементов по различному принципу действия (например, шнековый пылепитатель или лопастной; масляный или вакуумный выключатель);
- ◆ нахождение (выявление) наиболее «слабого» элемента (агрегата, блока и т. п.), наиболее значимой причины отказов с возможностью их ранжирования;
- ◆ связь статистики отказов элементов с частотой и видом ремонтов оборудования;
- ◆ статистика отказов от режимных и конструктивных параметров элемента.

Перечень запросов может быть изменен и доработан в процессе создания специализированного алгоритмического и программного обеспечения. В свою очередь, база знаний для риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС потребует от персонала станции своевременного обновления информации для актуализации прогноза. Анализ статистики отказов оборудования позволит выявлять следующие факторы влияния на аварийные отказы:

- ◆ оборудование, наиболее подверженное аварийным отказам. Согласно анализу актов, значительная доля аварий приходится на котельное оборудование. Данный вывод коррелируется с опытом большого числа отечественных электростанций. Статистический анализ дает возможность выявлять наиболее слабые узлы станции и может быть положен в основу прогнозирования аварийности, которое, в свою очередь, должно корректировать процесс перспективного и годового планирования ремонтов;
- ◆ качество оборудования конкретных производителей;
- ◆ долю аварийных ситуаций, причиной которых являются действия персонала. На сегодня, согласно данным актов аварийных отказов,

на долю неправильных действий персонала приходится 14 % от общего числа аварий. Тенденция роста или снижения данной цифры по годам будет отражать ухудшение или улучшение работы оперативного и вспомогательного персонала;

◆ качество ремонтно-восстановительных работ подрядных организаций. Так, например, возникновение аварийной ситуации во время пуско-наладочных работ или испытаний часто свидетельствует о некачественной работе подрядных организаций.

Глава 3

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

Теоретические основы методов оценки показателей надежности состоят из терминологического аппарата и алгоритмов (методов) численной оценки и прогнозирования показателей надежности.

3.1. Основные понятия и определения теории надежности

Основные понятия, термины и определения регламентируются ГОСТ 27.002–89 [58].

3.1.1. Основные определения

Надежность – свойство объекта (энергоблока) выполнять требуемые функции (по выработке энергии) в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Надежность выступает в роли функциональной категории качества как множества заданных функций энергоблока, которые имеют ограничения по времени и условиям функционирования (рис. 3.1).

Работоспособность – состояние энергоблока (объекта), при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в требуемом объеме. Потеря работоспособности в теории надежности называется **отказом**.

Полный отказ – полная потеря работоспособности, **частичный отказ** – снижение работоспособности.

Внезапные отказы являются следствием поломок или аварийных ситуаций. **Постепенные отказы** происходят из-за износа деталей, за-

грязнения поверхностей нагрева, изменения проходных сечений в результате отложений и т. д.

Наработка на отказ – время работы энергоблока (объекта) от начала эксплуатации до отказа (или между двумя соседними отказами).

Восстановление – обеспечение уровня работоспособности энергоблока (объекта) путем проведения ремонта. Процесс функционирования энергоблока за период жизни характеризуется большим числом отказов и восстановлений.

В соответствии с ГОСТ 27.002–89 основными с позиций надежности являются следующие свойства энергоблока [59]:

♦ **безотказность** – работоспособность в течение заданного времени (нулевая вероятность появления отказа);

♦ **долговечность** – сохранение работоспособности до наступления предельного состояния (при установленной системе технического обслуживания);

♦ **предельное состояние** – невосстанавливаемость энергоблока (объекта) в связи с достижением такого износа и старения, устранение которых становится невозможным или нецелесообразным;

♦ **живучесть** – свойство энергоблока противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением работоспособности потребителей;

♦ **ремонтпригодность** – пригодность энергоблока к диагностике отказов и к устранению их последствий путем проведения технического обслуживания и ремонтов;

♦ **безопасность** – способность энергоблока обеспечить экологическую и техническую безопасность путем поддержания экологических и технических параметров на заданном уровне.

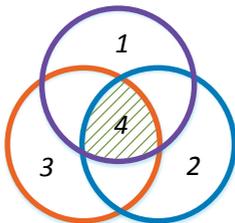


Рис. 3.1. К понятию «надежность»: 1 – подмножество заданных функций энергоблока; 2 – подмножество условий его функционирования; 3 – подмножество временных интервалов (периоды эксплуатации и простоя); 4 – подмножество, характеризующее надежность (набор комплексных показателей)

Режимная управляемость – свойство энергоблока поддерживать заданный режим с помощью средств управления [16].

Множество заданных функций 1 (рис. 3.1) зависит от типа энергоблока и включает [16]:

- ♦ генерацию и выдачу электрической энергии потребителям (или в энергосистему согласно заданному графику нагрузки, утвержденному системным оператором;

- ♦ производство и выдачу тепловой энергии (горячей воды или пара) потребителям;

- ♦ обеспечение заданного качества электрической энергии, определяемого параметрами частоты сети, напряжения, несимметрии напряжения в фазах, несинусоидальности напряжения;

- ♦ обеспечение качества тепловой энергии, задаваемого параметрами пара или воды;

- ♦ транзит электрической энергии в линии электропередач (ЛЭП) сетевых компаний.

Множество условий функционирования 2 определяет:

- ♦ вид топлива, применяемый на станции, запасы топлива, режим работы энергоблока в рабочие, выходные и характерные дни, сезонные условия, графики нагрузки;

- ♦ наличие постоянной связи с энергосистемой и наличие аварийного резервирования мощностей станции.

Множество временных интервалов функционирования 3 включает:

- ♦ заданный период эксплуатации энергоблока (начальный, нормальной эксплуатации, старения), а также наличие аварийных или плановых ремонтов;

- ♦ наличие вынужденного простоя оборудования;

- ♦ заданный период функционирования оборудования (сутки, месяц, год);

- ♦ параметры нагрузки за периоды осенне-зимнего максимума и весенне-летнего минимума [16].

Пример 3.1. Чем определяется надежность энергоблока станции?

Энергоблок ТЭС выдает в энергетическую систему электрическую мощность P (подмножество 1) по заданному графику нагрузки. Вероятность такого режима составляет P_N (подмножество 2) в течение $\tau_{\text{раб}}$ (подмножество 3). Надежность энергоблока станции определяется отпуском электрической энергии с шин (подмножество 4): $\Theta = N \cdot P_N \cdot \tau_{\text{раб}}$, что характеризует его работоспособность в заданных условиях.

3.1.2. Отказ и восстановление

Отказ и восстановление являются противоположными событиями. События, происходящие одно за другим в моменты времени τ_1 , образуют поток событий. Простейший поток отказов и восстановлений представлен на рис. 3.2, где $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n$ – время наработки на отказ (от начала работы до отказа), а $\tau_{в1}, \tau_{в2}, \dots, \tau_{вn}$ – время восстановления [16].

Потоки событий можно описать с помощью рядов распределения случайных величин, характеризующих вероятность появления этих событий $P_{(m)}$, где m – число отказов (случайных событий). Есть ряд стандартных распределений: равномерное, нормальное, экспоненциальное и т. д. Особенность нормального закона распределения заключается в том, что он является предельным законом, к которому приближаются все другие законы распределения. Для восстанавливаемых элементов вероятность безотказной работы (до наработки T_0) рассчитывается как $P(\tau) = \exp(-\lambda\tau)$, где τ – рассматриваемый интервал времени; $\lambda = 1/T_0$ – интенсивность отказов. Под *элементом* понимается энергоагрегат, имеющий определенное функциональное назначение, не подлежащий дальнейшему структурному разделению. В качестве элемента могут рассматриваться энергоблок в составе энергосистемы или котел, турбина, электрогенератор – в составе энергоблока [16].

В процессе эксплуатации элемента периодичность отказов происходит неравномерно. Интенсивность отказов изменяется на протяжении всего срока эксплуатации энергетического оборудования (рис. 3.3).

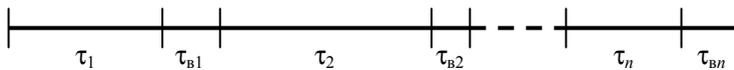


Рис. 3.2. Поток отказов и восстановлений

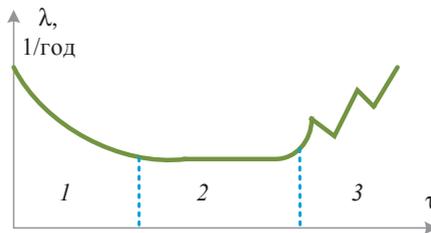


Рис. 3.3. Интенсивность отказов за период жизни элемента

Период эксплуатации можно разделить условно на следующие области [16; 60]: приработки отказов 1, нормальной эксплуатации 2, отказов по причине старения оборудования 3.

Как отмечают Г. В. Ноздренко, В. Г. Томлов, О. К. Григорьева, приработочные отказы возникают в начале эксплуатации из-за дефектов изготовления и монтажа. В области нормальной эксплуатации (рабочей области) интенсивность отказов является постоянной, а в области старения – постепенно увеличивается вследствие износа элементов. Старение частично компенсируется путем капитальных ремонтов с заменой изношенных деталей. Можно считать, что на элемент действуют потоки событий в форме марковских случайных процессов (когда состояние элемента в будущем не зависит от его прошлого, т. е. от того, каким путем он достиг настоящего состояния) [16].

Очевидно, практически любой случайный процесс можно представить как марковский, если в текущее состояние включить и его прошлое. В непрерывном процессе времени в любой его момент τ сумма вероятностей всех состояний элемента

$$\sum_{i=1}^n P_i(\tau) = 1.$$

Определение вероятностей каждого из состояний $P_1(\tau), \dots, P_n(\tau)$ является одной из основных задач теории надежности. Вероятность события X рассчитывается как $P(X) = m/n$, где m – число случайных событий; n – число всех событий [60].

В силу сложности устройства энергетических блоков тепловых станций (наличия сложного теплотехнического и электротехнического оборудования) наиболее вероятным является возникновение сложных событий, которые будут комбинацией сразу нескольких событий.

Для независимых случайных событий, вероятность появления которых не зависит от вероятности других событий, справедлива аксиома: вероятность возникновения хотя бы одного из двух случайных независимых и несовместных событий равна сумме вероятностей этих событий, т. е. $P(X_1 + X_2) = P(X_1) + P(X_2)$. События называются *совместными*, если при осуществлении одного из них возможно появление другого; если – нет, то события *несовместны* [16].

Пр и м е р 3.2. Проанализировать надежность элементов пылепитательной системы для топki, работающей с двумя горелками. Вероятность погасания факела при выходе из строя пылепитателя первой горелки составляет $P(X_1) = 0,03$, второй горелки – $P(X_2) = 0,025$.

Вероятность полного погасания факела будет (так как рассматриваемые события являются независимыми и несовместными):

$$P(X_1 + X_2) = P(X_1) + P(X_2) = 0,03 + 0,025 = 0,055.$$

Пример 3.3. На тепловой электростанции в течение года производится ремонт турбогенератора при аварийных отказах теплотехнического и электротехнического оборудования с вероятностью отказа $P(X_1) = 0,045$ и капитальный ремонт (согласно графику ремонтов оборудования), вероятность которого $P(X_2) = 0,015$. Указанные ремонты (события) являются несовместными и независимыми. Рассчитать вероятность ремонта турбогенератора.

Вероятность ремонта турбогенератора составит

$$P(X_1 + X_2) = P(X_1) + P(X_2) = 0,045 + 0,015 = 0,06.$$

Также согласно работе [16], из аксиомы о сумме вероятностей событий следует, что сумма вероятностей противоположных, т. е. взаимоисключающих, событий равна единице: $P(X) + P(\bar{X}) = 1$, где \bar{X} – событие, противоположное событию X . В соответствии с теорией надежности сумма отказа и безотказной работы элемента (или системы) будет равна 1.

Для зависимых случайных событий, вероятность которых зависит от вероятности других событий, вводится понятие условной вероятности [16]. При этом *условной вероятностью* события X_1 по отношению к событию X_2 называется вероятность события X_1 при условии, что событие X_2 происходит:

$$P\left(\frac{X_1}{X_2}\right) = \frac{P(X_1 X_2)}{P(X_2)}.$$

Пример 3.4. Проанализирован график нагрузки ТЭС. Вероятность появления максимальной нагрузки для станции в заданный период эксплуатации составляет $P(X_1) = 0,85$. Вероятность отказа энергоблока за весь период эксплуатации $P(X_2) = 0,6$. Рассчитать вероятность возникновения одновременно двух событий.

Определим $P(X_1 X_2)$:

$$P(X_1 X_2) = P(X_1) \cdot P(X_2) = 0,85 \cdot 0,6 = 0,51.$$

С помощью аксиомы о сумме вероятностей и правила уменьшения вероятностей можно определить вероятность возникновения хотя бы одного из двух независимых и совместных случайных событий [16]:

$$P(X_1 + X_2) = P(X_1) + P(X_2) - P(X_1 X_2). \quad (3.1)$$

Пример 3.5. Турбогенератор энергоблока ТЭС в заданный период эксплуатации может отключаться из-за отказа котла с вероятностью $P(X_1) = 0,052$ или из-за отказа электрической части (отказа генератора или отключений со стороны ЛЭП) с вероятностью $P(X_2) = 0,07$. Определить вероятность отключения турбогенератора.

Вероятность отключения турбогенератора составит

$$\begin{aligned} P(X_1 + X_2) &= P(X_1) + P(X_2) - P(X_1)P(X_2) = \\ &= 0,052 + 0,07 - 0,052 \cdot 0,07 = 0,11836. \end{aligned}$$

Вероятность сложного события X_1 зависит от вероятности событий X_2, \dots, X_n , комбинацией которых она является:

$$P(X_1) = P\left(\frac{X_1}{X_2}\right)P(X_2) + \dots + P\left(\frac{X_1}{X_n}\right)P(X_n). \quad (3.2)$$

Пример 3.6. Схема энергоблока ТЭС приведена на рис. 3.4. Работа турбины зависит от работы всех элементов, связанных техническим процессом. Определить вероятность отказа турбины $P(X_1)$ как сложного события.

Вычислим $P(X_1)$:

$$\begin{aligned} P(X_1) &= P\left(\frac{X_1}{X_2}\right)P(X_2) + P\left(\frac{X_1}{X_3}\right)P(X_3) + P\left(\frac{X_1}{X_4}\right)P(X_4) = \\ &= 1 \cdot 0,03 + 1 \cdot 0,01 + 1 \cdot 0,005 = 0,045. \end{aligned}$$

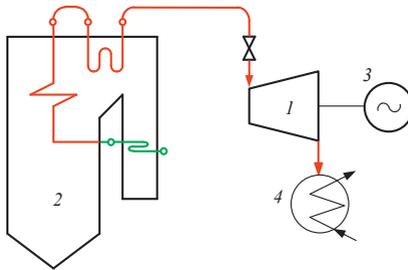


Рис. 3.4. Схема энергоблока тепловой станции: 1 – турбина; 2 – котел; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор

В этом выражении условная вероятность отказов элементов при непосредственной связи

$$P\left(\frac{X_1}{X_2}\right) = P\left(\frac{X_1}{X_3}\right) = P\left(\frac{X_1}{X_4}\right) = 1,$$

вероятности отказов котла – $P(X_2) = 0,03$, электрогенератора – $P(X_3) = 0,01$, конденсатора – $P(X_4) = 0,005$.

3.1.3. Показатели надежности

Надежность каждого элемента может быть представлена стационарными значениями показателей: коэффициентом готовности K_r , временем наработки на отказ T_0 , ч (или частотой отказов ω , 1/год), временем восстановления T_b , ч. *Коэффициент готовности* характеризует вероятность работоспособного состояния в произвольно выбранный момент времени и для элемента с чередованием состояний работа – восстановление определяется как

$$K_r = \frac{T_0}{T_0 + T_b} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}, \quad (3.3)$$

где μ – интенсивность восстановления

Для экспоненциального закона распределения

$$T_0 = \frac{1}{\lambda}, \quad T_b = \frac{1}{\mu}.$$

Частота отказов элементов оценивается числом повреждений (выходов из строя) элементов в единицу времени и определяется как отношение числа отказавших элементов n_0 за период $\Delta\tau$ к общему числу однотипных элементов n [60]:

$$\omega = \frac{n_0}{n \cdot \Delta\tau} = \frac{8\,760}{T_0} = 8\,760 \lambda. \quad (3.4)$$

Время восстановления элемента (узла, энергоблока) определяется как временем восстановительного ремонта с учетом времени диагностики (обнаружения дефекта), так и временем поставки запасных частей для проведения ремонта.

На ТЭС элементы могут быть соединены между собой последовательно или параллельно.

При *последовательном соединении* (котел – турбина – электрогенератор) отказ одного из элементов приводит к отказу энергоблока (как последовательной структуры). В этом случае частота отказов энергоблока

равна сумме частот отказов элементов. Частота отказов энергоблока определяется по формуле [16; 60]:

$$\omega = \sum_i \omega_i, \quad (3.5)$$

а время восстановления [16; 60]:

$$T_{\text{в}} = \frac{\sum_i \omega_i T_{\text{в}i}}{\sum_i \omega_i}. \quad (3.6)$$

Пример 3.7. Схема энергоблока тепловой электростанции изображена на рис. 3.5. Частота отказов котла $\omega_1 = 5,84 \frac{1}{\text{год}}$, частота отказов турбины $\omega_2 = 1,45 \frac{1}{\text{год}}$, а частота отказов электрогенератора $\omega_3 = 0,52 \frac{1}{\text{год}}$.

Время восстановления для котла $T_{\text{в}1} = 60$ ч, для турбины $T_{\text{в}2} = 55$ ч и для электрогенератора $T_{\text{в}3} = 80$ ч. Найти коэффициент готовности.

Для энергоблока как последовательной структуры частота отказов определяется по выражению

$$\omega = \sum_i \omega_i = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 = 5,84 + 1,45 + 0,52 = 7,81 \frac{1}{\text{год}}.$$

Наработка на отказ всего энергоблока (совокупности элементов)

$$T_{\text{в}} = \frac{8\,760}{\omega} = \frac{8\,760}{7,81} = 1\,121 \text{ ч},$$

а время восстановления энергоблока составит

$$\begin{aligned} T_{\text{в}} &= \frac{\sum_i \omega_i T_{\text{в}i}}{\sum_i \omega_i} = \frac{\omega_1 T_{\text{в}1} + \omega_2 T_{\text{в}2} + \omega_3 T_{\text{в}3}}{7,81} = \\ &= \frac{5,84 \cdot 60 + 1,45 \cdot 55 + 0,52 \cdot 80}{7,81} = 60,4 \text{ ч}. \end{aligned}$$

Коэффициент готовности определяется согласно выражению

$$K_{\text{г}} = \frac{T_0}{T_0 + T_{\text{в}}} = \frac{1\,121}{1\,121 + 60,4} = 0,949.$$

Параллельное соединение характерно для котлов, работающих на паровую магистраль (например, для ТЭЦ с поперечными связями), для

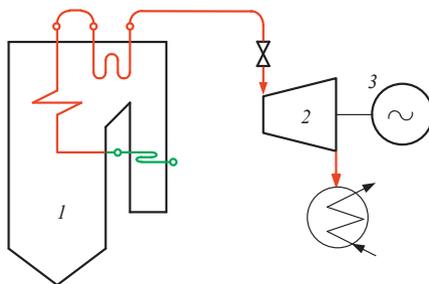


Рис. 3.5. Схема энергоблока тепловой станции: 1 – турбина; 2 – котел; 3 – электрогенератор

схем с резервированием, для энергоблоков в энергосистеме [16]. Для двух параллельно соединенных элементов (узлов) энергосистемы (тепловой или электрической схемы) частота отказов, 1/год, определяется по формуле

$$\omega = \frac{\omega_1 \omega_2 (T_{B1} + T_{B2})}{8760}. \quad (3.7)$$

Соответственно, время восстановления, ч [16; 60]:

$$T_B = \frac{T_{B1} \cdot T_{B2}}{T_{B1} + T_{B2}}, \quad (3.8)$$

где T_{B1} , T_{B2} – время восстановления первого и второго элемента.

На ТЭС при параллельно работающих элементах выход из строя одного из них приводит только к частичной потере работоспособности ТЭС [60]. В этом случае используется *коэффициент обеспечения заданного отпуска энергии*:

$$K_{об} = 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}}, \quad (3.9)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – недоотпуск энергии. В случае, описываемом коэффициентом готовности,

$$\frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}} = 1 - K_r = \frac{T_B}{T_0 + T_B} [16].$$

При неравномерных графиках нагрузки возможно совпадение пониженной мощности N_i , вызванной частичным отказом, с ее соответ-

ствующим уровнем W_j по графику нагрузки и даже ее превышение, определяемое вероятностью $P_i (W_j \leq N_i) > 0$.

Пример 3.8. Рассмотрим ступенчатый график нагрузки энергоблока ТЭС (рис. 3.6) с тремя заданными уровнями по мощности W_j , о. е.: 1,0; 0,7; 0,5; и заданной продолжительностью τ_j , о. е.: 0,3; 0,2; 0,5.

Нагрузка покрывается энергоблоком, генерирующим мощности N_i , о. е.: 1,0; 0,8; 0,6; 0,4; с соответствующей вероятностью безотказной работы P_i , о. е.: 0,9; 0,05; 0,04; 0,01.

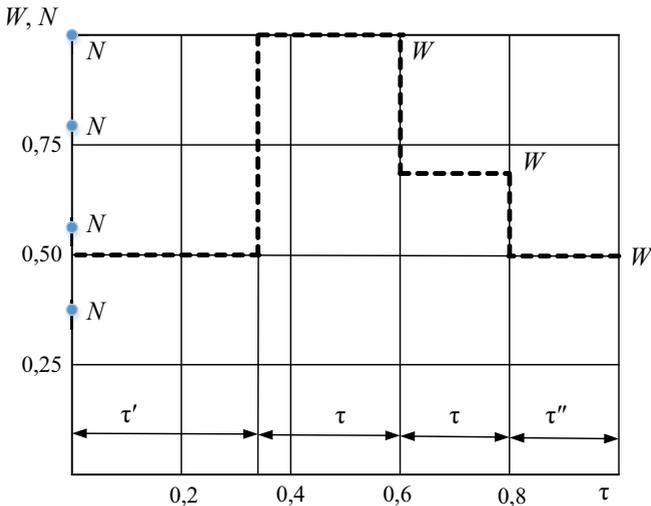


Рис. 3.6. Ступенчатый график нагрузки энергоблока ТЭС: W_1 – W_3 – уровни мощности по графику нагрузки; N_1 – N_4 – располагаемые мощности энергоблока; τ_j – относительная продолжительность W_j

Предложено допущение, что частичный отказ, вызывающий снижение генерируемой мощности энергоблока до величины, большей или равной нагрузке заданной по графику в рассматриваемые периоды времени τ_j , не приводит к недоотпуску электрической энергии в систему.

Коэффициент недоотпуска энергии в заданном случае определяется следующим выражением:

$$\frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}} = \sum_j \sum_i (W_j - N_i) \tau_j P_i = (W_1 - N_2) \tau_1 P_2 + (W_1 - N_4) \tau_1 P_4 + \\ + (W_2 - N_3) \tau_2 P_3 + (W_2 - N_4) \tau_2 P_4 + (W_3 - N_4) \tau_3 P_4 =$$

$$\begin{aligned}
 &= (1 - 0,8) \cdot 0,3 \cdot 0,05 + (1 - 0,6) \cdot 0,3 \cdot 0,04 + (1 - 0,4) \cdot 0,3 \cdot 0,01 + \\
 &+ (0,7 - 0,6) \cdot 0,2 \cdot 0,04 + (0,7 - 0,4) \cdot 0,2 \cdot 0,01 + (0,5 - 0,4) \cdot 0,5 \cdot 0,01 = \\
 &= 0,0115.
 \end{aligned}$$

Коэффициент обеспечения заданного отпуска электроэнергии тепловой электрической станцией составит $K_{об} = 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}} = 1 - 0,0115 = 0,9885$.

3.2. Классификация методов расчета показателей надежности

Расчет, анализ и прогнозирование надежности функционирования энергетического оборудования тепловых электрических станций выполняется с помощью различных математических моделей, реализованных посредством следующих методов: аналитического метода, метода цепей Маркова (теория марковских и полумарковских процессов), метода дерева отказов, метода статистического моделирования (метод Монте-Карло) и других методов, не получивших широкого распространения.

Эти методы основаны на использовании данных об отказах и восстановлении оборудования тепловой электростанции, полученных в процессе эксплуатации.

3.2.1. Аналитический метод анализа надежности

Аналитический метод расчета надежности энергетических установок базируется на двух подходах. Первый основан на применении логических схем метода дерева отказов и метода минимальных путей и сечений; второй – на использовании моделей пространства состояний, методе перебора состояний и марковской модели [60]. Условием применимости первой группы методов является существование логической схемы и независимости отказов элементов. Все методы позволяют получить только стационарные вероятности работы или отказа системы за длительный период. Кроме того, логические схемы можно построить только для относительно простых систем. Вторая группа методов расчета надежности основана на вычислении вероятностей и частот состояний, выборе критериев и условий отказа системы. Эти методы требуют более сложного математического аппарата и дают возможность получить нестационар-

ные значения показателей надежности. При их использовании законы распределения вероятностей отказов и восстановлений элементов, как правило, принимаются экспоненциальными. Представление элементов в двух состояниях (работа – отказ) в этом случае не обязательно.

Для унификации расчета в теории надежности объекты заменяются структурной схемой (схемой замещения) по надежности, состоящей из n элементов, функционально связанных между собой, каждый из которых может находиться в двух состояниях – работоспособности или отказа. Связи между элементами схемы представлены в виде последовательного или параллельного соединения.

Логическая интерпретация последовательного в смысле надежности соединения элементов заключается в том, что отказ одного элемента вызывает отказ всей системы, но не изменяет надежность других элементов. Вероятность безотказной работы системы определяется согласно выражению [60]:

$$P(t) = p_1(t) p_2(t) \dots p_n(t) = \prod_{i=1}^n p_i(t), \quad (3.10)$$

где $p_i(t)$ – вероятность безотказной работы i -го элемента; n – число элементов системы.

Аналитический метод является важным для исследования надежности как оборудования ТЭС, так и ТЭС в целом, поскольку благодаря условному делению объектов на элементы и системы можно достаточно просто и с приемлемой для практики точностью построить методику расчета сложных систем.

Однако аналитический расчет надежности обладает следующими недостатками:

- ◆ при всей своей наглядности является достаточно трудоемким;
- ◆ не позволяет исследовать зависимые процессы (в частности, ухудшение внутренних свойств одних элементов приводит к ухудшению условий работы других элементов и влияет на их вероятностные характеристики), анализировать системы с переменной структурой;
- ◆ при исследовании нестационарных характеристик надежности приводит к возникновению определенных трудностей.

3.2.2. Метод цепей Маркова

Метод цепей Маркова основан на теории марковских процессов и представляет большой интерес для анализа состояния оборудования

тепловых электрических станций, так как позволяет тщательно анализировать состояния в заданные периоды времени [61; 62]. Все вероятностные характеристики будущего протекания этого процесса зависят лишь от того, в каком состоянии этот процесс находится в настоящий момент времени и не зависят от того, каким образом этот процесс протекал в прошлом [61]. Основное преимущество цепей Маркова – это возможность рассматривать несколько различных состояний на расчетном промежутке времени.

Построение марковских моделей надежности происходит на основе информации о структуре и принципах функционирования исследуемой системы. Определяется множество ее возможных состояний, которое разделяется на два подмножества: работоспособных состояний и состояний отказа. Процесс изменения состояния рассматриваемой системы описывается графом переходов, вершинами которого являются состояния системы, а ребрами – возможные переходы между состояниями. Интенсивности переходов определяются характеристиками безотказности и ремонтпригодности элементов системы. Процесс перехода из одного состояния в другое считается однородным марковским процессом (интенсивности переходов между состояниями не зависят от времени) [61].

По графу переходов составляется система дифференциальных уравнений, описывающих связь между вероятностями пребывания системы в каждом из возможных состояний. Решением этой системы определяют требуемые показатели надежности.

Для каждого состояния k можно записать следующее дифференциальное уравнение [61–63]:

$$p'_k(t) = -p_k(t) \sum_{i \in e(k)} \lambda_{ki} + \sum_{i \in E(k)} \lambda_{ik} p_i(t), \quad (3.11)$$

где $i \in A$ означает, что суммирование ведется по всем таким состояниям i , которые относятся к множеству A ; $e(k)$ – множество состояний, в которые возможен непосредственный переход из данного состояния k ; $E(k)$ – множество состояний, из которых возможен непосредственный переход из состояния i в состояние k ; $p_i(t)$ – вероятность пребывания системы в i -м состоянии в момент времени t .

Если граф состояний содержит n различных состояний, то в результате может быть составлено n различных дифференциальных уравнений. Для определения вероятностей состояний необходимо записать n уравнений и одно дополнительное уравнение вида

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1. \quad (3.12)$$

В результате решения системы уравнений получаем значения вероятностей состояний и стационарный коэффициент готовности по формуле

$$K_r = \sum_{i=1}^3 p_i. \quad (3.13)$$

В. В. Шихеев считает, что оценка показателей надежности технических систем с использованием цепей Маркова позволяет учитывать множество факторов (частичные отказы, отказы по общим причинам, аварийные и плановые ремонты, погодные условия, зависимые отказы, последовательность отказов), влияющих на систему. Также марковские модели позволяют вычислять все основные показатели надежности, как точечные, так и интервальные.

Однако недостатком описания системы графом состояний является сложность ввода данных и методов определения характеристик надежности для систем с большим количеством состояний. В общем случае число возможных R состояний, в которых может находиться система, описывается выражением [64]:

$$R = \sum_{i=1}^k M_i^{N_i}, \quad (3.14)$$

где k – число групп с различными возможными состояниями элементов; M_i – число возможных состояний элементов k -й группы; N_i – число элементов в k -й группе.

При анализе надежности систем генерации с большим количеством элементов применение данного метода требует составления сложного графа с большим количеством состояний, что существенно усложняет процедуру анализа [65].

Используем метод для оценки надежности энергоблока в составе котел – турбина. В основе расчета лежит описание функционирования энергоблоков марковским процессом с дискретным множеством состояний.

Метод используется в предположении экспоненциальных законов определения времени работы и восстановления: $\lambda_i = \text{const}$, $\mu_i = \text{const}$. Рассмотрим методические подходы к оценке надежности энергоблока на примере графа состояний (рис. 3.7) с двумя состояниями: работоспособным – 1, полного отказа – 2.

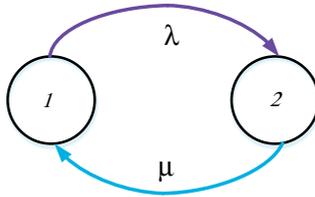


Рис. 3.7. Граф состояний энергоблока

Стрелки графа указывают направления возможных изменений состояний. Переход из состояния 1 в состояние 2 осуществляется по принципу однородного марковского процесса с интенсивностью λ (характеристикой является постоянство интенсивностей переходов). Переход из состояния 2 в 1 осуществляется с интенсивностью μ , так как энергоблок является восстанавливаемым объектом.

Вероятность того что в момент времени $\tau + \Delta\tau$ энергоблок находится в состоянии 1, оценивается следующим алгоритмом. Очевидно, что в состоянии 1 энергоблок по истечении времени $\tau + \Delta\tau$ может быть по двум причинам: 1.1 – в момент времени τ он находился в состоянии 1 и за период $\Delta\tau$ не перешел в состояние 2; 1.2 – в момент времени τ энергоблок находился в состоянии 2 и за период времени $\Delta\tau$ перешел в состояние 1 [64].

Вероятность пребывания энергоблока в состоянии 1 определяется произведением $P_1(\tau)$ на вероятность $(1 - \lambda\Delta\tau)$ того, что энергоблок не перешел в состояние 2 за время $\Delta\tau$. Используя правило сложения вероятностей, найдем

$$P_1(\tau + \Delta\tau) = P_1(\tau) (1 - \lambda \Delta\tau) + P_2(\tau) \mu \cdot \Delta\tau. \quad (3.15)$$

Преобразуем это уравнение к виду

$$\frac{P_1(\tau + \Delta\tau) - P_1(\tau)}{\Delta\tau} = -\lambda P_1(\tau) + \mu P_2(\tau). \quad (3.16)$$

При $\Delta\tau \rightarrow 0$ получим

$$\frac{dP_1(\tau)}{d\tau} = -\lambda P_1(\tau) + \mu P_2(\tau). \quad (3.17)$$

Формирование математических моделей для расчета надежности энергетического оборудования ТЭС посредством цепей Маркова производится с учетом реальных потоков событий, в результате которых

осуществляется переход рассматриваемых объектов из одного состояния в другое. Потоки событий возникают из-за отказов, восстановлений, ремонтов и технического обслуживания элементов систем. Эволюция состояний описывается в виде траекторий переходов из одного состояния в другое с помощью цепей Маркова. В большинстве случаев исходными данными для элементов являются константные интенсивности отказов $\lambda = \text{const}$, интенсивность восстановлений $\mu = \text{const}$. Это объясняется тем, что именно они позволяют получать аналитические выражения или конструктивные вычислительные схемы для расчета различных показателей надежности.

Подобные дифференциальные уравнения называются *уравнениями Колмогорова*. В. В. Шихеев считает, что подобное уравнение можно составить для каждого состояния графа. При этом граф состояний будет описываться системой дифференциальных уравнений, в которой их количество равно числу состояний на графе [61].

Для второго состояния энергоблока найдем

$$\frac{dP_2(\tau)}{d\tau} = -\mu P_2(\tau) + \lambda P_1(\tau). \quad (3.18)$$

При составлении дифференциальных уравнений для каждого из состояний пользуются следующим математическим правилом: производная вероятности (нахождения элемента в каждом из состояний) по времени равна алгебраической сумме произведений вероятностей состояний (связанных между собой стрелками на графе) на интенсивность переходов, при этом слагаемые берутся со знаком минус, если стрелка выходит из вершины, для которой записывается уравнение, и со знаком плюс, если стрелка входит в вершину графа [61].

Для решения систему уравнений Колмогорова дополнительно вводится уравнение нормировки:

$$\sum P_i(\tau) = 1. \quad (3.19)$$

Применительно к графу, представленному на рис. 3.7, можно записать следующую систему уравнений (опуская для простоты записи τ):

$$\begin{cases} \frac{dP_1}{d\tau} = -\lambda P_1 + \mu P_2, \\ P_1 + P_2 = 1. \end{cases} \quad (3.20)$$

При $\Delta\tau \rightarrow \infty$ устанавливается стационарный режим, для которого система уравнений имеет вид

$$\begin{cases} -\lambda P_1 + \mu P_2 = 0, \\ P_1 + P_2 = 1. \end{cases} \quad (3.21)$$

Решив систему уравнений, получим, что $P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$, $P_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$.

В. В. Шихеев утверждает, что граф состояний формируется на основе последовательной процедуры преобразования функциональной (технической) схемы энергоблока в структурную схему, на базе которой строится *граф достижимых состояний* [61].

Функциональная тепловая схема энергоблока (рис. 3.8) преобразуется в структурную схему в соответствии со следующим принципом: включаются только те элементы и связи, которые структурно определяют надежность функционирования энергоблока.

Согласно ГОСТ 27.002–89, по влиянию на надежность элементы функциональной тепловой схемы энергоблока можно разделить на четыре группы:

- ◆ элементы, прекращение функционирования (отказ) которых приводит к полной остановке энергоблока станции (котел, турбина, главные паропроводы);
- ◆ элементы, отказ которых приводит к снижению производительности энергоблока и станции в целом (сетевые, питательные и конденсатные насосы, дутьевые вентиляторы и т. д.);
- ◆ элементы, отказ которых приводит к снижению экономических показателей энергоблока (например, регенеративные подогреватели);
- ◆ элементы системы управления станции, системы автоматизации и аварийной защиты, системы релейной защиты и автоматики [58].

Отказ котла, турбины, электрогенератора и деаэратора (рис. 3.8) приводит к останову всего энергоблока. Отказ же питательного насоса уменьшает мощность энергоблока на 50 %, а аварийный останов конденсатного насоса снижает мощность на 30 %. Степень детализации структурной схемы определяется характером решаемой задачи. На основе структурной схемы разделяются состояния энергоблока на работоспособные и неработоспособные. Граф включает только достижимые состояния [58].

Число возможных состояний определяется согласно формуле

$$S_m = \prod_{j=1}^m (Z_j + 1),$$

где m – количество элементов структурной схемы; Z_j – количество однотипных единиц оборудования, составляющих данный сложный элемент (например, 6-й элемент схемы состоит из двух параллельно включенных питательных насосов). Как отмечают Г. В. Ноздренко с соавторами, в общем случае сложный элемент может состоять из рабочих и резервных однотипных единиц оборудования. Число достижимых состояний системы определяется по следующему выражению:

$$S = S_m = \left(1 - \sum_{j=1}^m \frac{Z_j - z_j}{Z_j + 1} \right) + \prod_{i=1}^{m_*} (Z_i - z_i) - 1, \quad (3.22)$$

где m_* – число сложных элементов в схеме, для которых $Z_j > z_j$ – максимального количества отказавших единиц оборудования, при котором наступает отказ сложного элемента и энергоблока в целом [16].

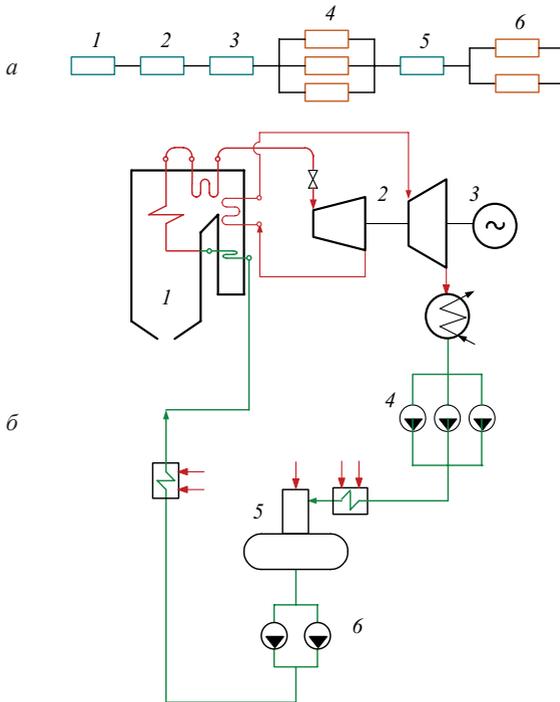


Рис. 3.8. Структурная (а) и функциональная (б) схемы паротурбинного энергоблока: 1 – котел; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсационные насосы; 5 – деаэратор; 6 – питательные насосы

Пример 3.9. Определить коэффициент готовности энергоблока методом цепей Маркова. Энергоблок состоит из котла и турбогенератора (рис. 3.9).

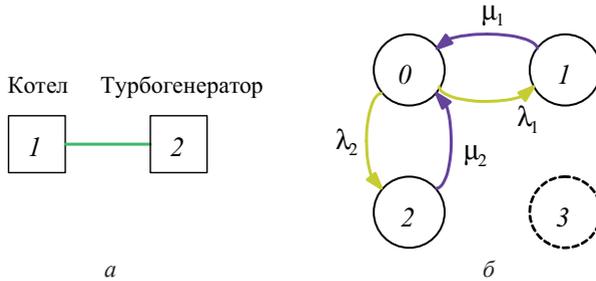


Рис. 3.9. Структурная схема энергоблока (а) и граф достижимых состояний (б)

Даны интенсивности отказов элементов (котла, турбогенератора), которые составляют: $\lambda_1 = 2 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$; $\lambda_2 = 1 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$. Интенсивности восстановлений элементов: $\mu_1 = 1 \cdot 10^{-2} \text{ ч}^{-1}$; $\mu_2 = 1,25 \cdot 10^{-2} \text{ ч}^{-1}$ соответственно. Структурная схема состоит из двух элементов: $m = 2$.

Число возможных состояний находим по формуле

$$S_m = \prod_{j=1}^m (Z_j + 1)(Z_j + 1) = (1 + 1)(1 + 1) = 4,$$

так как $Z_1 = 1$, $Z_2 = 1$.

Число достижимых состояний определяем по формуле

$$\begin{aligned} S &= S_m \left(1 - \sum_{j=1}^m \frac{Z_j - z_j}{Z_j + 1} \right) + \prod_{i=1}^{m_*} (Z_i - z_i) - 1 = \\ &= 4 \cdot \left(1 - \frac{Z_1 - z_1}{Z_1 + 1} - \frac{Z_2 - z_2}{Z_2 + 1} \right) + 0 - 1 = 3, \end{aligned}$$

так как $Z_1 = z_1$, $Z_2 = z_2$, $m_* = 0$ (отсутствуют сложные элементы, для которых $Z_j > z_j$).

Достижимые состояния: (0) = (0, 0) – энергоблок полностью работоспособен (котел и турбогенератор находятся в работе в заданный период времени); (1) = (1, 0) – энергоблок неработоспособен (котел в состоянии отказа, турбогенератор работоспособен); (2) = (0, 1) – энер-

гоблок неработоспособен (котел работоспособен, турбогенератор в состоянии отказа). Состояние (3) = (1, 1) одновременного отказа и котла, и турбогенератора недостижимо, так как вероятность одновременного возникновения двух несовместных событий равна нулю (в случае отказа котла работоспособный турбогенератор остановлен и не функционирует, следовательно, его отказ не возможен; возможна и обратная ситуация).

Система уравнений Колмогорова будет иметь вид

$$\begin{cases} \frac{dP_0}{d\tau} = -(\lambda_1 + \lambda_2)P_0 + \mu_1 P_1 + \mu_2 P_2, \\ \frac{dP_1}{d\tau} = \lambda_1 P_0 - \mu_1 P_1, \\ P_0 + P_1 + P_2 = 1. \end{cases} \quad (3.23)$$

Решив систему уравнений методом преобразований Лапласа, получим вероятность работоспособного состояния системы P_0 , совпадающей с нестационарным значением коэффициента готовности $K_r(\tau)$:

$$P_0 = \frac{\mu_1 \mu_2}{a_1 a_2} \left[1 + \frac{1}{a_1 - a_2} (a_2 e^{a_1 \tau} - a_1 e^{a_2 \tau}) \right] + \frac{\mu_1 + \mu_2}{a_1 + a_2} (e^{a_1 \tau} - e^{a_2 \tau}) + \frac{1}{a_1 - a_2} (e^{a_1 \tau} - e^{a_2 \tau}),$$

где

$$a_{1,2} = \frac{-(\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2)}{2} \pm \sqrt{\frac{(\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2)^2}{4} - (\lambda_1 \mu_2 + \mu_1 \mu_2 + \lambda_2 \mu_1)}.$$

Подставляя значения $\lambda_1, \lambda_2, \mu_1, \mu_2$, получим

$$a_1 = -1,021 \cdot 10^{-2}; \quad a_2 = -1,258 \cdot 10^{-2}.$$

Из выражения для P_0 следует, что при $\tau = 0$ $P_0 = 1$, а при $\tau \rightarrow \infty$

$$P_0 = \frac{\mu_1 \mu_2}{a_1 a_2}.$$

Результаты расчета на заданном промежутке времени представлены в виде графика (рис. 3.10). Из графика следует, что при $\tau > 400$ ч $K_r(\tau)$ приближается к стационарному значению. При $\tau \rightarrow \infty$ система уравнений Колмогорова имеет вид

$$\begin{cases} -(\lambda_1 + \lambda_2)P_0 + \mu_1 P_1 + \mu_2 P_2 = 0, \\ \lambda_1 P_0 - \mu_1 P_1 = 0, \\ P_0 + P_1 + P_2 = 1. \end{cases} \quad (3.24)$$

Решая систему относительно P_0 (по правилу Крамера), найдем:

$$\begin{aligned} P_0 &= \begin{vmatrix} 0 & \mu_1 & \mu_2 \\ 0 & -\mu_1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} \cdot \left\{ \begin{vmatrix} -(\lambda_1 + \lambda_2) & \mu_1 & \mu_2 \\ \lambda_1 & -\mu_1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} \right\}^{-1} = \\ &= \frac{\mu_1 \mu_2}{\lambda_1 \mu_2 + \mu_1 \mu_2 + \lambda_2 \mu_1} = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_1 + \lambda_2}{\mu_1 \mu_2}}. \end{aligned} \quad (3.25)$$

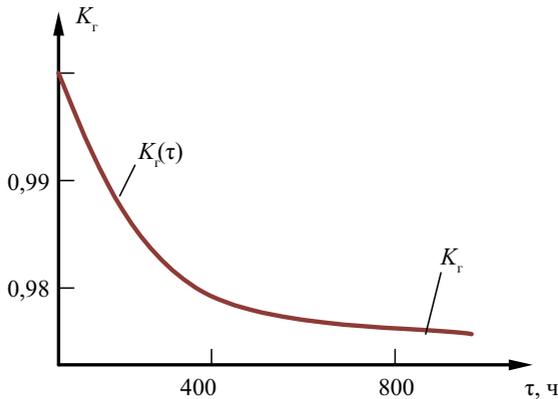


Рис. 3.10. Динамическое и статическое значения коэффициента готовности

Подставив в данную формулу исходные данные по интенсивности отказов и восстановления элементов, рассчитаем стационарный коэффициент готовности: $K_r = P_0 = 0,972$.

3.2.3. Метод дерева отказов

Методы дерева отказов (ДО) и дерева событий (ДС) являются распространенными методами моделирования надежности узлов электри-

ческих станций и объектов электроэнергетических систем [60; 63–65]. Они основаны на использовании законов теории вероятности к функциям алгебры логики. Теоретически методы могут быть применены к системе, время безотказной работы которой распределено по любому закону, однако на практике они используются для систем с простейшим потоком отказов (экспоненциальным законом распределения).

Согласно Ю. Б. Гуку, метод дерева отказов является дедуктивным методом и применяется для оценки надежности сложных технических систем с малым числом состояний (например, для анализа надежности автоматизированной системы диспетчерского управления электроснабжением) [64]. Также этот метод широко распространился при исследованиях надежности технологических систем АЭС, включая схемы надежного питания установок собственных нужд [66].

Метод заключается в построении и анализе логической блок-схемы (дерево отказов), определяющей причинно-следственные связи отказа системы с отказами ее подсистем и элементов, а также другими событиями и воздействиями (рис. 3.11). В ДО используются элементы, подразделяющие и связывающие большое число событий и условий: логические символы и символы событий. События и условия формулируются специалистами на основе технического проекта системы генерации с помощью анализа ее поведения (при возникновении различных отказов и режимов) и записи в виде конъюнкций ($\cap \equiv \cdot$) и дизъюнкций ($\cup \equiv +$) [64].

В большинстве случаев цель анализа ДО состоит в том, чтобы определить вероятность конечного события. Структура ДО позволяет разработать алгоритмы, при помощи которых можно вычислить вероятность отказа системы или ее элемента. Применительно к оценке отказов энергетического оборудования пример дерева отказов представлен на рис. 3.12.

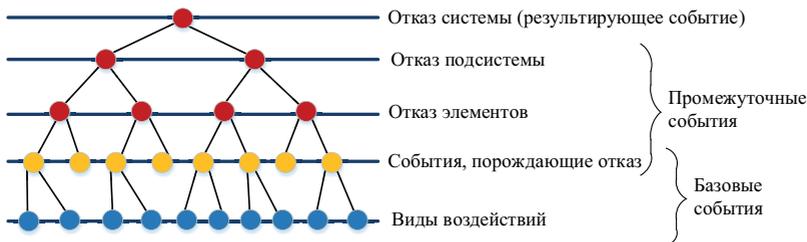


Рис. 3.11. Схематическое изображение дерева отказов

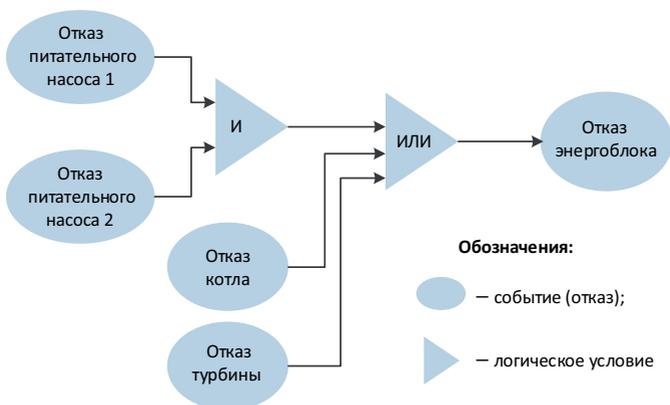


Рис. 3.12. Пример дерева отказов

Для количественной оценки показателей надежности системы с помощью анализа ДО применяют следующие методы: метод минимальных сечений отказов (МСО), методы математической логики, метод, базирующийся на функции отказов. Основными исходными данными в методе ДО являются интенсивность отказов и интенсивность восстановлений элементов системы [65]. Метод ДО на основе МСО реализован в программных комплексах RAM Commander, Risk Spectrum, FaultTree и ряде других менее известных программных продуктах [67].

3.2.4. Метод дерева событий

Метод дерева событий аналогично методу ДО опирается на графическое представление событий и их взаимосвязей. В качестве событий могут рассматриваться как внутренние события системы (отказы ее элементов – элементов и узлов электрических станций), так и внешние (ураганы, действия людей, воздействия со стороны энергосистемы). Принципиальное отличие дерева событий от деревьев отказов состоит в том, что при составлении графических связей между событиями используется прямой ход анализа причин к последствиям. При этом в качестве начальной вершины служит исследуемое инициирующее событие, которое порождает (в зависимости от реализации других событий) множество последствий. Процедура построения ДС представляет собой индуктивный процесс, согласно которому анализ системы начинается

с некоторого инициирующего события. Затем определяются возможные наборы событий, связанные с инициирующим событием и позволяющие проследить путь возникновения опасных исходов [65].

Методы дерева отказов и дерева событий являются мощным инструментом анализа надежности реальных технических систем (электростанций и узлов энергосистемы), поскольку способствуют прогнозированию потенциальных отказов и повышению надежности системы на стадии проектирования [68]. Они позволяют визуально представлять причинно-следственные связи между отказами и определять наиболее важные отказы и наиболее слабые места системы.

Однако они обладают недостатками:

- ◆ существующие подходы оперируют статической моделью, при которой предполагается, что события (воздействия, отказы) могут иметь место в течение некоторой наработки с известной вероятностью, а время и последовательность их наступления не учитываются;
- ◆ отсутствует единая математическая модель надежности функционирования систем;
- ◆ не учитывают зависимость отказов элементов системы и их последовательность.

Ю. М. Помогаев с соавторами предлагает для оценки показателей надежности тепловую схему энергоблока представить как совокупность элементов с последовательным или параллельным соединением. Параллельное соединение понимается в том смысле, что имеется резервирование (например, питательных, конденсатных насосов и других элементов схемы). Модель дерева событий (отказов) представляется в виде

$$\omega T = \sum_{i=1}^n \omega_i T_{Bi} + \sum_{j=1}^m \prod_1^2 \omega_j T_{Bj} + \sum_{y=1}^k \prod_1^3 \omega_y T_{By}, \quad (3.26)$$

где n – количество последовательно соединенных элементов; m, k – количество элементов с одним и двойным резервированием.

Вероятность состояния отказов в этом случае

$$P = \frac{\omega T}{8760} = \sum_{i=1}^n P_i + \sum_{j=1}^m \prod_1^2 P_j + \sum_{y=1}^k \prod_1^3 P_y. \quad (3.27)$$

Соответственно, коэффициент простоя энергоблока

$$q = \frac{P}{1+P} \quad (3.28)$$

и коэффициент готовности

$$K_r = 1 - q = \frac{1}{1 + P}. \quad (3.29)$$

Модель дерева отказов записывается относительно расчетного элемента тепловой схемы (которыми могут быть котел или турбина). Такая модель дает возможность представить отдельные состояния энергоблока: отказа (аварийного останова), частичной нагрузки, планового ремонта [60].

Пример 3.10. Определить длительность аварийного останова котла тепловой электростанции вследствие отказов элементов тепловой схемы энергоблока (рис. 3.13).

Задача состоит в оценке коэффициентов простоя и готовности энергоблока станции. Исходные данные для анализа приведены в табл. 3.1.

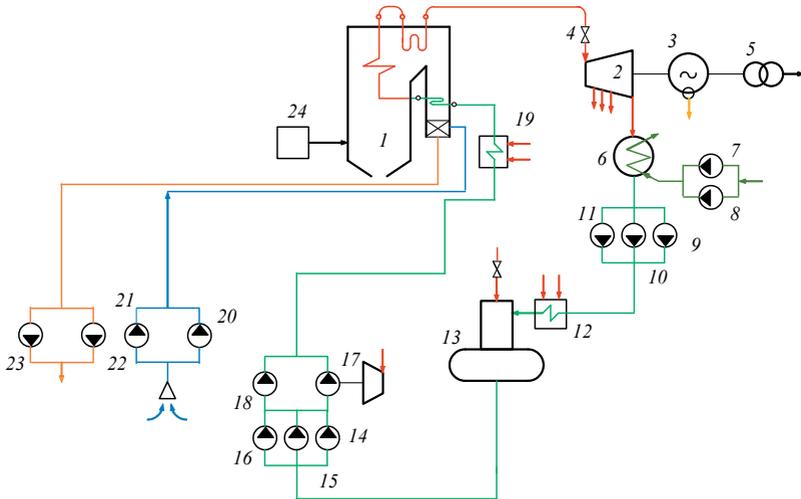


Рис. 3.13. Расчетная тепловая схема энергоблока

Длительность и вероятность состояния отказа собственно котла рассчитываются по формулам:

$$\omega_1 T_{в1} = 6,69 \cdot 38 = 254,2 \text{ ч/год}; P_1 = \frac{\omega_1 T_{в1}}{8760} = 2,9 \cdot 10^{-2}.$$

Аналогично для турбины:

$$\omega_2 T_{в2} = 2,55 \cdot 68 = 173,4 \text{ ч/год}; P_2 = \frac{\omega_2 T_{в2}}{8760} = 2 \cdot 10^{-2}.$$

Расчетные показатели надежности по другим элементам приведены в табл. 3.1. Вероятность состояния отказа энергоблока вследствие отказов элементов тепловой схемы, приводящих к останову котла:

$$\begin{aligned} P &= \sum_{i=1}^{10} P_i + \sum_{j=1}^4 \prod_1^2 P_j + \sum_{y=1}^2 \prod_1^3 P_y = \\ &= P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_{12} + P_{13} + P_{19} + P_{24} + \\ &+ [P_7 P_8 + P_{17} P_{18} + P_{20} P_{21} + P_{22} P_{23}] + [P_9 P_{10} P_{11} + P_{14} P_{15} P_{16}] = \\ &= 2,9 \cdot 10^{-2} + 2 \cdot 10^{-2} + 0,4 \cdot 10^{-2} + 0,9 \cdot 10^{-2} + 6 \cdot 10^{-5} + 6 \cdot 10^{-4} + 9 \cdot 10^{-5} + 4 \cdot 10^{-5} + \\ &+ 5 \cdot 10^{-4} + 2 \cdot 10^{-4} + [(3,6 \cdot 10^{-3})^2 + (6,6 \cdot 10^{-3}) \cdot (8 \cdot 10^{-4}) + (8 \cdot 10^{-4})^2 + (7 \cdot 10^{-4})^2] + \\ &+ [(9 \cdot 10^{-4})^3 + (8 \cdot 10^{-4})^3] = 0,0638 + 0,000\ 019 + 12 \cdot 10^{-10} \approx 0,0638. \end{aligned}$$

Длительность состояния отказа

$$\omega T = P \cdot 8760 = 0,0638 \cdot 8760 = 559 \text{ ч/год}.$$

Коэффициент простоя энергоблока

$$q = \frac{P}{1+P} = \frac{0,0638}{1+0,0638} = 0,06.$$

Коэффициент готовности

$$K_r = \frac{1}{1+P} = 1 - q = 1 - 0,06 = 0,94.$$

Таблица 3.1

Исходные данные и расчетные показатели надежности элементов тепловой схемы

Элемент	Номер детали (см. рис. 3.13)	Частота отказов ω , 1/год	Время восстановления $T_{в}$, ч	ωT , ч/год	Вероятность состояния отказа P
Котел	1	6,69	38	254,2	$2,9 \cdot 10^{-2}$
Турбина	2	2,55	68	173,4	$2 \cdot 10^{-2}$
Электрогенератор	3	0,59	66	39	$0,4 \cdot 10^{-2}$

Элемент	Номер детали (см. рис. 3.13)	Частота отказов ω , 1/год	Время восстановления T_v , ч	ωT , ч/год	Вероятность состояния отказа P
Паропровод	4	2,1	38	79,8	$0,9 \cdot 10^{-2}$
Силовой трансформатор	5	0,02	26	0,52	$6 \cdot 10^{-5}$
Конденсатор	6	0,18	22	4	$6 \cdot 10^{-4}$
Конденсатный насос	9, 10, 11	0,22	37	8,1	$9 \cdot 10^{-4}$
ПНД	12	0,024	33	0,8	$9 \cdot 10^{-5}$
Деаэрагор	13	0,01	33	0,33	$4 \cdot 10^{-5}$
Бустерный насос	14, 15, 16	0,35	19,4	6,8	$8 \cdot 10^{-4}$
Питательный турбонасос	17	1,56	37	57,7	$6,6 \cdot 10^{-3}$
Питательный электронасос	18	0,22	30	6,6	$8 \cdot 10^{-4}$
ПВД	19	0,22	21	4,6	$5 \cdot 10^{-4}$
Дутьевой вентилятор	20, 21	0,25	27	6,7	$8 \cdot 10^{-4}$
Дымосос	22, 23	0,27	24	6,5	$7 \cdot 10^{-4}$
Топливоподача (газ – мазут)	24	0,13	12	1,6	$2 \cdot 10^{-4}$
Циркуляционный насос	7, 8	0,34	94	32	$3,6 \cdot 10^{-3}$

Данные табл. 3.1 могут использоваться в качестве исходных данных для определения параметров общей надежности узлов тепловых схем.

3.2.5. Метод статистического моделирования

На сегодня существует также целый ряд иных методик оценки надежности, основанных на статистическом анализе и моделировании. Примером может служить метод статистического моделирования (который также называется методом Монте-Карло), применяемый для исследования поведения вероятностных нескольких систем в условиях, когда неизвестны в полной мере внутренние взаимодействия в этих системах.

Суть метода заключается в следующем: для целевой случайной величины генерируется набор случайных значений, а затем на его основе рассчитываются требуемые значения [69]. Метод Монте-Карло имеет множество различных приложений. Он применяется в следующих областях: в промышленности для моделирования изменчивости производственных процессов; в физике, химии и биологии для моделирования разнообразных явлений; в области игр для моделирования искусствен-

ного интеллекта, например в китайской игре го; в области финансов для оценки производных финансовых инструментов и опционов.

Как отмечают С. Г. Конесев и Р. Т. Хазиева, процесс моделирования функционирования технической системы сводится к машинной имитации изучаемого процесса, который копируется на ЭВМ со всеми сопровождающими его случайностями. Таким образом, основными этапами такого исследования являются: построение формальной модели, разработка программ имитации траекторий модели, проведение имитационных экспериментов. Метод статистического моделирования является наиболее эффективным, а в ряде случаев – единственно возможным для оценки показателей надежности уникальных или малосерийных изделий (например, оборудования атомных энергетических установок) [68].

А. Строгонов с соавторами утверждает, что использование метода Монте-Карло в качестве метода исследования задач надежности целесообразно лишь тогда, когда трудно или невозможно получить аналитическое решение. Однако при анализе высоконадежных систем с помощью имитационной модели возникают проблемы, связанные с очень большими затратами машинного времени, необходимого для вычислений с требуемой точностью. С увеличением надежности элементов эффективность моделирования уменьшается, и оно становится практически нереализуемым [67].

Также большинство задач требует значительного количества испытаний. В результате этого затраты времени на моделирование могут оказаться непомерно большими, особенно если в ходе вычислений встречается значительное количество различных состояний системы, требующих сложного анализа условий отказа, следовательно, в результате проведенного анализа этот метод в дальнейшем не использовался в ходе данной разработки.

Сравнительный анализ методов оценки надежности представлен в табл. 3.2.

Выбор метода оценки вероятности наступления события определяется с учетом доступных исходных данных для расчета вероятности целевого события и приоритета уровня достоверности (рис. 3.13).

Для вычисления вероятности наступления события могут использоваться сумма вероятностей n доступных функций с весовым коэффициентом a_i учета достоверности:

$$p = \frac{\sum a_i F_i(\{x\}_i)}{n}. \quad (3.30)$$

Таблица 3.2

Сравнение методов расчета вероятности

Метод оценки вероятности отказа	Содержание метода	Слабые стороны	Сильные стороны
Измерение	Определение наступления события на основании прямого сигнала полученных измерений или телесигнализации (например, защит и аварийной сигнализации)	Фиксирование в момент наступления, когда невозможно предотвратить отказ. Невозможность прогнозирования отказа. Дискретное значение оценки (0,0 или 1,0)	Высокая достоверность. Возможность использования для достоверной оценки расчета последующих событий, определяемых другими методами
Остаточный ресурс	Определение вероятности отказа на основании зависимости конструктивных характеристик надежности оборудования и характеристик его износа	Возможность обеспечения высокой достоверности только на большом временном интервале прогноза	Возможность использования обширного накопленного опыта испытаний оборудования для оценки. Не требует инструментальных измерений для оценки надежности
Дерева событий	Определение наступления события на основании заранее известных последовательностей событий	Необходимость наличия входящих причин (событий) наступления события для оценки вероятности отказа	Возможность прогнозирования развития событий. Возможность определения причин (событий) возникновения
Цепи событий	Определение наступления события на основании вероятности перехода исходной причины		

Сравнительный анализ существующих методов (определение их возможностей) показывает, что для оценки надежности функционирования энергетического оборудования тепловых электрических станций и самой ТЭС в целом необходимо, основываясь на использовании традиционных методов, разработать математическую модель, учитывающую

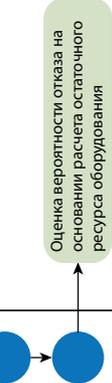
Исходные данные для расчета	Функции расчета вероятности событий	Метод	Область применения	
			Диагностика	Развитие отказов
<p>Параметр телемеханизации или телеизмерения</p> 	Срабатывание защит, автоматика, параметр телемеханизации	Измерение	Нет	Нет
<p>Исходные события (причины), логика перехода</p> 	Логическая зависимость	Дерево отказов	Да	Нет
<p>Оборудование (элемент/узел/подсистема) технологической схемы</p> <p>Параметры состояния надежности оборудования, срок и условия эксплуатации</p> 	Оценка вероятности отказа на основании расчета остаточного ресурса оборудования	Оценка остаточного ресурса	Да	Да
<p>Статистика оборудования</p> 	Статистика возникновения отказа	Аналитический метод		
<p>Исходные события (причины), статистика перехода</p> 	Корреляция с исходными событиями (причинами)	Цели событий, Аналитический метод	Да	Нет

Рис. 3.14. Алгоритм выбора функции расчета вероятности событий

особенности функционирования и своеобразие конкретной системы. Перспективным направлением развития является создание так называемых гибридных математических моделей оценки и прогноза надежности работы энергетического оборудования, сочетающих разные подходы в зависимости от специфики решаемой задачи и условий ее формирования.

Для того чтобы максимально учесть все особенности технологического процесса станции, необходимо технологические схемы реального состава оборудования трансформировать в расчетные функционально-структурные схемы, которые отражают взаимосвязь элементов на всем технологическом процессе и позволяют формализовать процесс расчета показателей надежности как отдельного элемента, так и системы в целом.

Глава 4

АЛГОРИТМИЧЕСКОЕ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ДИАГНОСТИКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВАРИЙНЫХ ОТКАЗОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Алгоритмическое и математическое обеспечение процессов диагностики и прогнозирования аварийных отказов служит основой разрабатываемого программного обеспечения по расчету параметров надежности электротехнического и теплотехнического оборудования ТЭС.

4.1. Общие сведения

Отказ оборудования – событие (далее просто – событие или отказ), заключающееся в нарушении его работоспособного состояния.

Работоспособное состояние – состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Отказ характеризуется вероятностью возникновения данного события: $p = P(\{x\})$, где $\{x\}$ – множество факторов (причин), влияющих на вероятность возникновения отказа. При этом вероятность безотказной работы $q = 1 - p$. В общем виде вероятность отказа оборудования зависит от следующих параметров:

- ♦ износа оборудования;
- ♦ вероятности и отказов узлов;

- ◆ режимных параметров эксплуатации оборудования;
- ◆ временного интервала оценки вероятности возникновения отказа;
- ◆ конструктивных характеристик надежности оборудования.

Наступление отказа (нарушение работоспособного состояния) определяется набором критериев отказа.

Критерий отказа – признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Последствия отказа оборудования отражаются в соответствующем экономическом ущербе (рис. 4.1).

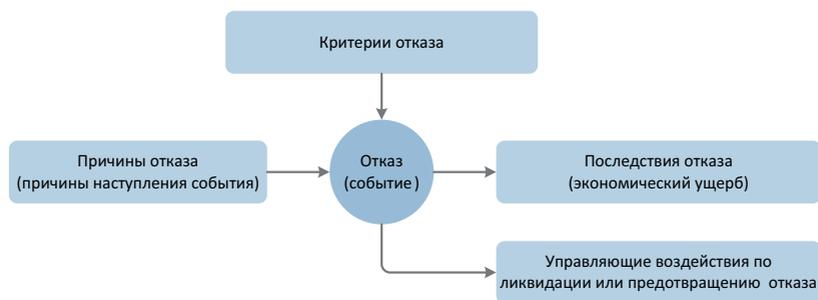


Рис. 4.1. Схема отказа

Построение расчетной модели надежности основано на решении следующих задач:

- ◆ определении критериев отказов и их тяжести;
 - ◆ выборе используемых методов расчета надежности и условий их применения;
 - ◆ формировании структуры графов событий надежности (отказов).
- Процесс расчета математической модели включает 4 этапа (рис. 4.2):
- 1) расчет вероятностей наступления событий отказа оборудования;
 - 2) расчет экономического/технологического ущерба наступления результирующих событий;
 - 3) расчет вероятностей наступления событий процесса развития отказа;
 - 4) определение управляющих воздействий по ликвидации или минимизации ущерба диагностируемых и прогнозных событий.

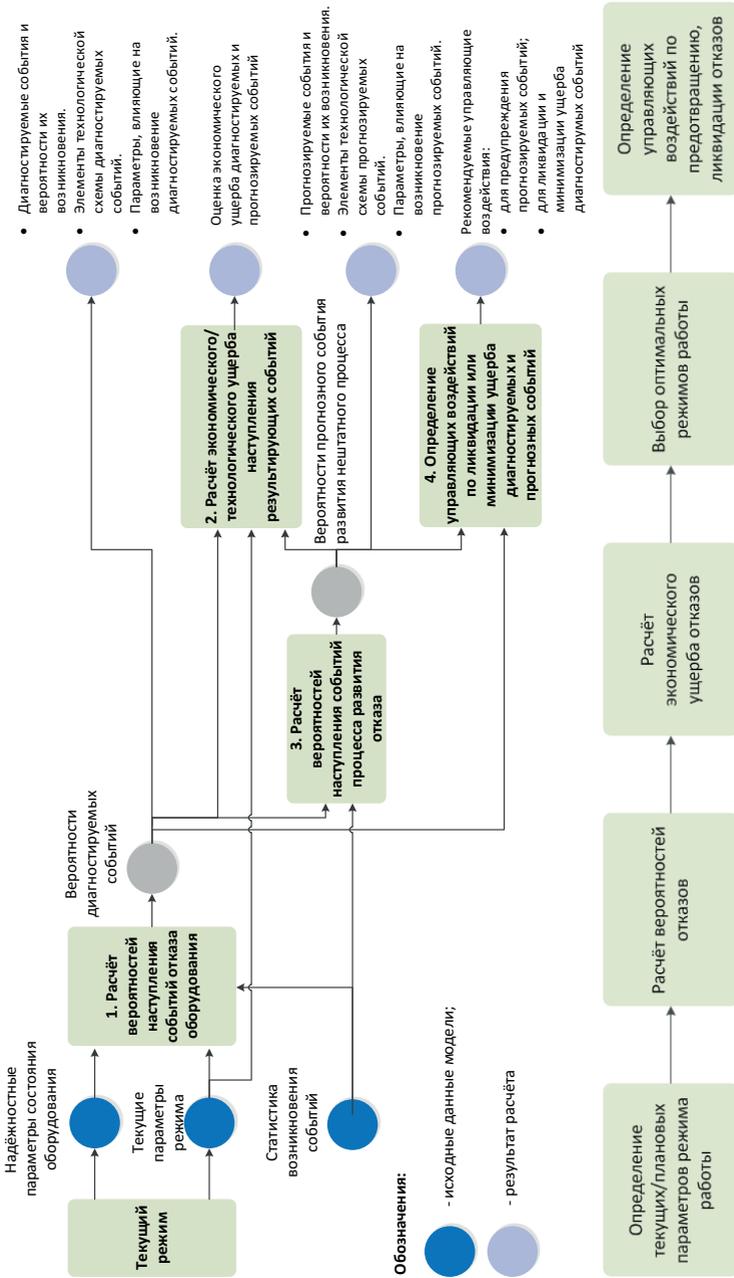


Рис. 4.2. Алгоритм расчета математической модели надежности оборудования ТЭС

Исходными параметрами для диагностики (определения надежности в текущий момент) являются параметры состояния оборудования (износа), режимные параметры работы и статистика отказов.

Для прогнозной оценки состояния используются следующие исходные данные: исходные параметры состояния оборудования (износа); временной интервал прогноза; режимные параметры работы; статистика отказов.

4.2. Алгоритмическое обеспечение задачи диагностики и прогнозирования аварийных отказов

Необходимость синтеза нескольких методов расчета вероятности отказа реального технологического оборудования тепловых электростанций определяется следующими факторами:

- ♦ доступностью исходных данных для расчета вероятности разных событий (отказов);

- ♦ возможностью сопоставления абсолютных значений и динамики изменения вероятности отказов, полученных различными методами.

Для формирования единой математической модели требуется приведение различных методов расчета и исходных данных к единой (универсальной) информационной и описательной модели. В рамках решения задачи синтеза методов необходимо решение следующих основных подзадач:

- ♦ описание единой информационной модели данных;
- ♦ формирование универсального схематического представления отношений между объектами математической модели.

Описание единой информационной модели данных представлено в базе данных элементов станции, где в единую таблицу сводятся сведения об оборудовании, диагностические данные, данные о ремонтах. Такая база данных имеет многомерную структуру, которая служит для структурирования данных для моделей расчета. Представленные модели анализа и прогнозирования сведены в четыре укрупненные функциональные группы:

- 1) на базе статистики аналогичных отказов (статистический метод);
- 2) на основании эмпирических зависимостей от режимных параметров и параметров состояния оборудования (анализ режимов и состояний);
- 3) исходя из наступления связанных и зависимых событий (анализ событий);
- 4) на базе параметров оборудования, полученных в результате проведения диагностики (анализ диагностических параметров).

Таблица 4.1

Факторы, влияющие на аварийность оборудования ТЭС

Оборудование	Фактор	Метод прогнозирования
Котельное	Тип котла	Статистический метод
	Наличие резерва оборудования	Анализ режимов и состояний
	Качество системы регулирования	
	Тип пылесистемы	Статистический метод
	Вид топлива	Анализ режимов и состояний
	Запас производительности оборудования	Анализ режимов и состояний, анализ диагностических параметров
	Диапазон регулирования оборудования	Анализ режимов и состояний
	Качество проектирования оборудования	Статистический метод
	Количество часов работы оборудования после ремонта	
	Запас производительности оборудования	Анализ режимов и состояний, анализ диагностических параметров
	Качество системы регулирования	
	Тип системы топливоподачи	
Турбинное	Единичная мощность	Статистический метод
	Тип турбины	
	Тип системы парораспределения	
	Качества подготовки воды	Анализ режимов и состояний
	Системы контроля температуры металла	Анализ диагностических параметров
	Режимы работы	Анализ режимов и состояний
	Количество пусков	Статистический метод, анализ режимов и состояний

Продолжение табл. 4.1

Оборудование	Фактор	Метод прогнозирования
	Наличие системы регулирования отборов	Анализ режимов и состояний
	Наличие тепловой нагрузки	
	Наличие производственной нагрузки	
	Запас производительности оборудования	Анализ диагностических параметров
	Диапазон регулирования оборудования	Анализ режимов и состояний
	Качество проектирования оборудования	Статистический метод
	Наличие резерва оборудования	Анализ событий
	Качество системы регулирования	Анализ режимов и состояний
	Качество системы автоматизации	
	Количество часов работы после ремонта	
Электротехническое	Тип оборудования	Статистический метод
	Класс напряжения и единичная мощность	
	Режимы работы	Анализ режимов и состояний
	Количество пусков	Статистический метод, анализ режимов и состояний
	Наличие электрической нагрузки, наличие продолжительных перегрузок	Анализ режимов и состояний
	Запас производительности оборудования	Анализ диагностических параметров
	Диапазон регулирования оборудования	Анализ режимов и состояний
	Качество проектирования оборудования	Статистический метод

Оборудование	Фактор	Метод прогнозирования
Электротехническое	Наличие резерва оборудования	Анализ событий
	Качество системы автоматизации	Анализ режимов и состояний
	Количество часов работы после ремонта	Статистический метод
	Проведение своевременных испытаний и диагностики электрооборудования	Анализ диагностических параметров

Факторы, влияющие на аварийность оборудования ТЭС, а также предлагаемые методы прогнозирования с учетом данных факторов представлены в табл. 4.1.

4.2.1. Прогнозирование наступления отказов по наработке на отказ

Алгоритм прогнозирования по наработке на отказ основывается на базе статистики аналогичных отказов, или, как было отмечено выше, статистическом методе.

В общем случае для определения вероятности безотказной работы (вероятности отказа) и среднего времени безотказной работы в интервале времени $[0, t_1]$ используется математическое моделирование на базе экспоненциального закона распределения отказа:

$$P_{\text{вн}}(t) = e^{-\lambda t} = e^{-\frac{t}{T_0}}. \quad (4.1)$$

Для определения среднего времени безотказной работы в интервале времени $[0, t_1]$ вычисляется интеграл:

$$T = \int_0^{t_1} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} (1 - e^{-\lambda t_1}). \quad (4.2)$$

Построение цепочек элементов для анализа надежности базируется на алгоритмах аналитического метода. Вероятность безотказной работы системы определяется согласно выражению (3.10):

$$P(t) = p_1(t) p_2(t) \dots p_n(t) = \prod_{i=1}^n p_i(t),$$

где $p_i(t)$ – вероятность безотказной работы i -го элемента; n – число элементов системы.

Средняя наработка до отказа

$$T_0 = \int_0^{\infty} P(t) dt = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \lambda_i}. \quad (4.3)$$

Среднее время восстановления

$$T_b = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \sum_{i=1}^n \lambda_i T_{bi}, \quad (4.4)$$

где T_{bi} – среднее время восстановления i -го элемента.

В случае параллельного соединения входящих в систему элементов условием отказа системы с точки зрения надежности является одновременный отказ всех входящих в нее элементов.

Вероятность отказа такой системы определяется согласно выражению

$$Q(t) = q_1(t) q_2(t) \dots q_m(t) = \prod_{i=1}^m q_i(t), \quad (4.5)$$

где $q_i(t)$ – вероятность отказа i -го элемента; m – число элементов системы.

Тогда вероятность безотказной работы

$$P(t) = 1 - \prod_{i=1}^m q_i(t). \quad (4.6)$$

В случае если требуется расчет при недостаточном для представленных методов объеме данных, предлагается использовать алгоритмы метода Монте-Карло.

Примечание. Для анализа и проведения расчетов выбрать несколько элементов функциональной схемы ТЭС, объединенных последовательно (с точки зрения надежности), табл. 4.2.

Также эти элементы объединены технологическим процессом. Отказ любого из элементов ведет к нарушению работы всей цепочки:

$$\text{ПНД-4} \rightarrow \text{КолПВ} \rightarrow \text{ДВД} \rightarrow \text{ПЭН} \rightarrow \text{ПВД-1}.$$

Таблица 4.2

Параметры элементов

Элемент	Частота отказов ω , 1/год	Время восстановления $T_{вс}$, ч	ωT , ч/год
Подогреватель низкого давления (ПНД-4)	0,024	33	0,8
Коллектор питательной воды (КолПВ)	1,1	38	41,8
Деаэратор высокого давления (ДВД)	0,01	33	0,33
Питательный электронасос (ПЭН)	0,22	30	6,6
Подогреватель высокого давления (ПВД-1)	0,2	21	4,2

Для примера произведем анализ надежности подогревателя высокого давления. Изначально предполагаем, что оборудование либо новое, либо после капитального ремонта. Вероятность безотказной работы P в момент пуска считаем равной 1, а вероятность отказа – равной 0. Отказы, вызванные плохим качеством монтажа, ошибками подрядных организаций и другими причинами, в данном методе не учитываются.

Распределение вероятностей безотказной работы и отказа представлено на рис. 4.3. Построение графика осуществляем на основе экс-

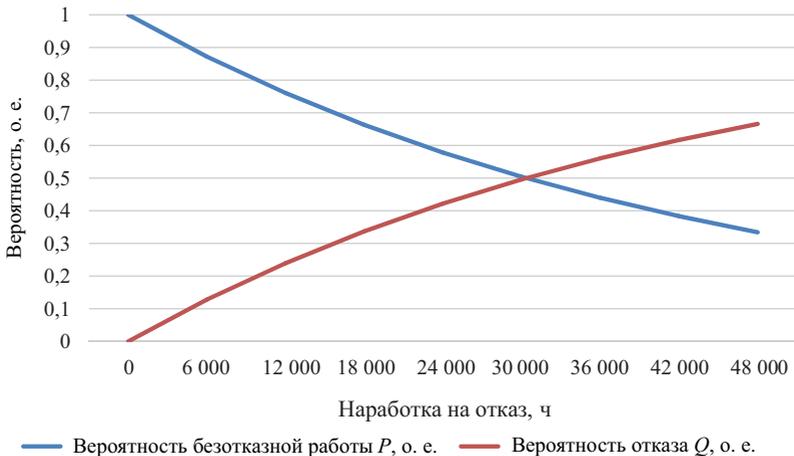


Рис. 4.3. Распределение вероятностей безотказной работы и отказа для ПВД-1

поненциального закона распределения отказа. Из графика видно, что вероятность безотказной работы (отказа) изменяется нелинейно. Такое распределение вероятностей соответствует мировому опыту эксплуатации технических систем.

По оси абсцисс используется шкала наработки на отказ либо временная шкала. Для большинства видов теплотехнического оборудования более актуальным является использование шкалы наработки на отказ, поскольку причины отказа преимущественно связаны с непосредственным износом оборудования. Для большинства видов электротехнического оборудования предпочтительней использование временной шкалы, так как основные причины отказа обусловлены ухудшением свойств изоляции.

Из графика (рис. 4.3) следует, что при достижении паркового ресурса вероятность безотказной работы все равно остается больше 0 и варьируется в диапазоне 0,33–0,36. Это утверждение не противоречит логике, так как выработка ресурса не означает гарантированный отказ. В то же время вероятность отказа очень велика и требуется проведение планово-предупредительного ремонта. Исчерпание паркового ресурса (наработки), заявленного заводом-изготовителем, на данном этапе считаем критическим пределом наработки (времени), после которого требуется проведение предупредительного (капитального) ремонта. Соответственно, значения вероятности безотказной работы (отказа), получаемые при критических наработках, также считаем критическими.

На рис. 4.4–4.7 представлены графики распределения вероятностей безотказной работы и отказов для оставшихся элементов цепочки в диапазонах паркового ресурса, а на рис. 4.8 – объединенный график наработки всех элементов. В целом графики (рис. 4.3–4.7) принципиально отличаются только наработкой на отказ, что хорошо показано на рис. 4.8.

За нулевую точку отсчета данного примера принято условие, что все элементы оборудования новые или после капитального ремонта. Для расчетов реальных объектов станций берется график ремонтов. В процессе самообучения системы возможна корректировка критических значений по вероятности отказа или числу часов наработки исходя из опыта эксплуатации.

Из графика видно, что у разных элементов интенсивность отказа различна и графики их ремонтов (замены) также отличаются. Преимуществом данного метода является возможность получения данных о вероятности отказов или наработке в любой момент времени, что, в свою очередь, позволяет выполнять анализ укрупненных элементов, блоков и частей станции.

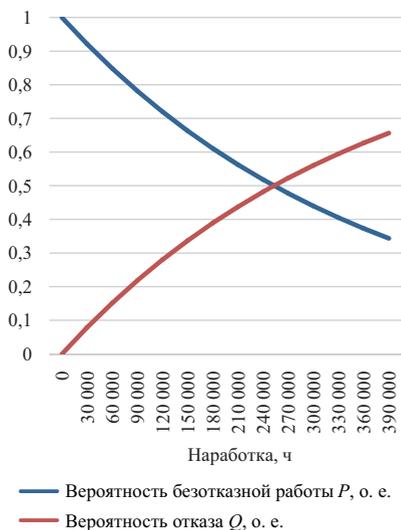


Рис. 4.4. Распределение вероятностей безотказной работы и отказа для ПНД-4

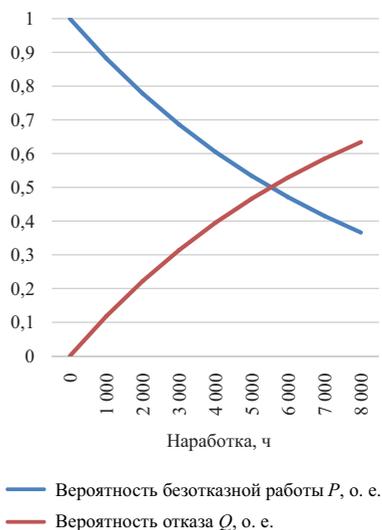


Рис. 4.5. Распределение вероятностей безотказной работы и отказа для КолПВ

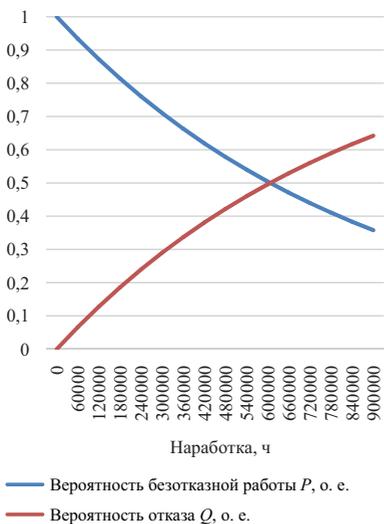


Рис. 4.6. Распределение вероятностей безотказной работы и отказа для ДВД

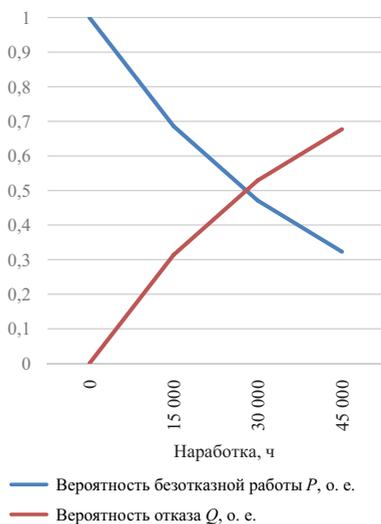


Рис. 4.7. Распределение вероятностей безотказной работы и отказа для ПЭН

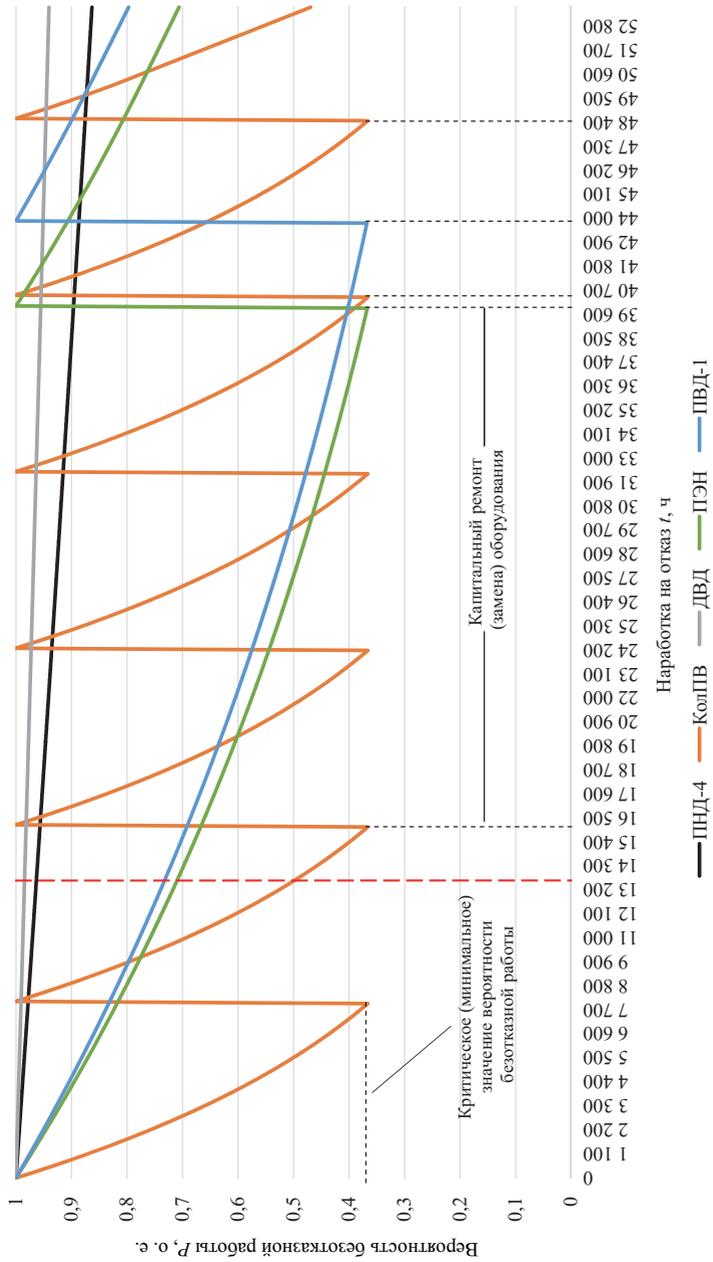


Рис. 4.8. Совмещенные графики наработки на отказ элементов схемы

Произведен анализ наработки на отказ представленной цепочки элементов в период времени (наработки) от $t = 0$ до $t = 13\,500$ ч (на рисунке значение $t = 13\,500$ показано красным пунктиром). Ближайший прогноз отказа по наработке определяется элементом, парковый ресурс которого закончится быстрее всего. Из графика (рис. 4.8) следует, что быстрее исчерпывается парковый ресурс у КолПВ. Проведение замены или ремонта требуется через 8 000 ч наработки. После ремонта вероятность безотказной работы восстанавливается до 1. Парковый ресурс (критическое (минимальное) значение вероятности безотказной работы) задается заводом-изготовителем, однако может корректироваться в процессе обучения системы.

При интегральной оценке вероятности безотказной работы (отказа) узла или целого энергоблока в заданный момент времени применяются алгоритмы аналитического метода расчета надежности. Для момента времени $t = 13\,500$ ч используются вероятности отказа каждого элемента с представленного графика (рассчитываются по методике). Затем вычисляется надежность для группы последовательно соединенных элементов:

$$P(t) = p_{\text{ПВД-4}}(t) \cdot p_{\text{КолПВ}}(t) \cdot p_{\text{ДВД}}(t) \cdot p_{\text{ПЭН}}(t) \cdot p_{\text{ПВД-1}}(t) = \\ = 0,964 \cdot 0,508 \cdot 0,988 \cdot 0,712 \cdot 0,735 = 0,252 \text{ о. е.}$$

Полученное значение служит основанием для качественного анализа интегральной оценки надежности отдельного узла или энергоблока.

По истечении паркового ресурса возможно продление срока службы, которое осуществляется на основании:

- ♦ анализа режимов эксплуатации и результатов контроля металла оборудования за весь предшествующий срок службы;
- ♦ учета ежегодной наработки оборудования, температуры металла и давления пара за котлом, на входе в турбину и в секциях общестанционного коллектора;
- ♦ оценки физико-химических, структурных, механических и жаропрочных свойств длительно работающего металла;
- ♦ поверочного расчета на прочность элементов оборудования;
- ♦ поверочного расчета на прочность паропровода как единой пространственной конструкции с оценкой состояния опорно-подвесной системы;
- ♦ расчета остаточного ресурса элементов энергооборудования, работающего в условиях ползучести или циклического нагружения.

В случае продления срока службы программа обновит данные о вероятностях, однако в процессе самообучения возможна корректировка вероятности безотказной работы и срока наработки на отказ.

Данный метод оценки надежности оборудования является базовым и применяется ко всем типам оборудования. Анализ диагностических и режимных параметров осуществляется параллельно с оценкой надежности оборудования по наработке на отказ.

4.2.2. Прогнозирование наступления отказов по результатам диагностики

Сформирован перечень параметров, получаемых в результате проведения диагностических испытаний энергетического оборудования. На данном этапе перечень диагностических параметров базируется на основании требований [70–75], однако при необходимости может быть расширен. По замерам можно судить о состоянии оборудования (например, изоляции или качестве трансформаторного масла и т. д.) независимо от его объемов наработки. Такой анализ позволяет объективно оценивать состояние оборудования, выявлять скрытые дефекты и достаточно точно прогнозировать причину вероятного отказа.

Наибольший интерес представляет систематизация данных замеров для решения следующих задач:

- ◆ прогнозирования достижения критических параметров и своевременного вывода оборудования в предупредительный ремонт для предотвращения аварии;
- ◆ прогнозирования достижения критических параметров для формирования решений на стадии перспективного, годового и оперативного планирования ремонтов;
- ◆ выявления причин выхода из строя оборудования по диагностическим данным и систематизации этих причин для улучшения качества прогнозирования.

Алгоритм анализа данных результатов диагностики. Для решения поставленных задач предлагается создание системы прогнозирования отказов и аварий на базе диагностических параметров. Диагностические параметры, полученные в результате проведения испытаний после ремонтов, хроматографического анализа масла, замеров параметров изоляции, вносятся в базу данных. Предложенный алгоритм позволяет систематизировать данные и осуществлять прогнозирование достижения критических параметров. Точка достижения критических параметров, по сути,

является точкой наступления аварии. В этот период необходимо произвести контрольный замер для корреляции данных. В случае достижения критических значений оборудование необходимо выводить в ремонт. Прогнозирование за пределами критических значений не имеет смысла, так как достижение критических параметров уже свидетельствует о наличии серьезного дефекта, который в кратчайшие сроки может привести к аварии. За пределами критических значений изменение параметров может происходить в геометрической прогрессии (развитие дефекта) и для качественного прогнозирования потребуются частые замеры.

Математическим аппаратом, используемым для проведения такого анализа, является линейная экстраполяция вероятности отказа на основании предыдущих значений.

Алгоритм анализа и прогноза с использованием диагностических параметров представлен на примере пробивного напряжения и кислотного числа трансформаторного масла.

Абсолютные значения параметров не удобны для сравнения и прогнозирования, поэтому все параметры необходимо привести к относительным величинам. При переводе считается, что достижение значения 1 является достижением критического параметра.

При анализе было установлено, что одни параметры при приближении к критическим значениям уменьшаются (значение пробивного напряжения масла снижается до 40 кВ), а другие – увеличиваются (значение кислотного числа – содержания КОН возрастает до 0,1 мг КОН/г). Пример подобной зависимости показан на рис. 4.9, 4.10. Представлен-



Рис. 4.9. Абсолютное значение изменения пробивного напряжения

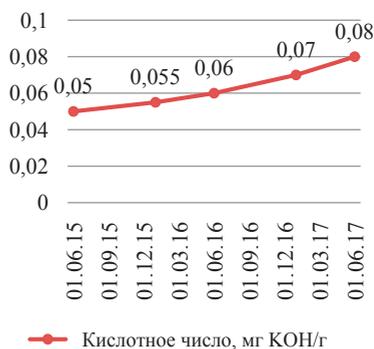


Рис. 4.10. Абсолютное значение изменения кислотного числа

ные на рис. 4.9–4.15 зависимости сформированы для демонстрации алгоритма и не являются отображением реального состояния оборудования.

Для анализа необходимо произвести пересчет в относительные величины и нормировать критическое значение параметра к единице. На стадии разработки программы в ячейку вводятся дополнительные параметры.

MIN – анализируемый параметр X стремится к минимуму, например, пробивное напряжение масла со временем уменьшается. Пересчет в относительные единицы осуществляется по формуле

$$X = \frac{X_{\text{пр}}}{X_{\text{зам}}}, \quad (4.7)$$

где $X_{\text{пр}}$ – предельное значение параметра, установленное рабочей документацией или нормативами предприятия; $X_{\text{зам}}$ – значение параметра, полученное в результате замеров.

MAX – анализируемый параметр X стремится к максимуму, например, содержание солей и кислот стремится к максимальному предельно допустимому значению.

Пересчет в относительные единицы осуществляется по формуле

$$X = \frac{X_{\text{зам}}}{X_{\text{пр}}}. \quad (4.8)$$

Пример перевода абсолютных значений в относительные приведен на рис. 4.11.

Из графика (рис. 4.11) видно, как параметры стремятся к критическому значению. При переводе в относительные единицы по формулам (4.7)

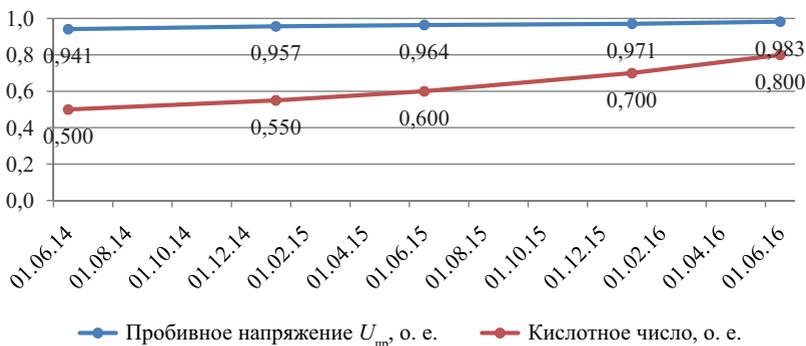


Рис. 4.11. Перевод абсолютных значений параметров в относительные единицы

и (4.8) за 0 берется нулевое значение параметра. Такая картина позволит оценить динамику изменения параметра в целом. Для более детального анализа интенсивности предлагается использовать диапазон от минимального (максимального) значения измеренного параметра к критическому. За 0 принимается минимальное (максимальное) значение измеренного параметра, за 1 – его критическое значение. Для параметра X , стремящегося к минимуму, пересчет в относительные единицы осуществляется по формуле

$$X = 1 - \frac{X_{\text{зам}} - X_{\text{пр}}}{\text{MAX}(X_{\text{зам1}}, X_{\text{зам2}} \dots) - X_{\text{пр}}}, \quad (4.9)$$

где $\text{MAX}(X_{\text{зам1}}, X_{\text{зам2}} \dots)$ – максимальное абсолютное значение показателя среди проведенных замеров.

Для параметра X , стремящегося к максимуму, пересчет в относительные единицы выполняется по формуле

$$X = 1 - \frac{X_{\text{зам}} - X_{\text{пр}}}{\text{MIN}(X_{\text{зам1}}, X_{\text{зам2}} \dots) - X_{\text{пр}}}, \quad (4.10)$$

где $\text{MIN}(X_{\text{зам1}}, X_{\text{зам2}} \dots)$ – минимальное абсолютное значение показателя среди проведенных замеров.

При пересчете на минимальные (максимальные) значения измеряемого параметра графики имеют вид, представленный на рис. 4.12.

Такая форма построения графика более наглядна. Для прогнозирования выхода из строя оборудования (достижения критических параметров) выполняется построение линии тренда на основе метода экстраполяции. Пересечение линией тренда значения 1 будет являться расчетным временем наступления аварии (рис. 4.13).

После проведения плановых, аварийных и средних ремонтов причина наступления аварии устраняется: заменяется часть элементов оборудования (расходных материалов). При анализе данных после проведения ремонта программа будет пересчитывать линию тренда без учета предыдущих значений. Для построения новой линии тренда требуется ввод как минимум двух значений за разные периоды времени.

Пример учета ремонтов при прогнозировании отказов по параметру пробивное напряжение трансформаторного масла приведен на рис. 4.14.

Также в предложенном алгоритме реализована опция построения обобщенной линии тренда без учета ремонтов (рис. 4.15). Такой анализ

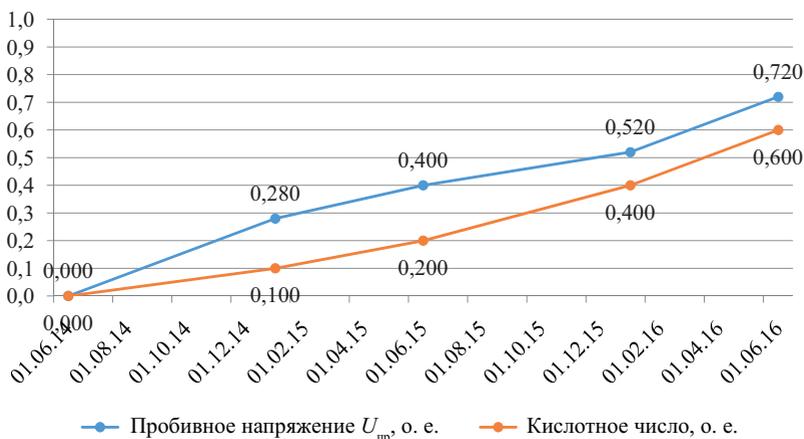


Рис. 4.12. Перевод абсолютных значений параметров в относительные единицы с привязкой к диапазону изменений параметров

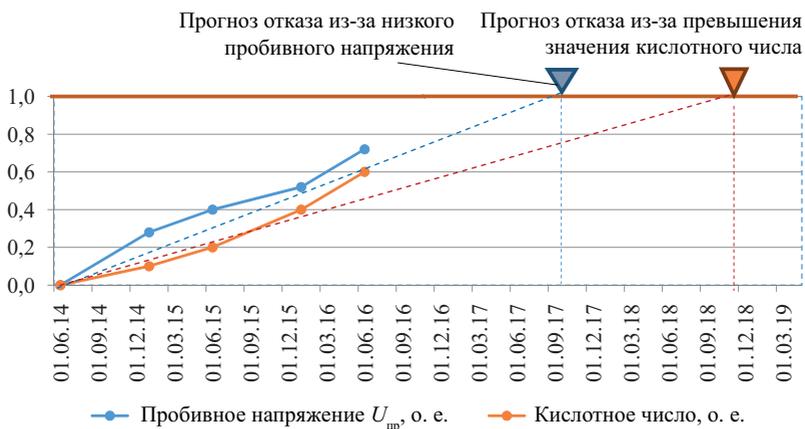


Рис. 4.13. Прогнозирование наступления отказов

позволит отслеживать общие тенденции старения оборудования, их динамику и степень влияния ремонтов на параметры электрооборудования.

Важно отметить, что обобщенная линия тренда показывает общую картину «старения» оборудования и в большей степени предназначена для поиска причины отказа оборудования. По обобщенной линии тренда можно сделать прогноз времени, когда проведение ремонта станет

неэффективным. В этом случае необходимо либо произвести замену старого оборудования, либо выполнить ремонт (устранить причину развивающегося дефекта).

В процессе анализа выстраивается взаимосвязь событий с параметрами оборудования. Формирование базы знаний также в перспективе позволит прогнозировать отказы по параметрам оборудования и выявлять их возможные причины.

Анализ параметров теплотехнического оборудования. В процессе эксплуатации теплотехническое оборудование станции подвергается плановым замерам параметров состояния оборудования. Перечень

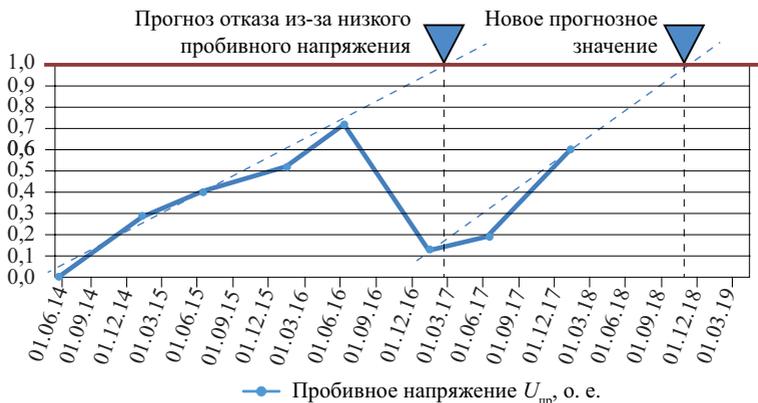


Рис. 4.14. Прогнозирование отказов с учетом выполненных ремонтов

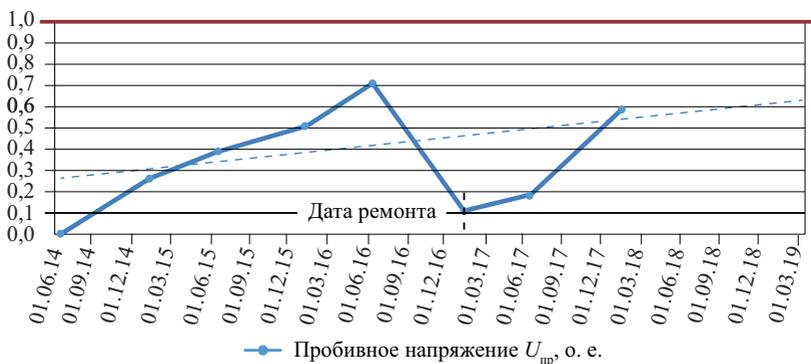


Рис. 4.15. Прогнозирование состояния параметров по общей линии тренда

измеряемых параметров регламентирован РД 10-577-03 «Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций» [72], СО 153-34.17.442-2003 «Инструкция по порядку продления срока службы барабанов котлов высокого давления» [71], РД 10-249-98 «Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды» [72], а также может быть регламентирован внутренними документами предприятия.

Опыт многолетней эксплуатации и акты аварийных отказов энергетического оборудования свидетельствуют о том, что наиболее подверженными аварийности являются поверхности нагрева котла. Согласно РД 10-249-98, диагностируемый параметр поверхностей нагрева – допустимая толщина стенки с учетом старения и режимов, которая сравнивается с толщиной стенки, измеренной лабораторией металлов [72]. Более диагностируемым элементом является турбина.

Перечень диагностируемых параметров котельного и турбинного оборудования представлен в табл. П1 и П2. Ячейки в табл. П1, П2 заполнены не полностью, так как значения критических параметров для различных поверхностей нагрева котла, корпусов турбин, насосов и подогревателей отличаются в зависимости от материала, рабочей температуры и давления. В работе приведена упрощенная таблица (как форма запроса).

Для каждого вида оборудования подбирается свой перечень значений критических параметров, на данном этапе – в соответствии с требованиями РД и СТО. Для наглядности перечень штатных контролируемых параметров и взаимосвязь между ними теплотехнического оборудования ТЭС представлены на рис. 4.16 и 4.17.

Анализ параметров электротехнического оборудования. В процессе эксплуатации электротехническое оборудование станции подвергается плановым замерам параметров состояния оборудования. Перечень измеряемых параметров регламентирован РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [73], а также может быть регламентирован внутренними документами предприятия.

Опыт многолетней эксплуатации показывает, что наиболее поддающийся диагностике элемент энергосистемы – это силовой маслонаполненный трансформатор.

Достаточно подробную картину дает проведение анализа масла и хроматографического анализа растворенных в масле газов [75]. Перечень рассматриваемых параметров для маслонаполненных трансформаторов представлен в табл. П3, П4.

В качестве основного математического аппарата анализа параметров масла и газов используется линейная экстраполяция. На базе данного математического аппарата по динамике роста каждого из параметров возможно достаточно точно прогнозировать время достижения критического параметра. Второе преимущество данного метода – это возможность определять вероятную причину дефекта. На основании данных таблиц (см. прил.) сформирована база знаний, содержащая информацию о наиболее вероятных причинах и прогнозируемых последствиях.

Ввод результатов испытания твердой изоляции всех видов оборудования позволит отслеживать динамику увлажнения изоляции, а также динамику процесса снижения сопротивления изоляции, которая может быть вызвана рядом причин.

По хроматографическому анализу газов в масле (ХАРГ) и физико-химическому анализу масла (ФХАМ) можно достаточно точно прогнозировать развитие повреждения и установить причину. Для наглядного примера демонстрации методики приведен анализ диагностических параметров силового трансформатора РТСР-10 (рис. 4.18).

Из графика (рис. 4.18) наибольший интерес представляет рост содержания CO_2 , CO_4 , C_2H_4 ; из графика (рис. 4.19) – динамика изменения H_2 , CH_4 , CO (пунктирными линиями показаны линии экстраполяции, являющиеся основой прогноза; треугольниками – точки достижения критических значений). Критическое значение будет достигнуто в заданное время, если не предпринимать мер по ликвидации технологического нарушения. Первая линия экстраполяции формирует прогноз в точке 1. Расчетная дата наступления технологического нарушения – 22.09.2015, диагностируемый параметр – CO . Точка 2 практически идеально совпадает с фактом превышения критического параметра. Возможные причины подробно составлены на основе многолетних наблюдений за состоянием трансформаторов:

- ◆ ускоренное старение твердой изоляции / масла;
- ◆ увлажнение твердой изоляции / масла;
- ◆ систематические перегрузки трансформатора.

Принятие мер по предотвращению технологического нарушения предлагается осуществлять заблаговременно, до превышения критических значений параметра.

На рис. 4.20 показан аналогичный график для трансформатора 2АТ-А за период с 01.04.2012 по 22.09.2017 с линией экстраполяции. На графике видно, что в масле трансформатора также имеется

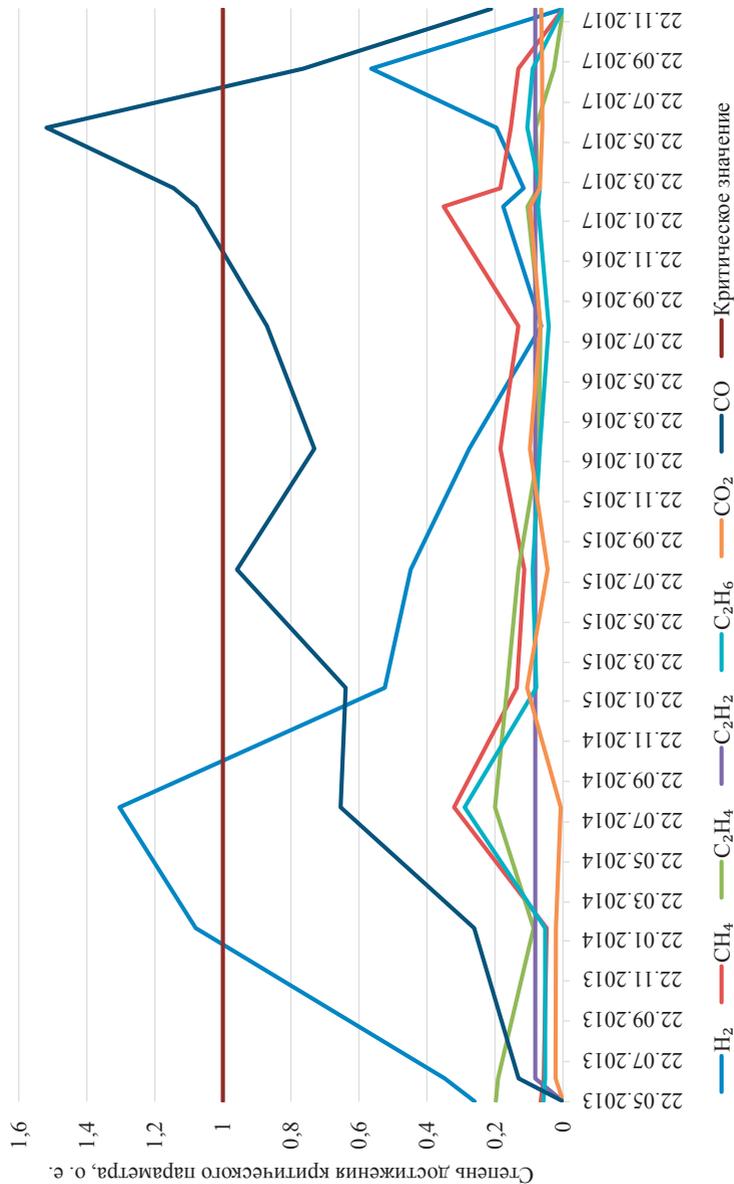


Рис. 4.18. Динамика изменения значений хроматографического анализа газов трансформатора РТСР-10 за период с 22.05.2013 по 22.11.2017

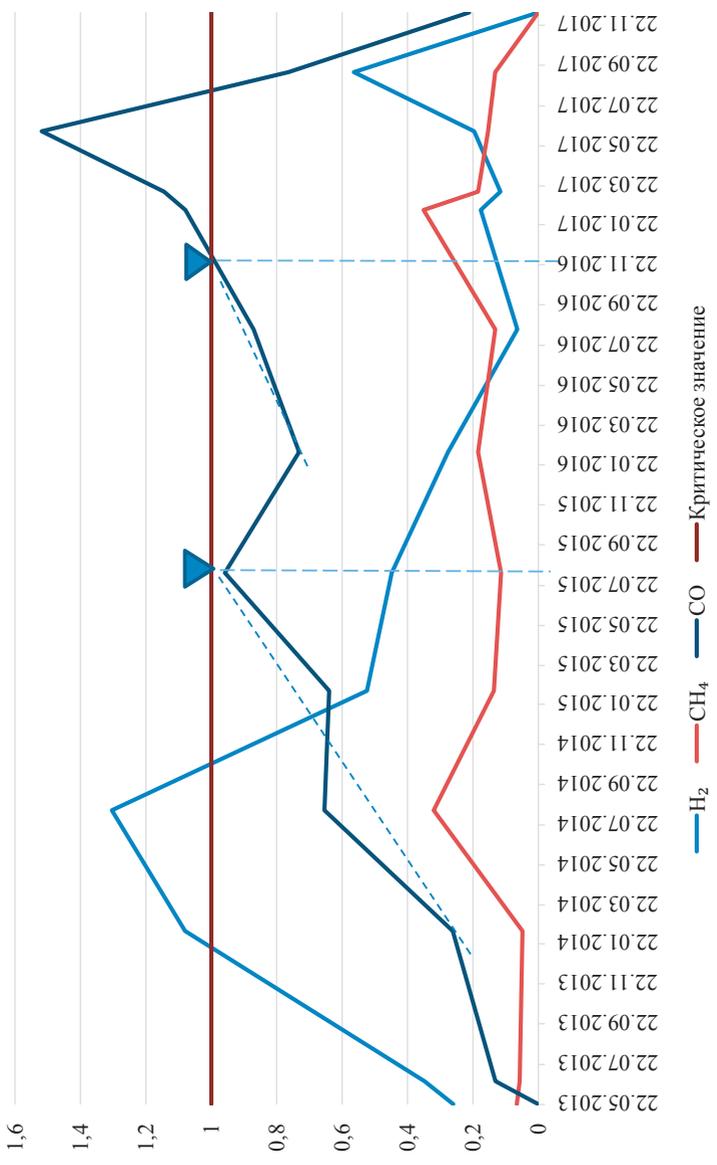


Рис. 4.19. Динамика изменения значений H₂, CH₄, CO трансформатора РТСР-10 за период с 22.05.2013 по 22.11.2017 с линиями экстраполяции

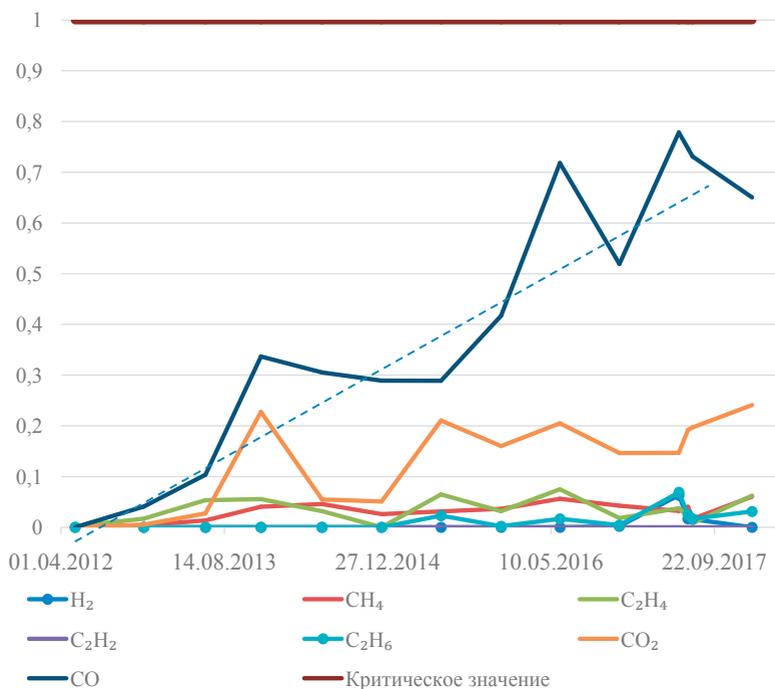


Рис. 4.20. Динамика изменения значений хроматографического анализа газов трансформатора 2AT-A за период с 01.04.2012 по 22.09.2017

тенденция роста CO. Эта тенденция непостоянна и сопровождается периодическими спадами, что объясняется сезонными изменениями графика нагрузки. Согласно прогнозу, превышение нормы содержания CO₂ ожидается к концу 2019 года.

Предложенный алгоритм удобен тем, что позволяет сравнивать на одной шкале множество различных параметров. Для улучшения качества анализа и удобства отображения информации предлагается графики наработки на отказ переводить в универсальную шкалу диагностических параметров по алгоритму, представленному на рис. 4.21, 4.22 на примере ПВД-1. Временная шкала для разных элементов может быть построена по наработке на отказ и по времени эксплуатации. Комбинирование отображения графиков диагностических параметров представлено на рис. 4.23. Нарботка на отказ как диагностический параметр нанесена в виде пунктирной линии коричневого

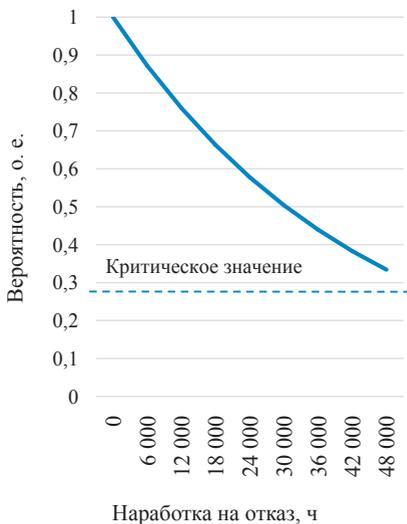


Рис. 4.21. Распределение вероятности безотказной работы для ПВД-1

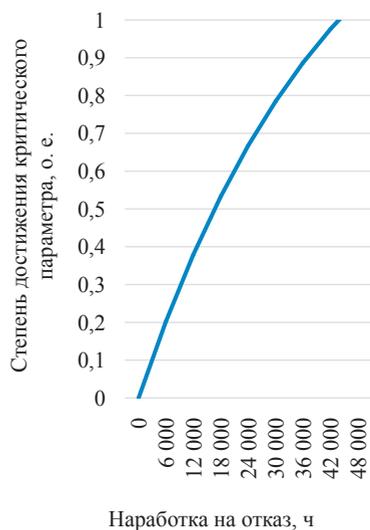


Рис. 4.22. Распределение вероятности безотказной работы для ПВД-1 с привязкой к критическому параметру

цвета. В макетах отчетов данный параметр отображен также в виде пунктирной коричневой линии.

Данный алгоритм также может применяться для прогнозирования отказов (достижения критических параметров) элементов теплотехнической части станции. Для примера в качестве диагностируемого элемента взят конвективный пароперегреватель прямоточного котла ПК-38 Назаровской ГРЭС (рис. 4.24). Достижением диагностируемого аварийного состояния является пересечение линий тренда допустимой толщины стенки (РД 10-249–98).

Для удобства анализа данный параметр переводится в относительные величины. При анализе толщины стенки следует иметь в виду, что учитываются одновременно два параметра: фактическая толщина стенки и допустимая толщина. В процессе эксплуатации параметр допустимой толщины стенки изменяется в связи с усталостными явлениями в металле, а фактическая толщина – в связи с износом. По введенным параметрам строится линейная интерполяция, по которой ищется точка пересечения (прогнозируемая дата наступления отказа). Для того чтобы перевести данный параметр в относительные единицы, вводится

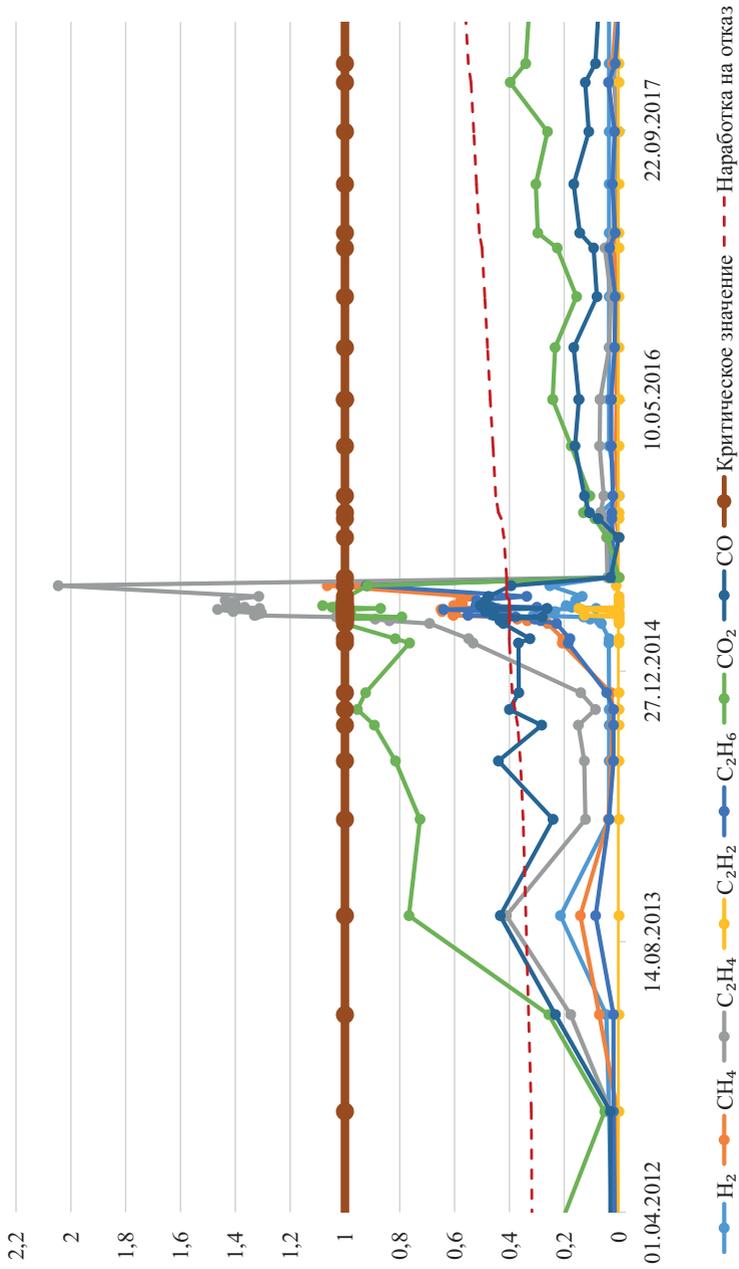


Рис. 4.23. Отображение диагностических параметров совместно с наработкой на отказ

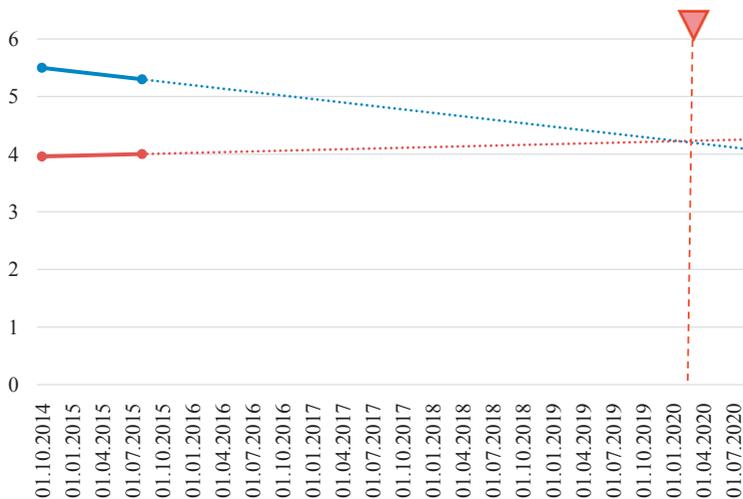


Рис. 4.24. Прогнозирование отказа конвективного пароперегревателя котла ПК-38 Назаровской ГРЭС по толщине стенки в абсолютных величинах

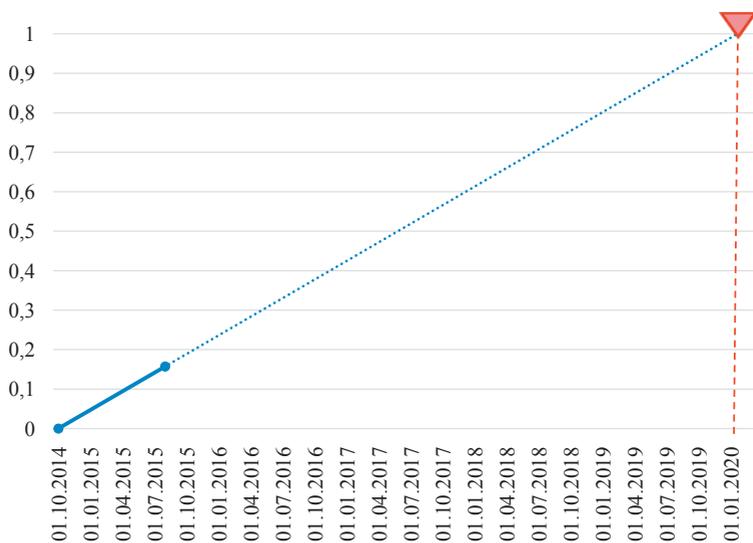


Рис. 4.25. Прогнозирование отказа пароперегревателя по разнице допустимой и фактической толщины стенки в относительных величинах

дополнительный параметр – разница между допустимой и фактической толщиной стенки. Этот параметр переводится в относительные единицы (рис. 4.25), где за 1 принимается критическое значение (фактическая толщина стенки и допустимая толщина стенки равны).

Из рис. 4.25 видно, что пересечение с критическим значением на временной шкале совпадает по значению с прогнозированием в абсолютных величинах (см. рис. 4.24) и соответствует началу 2020 года.

Представленный выше алгоритм позволяет унифицировать подход и сравнивать совершенно разные физические величины на одной шкале. В качестве результата анализа получают величины для дальнейшего анализа: расчетное время наступления отказа (промежуток времени от последнего замера до наступления отказа) ΔT , степень достижения критического значения X , динамика изменения параметра ΔV .

4.2.3. Прогнозирование наступления отказов с учетом режимов работы оборудования

Оценка диагностики состояния поверхностей нагрева котельного агрегата, паропроводов и трубопроводов ТЭС осуществляется сопоставлением толщины стенки, измеренной лабораторией металла, и допустимой толщины стенки, мм, которая определяется согласно рекомендациям [72]:

$$S = \frac{p \cdot D}{2\varphi[\sigma] + p}, \quad (4.11)$$

где p – расчетное давление, МПа; D – наружный диаметр, м; φ – коэффициент прочности; $[\sigma]$ – допустимое напряжение, МПа.

При этом допустимое напряжение зависит как от времени наработки, так и от режимов работы (табл. 4.13).

Расчетное допустимое напряжение, МПа, определяется по формуле [70]:

$$[\sigma] = \frac{[\sigma]_1}{\left[\sum_1^n \frac{\tau_1}{\tau_0} \left(\frac{[\sigma]_1}{[\sigma]_i} \right)^m \right]^{\frac{1}{m}}}, \quad (4.12)$$

где $[\sigma]_1, [\sigma]_2, \dots, [\sigma]_n$ – номинальные допускаемые напряжения для расчетного ресурса при температурах t_1, t_2, \dots, t_n , МПа; $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n$ –

длительность периодов эксплуатации деталей с температурой стенки t_1, t_2, \dots, t_n , ч; τ_0 – общий расчетный ресурс, ч, $\tau_0 = \sum_1^n \tau_i$; m – показатель степени (для стали равен 8).

Таблица 4.13

Зависимость допустимого напряжения стали 12Х1МФ от наработки и температуры поверхности, МПа

Температура, °С	Время работы, ч			
	10^4	10^5	$2 \cdot 10^5$	$3 \cdot 10^5$
440		139		
450		138		138
460		136	136	130
480	133	133	120	107
500	130	113	96	88
510	120	101	86	79
520	112	90	77	72
530	100	81	69	65
540	88	73	62	58
550	80	66	56	52
560	72	59	50	46
570	65	53	44	41
580	59	47	39	36
590	53	41	35	32
600	47	37	31	29
610	41	33		
620	35			

Пример расчета влияния режимов работы оборудования (табл. 4.14) на надежность для пароперегревателя ПП-2 котла ПК-38 НГРЭС из труб размером 32×4, сталь 12Х1МФ, представлен в виде графиков (рис. 4.26).

Таблица 4.14

Параметры режимов работы ПП-2 котельного агрегата ПК-38 НГРЭС

Дата	Время работы, ч	Температура стенки, °С	Допустимое напряжение, МПа	Толщина стенки, мм	
				допустимая	фактическая
01.01.2015	1 000	520	57,494	3,908	4,5
	6 500	530			
	1 500	540			
01.07.2015	500	520	57,994	3,879	4,46
	6 500	530			
	2 000	540			
01.01.2016	500	520	57,017	3,937	4,42
	6 500	530			
	2 000	540			
01.07.2016	500	520	56,039	3,997	4,38
	6 500	530			
	2 000	540			
01.01.2017	500	520	55,574	4,026	4,32
	6 500	530			
	2 000	540			
01.07.2017	500	520	55,109	4,056	4,28
	6 500	530			
	2 000	540			
01.01.2018	1 500	520	55,231	4,048	4,25
	6 500	530			
	1 000	540			
01.07.2018	1 500	520	55,353	4,0407	4,2
	6 500	530			
	1 000	540			

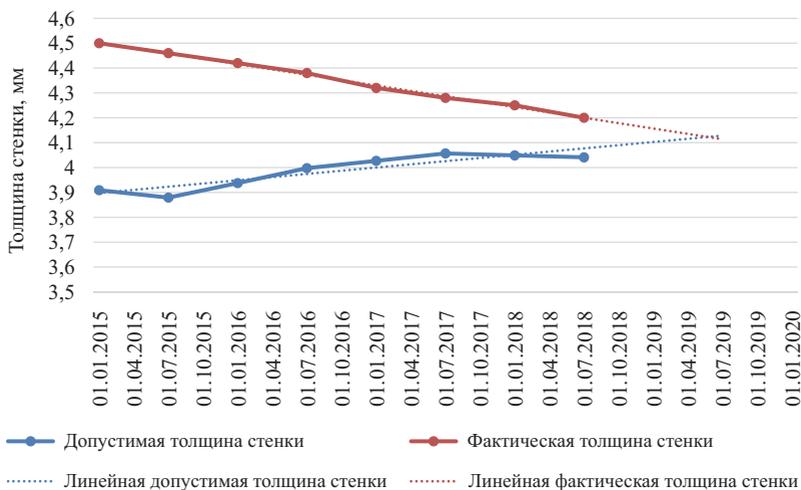


Рис. 4.26. Прогнозирование аварийной ситуации для ПП-2 котла ПК-38 НГРЭС

Так, согласно рис. 4.26 прогнозируемая дата аварии пароперегревателя ПП-2 находится на пересечении линий тренда допустимой и реальной толщин стенок и прогнозируется на 01.05.2019 при схожих режимах работы.

4.2.4. Синтез методов прогнозирования

Разработка математического обеспечения риск-ориентированного управления техническим состоянием основного оборудования ТЭС предполагает объединение (синтез) моделей оценки надежности, возможностей диагностирования оборудования, а также учет режимных параметров, в которых эксплуатируется оборудование. Каждая из моделей предусматривает прогнозирование времени наступления отказа. Задача синтеза методов прогнозирования состоит в унификации результатов расчетов с целью сравнения результатов по трем направлениям прогнозирования и формирования результирующего прогноза по конкретному элементу (рис. 4.27).

Данные, полученные по результатам оценки и диагностики вероятности отказа каждого из элементов, служат основой для сводного интегрального анализа (аналитики) по группам элементов, блокам и самой электростанции (рис. 4.28). Из рис. 4.28 следует, что при анализе расчетной схемы

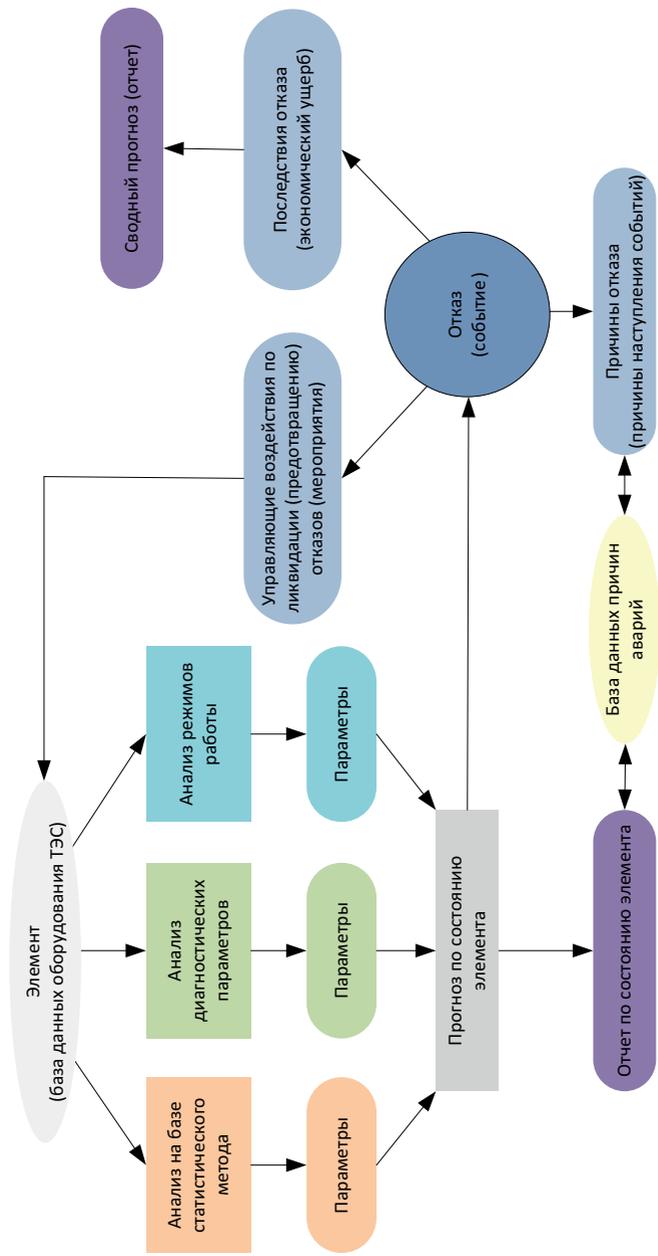


Рис. 4.27. Алгоритм риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС

взаимосвязь между элементами осуществляется посредством составления эквивалентной структурно-функциональной схемы технологического оборудования ТЭС.

Синтез различных методов и параметров базируется на приведении всех величин к относительным единицам, где за единицу принимается условие достижения критического параметра, т. е. фактически риск возникновения аварии. Параметры, получаемые при анализе наработки на отказ и режимов, также приводятся к шкале, где за единицу принимается достижение критического значения. Выходными параметрами выполненного анализа являются: расчетное (прогнозное) время наступления отказов (аварий), вероятности безотказной работы и наступления отказов, анализ причин прогнозируемых аварий, другая техническая информация.

Риски возникновения аварий подразделяются на три группы:

- ♦ очень высокий риск возникновения аварии присваивается элементу, у которого срок возникновения отказа не превышает одного года и вывод которого в ремонт необходимо производить на стадии оперативного планирования ТОиР;

- ♦ высокий риск возникновения аварии присваивается элементу, у которого срок возникновения отказа варьируется в диапазоне от одного до двух лет и вывод которого в ремонт необходимо производить на стадии годового планирования ТОиР;

- ♦ низкий риск возникновения аварии присваивается элементу, у которого срок возникновения отказа составляет более двух лет и вывод которого в ремонт необходимо производить на стадии перспективного планирования ТОиР.

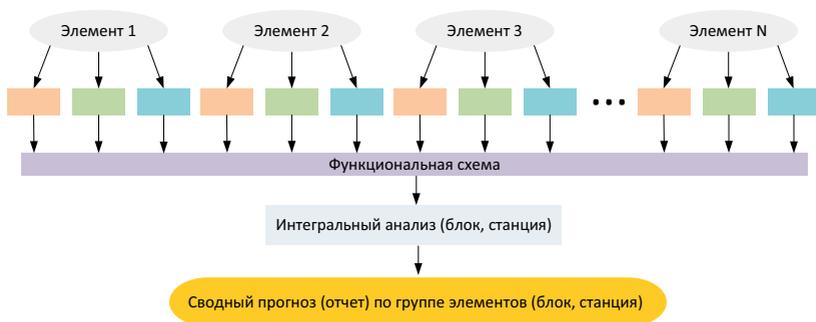


Рис. 4.28. Блок-схема алгоритма анализа состояния группы элементов (энергблока, электростанции)

Особое внимание уделяется отображению рисков возникновения аварий и графическому анализу диагностируемых параметров. На технологических схемах риск возникновения аварии должен отображаться в виде соответствующей индикации. Приоритетный критерий индикации наступления отказа – время наступления отказа. Причиной наступления отказа по надежности считается выработка ресурса (износ элементов, усталостные явления и т. д.).

Причиной наступления отказа по диагностическим параметрам, достигающим критических значений, служат отдельные виды повреждений. Эти виды повреждений могут наступать раньше плановой наработки на отказ, совпадать с плановой наработкой или наступать существенно позже. В случае если диагностический параметр выходит за критические значения раньше расчетной наработки на отказ, программа выдает вероятную причину преждевременного отказа оборудования на основе базы данных причин аварий. Если диагностический параметр выходит за критические значения по срокам, примерно совпадающим со сроками наработки на отказ, то в перечень планово-предупредительного ремонта следует включить тот развивающийся дефект, который показывает данный параметр. Если диагностический параметр далек от достижения критического значения, это свидетельствует об отсутствии вероятности возникновения данного вида дефекта в ближайшее время.

4.3. Оценка рисков и возникновения экономических ущербов из-за отказа основного технологического оборудования тепловых электростанций

Использование на электростанции риск-ориентированного управления способствует повышению надежности работы основного и вспомогательного оборудования за счет совершенствования системы планирования ремонтов – организации своевременных предупредительных ремонтов оборудования, что позволит обеспечить стабильное энергоснабжение потребителей.

У потребителей производственного профиля повышение надежности энергоснабжения даст возможность снизить брак продукции, увеличить производительность технологического оборудования и сократить случаи его отключения из-за уменьшения подачи энергии. Кроме того,

снижается вероятность нарушения нормальной работы систем управления и технологической автоматики, а также скорость износа технологического оборудования.

Результатом этого могут быть: увеличение валового объема продукции, снижение ее себестоимости и экономия затрат на реновацию, текущие и аварийно-восстановительные ремонты технологического оборудования, а также сокращение объема претензий к поставщику электроэнергии по компенсациям за невыполнение договорных обязательств по поставкам электроэнергии.

У потребителей непродовственной сферы повышение надежности энергоснабжения может сопровождаться уменьшением претензий по компенсациям экологического и материального ущерба.

Для электростанций повышение надежности энергоснабжения может способствовать: снижению ограничений рабочей мощности электростанций; улучшению условий эксплуатации основного и вспомогательного оборудования. Это, в свою очередь, может способствовать уменьшению топливной составляющей в себестоимости произведенной продукции; снижению темпов износа оборудования с соответствующим продлением сроков его эксплуатации и увеличением межремонтных периодов. В конечном счете все это приводит к сокращению времени простоев оборудования электростанций в планово-предупредительных и восстановительных (ВР) ремонтах с соответствующим увеличением числа часов использования его установленной мощности и объема товарной продукции.

Суммарный экономический эффект от повышения надежности энергоснабжения может выражаться в снижении себестоимости товарной электроэнергии, затрат на планово-предупредительные и восстановительные ремонты, а также на топливо для повторных пусков аварийно отключенного генерирующего оборудования. Можно ожидать рост выручки от продажи дополнительной электроэнергии.

Таким образом, внедрение риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС обеспечивает следующий экономический эффект:

- ◆ уменьшение ущерба от безвозвратных потерь средств производства;
- ◆ сокращение затрат на ремонтно-восстановительные работы;
- ◆ снижение ущерба от упущенной выгоды;
- ◆ снижение ущерба от ухудшения параметров послеаварийного режима;

- ◆ уменьшение платежей по договорным обязательствам, связанным с компенсацией различных видов ущербов;
- ◆ снижение темпов износа оборудования.

В общем случае *ущерб от безвозвратных потерь средств производства* складывается из следующих частей: остаточной стоимости безвозвратно потерянного оборудования и сооружений, стоимости потерь топлива, затрат на локализацию последствий, пожаротушение, спасательные работы и пр.

В *затраты на ремонтно-восстановительные работы* входит стоимость ремонтных и наладочных работ. Затраты на ремонтные работы включают в себя стоимость демонтажа поврежденного оборудования и сооружений, стоимость запасных частей и материалов для производства ремонтно-восстановительных работ, стоимость ремонтных, строительных и монтажных работ, транспортные и прочие расходы.

В стоимости наладочных работ должны быть учтены затраты на выполнение наладки, испытаний оборудования, доведения технологического процесса до номинального режима, а также затраты на топливо и материалы, израсходованные при осуществлении этих работ.

Под *упущенной выгодой* понимается уменьшение прибыли, вызванное снижением объема произведенной энергии на электростанциях и недоотпуском электроэнергии потребителю. Недовыработка электроэнергии определяется по снижению рабочей мощности электростанции по сравнению с договорной рабочей мощностью за время вынужденного простоя генерирующего оборудования.

Ущерб от ухудшения параметров послеаварийного режима возникает в тех случаях, когда технологические нарушения приводят к существенным изменениям условий производства электроэнергии в связи с отключением энергоблоков, мощных трансформаторов или потребителей большой мощности. В общем случае это сопровождается снижением надежности энергоснабжения или надежности электроснабжения с рассмотренными выше последствиями. Ущерб при этом складывается из дополнительных затрат на топливо, обусловленных неоптимальным распределением нагрузки между агрегатами электростанции, вводом в работу замещающих генерирующих мощностей с повышенными удельными расходами топлива.

Уменьшение платежей по договорным обязательствам, связанным с компенсацией различных видов ущербов:

- ◆ возмещение убытков потребителям вследствие прекращения или ограничения электроснабжения в соответствии с условиями коммерче-

ских договоров между энергоснабжающими организациями и потребителями электроэнергии;

- ♦ возмещение упущенной выгоды в соответствии с условиями коммерческих договоров между генерирующими компаниями (либо отдельными электростанциями) и сетевыми компаниями;

- ♦ возмещение экологического ущерба в виде платежей и (или) затрат на проведение работ по устранению экологических последствий от технологических нарушений по претензиям местных или федеральных органов;

- ♦ возмещение социального ущерба в виде выплат, осуществляемых в соответствии с законодательством о социальной защите людей, по числу жертв и пострадавших от технологических нарушений.

Прогнозирование и предупреждение аварийных отказов оборудования позволит снизить *темпы расходования ресурса оборудования*. В результате появится возможность исключить случаи сокращения межремонтных интервалов и продлить срок службы оборудования. Экономические последствия могут выражаться в снижении сверхнормативных затрат на восстановление и не требующиеся по состоянию оборудования планово-профилактические ремонты.

Экономический эффект от применения риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС носит системный характер и проявляется одновременно как на электростанции, так и у потребителя электроэнергии. Обе его составные части неразрывно связаны, поскольку являются результатом одних и тех же мероприятий. В конечном счете этот эффект заключается: в снижении ущерба от упущенной коммерческой выгоды и уменьшении размеров штрафных платежей по договорным обязательствам у всех участников рынка электроэнергии; экономии затрат на реновацию, планово-предупредительные и восстановительные ремонты всех видов оборудования; сокращении ущербов от безвозвратных потерь средств производства.

Детальному расчету в наибольшей степени поддается оценка экономического ущерба, которая производится согласно МТ-34-70-001–95 «Методика расчета экономического ущерба от нарушений в работе энергетического оборудования», действующей с 1 января 1996 года.

Методика устанавливает цели, принципы и порядок определения технико-экономических последствий (далее – экономического ущерба) от технологических нарушений на энергопредприятиях.

Действие данной методики распространяется на энергопредприятия электроэнергетической отрасли (электростанции, энергосистемы, электрические и тепловые сети) независимо от организационно-правовой формы и форм собственности.

4.3.1. Общие положения методики расчета

В условиях рыночных отношений важное значение приобретает качество учета и анализа экономического ущерба от технологических нарушений на энергопредприятиях, так как величина ущерба может существенно повлиять на экономические показатели (себестоимость продукции, прибыль и рентабельность) деятельности этих предприятий.

Согласно РД 34.20.801–2000 «Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей», технологические нарушения в зависимости от характера и тяжести последствий подразделяются на аварии, технологические и функциональные отказы. При составлении акта расследования технологического нарушения необходимо указывать величину экономического ущерба, нанесенного этим нарушением.

МТ-34-70-001–95 предназначена для получения оперативной оценки экономического ущерба от технологических нарушений за время работы комиссии по расследованию аварий и отказов.

В основу данной методики положены следующие принципы:

- ◆ последствия, возникающие при технологических нарушениях, могут существенно различаться в зависимости от типа энергопредприятия, выполняемых им функций, времени нарушения, наличия и величины резервов, вида поставляемой продукции (работ, услуг) и других факторов. Для определения величины экономического ущерба от технологического нарушения необходимо выявить и проанализировать последствия нарушения для энергопредприятия, энергосистемы, потребителей и окружающей среды;

- ◆ последствия от технологических нарушений могут носить социальный (последствия для людей), экологический (последствия для природной среды) и технико-экономический характер. В МТ-34-70-001–95 указанные выше последствия выражаются в денежной форме. В этой связи социальные и экологические последствия от технологических нарушений учитываются отдельными составляющими экономического ущерба в виде соответствующих выплат и платежей на возмещение социального и экологического ущерба.

Ущерб, наносимый потребителям энергии в случае технологического нарушения, приводящего к прекращению или ограничению энергоснабжения, учитывается отдельной составляющей экономического ущерба в виде платежей на возмещение убытков потребителям согласно условиям в коммерческих договорах, заключенных между энергоснабжающими организациями и потребителями энергии.

Для оперативного определения экономического ущерба от технологического нарушения в МТ-34-70-001–95 в качестве исходных данных используются периодически контролируемые (ежемесячные) показатели работы электростанций, энергосистем, электрических и тепловых сетей.

Определение экономического ущерба от технологических нарушений в эксплуатации осуществляется с целью определения экономических потерь энергопредприятиями, решения вопросов имущественного и других видов страхования от последствий технологических нарушений, а также для решения других эксплуатационных технико-экономических задач, использующих в качестве исходной информации характеристики экономического ущерба.

Учет и результаты последующего статистического анализа экономического ущерба от технологических нарушений за некоторое количество лет эксплуатации могут быть использованы в качестве одного из факторов для принятия решений по технико-экономическому обоснованию:

- ◆ нормативов аварийных запасов ресурсов (материалов, запасных частей и оборудования), а также схем размещения аварийных запасов;
- ◆ периодичности, схем и методов выполнения ремонтного обслуживания, а также затрат на ремонты и техническое обслуживание;
- ◆ проектов и планов модернизации и реконструкции энергопредприятий;
- ◆ мероприятий по экологической и социальной безопасности энергопредприятий при технологических нарушениях.

4.3.2. Порядок расчета экономического ущерба

Согласно «Справочнику базовых цен на проектные работы в строительстве (СБПЦ 81-02-23–2001)» [76], экономический ущерб (У) от технологического нарушения в общем случае представляется в виде суммы составляющих, руб.:

$$Y = \sum_i Y_i - S_{\text{воз}}, \quad (4.13)$$

где Y_1 – безвозвратные потери производства; Y_2 – затраты на ремонтно-восстановительные работы; Y_3 – потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода); Y_4 – потери от ухудшения технологических параметров; Y_5 – возмещение убытков потребителям; Y_6 – возмещение экологического ущерба; Y_7 – возмещение социального ущерба; $S_{\text{воз}}$ – возвратные суммы от сторонних виновных организаций (строительно-монтажных, ремонтных, проектных организаций, а также заводов-изготовителей оборудования) по рекламациям, от реализации материалов и частей поврежденных сооружений и оборудования и др.

В зависимости от типа энергопредприятия и вида технологического нарушения часть составляющих в формуле (4.13) может отсутствовать или ими можно пренебречь из-за их незначительности.

Безвозвратные потери средств производства. Устанавливаются при расследовании технологического нарушения путем оценки стоимости безвозвратных потерь оборудования и сооружений (ликвидная стоимость поврежденного оборудования и сооружений), материалов, топлива и др., руб. [76]:

$$Y_1 = \sum_i S_{0i} + \sum_j S_{mj} + \sum_k S_{tk} + S_{\text{пр}}, \quad (4.14)$$

где S_{0i} – остаточная балансовая стоимость i -го не подлежащего восстановлению оборудования или сооружения; S_{mj} – стоимость потерь j -го вида материалов; S_{tk} – стоимость потерь k -го вида топлива; $S_{\text{пр}}$ – прочие потери, включая затраты на локализацию технологического нарушения, тушение пожара, проведение спасательных работ и др.

Затраты на ремонтно-восстановительные работы. Данный вид затрат устанавливается на ремонтно-восстановительные работы на основе двух смет, руб.:

$$Y_2 = S_{\text{рем}} + S_{\text{нал}}, \quad (4.15)$$

где $S_{\text{рем}}$ – сметная стоимость ремонтных работ; $S_{\text{нал}}$ – сметная стоимость наладочных работ.

В сметной стоимости ремонтных работ учитываются следующие затраты:

$$S_{\text{рем}} = S_{\text{дем}} + S_{\text{м}} + S_{\text{р}} + S_{\text{тр}} + S_{\text{п}}, \quad (4.16)$$

где $S_{\text{дем}}$ – стоимость демонтажа поврежденного оборудования и сооружений; $S_{\text{м}}$ – стоимость запасных частей и материалов для производства ремонтно-восстановительных работ; $S_{\text{р}}$ – стоимость ремонтных, строительных и монтажных работ, выполняемых специализированными организациями и хозяйственным способом; $S_{\text{тр}}$ – транспортные расходы; $S_{\text{п}}$ – прочие затраты.

Суммарные затраты на ремонт энергетического оборудования по сметным справочникам представлены в табл. 4.15.

Таблица 4.15

Обобщенные затраты на ремонт энергетического оборудования [76]

Оборудование	Стоимость ремонта единицы оборудования (в ценах 2019 года), руб.
<i>Теплотехническое оборудование</i>	
Коллекторы (за тонну)	250 928,8
Барабан (за тонну)	435 662,8
Топочные экраны котлов естественной циркуляции (за тонну)	72 122,0
Радиационная часть (за тонну):	
нижняя	231 216,9
средняя	226 557,8
верхняя	223 072,6
Опускные трубы (за тонну)	383 149,0
Водяной экономайзер (за тонну)	186 406,1
Пароперегреватель (за тонну):	
сталь 15ХМ	159 869,5
сталь 12Х1МФ	205 469,6
сталь 20	153 689,1
Переходная зона (за тонну)	165 585,0
Впрыски	141 092,0
Газовые задвижки	45 783,1
Молотковая мельница	439 565,7
Питатель сырого угля	220 649,4
Бункер сырого угля	26 930,6
Мельница-вентилятор	360 694,6
Питатель пыли	220 649,4
Воздухоподогреватель (сталь 3) (за тонну)	223 345,1
Горелка	46 938,4

Продолжение табл. 4.15

Оборудование	Стоимость ремонта единицы оборудования (в ценах 2019 года), руб.
Сбросная горелка	24 432,0
Воздуходувка	187 866,6
Сопла добавочного воздуха	93 933,3
Дутьевой вентилятор	368 195,1
Дымосос	1 070 539,4
Дымосос рециркуляции газов	343 378,0
Электрофильтр	469 666,6
Циркуляционный насос	380 918,0
Цилиндр:	
высокого давления	550 449,3
среднего давления	419 276,1
низкого давления	436 052,6
Охладитель эжектора (сальниковый подогреватель)	93 933,3
Подогреватель:	
низкого давления	129 045,6
высокого давления	196 541,4
Конденсатный насос	282 335,4
Насос охлаждения статора	117 416,6
Стопорный клапан	93 933,3
Регулирующий клапан	281 513,5
Конденсатор	2 843 615,6
Деаэрагор	168 305,0
Маслоохладитель	185 818,9
Масляный бак	181 950,5
Сетевой насос	380 918,4
Сетевой подогреватель:	
горизонтальный (ПСГ)	1 278 634,6
вертикальный (ПСВ)	263 994,9
Подпиточный насос	93 933,3
Газоохладитель	187 866,6
Насос газоохладителя (НГО)	124 151,6
Водяной бак	148 489,8
Питательный электронасос	691 297,6
<i>Электротехническое оборудование</i>	
Выключатели:	
ВМП-10 (1-я группа сложности)	23 151,4
110 кВ	80 534,5
220 кВ	143 172,0
500 кВ	219 624,0

Оборудование	Стоимость ремонта единицы оборудования (в ценах 2019 года), руб.
Генераторы: ТВФ-120-2-У3, ТВВ/ТВФ-160/165-2 ТГВ-500	521 721,5 806 903,2 1 155 313,0
Разъединители: 110 кВ (РЛНД-110) 220 кВ (РЛНД-220) 500 кВ (РОНЗ-500)	23 341,9 34 236,4 130 529,2
Электродвигатели 6 кВ	405 750,0
Трансформаторы: собственных нужд собственных нужд 6/0,4 силовые: 110 кВ 220 кВ 500 кВ	864 745,2 645 396,3 3 382 107,8 8 970 656,3 14 089 424,8
ОПН, разрядники, КС	4 493,3
Секции шин: 110 кВ 220 кВ 500 кВ	70 766,6 141 533,3 212 300,0
<i>Блочное оборудование</i>	
Котлы	4 364 890,00 $D_{не}^*$ + 2 532 840,00
Турбины	3 188 370,00 W_s^{**} + 11 982 655,00
Генераторы	348 409,82 W_s + 458 493,39

* $D_{не}$ – паропроизводительность котельного агрегата, т/ч;

** W_s – электрическая мощность турбогенератора, МВт.

В сметной стоимости наладочных работ учитываются затраты на выполнение работ, включающих в себя испытания и наладку оборудования, доведение технологического процесса до номинального режима, а также расходы топлива и материалов на пуски и остановки энергетического оборудования.

Потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода). Рассматриваемая составляющая экономического ущерба учитывает потери прибыли из-за снижения объема производимой энергии вследствие технологического

нарушения. Порядок расчета упущенной выгоды зависит от типа энергопредприятия.

Для *электростанции* упущенная выгода рассчитывается в том случае, если электростанция является коммерческой организацией. Недовыработка электроэнергии определяется по снижению рабочей мощности электростанции по сравнению с договорной рабочей мощностью за время вынужденного простоя τ_b генерирующего оборудования, кВт·ч:

$$W_{\text{нв}} = \sum_i (P_{\text{пл}i} - P_{\text{раб}i}) d\tau_i, \quad (4.17)$$

где $\tau_b = \sum_i d\tau_i$; $d\tau_i$ – i -й временной интервал; $P_{\text{пл}i}$ – договорная рабочая мощность электростанции на i -м временном интервале; $P_{\text{раб}i}$ – рабочая мощность электростанции на i -м временном интервале.

Упущенная выгода, руб., для электростанции вычисляется по формуле

$$Y_3 = W_{\text{нв}} (\Pi_{\text{отп}} - s_{\tau}), \quad (4.18)$$

где $\Pi_{\text{отп}}$ – средний отпускной тариф 1 кВт·ч с шин электростанции на период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение; s_{τ} – топливная составляющая расчетной себестоимости 1 кВт·ч на электростанции, определенная на период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение.

Для *энергосистемы* расчет упущенной выгоды производится в том случае, если в результате технологического нарушения существенно изменились сальдо-перетоки электроэнергии и произошло отключение или ограничение электроснабжения потребителей.

Недоотпущенная потребителю электрическая энергия, кВт·ч, определяется как разность между среднесуточным потреблением электроэнергии за ближайший подобный период с нормальным электроснабжением (рабочий, выходной день), предшествующий ограничению или отключению, и фактическим потреблением за период, в котором имел место недоотпуск электроэнергии потребителю [74]:

$$W_{\text{нои}}(\tau_i) = \sum_k (W_{\text{ср}i(k)} - P_{\text{ф}i(k)}) + \sum_l (W_{\text{ср}i(l)} - P_{\text{ф}i(l)}), \quad (4.19)$$

где $W_{\text{нои}}(\tau_i)$ – недоотпуск электроэнергии i -му потребителю за период ограничения или отключения электроснабжения τ_i , включающий в себя n рабочих дней и m выходных дней; $W_{\text{ср}i(k)}$ – среднесуточное по-

требление электроэнергии i -м потребителем в рабочие дни с нормальным электроснабжением; $W_{\text{ср}i(l)}$ – то же, но в выходные дни; $W_{\text{ф}i(k)}$ – фактическое потребление электроэнергии i -м потребителем в k -й рабочий день, приходящийся на период ограничения или отключения электроснабжения; $W_{\text{ф}i(l)}$ – то же, но в l -й выходной день.

Упущенная выгода, руб., приближенно определяется по формуле

$$Y_3 = \sum_i W_{\text{н}oi}(\tau_i) (\Pi_i - S_{\text{т.ср}}), \quad (4.20)$$

где Π_i – средняя цена 1 кВт·ч электроэнергии для i -го потребителя; $S_{\text{т.ср}}$ – расчетная топливная составляющая средней себестоимости 1 кВт·ч отпускаемой потребителям электроэнергии в энергосистеме, определенная на период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение.

Ущерб от ухудшения технологических параметров. Рассматриваемая составляющая экономического ущерба определяется при технологических нарушениях в энергосистеме, если они приводят к необходимости ввода резерва генерирующей мощности взамен выбывшей мощности и (или) к существенным изменениям режима работы электрической сети. В практике эксплуатации это может случиться при выходе из работы основных элементов энергосистемы (системообразующих линий электропередачи, межсистемных связей, крупных блоков электростанций, мощных трансформаторов и автотрансформаторов) с каскадным развитием аварии. Ущерб происходит в случае увеличения удельных расходов и затрат условного топлива на замещающем оборудовании, увеличения потерь электроэнергии в электрической сети, отклонения параметров послеаварийного режима от параметров, рассчитанных для нормального режима. Строгий учет всех изменений параметров послеаварийного режима связан с проведением большого объема расчетов. Ниже даются рекомендации для получения приближенной оценки составляющей ущерба от ухудшения технологических параметров с приемлемой для практики точностью.

Наиболее часто встречается технологическое нарушение, когда аварийно выходит из работы часть рабочей мощности на какой-либо электростанции энергосистемы и приходится срочно вводить из резерва генерирующую мощность на другой электростанции, причем экономические характеристики (себестоимость 1 кВт·ч, удельный расход условного топлива и цена на используемое топливо) замещающего оборудования хуже по сравнению с выбывшим из работы оборудованием.

При допущении о том, что ввод замещающей мощности не приводит к существенному изменению режима работы электрической сети и можно пренебречь увеличением потерь электроэнергии в электрической сети и изменением других параметров режима, составляющая экономического ущерба от ухудшения технологических параметров, руб., в основном определяется разностью топливных составляющих себестоимости производства электроэнергии на аварийно выбывшем и замещающем оборудовании:

$$Y'_4 = (b_2 \Pi_2 - b_1 \Pi_1) W_2 + S_{\text{пуск}}, \quad (4.21)$$

где b_1 – удельный расход условного топлива на отпущенный 1 кВт·ч на аварийно выбывшем оборудовании при соответствующей нагрузке; b_2 – то же, но на замещающем оборудовании; Π_1 – цена условного топлива на электростанции с аварийно выбывшим оборудованием в рассматриваемом периоде; Π_2 – то же, но на электростанции с замещающим оборудованием; W_2 – количество электроэнергии, отпущенное замещающим оборудованием; $S_{\text{пуск}}$ – затраты на пуск резервного оборудования (если затраты на пуск учтены в стоимости топлива, сжигаемого на замещающем оборудовании, исходя из фактических удельных расходов, то $S_{\text{пуск}} = 0$).

При выходе из работы основного оборудования на длительное время и существенном изменении режима работы электрической сети, руб., требуется учитывать увеличение потерь электроэнергии в электрической сети в составляющей экономического ущерба от ухудшения технологических параметров. Приближенная оценка ущерба от увеличения потерь электроэнергии в электрической сети, руб., может быть вычислена по формуле

$$Y''_2 = \left(dW_{\text{фак}} - dW_{\text{рас}} \frac{W_{\text{фак}}}{W_{\text{рас}}} \right) G_{\text{зам}}, \quad (4.22)$$

где $dW_{\text{фак}}$, $W_{\text{фак}}$ – соответственно фактические потери электроэнергии в электрической сети и фактическое количество электроэнергии, отпущенной с шин собственных электростанций системы совместно с количеством покупной электроэнергии за период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение; $dW_{\text{рас}}$, $W_{\text{рас}}$ – расчетные потери электроэнергии в электрической сети и расчетное количество электроэнергии, отпущенной с шин собственных электростанций системы совместно с количеством покупной электроэнергии за тот же период;

$G_{\text{зам}}$ – топливная составляющая себестоимости 1 кВт·ч на наименее экономичной электростанции в энергосистеме в рассматриваемом периоде.

Предполагается, что в энергосистеме ежемесячно ведется учет потерь электроэнергии в электрических сетях. Отсюда следует, что величину фактических потерь электроэнергии в электрических сетях можно установить лишь по окончании месяца.

Очевидно, что в более общем случае может потребоваться учет обеих составляющих ущерба, определяемых по формулам (4.21) и (4.22), т. е.

$$Y_4 = Y'_4 + Y''_4. \quad (4.23)$$

Возмещение убытков потребителям. Возмещение убытков потребителям вследствие отключения или ограничения электроснабжения, руб., определяется в соответствии с условиями коммерческих договоров между энергоснабжающими организациями и потребителями электрической энергии:

$$Y_5 = \sum_i S_{3i}, \quad (4.24)$$

где S_{3i} – сумма платежа, подлежащая выплате i -му потребителю электроэнергии.

Возмещение экологического ущерба. Данная составляющая, согласно СТО 70238424.27.100.011–2008 [74], включает в себя платежи и (или) проведение работ по устранению экологических последствий от технологических нарушений. Величина Y_6 , руб., принимается по факту предъявленных со стороны местных или федеральных природоохранительных органов претензий, которые подлежат удовлетворению в соответствии с действующим законодательством, и рассчитывается по формуле

$$Y_6 = S_{\text{шт}} + S_{\text{раб}}, \quad (4.25)$$

где $S_{\text{шт}}$ – сумма платежей за экологические последствия от технологического нарушения; $S_{\text{раб}}$ – стоимость работ, выполняемых энергопредприятием для устранения экологических последствий от нарушения.

Возмещение социального ущерба. Социальные последствия от технологического нарушения характеризуются числом жертв и числом человек, получивших травмы и заболевания. Возмещение социального ущерба предполагает возможные выплаты в соответствии с законодательством о социальной защите людей.

4.3.3. Особенности определения экономического ущерба на энергопредприятиях, обеспечивающих потребителей тепловой энергией

К ранее изложенному порядку расчета ущерба вносятся изменения по следующим составляющим:

- ♦ Y_3 – потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции;
- ♦ Y_4 – ущерб от ухудшения технологических параметров;
- ♦ Y_5 – возмещение убытков потребителям.

Потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода). Согласно Правилам пользования тепловой энергией, недоотпуск тепловой энергии потребителю в рабочий день определяется как разность между среднесуточным потреблением тепловой энергии за последние трое суток (не включается выходной день), предшествующих дню ограничения, и фактическим потреблением за те сутки, когда имел место недоотпуск, а при лимитировании теплоснабжения – как разность между плановым и фактическим потреблением тепловой энергии за те же сутки.

В случае, если недоотпуск тепловой энергии имел место в выходной день, он определяется как разность между среднесуточным потреблением за трое предыдущих выходных дня и фактическим потреблением за выходной день, в течение которого было допущено ограничение [74].

Таким образом, недоотпуск потребителю тепловой энергии, Гкал, рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{нои}}(\tau_i) = \sum_k (Q_{\text{ср}i(k)} - Q_{\text{ф}i(k)}) + \sum_l (Q_{\text{ср}i(l)} - Q_{\text{ф}i(l)}), \quad (4.26)$$

где $Q_{\text{нои}}(\tau_i)$ – недоотпуск тепловой энергии i -му потребителю за период ограничения или прекращения теплоснабжения τ_i , включающий в себя n рабочих дней и m выходных дней; $Q_{\text{ср}i(k)}$ – среднесуточное потребление тепловой энергии i -м потребителем в рабочие дни с нормальным теплоснабжением или плановое потребление тепловой энергии при лимитировании теплоснабжения; $Q_{\text{ср}i(l)}$ – то же, но в выходные дни; $Q_{\text{ф}i(k)}$ – фактическое потребление тепловой энергии i -м потребителем в k -й рабочий день, приходящийся на период ограничения или прекращения теплоснабжения; $Q_{\text{ф}i(l)}$ – то же, но в l -й выходной день.

Кроме того, энергосистемы продают потребителям не только тепловую энергию, но и теплоносители (сетевую воду в открытых систе-

мах и конденсат в паровых системах), измеряемые в кубических метрах или тоннах.

Исходя из вышеизложенного, упущенная выгода, руб., может быть представлена в виде двух составляющих:

$$Y'_3 = Y_3 q + Y_3 g, \quad (4.27)$$

где $Y_3 q$ – ущерб из-за снижения производственных возможностей по выпуску тепловой энергии; $Y_3 g$ – то же, но по выпуску теплоносителей.

Первая составляющая в формуле (4.27) вычисляется следующим образом:

$$Y_3 q = \sum_i Q_{noi} (\tau_i) (\Pi_{qi} - s_\tau), \quad (4.28)$$

где Π_{qi} – цена 1 Гкал, отпущенной i -му потребителю тепловой энергии; s_τ – топливная составляющая расчетной себестоимости 1 Гкал у теплоисточника, определенная на период, в котором произошло технологическое нарушение.

Вторая составляющая выражения (4.27) находится по формуле

$$Y_3 g = \sum_i Q_{noi} (\tau_i) \Pi_{gi}, \quad (4.29)$$

где G_{noi} – количество недоотпущенного i -му потребителю теплоносителя из-за технологического нарушения за период τ_i ; Π_{gi} – цена кубического метра или тонны сетевой воды или конденсата.

Ущерб от ухудшения технологических параметров. Указанная составляющая экономического ущерба рассчитывается при вынужденном переводе тепловой нагрузки с вышедшего из строя теплофикационного оборудования на водогрейные котлы, себестоимость производства тепла на которых больше, чем на теплофикационном оборудовании. В этом случае расчет проводится по формуле

$$Y'_4 = Q_2 (b_2 \Pi_2 - b_1 \Pi_1) + S_{\text{пуск}}, \quad (4.30)$$

где Q_2 – количество тепла, отпущенного замещающим оборудованием; b_1 – удельный расход условного топлива на отпущенную 1 Гкал на аварийно выбывшем теплофикационном оборудовании при соответствующей нагрузке; b_2 – то же, но на замещающем оборудовании; Π_1 – цена условного топлива на аварийно выбывшем теплофикационном оборудовании в рассматриваемом периоде; Π_2 – то же, но на замещающем оборудовании; $S_{\text{пуск}}$ – затраты на пуск замещающего оборудования (если затраты на пуск учтены в стоимости топлива, сжигаемого на за-

мещающем оборудовании, исходя из фактических удельных расходов, то $S_{\text{пуск}} = 0$).

Возмещение убытков потребителям тепловой энергии. Возмещение убытков потребителям за недоотпуск тепловой энергии или снижение параметров теплоносителя определяется в соответствии с условиями коммерческих договоров между энергоснабжающей организацией и потребителями тепловой энергии:

$$y'_5 = \sum_i S'_{\tau i} + \sum_j S''_{\tau j}, \quad (4.31)$$

где $S'_{\tau i}$ – сумма платежа, подлежащая выплате i -му потребителю за прекращение или ограничение теплоснабжения; $S''_{\tau j}$ – сумма платежа, подлежащая выплате j -му потребителю за снижение параметров теплоносителя.

Таблица 4.6

Соответствие категории аварийного отказа экономической оценке и параметру отказа для оценки возможного ущерба

Категория отказа	Экономическая оценка ущерба	Параметр отказа для оценки ущерба
Отказ оборудования – выход из строя оборудования, требующий его замены или ремонта с временным выводом из эксплуатации	Недоотпуск электроэнергии и тепла. Затраты на ремонт и замену оборудования	Текущее/плановое количество недоотпуска продукции
Снижение эксплуатационных характеристик оборудования – резкое ухудшение характеристик надежности оборудования	Увеличение удельных затрат на ремонт и замену оборудования за отчетный период	Размер снижения времени непрерывной работы или срока службы оборудования в результате его ускоренного износа
Ухудшение режима работы – изменение эксплуатационных параметров технологического процесса	Увеличение удельных эксплуатационных затрат на производимую продукцию. Возможные штрафы из-за необеспечения требуемого режима. Экологические платежи	Удельные эксплуатационные показатели (КПД). Образование вредных веществ

Соответствие категории аварийного отказа оборудования ТЭС экономической оценке и параметру отказа для оценки возможного ущерба представлено в табл. 4.6.

4.4. Оценка выбора резервов

Резервное оборудование необходимо для максимально быстрого восстановления генерации в случае аварии. При этом важно понимать, что излишнее резервирование ведет к увеличению капитальных затрат и затрат на обслуживание тепловой электрической станции.

4.4.1. Выбор резервов на тепловой электростанции

Распространенным из возможных способов обеспечения надежности энергоблоков является резервирование ответственных элементов (питательных насосов, тягодутьевых машин и т. п.).

Г. В. Ноздренко с соавторами утверждает, что для наиболее характерных схем резервирования можно получить зависимости для расчета вероятностей возможных состояний. При этом принимаются следующие допущения:

- ◆ функции распределения наработки на отказ и времени восстановления подчиняются экспоненциальному закону;
- ◆ интенсивность отказов λ и восстановлений μ всех элементов одинакова;
- ◆ показатели надежности рассчитываются для достаточно длительного отрезка времени, обеспечивающего стационарность потока событий [16].

Для примера рассмотрим схему (рис. 4.29). Резервный элемент не нагружен. Такая схема может использоваться в тех случаях, когда продолжительность включения в работу резервного элемента невелика, его можно держать в отключенном состоянии. Вероятность его отказа в период нахождения в резерве принимается равной нулю.

Для стационарных потоков событий можно записать:

$$\begin{cases} -\lambda P_0 + \mu P_1 = 0, \\ -(\lambda + \mu) P_1 + \lambda P_0 + 2\mu P_0 = 0, \\ P_0 + P_1 + P_2 = 1. \end{cases} \quad (4.32)$$

Решив систему уравнений, найдем:

$$P_0 = \frac{2}{\left(1 + \frac{\lambda}{\mu}\right)^2 + 1}, \quad P_1 = \frac{\lambda P_0}{\mu}, \quad K_r = P_0 + P_1.$$

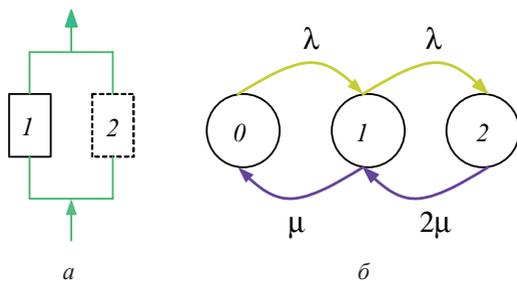


Рис. 4.29. Схема (а) и граф состояний (б) с ненагруженным резервом:
1 – рабочий; 2 – резервный элементы

Аналогичным образом можно определить вероятности работоспособных событий для различных схем включения резерва (табл. 4.7).

Таблица 4.7

Вероятности состояний для схем резервирования

Резерв	Схема	Вероятности состояний
Один элемент в работе, другой – в нагруженном резерве		$P_0 = \frac{1}{\left(1 + \frac{\lambda}{\mu}\right)^2};$ $P_1 = \frac{2\lambda P_0}{\mu}$
Два элемента в работе, один – в ненагруженном резерве		$P_0 = \frac{3}{2 \cdot \left(1 + \frac{\lambda}{\mu}\right)^3 + 1};$ $P_1 = \frac{2\lambda P_0}{\mu}; \quad P_2 = \frac{\lambda P_1}{\mu}$
Два элемента в работе, один – в нагруженном резерве		$P_0 = \frac{3}{\left(1 + \frac{\lambda}{\mu}\right)^3};$ $P_1 = \frac{3\lambda P_0}{\mu}; \quad P_2 = \frac{3\lambda P_1}{\mu}$

Для случая, когда резервные элементы находятся в ненагруженном резерве, вероятность безотказной работы за время τ системы, содержащей n рабочих и m резервных элементов, определяется как

$$P(\tau) = e^{-n\lambda\tau} \sum_{0 \leq y \leq m} \frac{(n\lambda\tau)^y}{y!}, \quad (4.33)$$

где y – число отказавших элементов.

Если m резервных элементов находятся в нагруженном резерве, вероятность безотказной работы за время τ системы

$$P(\tau) = \sum_{0 \leq y \leq m} C_{m+n}^y [1 - P_i(\tau)]^y P_i^{m+n-y}(\tau), \quad (4.34)$$

где $C_{m+n}^y = \frac{(m+n)!}{y!(m+n-y)!}$; $P_i(\tau)$ – вероятность безотказной работы элемента.

Пример 4.1. На рис. 4.30 показаны схемы включения однотипных котлов на ТЭЦ с поперечными связями, три котла ($n = 3$) рабочие, а один ($m = 1$) находится в резерве.

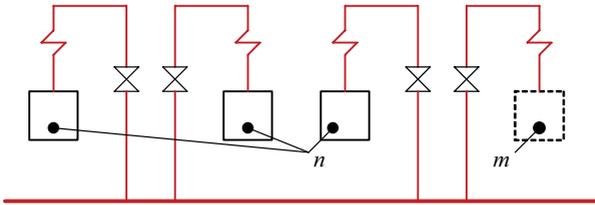


Рис. 4.30. Схема включения котлов на ТЭЦ: n – рабочий; m – резервный элементы

Интенсивность отказа котла $\lambda = 4 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$. Оценить вероятность безотказной работы при $\tau = 500$ ч.

Если котел держать в ненагруженном резерве, вероятность безотказной работы системы котлов ТЭЦ составит

$$P(\tau) = e^{-n\lambda\tau} \sum_{0 \leq y \leq m} \frac{(n\lambda\tau)^y}{y!} = e^{-3 \cdot 4 \cdot 10^{-4} \cdot 500} \times \left[\frac{(-3 \cdot 4 \cdot 10^{-4} \cdot 500)^{y=0}}{0!} + \frac{(-3 \cdot 4 \cdot 10^{-4} \cdot 500)^{y=1}}{1!} \right] = 0,878.$$

При нагруженном резервировании

$$P(\tau) = C_{m+n}^{y=0} [1 - P_i(\tau)]^{y=0} \cdot P_i^{m+n-0}(\tau) + C_{m+n}^{y=1} [1 - P_i(\tau)]^{y=1} \cdot P_i^{m+n-1}(\tau) = \\ = 1 \cdot [1 - 0,818]^0 \cdot 0,818^{1+3-0} + 4 \cdot [1 - 0,818]^1 \cdot 0,818^{1+3-1} = 0,846,$$

где $P_i(\tau) = e^{-\lambda\tau} = e^{-4 \cdot 10^{-4} \cdot 500} = 0,818$.

При резервировании m из n однотипных элементов коэффициент готовности определяется по выражению

$$K_r = \sum_0^m C_n^m \cdot K_{ri}^{n-m} (1 - K_{ri})^m, \quad (4.35)$$

где K_{ri} – коэффициент готовности элемента.

Пример 4.2. Оценить коэффициент готовности ТЭС при $K_{ri} = 0,91$ и количестве энергоблоков $n = 5$.

Для ТЭС с резервным энергоблоком ($m = 1$) коэффициент готовности

$$K_r = \sum_0^m C_n^m \cdot K_{ri}^{n-m} (1 - K_{ri})^m = C_5^0 \cdot K_{ri}^{5-0} (1 - K_{ri})^0 + C_5^1 \cdot K_{ri}^{5-1} (1 - K_{ri})^1 = 0,928.$$

Для ТЭС без резерва ($m = 0$)

$$K_r = C_5^0 K_{ri}^{5-0} (1 - K_{ri})^0 = K_{ri}^5 = 0,621,$$

где $C_5^0 = \frac{n!}{0!n!} = 1$.

4.4.2. Выбор резерва в энергосистеме

Как отмечает Г. В. Ноздренко с соавторами, одной из основных задач обеспечения надежности энергосистем является создание резерва мощности, необходимого для проведения ремонтов, технического обслуживания и уменьшения аварийного недоотпуска энергии (при заданном коэффициенте надежности энергоснабжения) [16].

Скрытый резерв заключен в работающем оборудовании, которое несет неполную нагрузку и может быть догружено практически мгновенно.

Согласно СТО 70238424.27.100.011–2008, горячий (или вращающийся) резерв создается за счет котлов, находящихся под давлением пара и турбогенераторов на холостом ходу. Холодный резерв обеспечивается специальными резервными установками с малым временем пуска

и набора нагрузки. Такими установками являются ГТУ и ГЭС [74]. При определении резерва мощности используется следующий алгоритм.

Неоднородная (реальная) энергосистема (рис. 4.31) эквивалентизируется в однородную, состоящую из однотипных энергоблоков одинаковой мощности с одинаковыми основными параметрами надежности.

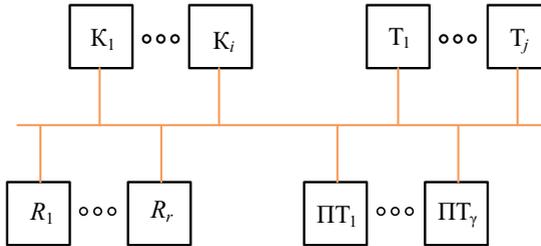


Рис. 4.31. Принципиальная схема энергосистемы: K_i – конденсационные энергоблоки; T_j – теплофикационные энергоблоки; R_r – резервные энергоблоки; $ПТ_\gamma$ – блоки с турбинами противодавления

Эквивалентирование базируется на равенстве матожиданий случайной величины аварийной мощности неоднородной и однородной энергосистем:

$$\begin{cases} \sum_1^n N_n q_n = n_3 N_3 q_3, \\ \sum_1^n N_n^2 q_n (1 - q_n) = n_3 N_3^2 q_3 (1 - q_3), \end{cases} \quad (4.36)$$

где $n = i + j + \gamma$; N_n, q_n – мощность и аварийность n -го энергоблока неоднородной энергосистемы; n_3 – количество эквивалентных энергоблоков; N_3, q_3 – мощность и аварийность эквивалентного энергоблока.

Решая эти уравнения, найдем:

$$n_3 = \frac{\sum_1^n N_n q_n \left(\sum_1^n N_n - \sum_1^n N_n q_n \right)}{\sum_1^n N_n^2 q_n (1 - q_n)}, \quad q_3 = \frac{\sum_1^n N_n q_n}{\sum_1^n N_n}, \quad N_3 = \frac{\sum_1^n N_n}{n_3}.$$

Величина относительного резерва мощности в энергосистеме рассчитывается как

$$r = \frac{v \cdot \sqrt{n_3 q_3} + n_3 q_3 + 0,5}{n_3}, \quad (4.37)$$

где v – аргумент функции нормального распределения. Для надежности энергоснабжения $P_3 = 0,999; 0,99; 0,9; P = 0,999; 0,99; 0,9$ и $v \approx 3,1; 2,3; 1,3$.

$$\text{Величина резерва } \sum N_r = r \sum_1^n N_n.$$

4.4.3. Резервирование отпуска тепловой энергии

Г. В. Ноздренко с соавторами отмечает, что резервирование отпуска тепловой энергии имеет свои особенности. Системы теплоснабжения допускают некоторое кратковременное отключение теплового потребителя при снижении температуры внутри отапливаемых помещений. Принята ступенчатая градация пониженных значений температуры при наступлении отказов. Полный отказ системы происходит при температуре в помещении $T_{в1}$ ниже 0°C при замораживании системы [16].

Согласно СТО 70238424.27.100.011–2008, вероятность того, что эти условия наступят, принимается равной 0,03. Следующая ступень температуры – $T_{в1} = +10^\circ\text{C}$ (при частичном отказе теплооборудования). Для нее принимается вероятность наступления неблагоприятных условий 0,14. Анализ возможных отказов в системах теплоснабжения показывает, что наиболее крупные из них связаны с отказами сетевых трубопроводов большого диаметра (на уровне 1 м) [74].

Основными путями, обеспечивающими гибкость и резервы системы теплоснабжения, являются [16]:

- ◆ сооружение резервной бойлерной установки, питаемой редуцированным (через РОУ) острым паром;
- ◆ установка резервных сетевых трубопроводов;
- ◆ установка резервных котельных в районе теплоснабжения;
- ◆ возможность форсирования мощности отдельных элементов системы;
- ◆ использование электрообогревательных установок в качестве замещающих аварийных элементов системы теплоснабжения.

Недоотпуск тепловой энергии коммунально-бытовым потребителям рассмотрим на примере теплоснабжающей системы (рис. 4.32), состоящей из основного источника тепловой мощности Q_0 , магистрального трубопровода, пиково-резервной котельной производительностью $Q_{п.к} = (m + r) Q_{п.к1}$ (m, r – число рабочих и резервных котлов единичной

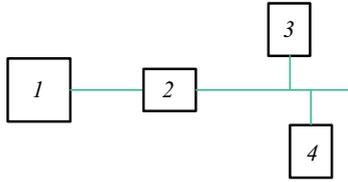


Рис. 4.32. Принципиальная схема теплоснабжающей системы: 1 – основной источник; 2 – магистральный теплопровод; 3 – районная котельная; 4 – пиково-резервная котельная

мощностью $Q_{п.ки}$) и районной котельной производительностью $Q_{р.к} = nQ_{п.ки}$ (n – число водогрейных котлов единичной мощностью $Q_{п.ки}$).

Располагаемая тепловая мощность такой системы

$$Q_c = Q_0 + nQ_{р.к} + mQ_{п.ки}. \quad (4.38)$$

Отказ функционирования наступает в момент времени, когда снижение мощности системы вследствие отказа работоспособности ΔQ превысит величину резерва. Недоотпуск теплоты $\Delta Q_n = \Delta Q - rQ_{п.ки}$ в течение периода времени $\tau_{отк}$ приводит к снижению температуры воздуха внутри отапливаемых помещений от $t_{в0}$ до $t_{в}$ в соответствии с формулой

$$\tau_{отк} = \beta \cdot \ln \left(\frac{t_{в0} - t_{н}}{t_{в} - t_{н}} \right), \quad (4.39)$$

где β – коэффициент теплоаккумулирующей способности зданий, ч; $t_{н}$ – температура наружного воздуха, °С.

В случае неполного прекращения подачи топлива и снижения до уровня относительной величины φ значение $t_{в}$ можно определить по зависимости

$$t_{в} = e^{\frac{-\tau_{отк}}{\beta}} [t_{в0} - \varphi (t_{в0} - t_{н}) - t_{н}] + \varphi (t_{в0} - t_{н}) + t_{н}. \quad (4.40)$$

Время восстановления

$$\tau_{в} = a + bd, \quad (4.41)$$

где a, b – коэффициенты, зависящие от вида отказа теплопровода и аварийно-восстановительного технологического процесса ($a = 3, b = 45$); d – диаметр трубопровода.

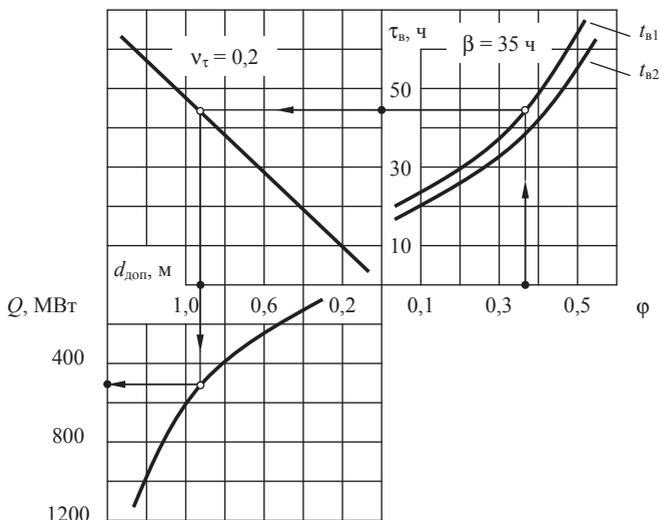


Рис. 4.33. Номограмма допустимого диаметра магистрального теплопровода $d_{\text{доп}}$ и транспортируемой теплоты Q от относительной мощности ϕ основного источника теплоснабжения

На рис. 4.33 приведена номограмма определения допустимого диаметра магистрального теплопровода и соответствующей мощности основного источника.

Предельно допустимый диаметр трубопровода, отказ которого не вызывает снижения температуры воздуха внутри отапливаемых помещений ниже допустимой ($t_{\text{в}1}$, $t_{\text{в}2}$),

$$d_{\text{доп}} = \frac{\frac{\tau_{\text{доп}}}{1 + v_{\tau} U_p} - a}{b}, \quad (4.42)$$

где v_{τ} – коэффициент вариации, $v_{\tau} = 0,1-0,2$; U_p – квантиль нормального распределения, соответствующий вероятности того, что время восстановления $\tau_{\text{в}}$ теплопровода не превысит допустимого значения $\tau_{\text{доп}}$.

Пример 4.3. Определить коэффициент готовности системы отпуска технологического пара (рис. 4.34), в которой отпуск пара осуществляется из регулируемого отбора турбины по двум паропроводам, при этом каждый из них имеет 100%-ю пропускную способность. Ре-

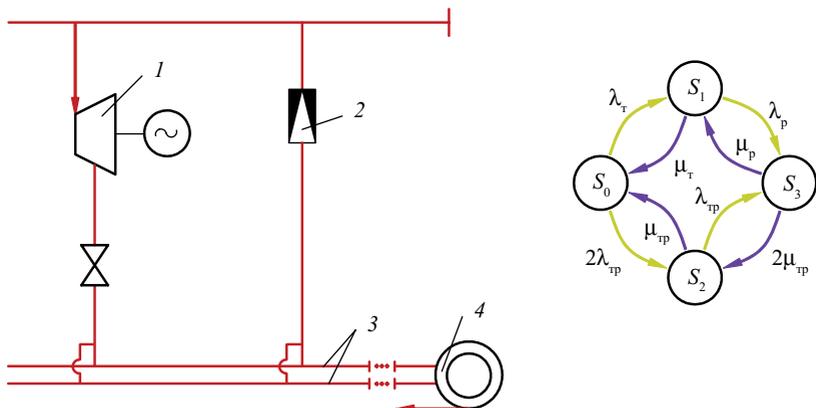


Рис. 4.34. Схема и граф состояний отпуска технологического пара: 1 – турбина с производственным отбором; 2 – РОУ; 3 – паропроводы; 4 – потребитель пара; S_0, \dots, S_3 – состояния системы

зервом на случай отказа турбоагрегата служит РОУ. Для принятой схемы граф возможных состояний будет следующим: S_0 – в работе турбоагрегат и оба паропровода; S_1 – отказал турбоагрегат и отпуск пара осуществляется через РОУ; S_2 – в работе турбоагрегат, отказал один из паропроводов; S_3 – состояние отказа, которое наступает при одновременном выходе из строя турбоагрегата и РОУ либо обоих паропроводов. Определим вероятность каждого из состояний.

Значения интенсивностей отказов, ч^{-1} : турбоагрегата $\lambda_t = 10^{-3}$, РОУ $\lambda_p = 10^{-4}$, транзитного паропровода $\lambda_{\text{тп}} = 0,5 \cdot 10^{-3}$; значения интенсивностей восстановления: $\mu_t = 2 \cdot 10^{-2}$; $\mu_p = 4 \cdot 10^{-2}$; $\mu_{\text{тп}} = 5 \cdot 10^{-2}$. Рассмотрим стационарный поток событий. Тогда система уравнений для графа состояний будет иметь вид

$$\begin{cases} P_0(\lambda_t + 2\lambda_{\text{тп}}) + P_1\mu_t + P_2\mu_{\text{тп}} = 0; \\ P_0\lambda_t - P_1(\lambda_p + \mu_t) + P_3\mu_p = 0; \\ P_0 \cdot 2\lambda_{\text{тп}} - P_2(\mu_{\text{тп}} + \lambda_{\text{тп}}) + P_2 \cdot 2\mu_{\text{тп}} = 0; \\ P_0 + P_1 + P_2 + P_3 = 1. \end{cases} \quad (4.43)$$

Вероятность отказа составит

$$P_3 = D_3 / D; \quad (4.44)$$

где D_3, D – определители,

$$D = \begin{vmatrix} -(\lambda_{\tau} + 2\lambda_{\text{тр}}) & \mu_{\tau} & \mu_{\text{тр}} & 0 \\ \lambda_{\tau} & -(\lambda_0 + \mu_{\tau}) & 0 & \mu_{\text{р}} \\ 2\lambda_{\text{тр}} & 0 & -(\mu_{\text{тр}} + \lambda_{\text{тр}}) & 2\mu_{\text{тр}} \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} = -151 \cdot 10^{-6}.$$

Определитель переменной найдем заменой коэффициентов соответствующего столбца свободными членами:

$$D = \begin{vmatrix} -(\lambda_{\tau} + 2\lambda_{\text{тр}}) & \mu_{\tau} & \mu_{\text{тр}} & 0 \\ \lambda_{\tau} & -(\lambda_0 + \mu_{\tau}) & 0 & 0 \\ 2\lambda_{\text{тр}} & 0 & -(\mu_{\text{тр}} + \lambda_{\text{тр}}) & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} = -0,2 \cdot 10^{-6}.$$

$$\text{Коэффициент готовности } K_{\text{г}} = 1 - P_3 = 1 - \frac{0,2 \cdot 10^{-6}}{151 \cdot 10^{-6}} = 0,999.$$

4.4.4. Учет свойства временной избыточности

Г. В. Ноздренко, В. Г. Томлов, О. К. Григорьева под свойством временной избыточности подразумевают *резерв* времени в работе системы теплоснабжения, обусловленный тепловой инертностью потребителей, тепловых сетей, запасами горячей воды в баках-аккумуляторах, в деаэраторах, обычно пополняемый к моменту возникновения следующего отказа [16].

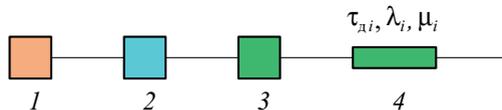


Рис. 4.35. Структурная схема котельной: 1 – котлы; 2 – деаэрационная питательная установка; 3 – сетевые подогреватели; 4 – магистральный теплопровод

При постоянных значениях резерва времени элементов (рис. 4.35) τ_{di} и при $\tau > \tau_{\text{дс}}$ (резерва времени системы теплоснабжения, ч) вероятность безотказной работы

$$P(\tau, \tau_{\text{дс}}) = e^{-(1-F_{\text{в.с.}})(\tau - \tau_{\text{дс}})\lambda_{\text{с}}}, \quad (4.45)$$

$$\tau_{\text{дс}} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \tau_{\text{дс}i} e^{-\mu_i \tau_{\text{дс}i}}}{\sum_{i=1}^n \lambda_i e^{-\mu_i \tau_{\text{дс}i}}};$$

$F_{\text{в.с}}$ – функция распределения времени восстановления системы,

$$F_{\text{в.с}} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i (1 - e^{-\mu_i \tau_{\text{дс}i}})}{\sum_{i=1}^n \lambda_i};$$

(μ_i – интенсивность восстановления i -го элемента); λ_c – интенсивность отказов системы, $\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i$.

4.5. Формирование функциональных схем энергетических объектов

Энергетические узлы (котлы, турбины, распределительные устройства) – сложные сборные устройства, состоящие из множества элементов. Все элементы представляют собой набор последовательных и параллельных функциональных связей.

Для ввода данных в расчетную модель требуется переход от технологических или структурных схем к функциональным схемам, отражающим логическую взаимосвязь между элементами (подсистемами) с точки зрения надежности. При последовательном соединении технологический процесс останавливается в случае выхода из строя одного из элементов. В свою очередь, при параллельном соединении обеспечиваются резервирование и возможность поддержания технологического процесса в случае отказа одного из элементов. При этом важно понимать, что последовательное соединение с точки зрения надежности не всегда совпадает с физическим последовательным соединением элементов. Примером может служить шинный разъединитель, отказ (пробой изоляции) которого приведет к остановке работы всех параллельных линий, подключенных к данной шине.

На рис. 4.36–4.43 даны примеры функциональных (технологических) и структурных схем тепло- и электротехнического оборудования электрических станций.

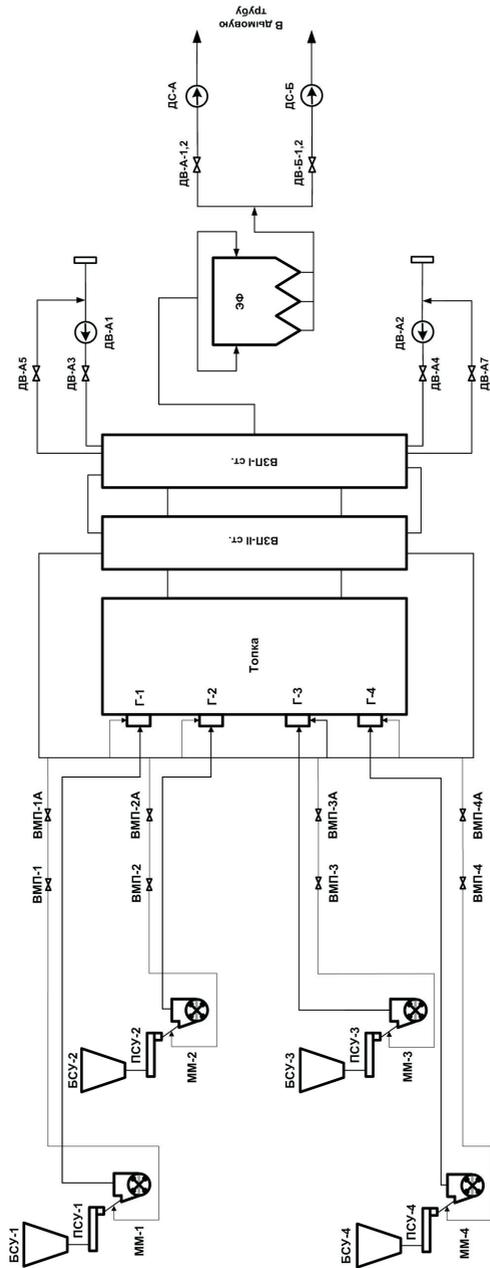


Рис. 4.36. Схема топливного и газозоудушного трактов котла ПК-38 Назаровской ГРЭС

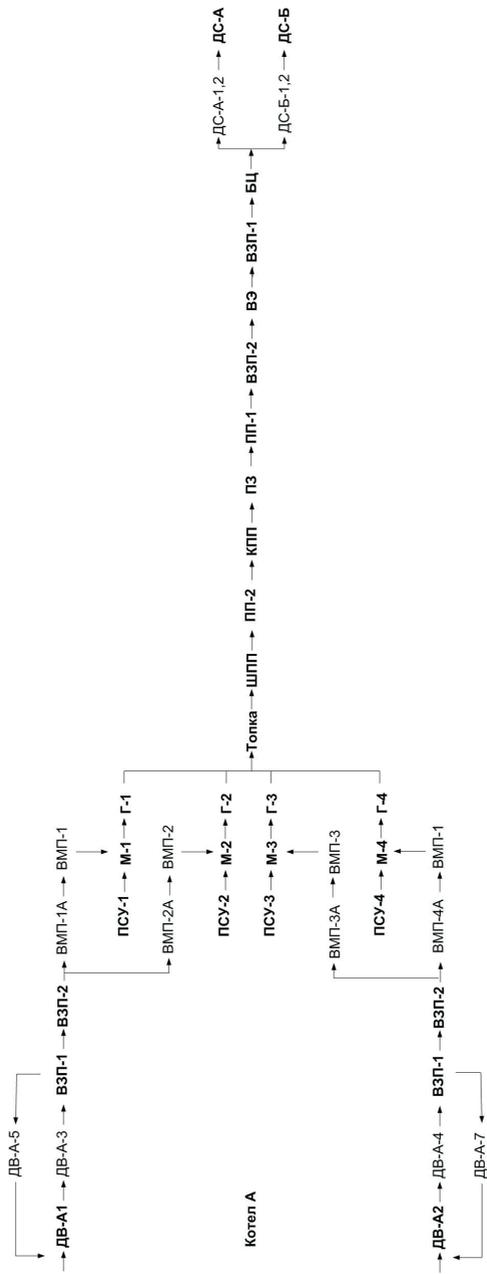


Рис. 4.37. Функциональная схема взаимосвязей топливного и газозоудушного трактов котла ПК-38 Назаровской ГРЭС

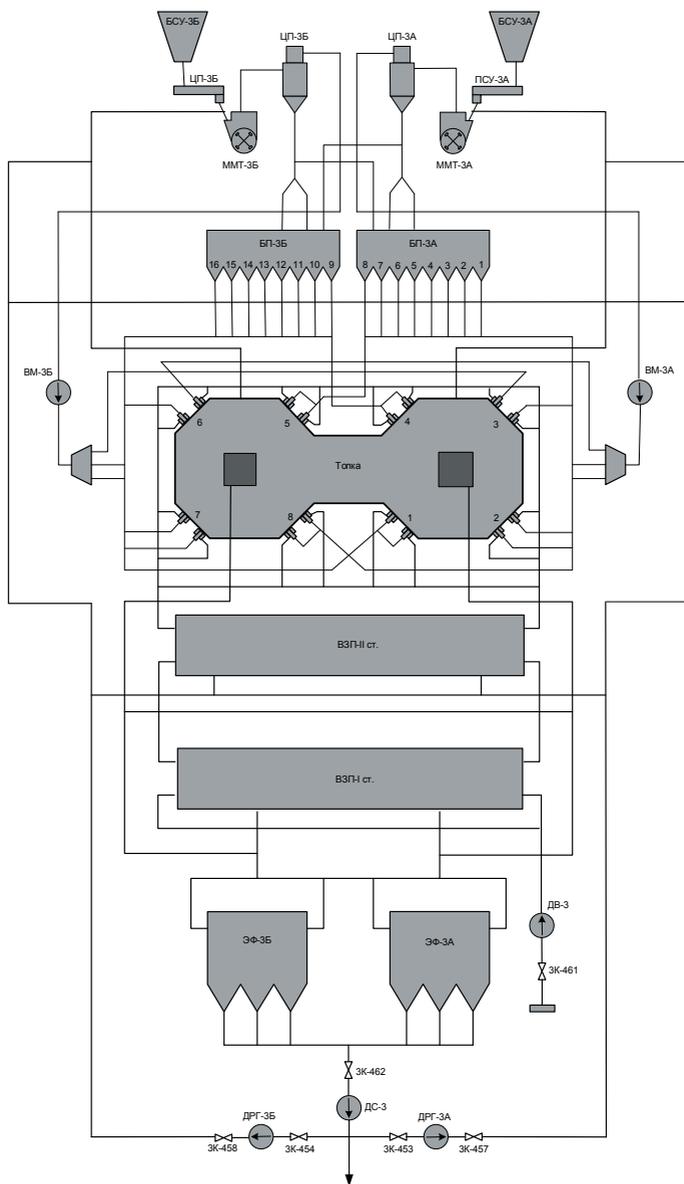


Рис. 4.38. Схема газовоздушного тракта котельного агрегата БКЗ-420(380)-140 Красноярской ТЭЦ-2

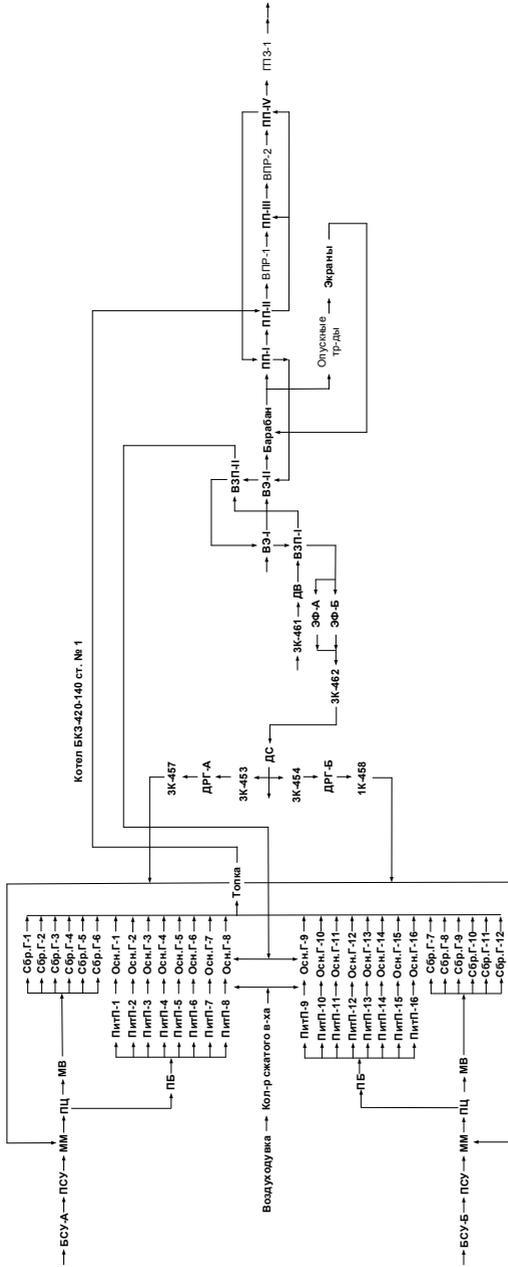


Рис. 4.39. Функциональная схема газозвоздушного тракта котельного агрегата БКЗ-420(380)-140 Красноярской ТЭЦ-2

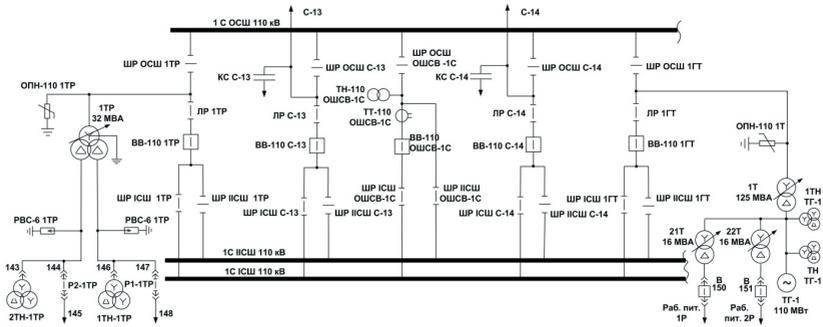


Рис. 4.40. Электрическая схема РУ 110 кВ (две рабочие с обходной системой шин)

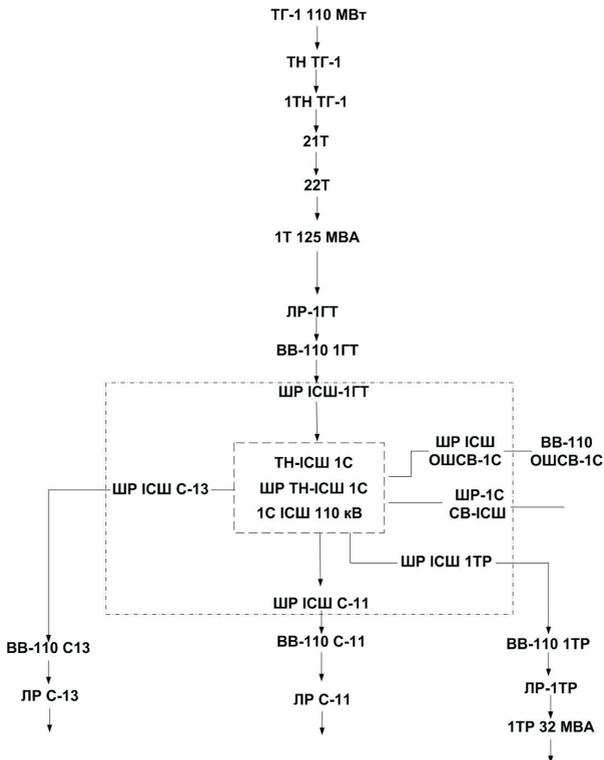


Рис. 4.41. Функциональная схема РУ 110 кВ (две рабочие с обходной системой шин)

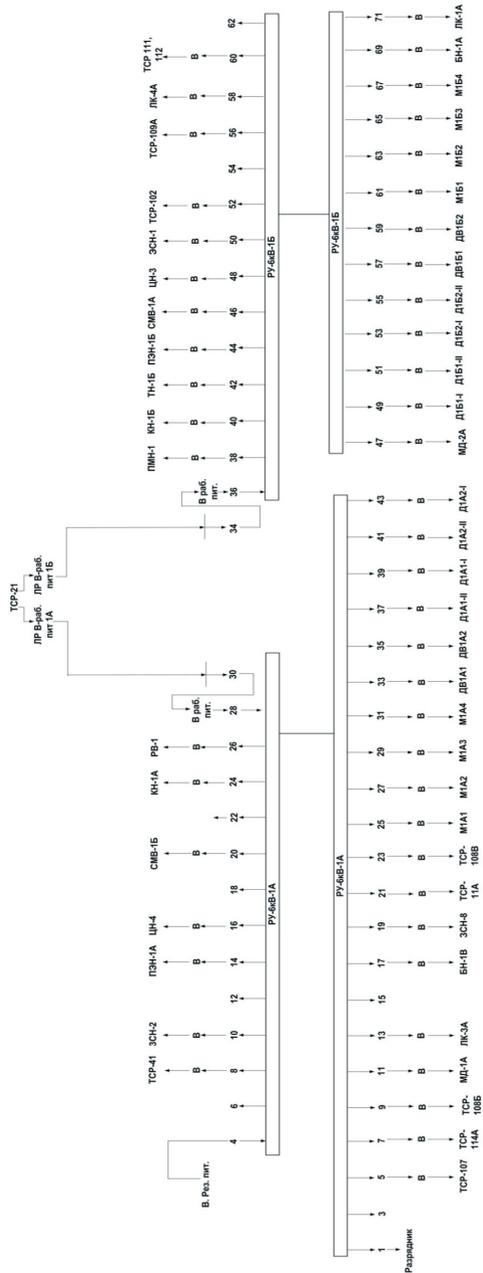


Рис. 4.43. Функциональная схема собственных нужд энергоблока (система дубль-блок с трансформатором с расщепленной обмоткой)

Функциональная схема является промежуточным звеном между технологической схемой и анализом надежности. Построение расчетных схем базируется на функциональных схемах, где каждый элемент представляет собой цифровую копию оборудования с обозначенными параметрами.

Таким образом, в настоящее время существует целый ряд методов анализа надежности, позволяющих проводить анализ при различном количестве и качестве исходных данных. В условиях специфики энергетического производства предлагается базироваться преимущественно на аналитическом методе, методе дерева отказов и процессах Маркова.

Наиболее эффективным способом прогнозирования отказа в объектах энергетики представляется совместный анализ надежности и диагностических параметров.

При использовании диагностических параметров для оценки надежности приходится сталкиваться с большим числом размерностей и методов диагностики. Предлагается унифицировать подход, создав единую шкалу относительных единиц и в качестве математического аппарата использовать метод линейной экстраполяции. Расчетным параметром в таком случае будет выступать время наступления отказа.

На основании сложных технологических схем необходимо сформировать функциональные схемы, показывающие логическую взаимосвязь между элементами системы и объединенные одним технологическим процессом.

Глава 5

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАДАЧИ ОЦЕНКИ, ДИАГНОСТИКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВАРИЙНЫХ ОТКАЗОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Современные программные комплексы по прогнозированию отказов можно подразделить на два типа:

- ◆ комплексы, базирующиеся на методах теории надежности;
- ◆ комплексы, основанные на методах диагностики различных видов оборудования.

На сегодня представленные комплексы действуют независимо друг от друга. В результате принятие решения остается за персоналом, что может вносить субъективный характер в комплексную оценку состояния оборудования. Необходимо проанализировать существующие продукты по прогнозированию отказов и сформировать концепцию программного комплекса, систематизирующего данные по анализу надежности и результатов диагностики оборудования электрических станций с учетом специфики энергетического производства.

5.1. Обзор программного обеспечения по диагностике и анализу надежности энергетических объектов

Для разработки нового программного обеспечения (ПО) требуется анализ существующих продуктов. Рассмотрены программные продукты по анализу надежности и определена их область применения для анализа энергетических объектов (электрических станций).

Диагностирование оборудования энергетических объектов можно свести к диагностике в реальном времени (контроль вибрации, измерения температуры поверхностей нагрева котлов и др.) и периодическому снятию показаний (контроль изоляции электрооборудования, хроматографический анализ трансформаторного масла и газов и др.).

В настоящее время на рынке систем оценки надежности и диагностики существует много решений как зарубежной, так и российской разработки. К наиболее распространенным зарубежным программным комплексам моделирования и расчета надежности можно отнести следующие: Relex Reliability Studio (США), WQS – Windchill Quality Solutions (США), ReliaSoft (США), KConsult C.I.S. LLC (Германия), Risk Spectrum (Швеция), A.L.D. (Израиль), ISOgraph (Великобритания).

Из отечественных программных комплексов, применяемых на ряде предприятий, можно выделить: «PCM-системы», «Арбитр», «АСМ», «ПРАНА», «АСОНИКА-К» («МИЭМ-ASKsoft»), «ПК Универсал» и др.

Наибольший интерес представляет *программный комплекс «ПРАНА»*. Разработка системы стартовала в 2011 году, тогда же появилось первое решение для удаленного мониторинга, а в 2013-м – первый прототип предиктивной модели для газовой турбины. В 2015-м реализован пилотный проект, создан Ситуационный центр и предотвращен первый крупный инцидент. В 2016 году осуществлено первое расследование инцидента для страховой компании, получены первые патенты, система зарегистрирована в USA Copyright office. В начале ноября 2019 года «Россети Центр и Приволжье» и «ПОТЕК» подписали соглашение о внедрении системы предиктивной аналитики и удаленного мониторинга «ПРАНА» [77].

При подключении к системе каждой новой единицы оборудования создается ее цифровой образ – набор математических моделей, описывающих идеальное поведение в различных режимах эксплуатации. Система ежесекундно сравнивает текущее состояние оборудования с моделью. В случае возникновения отклонений автоматически выстраивает десять параметров, вносящих наибольший вклад в изменение технического состояния [77; 78].

При анализе надежности наибольший интерес представляет продукт *PTC Windchill Quality Solutions*. Изначально комплекс создавался под брендом Relex Reliability Studio. Комплекс использовался для расчета надежности, безопасности, эффективности и основан на вариативном использовании блок-схем надежности, деревьев отказов, а также марковских графов.

Программный комплекс Relex Reliability Studio имеет модульную структуру. В его состав входят восемь аналитических модулей [79]:

- ◆ прогнозирование безотказности (Reliability Prediction);
- ◆ прогнозирование ремонтпригодности (Maintainability Prediction);
- ◆ анализ видов, последствий и критичности отказов (FMEA/FMECA);
- ◆ блок-схемы надежности (Reliability Block Diagram);
- ◆ деревья отказов/событий (Fault Tree/Event Tree);
- ◆ марковский анализ (Markov Analysis);
- ◆ статистический анализ (Weibull Analysis);
- ◆ оценка стоимости срока службы (Life Cycle Cost).

PTC Windchill Quality Solutions, основанный на программной базе Relex, представляет следующее поколение программного обеспечения для управления качеством и надежностью сложных технологических продуктов, изделий, оборудования, объектов и систем. Разработчик – американская компания PTC (Parametric Technology Corporation) [79].

С помощью PTC Windchill Quality Solutions можно определять надежность и ремонтпригодность технической системы, оценивать виды критических отказов, моделировать всю систему для анализа надежности и коэффициента готовности, а также использовать широкий спектр дополнительных функций анализа.

На сегодня программный комплекс PTC Windchill Quality Solutions – это один из самых мощных программных ресурсов по анализу надежности. Однако он не подходит для оперативного управления надежностью тепловых электростанций по следующим причинам:

- ◆ в данном программном комплексе невозможно создать модель, которая бы досконально учитывала особенности оборудования тепловых электрических станций;
- ◆ интерфейс программы не удобен для работы с большим количеством элементов и данных;
- ◆ имеются существенные ограничения по синтезу методик расчетов параметров надежности разных систем;
- ◆ нет возможности для формирования базы данных, максимально учитывающей особенности теплоэнергетического и электротехнического оборудования тепловых электростанций;
- ◆ плохо встраивается в корпоративную среду и базы данных энергетических компаний, использующих разнотипное программное обеспечение.

Существующее отечественное и зарубежное программное обеспечение по надежности и прогнозированию отказов промышленного оборудования, в том числе тепловых электростанций, решает узкие задачи и не может быть применено для системного прогнозирования аварийных ситуаций на электрических станциях.

По этим причинам актуальной является разработка новой методологии и соответствующего специализированного программного обеспечения, максимально учитывающего специфику состава оборудования, сложности технологических процессов, разнообразие режимов работы, особенности производства и документооборота энергетической компании. Наряду со специализированным программным продуктом необходимо разработать подробную многомерную базу данных элементов основного и вспомогательного энергетического оборудования станции в увязке с функциональными структурными схемами и характеристиками объектов моделирования.

5.2. Концепция архитектуры программного обеспечения риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования тепловых электростанций

Целевой функцией управления производственным процессом теплоэлектростанции является отпуск тепла и электроэнергии требуемого качества в условиях обеспечения безопасного, надежного и экономически эффективного режима работы основного энергетического оборудования. Аварийный отказ оборудования приводит к ухудшению безопасности, надежности и эффективности производства, а также риску необеспечения требуемого качества и объема поставляемых на рынок энергоресурсов.

Авторская концептуальная модель риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС представлена на рис. 5.1.

Предложенная концептуальная модель базируется на последовательном использовании нескольких моделей: модели оценки состояния оборудования; модели выявления нештатной ситуации; модели оценки вероятностного развития нештатной ситуации; модели оценки и прогноза ущерба.

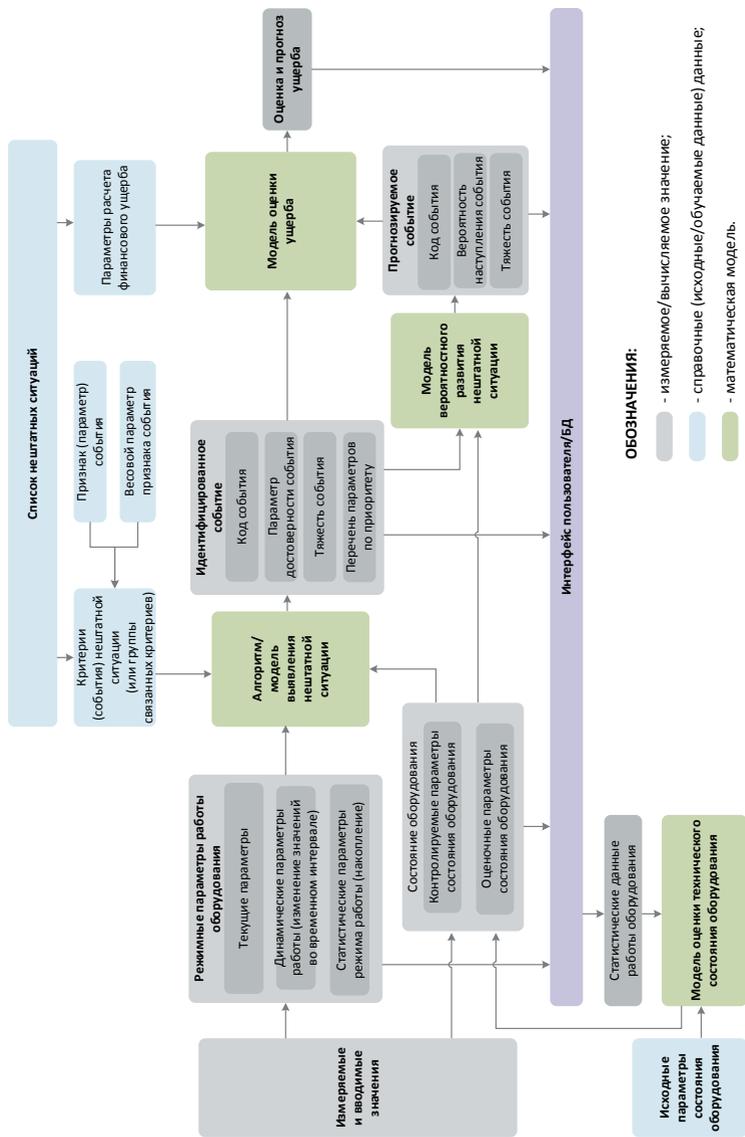


Рис. 5.1. Концептуальная модель риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС

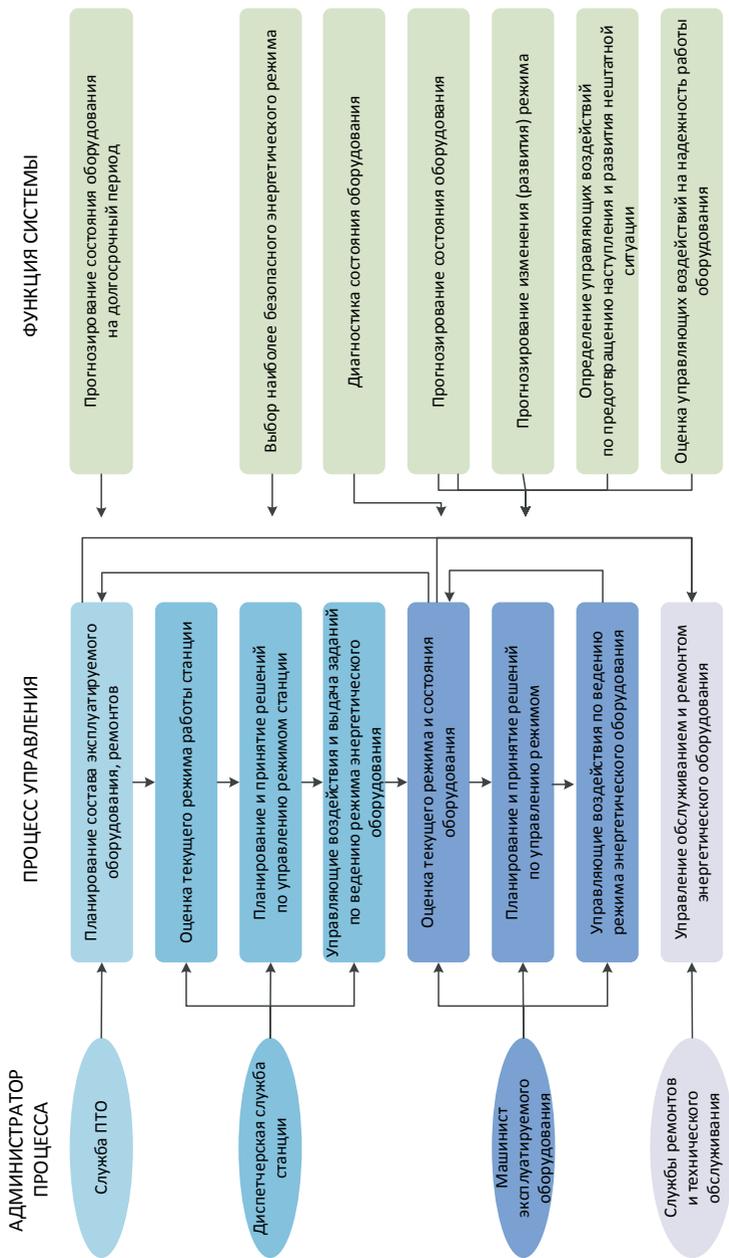


Рис. 5.2. Формализованная модель риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС

Функции предлагаемой системы предназначены для улучшения качества принимаемых управленческих решений по планированию и ведению режима эксплуатации, ремонтов и технического обслуживания энергетического оборудования с целью предотвращения аварийных отказов оборудования и их развития (рис. 5.2). Конечной целью внедрения данной системы является повышение надежности тепловой электростанции в долгосрочной перспективе при снижении издержек на аварийно-восстановительные и другие виды ремонтов.

Связь результатов оценки текущего состояния и прогнозной надежности по математической модели с качеством принимаемых решений по ТОиР осуществляется через параметры экспертного прогноза (рис. 5.3).

Связь параметров математической модели с методами оценки и результатами вычислений представлена на рис. 5.4. Для оценки вероятности наступления нештатной (аварийной) ситуации используются текущие режимные параметры, параметры состояния оборудования и статистика отказов (база знаний).



Рис. 5.3. Параметры экспертного прогноза

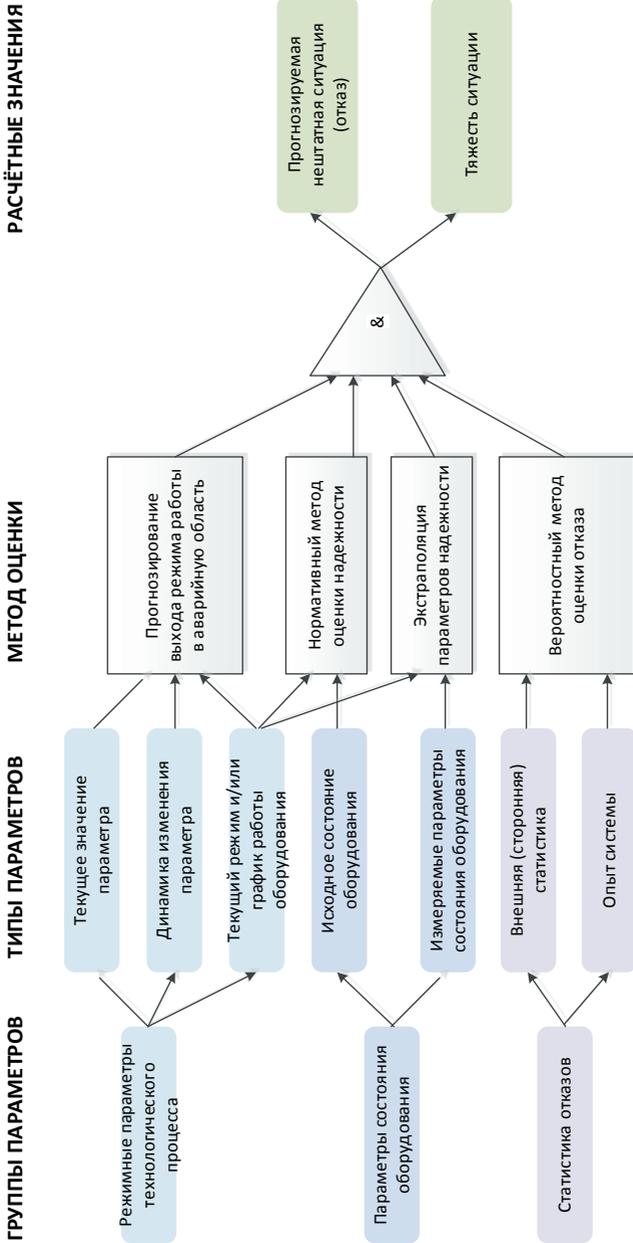


Рис. 5.4. Связь параметров модели и их типов с методами оценки и результатами вычислений

Важным также является не столько текущее значение режимного параметра, сколько динамика его изменения, режим и график работы оборудования и его исходное состояние.

В качестве методов оценки вероятности аварийного нарушения используются нормативные и вероятностные методы оценки в сочетании с прогнозными посредством экстраполяции режимов и параметров системы в аварийную область.

В основе математической модели и информационного обмена между компонентами системы лежит абстрактная модель данных – общая информационная модель (Common Information Model, CIM), которая представляет набор классов информационных объектов, их свойств и методов операций над ними.

Основными классами объектов CIM-модели системы являются (рис. 5.5):

- ◆ Параметр (Param);
- ◆ Технологический элемент (Element);
- ◆ Событие (Event);
- ◆ Связь (Link).

Классы основных объектов CIM-модели имеют следующие уровни:

1. Абстрактный – описывает общие свойства и методы объектов.
2. Логический – описывает свойства и взаимосвязи технологической схемы.
3. Физический/расчетный (Real) – включает значения свойств и параметров реальных объектов, наступивших событий.

Пример разделения по уровням элемента: Объект (абстрактный) → Мельница 1А (логический) → Мельница 1А ММТ 800/1300 2011 года (физический).

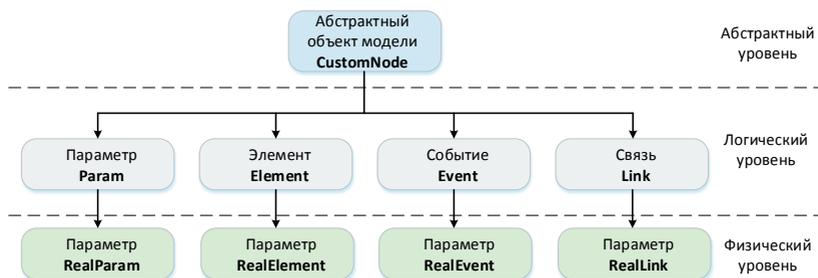


Рис. 5.5. Иерархическая структура классов CIM-модели

Параметры могут быть трех *типов*: измеряемый параметр, исходный и расчетный.

Свойства класса: наименование, тип значения, размерность, допустимые пределы значений, значение, время и достоверность – для физического уровня.

Класс объектов «Технологический элемент» (Element/RealElement) описывает свойства элемента (оборудования) технологической схемы предприятия: наименование, обозначение. К свойствам реального элемента дополнительно относятся: марка/типоразмер оборудования, код агрегата, срок изготовления, свойства состояния надежности (наработка с начала эксплуатации, с последнего капремонта, со среднего ремонта, с текущего ремонта). Элементы технологической схемы могут быть сгруппированы в древовидную структуру групп элементов.

Класс объектов «Событие» включает следующие типы событий: управляющее воздействие и отказ. Расчет вероятности осуществляется только для отказа. Для результирующих отказов выполняется экономический расчет ущерба.

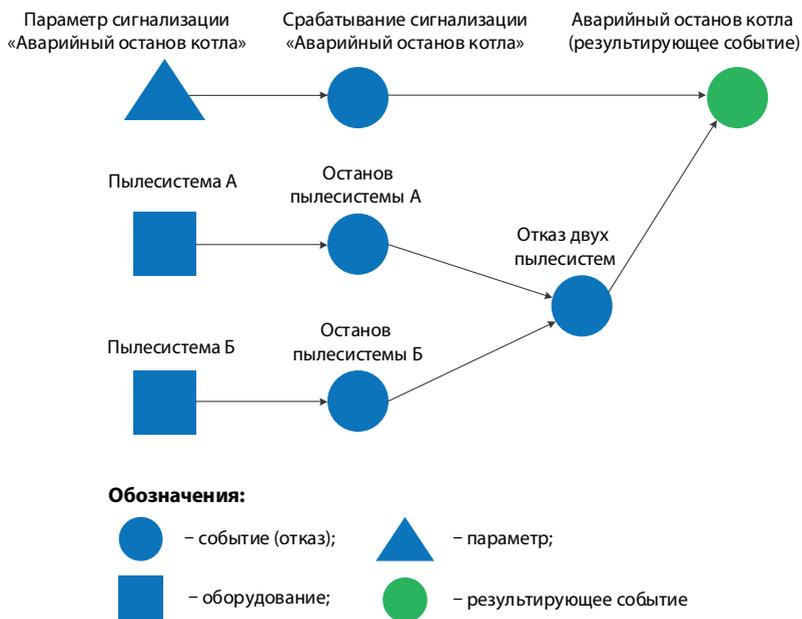


Рис. 5.6. Пример топологической схемы событий, объединенных связями

Класс объектов «Связь» объединяет следующие типы связей объектов модели:

- ◆ событие – событие;
- ◆ параметр – событие;
- ◆ элемент – событие.

Связи объектов описывают топологию взаимодействия элементов модели и устанавливаются на логическом и физическом уровнях.

Пример топологической схемы событий, объединенных связями, представлен на рис. 5.6.

Программный продукт риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС разработан как комплексная клиент-серверная система оценки, диагностики и прогнозирования аварийных отказов (СОДиПАО ТЭС) основного оборудования электростанций.

Основными компонентами программно-аппаратного комплекса являются: серверная часть; база знаний; сервер баз данных MySQL; web-сервер Apache; серверное приложение формирования отчетов; клиентское приложение пользователя.

5.3. Специализированное программное обеспечение для оценки, диагностики и прогноза аварийных отказов технологического оборудования тепловых электростанций

Система оценки, диагностики и прогнозирования аварийных отказов ТЭС (далее – Система) является инструментом риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования тепловых электростанций.

Предназначена для предоставления пользователям оценочной информации о прогнозном и текущем состоянии оборудования тепловой электростанции и величине ущерба ожидаемых отказов с целью выполнения предупредительных мероприятий по снижению возможного ущерба (рис. 5.7).

Ключевыми элементами СОДиПАО являются расчетные значения:

- ◆ вероятности отказа;
- ◆ времени наступления отказа;
- ◆ затрат на мероприятия по восстановлению работоспособного состояния объекта.

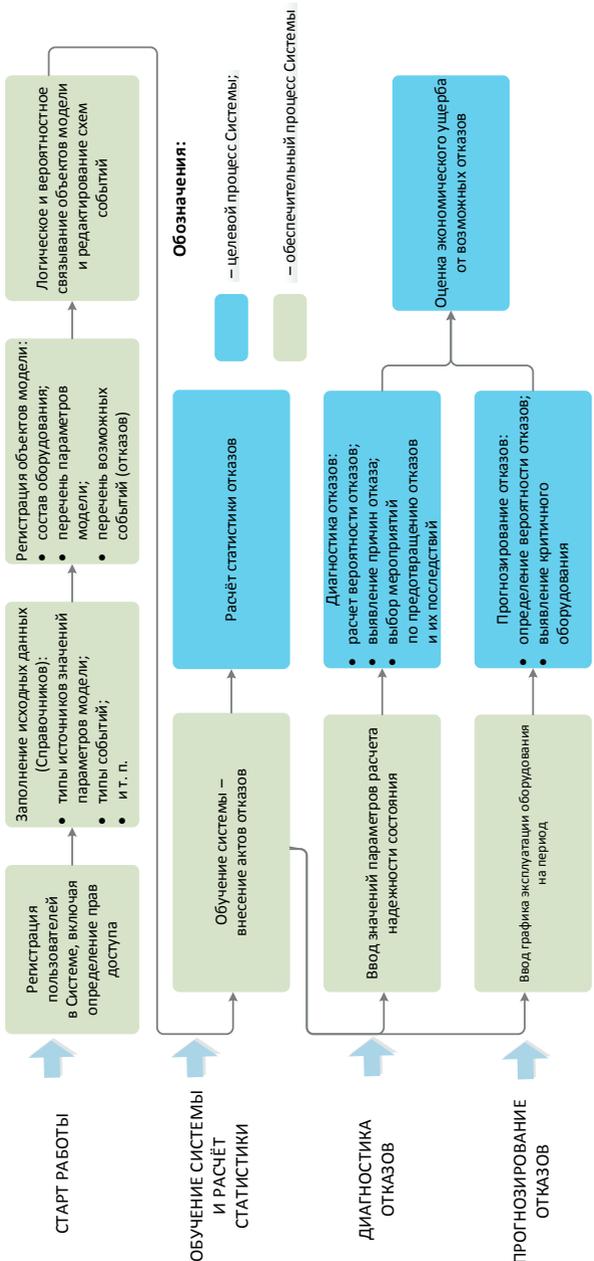


Рис. 5.7. Алгоритм работы с программным комплексом

Выполнение мероприятий по изменению режима работы оборудования может быть вызвано такими причинами, как превышение допустимого абсолютного значения вероятности ожидаемого отказа и увеличение (динамика изменения) вероятности отказа (ухудшения надежности).

Мероприятия, определяемые на основании данных Системы:

- ◆ выбор состава включенного оборудования;
- ◆ корректировка режима (нагрузки) работы оборудования.

Выбор приоритетных управленческих решений по ведению режима предполагается осуществлять на базе выдаваемых Системой аналитических данных, определяющих экономический ущерб от наступления наиболее вероятных отказов.

5.3.1. Алгоритм работы программного комплекса

Работа с комплексом включает следующие основные процессы/этапы (рис. 5.8):

- ◆ формирование справочников;
- ◆ создание и изменение объектов модели;
- ◆ создание и изменение источников данных;
- ◆ формирование расчетных схем;
- ◆ формирование статистики наступления событий (акты отказов);
- ◆ формирование расчетных моделей (проекты);
- ◆ расчет и представление результатов расчета;
- ◆ публикацию отчетов.

Алгоритм работы с СОДиПАО ТЭС представлен на рис. 5.9. Также работа с системой включает:

- ◆ регистрацию и авторизацию пользователей;
- ◆ учет пользователей системы.

В основу работы с Системой положено взаимодействие пользователя с *базой знаний* – расчетной моделью диагностики и прогнозирования отказов. Разным пользователям представляется разный уровень доступа к возможностям программы. Возможность редактирования базы данных допускается только специалистами, квалифицированными в этой области. Для заполнения базы знаний требуется как минимум два специалиста – один по теплотехническому и один по электротехническому оборудованию.

База знаний Системы представляет структурированную накопленную информацию о моделируемом объекте, предназначенную для выполнения

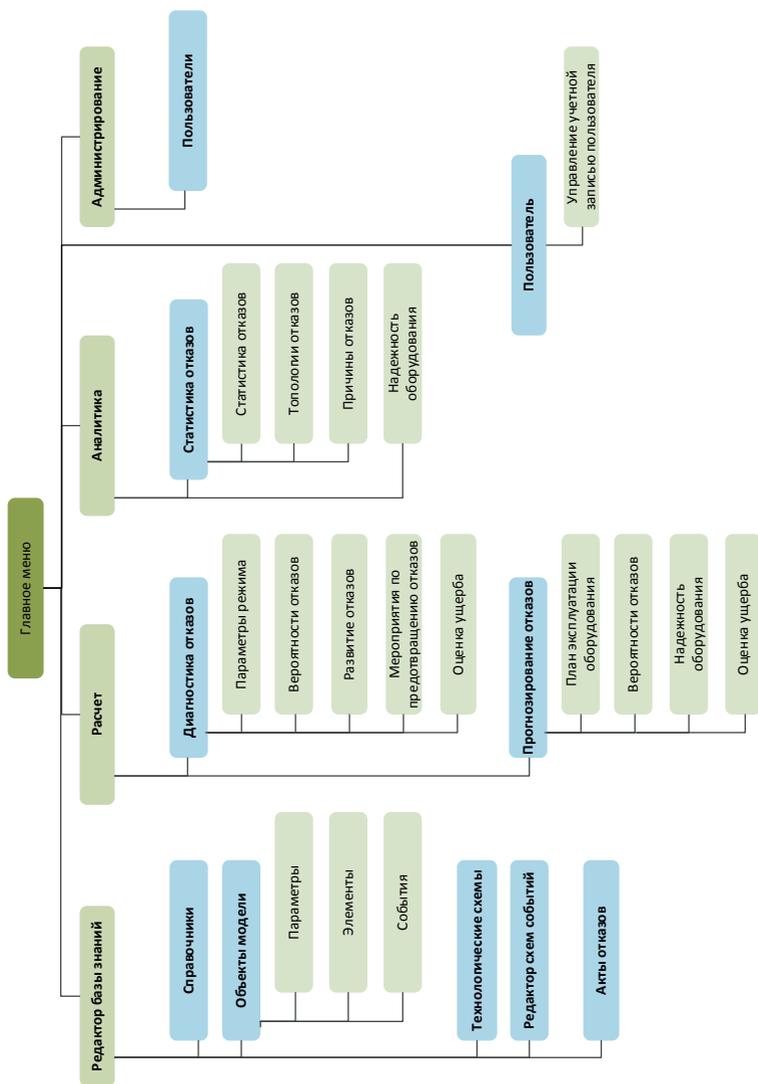


Рис. 5.8. Структура разделов программного комплекса

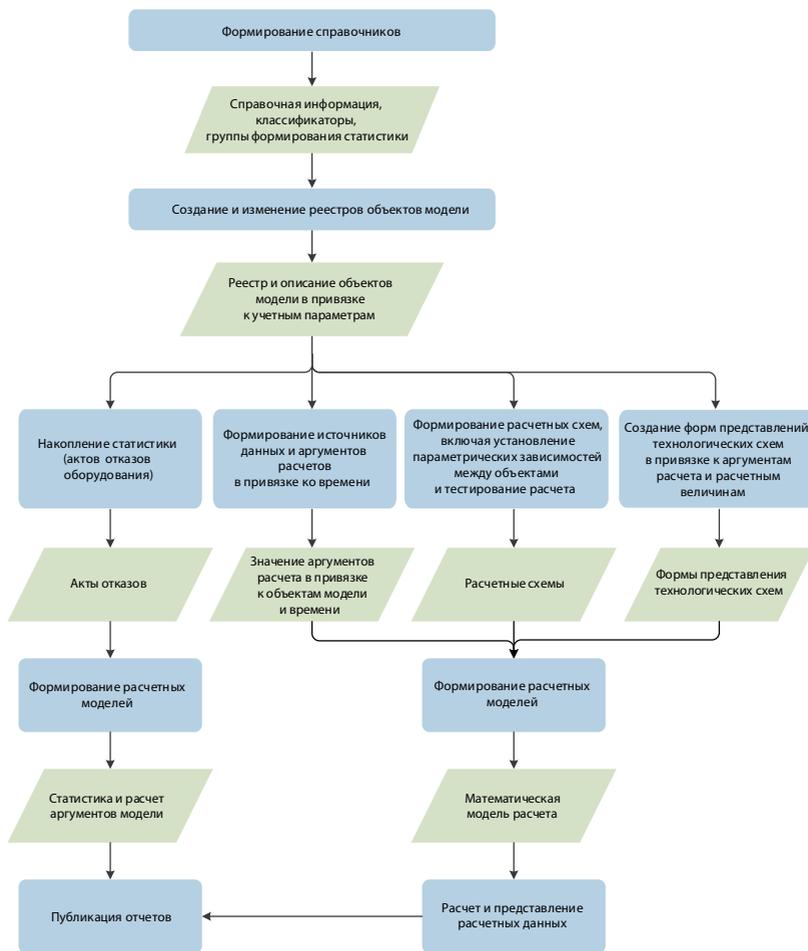


Рис. 5.9. Алгоритм работы с СОДИПАО ТЭС

автоматического расчета диагностируемых и прогнозируемых параметров. База знаний размещается на сервере базы данных.

Процесс формирования базы знаний включает создание объектов модели, информационное наполнение их свойств, установление параметризованных связей для последующих расчетов, диагностики и прогнозов.

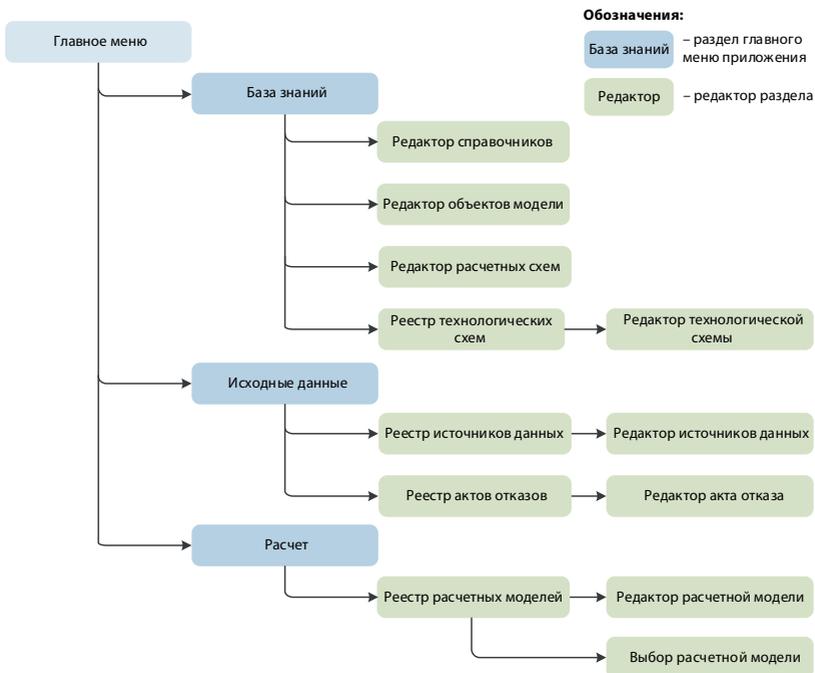


Рис. 5.10. Структура главного меню приложения работы с базой знаний

Информация базы знаний хранится централизованно в базе данных Системы. Формирование и управления базой знаний в Системе осуществляются через соответствующие разделы приложения администратора Системы (рис. 5.10).

5.3.2. Стартовое окно программы

Стартовое окно программы (рис. 5.11) появляется сразу после запуска программы в режиме администратора.

Стартовое окно программы содержит следующие пункты меню:

- ◆ «О Системе» – данные о программе СОДиПАО;
- ◆ «Домашняя страница» – переход на домашнюю страницу;
- ◆ «Справка» – вызов справки по работе с программным комплексом;
- ◆ «Акты отказов» – редактор базы знаний актов отказов;
- ◆ «Сменить пользователя» – смена пользователя;

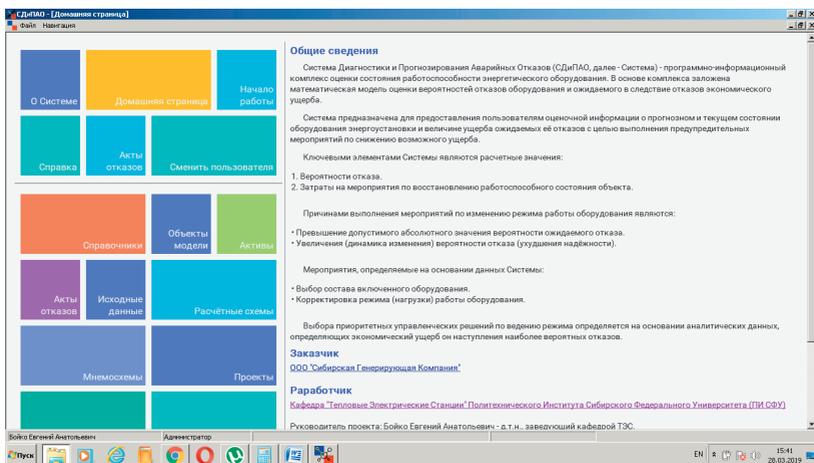


Рис. 5.11. Стартовое окно программы СОДиПАО ТЭС

- ◆ «Справочники» – база данных групп оборудования, событий, параметров и размерностей;
- ◆ «Объекты модели» – редактор перечня объектов (оборудования станции), параметров, событий и мероприятий;
- ◆ «Активы» – редактор структуры активов предприятия в базе знаний Системы;
- ◆ «Исходные данные» – редактор данных о режимах, ремонтах;
- ◆ «Расчетные схемы» – редактор расчетных схем;
- ◆ «Мнемосхемы» – редактор мнемосхем с системой отображения опасных и критических уровней вероятности отказа;
- ◆ «Проекты» – редактор проектов и запуск проектов;
- ◆ «Профили» – настройка параметров профилей для пользователей;
- ◆ «Пользователи» – редактор списка и прав пользователей;
- ◆ «История» – реестр вносимых пользователями изменений в базу знаний Системы.

5.3.3. Работа со справочниками

«Справочники» – редактируемый набор списочных данных, предназначенных для группировки по определенным признакам объектов модели при формировании статистики, а также для унификации вводимой информации.

Справочники включают следующие списки:

1. Группы и типы событий.
2. Группы оборудования.
3. Типы мероприятий.
4. Единицы измерений параметров.

Управление справочниками и их редактирование осуществляются с помощью формы редактора справочников («Справочники»), рис. 5.12.

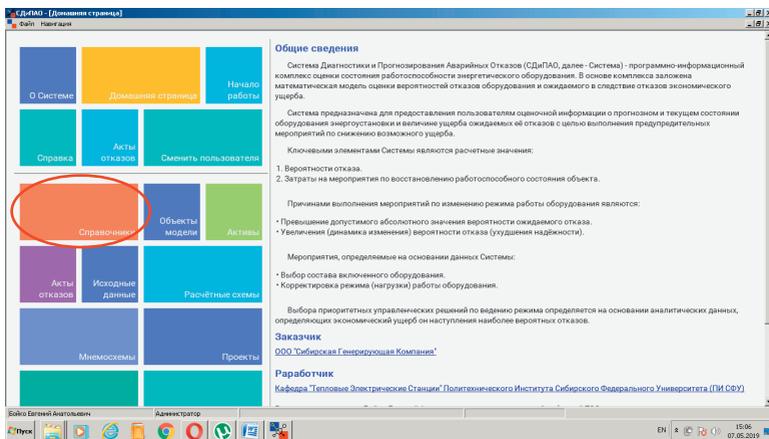


Рис. 5.12. Запуск формы «Справочники»

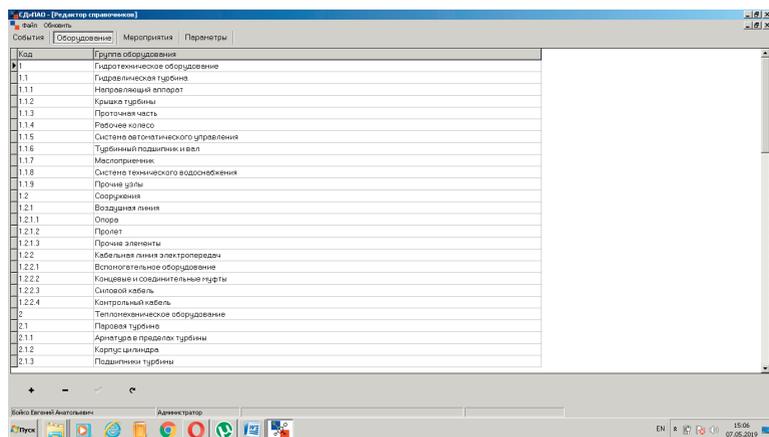


Рис. 5.13. Окно формы «Справочники»

Редактор справочников. Для формирования справочной информации программы необходимо открыть через главное меню приложения (рис. 5.12) форму «Справочники». В результате появится окно, демонстрирующее наполнение данными по четырем пунктам: «События», «Оборудование», «Мероприятия» и «Параметры» (рис. 5.13).

Привязка объектов расчетной модели к записям справочников осуществляется по ключевым полям (кодам). При удалении записи из справочника в случае наличия ссылки на данную запись в объектах базы знаний данная ссылка не удаляется. При этом справочная информация по справочному коду записи (ключу) после удаления, соответственно, становится недоступна до восстановления записи в справочнике. Типы справочников представлены в табл. 5.1, основные функции и команды по работе со справочниками – в табл. 5.2.

Таблица 5.1

Используемые справочники

Справочник	Назначение
Группы и типы событий	Список кодов классификаций причин аварий, отказов и мероприятий, используемый в соответствии с формой акта о расследовании причин аварий в электроэнергетике
Группы оборудования	Классификация оборудования в соответствии с формой акта о расследовании причин аварий в электроэнергетике
Типы мероприятий	Группы мероприятий, предназначенных для группировки мероприятий при формировании статистики
Единицы измерений параметров	Обозначения единиц измерения, используемых в модели параметров

Таблица 5.2

Команды, доступные при работе со справочниками

Команда	Горячие клавиши	Содержание
Загрузить справочник из файла		Загрузка справочника из текстового файла с разделителями полей “;” в формате Comma-Separated Values (.csv). Кодировка UTF-8
Сохранить справочник в файл		Сохранение выбранного справочника в указанный текстовый файл. Формат .csv

Команда	Горячие клавиши	Содержание
Печать справочника	Ctrl + P	Вывод справочника на печать или файл PDF-формата
Создать запись		Создание объекта выбранного класса с заданными на форме свойствами
Удалить запись		Удаление выбранной записи и вложенных записей в случае удаления группы типов событий
Сохранить запись		Сохранение текущих изменений записи в базе данных
Обновить данные		Синхронизация – обновление информации из базы данных

Импорт и экспорт реестра объектов. Импорт и экспорт реестра объектов выбранного класса осуществляется через главное меню «Файл» формы «Справочники» или через свойства выбранного класса объектов (рис. 5.14, табл. 5.3). Поддерживается импорт и экспорт в текстовый файл с разделителем “;” в формате Comma-Separated Values (.csv).

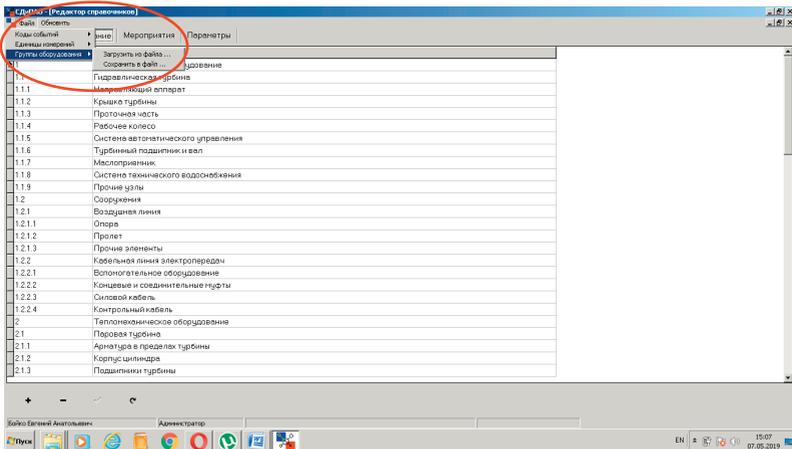


Рис. 5.14. Импорт и экспорт справочников в окне формы «Справочники»

Форматы импортируемых и экспортируемых файлов

Поле данных	Назначение	Формат данных – строковое значение символов
<i>Группы и типы событий</i>		
Тип кода	Группа типов событий. Первое ключевое поле	До 100
Код	Строковое уникальное значение в рамках одной группы событий. Второе ключевое поле	До 20
Наименование типа события	Краткое наименование типа события	До 100
Содержание	Содержание типа события	До 1 000
<i>Группы оборудования</i>		
Код	Уникальный строковый код группы оборудования. Ключевое поле	До 20
Группа оборудования	Наименование группы оборудования	До 100
<i>Единица измерения</i>		
Единица измерения	Обозначение единицы измерения параметров матмодели. Ключевое поле	До 100

Данные в файле имеют заданную очередность расположения, первая строка – наименование полей.

5.3.4. Объекты математической модели

Объекты модели представляют набор основных элементов общей информационной модели системы (СИМ). На базе объектов, включая устанавливаемые между ними связи (отношения), формируется расчетная модель.

Классы объектов. Объекты подразделяются на классы, которые определяют специфичный набор свойств (табл. 5.4), методов управления ими и условий взаимодействия между объектами. Ниже описаны основные классы объектов расчетной модели.

Элемент оборудования (Элемент) – элемент технологической схемы энергетической установки. Характеризуется учетными признаками, конструктивными характеристиками надежности, параметрами эксплуатации.

Технологический или расчетный параметр (Параметр) – контролируемый параметр эксплуатации, влияющий на надежность работы системы. Расчетный параметр определяет численное значение величины, влияющей на надежность работы системы или учитываемой при формировании аналитической статистики.

Событие – отказ оборудования или другое идентифицируемое событие, влияющее на надежность работы систем. Событие характеризуется вероятностью его наступления.

Мероприятие – регламентное мероприятие по предупреждению, локализации, предотвращению аварий и отказов, а также восстановлению оборудования и нормального (надежного и безопасного) режима его работы. Мероприятие характеризуется вероятностью/статистикой его выполнения и финансовыми затратами.

Таблица 5.4

Свойства классов объектов модели

Класс объекта/свойство	Уровень свойства класса	Описание свойства
<i>Элемент оборудования</i>		
Обозначение	Идентификация	Краткое обозначение элемента, используемое на технологических и расчетных схемах
Наименование		Полное наименование элемента
Модель		Типоразмер оборудования
Номер		Номер агрегата
Тип оборудования		Группа оборудования из справочников
Марка	Экземпляр	Параметр идентификации экземпляра
Производитель		
Дата изготовления		
Время наработки на отказ		Характеристика конструктивной надежности экземпляра
Время восстановления		

Класс объекта/свойство	Уровень свойства класса	Описание свойства
Нагрузка	Аргументы	Режимная нагрузка элемента
Время эксплуатации	Расчет	Время эксплуатации оборудования с момента ввода экземпляра, ч
<i>Технологический или расчетный параметры</i>		
Обозначение	Идентификация	Краткое обозначение параметра, используемое на технологических и расчетных схемах
Наименование		Полное наименование параметра
Единица измерения		Единица измерения параметра. Выбирается из справочников
Значение	Аргумент	Значение параметра
<i>Событие</i>		
Обозначение	Идентификация	Краткое обозначение события, используемое на технологических и расчетных схемах
Наименование		Полное наименование события
Вероятность	Расчет	Значение вероятности наступления события. Пределы значений: [0...1]
<i>Мероприятие</i>		
Обозначение	Идентификация	Краткое обозначение мероприятия, используемое на технологических и расчетных схемах
Наименование		Полное наименование мероприятия
Базовые затраты	Экземпляр	Финансовые базовые (минимальные) затраты на выполнение мероприятия
Удельные затраты		Удельные (по отношению к установленному параметру или сумме значений параметров) затраты на выполнение мероприятий

Класс объекта/свойство	Уровень свойства класса	Описание свойства
<i>Отношение между объектами (Связь)</i>		
Тип связи	Аргументы	Тип отношений между объектами
Направление взаимодействия		Характеристика очередности расчета/изменения расчетных величин объектов модели
Параметры		Расчетные аргументы, определяемые типом связи и связываемых объектов
Значение	Расчет	Расчетные параметры, используемые в соответствии с типом связи

Отношение между объектами системы (Связь) – установленная зависимость между объектами модели, используемая Системой для построения и выполнения расчета. Отношения между объектами определяют последовательность расчета неизвестных величин.

В общем случае свойства объектов делятся на основные уровни: идентификация и описание; параметры и свойства экземпляра; аргументы расчета (параметры в привязке по времени) и расчетные значения.

Уровни описания свойств объектов позволяют разделить информацию между процессами системы, разграничить доступ к данным. Классы и свойства классов объектов, сформированные для СОДиПАО, представлены в табл. 5.4.

Свойства объекта первого уровня позволяют идентифицировать метаобъект информационной модели с учетом применения, обозначения, классификации и группировки. На данном уровне в Системе можно установить иерархическое отношение между объектами класса, группируя объекты для удобства их управления: при перемещении, удалении и изменении свойств родительского объекта соответствующие операции выполняются над дочерними объектами.

Параметры и свойства объекта описывают уникальные свойства экземпляра класса объекта. Например, при описании свойств оборудования указываются технические и надежность характеристики физического устройства технологической схемы: срок изготовления, наработка на отказ и т. п. В процессе эксплуатации объект может менять характеристики или может быть заменен на аналогичный, что можно учесть в системе на уровне параметров и свойств экземпляра.

Аргументы расчета – параметры объекта, используемые для выполнения расчета. Значения аргументов расчета выбираются из источников данных (см. раздел меню «Источники данных»). К таким параметрам относятся измеряемые величины технологического режима эксплуатации и другие характеристики состояния объекта, изменяемые во времени.

Расчетные значения – искомые величины статистического расчета, вероятности наступления событий и финансовых затрат на выполнение мероприятий.

К свойствам объектов (кроме класса «Связь») дополнительно относятся устанавливаемые отношения принадлежности объектов класса «Родитель/потомок» для формирования вложенной структуры (дерева) объектов модели.

Редактор свойств оборудования. Для формирования реестра объектов расчетной модели используется форма редактора объектов расчетной модели («Объекты модели»), которую можно открыть через главное меню приложения (рис. 5.15).

Внешний вид формы редактора представлен на рис. 5.16. Для работы с перечнем оборудования выбирают каталог «Оборудование». В нужной категории списка находится искомый элемент. Когда искомый элемент выбран, в правой части окна отображается окно со следующим набором полей (рис. 5.17).

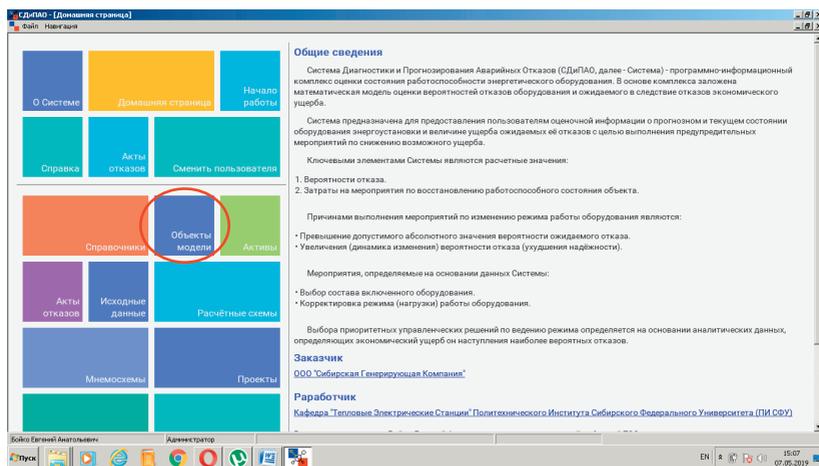


Рис. 5.15. Запуск формы «Редактор объектов матмодели»

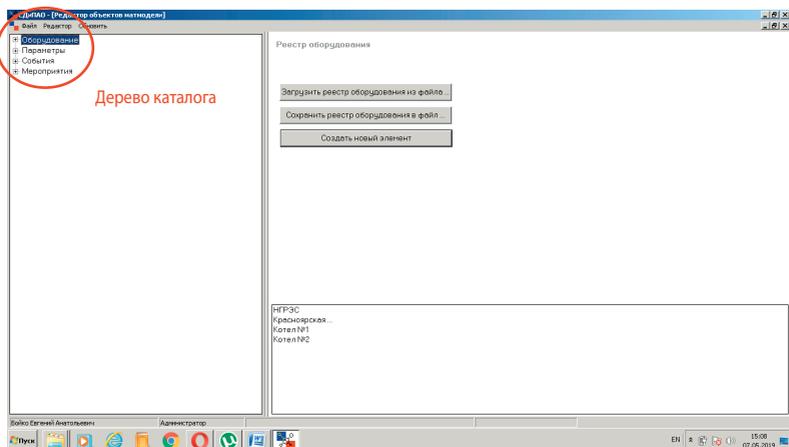


Рис. 5.16. Внешний вид формы «Редактор объектов матмодели»

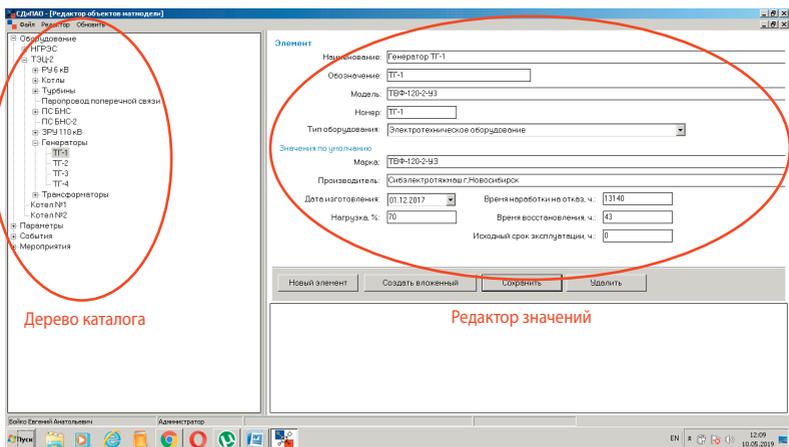


Рис. 5.17. Окно редактора свойств (значений) оборудования (элементов)

Окно для редактирования значений имеет следующие поля:

- ◆ «Наименование» – полное наименование оборудования, которое будет указываться в отчетах;
- ◆ «Обозначение» – обозначение элемента непосредственно в окнах СОДиПАО (базе данных, схеме и др., обычно более краткая формулировка, чем в поле «Наименование»);

- ◆ «Модель» – модель оборудования;
- ◆ «Номер» – стационарный номер оборудования;
- ◆ «Тип оборудования» (выбирается из списка, создаваемого в справочниках);
- ◆ «Марка» – марка оборудования;
- ◆ «Производитель» – завод-изготовитель оборудования;
- ◆ «Дата изготовления» – дата изготовления оборудования, или дата ввода в эксплуатацию (при условии соблюдения требований хранения и эксплуатации), или дата реконструкции объекта (элемента);
- ◆ «Нагрузка, %» – средняя нагрузка на элемент (при наличии данных о нагрузке в разделе «Исходные данные» приоритетными считаются значения с подключенными исходными данными);
- ◆ «Время наработки на отказ, ч» – среднее статистическое время между отказами оборудования (при отсутствии данных может быть использовано время межремонтного периода);
- ◆ «Время восстановления, ч» – среднее время ремонта оборудования;
- ◆ «Исходный срок эксплуатации, ч» (вводится при использовании оборудования, бывшего в употреблении).

Команды раздела, доступные через главное меню, контекстное меню дерева объектов, элементы управления и горячие клавиши, приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Команды, доступные при работе со справочниками

Команда	Горячие клавиши	Содержание
Создать объект	–	Создание объекта выбранного класса с заданными на форме свойствами
Создать вложенный объект	–	Создание дочернего объекта в выбранном классе с заданными на форме свойствами
Удалить объект	–	Удаление выбранного объекта и вложенных в него (дочерних) объектов
Сохранить	–	Сохранение текущих изменений параметров на форме выбранного объекта
Обновить данные	–	Синхронизация – обновление информации из базы данных
Загрузить из файла	–	Загрузка объектов выбранного класса из текстового файла с разделителями полей “;” формата Comma-Separated Values (.csv). Кодировка UTF-8

Команда	Горячие клавиши	Содержание
Сохранить в файл	–	Сохранение всех объектов выбранного класса в .csv файл
Печать	Ctrl + P	Вывод реестра объектов на печать или в PDF-файл

При удалении объекта дочерние объекты в дереве объектов автоматически удаляются. При удалении объекта расчетной модели в редакторе в случае ссылки на него из других документов расчетных схем, актов отказов, форм технологических схем и источников данных автоматически удаляются связанные объекты из соответствующих документов. Аналогично удаляются дочерние объекты и привязанные к ним объекты документов.

На момент поставки СОДиПАО структура элементов может быть уже создана разработчиками ПО. В процессе эксплуатации программы с готовой структурой предлагается редактировать только свойства элемента. Добавлять и удалять элементы в этом случае без согласования с разработчиком не рекомендуется, так как это может нарушить расчетные схемы и повлиять на качество прогноза.

Редактор значений параметров. В дереве в левой части окна расположен каталог «Параметры» (рис. 5.18).

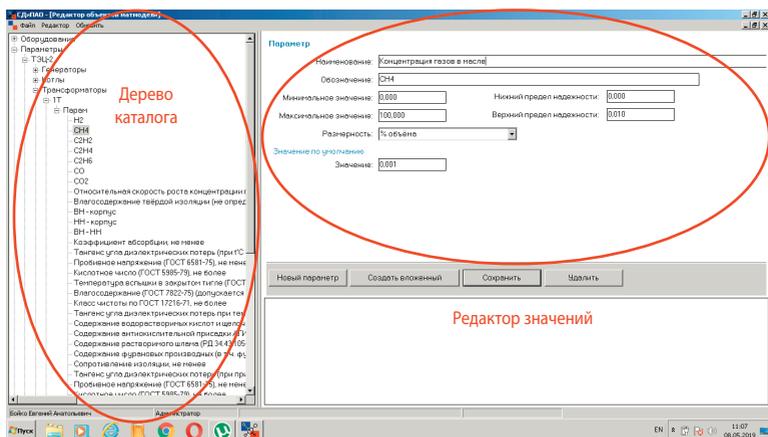


Рис. 5.18. Окно редактора значений параметров

Дерево параметров частично дублирует дерево элементов. Под уровнем элементов включен перечень параметров элемента. Редактировать параметры можно для объектов верхних и нижних уровней.

Выбрав нужный параметр, можно редактировать в правом окне следующие поля:

- ◆ «Наименование» – полное наименование параметра, которое будет указываться в отчетах;
- ◆ «Обозначение» – обозначение параметра непосредственно в окнах СОДиПАО (базе данных, схеме и др., обычно более краткая формулировка, чем в поле «Наименование»);
- ◆ «Минимальное значение» и «Максимальное значение» – теоретически возможные значения (вводятся в абсолютных величинах для защиты от ошибочных действий пользователей при вводе исходных данных);
- ◆ «Размерность» – размерность величины (указывается из справочников);
- ◆ «Значение» – значение параметра по умолчанию;
- ◆ «Нижний предел надежности» и «Верхний предел надежности» – критические значения, при достижении которых программа будет выдавать информацию о наступлении (прогнозе) отказа.

Редактор свойств событий. В дереве в левой части окна расположен каталог «События» (рис. 5.19). Событие, дублирующее наименование элемента, по умолчанию считается событием отказа этого элемента. Структура дерева событий частично дублирует структуру дерева элементов.

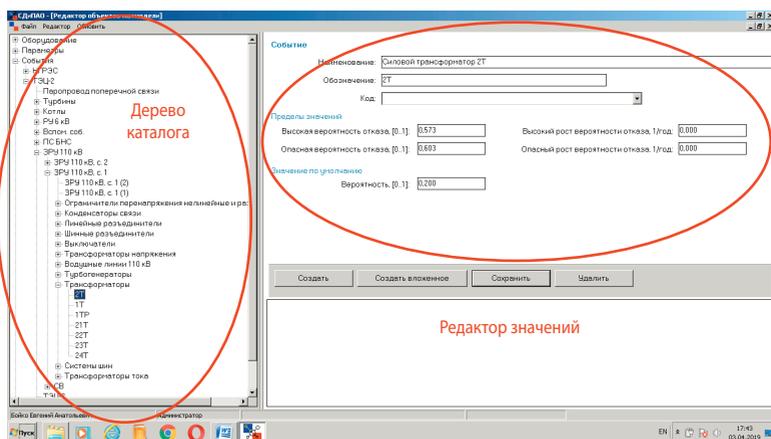


Рис. 5.19. Окно редактора свойств событий

Выбрав нужное событие, в правом окне можно редактировать следующие поля:

- ♦ «Наименование» – полное наименование события, которое будет указываться в отчетах;
- ♦ «Обозначение» – обозначение события непосредственно в окнах СОДиПАО (базе данных, схеме и др., обычно более краткая формулировка, чем в поле «Наименование»);
- ♦ «Высокая вероятность отказа» – вероятность, при которой индикация на мнемосхемах обозначается желтым цветом;
- ♦ «Опасная вероятность отказа» – вероятность, при которой индикация на мнемосхемах обозначается красным цветом;
- ♦ «Вероятность» – значение по умолчанию.

Редактор свойств мероприятий. Мероприятия могут использоваться для оценки затрат на проведение ремонтов и оценки роста затрат при отсутствии ремонтов (прогнозируемых аварийных отказов). Окно редактора свойств мероприятий представлено на рис. 5.20.

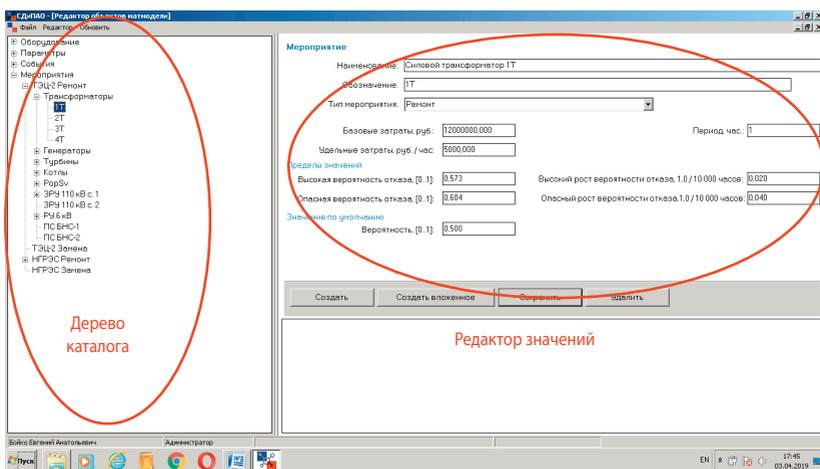


Рис. 5.20. Окно редактора свойств мероприятий

Выбрав в правом окне необходимое мероприятие, можно редактировать следующие поля:

- ♦ «Наименование» – полное наименование мероприятия;
- ♦ «Обозначение» – краткое обозначение мероприятия;
- ♦ «Тип мероприятия» – капитальный ремонт, текущий или др.;

- ♦ «Базовые затраты» – затраты на проведение мероприятия (ремонта), включают в себя затраты на оборудование, запчасти, металл и т. д.;
- ♦ «Удельные затраты» – затраты, необходимые на почасовую оплату ремонтного персонала, аренду спецтехники и т. д.;
- ♦ «Высокая вероятность отказа» и «Опасная вероятность отказа» (позволяют точнее подстраивать время введения мероприятия и в простейшем случае дублируют аналогичные значения событий).

5.3.5. Редактор активов

Управление активами предназначено для распределения объектов модели по группам, создаваемым администратором Системы. Созданные активы привязываются к профилям пользователей в соответствующем разделе приложения администратора и позволяют разграничить доступ к результатам расчета различным категориям пользователей (к примеру, по цехам электростанции).

После выбора данного пункта основного меню появляется окно редактора активов (рис. 5.21). В нем возможно создание активов (групп объектов модели) в виде списка или, при необходимости, дерева с вложенными уровнями. В правой части окна располагается полный список объектов модели, в средней – объекты, включенные в выбранный актив. Добавление объектов в актив и их удаление осуществляются с помощью кнопок-«стрелок», находящихся между списками.

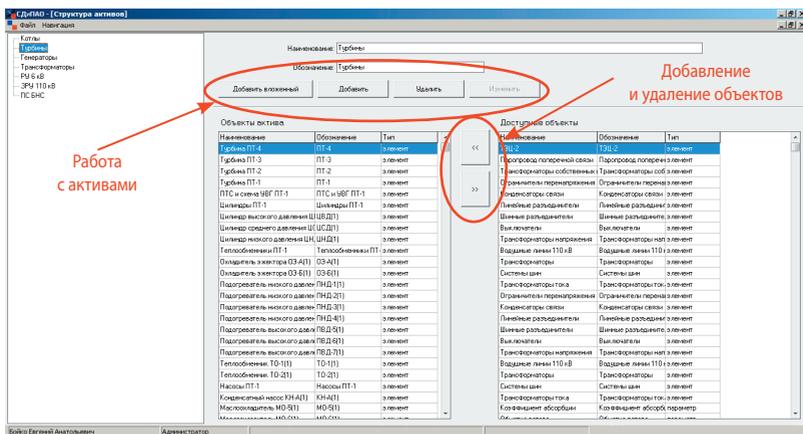


Рис. 5.21. Окно «Структура активов»

5.3.6. Редактор источника данных

Управление исходными данными для расчета и их редактирование осуществляются с помощью формы «Источники исходных данных» («Исходные данные», рис. 5.22). После выбора этого пункта основного меню появляется окно реестра источников исходных данных (рис. 5.23).

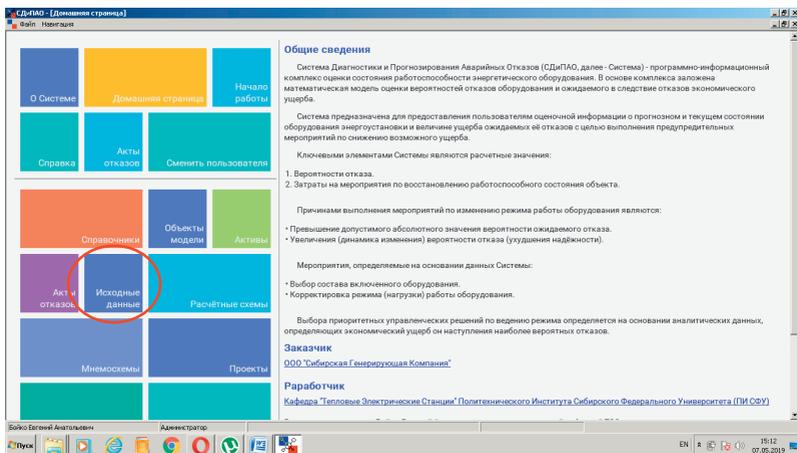


Рис. 5.22. Запуск формы «Редактор источника данных»

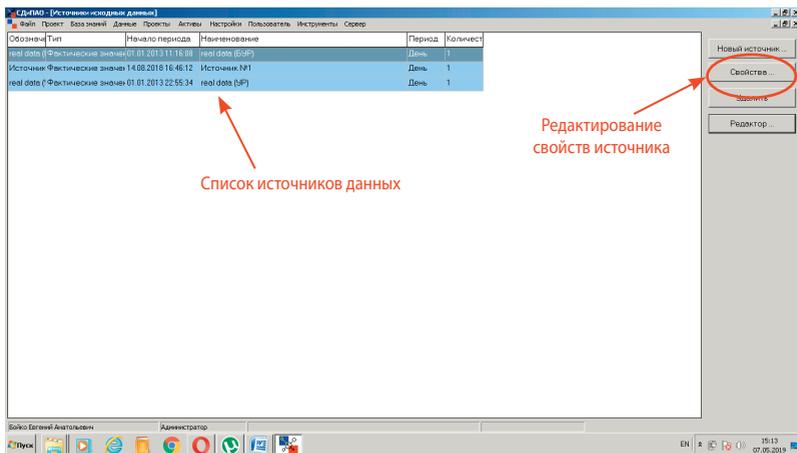


Рис. 5.23. Окно реестра источников исходных данных. Переход к редактору

К одному проекту могут быть подключены сразу несколько источников с заданным приоритетом. При выборе одного из источников осуществляется переход к редактору источника данных.

Для перехода к свойствам источника данных необходимо левой кнопкой мыши выбрать один из представленных в списке источников и нажать на кнопку «Свойства». Форма «Редактор свойств источника данных» представлена на рис. 5.24, а подробное описание редактируемых свойств – в табл. 5.6.

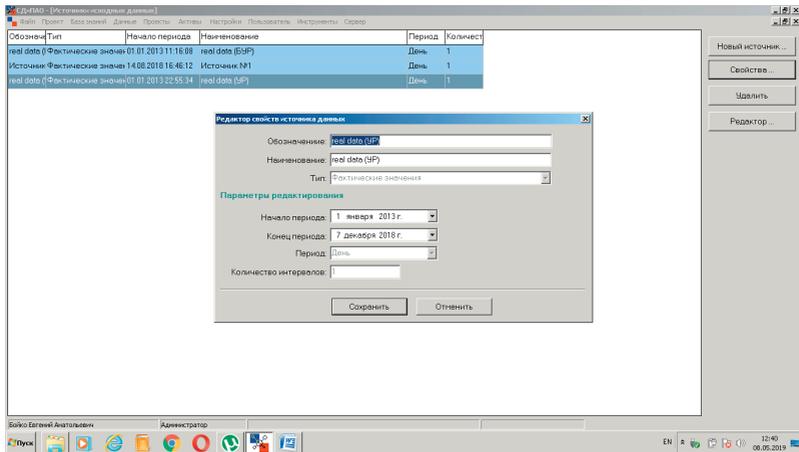


Рис. 5.24. Форма «Редактор свойств источника данных»

Таблица 5.6

Свойства источника данных

Свойство	Назначение
Обозначение	Краткое наименование / номер
Наименование	Наименование документа (до 255 символов)
Начало периода	Начало периода данных
Завершение периода	Конец периода данных
Тип источника данных	Признак типа источника получения данных: измерение, ручной ввод или расчет
Период	Характерный интервальный период
Количество интервалов	Количество интервалов значений

Формирование исходных данных. Чтобы сформировать необходимые для расчетов данные, нужно выбрать команду «Редактор» на форме списка источников данных или дважды нажать мышью на выбранной записи списка. «Редактор источника данных» (рис. 5.25) позволяет формировать и изменять историю и прогнозные данные (запланированные на будущее ремонты и режимы работы оборудования), в том числе:

- ◆ состав оборудования / сведения о ремонтах;
- ◆ загрузку оборудования;
- ◆ значения параметров;
- ◆ наступление событий;
- ◆ стоимостные показатели расчета затрат на мероприятия;
- ◆ выполнение и затраты на мероприятия.

Редактирование данных о составе и ремонтах оборудования.

Для проведения корректных расчетов необходимо вводить данные о ремонтах конкретных элементов. Данные о ремонтах снижают или обнуляют текущую вероятность отказа элемента.

При входе в «Редактор источника данных» в левой части окна появляется дерево, подобное меню «Объекты модели». В дереве следует выбрать группу «Оборудование», а в раскрывающемся каталоге – нужный элемент. Во вкладке «Состав оборудования» появляется возможность редактировать следующий перечень параметров:

- ◆ «Дата данных», «Время данных» – данные о времени ввода информации;

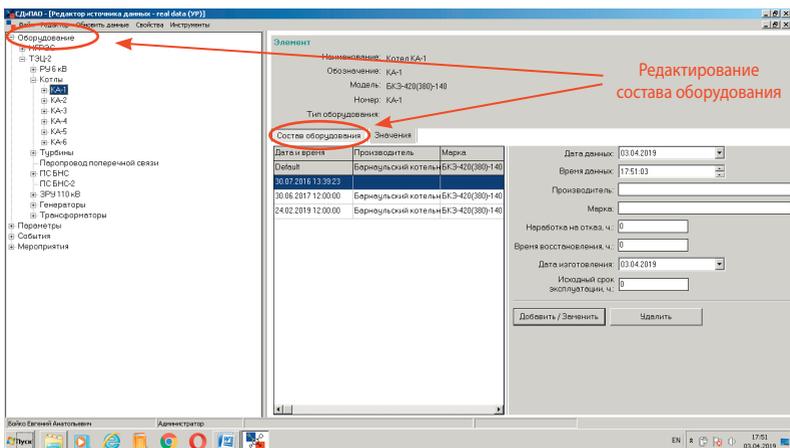


Рис. 5.25. Форма «Редактор источника данных»

- ◆ «Производитель», «Марка» – сведения об оборудовании (вводятся новые в случае замены оборудования, старые – в случае ремонта);
- ◆ «Наработка на отказ, ч» – среднестатистическое время между отказами при отсутствии данных – межремонтный период;
- ◆ «Время восстановления, ч» – время восстановления (ремонта) оборудования;
- ◆ «Дата изготовления» – дата изготовления оборудования (в случае замены оборудования можно указать дату ввода в эксплуатацию, если оборудование новое). При проведении капитального ремонта вводится новая наработка на отказ.

После заполнения пунктов необходимо нажать на кнопку «Добавить/Заменить» (если дата и время соответствуют существующей записи, происходит замена данных в этой записи, иначе добавляется новая).

Редактор включает следующие основные блоки:

- ◆ дерево навигации по объектам схемы;
- ◆ панель редактирования записей исходных данных объектов.

Для удобства использования программы дерево навигации полностью дублирует дерево раздела «Объекты модели».

Редактирование данных о режимах работы оборудования. В этом же окне (см. предыдущий пункт) нужно выбрать вкладку «Значения» (рис. 5.26). В правой части окна появятся три поля со значениями. После ввода данных необходимо нажать на кнопку «Добавить/Заменить».

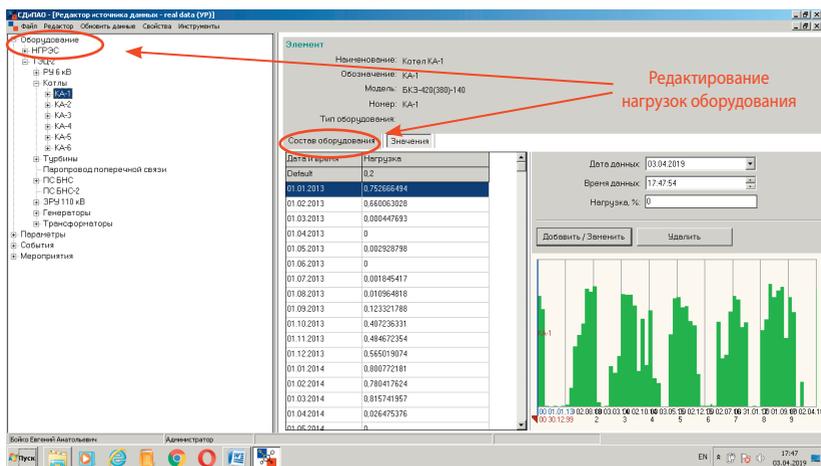


Рис. 5.26. Окно редактора данных о режимах работы оборудования

Введенное значение отразится на графике справа. Если дата и время совпадают с существующей записью, значение в ней заменится новым, иначе добавится новая запись. Если введено некорректное значение, его можно удалить, выбрав ненужное значение из списка и нажав на кнопку «Удалить».

Редактирование истории диагностических параметров. Анализ диагностических параметров – альтернативный механизм прогнозирования отказов оборудования. Для ввода данных параметров необходимо войти в пункт основного меню «Исходные данные» и во всплывающем меню выбрать источник и нажать на кнопку «Редактор».

В левой части окна в появившемся дереве выбрать каталог «Параметры». В открывшемся дереве выбрать нужный элемент и искомым параметр (рис. 5.27). После выбора параметра в правой части окна появится окно редактирования значений параметра. Необходимо ввести данные в поля «Дата данных», «Время данных» и «Значение» и нажать на кнопку «Добавить/Заменить». Введенное значение отразится в графике в правом нижнем углу экрана.

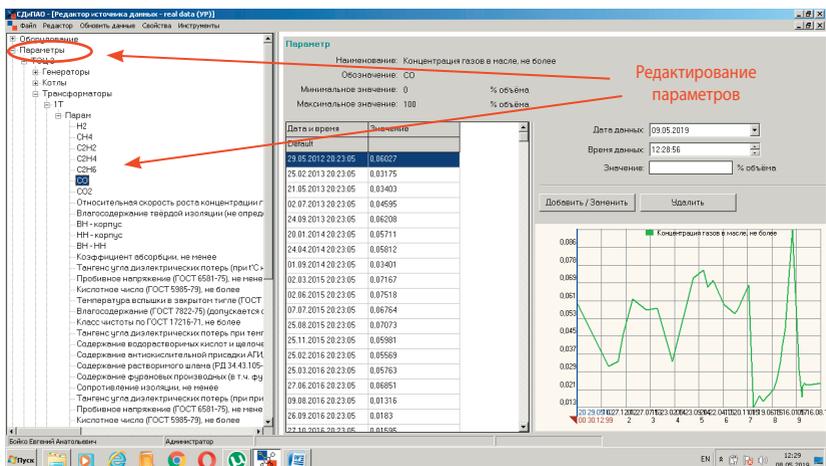


Рис. 5.27. Окно редактора диагностических параметров оборудования

В поле «Значение» вводится значение параметра в абсолютных величинах. Размерность каждого параметра задается через редактор «Объекты модели».

5.3.7. Расчетные схемы

Расчетная схема представляет совокупность объектов матмодели и устанавливаемых связей, которые определяют условия расчета искомых величин: вероятности возникновения отказов и последующего ущерба.

Иными словами, назначением расчетных схем является формализация в системе математического образа отношений объектов энергоустановки, интерпретируемого системой для диагностики и прогнозирования. Накопление расчетных схем представляет собой процесс обучения системы.

Управление расчетными схемами и их редактирование осуществляется с помощью реестра расчетных схем и редактора расчетных схемы (см. с. 253–260).

Реестр расчетных схем. Для управления реестром расчетных схем нужно открыть форму «Расчетные схемы» через главное меню приложения (рис. 5.28).

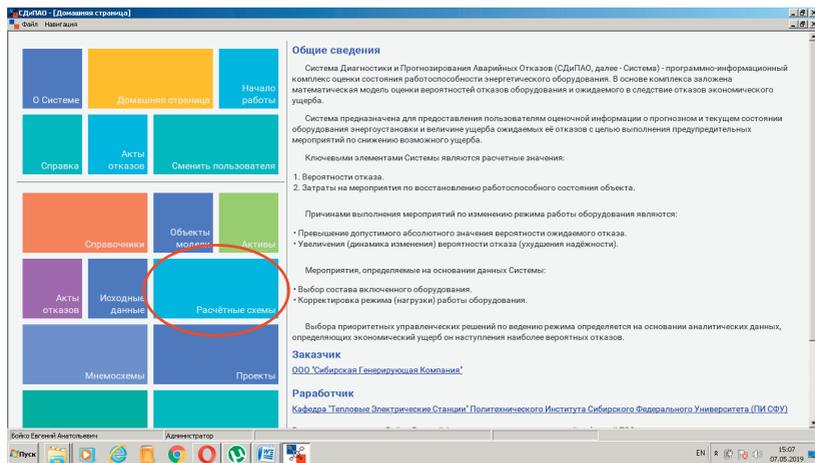


Рис. 5.28. Запуск реестра расчетных схем

Внешний вид формы реестра, включая окно создания и редактирования свойств расчетной схемы, представлен на рис. 5.29.

При создании расчетной схемы выбирается ее тип (табл. 5.7, 5.8), который определяет правила ее формирования, включая доступные

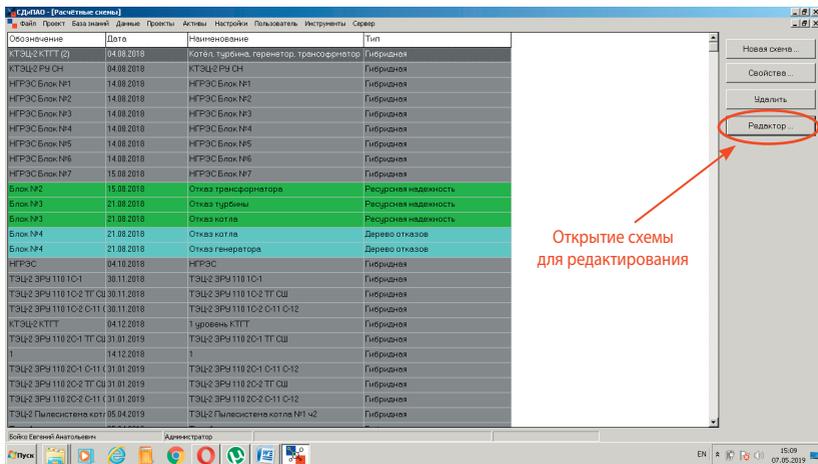


Рис. 5.29. Форма реестра расчетных схем и редактора параметров схемы

классы связей объектов схемы. Переход к работе с расчетной схемой осуществляется командой «Редактор» на форме реестра или двойным нажатием мыши на выбранной записи списка.

Таблица 5.7

Типы расчетных схем

Тип расчетной схемы	Назначение и физический смысл
Дерево отказов	Прогнозирование вероятности наступления событий и мероприятий на основании топологий перехода между связанными событиями
Схема ресурсной надежности	Расчет вероятности наступления отказа системы или подсистемы элементов на основании: <ul style="list-style-type: none"> ресурсной надежности (функции) входящих узлов; внутренней топологии отказов системы, обусловленных технологической зависимостью узлов при независимости отказов узлов
Гибридная схема	Совмещение дерева отказов и схемы ресурсной надежности

Свойства расчетной схемы

Свойство	Назначение
Обозначение	Краткое наименование схемы
Дата	Дата создания расчетной схемы
Тип	Тип расчетной схемы, определяющий тип расчета: дерево отказов, расчет по ресурсной надежности и гибридный расчет
Наименование	Полное наименование схемы (до 255 символов)

Редактор расчетных схем. Это форма для создания и изменения расчетной схемы математической модели системы, использующая графические представления объектов модели и их связей (рис. 5.30).

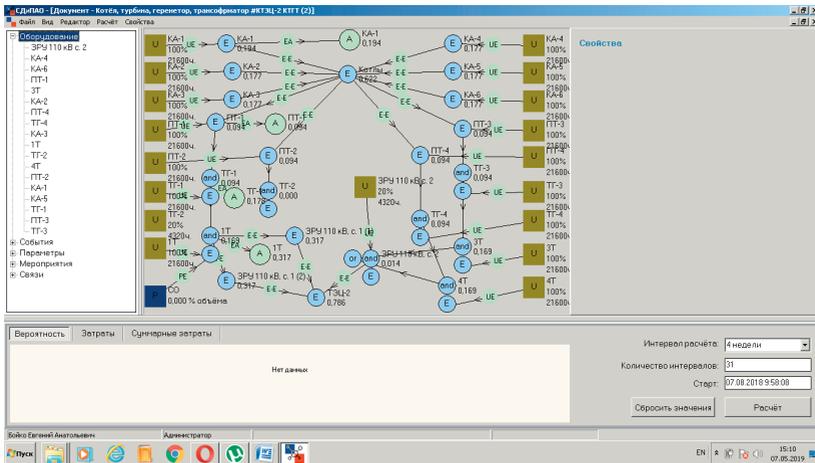


Рис. 5.30. Форма редактора расчетных схем

Редактор расчетных схем также позволяет выполнить расчетное тестирование схемы. Расшифровка графических изображений на расчетной схеме (рис. 5.30) представлена в табл. 5.9.

Выполнение операций над объектами модели осуществляется через главное меню, контекстные меню дерева объектов, контекстное меню графического редактора, с помощью элементов ввода значений и контекстных клавиш (табл. 5.10).

Обозначения экземпляров объектов расчетной схемы

Объект матмодели	Визуальное представление на схеме
Событие (отказ)	 Отказ КА-1 М-А
Мероприятие	 Ремонт котла
Параметр	 КА-1 тпп 0
Элемент	 К-1 ПСУ-А 0/0 100 %
Связь между объектами (связь)	

Используемые в Системе типы связей даны в табл. 5.11. Доступные, в зависимости от выбранного типа расчета (расчетной схемы), типы расчетных связей приведены в табл. 5.12.

Редактор включает основные блоки:

- ◆ дерево навигации по объектам схемы;
- ◆ графический редактор;
- ◆ правую панель свойств выбранного объекта;
- ◆ редактор свойств объектов модели;
- ◆ панель расчета.

Так как энергоустановка представляет собой сложный объект с тысячами параметров, элементов и отношений между ними, предметом расчета, основанного на расчетной схеме, является вероятность отказа оборудования и материальный ущерб. Поэтому предпочтительно выделение совокупности элементов и параметров для отдельного выбранного расчетного отказа и следующего за ним мероприятия по восстановлению работоспособности.

Таблица 5.10

Команды графического редактора

Команда	Способы выполнения	Назначение
Выбрать объект	Выбор в дереве объектов; выбор через контекстное меню в графическом редакторе; нажатие левой клавишей мыши на выбранной связи в графическом редакторе	Выбор объекта для изменения параметров или его удаления
Добавить экземпляр объекта: элемент оборудования, параметр, событие, мероприятие	Через контекстное меню на поле графического редактора; через главное меню; с помощью горячих клавиш Ctrl + A	Добавление в расчетную схему экземпляра из объектов модели
Добавить связь между двумя объектами	Выбор первого объекта, а через контекстное меню над вторым объектом выбор команды «Добавить необходимую связь»	Установление расчетных зависимостей между объектами
Удалить выбранный экземпляр объекта, включая связь	Через главное меню, раздел «Редактор»; контекстное меню в графическом редакторе; контекстное меню дерева объектов	Исключение объекта или связи из расчета схемы
Изменить значения параметров экземпляров объектов расчетной схемы	Ввод свойств выбранного объекта через правую панель свойств; ввод свойств объектов в редакторе свойств	Параметризация расчетной модели
Трассировка расчетной схемы	Через главное меню; с помощью панели расчета	Проверка/исключение наличия закольцованных связей; определение очередности расчета
Расчет		Определение соответствия расчетной схемы моделируемым событиям; определение и оценка результатов

Команда	Способы выполнения	Назначение
Перемещение объектов в графическом редакторе	«Перетаскивание» объектов посредством удержания левой клавиши мыши (drag-and-drop)	Компоновка графической схемы
Сохранение изменений расчетной схемы	Через главное меню, раздел «Файл»; подтверждение сохранения изменений при закрытии формы редактора	Сохранение расчетной модели в базе данных

Таблица 5.11

Типы связей, доступные при установлении отношений между объектами

Тип связи	Назначение и физический смысл	Связываемые классы объектов	
		Объект 1	Объект 2
Связь «Оборудование – отказ»	Определение вероятности связываемого отказа на основании расчета ресурсной надежности элемента оборудования по его свойствам и режимным параметрам	Оборудование	Событие
Связь независимых событий	Установление топологии между независимыми событиями (последовательными и параллельными соединениями отказов элементов) для расчета вероятностей наступления результирующего события – отказа системы	Событие	Событие
Связь «Параметр – событие»	Установление причинно-следственной связи возникновения события по значению технологического параметра	Параметр	Событие
		Параметр	Мероприятие
Связь «Событие – мероприятие»	Установление причинно-следственной связи наступления мероприятия при вероятностном наступлении события	Событие	Мероприятие
Связь вероятного перехода между событиями	Установление причинно-следственной связи наступления между событиями с характеристикой условий перехода	Событие	Событие

Таблица 5.12

Доступные типы связей в зависимости от типа схемы

Тип связи	Тип схемы		
	Дерево отказов	Схема ресурсной надежности	Гибридная схема
Связь «Оборудование – отказ»	–	+	+
Связь независимых событий	–	+	+
Связь «Параметр – событие»	+	+	+
Связь «Событие – мероприятие»	+	+	+
Связь вероятного перехода между событиями	+	–	+

Предлагаемый алгоритм формирования расчетных схем представлен на рис. 5.31, алгоритм анализа расчетной схемы – на рис. 5.32.



Рис. 5.31. Алгоритм построения расчетной схемы

Расчет вероятности отказа элемента по характеристикам ресурсной надежности осуществляется следующим образом (рис. 5.33).

Вероятность работоспособного состояния оборудования определяется коэффициентом готовности K_T :

$$K_T = \frac{t_{\text{отк}}}{t_{\text{отк}} - t_{\text{в}}}, \quad (5.1)$$

где $t_{\text{отк}}$ – среднее время наработки на отказ, ч; $t_{\text{в}}$ – среднее время восстановления объекта, ч. Вероятность безотказной работы оборудования в интервале t , ч, находится по экспоненциальному распределению:

$$p = P(t) = \frac{t}{e^{\lambda t_{\text{отк}}}}. \quad (5.2)$$

Вероятность отказа соответственно определяется по формуле

$$q = Q(t) = 1 - p = 1 - \frac{t}{e^{\lambda t_{\text{отк}}}} = 1 - e^{-\lambda t}. \quad (5.3)$$

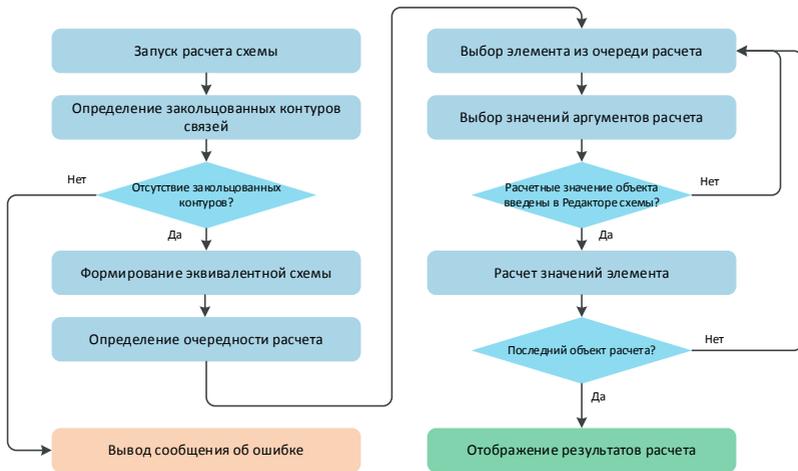


Рис. 5.32. Алгоритм анализа расчетной схемы

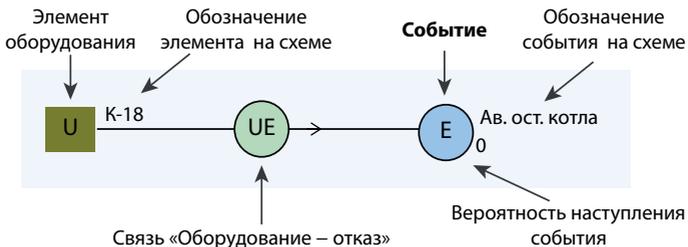


Рис. 5.33. Расчет вероятности отказа по характеристикам ресурсной надежности

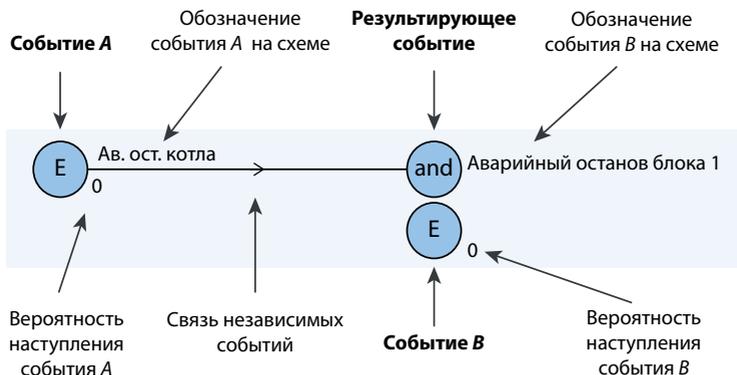


Рис. 5.34. Расчет вероятности отказа системы с последовательными независимыми событиями

Интенсивность отказов элемента с учетом нагрузки λ :

$$\lambda = \lambda_0 N_{\text{нагр}}, \quad (5.4)$$

где $N_{\text{нагр}}$ – коэффициент учета нагрузки (справочная характеристика). Тогда с учетом нагрузки:

$$q = Q(t, N) = 1 - e^{-\lambda_0 N_{\text{нагр}} t} = 1 - e^{-\lambda_{\text{отк}}^{-1} N_{\text{нагр}} t}. \quad (5.5)$$

Вероятность безотказной работы системы (результующего события) последовательно соединенных объектов технологической схемы представляет собой произведение вероятностей событий безотказной работы данных объектов:

$$P_{\text{рез}} = P_A \cap P_B = p_A p_B. \quad (5.6)$$

Вероятность отказа последовательного соединения (рис. 5.34):

$$q = 1 - (P_A \cap P_B) = 1 - p_A p_B = 1 - (1 - q_A)(1 - q_B), \quad (5.7)$$

где q_A – вероятность события A (отказа); q_B – вероятность события B (отказа).

Расчет вероятности отказа системы с параллельными независимыми событиями представлен на рис. 5.35.

Вероятность безотказной работы системы (результующего события) параллельно соединенных объектов технологической схемы

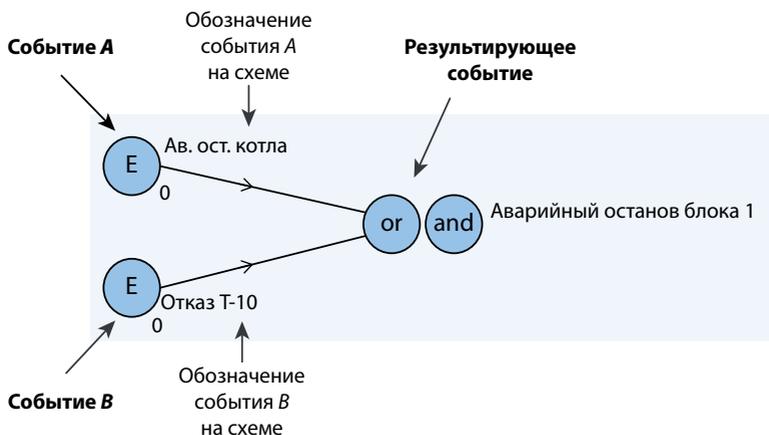


Рис. 5.35. Расчет вероятности отказа с параллельными независимыми событиями

представляет собой суммы вероятностей событий безотказной работы данных объектов или произведение вероятностей отказов:

$$Q_{\text{рез}} = Q_A \cap Q_B = q_A q_B. \quad (5.8)$$

где q_A – вероятность события A (отказа); q_B – вероятность события B (отказа).

5.3.8. Редактор мнемосхем

Мнемосхемы – это формы графического представления технологических схем моделируемого объекта с размещенными на них интерактивными визуальными компонентами, представляющими собой аргументы и расчетные значения объектов модели, а также средства индикации достижения пороговых значений параметров. Технологические схемы в Системе предназначены для представления результата расчетов в наглядной форме. Формирование технологических схем осуществляется с помощью формы «Редактор мнемосхем».

Для визуализации состояния оборудования разработана структура мнемосхем. Для запуска формы «Редактор мнемосхем» нужно нажать на кнопку «Мнемосхемы» главного меню приложения (рис. 5.36). Внешний вид формы редактора, включая диалоговую форму учетных признаков, представлен на рис. 5.37.

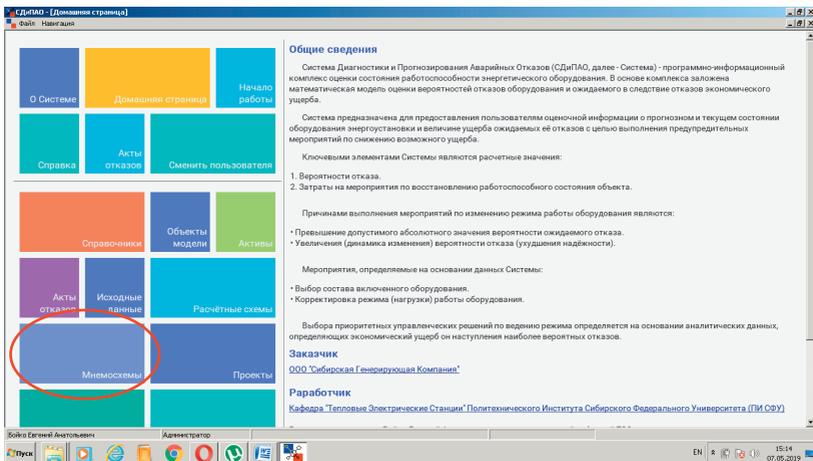


Рис. 5.36. Запуск формы «Редактор мнемосхем»

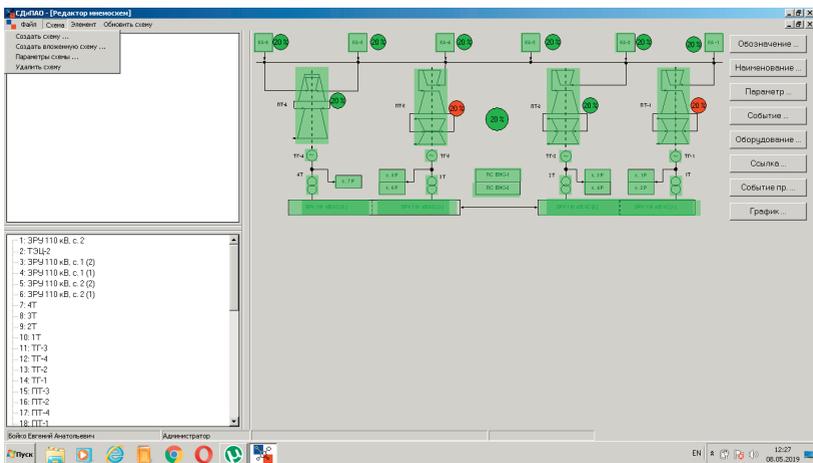


Рис. 5.37. Редактор отображения индикации на мнемосхемах

Выполнение операций над записями объектов осуществляется через главное меню, контекстные меню дерева объектов, с помощью элементов ввода значений и контекстных клавиш (табл. 5.13).

Таблица 5.13

Команды редактора технологических схем

Команда	Способы выполнения	Назначение
Создать схему	Главное меню, раздел «Схема»; контекстное меню дерева схем	Создание новой схемы с добавлением ее в корень дерева схем
Создать вложенную схему		Создание новой схемы с добавлением ее в выбранную схему дерева
Удалить схему		Удаление схемы и размещенных на ней визуальных компонентов
Загрузить или очистить изображение схемы, настроить параметры схемы	Главное меню, раздел «Схема/Параметры»	Размещение графической подложки из векторного (масштабируемого) файла форматов .emf, .wmf
Добавить графический элемент на схему	Главное меню; элементы управления на правой панели	Добавление визуальных интерактивных компонентов, отражающих значения свойств и расчетных величин объектов модели
Удалить элемент	Контекстное меню выбранного объекта; главное меню; элементы управления на правой панели	Удаление элемента с привязкой объекта модели к схеме
Сохранение изменений	Главное меню, раздел «Файл»	Сохранение изменений в базу данных
График	Элементы управления на правой панели	Создание графика отображения данных на мнемосхеме

Создание и редактирование мнемосхем. Для создания мнемосхемы необходимо из главного меню зайти в форму «Редактор мнемосхем» и выбрать нужный пункт через пункт «Схема» главного меню (рис. 5.38) либо в каталоге схем в левой части окна нажать правой клавишей мыши и выбрать «Создать схему» или «Создать вложенную схему».

В результате появится окно создания мнемосхем (рис. 5.39). В этом окне необходимо ввести название и обозначение схемы. Для добавления фонового рисунка (изображения мнемосхемы) нужно выбрать графический файл с помощью кнопки «Выбрать файл». Программа позволяет

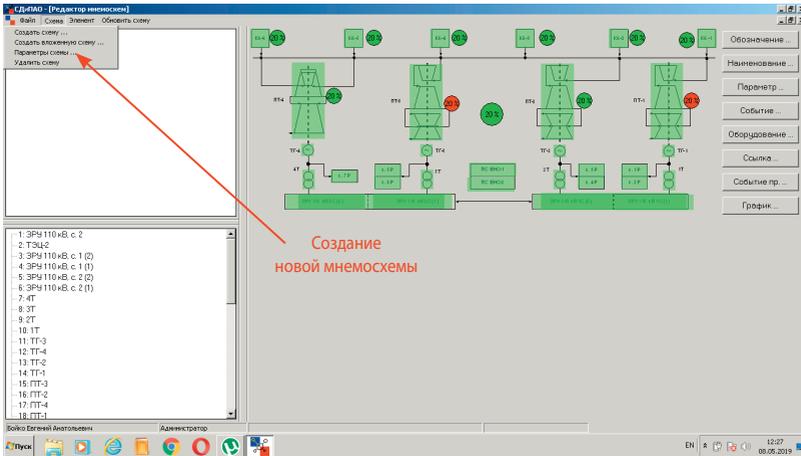


Рис. 5.38. Создание новой мнемосхемы через главное меню

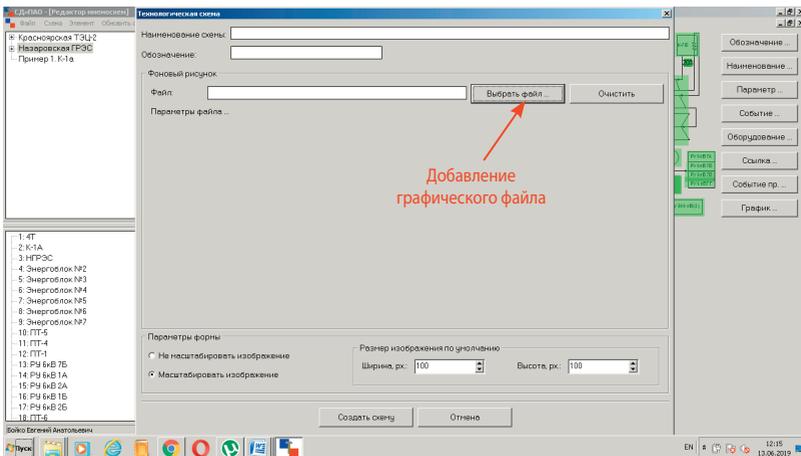


Рис. 5.39. Окно создания мнемосхем

добавлять файлы в формате расширенного метафайла Windows. В нижней части экрана расположены дополнительные настройки. После заполнения всех полей необходимо нажать на кнопку «Создать схему». Созданная схема появится в каталоге мнемосхем.

Добавление активных элементов и графиков. В форме «Редактор мнемосхем» имеется правая панель с набором кнопок для создания активных элементов на мнемосхеме (рис. 5.40, табл. 5.14).

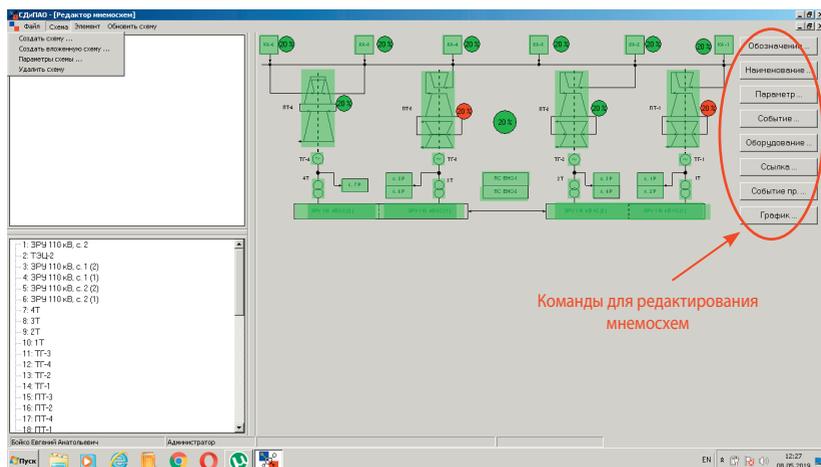


Рис. 5.40. Команды для редактирования активных элементов мнемосхемы

Таблица 5.14

Команды для редактирования активных элементов технологических схем

Команда	Назначение
Обозначение	Добавление на мнемосхему текстового обозначения элемента
Наименование	Добавление на мнемосхему текстового наименования элемента
Параметр	Добавление отображения значения параметра
Событие	Добавление отображения состояния события. В форме «Редактор мнемосхем» выводится в виде непрозрачного круглого элемента с надписью «20 %». После выполнения расчета в проекте цвет (зеленый/желтый/красный) и отображаемое значение будут определяться вероятностью соответствующего события в выбранный момент времени

Команда	Назначение
Оборудование	Вывод индикации режима работы оборудования. В форме «Редактора мнемосхем» выводится в виде непрозрачного прямоугольника с надписью «20 %». После выполнения расчета в проекте цвет (красный/зеленый) и отображаемое значение будут определяться нагрузкой оборудования в выбранный момент времени
Ссылка	Вывод ссылки на соседнюю мнемосхему
Событие пр.	Добавление индикаторного (цветового) отображения вероятности события. В форме «Редактор мнемосхем» событие отображается в виде полупрозрачного зеленого прямоугольного элемента. После выполнения расчета в проекте цвет прямоугольника (прозрачный/полупрозрачный желтый / полупрозрачный красный) будет определяться вероятностью соответствующего события в выбранный момент времени
График	Редактор графиков

Для визуализации результатов расчетов применяются графики, демонстрирующие изменения параметров. Для добавления графика следует нажать на кнопку «График», в результате чего появится окно редактора графика (рис. 5.41). В данном окне имеется возможность редактировать параметры графика.

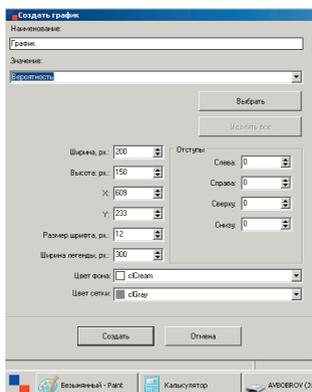


Рис. 5.41. Окно редактора графика

Непосредственно в форме «Редактор мнемосхем» значения на графиках не отображаются. Для отображения содержимого графиков необходимо запускать проекты, собранные в СОДиПАО ТЭС.

5.3.9. Акты отказов

Акт отказа – документ, фиксирующий факт нештатной ситуации, причины ее возникновения и мероприятия по восстановлению работоспособности. Акт отказа также фиксирует связанные режимные параметры системы, приведшие к отказу. Статистика отказов представляет опыт эксплуатации технологической системы, позволяет устанавливать зависимости между событиями, элементами технологической схемы и мероприятиями. Управление и редактирование актов отказов осуществляется с помощью форм реестра актов отказов и редактора акта отказа.

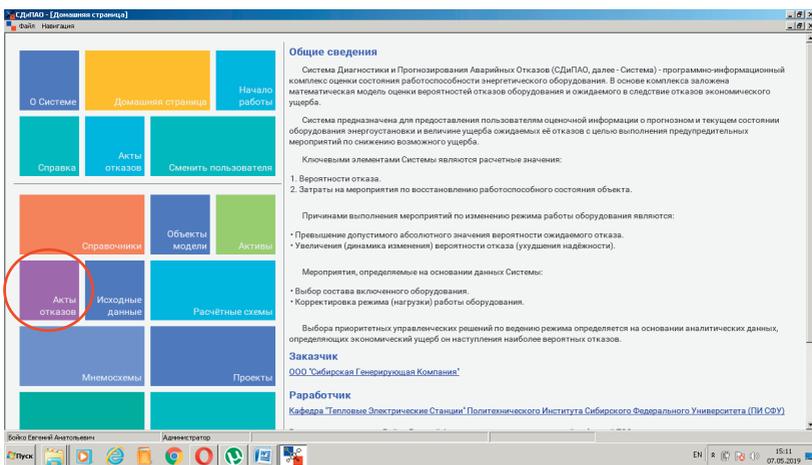


Рис. 5.44. Запуск реестра актов отказа

Открытие реестра актов отказов осуществляется через главное меню (рис. 5.44). Переход к редактору актов отказов возможен только через реестр актов отказов. Сформированные акты отказов выступают в качестве составляющих расчетных схем.

Реестр актов отказов. Внешне реестр актов отказов представляет собой перечень введенных актов (рис. 5.45, табл. 5.15).

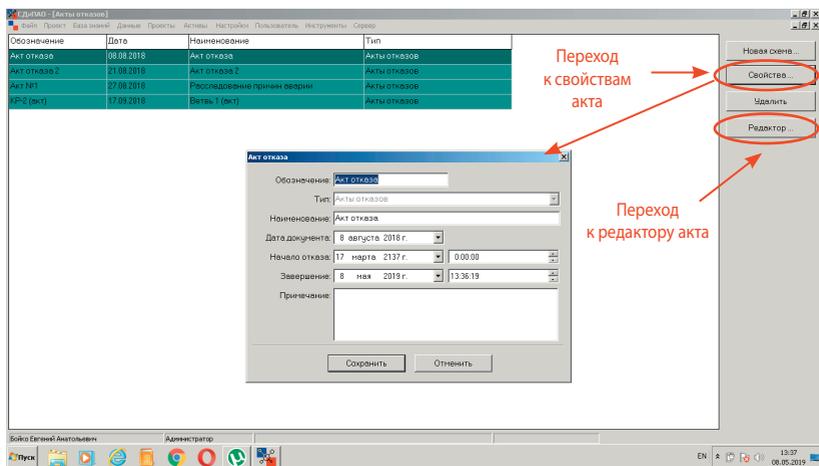


Рис. 5.45. Форма реестра актов отказов и редактора их свойств

Для формирования акта отказа следует выбрать команду «Редактор» на форме реестра или дважды щелкнуть левой кнопкой мыши на выбранной записи списка.

Таблица 5.15

Свойства акта отказа

Свойство	Назначение
Обозначение	Краткое наименование / номер акта
Наименование	Наименование акта (до 255 символов)
Дата документа	Дата создания документа
Начало отказа	Начало развития нештатной ситуации
Завершение	Завершение нештатной ситуации
Причина	Описание нештатной ситуации (необязательно к заполнению)

Редактор актов отказов. Этот редактор позволяет добавлять события и мероприятия нештатной ситуации, элементы технологической схемы, указывать параметры и их значения, а также устанавливать причинно-следственную связь между объектами. В данной форме набран пример акта отказа одного из котлов (рис. 5.46).

Команда	Способы выполнения	Назначение
Добавить связь между двумя объектами	Выбор первого объекта и через контекстное меню над вторым объектом выбор кнопки «Добавить необходимую связь»	Установление расчетных зависимостей между объектами
Удалить выбранный экземпляр объекта, включая связь	Через главное меню, раздел «Редактор»; контекстное меню в графическом редакторе; контекстное меню дерева объектов	Исключение объекта или связи из расчета схемы
Изменить значение параметров экземпляров объектов расчетной схемы	Ввод свойств выбранного объекта через правую панель свойств; ввод свойств объектов в редакторе свойств	Параметризация расчетной модели
Переместить объекты в графическом редакторе	«Перетаскивание» объектов посредством удержания левой клавиши мыши (drag-and-drop)	Компоновка графической схемы
Сохранить изменения расчетной схемы	Через главное меню, раздел «Файл»; подтверждение сохранения изменений при закрытии формы редактора	Сохранение изменений в базе данных
Привязать объект к разделу акта отказа	Размещение (с помощью drag-and-drop) объекта на соответствующем разделе акта цветовом поле	Группировка объектов акта для последующего формирования статистики

В редакторе актов отказов доступны следующие связи:

- ◆ связь «Оборудование – отказ»;
- ◆ связь «Параметр – событие»;
- ◆ связь «Событие – мероприятие»;
- ◆ связь вероятного перехода между событиями.

Формирование реестра актов отказов позволяет создавать статистику, которая в дальнейшем может использоваться для корректировки вероятности отказов.

В перспективе развитие программы даст возможность оценивать причинно-следственные связи различных типов отказов, формировать статистику по персоналу и производителям оборудования ТЭС. Статистика для данного анализа будет формироваться через акты отказов.

5.3.10. Создание проектов и выполнение расчетов

Объединение объектов математической модели, расчетных схем, источников данных и актов отказов для формирования прогноза аварийности производится через пункт «Проекты» главного меню (рис. 5.47). Для решения различных задач может формироваться сразу несколько проектов.

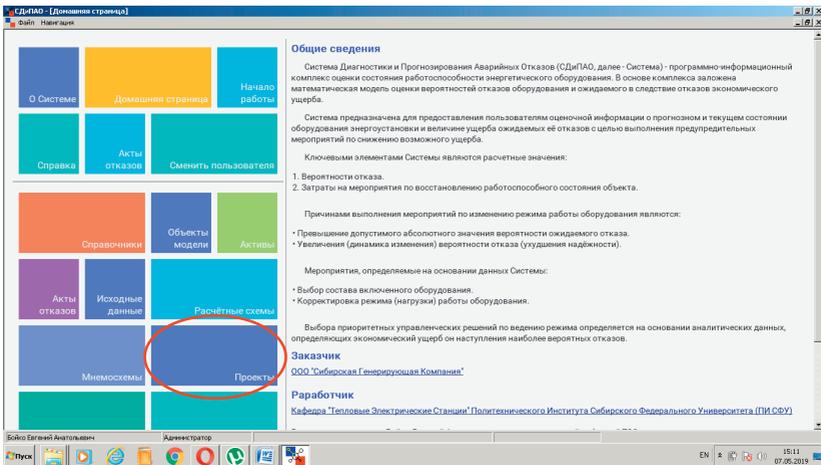


Рис. 5.47. Запуск менеджера проектов

Пункт меню «Проекты» включает в себя менеджер проектов с основными настройками и блок работы с уже готовыми результатами расчетов. Работа с проектами и получение адекватных данных расчетов возможно только при наличии заполненных баз «Объекты модели» и «Источники данных», а также собранных расчетных схем.

Менеджер проектов. Пункт меню «Проекты» позволяет переходить в менеджер проектов (рис. 5.48).

В левом окне отображается перечень имеющихся проектов. Справа сверху имеются четыре кнопки:

- ◆ «Новый проект» – создание нового проекта;
- ◆ «Настройки» – установление настроек проекта (расчетный интервал, дата начала расчета, подключение расчетных схем и мнемосхем и т. д.);
- ◆ «Удалить» – удаление ранее созданного проекта;
- ◆ «Открыть проект» – открытие ранее созданного проекта для проведения расчета.

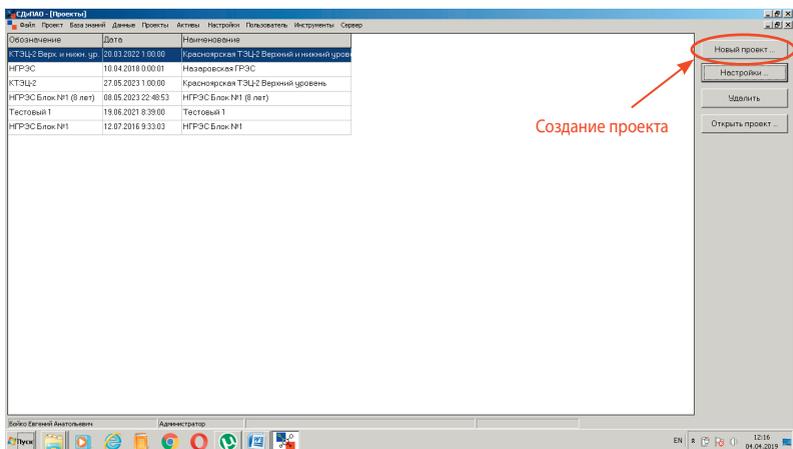


Рис. 5.48. Окно менеджера проектов

В целом менеджер проектов позволяет создавать неограниченное число отдельных проектов для решения разных задач, например для краткосрочных и долгосрочных прогнозов. Для создания нового проекта необходимо нажать на кнопку «Новый проект», для настройки уже существующего – на кнопку «Настройки». В результате появится меню настроек проекта (рис. 5.49).

Появившееся меню позволит редактировать основные настройки проекта (модели):

- ◆ «Наименование модели» – полное наименование модели;
- ◆ «Обозначение модели» – краткое обозначение модели;
- ◆ «Интервал расчета» – промежуток времени в единичном интервале расчета;
- ◆ «Количество интервалов» – количество интервалов расчета (промежуток времени, умноженный на интервал расчета), составляют продолжительность расчетного периода;
- ◆ «Старт» – дата начала расчетного периода;
- ◆ «Текущее время» – текущее время работы (по умолчанию программа берет текущую дату, но это значение может быть изменено пользователем).

К проекту добавляются расчетные схемы, исходные данные и мнемосхемы (технологические схемы). Для добавления расчетных схем необходимо перейти к дереву каталогов, выбрав искомый пункт. Затем

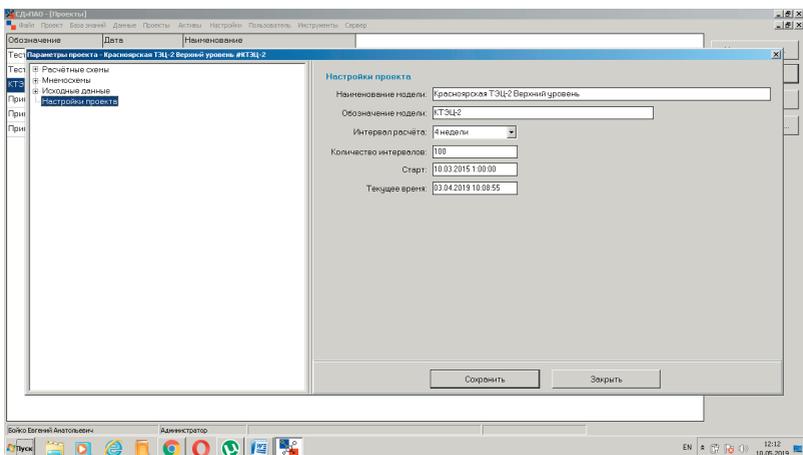


Рис. 5.49. Базовые настройки проекта

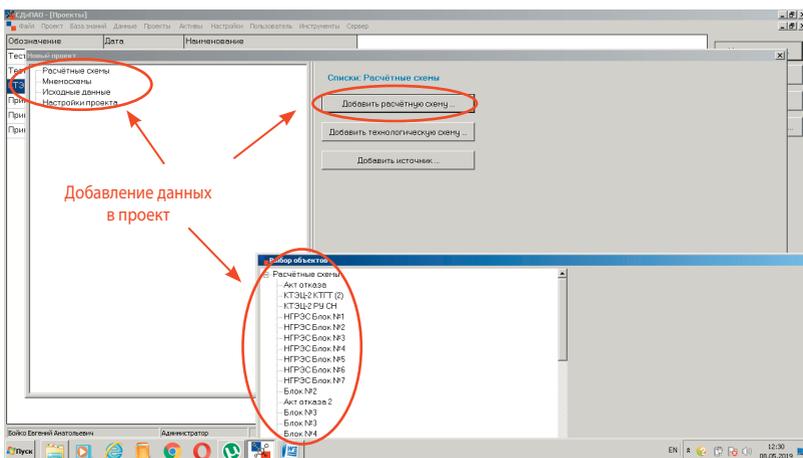


Рис. 5.50. Добавление и удаление расчетных схем, мнемосхем, источников данных

нажать на кнопку «Добавить расчетную схему». В результате появится отдельное окно с каталогом расчетных схем. Из перечня необходимо выбрать нужные схемы (рис. 5.50). Аналогичным образом происходит добавление источников данных и мнемосхем.

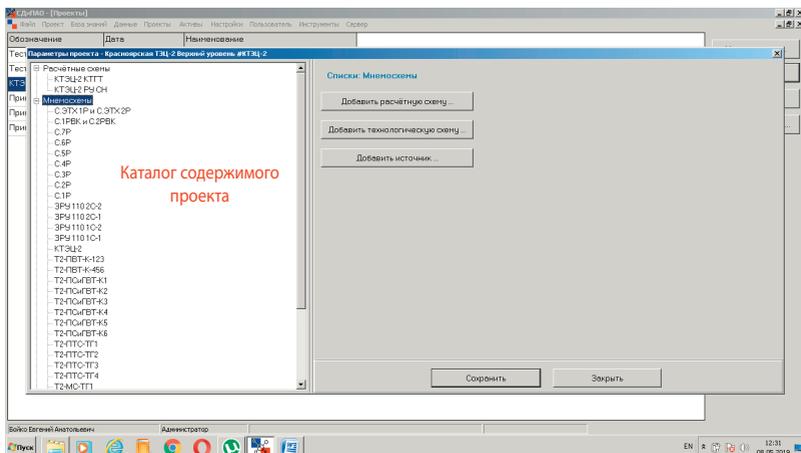


Рис. 5.51. Отображение содержимого проекта

Все выбранные расчетные схемы, исходные данные и мнемосхемы отображаются в каталоге в левой части окна (рис. 5.51). Если возникает необходимость удалить лишний объект, то для этого нужно выбрать его, нажать правую клавишу мыши и во всплывающем меню выбрать пункт «Удалить».

Выполнение расчетов и вывод результатов. Для проведения расчетов и вывода результатов следует открыть один из созданных проектов, нажав на кнопку «Открыть проект» (рис. 5.52).

После открытия проекта появится окно отображения результатов расчетов. В момент запуска оно пустое. Для проведения расчетов необходимо нажать на кнопку «Расчет» (рис. 5.53). Далее через левое верхнее меню можно переходить к анализу расчетов.

Созданные и настроенные индикация и графики отображаются в подкаталоге «Мнемосхемы». На рис. 5.54 представлен смоделированный пример отображения графиков и состояния оборудования.

Через раздел «Исходные данные» (рис. 5.55) производится просмотр показателей надежности отдельных элементов – в нем отображается график вероятности отказа выбранного элемента с индикацией высоких и опасных (критических) значений.

Программное обеспечение СОДиПАО ТЭС позволяет проводить анализ причинно-следственных связей отказов между элементами. Для вывода анализа необходимо в левом окне выбрать пункт «Причины» (рис. 5.56).

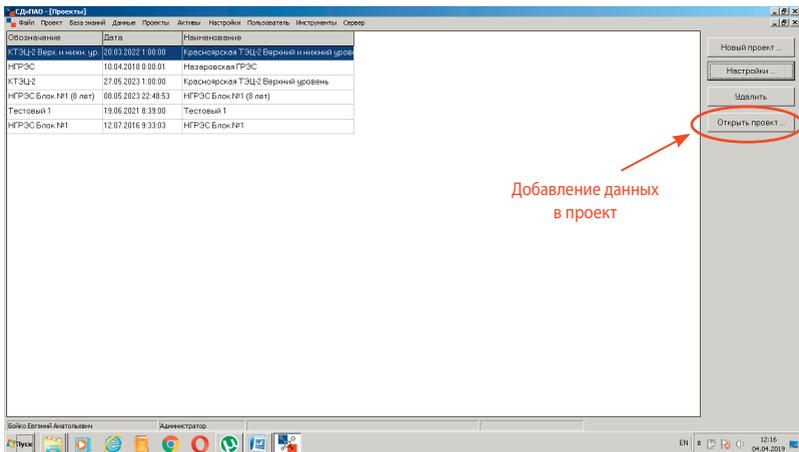


Рис. 5.52. Открытие проекта

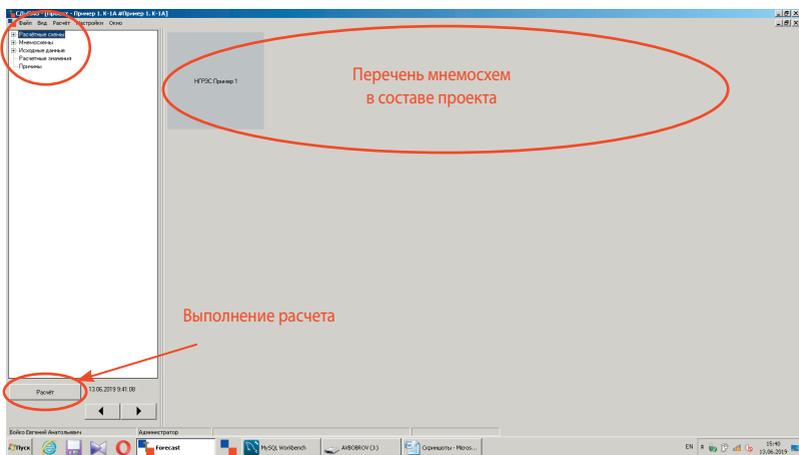


Рис. 5.53. Запуск проекта на расчет

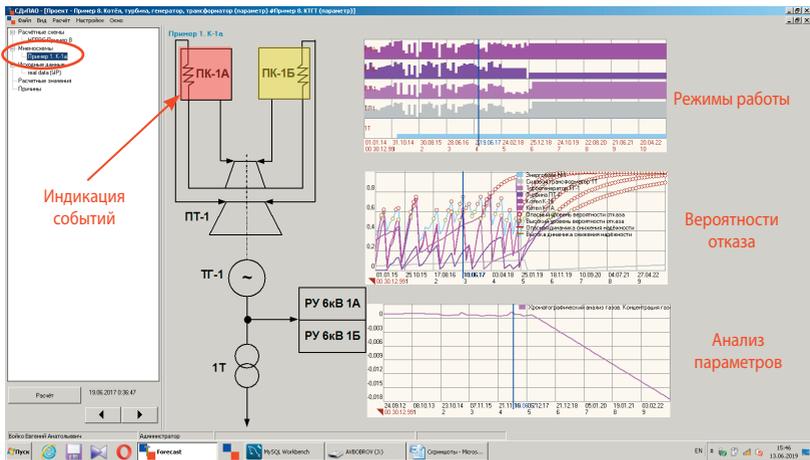


Рис. 5.54. Вывод графиков с результатами расчета

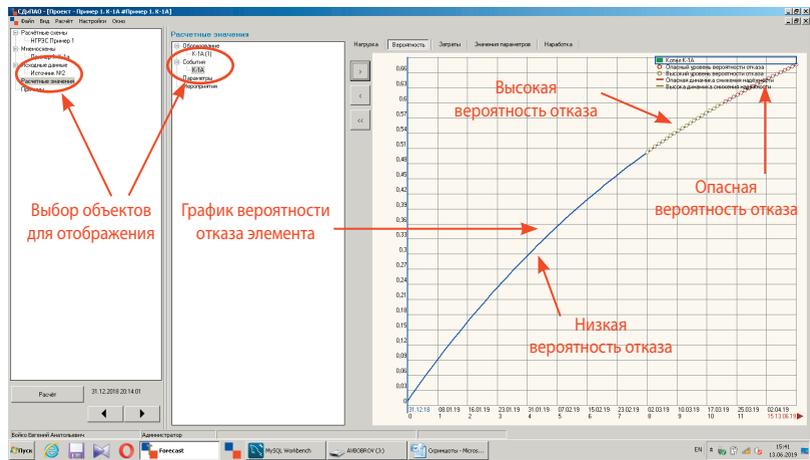


Рис. 5.55. Отображение расчетных значений

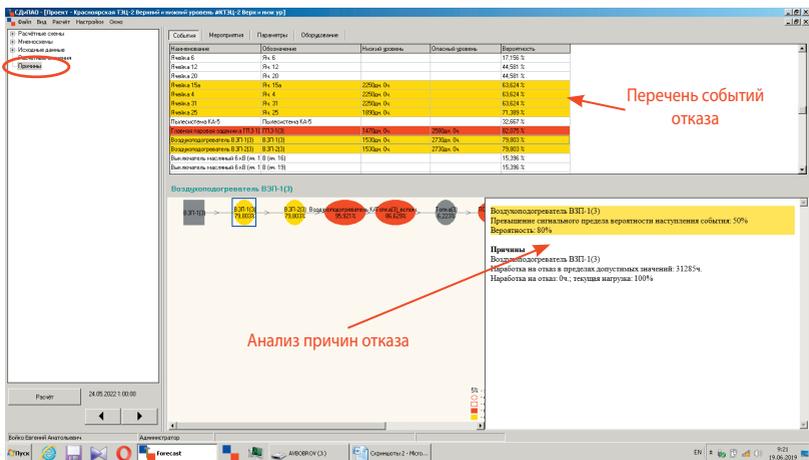


Рис. 5.56. Отображение причин отказов

В появившемся окне будут указаны возможные причины отказа (анализ надежности, результаты анализа диагностики и др.). Также в окне «Причины» отображается взаимосвязь каждого элемента с другими элементами согласно расчетным (функциональным) схемам станции (узлов).

Проведение расчетов и анализ результатов. Ниже представлен расчет надежности на примере Красноярской ТЭЦ-2, включающей в схеме с поперечными связями три котельных агрегата БКЗ-420-140, три котельных агрегата БКЗ-500-140, три паровых турбины Т-110-130 и одну турбину ПТ-135-130/15.

Расчет сформирован в проекте «Красноярская ТЭЦ-2. Верхний и нижний уровни». На рис. 5.57, 5.58 представлены визуализация результатов анализа надежности и причин вероятных отказов по тепловой электростанции в целом. На мнемосхемах желтым цветом показаны элементы с высокой вероятностью отказа, красным – элементы, достигшие критических значений. Элементы с низкой вероятностью отказов на мнемосхемах цветом не выделяются. В окружностях указаны текущие значения вероятности отказа, в квадратах – текущий режим работы (нагрузка).

Для поддержания информативности расчетов по техническому состоянию технологического оборудования необходимо постоянно актуализировать раздел «Источники данных». В этом случае прогноз будет наиболее достоверным.

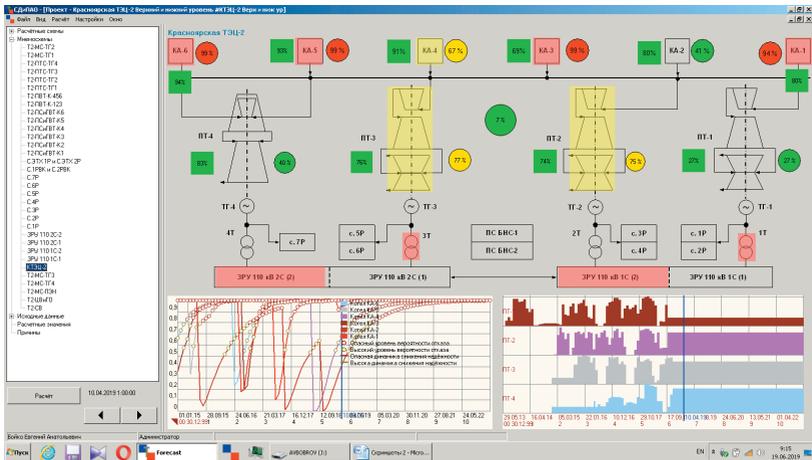


Рис. 5.57. Анализ надежности Красноярской ТЭС-2

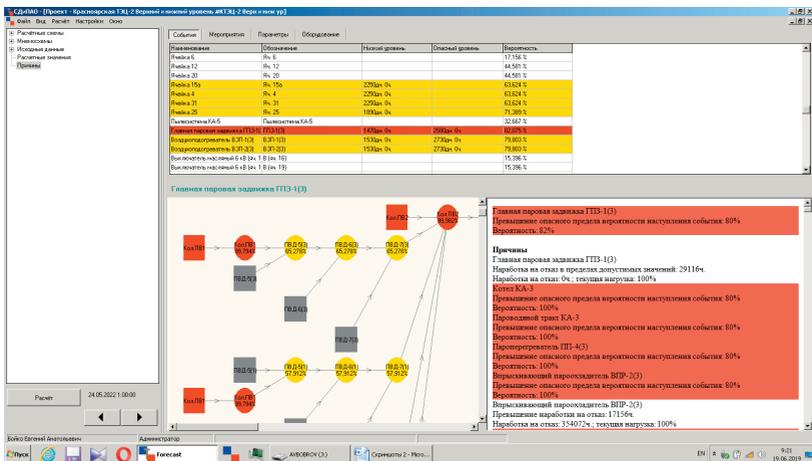


Рис. 5.58. Визуализация причин отказов узлов Красноярской ТЭС-2

5.3.11. Разграничение прав доступа

В Системе предусматривается разграничение прав доступа, включающее следующие роли: администратор и специалист (клиент), табл. 5.17.

Таблица 5.17

Разграничение прав доступа к функциям Системы

Функции Системы	Права доступа	
	Клиент	Администратор
Управление доступом пользователей к Системе	–	+
Изменение справочников	–	+
Просмотр справочников	+	+
Редактирование объектов модели	–	+
Просмотр объектов модели	+	+
Редактирование расчетных схем	–	+
Просмотр расчетных схем	+	+
Редактирование технологических схем	–	+
Просмотр технологических схем	+	+
Редактирование исходных данных	–	+
Формирование исходных данных	+	+
Формирование актов отказов	–	+
Просмотр актов отказов	+	+
Формирование расчетных моделей	–	+
Просмотр расчетных моделей и результатов расчета	+	+
Просмотр статистики	–	+

Реестр пользователей. Доступ к реестру пользователей осуществляется через пункт «Пользователи», расположенный в нижней части главного меню (рис. 5.59).

Для идентификации пользователя в Системе используется процедура аутентификации с помощью уникального логина и установленного для него пароля. Для входа в систему требуется предварительная регистрация. Управление списком пользователей осуществляется администратором через форму, представленную на рис. 5.60.

Информация о пользователе Системы содержит следующие поля:

♦ «Фамилия», «Имя», «Отчество», «Дата рождения» – сведения о пользователе;

♦ «Логин» и «Пароль» – данные для входа в систему;

♦ «Администратор» – если установлена галочка, то пользователь регистрируется для приложения как администратор, если галочка не установлена – регистрация производится для клиентского доступа;

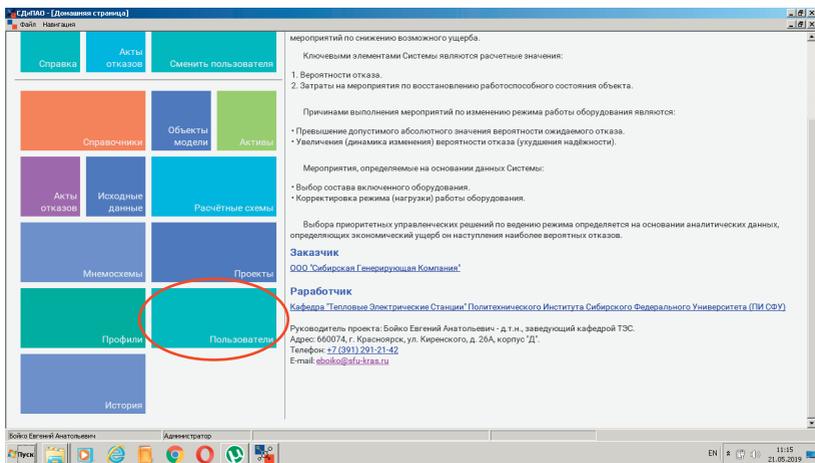


Рис. 5.59. Запуск реестра пользователей

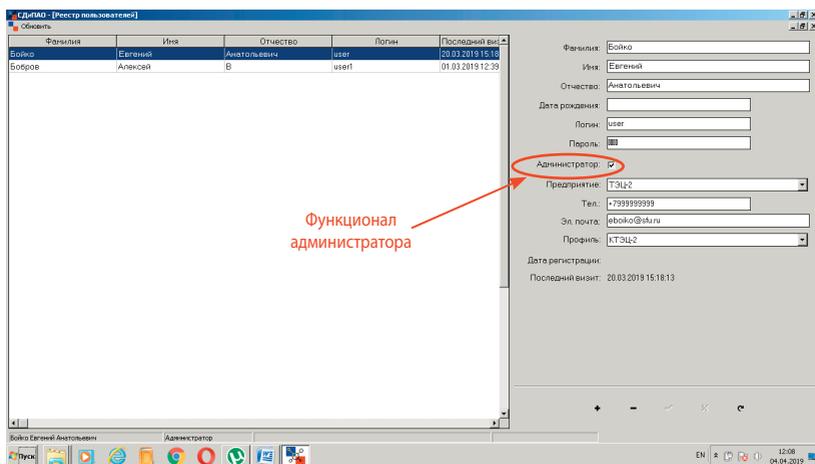


Рис. 5.60. Пункт меню «Пользователи»

- ♦ «Предприятие», «Тел.», «Эл. почта» – дополнительные данные о пользователе;
- ♦ «Профиль» – возможность выбрать один из существующих профилей.

5.3.12. Клиентский режим работы Системы

СОДИПАО ТЭС выполнена в виде клиент-серверной системы (рис. 5.61).

Администратор обладает наиболее полным функционалом: возможностью редактирования всех видов схем, создания и редактирования элементов, событий, мероприятий и параметров, заполнения исходных данных, формирования профилей клиентов.

В свою очередь, *клиентское приложение* в сравнении с администратором имеет ограниченный функционал (рис. 5.62), направленный

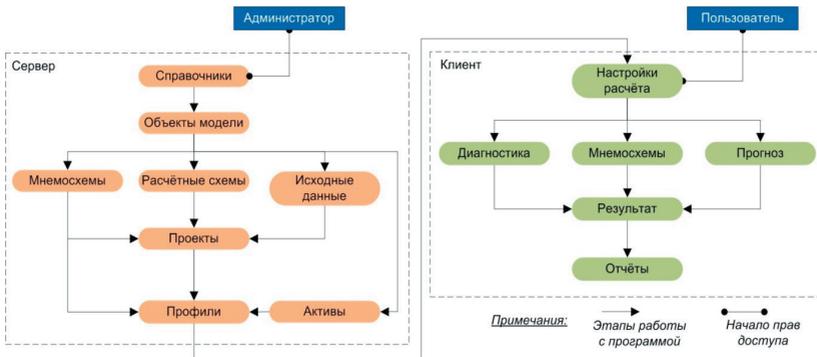


Рис. 5.61. Структура клиент-серверной архитектуры СОДИПАО ТЭС

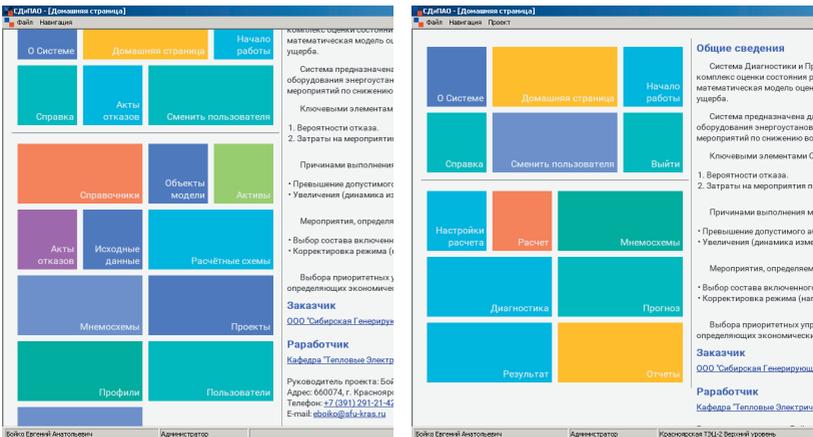


Рис. 5.62. Главное меню сервера (слева) и клиента (справа)

только на проведение и просмотр результатов расчетов надежности объектов, увязанных в проекте, созданном ранее в приложении-администраторе.

Клиент обладает возможностями редактирования временного диапазона и длительности расчетных периодов для получения результатов анализа надежности на интересующий его период времени. Редактировать какие-либо исходные данные клиент не может в связи с ограничениями, определенными его правами пользователя.

Формирование профилей клиентов. Пункт основного меню «Профили» (в серверной части программы) позволяет настроить параметры профиля пользователя: подключить проект, мнемосхемы и др. (рис. 5.63, 5.64). Только заданные в профилях параметры и настройки будут доступны пользователю в клиентском приложении.

Для создания профиля нужно выбирать кнопку «Новый». В результате появится окно с параметрами профиля. Ввести название профиля и нажать кнопку «Добавить» (рис. 5.65).

После создания профиля необходимо подключить к нему созданный ранее проект. Для подключения проекта нужно выбрать вкладку «Проект» и нажать на кнопку «Выбрать проект» (рис. 5.66).

Из представленного перечня следует выбрать один из созданных ранее проектов и нажать кнопку «Выбрать» (рис. 5.67). В данном меню есть возможность запустить проект, нажав на кнопку «Выбрать».

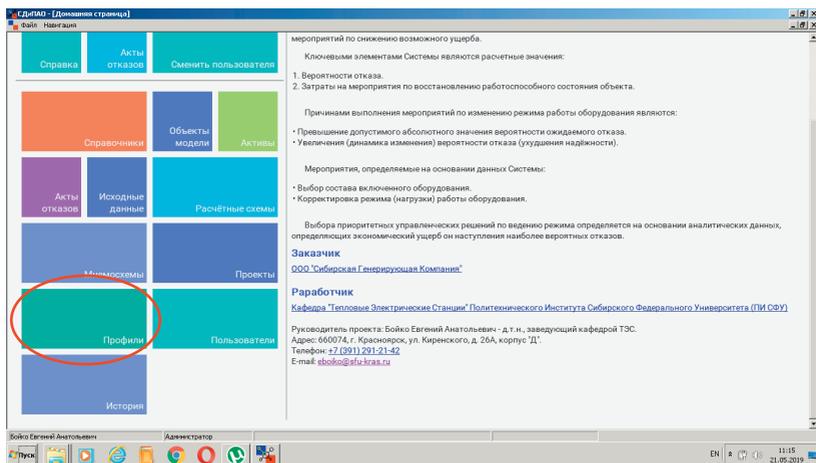


Рис. 5.63. Запуск редактора профилей

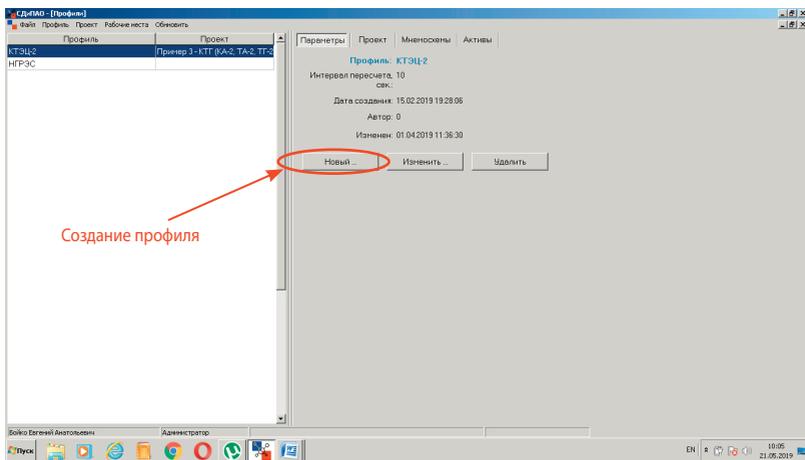


Рис. 5.64. Управление профилями

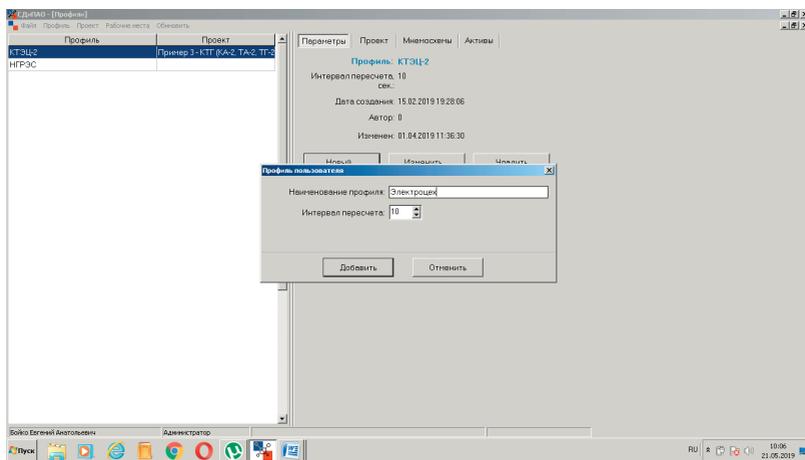


Рис. 5.65. Добавление профиля

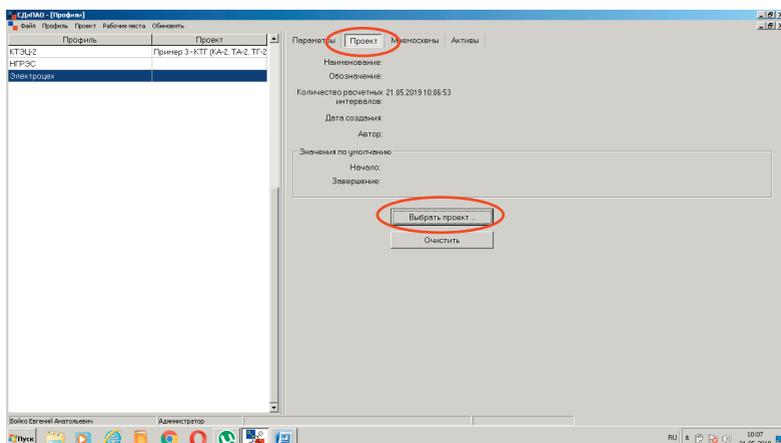


Рис. 5.66. Выбор проекта

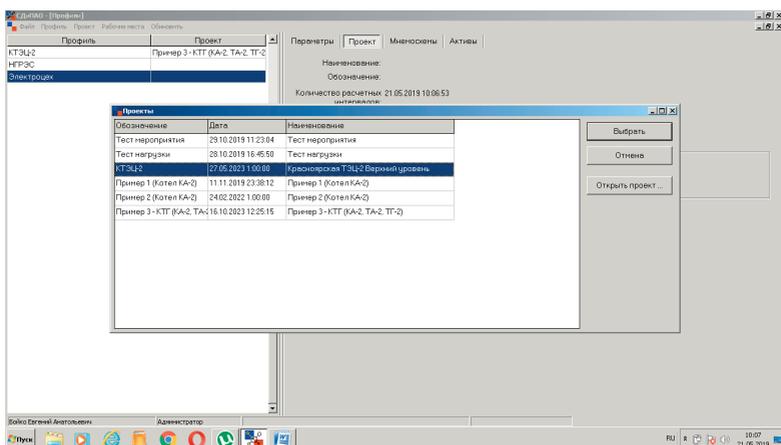


Рис. 5.67. Выбор проекта из перечня

Для добавления мнемосхем, которые будут доступны данному пользователю, необходимо выбрать вкладку «Мнемосхемы», а затем нажать кнопку «Добавить» (рис. 5.68).

Появится всплывающее меню. В данном меню в дереве мнемосхем следует выбрать нужные мнемосхемы (совместное выделение осуществляется удержанием клавиши Ctrl).

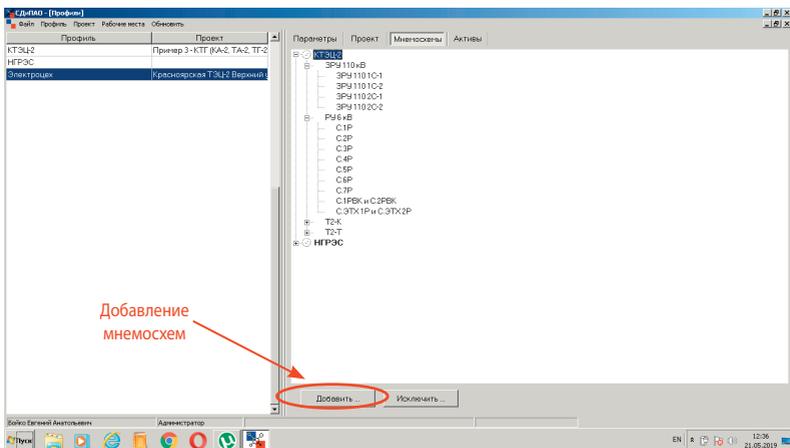


Рис. 5.68. Выбор мнемосхем

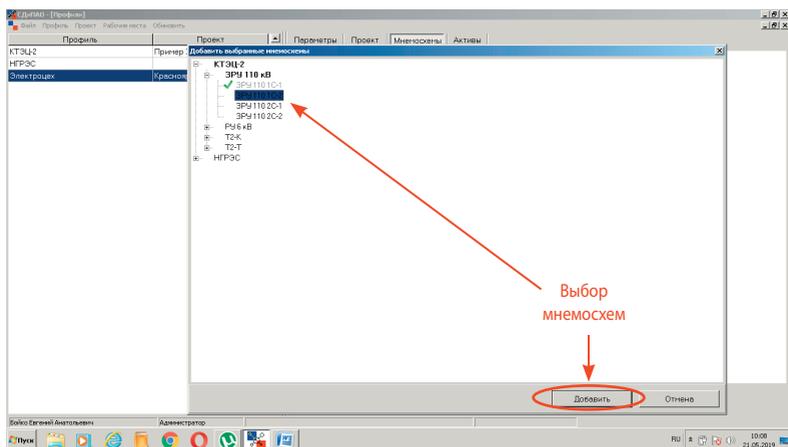


Рис. 5.69. Добавление мнемосхем

После выбора нужного перечня необходимо нажать кнопку «Добавить» (рис. 5.69). Добавленные в профиль мнемосхемы отображаются в списке серыми маркерами (рис. 5.70).

Аналогичным образом в профиле выбираются необходимые для него активы в одноименной вкладке. Определенные в профиле проект, мнемосхемы и активы будут доступны пользователю. Для подключения

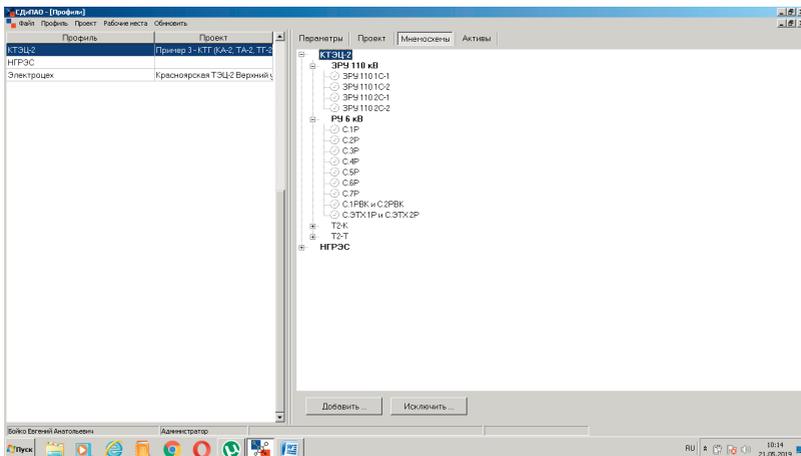


Рис. 5.70. Результат добавления мнемосхем

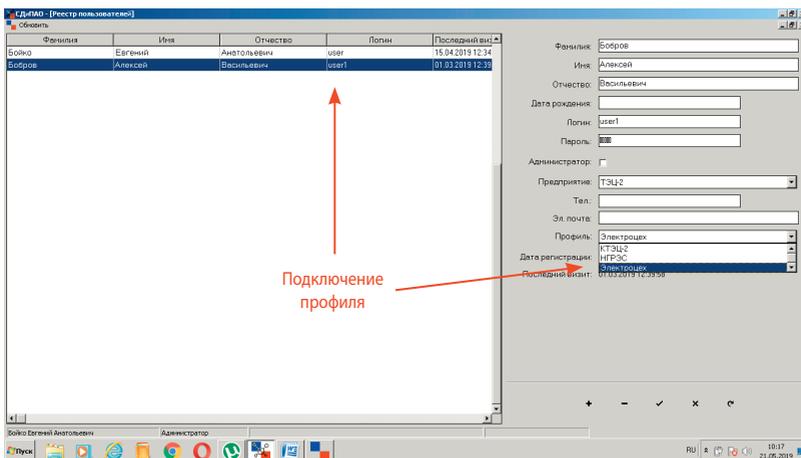


Рис. 5.71. Подключение профиля к пользователю

профиля к пользователю необходимо вернуться к окну настройки реестра пользователей и у выбранного пользователя изменить профиль (рис. 5.71).

Для сохранения настроек следует нажать на кнопку с изображением галочки, после чего профиль будет сохранен.

Отображение профилей клиентов. Стартовое окно программы клиента (рис. 5.72) появляется сразу после запуска соответствующего приложения.

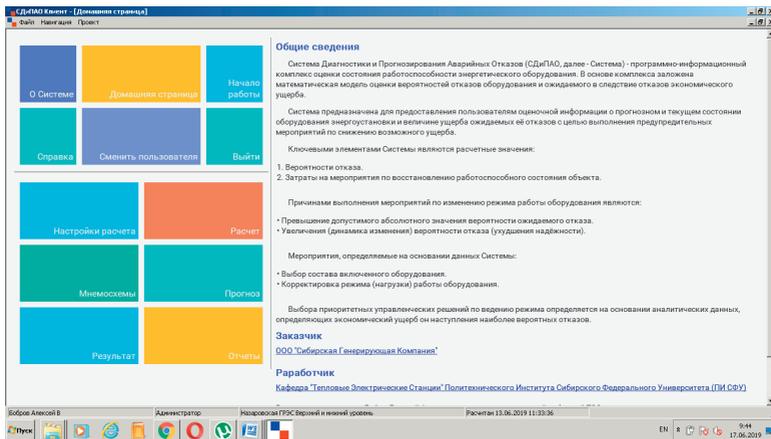


Рис. 5.72. Стартовое окно клиентского приложения

Основное меню клиента состоит из следующих пунктов:

- ◆ «Настройки расчета» – редактирование параметров расчета;
- ◆ «Расчет» – проведение расчета;
- ◆ «Мнемосхемы» – меню отображения мнемосхем с индикацией состояния оборудования;
- ◆ «Диагностика» – вывод диагностических результатов анализа;
- ◆ «Прогноз» – прогнозирование наступления отказа оборудования;
- ◆ «Результат» – вывод кратких результатов диагностики и прогнозирования в главном меню программы;
- ◆ «Отчеты» – формирование результатов отчетов в виде текстовых документов.

Настройки расчета. Пункт меню «Настройки расчета» позволяет выбрать временной диапазон расчета, временной шаг расчета, а также текущее время (рис. 5.73).

Во всплывающем окне имеются следующие поля:

- ◆ «Наименование модели» – наименование модели (проекта), присваивается администратором;
- ◆ «Обозначение модели» – краткое обозначение модели (проекта), присваивается администратором;

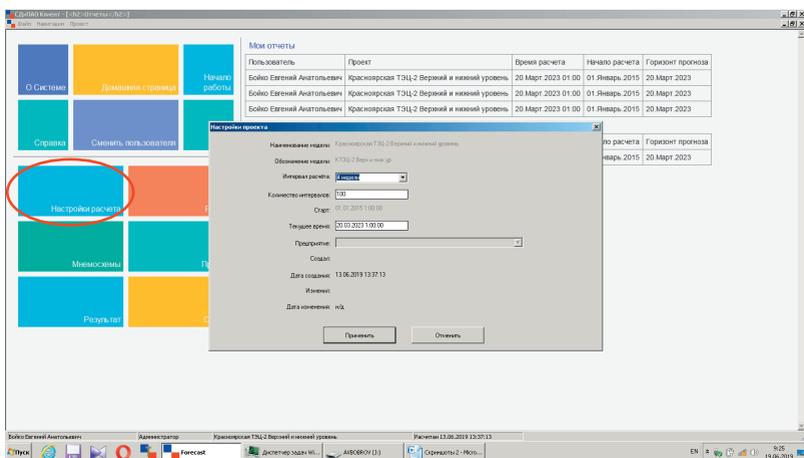


Рис. 5.73. Пункт меню «Настройки расчета»

- ◆ «Интервал расчета» – выбор промежутка времени для единичного интервала расчета;
- ◆ «Количество интервалов» – количество интервалов расчета (максимальное значение «100»), количество интервалов, умноженное на интервал расчета, определяет продолжительность промежутка расчета;
- ◆ «Старт» – время начала расчета;
- ◆ «Текущее время» – указание текущего или заданного времени, отображается на результирующем графике в виде индикатора (коричневой линии);
- ◆ «Предприятие» – наименование предприятия, присваивается администратором;
- ◆ «Создал» – данные пользователя, создавшего проект;
- ◆ «Дата создания» – дата создания проекта;
- ◆ «Изменил» – данные пользователя, внесившего изменения в проект;
- ◆ «Дата изменения» – дата внесения изменения в проект (при наличии).

Настройки расчета осуществляются для созданного администратором проекта. Внесение изменений в расчетные схемы, параметры оборудования или событий клиентское приложение не предусматривает.

Выполнение расчета. Для проведения расчета необходимо нажать на кнопку «Расчет» в главном меню. После незначительной паузы будет произведен расчет.

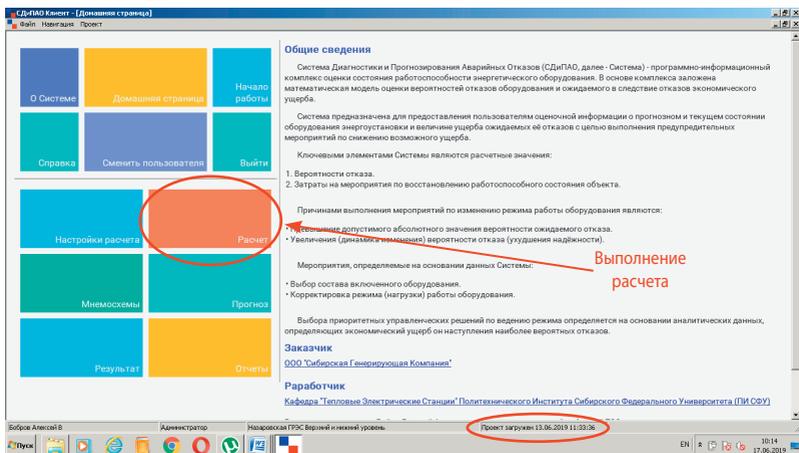


Рис. 5.74. Выполнение расчета

Данное действие является необходимым для проведения дальнейших диагностики и анализа состояния оборудования. Индикатором завершения расчета является смена состояния «Проект загружен...» в нижней части окна (рис. 5.74) на состояние «Расчитан...».

Мнемосхемы (клиент). Пункт меню «Мнемосхемы» позволяет перейти к перечню мнемосхем, открытых для конкретного пользователя администратором системы.

В правой части окна появится перечень доступных пользователю мнемосхем в виде гиперссылок. При выборе мнемосхемы она отображается с нанесенной на схему цифровой и цветовой индикацией (рис. 5.75). Представление информации на мнемосхемах выполняется в соответствии с настройками, сделанными во вкладке «Мнемосхемы» приложения администратора. В данном примере в нижней части окна (рис. 5.76) выведены графики расчетов вероятностей и нагрузки.

Прогноз. В пункте меню «Прогноз» осуществляется переход к таблицам с результатами расчетов для анализа полученных данных (рис. 5.77).

В окне имеются четыре вкладки:

- ◆ «События» – вывод данных о событиях (прогнозах) отказа;
- ◆ «Мероприятия» – вывод данных о прогнозируемых затратах на ремонты;
- ◆ «Параметры» – прогноз по параметрам оборудования;
- ◆ «Оборудование» – состав и нагрузка оборудования.

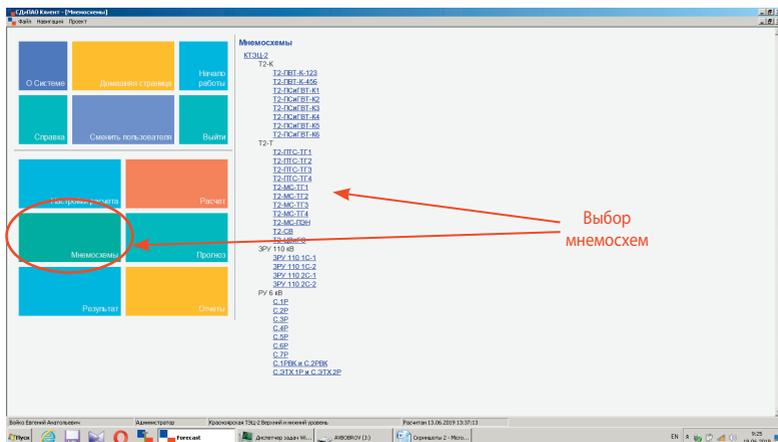


Рис. 5.75. Пункт меню «Мнемосхемы»

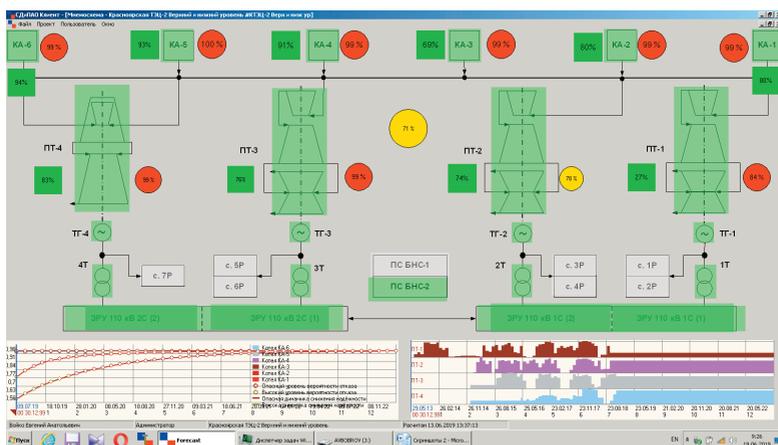


Рис. 5.76. Отображение графического анализа вероятностей возникновения отказа элементов

Вывод результатов. Пункт меню «Результат» осуществляет отображение результатов согласно группам выбранных активов (рис. 5.78). Приводятся только расчетные значения результата без цветового анализа.

Смена пользователя. При выборе пункта меню «Сменить пользователя» появляется окно (рис. 5.79).

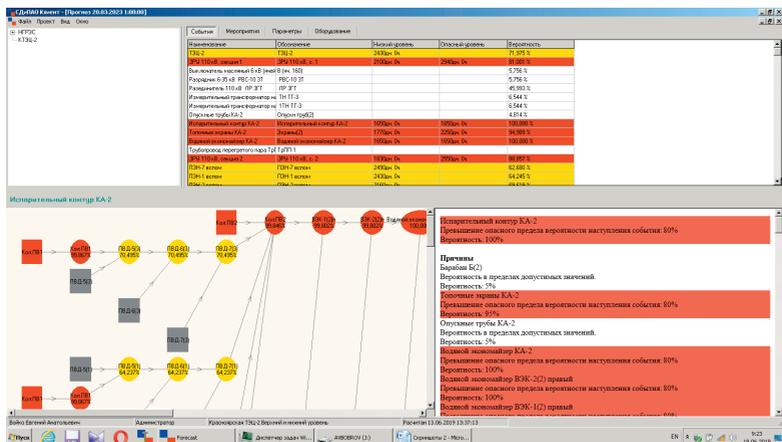


Рис. 5.77. Пункт меню «Прогноз»

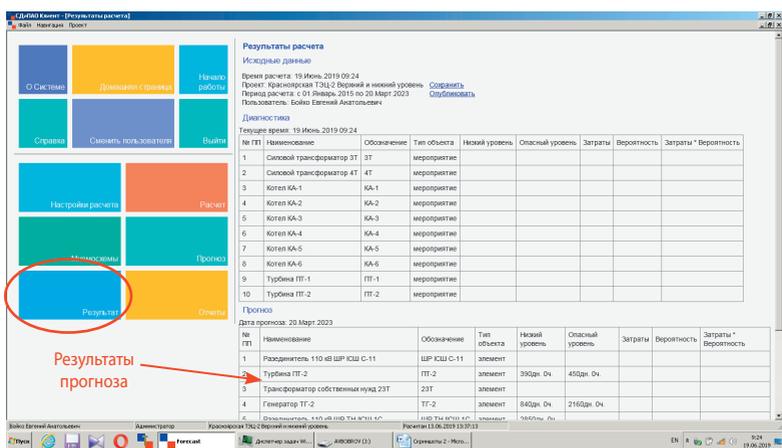


Рис. 5.78. Пункт меню «Результат»

В окне доступны два поля:

- ♦ «Логин» – требуется ввод имени пользователя;
- ♦ «Пароль» – требуется ввод пароля.

При вводе данных можно установить галочку «Запомнить». В этом случае программа будет загружать клиентское приложение без запроса пароля.

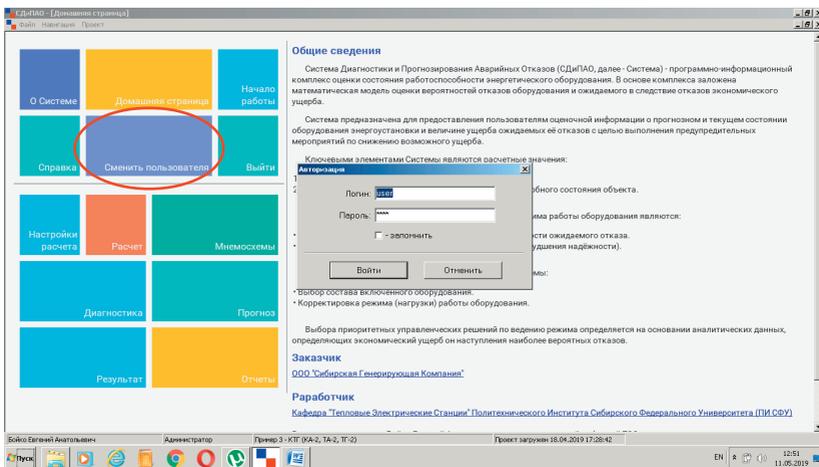


Рис. 5.79. Пункт меню «Сменить пользователя»

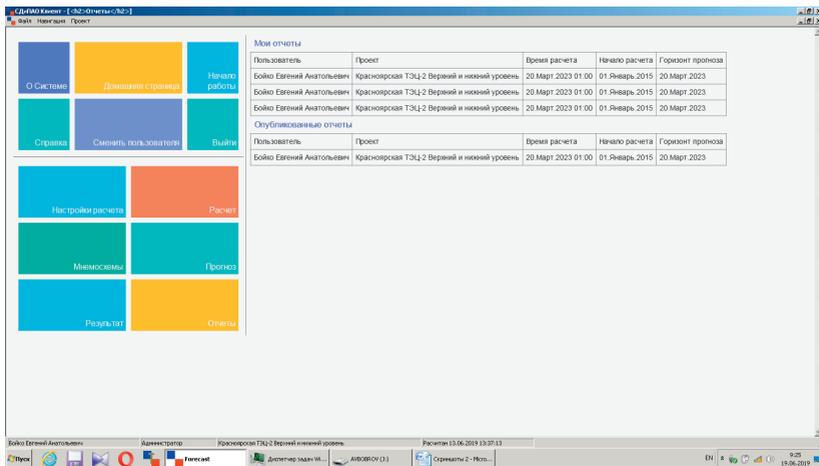


Рис. 5.80. Пункт меню «Менеджер отчетов»

Отчеты. Пункт меню «Отчеты» выводит информацию о созданных ранее отчетах, открытых проектах и проведенных расчетах (рис. 5.80).

Этот пункт позволяет отслеживать действия персонала с данной программой.

5.4. Примеры оценки и факторного анализа вероятности отказа

Методология программной реализации задач оценки, диагностики и прогноза аварийных отказов основного технологического оборудования ТЭС включает в себя оценку и учет математических зависимостей влияния различных факторов на вероятность отказов оборудования.

К числу основных факторов, которые оказывают существенное влияние на надежность работы тепловой электростанции, относятся: статистика отказов оборудования; качество, объем и сроки выполнения ремонтов и ТО; технологическая схема состава оборудования ТЭС; история нагруженности оборудования (условия эксплуатации); условия текущего и планируемого режимов работы; учет квалификации и ошибочных действий персонала.

5.4.1. Статистика отказов оборудования

Формирование прогноза по вероятности отказа осуществляется на основе статистических данных, полученных в результате многолетнего опыта эксплуатации типового оборудования. Ключевыми значениями здесь являются параметры «Время наработки на отказ» и «Время восстановления», которые вводятся через окно «Редактор объектов модели» (каталог «Оборудование», рис. 5.81).

Параметр «Время наработки на отказ» – это среднестатистическое время между возникновениями отказов. Согласно ГОСТ 27.002–89 и ГОСТ 27.003–90 [58; 59], средняя наработка на отказ $T_{\text{на}}$ регламентируется как один из основных показателей безотказности для восстанавливаемых объектов:

$$T_{\text{на}}(t_n) = \frac{t_n}{M\{n(t_n)\}}, \quad (5.9)$$

т. е. отношение суммарной наработки объекта t_n к математическому ожиданию числа отказов $n(t_n)$ за эту наработку.

Параметр «Время восстановления» – среднее время ремонта оборудования. В случае, если используется не новое оборудование, предусмотрено поле «Исходный срок эксплуатации» – данные вводятся при использовании оборудования, бывшего в употреблении до момента ввода в эксплуатацию.

В общем случае для определения вероятности безотказной работы (вероятности отказа) и среднего времени безотказной работы в интервале

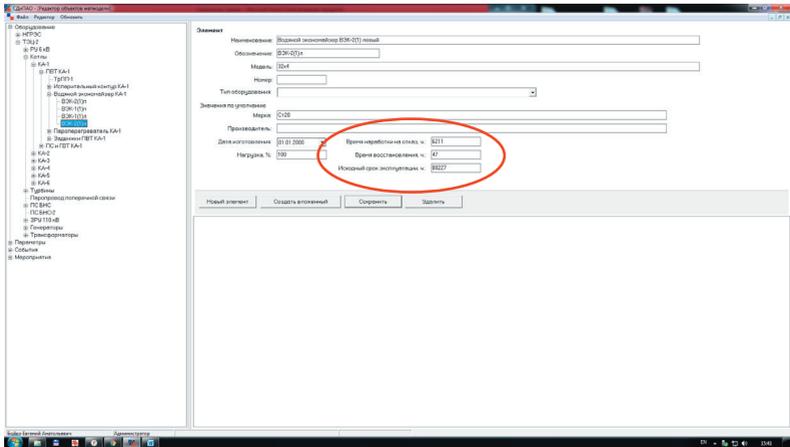


Рис. 5.81. Окно редактора базы данных – ввод данных о наработке на отказ

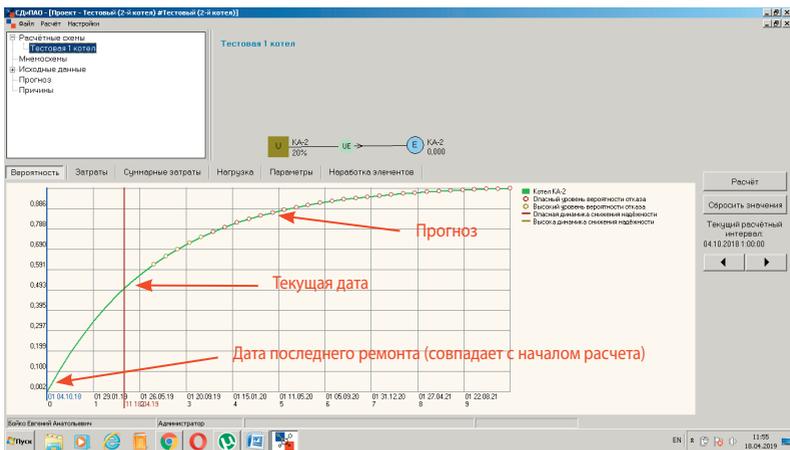


Рис. 5.82. Пример расчета вероятности отказа по экспоненциальному закону для котлоагрегата KA-2

времени $[0, t_1]$ используется математическое моделирование на базе экспоненциального закона распределения отказа (см. формулу (4.1)) [15; 65; 80]:

$$P_{\text{вн}}(t) = e^{-\lambda t} = e^{-\frac{t}{T_0}}$$

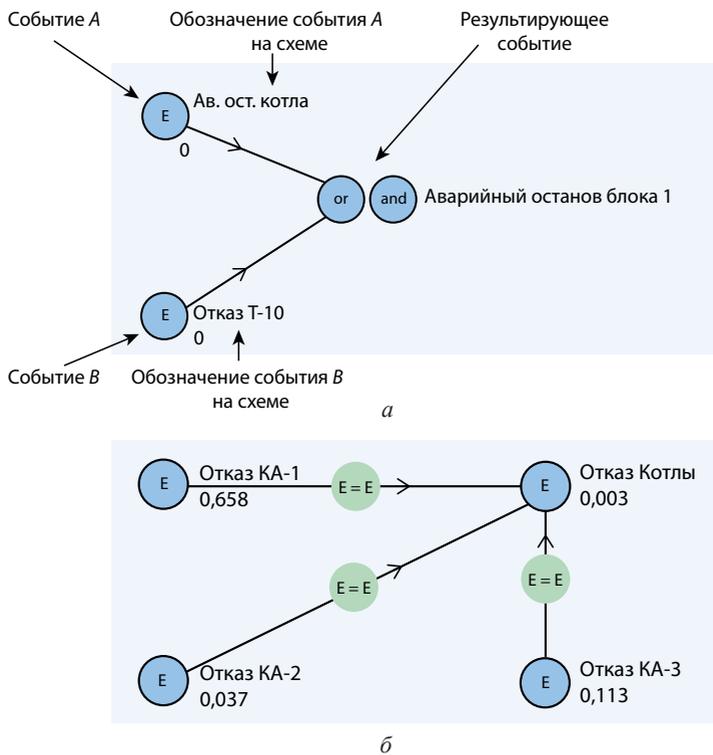


Рис. 5.83. Моделирование отказов параллельно соединенных элементов:
а – вариант 1; б – вариант 2

Пример расчета вероятности отказа для одного элемента (например, котла КА-2) приведен на рис. 5.82. Реальная ТЭС представляет собой большое количество разнотипных элементов, участвующих в едином процессе производства электрической и тепловой энергии.

Для статистического анализа вероятностей отказа технологических схем, узлов и станции в целом используются алгоритмы математического анализа зависимых и независимых событий, имеющих последовательное, параллельное и смешанное соединение.

Примеры расчета вероятности отказа системы с параллельными событиями приведены на рис. 5.83: отказ котлов в системе «дубль-блок» (вариант 1); отказ одного из котлов в системе котлов, работающих на одну поперечную связь (вариант 2).

5.4.2. Расчет смешанных схем с параллельно-последовательным соединением

Ниже представлены примеры расчетов для различных схем соединения элементов.

Схема с последовательным соединением. Требуется рассчитать параметры надежности основных элементов энергоблока № 1 тепловой электростанции.

Для соединения событий необходимо установить связь независимых событий, так как элементы не могут влиять друг на друга физически. Последовательное взаимодействие элементов выстраивается непосредственно через последовательные связи. Для примера построена расчетная схема, состоящая из расчетов параметров надежности котла КА-1, турбины ПТ-1, турбогенератора ТГ-1, трансформатора 1Т (рис. 5.84). Расчетная схема, выполненная средствами специализированного программного обеспечения, представлена на рис. 5.85.

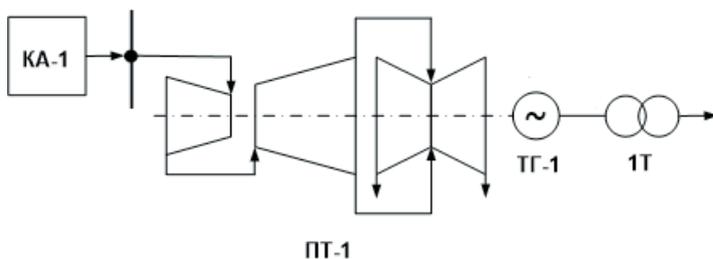


Рис. 5.84. Структурная схема для расчета последовательного соединения

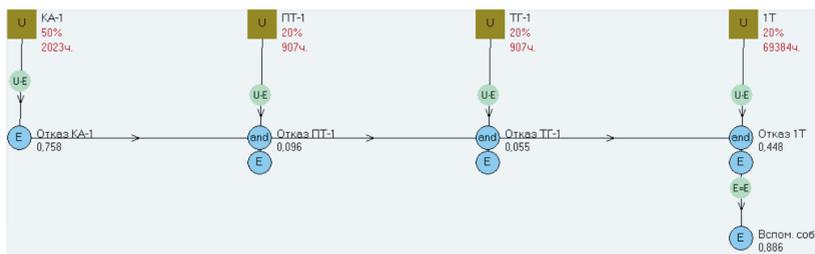


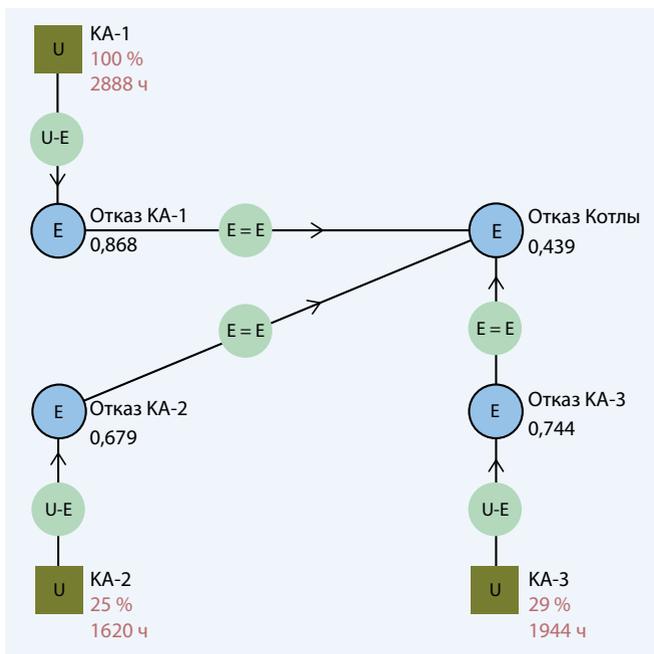
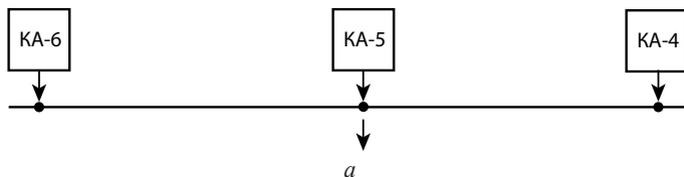
Рис. 5.85. Расчетная схема последовательного соединения

Расчет результирующей вероятности отказа для заданной временной точки будет выглядеть следующим образом:

$$q_{рез} = 1 - (1 - q_{КА-1})(1 - q_{ПТ-1})(1 - q_{ТГ-1})(1 - q_{ИТ}) =$$

$$= 1 - (1 - 0,758)(1 - 0,096)(1 - 0,055)(1 - 0,448) = 0,886.$$

Схема с параллельным соединением. Необходимо рассчитать вероятности отказа трех котлов, работающих на одну поперечную связь и резервирующих друг друга (рис. 5.86).



б

Рис. 5.86. Структурная (а) и расчетная (б) схемы с параллельным соединением элементов ТЭС

Для соединения событий устанавливаем связь зависимых событий:

$$q_{\text{рез}} = q_{\text{КА-1}} \cdot q_{\text{КА-2}} \cdot q_{\text{КА-3}} = 0,868 \cdot 0,679 \cdot 0,744 = 0,4385.$$

Схема со смешанным соединением. Оценивается работа на один блок трех котлов, резервирующих друг друга (рис. 5.87). Расчетная схема со смешанным соединением элементов ТЭС в редакторе событий специализированного программного обеспечения представлена на рис. 5.88.

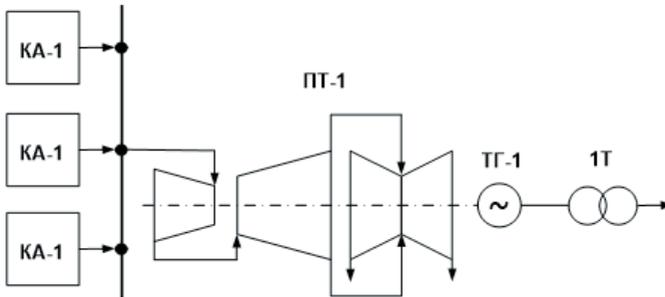


Рис. 5.87. Структурная схема для расчета смешанного соединения элементов ТЭС

Расчет параметров надежности данной схемы выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} q_k &= q_{\text{КА-1}} \cdot q_{\text{КА-2}} \cdot q_{\text{КА-3}} = 1,000 \cdot 0,495 \cdot 0,517 = 0,2559, \\ q_{\text{рез}} &= 1 - (1 - q_k)(1 - q_{\text{ТТ-1}})(1 - q_{\text{ТГ-1}})(1 - q_{\text{1Т}}) = \\ &= 1 - (1 - 0,2559)(1 - 0,747)(1 - 0,240)(1 - 0,156) = 0,879. \end{aligned}$$

Представленные выше алгоритмы анализа последовательных, параллельных и смешанных соединений лежат в основе формирования расчетных схем для различного состава основного технологического оборудования ТЭС.

Расчет надежности технологической схемы. Расчет надежности технологической схемы осуществляется через формирование связей отдельных ее элементов. В специализированной программе эти связи могут быть реализованы через редактор расчетных схем, который позволяет создать математическую связь между элементами, событиями, параметрами и мероприятиями. На рис. 5.89 представлена структурная технологическая схема включения основного оборудования Красноярской ТЭЦ-2.

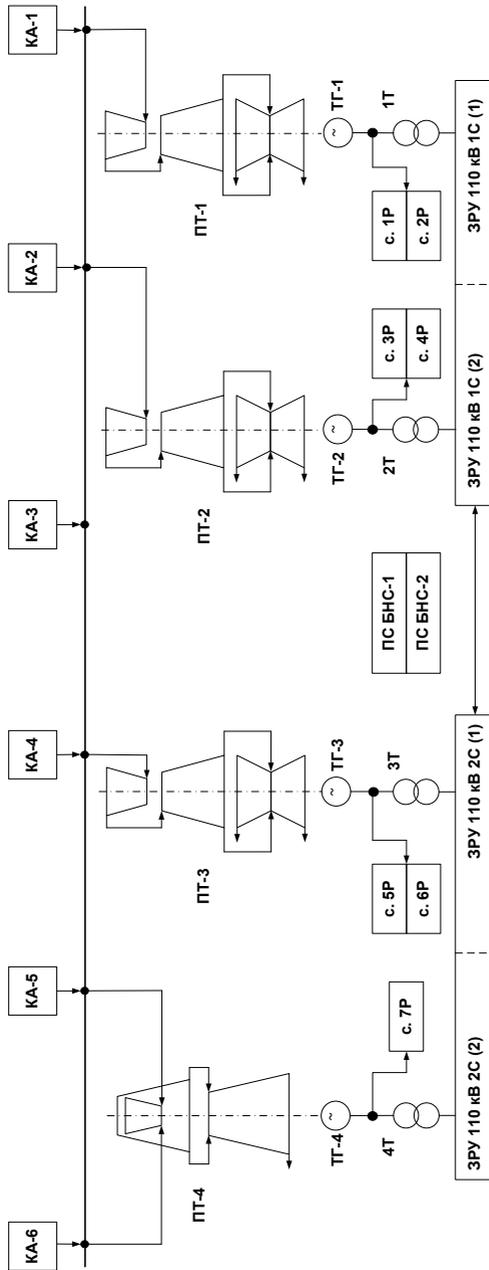


Рис. 5.89. Структурная схема Красноярской ТЭЦ-2

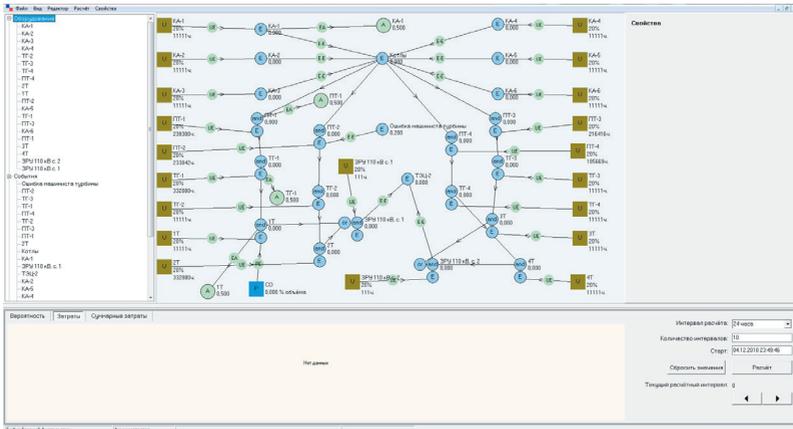


Рис. 5.90. Окно редактора расчетных схем

На рис. 5.90 показан фрагмент редактора расчетных схем с изображением структурной технологической схемы Красноярской ТЭЦ-2, реализованной в специализированном программном обеспечении.

Проведение ремонтов снижает риск возникновения аварии. Ввод в эксплуатацию нового оборудования вместо старого сводит вероятность отказа к нулю. В специализированном программном обеспечении целесообразно использовать функцию прогнозирования аварийных отказов оборудования с учетом проведения ремонта или замены оборудования.

5.4.3. Учет ремонтов и условий эксплуатации

На рис. 5.91 приведен пример расчета вероятности отказа элемента с учетом истории ремонтов в 2017 и в 2018 году. В момент проведения ремонта программа сбрасывает текущее значение расчетной вероятности отказа и ведет новый расчет с нуля.

Нулевое значение может быть изменено на определенную величину в редакторе исходных данных.

История нагруженности оборудования (условия эксплуатации). Нагруженность оборудования влияет на интенсивность износа элементов и, как следствие, повышения вероятности его аварийного отказа. Приведем пример, моделирующий работу двух котлов с одинаковыми параметрами, введенных в работу одновременно. Предполагается, что котлы только что вышли из капитального ремонта. Расчетная дата ввода

в эксплуатацию – 01.04.2019. Среднее время наработки котла – 1 428 ч [9]. Моделируем постоянную нагрузку для котла № 1 в 100 %, а для котла № 2 – в 60 %. На рис. 5.92 представлен расчет вероятности отказа котлов. Из графика видно, что вероятность отказа котла № 1 (зеленая линия) растет быстрее, чем котла № 2 (серая линия), пропорционально нагрузке.

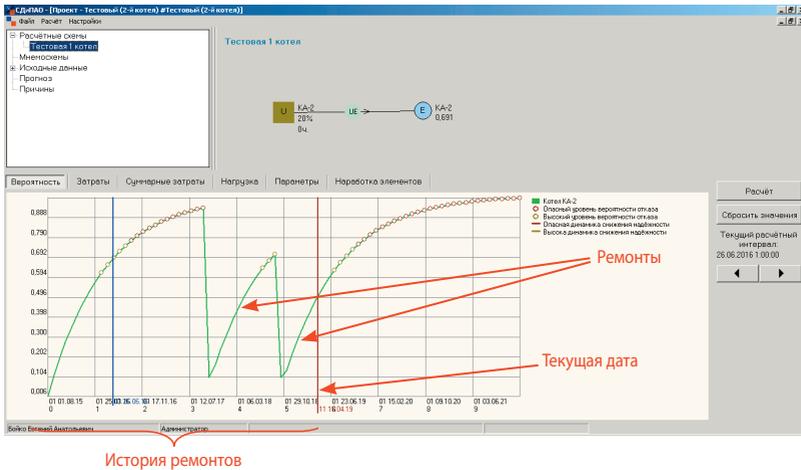


Рис. 5.91. Пример расчета вероятности отказа элемента с учетом ремонтов

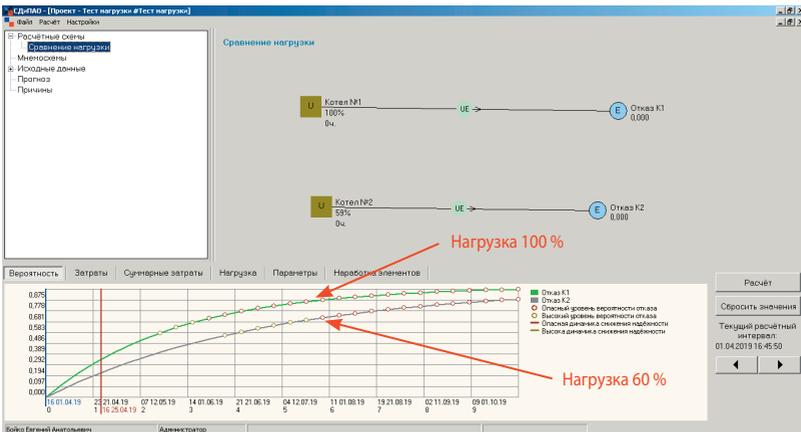


Рис. 5.92. Пример расчета вероятностей отказов двух котлов с нагрузкой в 60 и 100 %

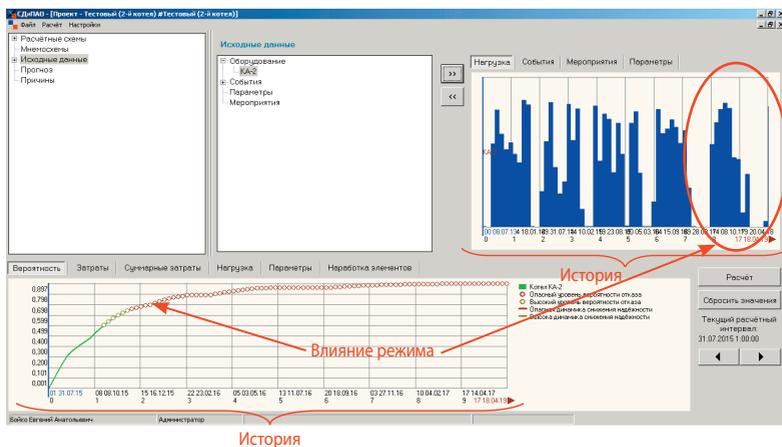


Рис. 5.93. Пример расчета надежности элемента с учетом режима работы котла (без учета ремонтов)

Второй вариант ввода данных о истории нагруженности оборудования – через пункт меню «Исходные данные». Пример расчета в интерфейсе СОДИПАО представлен на рис. 5.93. На графике видно, что вероятность отказа увеличивается не строго по экспоненциальному закону, а с учетом влияния нагрузки. Визуально это проявляется в неравномерности трассировки графика вероятности отказа. Горизонтальная часть графика, на которую направлены красные стрелки, соответствует периоду простоя станции (согласно графику нагрузки котла).

Учет текущего и планируемого режимов работы. Функционал специализированного программного обеспечения позволяет, помимо учета истории нагрузки, моделировать планируемые режимы работы для выполнения прогнозной оценки. Режимы работы задаются через пункт меню «Исходные данные». Для этого необходимо зайти в указанный пункт меню и выбрать нужный источник данных. В дереве слева из каталога «Оборудование» выбирается нужный элемент. Во вкладке «Значения» вводятся данные о режиме работы оборудования. Действия ввода значений текущего и планируемого режимов работы полностью совпадают с вводом истории нагруженности элементов, только вместо значений прошедшего времени вводятся значения будущего времени (рис. 5.94). Последнее заданное значение нагрузки принимается по умолчанию для всего дальнейшего периода времени. Значения нагрузки задаются в относительных единицах, где за 1 принимается нагрузка в 100 %.

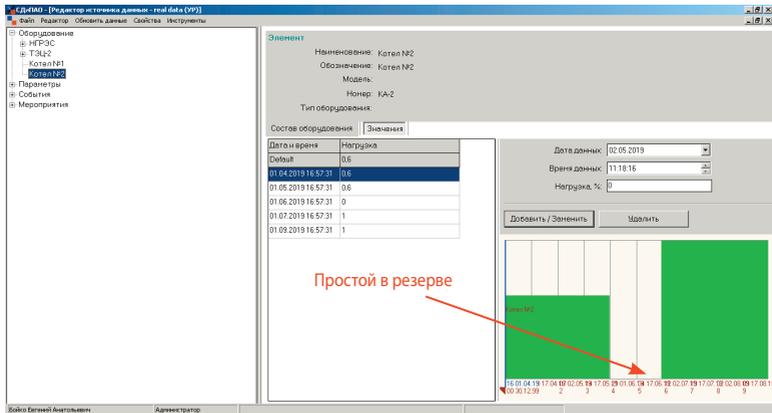


Рис. 5.94. Моделирование нагрузки котла БКЗ-420-140 Красноярской ТЭЦ-2 через редактор исходных данных

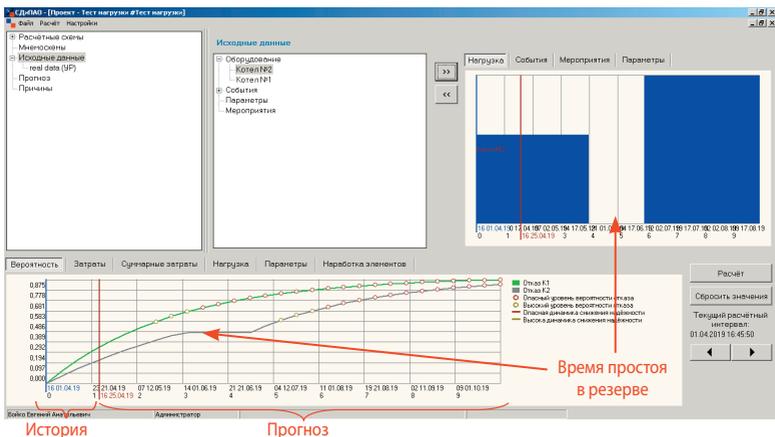


Рис. 5.95. Моделирование вероятности отказа с учетом планируемой нагрузки

Моделируется, что котел № 2 вводится в эксплуатацию 01.04.2019 после ремонта. Коэффициент загрузки 0,6 (т. е. планируемая нагрузка около 60 %). Котел выводится в резерв 01.06.2019 (коэффициент загрузки 0, т. е. нагрузка 0 % – время простоя оборудования). Котел снова вводится в эксплуатацию 01.07.2019 с нагрузкой в 100 % и эксплуатируется в таком режиме до вывода в ремонт. Произведен расчет вероятности отказов для двух котлов. Результаты расчета представлены на рис. 5.95.

Котел № 1 имеет нагрузку в 100 %. Режим работы котла № 2 описан выше. На графике четко виден простой котла № 2. Вероятность отказа не увеличивается, когда котел не эксплуатируется. Интенсивности роста вероятности отказов при нагрузке 60 и 100 % также различаются.

5.4.4. Учет квалификации и ошибочных действий персонала

Учет ошибочных действий персонала реализован в виде специальных событий из каталога объектов модели. В модели сформирован список основного оперативного персонала ТЭС: машинисты котлов, турбин, энергоблоков, дежурный инженер станции.

Учет ошибочных действий персонала осуществляется в виде размещения на расчетных схемах отдельных событий «Ошибка персонала» и их привязки к объектам модели. Каждому событию присваивается вероятность отказа, которая формируется на основе статистических данных по отказам оборудования из-за ошибочных действий персонала (например, по актам аварийных отказов прошлых лет) [47–51].

В расчетных схемах событие «Ошибка машиниста турбины» связывается непосредственно с результирующим событием (отказ, например, турбины ПТ-1) через связь независимых событий, так как ошибка машиниста практически не зависит от технического состояния оборудования (рис. 5.96, 5.97).

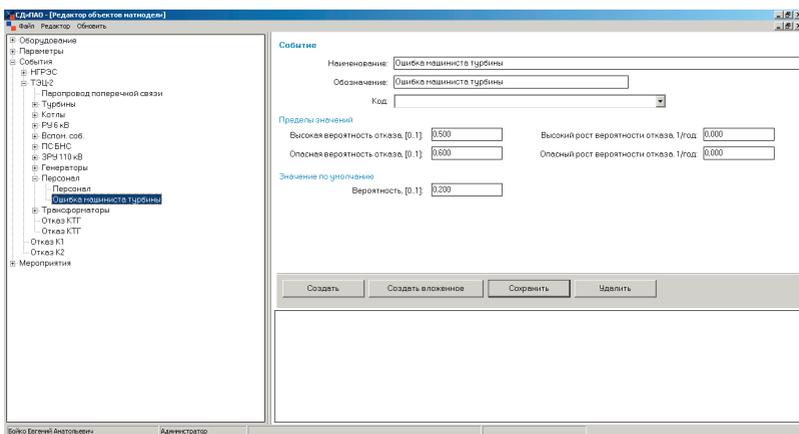


Рис. 5.96. Формирование события ошибки машиниста в дереве событий

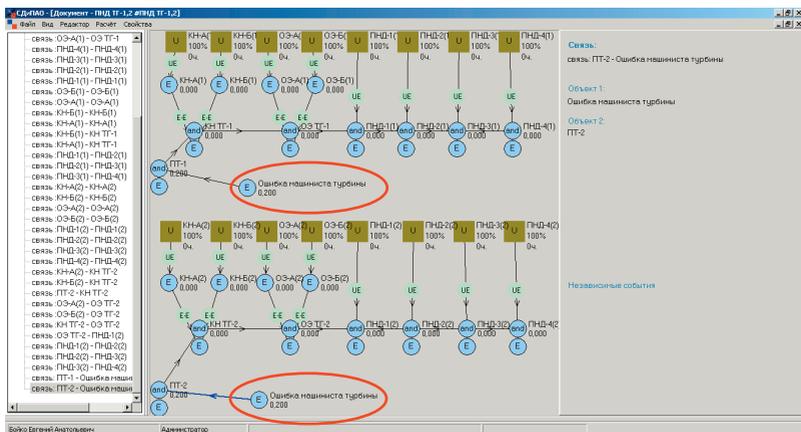


Рис. 5.97. Учет ошибочных действий персонала в структуре расчетных схем

Математический аппарат специализированного программного обеспечения позволяет учитывать ошибочные действия персонала на различных уровнях, по каждому объекту (узлу).

Таблица 5.18

Значение вероятностей отказа для оперативного персонала

События и должности	Вероятность отказа		
	Высокая	Опасная	По умолчанию
Действия машиниста котла	0,6	0,7	0,2
Действия машиниста турбины	0,5	0,6	0,2
Действия машиниста энергоблока	0,55	0,65	0,2
Действия дежурного инженера станции (ДИС)	0,5	0,6	0,2

Однако наиболее вероятными принимаются ошибки оперативно-го персонала, непосредственно управляющего технологическими процессом: машинистов котлов, турбин, энергоблоков и т. п. Вероятность события «Отказ машиниста» определяется квалификацией машиниста и уменьшается с повышением квалификации и наработкой опыта специалистом. Перечень оперативного персонала и принятые по умолчанию значения представлены в табл. 5.18.

5.5. Проведение расчетов и подтверждение достоверности результатов

Верификация результатов оценки и прогноза по анализу надежности проводилась по анализу наработки на отказ, актов отказов, данным по ремонтам оборудования за прошедшие периоды (с 2013 по 2017 год). При этом учитывалась непосредственная наработка на отказ и фактическая нагрузка. Для примера рассмотрен котел шестого энергоблока Назаровской ГРЭС (табл. 5.19).

Таблица 5.19

Дата и причина отказа котла 6Б

Дата отказа	Оборудование	Причина
14.04.2016	Турбогенератор ТГ-6 с котлом 6Б	Повреждение труб ВРЧ

Отказ котла 14.04.2016 произошел из-за физического износа труб ВРЧ. Анализируя график (рис. 5.98), можно сделать вывод, что отказ наступает при достижении критического значения вероятности. Отказы, связанные с непосредственным износом, наиболее точно прогнозируемые.

Для верификации методики анализа по диагностическим параметрам проанализированы данные хроматографического анализа (концентрация угарного газа СО) трансформаторного масла в период с 22.05.2013 по 11.12.2017 на резервном трансформаторе собственных нужд АО «Назаровская ГРЭС». В качестве отказа принимается достижение предельно допустимой концентрации газов в масле (при этом отказ оборудования еще не происходит).



Рис. 5.98. Анализ вероятности отказа котла 6Б с 2015 до начала 2017 года

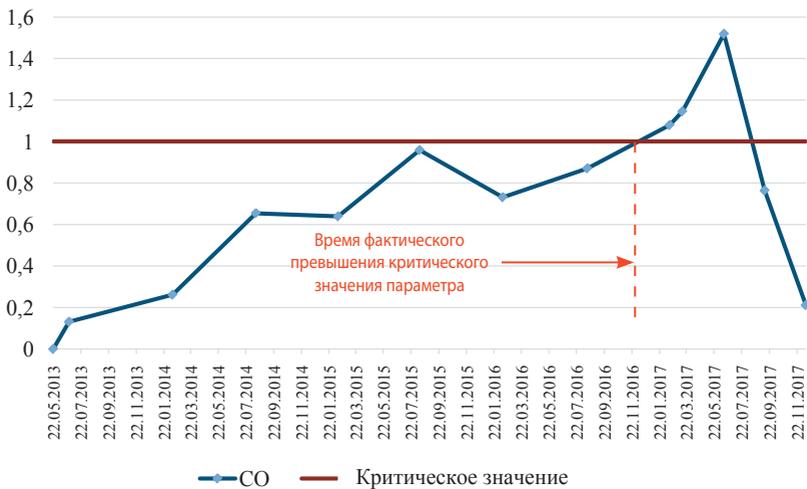


Рис. 5.99. Пересчитанный к относительным единицам график концентрации СО в трансформаторном масле

Фактическая дата достижения критического значения СО приходится на 30.11.2016 (рис. 5.99). Произведена проверка точности прогноза по анализу ретроспективных данных хроматографии. Прогноз будет основан на методе наименьших квадратов (линейная аппроксимация). Задачей верификационного расчета является определение точности прогноза по количеству точек диагностических данных (концентрации СО).

Для оценки эффективности прогноза необходимо создать отдельно набор параметров трансформатора. Каждый параметр будет формировать отдельный прогноз для трансформатора по разному количеству точек. В редакторе объектов модели нужно создать параметр, для которого указать (окно редактора, рис. 5.100):

- ♦ верхний предел надежности – 0,025 (предел концентрации СО согласно РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования», 6-е издание с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.03.2001);

- ♦ нижний предел надежности – 0,001 (теоретическое минимальное значение параметра);

- ♦ минимальное и максимальное значения (вводятся для ограничения при формировании исходных данных персоналом);

♦ тип распределения, который влияет на алгоритм построения линии тренда. Достаточно выбрать «значение параметра: x». Коэффициенты вводить не нужно. Программа будет строить линейную экстраполяцию по введенным значениям.

Остальные поля носят описательный характер для данного параметра.

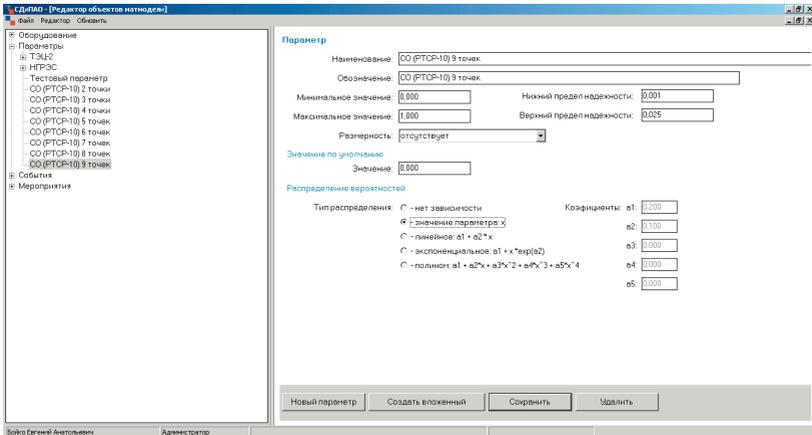


Рис. 5.100. Формирование параметров

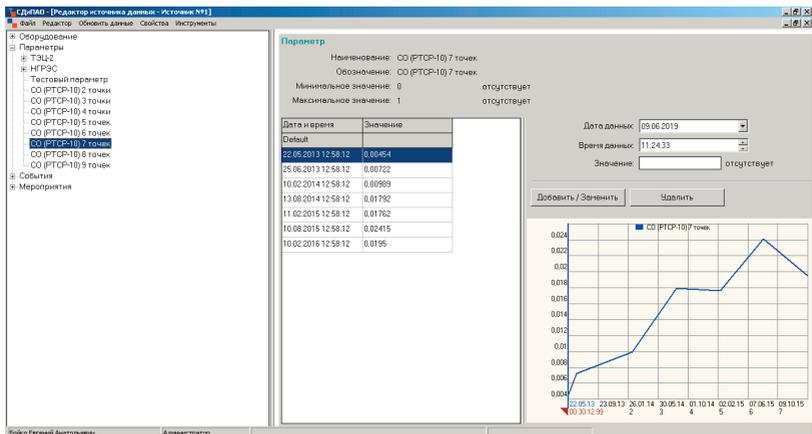


Рис. 5.101. Ввод исходных данных хроматографии трансформатора

После формирования перечня параметров необходимо ввести результаты хроматографии в абсолютных величинах (рис. 5.101). Ввод данных осуществляется через пункт меню «Исходные данные».

После введения исходных данных необходимо сформировать расчетные схемы через соответствующий пункт меню. В расчетной схеме берется исходное событие (отказ трансформатора), к которому через независимые связи подключаются параметры. Построение схемы

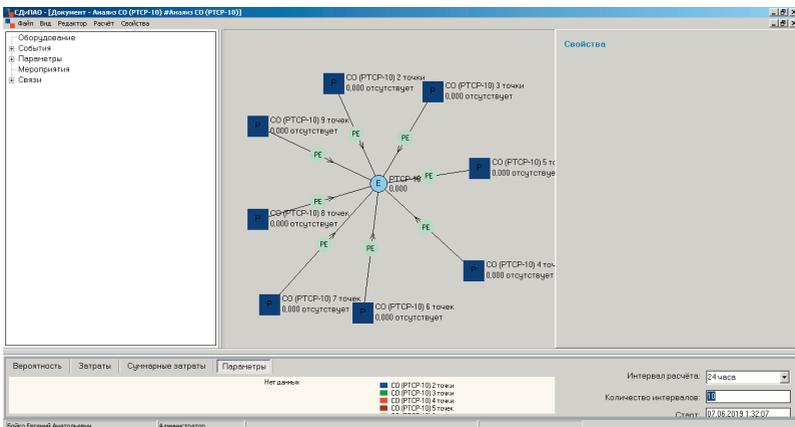


Рис. 5.102. Формирование расчетной схемы

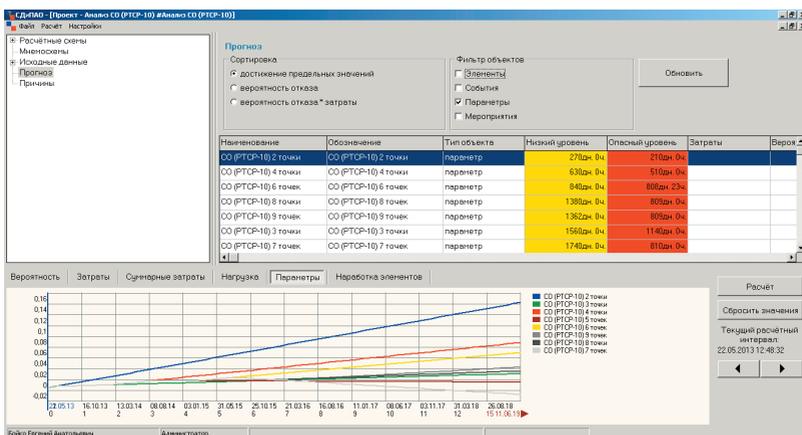


Рис. 5.103. Результаты расчета в интерфейсе программы

(рис. 5.102) позволит получить таблицу с прогнозами при анализе разного количества точек.

Чтобы создать проект для анализа данных хроматографии РТСР-10, нужно старт расчета установить на 22.05.2013 – дату первой точки ввода данных по хроматографии. Период с 22.05.2013 по 30.11.2016 составляет 1 288 дн. В проекте установлен диапазон в 1 960 дн. (70 периодов по 4 недели). Данный расчетный период взят для удобства анализа.

Произведен расчет прогноза по параметру СО в трансформаторном масле (рис. 5.103).

На основании результатов расчетов в СОДиПАО построена табл. 5.20 с анализом погрешностей полученных значений.

Таблица 5.20

Результаты прогнозирования по содержанию СО в трансформаторном масле

Дата замера	Концентрация СО	Количество замеров	Прогноз отказа, дн.	Погрешность		Прогнозная дата отказа
				дн.	%	
22.05.2013	0,004 54	1	Нет прогноза	–	–	–
26.06.2013	0,007 22	2	270	1 018	79,04	16.02.2014
10.02.2014	0,009 89	3	1 362	272	21,12	29.08.2017
13.08.2014	0,017 92	4	630	658	51,09	11.02.2015
11.02.2015	0,017 62	5	Нет прогноза	–	–	–
10.08.2015	0,024 15	6	840	448	34,78	09.09.2015
10.02.2016	0,019 5	7	1 740	452	35,09	25.02.2018
15.08.2016	0,022 35	8	1 380	92	7,14	02.03.2017
13.02.2017	0,026 62	9	1 362	74	5,75	12.02.2017

Из табл. 5.20 следует, что для построения прогноза требуется как минимум две точки. На 5-й точке прогноз не строится, так как значение параметра в точке меньше предыдущего, т. е. наблюдается нисходящая динамика. С физической точки зрения это может означать проведение ремонта или устранение причины развивающегося дефекта. В 7-й точке также наблюдается нисходящая динамика. Но количество точек уже достаточное для построения экстраполяции. В результате программа делает прогноз, но существенно увеличивает дату достижения критического

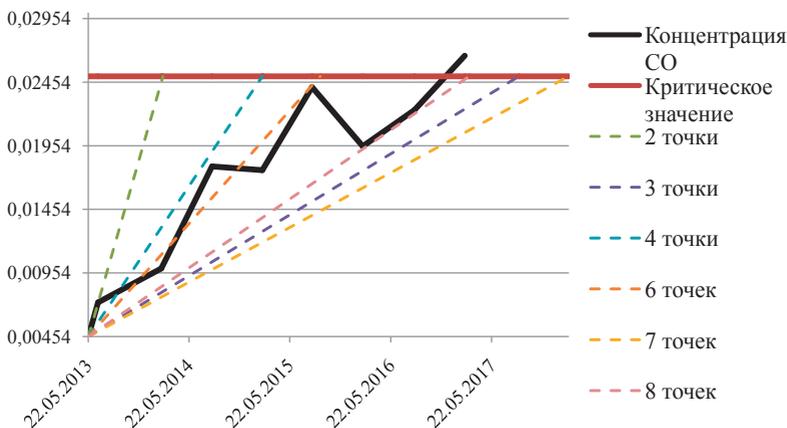


Рис. 5.104. Визуализация прогноза (экстраполяции значений) в абсолютных величинах

значения. Построение 8-й точки уже дает достаточно точный прогноз (с погрешностью около 7%). Визуализация прогноза в абсолютных значениях показана на рис. 5.104.

Особенности данного метода заключаются в том, что он позволяет сравнивать самые разнообразные параметры, включая электротехнические (данные хроматографии, замеры изоляции и др.) и теплотехнические (например, изменение толщины стенки пароперегревателя) параметры.

Достижение критического параметра еще не является фактом аварийного отказа, но свидетельствует о наличии дефекта, несовместимого с возможностью длительной эксплуатации оборудования.

Таким образом, результатом проведенной работы является разработка научным коллективом Политехнического института Сибирского федерального университета программного продукта по системной диагностике и прогнозированию отказов основного и вспомогательного оборудования тепловых электрических станций.

Представлена концепция программного комплекса и интерфейс программы. В процессе испытаний по прошлым периодам (проведенным ремонтам, фактическим отказам оборудования) разработанный программный продукт показал совпадения прогноза отказа с фактическими отказами. На данный продукт оформлено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Глава 6

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ ОТКАЗОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В данной главе сформулированы предложения по использованию СОДиПАО в технологическом процессе заказчика для предотвращения аварийных ситуаций и планирования технического обслуживания и ремонта технологического оборудования ТЭС:

1. *Определение перечня управляющих воздействий по снижению вероятности возникновения аварийных отказов.* Перечень управляющих воздействий по снижению вероятности возникновения аварийных отказов на тепловых электростанциях сводится к следующим пунктам:

- ◆ вывод в своевременный ремонт оборудования с высокой вероятностью отказа;
- ◆ вывод в преждевременный ремонт оборудования, подвергавшегося систематическим перегрузкам или иным неблагоприятным режимам работы с высокой вероятностью отказа по диагностическим параметрам;
- ◆ продление межремонтного периода оборудования, эксплуатировавшегося с минимальными нагрузками;
- ◆ прогноз остаточного ресурса при различной степени нагруженности оборудования и формирование перспективных планов ТОиР.

2. *Управление режимами работы оборудования.* Математический аппарат СОДиПАО ТЭС позволяет осуществлять учет режимов работы основного оборудования, а результаты моделирования могут

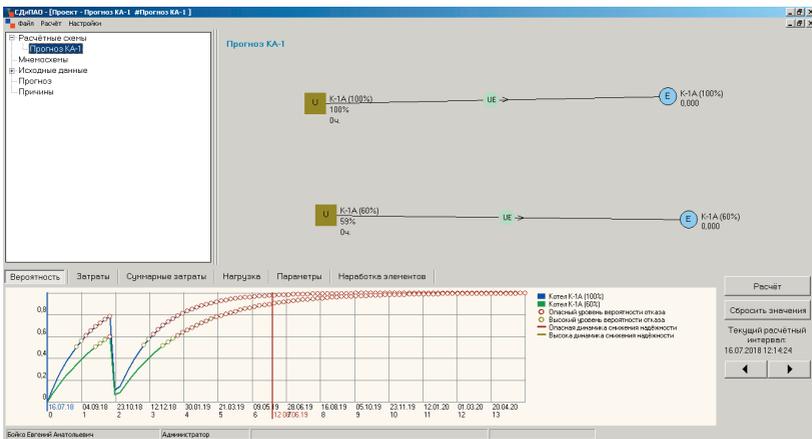


Рис. 6.1. Моделирование прогноза котла КА-1 с учетом нагрузок 60 и 100 %

использоваться для корректировки сроков технического обслуживания и ремонта.

Для котла КА-1 смоделирован прогноз вероятности отказа с учетом реально проведенных ремонтов 16.07.2018 и 20.10.2018, а также режима работы с нагрузкой в 100 и 60 % (рис. 6.1). Из графика четко видна разница достижения опасных и критических вероятностей отказа при разной степени загрузки котла.

3. *Формирование состава и графика планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания основного оборудования.* Основные бизнес-процессы большинства генерирующих компаний, направленные на формирование актуальных графиков технического обслуживания и ремонтов технологического оборудования ТЭС, представлены в работах [15–17]. СОДиПАО ТЭС легко интегрируется в существующие бизнес-процессы подразделений тепловой электростанции, обеспечивающие реализацию ТОиР. Суть использования результатов состоит в корректировке состава и последовательности ТОиР основного оборудования с учетом фактической наработки на отказ или прогноза отказа.

Основными потенциальными пользователями СОДиПАО ТЭС являются руководитель отдела планово-предупредительных ремонтов (ОППР) ТЭС, заместитель главного инженера по ремонту ТЭС, заместитель главного инженера по эксплуатации ТЭС, главный инженер. Данные, полученные в результате работы программы, также могут быть

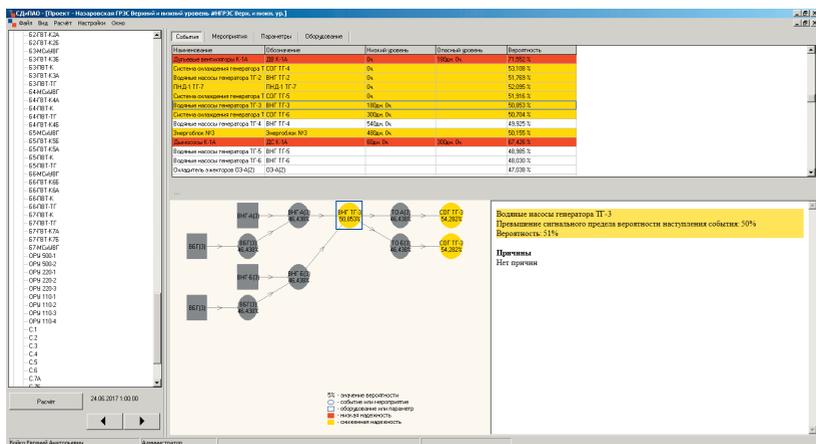


Рис. 6.2. Пример прогноза СОДиПАО ТЭС

использованы другими службами и цехами для формирования своих предложений по ППР.

Результаты прогноза (рис. 6.2) служат основой для формирования перспективного и годового планирования ТОиР ТЭС.

Такие решения позволяют минимизировать влияние человеческого фактора на формирование графика ремонтов. ОППР ТЭС и заместители главного инженера при утверждении графиков ремонтов могут оперировать данными, полученными на основании расчетов надежности и технико-экономического анализа. Возможное внедрение СОДиПАО в бизнес-процессы ТОиР представлено на рис. 6.3–6.5.

СОДиПАО ТЭС разработана с целью корректировки состава оборудования для проведения планово-предупредительных ремонтов. Существенных изменений в системе нормативных документов, актов и приказов данный подход не предусматривает. СОДиПАО ТЭС отличает то, что на стадии апробации и верификации нет необходимости внесения каких-либо существенных изменений в действующую систему технического обслуживания и ремонта основного оборудования.

Корректировка бизнес-процесса реализации оперативного планирования и проведения средних и капитальных ремонтов на тепловой электростанции с использованием СОДиПАО ТЭС на примере ООО «Сибирская генерирующая компания» представлена на рис. 6.6–6.9 с расшифровкой обозначений в табл. 6.1.

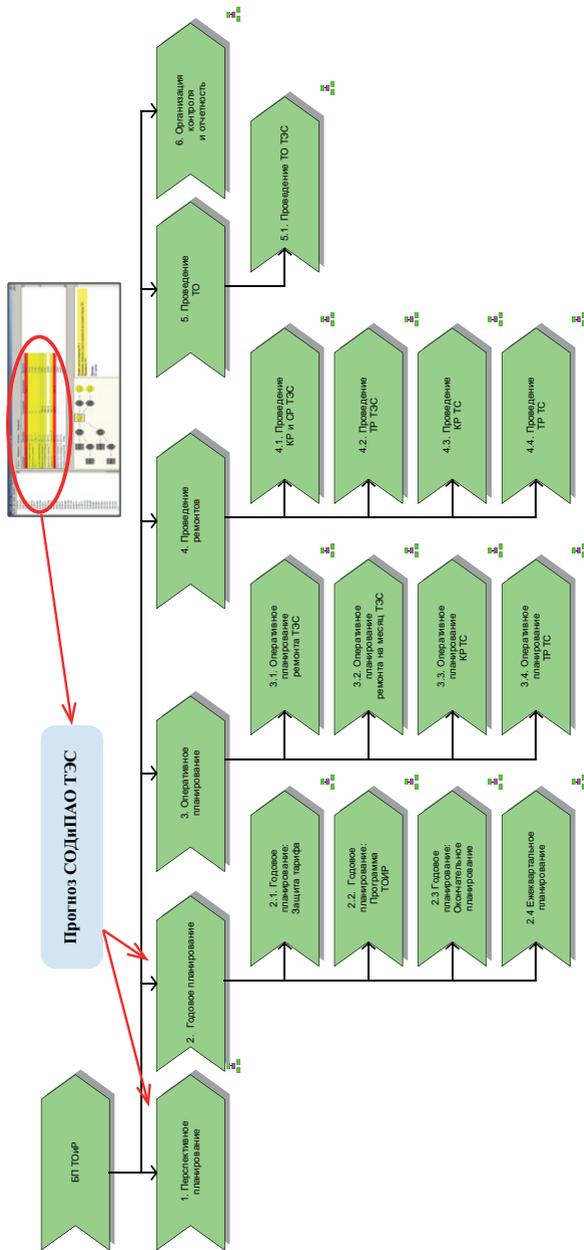


Рис. 6.3. Взаимосвязь бизнес-процессов технического обслуживания и ремонта

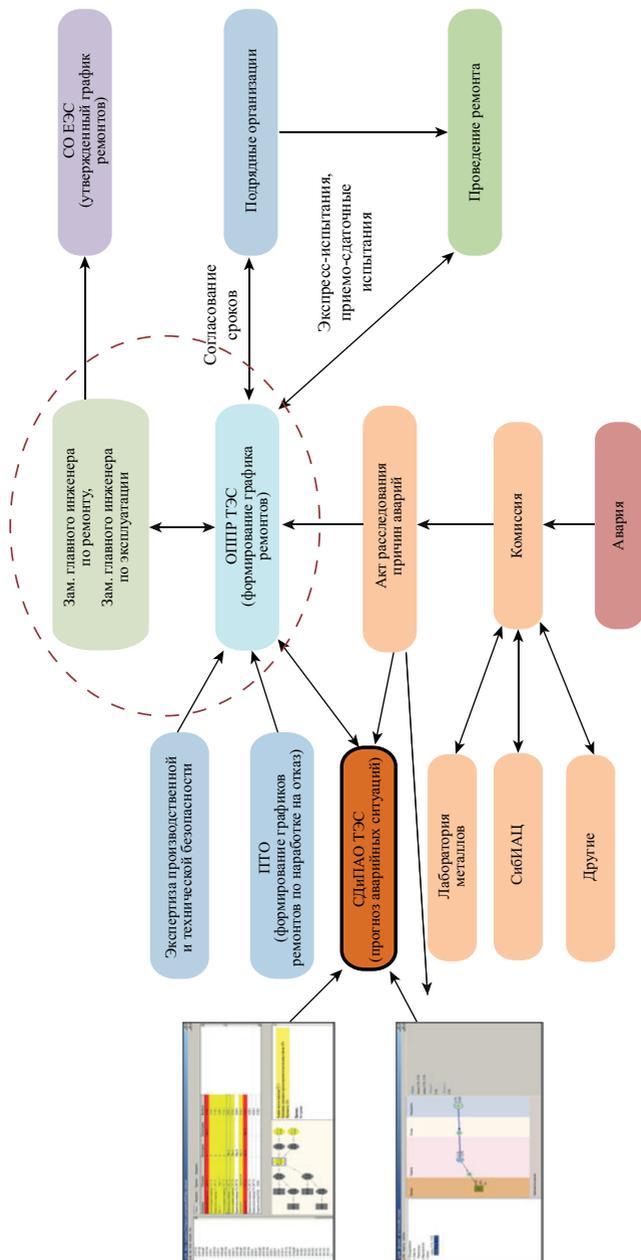


Рис. 6.4. Внедрение СОДИАО ТЭС в схему формирования графика проведения ремонтов на ТЭС

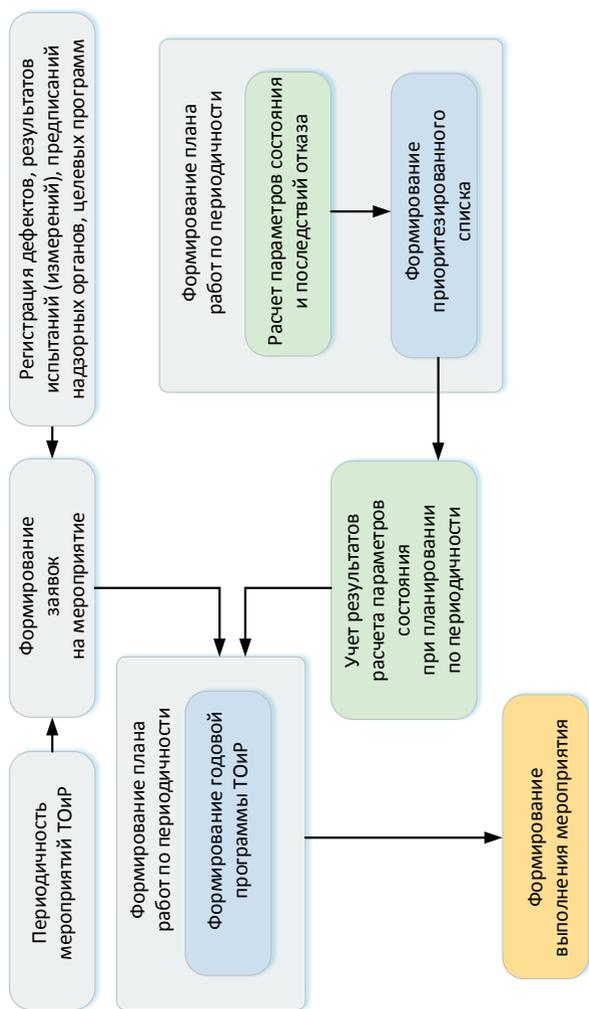


Рис. 6.5. Принцип формирования программ ТОиР

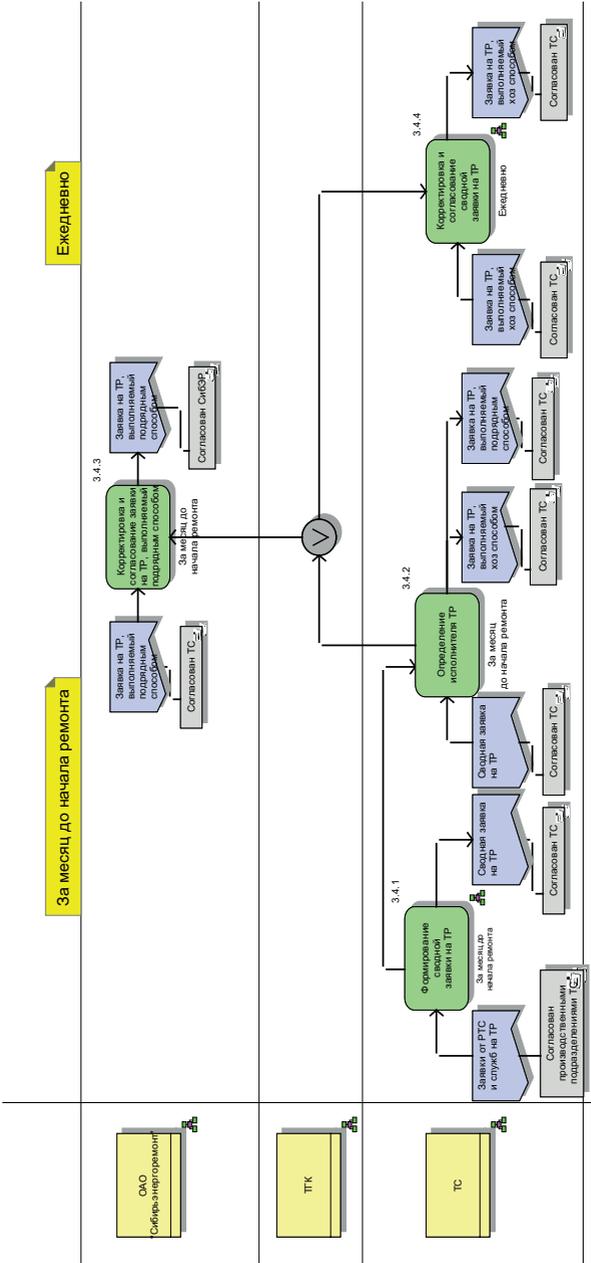
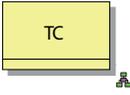


Рис. 6.9. Бизнес-процесс оперативного планирования текущих ремонтов на ТЭС

Нотация моделей бизнес-процессов

Обозначение элемента	Описание/пояснение
 6.7	Бизнес-функция. Выполняется при появлении заданного набора условий (событий) и направлена на получение определенного результата
 4.1.101 Выдача давальческих ТМЦ По мере необходимости	Интерфейс на смежный бизнес-процесс
	Документ, используемый в рамках бизнес-процесса
	Набор документов
	Электронный документ, реализованный в рамках бизнес-процесса с указанием статуса
	Организационное подразделение, выполняющее бизнес-функцию
	Правило ветвления или соединения процесса. Правило типа ЛИБО (исключающее ИЛИ)
	Правило ветвления или соединения процесса. Правило типа ИЛИ
	Правило ветвления или соединения процесса. Правило типа И
	Соединение. Используется для указания взаимосвязей между элементами модели
	Направленное соединение. Используется для указания причинно-следственных связей между элементами модели

Универсальный алгоритм риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС с использованием СОДиПАО представляется следующим образом (рис. 6.10–6.12):

1. Провести функциональный анализ и выявить выполняемые оборудованием функции. Определить требования к выполнению каждой функции в данных условиях эксплуатации, отклонение от которых считается отказом, включая требования к безопасности и экологии (стандарт производительности) [82].

2. Определить, что является функциональным отказом в отношении каждой функции оборудования.

3. Установить причины каждого функционального отказа (виды отказа). При этом должна быть определена первопричина (коренная причина). Для выявления первопричины может быть использована техника «Пять почему», разработанная в рамках производственной системы корпорации «Тойота» (TPS). Пример: компрессор не выдает сжатый воздух – *почему?* – не работает электродвигатель компрессора – *почему?* – сработала защита по току статора – *почему?* – разрушился подшипник электродвигателя – *почему?* – подшипник был заполнен избыточным количеством пластической смазки – *почему?* – вновь принятый работник нарушил нормы смазывания.

4. Определить последствия каждого функционального отказа. Например, в случае отказа «компрессор не выдает сжатый воздух» последствия могут быть такими: не работает сборочный пневмоинструмент, поэтому продукция не выпускается, последствий для безопасности и экологии нет. Определить критичность каждого функционального отказа. Для этого необходимо количественно оценить последствия отказа и частоту (вероятность) их возникновения [82].

5. Выработать применимую и эффективную стратегию ТОиР в отношении каждого отказа [82]. Стратегия считается применимой, если она способна снизить критичность данного отказа (уменьшить вероятность отказа и/или его последствия), и эффективной, если затраты на ее реализацию менее значимы, чем последствия отказа. Определить, возможны ли эффективные разовые преобразования. В нашем случае применимой будет политика управления отказом «обучение персонала» – организация на постоянной основе курсов по правилам смазывания механизмов и использованию смазок для вновь набираемого персонала. Эта политика будет эффективной, если затраты на обучение окажутся меньше потерь из-за невыпуска продукции при отказах компрессора.

Процессы управления производственными активами:



Инструменты управления производственными активами:

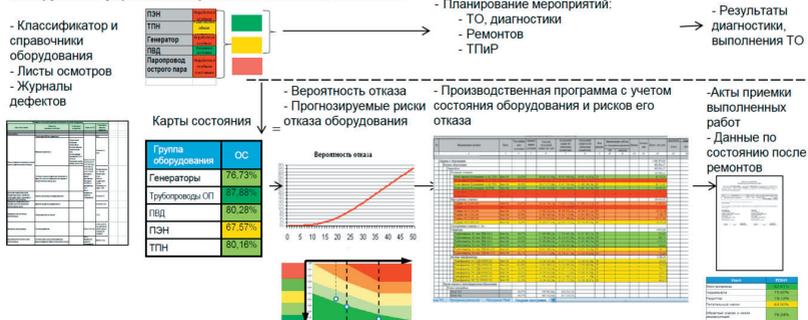


Рис. 6.10. Риск-ориентированный подход в методологии управления активами

Полный риск-ориентированный анализ в отношении всего технологического оборудования – очень трудоемкий и длительный процесс. Он откладывает внедрение оптимальных программ ТОиР и получение экономического эффекта. Далеко не каждый руководитель готов к длительному проекту, со значительной нагрузкой персонала и туманными перспективами. Именно это в значительной степени сдерживает внедрение аналогичных подходов [82].

При проведении оценки вероятности отказа рекомендуется устанавливать разумные пределы. Хорошим инструментом здесь является принцип Парето, который гласит: 80 % проблем являются следствием 20 % причин. В нашем случае это означает, что нужно выделить ~20 % оборудования, приносящего «львиную» долю (~80 %) тяжести последствий отказов.

В этой связи задаче оценки надежности должна предшествовать приоритезация. Она позволяет выявить наиболее критичные элементы оборудования и ограниченные ресурсы, сосредоточить на них внимание и быстрее достичь значимого эффекта.

Конечно, еще раньше должен быть сформирован перечень основного технологического оборудования, проведена паспортизация, систематизирована информация о выполняемых работах по ТОиР, накоплены достоверные данные по затратам на ТОиР – как плановым,



Группа оборудования	ТЭС 1	ТЭС 2	ТЭС 3
Турбины	76,73%	65,81%	76,28%
Трансформаторы	87,88%	79,38%	93,00%
Турбогенераторы	78,61%	75,57%	89,03%
Котельные установки	76,92%	35,73%	65,09%
ВПУ	34,62%	51,28%	30,08%
Трубопроводы	71,04%	79,31%	71,42%
АСУ ТП	63,45%	78,23%	56,72%
Градирни	55,81%		
Здания	55,81%	72,46%	65,61%

Категории состояния оборудования в зависимости от значения индекса состояния



Рис. 6.11. Пример карты технического состояния в формате интегральной оценки

так и фактическим, собрана статистика по дефектам, отказам и их последствиям, по простоям – с указанием их причин.

При формировании системы управления активами энергетического предприятия обязательно нужно учитывать следующие требования [83]:

- ♦ управление активами должно быть выстроено с учетом жизненного цикла активов. Это требование определяет необходимость наличия системы планирования стратегических мероприятий по созданию активов, вводу их в эксплуатацию и утилизации;

- ♦ управление активами способствует снижению рисков операционной деятельности предприятия, связанных, например, с отказами оборудования. При этом система управления активами должна также предупреждать или минимизировать негативные последствия от таких типов рисков, как увеличение износа основных фондов или дефицит квалифицированных кадров. В энергокомпаниях систематический анализ состояния производственных активов позволяет снизить долю дорогостоящих «реактивных» (форс-мажорных) ремонтов в пользу профилактического обслуживания (рис. 6.12);

- ♦ в управлении активами значительная роль отводится применению ИТ-инструментов и программных комплексов. С их помощью ре-



Рис. 6.12. Методика оценки рисков отказа активов ТЭС

шаются различные задачи: дистанционный мониторинг состояния оборудования; прогнозирование поведения оборудования и отдельных его элементов на протяжении жизненного цикла актива; автоматизированный сбор данных об отказах и др. Иными словами, управление активами должно быть интеллектуальным.

Использование в отечественной практике отдельных схем и методов, показавших свою эффективность в аналогичных иностранных компаниях, возможно с учетом ряда уникальных условий функционирования энергетических предприятий:

- ◆ критический износ основных фондов;
- ◆ неудовлетворительное качество менеджмента, особенно в отношении технико-экономической подготовки;
- ◆ отсутствие у многих собственников энергокомпаний стратегических интересов;
- ◆ неразработанность адекватного рыночным отношениям экономического механизма управления надежностью в электроэнергетике (дифференцированных тарифов, нормативов экономического ущерба, компенсаций и т. д.);
- ◆ заметные пробелы в осуществлении технического регулирования энергокомпаний, как генерирующих, так и сетевых.

По мнению авторов работы [83], идеология управления производственными активами российских генерирующих энергокомпаний должна основываться на следующих положениях:

1. Схема управления должна включать три контура: внутрифирменное, внешнее и управление спросом.

Внутрифирменный контур предназначен для реализации коммерческих интересов энергокомпаний: рост компании; повышение конкурентоспособности на рынках электроэнергии и тепла; выполнение договорных обязательств с контрагентами.

Внешний контур подразделяется на два относительно независимых сектора: систему технических, технико-экономических, финансовых и экологических нормативов, регламентов и стандартов; нормативы, предписания и оперативные распоряжения органов оперативно-диспетчерского управления (службы системного оператора).

Контур управления спросом обеспечивает взаимодействие энергокомпаний с потребителями в области повышения эффективности энергопотребления и рационализации его режима (графика нагрузки).

2. Объектами управления должны являться как основные, так и оборотные фонды, обеспечивающие нормальное функционирование первых. Это особенно значимо для генерирующих компаний с ТЭС.

3. Процессы управления должны охватывать все стадии жизненного цикла производственных активов: формирование, использование, воспроизводство.

4. В качестве конечных результатов управления активами следует принимать уровни достижения нормативных и плановых показателей обеспечения спроса на электроэнергию и тепло (ввод новых мощностей), готовности оборудования к несению нагрузки, надежности и безопасности производства, а также его энергоэффективности. Данные характеристики рассматриваются как факторы и ограничения при формировании целевых результатов деятельности всей компании.

5. Финансовый воспроизводственный аспект управления основными фондами должен быть представлен инвестиционно-эффективным механизмом амортизации.

Также система управления энергетическими активами включает три подсистемы (блока) [83]:

♦ *информационный блок* – мониторинг состояния производственных активов, сведения об изменениях в правилах работы энергетических рынков, отраслевых нормативов, решениях в области технической и топливной политики в отрасли;

♦ *инновационный блок* – организационно-экономические и организационно-технические решения, разрабатываемые и внедряемые на разных стадиях жизненного цикла производственных активов;

♦ *нормативно-измерительная база управления энергоактивами* – комплекс показателей, выполняющих аналитические (мониторинг), проектно-инновационные, оценочные и стимулирующие функции.

Практика показывает, что внедрение системы управления активами дает существенный экономический эффект. В частности, результаты масштабного исследования деятельности 500 предприятий энергетики стран Европы и США выявили, что внедрение подобных систем дает следующие эффекты:

- ♦ снижение затрат на ремонт оборудования на 50–80 %;
- ♦ сокращение расходов на техническое сопровождение на 50–80 %;
- ♦ уменьшение объемов материально-производственных запасов на 30 %;
- ♦ повышение рентабельности производства на 20–60 %.

Описанная в данной работе система оценки, диагностики и прогнозирования аварийных отказов технологического оборудования ТЭС сдана в опытную эксплуатацию в ООО «Сибирская генерирующая компания», в частности на Красноярской ТЭЦ-2 и Назаровской ГРЭС. Опыт внедрения показал, что использование подобных информационных систем для риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС потребовало значительных организационных усилий со стороны администрации тепловой электростанции с целью формирования новой культуры эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Принято решение о целесообразности выделения в структуре ТЭС специалиста-руководителя и отдела по надежности, которые системно обеспечат как функционирование системы, так и ее развитие.

Таким образом, сформирован график планирования ремонтов основного оборудования тепловых электрических станций, который состоит из перспективного, годового и оперативного планирования. СОДиПАО ТЭС может быть внедрена на стадии перспективного и годового планирования. Ожидаемое уменьшение аварийных ситуаций в связи с улучшением качества прогнозирования может сократить число принимаемых решений на стадии оперативного планирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены основные понятия, определения и количественные показатели надежности. Приведена статистика отказов и повреждений в работе технологического оборудования ТЭС с анализом факторов, определяющих широкий круг научно-технических и методических проблем при оценке надежности тепловой электростанции.

Систематизированы методические подходы к расчету показателей надежности энергетического оборудования, к выбору резервов на ТЭС, к учету режимной надежности энергоблоков. Рассмотрены вопросы обеспечения надежности энергооборудования и методика обработки статистических данных для оценки вероятности аварийных отказов. Показано, что многие традиционные методы общей теории надежности технических систем являются малопригодными. Требуется разработка на их базе новых методов исследования и обеспечения надежности каждого энергообъекта и энергосистемы в целом как на стадии проектирования, так и в условиях эксплуатации.

В основу этих методов должны быть положены формализованное описание свойств энергетических систем и комплексов, математическое описание процессов, приводящих к отказу отдельных видов энергетического оборудования, электростанций и систем в целом, обоснование номенклатуры показателей надежности и базы для их нормирования, методы сбора и обработки информации о надежности эксплуатируемого оборудования малых серий, внедрение автоматизированной диагностики состояния оборудования, методы расчета и обеспечения надежности элементов и систем путем нагрузочного, структурного, временного и функционального резервирования. Решение этих задач невозможно без изучения физических явлений и процессов возникновения и устранения отказов энергогенерирующего, особенно нового и уникального оборудования ТЭС, с учетом всего комплекса действующих факторов.

Уделено внимание вопросам алгоритмического и математического обеспечения задач диагностики и прогнозирования аварийных отказов. Предложена концепция подхода и ее программная реализация для

риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС. Приведены рекомендации по совершенствованию существующей в энергетике системы технического обслуживания и ремонта оборудования.

Авторы надеются, что материал, изложенный в данной работе, окажет содействие в развитии и внедрении задач прикладной надежности тепловых электростанций, основанной на цифровизации риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования ТЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года : утв. распоряжением Правительства Рос. Федерации от 13.11.2009 № 1715-р. – М., 2009.

2. Баринов, В. А. Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 г. / В. А. Баринов // Экономические проблемы энергетического комплекса. – М. : ИНП РАН, 2013. – 33 с.

3. Развитие электроэнергетики России / Э. П. Волков, В. А. Баринов, А. С. Маневич, М. И. Сапаров // Электрические станции. – 2013. – № 3. – С. 2–8.

4. Троицкий, А. А. Электроэнергетика вчера, сегодня, завтра / А. А. Троицкий // Электрические станции. – 2010. – № 1. – С. 2–7.

5. Веселов, Ф. В. Методы и результаты оценки эффективности ускоренной модернизации электроэнергетики России / Ф. В. Веселов, А. А. Макаров, А. С. Макарова // Теплоэнергетика. – 2013. – № 1. – С. 6–15.

6. Ольховский, Г. Г. Перспективы тепловых электростанций / Г. Г. Ольховский // Электрические станции. – 2010. – № 1. – С. 8–17.

7. Тумановский, А. Г. Разработка пылеугольного энергоблока на сверхкритические параметры пара мощностью 660 МВт / А. Г. Тумановский, М. Ю. Алтухов, А. Л. Шварц // Электрические станции. – 2010. – № 1. – С. 18–27.

8. Конструктивные технические решения по основному оборудованию для перспективных угольных энергоблоков / Л. А. Хоменок, Л. Н. Моисеева, В. И. Бреус, И. И. Пичугин // Теплоэнергетика. – 2012. – № 6. – С. 3–6.

9. Ольховский, Г. Г. Перспективные газотурбинные и парогазовые установки для энергетики (обзор) / Г. Г. Ольховский // Теплоэнергетика. – 2013. – № 2. – С. 3–11.

10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / М-во энергетики РФ. – М. : Энергосервис, 2003. – 368 с.

11. СО 34.04.181–2003. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. – М., 2004. – 454 с.
12. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Н. И. Воропай, Г. Ф. Ковалев, Ю. Н. Кучеров [и др.]. – М. : Энергия, 2013. – 212 с.
13. Глотов, А. В. Онтологическая модель риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования / А. В. Глотов, С. В. Черемисинов, М. В. Щербаков // Энергия единой сети. – 2019. – № 3. – С. 76–85.
14. Грабчак, Е. П. Как сделать цифровизацию успешной / Е. П. Грабчак, Е. А. Медведева, И. Г. Васильева // Энергетическая политика. – 2018. – № 5. – С. 25–29.
15. Беляев, С. А. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС : учеб. пособие / С. А. Беляев, В. В. Литвак, С. С. Солод. – Томск : Изд-во НТЛ, 2008. – 218 с.
16. Ноздренко, Г. В. Надежность ТЭС : учеб. пособие / Г. В. Ноздренко, В. Г. Томлов, О. К. Григорьева. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. – 76 с.
17. Бодров, А. В. Анализ причин повреждаемости котельного оборудования тепловых электростанций / А. В. Бодров, В. Н. Жаров, Б. А. Дорофеев // Наука и безопасность. – 2015. – № 4. – С. 65–68.
18. Ремонт паровых турбин : учеб. пособие / В. Н. Родин, А. Г. Шарипов, Б. Е. Мурманский [и др.]. – Екатеринбург : Изд-во УПИ, 2002. – 203 с.
19. Бродов, Ю. М. Анализ показателей надежности турбоустановок и энергоблоков в целом АО «Свердловэнерго» / Ю. М. Бродов, Б. Е. Мурманский, М. М. Мительман // Теплоэнергетика. – 1997. – № 1. – С. 9–14.
20. Показатели надежности основного и вспомогательного оборудования турбоустановок ТЭС Свердловэнерго / Ю. М. Бродов, Б. Е. Мурманский, М. М. Мительман [и др.] // Электрические станции. – 1997. – № 5. – С. 12–15.
21. Анализ работы энергетических блоков мощностью 150–1 200 МВт за 1986–1995 годы. – М. : СПО ОРГРЭС, 2003.
22. Обзоры повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1986–1995 годы. – М. : СПО ОРГРЭС, 2001.
23. Анализ показателей надежности теплообменных аппаратов ТЭС / Ю. М. Бродов, Р. С. Резникова, Г. И. Краснова, А. И. Чайка // Энергомашиностроение. – 1982. – № 4. – С. 35–39.

24. Складчиков, А. А. Оценка надежности и управление рисками технологических нарушений на воздушных линиях электропередачи : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02 / Александр Александрович Складчиков. – Чебоксары, 2012.

25. Самородов, Ю. Н. Дефекты генераторов / Ю. Н. Самородов. – М. : Энергетические технологии, 2005. – 470 с.

26. Назарычев, А. Н. Анализ основных преимуществ применения вакуумных выключателей / А. Н. Назарычев // Энергоэксперт. – 2007. – № 4–5.

27. РД 153-34.0-45.510–98. Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше. – М. : СПО ОРГРЭС, 2000.

28. Белова, Л. А. Информационные материалы. Повреждения генераторов электростанций МЭС за 1949–1955 гг. / Л. А. Белова, Л. С. Линддорф, Л. Г. Мамиконянц. – М.–Л. : Госэнергоиздат, 1957.

29. Обзор работы крупных генераторов на электростанциях СССР и за рубежом / Л. С. Линддорф, О. С. Голоднова, Н. К. Мышенкова [и др.]. – М. : БТИ ОРГРЭС, 1957.

30. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110–500 кВ в эксплуатации / Б. В. Ванин, Ю. Н. Львов, М. Ю. Львов [и др.] // Электрические станции. – 2001. – № 9.

31. Аронштам, Ю. Л. Методика акустико-эмиссионного контроля фарфоровых изоляторов разъединителей 110–220 кВ / Ю. Л. Аронштам, А. Н. Демин // Изоляция-99 : тр. Междунар. науч.-техн. конф. – СПб., 1999.

32. Шейкин, А. А. Контроль качества изделий из высоковольтного электрофарфора на производстве / А. А. Шейкин // Сб. материалов 2-го семинара «Диагностика технического состояния фарфоровых изоляторов высоковольтных коммутационных аппаратов». – М. : ВНИИЭ, 1999.

33. Омельченко, Ю. А. Контроль качества изделий из высоковольтного электрофарфора на монтаже и в эксплуатации / Ю. А. Омельченко, А. А. Шейкин // Сб. материалов 2-го семинара «Диагностика технического состояния фарфоровых изоляторов высоковольтных коммутационных аппаратов». – М. : ВНИИЭ, 1999.

34. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем. – М. : Союзтехэнерго, 1990.

35. Нормы времени на капитальный, текущий ремонты и техническое обслуживание оборудования подстанций напряжением 35–500 кВ. – М. : Информэнерго, 1984.

36. Кокин, С. Е. Схемы электрических соединений подстанций : учеб. пособие / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 100 с.
37. Афанасьев, Н. А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйства промышленных предприятий / Н. А. Афанасьев, М. А. Юсипов. – М. : Энергоатомиздат, 1989.
38. СТО 70238424.27.100.024–2008. Система пылеприготовления ТЭС. Условия создания. Нормы и требования / М. : НП ИНВЭЛ, 2008. – 33 с.
39. Учет надежности систем сборных шин при обосновании схем распределительных устройств повышенных напряжений понижающих подстанций / Ю. М. Корягин, Б. Н. Неклепаев, А. Т. Шевченко, А. В. Шунтов // Электрические станции. – 1993. – № 12. – С. 33–38.
40. Ящура, А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования : справочник / А. И. Ящура. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.
41. Мухамедзянов, М. Х. График ППР. Настоящее и будущее [Электронный ресурс] / М. Х. Мухамедзянов // Деловой портал «Управление производством». – Режим доступа: http://www.up-pro.ru/library/repair/toir_efficiency/grafik-ppr.html.
42. РД 34.03.201–97. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей / М-во энергетики РФ ; сост. РАО ЕЭС. – М., 2000.
43. Регламент процессов планирования, выполнения и предоставления отчетности о выполнении ремонтной программы ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». Кн. 2 : Выполнение ТОиР / ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». – Красноярск, 2016. – 261 с.
44. Регламент процессов планирования, выполнения и предоставления отчетности о выполнении ремонтной программы ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». Кн. 3 : Отчетность по ТОиР / ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». – Красноярск, 2016. – 381 с.
45. Moubray, J. Reliability-centered Maintenance / J. Moubray. – Industrial Press Inc., 1992. – 426 p.
46. Moubray, J. Reliability-centered Maintenance / J. Moubray. – 2nd ed. – Industrial Press Inc., 1997. – 448 p.
47. Машин, В. А. О психологической проблеме эксплуатации и управления АЭС / В. А. Машин // Электрические станции. – 1994. – № 3. – С. 36–39.

48. Ломов, Б. Ф. Человек и техника: Очерки инженерной психологии / Б. Ф. Ломов. – М. : Книга по требованию, 2012. – 464 с.
49. Dhillon, B. S. Human reliability, error, and human factors in engineering maintenance : with reference to aviation and power generation / B. S. Dhillon. – USA : CRC Press Taylor & Francis Group, 2009. – 173 p.
50. Магид, С. И. Человеческий фактор и энергобезопасность на современном этапе реформирования электроэнергетики / С. И. Магид // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2006. – № 2. – С. 51–62.
51. Dhillon, B. S. Advanced Design Concepts for Engineers / B. S. Dhillon. – USA : CRC Press Taylor & Francis Group, 1998. – 256 p.
52. Надежность технических систем и техногенный риск / В. А. Акимов [и др.]. – М. : Деловой экспресс, 2002. – 368 с.
53. Dhillon, B. S. Engineering Design: A Modern Approach / B. S. Dhillon. – USA : CRC Press Taylor & Francis Group, 2002. – 224 p.
54. Справочник по инженерной психологии для инженеров и художников-конструкторов / пер. с англ. под ред. В. Ф. Венда. – М. : Мир, 1968. – 519 с.
55. Проблемы современного энергетического тренажеростроения через призму терминологии / С. И. Магид [и др.] // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2007. – № 1. – С. 35–50.
56. Свод правил по проектированию тепловых электрических станций / РАО ЕЭС России. – М., 2007. – 175 с.
57. Тремясов, В. А. Надежность электроснабжения : учеб. пособие / В. А. Тремясов. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 170 с.
58. ГОСТ 27.002–89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М. : Изд-во стандартов, 1990. – 37 с.
59. ГОСТ 27.003–2016. Надежность в технике (ССНТ). Состав и общие правила задания требований по надежности. – М. : Стандартинформ, 2018.
60. Помогаев, Ю. М. Методы расчета надежности систем электроснабжения / Ю. М. Помогаев, В. В. Картавец, Г. В. Коробов // Вестн. МичГАУ. – 2014. – № 1 – С. 73–78.
61. Шихеева, В. В. Теория случайных процессов: марковские цепи : учеб. пособие / В. В. Шихеева. – М. : МИСиС, 2013. – 70 с.
62. Вентцель, Е. С. Теория случайных процессов и ее инженерные приложения : учеб. пособие для вузов / Е. С. Вентцель, Л. А. Овчаров. – 2-е изд. – М. : Высш. шк., 2000. – 383 с.

63. ГОСТ 27.301–95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения. – М. : Изд-во стандартов, 1997. – 15 с.
64. Гук, Ю. Б. Расчет надежности схем электроснабжения / Ю. Б. Гук, М. М. Синенко, В. А. Тремясов. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.
65. Гук, Ю. Б. Анализ надежности электроэнергетических установок / Ю. Б. Гук. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1988. – 224 с.
66. Хенли, Э. Дж. Надежность технических систем и оценка риска / Э. Дж. Хенли, Х. Кумамото. – М. : Машиностроение, 1984. – 528 с.
67. Строгонов, А. Обзор программных комплексов по расчету надежности сложных технических систем / А. Строгонов, В. В. Жаднов, С. Н. Полесский // Компоненты и технологии. – 2007. – № 5. – С. 183–190.
68. Конесев, С. Г. Методы оценки показателей надежности сложных компонентов и систем / С. Г. Конесев, Р. Т. Хазиева // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1.
69. Kalos, M. H. Monte Carlo Methods / M. H. Kalos, P. A. Whitlock. – Weinheim : WILEY-VCH Verlag GmbH and Co. KGaA, 2008. – 199 p.
70. РД 10-577–03. Инструкция по порядку продления срока службы барабанов котлов высокого давления. – М., 2003. – 54 с.
71. СО 153-34.17.442–2003. Инструкция по порядку продления срока службы барабанов котлов высокого давления. – М., 2003. – 54 с.
72. РД 10-249–98. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды. – М., 2010. – 270 с.
73. РД 34.45-51.300–97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – 6-е изд., с изм. и доп. по состоянию на 01.03.2001. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
74. СТО 70238424.27.100.011–2008. Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования. – М. : ВТИ, 2008.
75. РД 153-34.0-46.302–00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. – М., 2001. – 42 с.
76. Справочник базовых цен на проектные работы в строительстве (СБЦП 81-02-23–2001). Объекты энергетики. Генерация энергии. – М., 2016. – 32 с.
77. Энергетика и промышленность России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/epr/378/4585190.htm>.

78. Официальный сайт разработчиков системы «Прана» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://prana-system.com/>.
79. Официальный сайт компании РТС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://support.ptc.com/products/windchill/quality/tryout/>.
80. Руденко, Ю. Н. Надежность систем энергетики / Ю. Н. Руденко, И. А. Ушаков. – Новосибирск : Наука, 1989. – 328 с.
81. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС : учеб. пособие для теплоэнергетических и энергомашиностроительных вузов / Г. П. Гладышев, Р. З. Аминов, В. З. Гуревич [и др.] ; под ред. А. И. Андрущенко. – М. : Высш. шк., 1991. – 303 с.
82. 40 лет RCM: как начать надежность-ориентированное техническое обслуживание [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=4110.
83. Антикризисные решения для региональной энергетики / Л. Д. Гительман, Б. А. Бокарев, Т. Б. Гаврилова, М. В. Кожевников // Экономика региона. – 2015. – № 3. – С. 173–188.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ДИАГНОСТИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица П1

Перечень диагностируемых параметров котельного оборудования

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Измерение остаточного ресурса труб (РД 10-577-03)</i>		
1	Толщина стенки, мм	
2	Наружный диаметр труб, мм	
3	Внутренний диаметр труб, мм	
4	Толщина окалины на внутренней поверхности труб, мм	
5	Твердость, НВ	
6	Химический и фазовый состав металла, %	
7	Длительная прочность	
8	Механические свойства при кратковременном разрыве	
9	Остаточный ресурс работы	
<i>Барaban (СО 153-34.17.442-2003)</i>		
1	Твердость, НВ	
2	Отношение предела текучести к временному сопротивлению разрыва	0,75
3	Относительное удлинение, %	16
4	Ударная вязкость, Дж/см	25
<i>Паропроводы (РД 10-577-03)</i>		
1	Химический состав металла, %	
2	Твердость, НВ	
3	Механические свойства металла при комнатной и рабочей температурах	

№ п/п	Параметр	Критическое значение
4	Микроструктура металла и наличие неметаллических включений по толщине стенки трубы	
5	Микрповрежденность (поры) по толщине стенки трубы	
6	Жаропрочность металла	
7	Дополнительный ресурс работы паропроводов	
<i>Питательные трубопроводы (РД 10-577-03)</i>		
1	Утонение, %	10
2	Овальность гибов, %	8
3	Отношение предела текучести к временному сопротивлению разрыва	0,65
4	Ударная вязкость, кДж/м ²	25
<i>Корпуса арматуры и другие литые детали паропровода (РД 10-577-03)</i>		
1	Твердость, НВ	
<i>Дымосос (СТО 70238424.27.060.01.002-2009)</i>		
1	Амплитуда виброперемещения, мм	
2	Допустимые значения биений посадочных мест вала, мм	
<i>Мельница (СТО 70238424.27.060.01.012-2009, РД 153-34.1-24.303-98)</i>		
1	Удельный расход электроэнергии на размол, кВт·ч/т	10

Таблица П2

Перечень диагностируемых параметров турбинного оборудования

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Корпусные детали турбин (РД 10-577-03)</i>		
1	Предел текучести при 20 °С, МПа	
2	Доля вязкой составляющей в изломе ударного образца Шарпи KCV при 150/80 °С, %	
3	Ударная вязкость KCV при 150/80 °С, кДж/м ²	

№ п/п	Параметр	Критическое значение
4	Критическое раскрытие при ударном нагружении при температуре пара, мм	
5	Горячая твердость при температуре пара, МПа	
6	Твердость при 20 °С, НВ	
7	Количество пор ползучести диаметром более 2 мкм в одном поле зрения при 500-кратном увеличении при 20 °С	
<i>Роторы турбин (РД 10-577-03)</i>		
1	Остаточная деформация со стороны осевого канал, %	
2	Скорость ползучести, %/ч	
3	Твердость, НВ	
<i>Подогреватели ПНД, ПВД, деаэрактор (СО 17230282.27.100.005-2008)</i>		
1	Твердость, НВ	
2	Временное сопротивление или условный предел текучести, %	5
3	Отношение предела текучести к временному сопротивлению	0,65
4	Относительное удлинение, %	17
5	Минимальное значение ударной вязкости на образцах с острым надрезом, МДж/м ²	0,25
<i>Насосы (3298-00.001 МУ)</i>		
1	Уровень вибрации, мм	
<i>Сетевые подогреватели (РД 34.40.505)</i>		
1	Степень загрязнения, %	
<i>Маслосистема (РД 153-39.4Р-124-02, РД 153-39ТН-008-96)</i>		
1	Вибрация насоса, мм/с	7,1

Перечень диагностируемых параметров силовых трансформаторов
и трансформаторов собственных нужд (ТСН)

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Хроматографический анализ газов</i>		
1	Концентрация газов в масле, % объема, не более:	
	H ₂	0,01
	CH ₄	0,01
	C ₂ H ₂	0,001
	C ₂ H ₄	0,01
	C ₂ H ₆	0,005
	CO	0,06
	CH ₂	0,8
2	Относительная скорость роста концентрации газов в масле, %/мес., не выше	10
<i>Оценка влажности твердой изоляции (только для 1Т–4Т)</i>		
1	Влагосодержание твердой изоляции (не определяем, если влагосодержание масла не превышает 10 г/т), % массы, не выше	4
<i>Измерение сопротивления изоляции (при t не ниже 10 °С)</i>		
1	Коэффициент абсорбции по зонам изоляции, о. е.:	
	ВН – корпус	1,3
	НН – корпус	1,3
	ВН – НН	1,3
2	Коэффициент абсорбции, о. е., не менее	
<i>Измерение tg δ</i>		
1	Тангенс угла диэлектрических потерь (при t не ниже 10 °С), %, не более	1 (при t не ниже 20 °С)
<i>Испытание масла в процессе эксплуатации трансформаторов (без специальных защит масла)</i>		
1	Пробивное напряжение (ГОСТ 6581–75), кВ, не менее	40
2	Кислотное число (ГОСТ 5985–79), мг КОН/г, не более	0,1

№ п/п	Параметр	Критическое значение
3	Температура вспышки в закрытом тигле (ГОСТ 6356–75), °С, не ниже	Снижение более чем на 5 °С в сравнении с предыдущим анализом
4	Влагосодержание (ГОСТ 7822–75) (допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом (РД 34.43.107–95, при наличии требования предприятия-изготовителя), % массы (г/т), не более	–
5	Содержание механических примесей по ГОСТ 6370–83 (класс чистоты по ГОСТ 17216–71), %, не более	Отсутствие (13)
6	Тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 70/90 °С (ГОСТ 6581–75) (норма tg δ при 70 °С факультативна), %, не более	8/12
7	Содержание водорастворимых кислот и щелочей (РД 34.43.105–89), мг КОН/г, не более	0,014
8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (РД 34.43.105–89), % массы, не менее	0,1
9	Содержание растворимого шлама (РД 34.43.105–89), % массы, не более	–
10	Содержание фурановых производных (в том числе фурфурола) (проверка на дефекты и разрушение твердой изоляции), % массы, не более	0,0015 (0,001)
<i>Испытание вводов</i>		
1	Сопротивление изоляции, МОм, не менее	500
2	Тангенс угла диэлектрических потерь (при приведении к $t = 20$ °С), %, не более	1,5
<i>Испытание масла из негерметичных вводов</i>		
1	Пробивное напряжение (ГОСТ 6581–75), кВ, не менее	40
2	Кислотное число (ГОСТ 5985–79), мг КОН/г, не более	0,1
3	Температура вспышки в закрытом тигле (ГОСТ 6356–75), °С, не ниже	Снижение более чем на 5 °С в сравнении с предыдущим анализом

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Хроматографический анализ газов</i>		
1	Концентрация газов в масле, % объема, не более: H ₂ CH ₄ C ₂ H ₂ C ₂ H ₄ C ₂ H ₆ CO CO ₂	0,01 0,01 0,001 0,01 0,005 0,06 0,8
2	Относительная скорость роста концентрации газов в масле, %/мес., не выше	10
<i>Контроль вводов под рабочим напряжением до организации автоматизированного непрерывного контроля</i>		
1	Модуль изменения тангенса угла диэлектрических потерь и изменение модуля полной проводимости, %	0–0,5 (периодичность 12 мес.)
2	Изменение tg δ по сравнению с результатами предыдущих измерений, %, менее	0,3

Таблица П4

Перечень диагностируемых параметров ТСН

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Хроматографический анализ газов</i>		
1	Концентрация газов в масле, % объема, не более: H ₂ CH ₄ C ₂ H ₂ C ₂ H ₄ C ₂ H ₆ CO CO ₂	0,01 0,01 0,001 0,01 0,005 0,06 0,8
2	Относительная скорость роста концентрации газов в масле, %/мес., не выше	10

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Измерение сопротивления изоляции (при t не ниже 10 °С)</i>		
1	Коэффициент абсорбции по зонам изоляции, о. е.: ВН – корпус НН – корпус ВН – НН	1,3 1,3 1,3
<i>Испытание масла в процессе эксплуатации трансформаторов (без специальных защит масла)</i>		
1	Пробивное напряжение (ГОСТ 6581–75), кВ, не менее: 21Т–26Т 27Т, 28Т	20 25
2	Кислотное число (ГОСТ 5985–79), мг КОН/г, не более	0,1
3	Температура вспышки в закрытом тигле (ГОСТ 6356–75), °С, не ниже	Снижение более чем на 5 °С в сравнении с предыдущим анализом

Таблица П5

Перечень диагностируемых параметров турбогенераторов

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Измерение сопротивления изоляции (при 10–30 °С)</i>		
1	Сопротивление в обмотке статора, МОм/кВ от номинального линейного напряжения, не менее	10
2	Коэффициент абсорбции, о. е., не менее	1,3
3	Сопротивление, МОм, не менее: Обмотка ротора	0,002 (75 °С) или 0,02 (20 °С)
	Цепи возбуждения генератора и коллекторного возбуждителя со всей присоединенной аппаратурой (без обмоток ротора и возбуждителя)	1,0
	Обмотки коллекторных возбуждителя и подвозбудителя	0,5
	Бандажи якоря и коллектора коллекторных возбуждителя и подвозбудителя	1,0

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Испытание обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки</i>		
1	Коэффициент нелинейности (если токи утечки более 50 мкА), о. е., не более	3
<i>Испытание стали статора</i>		
1	Удельные потери в стали сердечника ($B = 1,4$ Тл), Вт/кг, не более	
2	Отклонение от исходных данных, %, не более	10
<i>Испытание на нагревание (РД 34.45.309–92)</i>		
1	Измеряемые температуры, °С, не более	Согласно инструкции завода-изготовителя
2	Отклонения в нагревах, °С, не более	3–5
<i>Проверка качества дистиллята (при водяном охлаждении)</i>		
1	Показатель рН при температуре 25 °С	8,5±0,5
2	Удельное электрическое сопротивление при температуре 25 °С, кОм·см, не менее	200
3	Содержание кислорода (для закрытых систем), мкг/кг, не более	400
4	Содержание меди, мкг/кг, не более	100
<i>Измерение вибрации</i>		
1	Амплитуда вибрации, мкм: Сердечник статора ТГ, не более Корпус статора: ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3 ТГ-4	60 60 30
<i>Определение суточной утечки (при водородном охлаждении)</i>		
1	Суточная утечка воздуха, %, не более	1,5
2	Суточная утечка водорода в генераторе, %, не более	5
3	Контрольный анализ чистоты водорода, поступающего в генератор, %	0,5

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Контрольный анализ содержания водорода и влажности газа в корпусе генератора (при водородном охлаждении)</i>		
1	Содержание водорода в охлаждающем газе в корпусах генератора, %	98
2	Содержание кислорода, %, не более: в газе у ТГ в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки	1,2 2
3	Температура точки росы, °С, не более	15
<i>Измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках (если есть один или оба изолированных от корпуса конца вала)</i>		
1	Различие напряжений между концами вала ротора (неисправность изоляции), %, не более	10
2	Сопrotивление изоляции N (Ц-05-88(Э)), кОм, не менее: корпуса подшипника масляной пленки	2 1

Таблица П6

Перечень диагностируемых параметров
отдельно стоящих трансформаторов тока 110 кВ

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Измерение сопротивления изоляции, МОм, не менее</i>		
1	Основная изоляция	3 000
2	Вторичные обмотки (без скобок – при отключенных вторичных цепях, в скобках – с подключенными)	50(1)
<i>Измерение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции</i>		
1	Предельное значение для основной изоляции ТТ, приведенное к температуре 20 °С (для основной бумажно-масляной и конденсаторной изоляции), %, не более	3

Окончание табл. П6

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Испытания трансформаторного масла (ТТ, не оснащенных системой контроля под рабочим напряжением)</i>		
1	Пробивное напряжение (ГОСТ 6581–75), кВ, не менее	40
2	Кислотное число (ГОСТ 5985–79), мг КОН/г, не более	0,1

Таблица П7

Перечень диагностируемых параметров встроенных трансформаторов тока 110 кВ

Параметр	Критическое значение
Сопrotивление изоляции, МОм, не менее:	
Основная изоляция	3 000
Вторичные обмотки (без скобок – при отключенных вторичных цепях, в скобках – с подключенными)	50 (1)

Таблица П8

Перечень диагностируемых параметров воздушных выключателей 110 кВ

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Измерение сопротивления изоляции, МОм</i>		
1	Многоэлементные изоляторы	300
<i>Испытание вводов</i>		
1	Сопrotивление изоляции, МОм, не менее	500
2	Тангенс угла диэлектрических потерь (при приведении к $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$), %, не более	Согласно инструкции завода-изготовителя

Таблица П9

Диагностируемый параметр разъединителей 110 кВ

Параметр	Критическое значение
Сопrotивление изоляции многоэлементных изоляторов, МОм	300

Таблица П10

Перечень диагностируемых параметров электромагнитных ТН 110 кВ

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Измерение сопротивления изоляции обмоток, МОм, не менее</i>		
1	Основная изоляция	300
2	Вторичные обмотки (без скобок – при отключенных вторичных цепях, в скобках – с подключенными)	50 (1)
<i>Испытание трансформаторного масла</i>		
1	Пробивное напряжение (ГОСТ 6581–75), кВ, не менее	40
2	Кислотное число (ГОСТ 5985–79), мг КОН/г, не более	0,1
3	Температура вспышки в закрытом тигле (ГОСТ 6356–75), °С, не ниже	Снижение более чем на 5 °С в сравнении с предыдущим анализом 125

Таблица П11

Перечень диагностируемых параметров разрядников 6–35 кВ

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Измерение сопротивления вентильных разрядников</i>		
1	Сопротивление вентильных разрядников, МОм	По требованиям инструкции завода-изготовителя
2	Сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания, МОм, не менее	1
<i>Измерение тока проводимости при выпрямленном напряжении</i>		
1	Ток проводимости при температуре 20 °С, мкА	По требованиям инструкции завода-изготовителя
<i>Измерение пробивного напряжения вентильных разрядников</i>		
1	Действующее значение пробивного напряжения при частоте 50 Гц, кВ	По требованиям инструкции завода-изготовителя

Таблица П12

Перечень диагностируемых параметров разрядников 110 кВ

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Испытания вентильных разрядников</i>		
1	Сопротивление разрядников, МОм	По требованиям инструкции завода-изготовителя
2	Сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания, МОм, не менее	1
<i>Измерение тока проводимости при выпрямленном напряжении</i>		
1	Ток проводимости при температуре 20 °С, мкА	450–620
<i>Измерение пробивного напряжения вентильных разрядников</i>		
1	Действующее значение пробивного напряжения при частоте 50 Гц, кВ	66–84

Таблица П13

Перечень диагностируемых параметров конденсаторов связи 110 кВ

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Испытания конденсаторов делителей напряжения</i>		
1	Сопротивление разрядного резистора конденсаторов, МОм, не более	100
2	Тангенс дельты (на конденсаторах связи, конденсаторах отбора мощности и конденсаторах делителей напряжения при температуре 20 °С), %, не более	0,8

Таблица П14

Перечень диагностируемых параметров емкостных ТН 110 кВ

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Измерение сопротивления изоляции электромагнитного устройства</i>		
1	Сопротивление, МОм, не менее	300

Окончание табл. П14

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Испытание трансформаторного масла</i>		
1	Пробивное напряжение (ГОСТ 6581–75), кВ, не менее	40
2	Кислотное число (ГОСТ 5985–79), мг КОН/г, не более	0,1
3	Температура вспышки в закрытом тигле (ГОСТ 6356–75), °С, не ниже	Снижение более чем на 5 °С в сравнении с предыдущим анализом 125

Таблица П15

Перечень диагностируемых параметров ОПН 110 кВ

№ п/п	Параметр	Критическое значение
<i>Измерение сопротивления ОПН</i>		
1	Сопротивление, МОм, не менее	3 000
2	Отличие от данных в паспорте или полученных в результате предыдущих измерений в эксплуатации, %, не более	±30
<i>Измерение тока проводимости</i>		
1	Ток проводимости при температуре 20 °С, мА, не более	1

Научное издание

Бойко Евгений Анатольевич
Бобров Алексей Васильевич
Шишмарев Павел Викторович
Пачковский Сергей Владимирович

Коваленко Игорь Владимирович
Карабарин Денис Игоревич
Вольнев Валерий Николаевич
Однолько Денис Игоревич

**РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОЕ
УПРАВЛЕНИЕ
ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Монография

Редактор *Л. Г. Семухина*
Компьютерная верстка *О. А. Кравченко*

Подписано в печать 09.11.2021. Печать плоская. Формат 60×84/16
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 22. Тираж 500 экз. Заказ № 12191

Библиотечно-издательский комплекс
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел. (391) 206-26-16; <http://bik.sfu-kras.ru>
E-mail: publishing_house@sfu-kras.ru