

**ЖАЛИЛОВ Р.Б., САФАРОВ А.Б.,
ШАЙИМОВА С.П.**

НАДЁЖНОСТЬ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ



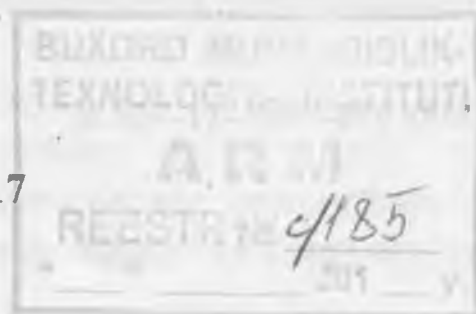
ТАШКЕНТ

ЖАЛИЛОВ Р.Б., САФАРОВ А.Б., ШАЙИМОВА С.П.

НАДЁЖНОСТЬ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

(Монография)

ТАШКЕНТ – 2017



УДК: 621.31-192

ББК 31.2

Ж-24

Ж-24 Жалилов Р.Б., Сафаров А.Б., Шайимова С.П. Надёжность объектов электроэнергетики. – Т.: «Fan va texnologiya», 2017, 196 стр.

ISBN 978-9943-11-409-8

В монографии изложены основные методы анализа, расчета и оценки показателей надежности объектов электроэнергетики, пути их совершенствования, тенденция их развития. Рассмотрены модели отказов и показатели надёжности электрооборудования и элементов энергосистем. Приведены задачи субъектов в обеспечении надежности объектов электроэнергетики, перспективы совершенствования систем учета отказов оборудования и мониторинга надёжности. Предложены: комплексный метод расчета и мероприятия по повышению надёжности объектов электроэнергетики. Монография предназначена научным и инженерно-техническим работникам, самостоятельным исследователям, специалистам эксплуатационникам, магистрам и бакалаврам энергетических специальностей.

* * *

In the monography the basic methods of the analysis, calculation and an estimation of indicators of reliability of objects of electric power industry, a way of their perfection, the tendency of their development are stated. Models of refusals and indicators of reliability of an electric equipment and elements of power systems are considered. Problems of subjects in maintenance of reliability of objects of electric power industry, prospect of perfection of systems of the account of refusals of the equipment and reliability monitoring are resulted. The complex method of calculation and action for increase of reliability of objects of electric power industry are offered.

The monography it is intended to scientific and engineering – technical workers, independent researchers, experts, for engineers on operation, for the students of the magistracy and bachelors of electric power specialities.

Рецензенты:

Садуллаев Н.Н. – д.т.н., проректор по научной работе Бух ИТИ;

Рахматов Д.А. – к.т.н., главный энергетик АО «Нефтьгазстройремонт».

Рекомендована к печати по решению совета Бухарского инженерно-технологического института от 4 февраля 2017 года.

ISBN 978-9943-11-409-8

© Изд-во «Fan va texnologiya», 2017.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АЛАР — автоматика ликвидации возникающего асинхронного режима работы

АОСН — автоматика ограничения снижений напряжения

АОСЧ — автоматика ограничения снижений частоты

АОПН — автоматика ограничения повышений напряжения

АОПЧ — автоматика ограничения повышений частоты

АПВ — автоматика повторного включения

АПВС — автоматика повторного включения с синхронизацией

АПНУ — автоматики предотвращения нарушения устойчивости

АРВ — автоматика резервного включения

АРКТ — автоматические регуляторы коэффициентов трансформации

АРФВ — автоматика релейной форсировки возбуждения

АСУ — автоматизированные системы управления

АСУТП — автоматизированные системы управления технологическими процессами

АСУ ТП Т и АЭС — АСУ технологическими процессами тепловых и атомных электростанций

АСРЧМ — автоматическая система регулирования частоты и активной мощности

АУРЗ — автоматические устройства релейной защиты

АЧР — автоматическая частотная разгрузка

АЭС — атомная электрическая станция

ВЛ — воздушная линия

КЗ — короткие замыкания

МЭК — Международная электротехническая комиссия (по английски — IEC)

МКПА — микропроцессорные комплексы противоаварийной автоматики

ПА — противоаварийная автоматика

ПАУ — противоаварийное управление

ПААУ — противоаварийное автоматическое управление

САОН — специальная автоматика отключения нагрузки

СИГРЭ – International Council on Large Elektreic Systems–
английски; Conceil International des Grands Geseaux Eiektriques
(SIGGE) – по ффранцузски

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition -
системы управления и доступа к данным

СС – синхронизирующий сигнал

ССОИ – система сбора и обработки информации

СТ – силовые трансформаторы

СЭС – системы электроснабжения

ТЭС – тепловая электрическая станция

УРОВ – устройства резервирования отказов выключателей

ЦРЗА – цифровые устройства релейной защиты и
автоматики

ЦМУ РЗ и ПА – цифровые микропроцессорные устройства
РЗ и ПА

ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Указ первого Президента Республики Узбекистан ПФ-4958 от 28 ноября 2008г. «О комплексе мероприятий по поддержке предприятий реального сектора экономики, обеспечения их стабильной работы и повышения их экспортного потенциала» и Указ от 4 марта 2015 года «О программе мероприятий по обеспечению структурного преобразования, модернизации и диверсификации производства в 2015-2019 годах» наталкивают всех потребителей к энергосбережению, модернизации, а также техническому и технологическому перевооружению промышленного производства. Только отказ от устаревших наших производств и предприятий, продукция которых уже сейчас не вызывает никакого интереса на международном, а завтра не будет вызывать и на нашем внутреннем рынке, строительство современных предприятий и высокотехнологичных комплексов – локомотивов экономического роста, одновременно последовательная реализация глубоко продуманной и взвешенной программы модернизации базовых отраслей и необходимой инфраструктуры – вот та востребованная, жизненно необходимая сегодня политика, которая может и должна создать для нас надежный выход на мировой рынок экспорта, стабильное финансово-экономическое положение, высокий уровень и качество жизни населения страны [1-3].

В этой связи одной из важнейших проблем современности является проблема надежности. Вопрос о надежности электро-энергетических объектов и систем является основным в комплексе предъявляемых к ним требований. В отдельных энергетических системах число аварий достигает нескольких десятков в год, а годовой недоотпуск электроэнергии в результате аварий – нескольких миллиардов кВт·ч. Суммарная мощность одновременно простаивающих в аварийном ремонте генераторов составляет десятки миллионов кВт. При такой высокой аварийности энергосистем оценка надежности отдельных видов оборудования, установок, сетей и систем в целом, а также поиск возможных путей повышения надежности, как в

ходе эксплуатации, так и при проектировании становятся первоочередными задачами[1-3].

Одно из основных направлений развития мировой энергетики — создание единых национальных энергосистем и формирование мощных межнациональных энергообъединений. Мощные энергообъединения, как правило, лучше противостоят единичным нарушениям режима, обусловленным отключением отдельных линий электропередач, мощных агрегатов или даже целых электростанций. Вместе с тем, как показывает опыт эксплуатации последних десятилетий, каскадное развитие аварий, проявляющиеся в нескольких последовательных отказах элементов энергосистемы и систем управления, может повлечь за собой тяжелые последствия, приводящие к нарушениям электроснабжения потребителей на огромных территориях. Примерами подобных катастрофических аварий явились широко известные случаи погашения энергосистем в США (1965 и 1977 гг.), во Франции (1978 г.), в Канаде (1982 г.) и Швеции (1983 г.). Эти аварии вызвали серьезные экономические и социальные потрясения и нанесли значительный ущерб экономике стран [4-9,11] .

Существующие электроэнергетические системы (ЭЭС) характеризуются большими размерами, разнообразием схем коммутаций, влиянием на их режимы случайных факторов, практически непрерывным изменением структуры схем в эксплуатации, ввиду чего проблема надежности ЭЭС и электрических сетей, как объектов электроэнергетики, является основной как в теоретическом, так и в практическом аспекте.

По данной тематике осуществлены и ведутся исследования ведущими зарубежными учеными, такими как Billinton R., Allan R. N., Эндрени Дж, В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, В.Г. Китушин, Кучеров О.М., Кучеров Ю.Н., Капойи Л., Руденко Ю.Н., В.И. Гельфанд, Ю.Н.Руденко, Ершов М.С, Фокин А.Ю., Т.В. Дзюбина, Г.А. Дубицкий, М.А. Дубицкий, Гук Б.Ю., Розанов М.Н., Балаков Ю.Н., Фокин А.Ю.,Туфанов В.А., Грабовицкий В.П., Щербakov О.В., Калявин В.П., Рыбаков Л.М., Кучер В.Я., М.Н. Розанов, А.В.Львов, М.П. Федоров, С.Г. Шульман, Олссон Г., Пиани Д., Савина Н.В., Свешников В.И.,

Кушнарев Ф.А., Совалов С.А., Семенов В.А., Трубицын В.И., Шалин А.И. и др.

Исследования в данной области также проводятся отечественными учеными, такими как К.Р.Аллаев, Т.Х.Насыров, Р.А.Сиддиков, А.А.Хашимов, Т.С. Камалов, М.К.Бабаджанов, Н.Б. Пирматов, Т.Ш. Гаипов, Н.Н. Садуллаев, В.А.Хохлов и др.

Анализ методов исследования и оценки надежности объектов электроэнергетики свидетельствует о недостаточной изученности проблемы в области сложного технологического объекта, в зависимости от свойств СЭС, средств КИПиА, технологической автоматики (составные части АСУ ТП), а также технологического резервирования. Снижение надежности энергосистем, которые приводят к нерациональному использованию источников электроэнергии, затрудняют контроль и управление режимами их работы, приводят к излишним финансовым потерям, как у производителей, так и у потребителей электроэнергии.

Поэтому разработка, исследование и практическое внедрение комплексного метода являются решением проблемы совершенствования и развития существующих теории и методов исследования, анализа и оценки надежности объектов электроэнергетики.

ГЛАВА I. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ОЦЕНКИ НАДЁЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

1.1. Первоначальные научные исследования по надёжности

Необходимость расчёта надёжности технических устройств и систем существовала с момента использования их человеком. Например, в начале 1900-х годов существовала задача оценки среднего времени горения газовых фонарей, а в середине 1930-х, благодаря работам шведского ученого В.Вейбулла (Waloddi Weibull), получила известность задача описания среднего времени наработки электронной лампы до её выхода из строя (распределение Вейбулла) [4,8].

Ярким примером поиска методов расчёта надёжности является история создания ракетных комплексов Фау-1 и Фау-2 Вернером фон Брауном [8,9]. В лаборатории Брауна работал немецкий математик Эрик Пьеружка (Eric Pieruschka), который доказал, что надёжность ракеты равна произведению надёжности всех компонент, а не надёжности самого ненадёжного элемента, как считал Браун. Позднее вместе с Брауном в середине 50-х годов в США работал талантливый немецкий инженер Роберт Луссер (Robert Lusser), который сформулировал основные теоретические положения будущей теории надёжности. Его формула для расчета надёжности системы с последовательным соединением элементов стала известна как «Закон Луссера» (Lusser's law).

К первым работам по расчёту надёжности в России можно отнести статью инженера Якуба Б.М. «Показатели и методы расчета надёжности в энергетическом хозяйстве», опубликованную в журнале «Электричество», №18, 1934г., и статью профессора Сифорова В.И. «О методах расчёта надёжности работы систем, содержащих большое число элементов» (Известия Академии наук СССР. Отделение технических наук. №6, 1954г.) Независимо от закрытых работ немецких ученых, в указанных статьях надёжность систем с по-

следовательным соединением рассчитывалась как производение надёжности элементов.

Первоначально в технике проблема надежности вызвала новые научные направления, как теория надежности, физика отказов, статистическая теория прочности, техническая диагностика, инженерная психология, исследование операций, планирование эксперимента и др. Теория надежности была разработана в середине XX века в трудах математиков и инженеров для нужд радиоэлектроники, связи, автоматического управления, вычислительной и военной техники. Математический аппарат теории надежности основан на таких разделах современной математики, как теория случайных процессов, теория массового обслуживания, математическая логика, теория графов, теория оптимизации, теория экспертных оценок, а также теория вероятностей и математическая статистика.

С освоением новой энергетической техники проблема надежности становилась одной из самых главных. В электроэнергетике возникли, связанные с проблемой надежности, следующие практические задачи:

- статистическая оценка и анализ надежности действующего оборудования и установок,
- прогнозирование надежности оборудования и установок,
- нормирование уровня надежности,
- испытания на надежность,
- расчет и анализ надежности,
- обеспечение надежности,
- оптимизация технических решений по обеспечению надежности при проектировании,
- создание и эксплуатация электроэнергетического оборудования, установок и систем.

Решение этих задач, основанное на математических моделях и методах теории надежности, нашло свое отражение в научных работах тех времен. Однако и сама теория надежности в приложении к задачам электроэнергетики продолжает развиваться. Одни и те же практические задачи получают на основе моделей и методов, все более совершенных в отношении

достоверности и точности результатов, полноты учета специфических обстоятельств и трудоемкости расчета. Получают решение поставленные задачи и появляются новые.

В настоящее время у потребителей электроэнергии произошло качественное изменение технологий, в результате которого зависимость нормального функционирования отдельных потребителей или энергорайонов от надежности электроснабжения стало настолько сильна, что нарушение электроснабжения приводит к значительным материальным ущербам. Свидетельство этого - многочисленные аварии наблюдающиеся и во многих странах мира [112]. Например, авария в Нью-Йорке, длившаяся 25 часов, привела к ущербу в 1 млрд. долларов. Происходящее реформирование в энергетике обостряет проблему надежности.

Одним из основных приоритетных направлений нашей экономики является «... реализация мер по модернизации электроэнергетики, сокращению энергоёмкости и внедрению эффективной системы энергосбережения» [1].

Развитие экономики Узбекистана невозможно без бережного и экономного использования имеющихся энергетических и сырьевых ресурсов. Эта важнейшая на сегодня сфера деятельности, ресурс повышения конкурентоспособности производства, способ интеграции экономики в международный рынок [2].

В настоящее время в экономику республики Узбекистан внедряется современная импортная техника и технологии, которые необходимо обеспечивать электроэнергией согласно требованиям европейских стандартов. В противном случае эта техника не может обеспечить ожидаемого качества и производительности [2,3, 46].

Создание новых уникальных машин, аппаратов, линий электропередач, крупных энергетических объединений и комплексов требует применения таких методов анализа и расчета надёжности, которые позволили бы при проектировании объективно учесть опыт эксплуатации, данные экспериментов, рассчитать надёжность, проанализировать варианты по обеспечению надёжности, обосновать ее повышение,

прогнозировать надежность, исключить возможность катастрофического исхода аварий для людей и окружающей среды.

1.2. Показатели и характеристики надёжности

Согласно [14,17] надёжность является комплексным понятием, включающим такие свойства как, безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчиво способность, режимная управляемость и в особенности живучесть, под которой понимается способность энергосистем противостоять возмущениям, не допуская каскадного развития аварий, приводящего к массовым нарушениям питания потребителей. Известно [85,112], что под надёжностью энергосистем (энергообъединений) в принятой терминологией понимается их способность выполнить свою основную функцию — бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией требуемого качества. С известной условностью в общем комплексном понятии надёжности энергосистем можно различать по функциональному признаку частные понятия, относящиеся к основным структурным составляющим энергосистемы: надёжность системы генерации — способность электростанций поддерживать требуемый баланс мощности при нормативном значении частоты; надёжность основной электрической сети — способность устойчиво передавать мощность из частей энергосистемы с избытком мощности в части с дефицитом её; надёжность распределительной сети — способность этой сети осуществлять бесперебойное питание узлов нагрузки (отдельных потребителей или их групп).

В ситуационном аспекте можно различать два частных понятия [46,51,112]: надёжность в установившемся режиме (по терминологии, принятой в США, —adequacy) — способность обеспечения баланса мощности и электроэнергии (ЭЭ) при нормативном качестве ЭЭ; надёжность в переходном процессе (Security) — способность отдельных структурных частей и энергосистемы в целом противостоять нарушениям режима и обеспечивать электроснабжение потребителей.

В настоящее время широко распространены элементарные методы расчета надежности, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных в смысле надежности элементов. При этом отказом элемента считается выход его параметров (электрических, механических, тепловых...) за пределы, при которых он перестает выполнять свои функции. Предполагается, что элемент отключается коммутационными устройствами от остальной схемы. При этом сами коммутационные устройства рассматриваются как самостоятельные элементы. Т.е. при расчетах такими методами не анализируются количественно функциональные зависимости между параметрами режимов элементов, в этом их недостаток. Достоинством таких методов является простота расчетов и возможность получения количественных оценок надежности для современных электроустановок и систем [14,83,85, 107,110-112].

Понятие «элемент» и «система» относительно в расчетах надежности. Объект, считающийся системой в одной задаче, например, силовой трансформатор, состоящий из элементов: обмотки, изоляции, бака, вводов и т.д., в другой задаче рассматривается как единый элемент, например, оценка надежности подстанции или станции. Или, другой пример. Если исследуется надежность работы электрической станции, то станция представляется как система, а генераторы, выключатели, шины РУ, турбины и т.д. — как отдельные элементы. Если же исследуется надежность одного генератора, то сам генератор — система, а статор, ротор, возбудитель и т.д., т.е. его отдельные части — элементы.

Деление системы на элементы зависит от характера задачи (схемный анализ, оперативные управления, конструктивное исполнение), от точности расчета, наличия статистического материала, масштаба объекта в целом. Например, при оценке надежности сложной системы относительно узла нагрузки группа конструктивных аппаратов, таких как разъединитель, выключатель с комплектом релейной защиты и соответствующим участком шин представляется одним элементом с единичным показателем надежности, включающим

отказы этих аппаратов в статическом и оперативном режимах. Однако, при решении задачи оценки вероятности развития аварии в сложной системе такого представления недостаточно, в частности отказы выключателя должны подразделяться на отказы в статическом и оперативном состояниях с выделением в последних отказов релейной защиты.

Такой подход значительно упрощает задачи анализа показателей надежности сложных схем. Однако при исследовании надежности электроснабжения какого-либо объекта или участка сети такое представление неправомерно. Тогда двухцепная ЛЭП – система, а цепи – ее элементы.

Задача синтеза – научиться правильно определять, как представлять объект: системой или элементом для конкретных инженерных ситуаций.

Согласно существующей теории [4-37,80-93, 96,98, 103, 107, 110-112, 115-121] базируясь на относительности понятий «элемент» и «система» применяются поэтапные методы расчета надежности, заключающиеся в том, что на каждом последующем этапе расчетные элементы системы представляются сами системой, с последовательным уточнением показателей надежности. С целью уточнения показателей надежности отдельных элементов необходима соответствующая статистическая информация, которая, как правило, фиксируется как при стендовых испытаниях, так и при эксплуатации [40,67,68].

Показателем надежности называется количественная характеристика одного или нескольких свойств, определяющих надежность объекта. Их подразделяют на единичные, характеризующие одно свойство и комплексные, характеризующие несколько свойств. Единичные показатели в основном применяются для характеристики отдельных элементов, а комплексные – для узлов нагрузки и системы в целом [14,85,86,107,112].

Рассмотрим в начале единичные показатели, которые в свою очередь подразделяются на показатели безотказности и восстанавливаемости.

Показатели безотказности.

Вероятность безотказной работы $p(t)$ – вероятность того, что в пределах заданной наработки t , отказа не произойдет при заданных условиях работы

$$p(t) = P(T \geq t) - \text{функция надежности.}$$

Здесь T – время безотказной работы.

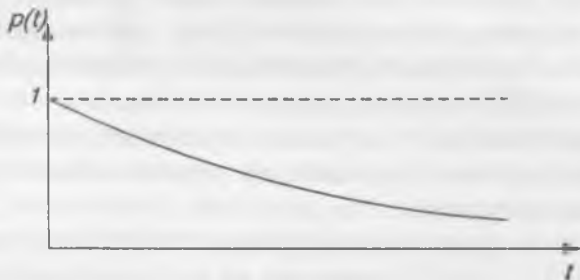


Рис. 1.1. Кривая вероятности безотказной работы.

Статистическая оценка вероятности безотказной работы

$$p^*(t) = \frac{N - n(t)}{N}, \quad (1.1)$$

где N – число элементов в начале испытаний или объем выборки;

$n(t)$ – число отказавших элементов за время t .

Из определения и графика следует, что $p(t)$ – не возрастающая функция времени в пределах от 0 до 1; $p(0) = 1, p(\infty) = 0$.

На практике часто более удобной характеристикой является вероятность отказа $q(t)$, которая определяется как противоположное событие, т.е. это вероятность того, что в пределах заданной наработки произойдет хотя бы один отказ

$$q(t) = 1 - p(t); q(t) = F(t) = P(T < t) - \text{функция ненадежности.}$$

Очевидно, что $p(t) + q(t) = 1$.

Вероятность отказа определяется также как функция распределения случайной величины наработки до отказа (или на отказ).

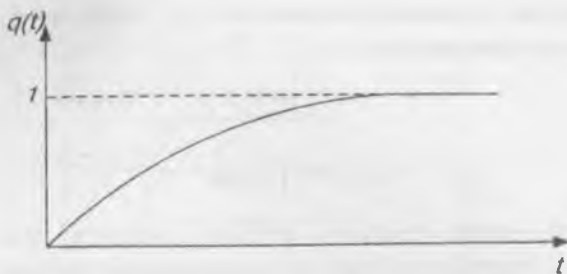


Рис.1.2. Кривая вероятности отказов.

Следовательно, $q(t)$ обладает всеми свойствами интегральной функции распределения случайной величины времени безотказной работы $p(0) = 1$, $p(\infty) = 0$, $q(t_{i+1}) \geq q(t_i)$.

Статистическая оценка $q(t)$:

$$q^*(t) = \frac{n(t)}{N}. \quad (1.2)$$

Частота отказов $a(t)$ - дифференциальная функция распределения или плотность распределения вероятностей, то есть времени работы элемента до отказа - отношение числа отказавших элементов в единицу времени к первоначальному числу испытываемых элементов.

Вероятностное определение $a(t)$:

$$a(t) = q'(t) = \frac{dq(t)}{dt} = -\frac{dp(t)}{dt}. \quad (1.3)$$

Ее статистическая оценка

$$a^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N\Delta t}, \quad (1.4)$$

где $n(\Delta t)$ - число отказавших элементов в интервале времени Δt , т.е. от $\left(t - \frac{\Delta t}{2}\right)$ до $\left(t + \frac{\Delta t}{2}\right)$;

N - число элементов (образцов), участвующих в испытании.

Т.о., между частотой отказов, $a(t)$, вероятностью отказов и вероятностью безотказной работы при любом законе

распределения времени возникновения отказов существуют однозначные зависимости:

$$q(t) = \int_0^t a(t) dt;$$

$$p(t) = 1 - \int_0^t a(t) dt = \int_0^{\infty} a(t) dt. \quad (1.5)$$

Отсюда, зная частоту отказов, можно вычислить и вероятность безотказной работы, и ее характеристики.

Интенсивность отказов $\lambda(t)$ — скорость изменения вероятности безотказной работы или условная вероятность того, что в промежуток времени Δt произойдет отказ, при условии, что до этого он не произошел:

$$\frac{q_2(t) - q_1(t)}{\Delta t \cdot p(t)}. \quad (1.6)$$

С вероятностной точки зрения отказ в промежутке времени $\Delta t = t_2 - t_1$ равен:

$$\int_{t_1}^{t_2} a(t) dt = \int_0^{t_2} a(t) dt - \int_0^{t_1} a(t) dt = q_2(t) - q_1(t);$$

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{q_2(t) - q_1(t)}{\Delta t \cdot p(t)} = \frac{dq(t)}{dt \cdot p(t)} = \frac{q'(t)}{p(t)} = -\frac{p'(t)}{p(t)}. \quad (1.7)$$

Согласно статистической оценке интенсивность отказов, $\lambda(t)$ — отношение числа отказавших элементов в единицу времени к среднему числу элементов, работающих в данный отрезок времени:

$$\lambda^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_{cp} \Delta t} = \frac{n(\Delta t)}{[N - n(t)] \Delta t}, \quad (1.8)$$

где N_{cp} — среднее число работающих элементов в рассматриваемый отрезок времени;

$n(t)$ — число отказавших элементов к рассматриваемому промежутку времени.

Изменение интенсивности отказа во времени показано на рис. 1.3.

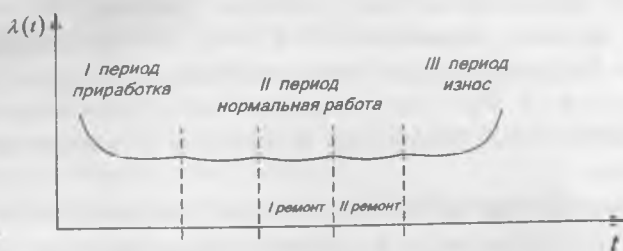


Рис. 1.3. Типичная кривая изменения интенсивности отказов во времени.

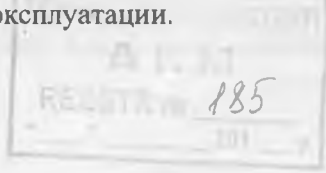
Из кривой зависимости интенсивности отказов от времени видно, что весь период работы элемента условно делится на три части: приработка, нормальная работа, износ.

Приработка

Приработочные отказы являются, как правило, результатом наличия в элементе дефектов или дефектных деталей, надежность которых значительно ниже требуемого уровня. Кроме того, к отказам в этот период могут приводить ошибки при сборке или монтаже, а также недостаточная освоенность элемента обслуживающим персоналом.

Физическая природа таких отказов носит случайный характер и отличается от внезапных отказов нормального периода эксплуатации тем, что здесь отказы могут иметь место даже при незначительных нагрузках («выжигание дефектных деталей»).

Снижение величины интенсивности отказов изделия или объекта в целом при постоянном значении этого параметра для каждого из элементов в отдельности как раз и объясняется «выжиганием» слабых звеньев и их заменой более надежными. Чем круче кривая на первом участке, тем лучше: меньше дефектных элементов остается в изделии за более короткий срок к моменту начала нормальной эксплуатации.



Нормальная эксплуатация (работа)

Этот период характеризуется тем, что приработочные отказы уже закончились, а отказы, связанные с износом, еще не наступили, т.е. в этот период могут быть только внезапные отказы нормальных элементов, наработка на отказ которых очень велика.

Сохранение уровня интенсивности отказов на этом этапе характеризуется тем, что отказавший элемент заменяется таким же с той же вероятностью отказа, а не лучшим, как это происходило на этапе приработки.

Износ

Период нормальной эксплуатации заканчивается, когда начинают возникать износные отказы. Наступает третий период в жизни объекта — износ. Вероятность возникновения отказов из-за износов с приближением к сроку службы возрастает, а средняя частота отказов при $\Delta t \rightarrow \infty$ равна величине, обратной времени безотказной работы.

Рассмотрим связь интенсивности отказов с другими показателями надежности. Для наиболее распространенного в расчетах надежности показательного или экспоненциального закона распределения, зная $\lambda(t)$, можно найти другие показатели надежности.

Для группы элементов:

$$P(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt}; \quad Q(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt}. \quad (1.9)$$

Для одного элемента:

$$P(t) = e^{-\lambda(t)t}; \quad Q(t) = e^{-\lambda(t)t}. \quad (1.10)$$

$$A(t) = \lambda e^{-\lambda(t)t}. \quad (1.11)$$

Или можно найти $\lambda(t)$ зная $A(t)$ и $P(t)$:

$$\lambda(t) = \frac{A(t)}{P(t)}. \quad (1.12)$$

Время безотказной работы — случайная величина, которая характеризуется математическим ожиданием $\bar{T}$ или средним временем безотказной работы и среднеквадратичным отклонением σ .

Как всякое математическое ожидание случайной величины $\bar{T}$ определяется зависимостью вида:

$$\bar{T} = M(t) = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt = \int_0^{\infty} t \cdot q'(t) dt = - \int_0^{\infty} t \cdot dp(t) = \int_0^{\infty} p(t) dt, \quad (1.13)$$

т.е. среднее время безотказной работы равно площади кривой вероятности безотказной работы.

Дисперсия времени безотказной работы равна

$$D(t) = M(t^2) - \bar{T}^2 = \int_0^{\infty} t^2 \cdot a(t) dt - \bar{T}^2. \quad (1.14)$$

$$\sigma_t = \sqrt{D(t)}.$$

Зная $\bar{T}$ и σ_t , можно определить расчетное время безотказной работы $T_{p, \alpha}$ с заданной вероятностью неперевышения α

$$T_{p, \alpha} = \bar{T} + \beta_{\alpha} \sigma_T, \quad (1.15)$$

где $\beta_{\alpha} = f(\alpha)$ - кратность среднеквадратичного отклонения.

Расчетным временем безотказной работы пользуются при сравнении безотказности работы объектов электроэнергетических систем, в особенности, если законы распределения времени безотказной работы различны. Например, для экспоненциального закона распределения:

$$\alpha(t) = \lambda e^{-\lambda(t)}; \quad \bar{T} = \frac{1}{\lambda}; \quad D(t) = \bar{T}^2; \quad \sigma_T = \bar{T};$$

$$T_{p, \alpha} = -\ln(1 - \alpha) \bar{T}. \quad (1.16)$$

Так, для $\alpha = 0,1$ $T_{p, \alpha} = 0,105 \bar{T} = 0,105 \frac{1}{\lambda}$.

Статистическая оценка среднего времени безотказной работы:

$$\bar{T}^* = \frac{\sum_{i=1}^n T_i}{n}, \quad (1.17)$$

где T_i - время работы i -го объекта до отказа;

n - начальное число объектов.

Наработка на отказ - среднее время между соседними отказами при условии восстановления отказавшего элемента

$$t = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n}, \quad (1.18)$$

где n — число отказов за время t ;

t_i — время работы между i -м и $(i+1)$ -м отказом.

Показатели восстанавливаемости

Эти показатели определяются только для объектов, подлежащих ремонту.

Вероятность восстановления объекта $q_B(t)$ — это вероятность того, что за заданное время t объект будет восстановлен или вероятность того, что время восстановления объекта будет меньше некоторого наперед заданного времени t , т.е. это интегральная функция распределения случайной величины времени восстановления: $q_B(t) = P(T_B < t)$.

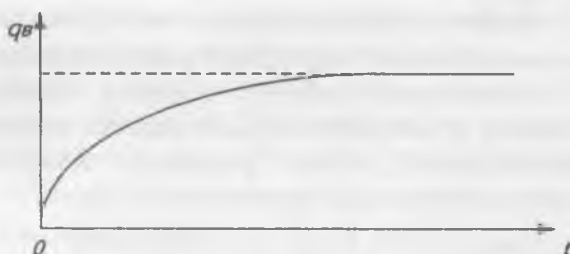


Рис.1.4. Изменение вероятности восстановления объекта во времени.

Вероятность невосстановления объекта $p_B(t)$ — вероятность того, что за заданное время t объект не будет восстановлен:

$$p_B(t) = P(T_B \geq t).$$

Частота восстановления $\alpha_B(t)$ — дифференциальный закон времени восстановления или отношение числа восстановленных объектов в единицу времени к первоначальному числу восстанавливаемых объектов:

$$\alpha_B(t) = \frac{dq_B(t)}{dt} = -\frac{dp_B(t)}{dt}. \quad (1.19)$$

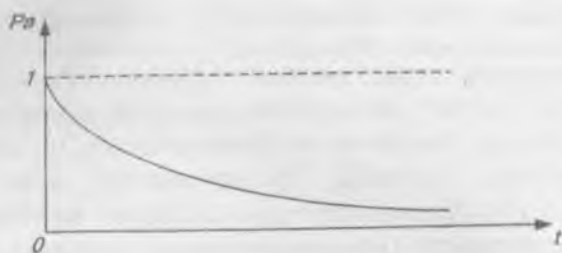


Рис.1.5. Зависимость вероятности невозстановления от времени.

Интенсивность восстановления $\mu_B(t)$ - скорость изменения вероятности восстановления объекта - вводится для характеристики процесса восстановления

$$\mu_B(t) = -\frac{dp_B(t)}{p_B(t)dt} = \frac{p'_B(t)}{p_B(t)}. \quad (1.20)$$

Откуда

$$p_B(t) = e^{-\int_0^t \mu_B(t) dt}. \quad (1.21)$$

Время восстановления t_B - отношение суммарного времени аварийного ремонта всех элементов, отнесенное к числу рассматриваемых элементов, вышедших из строя

$$t_B = \frac{\sum_{i=1}^n t_{B_i}}{n}. \quad (1.22)$$

Восстановление, так же как и безотказность работы характеризуется следующими числовыми характеристиками:
среднее время восстановления

$$\bar{t}_B = \int_0^{\infty} p_B(t) dt; \quad (1.23)$$

дисперсия

$$D(t) = \int_0^{\infty} t^2 a_B(t) dt - \bar{t}_B^2; \quad (1.24)$$

расчетное время восстановления с заданной вероятностью

$$T_{B P} = \bar{t}_B + \beta_{\alpha} \sigma_{t_B}. \quad (1.25)$$

Для наиболее распространенного показательного закона:

$$\alpha_B(t) = \mu_B e^{-\mu_B(t)}; \bar{t}_B = \frac{1}{\mu_B}; \sigma_{t_B} = \bar{t}_B; \bar{T}_{B.P.} = -\ln(1-\alpha) \bar{t}_B. \quad (1.26)$$

Вероятностные характеристики безотказности и восстанавливаемости обычно независимы, т.к. один элемент может обладать высокими показателями безотказности, но длительно восстанавливаться (силовой трансформатор) или другой элемент легко восстанавливается, но обладает низкими показателями безотказности (воздушные линии электропередачи - ЛЭП).

Комплексные показатели надежности

Рассмотренные единичные характеристики не позволяют установить соотношения между временными составляющими цикла эксплуатации, в частности не учитывают время на профилактику и ремонт, готовность объекта к действию в данный момент времени, стоимость и удобства эксплуатации и т.д. Поэтому вводят комплексные показатели надежности [13,14,45, 50, 67, 68, 82, 103,112]. Это — коэффициент готовности, коэффициент вынужденного простоя, коэффициент технического использования, коэффициент оперативной готовности, средний недоотпуск электроэнергии, средний ущерб на один отказ и удельный ущерб.

Коэффициент готовности $K_r(t)$ — вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени t (вероятностное определение) или же — отношение времени безотказной работы к сумме времени работы и восстановления изделия, взятыми за один и тот же календарный срок.

$$K_r = \frac{t_p}{t_p + t_B}, \quad (1.27)$$

где t_p — время безотказной работы;

t_B — время восстановления.

Для перехода к вероятностному определению воспользуемся средними величинами времени безотказной работы и восстановления

$$K_r^* = \frac{t_{cp}}{t_{cp} + \bar{t}_B}. \quad (1.28)$$

Это выражение устанавливает связь между коэффициентом готовности и основными количественными характеристиками надежности.

Т.к. наработка на отказ

$$t_{cp} = \frac{1}{\omega(t)}, \quad (1.29)$$

то

$$K_r = \frac{1}{1 + \omega(t)t_B}, \quad (1.30)$$

а т.к. при $t \rightarrow \infty \omega(t) = \frac{1}{T}$,

$$\text{то } K_r = \frac{1}{1 + \frac{t_B}{T}}, \quad (1.31)$$

где T - среднее время безотказной работы.

Полученное выражение определяет вероятность того, что система исправна в любой момент времени t . Это и есть вероятностное определение K_r .

В то же время $K_r = \frac{\bar{T}}{\bar{T} + t_B}$ - это установившееся значение K_r , т.е. средняя вероятность работоспособного состояния.

Если нас интересует изменение K_r в течение какого-либо промежутка времени, то тогда применяется следующее определение:

$K_r(t)$ - вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени t при выполнении следующих условий:

а) за время $(0; t)$ он не отказал; вероятность этого события $p(t) = 1 - q(t)$;

б) за время $(0; t)$ он отказывал и восстанавливался n раз ($n=1, 2, \dots$), причем последнее восстановление произошло на интервале $(x, x+dx)$, $x \leq t$, и за оставшееся время $(t-x)$ элемент не отказывал; вероятность этого события равна $p(t-x) \sum_{n=1}^{\infty} \omega_n(x) dx$.

Просуммировав все x от 0 до t по всем n от 1 до ∞ , получаем

$$K_r(t) = p(t) + \int_0^t p(t-x) \sum_{n=1}^{\infty} \omega_n(x) dx = p(t) + \int_0^t p(t-x) \omega_{\Sigma}(x) dx, \quad (1.32)$$

где $\omega_{\Sigma}(x)$ - суммарный параметр потока отказов.

Коэффициент вынужденного простоя K_{Π} , вероятность того, что в произвольный момент времени t объект будет в неработоспособном состоянии или это отношение времени восстановления к сумме времени восстановления и времени безотказной работы, взятых за один и тот же период времени.

$$K_{\Pi} = 1 - K_r(t). \quad (1.33)$$

Его установившееся значение равно

$$K_{\Pi} = \frac{\bar{t}_B}{\bar{T} + \bar{t}_B}, \quad (1.34)$$

а статистическая оценка —

$$K_{\Pi}^* = \frac{\bar{t}_B}{\bar{t}_{cp} + \bar{t}_B}. \quad (1.35)$$

Коэффициент оперативной готовности $K_{O.r}$ - вероятность того, что объект проработает безотказно на интервале $(t, t+\tau)$ или вероятность того, что объект, находясь в режиме ожидания, окажется работоспособным в произвольный момент времени и, начиная с этого момента будет работать безотказно в течение заданного интервала времени

$$K_{O.r} = K_r e^{-\lambda \tau} = K_r e^{-\omega \tau}. \quad (1.36)$$

Коэффициент технического использования $K_{т.и.}$ - отношение математического ожидания времени пребывания объекта в рабочем состоянии $\bar{T}_p$ к суммарному времени эксплуатации T_3 за календарный период T_k , $T_k \geq T_3$

$$K_{т.и.} = \frac{\bar{T}_p}{T_3}. \quad (1.37)$$

Средний недоотпуск электроэнергии $\Delta \bar{W}$ - математическое ожидание количества электроэнергии, недоотпущенной потребителям за заданный период времени:

$$\Delta \bar{W} = M(\Delta W) = \int_0^{\infty} \int_0^{\infty} t_{\text{деф}} P_{\text{деф}} f(t_{\text{деф}} P_{\text{деф}}) dt_{\text{деф}} dP_{\text{деф}}, \quad (1.38)$$

где $P_{\text{деф}}$, $t_{\text{деф}}$ — соответственно случайные величины дефицита мощности и продолжительности существования состояний, при которых возникает дефицит мощности у потребителей;

$f(t_{\text{оэф}} P_{\text{оэф}})$ — плотность вероятности системы случайных величин $t_{\text{оэф}}$, $P_{\text{оэф}}$.

В расчетах недоотпуска электроэнергии случайные величины $t_{\text{оэф}}$ и $P_{\text{оэф}}$ часто принимают статистически независимыми, поэтому:

$$\Delta \bar{W} = \int_0^{\infty} t_{\text{оэф}} f(t_{\text{оэф}}) dt_{\text{оэф}} \int_0^{\infty} P_{\text{оэф}} f(P_{\text{оэф}}) dP_{\text{оэф}} = \bar{t}_{\text{оэф}} \bar{P}_{\text{оэф}}. \quad (1.39)$$

Средний недоотпуск электроэнергии — очень важный показатель надежности, его оценка для узлов нагрузки и системы в целом является одной из конечных целей расчетов надежности.

Кроме того, используются комплексные показатели надежности, имеющие стоимостную форму:

Средний ущерб на один отказ $U_{\text{ср}}$, — математическое ожидание ущерба, приходящееся на один отказ объекта или системы.

Удельный ущерб U_0 — ущерб, отнесенный либо к единице недоотпущенной электроэнергии, либо к единице ограничиваемой мощности.

Эти показатели применяют в технико-экономических расчетах для экономической оценки надежности.

Кроме того, пользуются интегральными показателями надежности электроэнергетической системы и установок [13, 14, 93- 96, 112]: условный недоотпуск энергии в течении года; относительное удовлетворение спроса на энергию; математическое ожидание народнохозяйственного (экономического) ущерба от нарушения функционирования из- за отказов и аварий в течении года.

Эти показатели надёжности будут рассмотрены в последующих главах настоящей работы.

1.3. Условность и неопределённость численных оценок показателей надёжности

Говоря о надежности конкретного объекта в конкретный момент времени в прошлом, по оперативной документации

можно точно установить, обладал он или не обладал свойством выполнять заданные функции. При достаточно хорошей информационной технике можно установить наличие этого свойства в достаточно близкий к настоящему момент времени. Мерой надежности как свойства конкретного объекта выполнять заданные функции будет последовательность наработок на отказ $\{t_i\}$.

Усредняя оценку наработки па отказ по множеству реализаций и оценивая рассеяние и тенденцию этой величины к изменению, можно говорить об уверенности в выполнении заданных функций данным объектом в ближайшем будущем. Мерой уверенности может служить вероятность безотказной работы или отказа в предстоящем интервале времени. Вероятности эти будут условными мерами уверенности: предполагается, что существенно не изменятся ни условия функционирования, ни само состояние объекта.

Определение вероятностей отказа или безотказной работы статистическим путем требует большого числа испытаний объекта в заданных условиях в течение требуемой наработки, но дает возможность объективной, хотя и условной оценки надежности. Усредняя оценку наработки на отказ по множеству реализаций на множестве объектов, можно говорить об уверенности в результатах функционирования множества объектов данного класса. Однако в отношении конкретного объекта вероятностные меры будут еще более условными, так как объединение результатов наблюдений подразумевает одинаковость условий и состояний у всех объектов, что, конечно, является условностью.

Для определения вероятностей отказа и безотказной работы расчетным путем выдвигаются гипотезы о законах распределения, проверяются на соответствие имеющимся данным наблюдений и оцениваются параметры этих законов при условии однородности статистических данных. Условность таких оценок еще более усугубляется как в отношении всего множества объектов, так и в отношении конкретного представителя этого множества.

Частотные меры свойства надежности для множества объектов: параметр потока отказов $\omega(t)$, интенсивность отказов $\lambda(t)$, средний параметр потока отказов (частота отказов) λ , определяемые статистически, являются условными мерами, так же как: к параметры законов распределения случайной величины t_i . Доверительные границы для этих частотных мер, как и для временных мер, еще более условны, чем их выборочные средние оценки.

Условность частотных и вероятностных мер — причина неопределенности в оценках показателей надежности для элементов электроэнергетических установок. Интервал, в который попадают значения частот отказов, составляет от одного до двух порядков.

Рассматривая надежность такого класса объектов, как система, можно говорить об условиях ее функционирования при отказах отдельных элементов и изменении внешних воздействий и требований, т. е. о логической мере уверенности в выполнении: или невыполнении всех или части ее функций. Переход от логической меры к вероятностной мере уверенности возможен при условии оценки вероятностей отказов элементов. Так как вероятностные меры надежности элементов условны, то и вероятностная мера надежности системы условна. Чем сложнее объект как система, тем менее определенной представляется в силу своей условности вероятностная мера уверенности в надежности его функционирования. Частотные и временные меры надежности сложного объекта более или менее достоверно можно определить лишь в ходе его испытаний, а также из опыта эксплуатации. Сравнительный анализ надежности сложных объектов на стадии проектирования заключается в сравнении вариантов систем, различающихся составом элементов и условиями функционирования. Такой анализ в первую очередь требует формулировки логических условий отказов функционирования и относительной оценки вероятностей возникновения этих условий для различных вариантов системы. Эта первая задача может быть названа раскрытием неопределенности логических связей или условий возникновения отказов и аварий.

В зависимости о формы представления логических связей определяется вид математических моделей для получения численных оценок показателей надежности. Каждая математическая модель является условным отображением действительного объекта, и, следовательно, оценки вероятностных, частотных и временных показателей надежности имеют широкий интервал неопределенности, обусловленный неопределенностью оценок показателем надежности элементов и условностью самой модели.

В работах [13,14,25-28, 85,86, 90-93, 98, 103,107,110,112] для расчета надежности электроэнергетической установки как системы рекомендованы следующие способы: 1) применение основных теорем теории вероятностей; 2) составление и решение системы дифференциальных уравнений марковского процесса переходов установки из состояния в состояние; 3) эквивалентные преобразования расчетной схемы установки с использованием формул первого и второго способа; 4) топологический анализ электрической схемы на связность; 5) статистическое моделирование случайного процесса перехода установки из состояния в состояние (метод Монте-Карло, имитационное моделирование).

Среди электроэнергетических установок принято выделить установки высокой, средней и низкой надежности. Установки высокой надежности за счет хорошо развитого резервирования обеспечивают высокий уровень безотказности (например, схемы электроснабжения потребителей особой группы первой категории по ПУЭ). Для таких установок расчет надежности выполняется наиболее эффективно и с необходимой точностью логико-вероятностным методом с помощью дерева отказов.

Установки низкой надежности не имеют избыточных элементов (например, схемы электроснабжения потребителей третьей категории по ПУЭ). Для расчета их надежности используются модели старения и износа, модели сработки ресурса, марковские модели надежности с восстановлением и профилактикой [14, 102-105].

Установки средней надежности имеют невысокую кратность резервирования (схемы электроснабжения потребителей первой и второй категорий, главные схемы и схемы собственных нужд электрических станций и подстанций, распределительные сети). Безотказность и восстанавливаемость их обеспечивается средствами управления, защиты и автоматики, а также профилактикой. При простейших схемах с последовательным и параллельным включением элементов возможен расчет с использованием аналитических выражений общей теории надежности и поэтапное эквивалентирование цепей.

При рассмотрении главных схем электрических соединений и прилегающей сети используется таблично-логический метод или метод топологического анализа схемы на ЭВМ[14].

Для расчета надежности схем электрических сетей используется метод анализа состояний системы и методы определения минимальных путей и минимальных сечений с помощью ЭВМ [112-119]. В работе [98] приводятся результаты сравнения различных методов расчета надежности распределительных сетей по их точности и эффективности.

1.4. Меры и критерии надёжности электроэнергетических установок и систем

Как считают многие исследователи [14,82, 98, 103,107,114-119], мерой надежности является всякий алгоритм вывода суждений о наличии необходимого уровня надежности или о степени уверенности в выполнении заданных функций некоторым объектом в прошедшем, настоящем и будущем времени. Для множества объектов какого-либо класса мерой надежности будут алгоритмы вывода суждений о более или менее высоком уровне надежности одного объекта по сравнению с другими и алгоритм определения объекта с оптимальным уровнем надежности. Мера надежности включает в себя показатели и критерии (логические и аналитические выражения), связанные с алгоритмом вывода суждения о надежности.

При анализе надежности электроэнергетического оборудования и установок используются критерии надежности, с помощью которых устанавливается наличие или отсутствие надежности в прошлом и будущем. При сравнении различных объектов или вариантов из множества возможных в данном классе критерии надежности записываются как условия $\max$ или $\min$ показателя надежности у лучшего варианта или объекта: $\bar{t} \rightarrow \max$ (наработка на отказ), $\bar{t}_B \rightarrow \min$, $K_r \rightarrow \max$, $q \rightarrow \min$ и т.д. Здесь K_r - коэффициент готовности системы; q - вероятность отказа. Надежность трудно измерить, т.к. она является функцией многих факторов, большинство из которых случайны. Отсюда ясно, что для оценки надежности необходимо много критериев надежности. Критерий надежности — это признак, по которому оценивается надежность изделия, оборудования, объекта. Различают логические и аналитические критерии надежности.

Анализ показал, что относительно критериев и показателей мнение авторов, исследовавших надежность расходятся. Так, по мнению автора работы [107] при анализе надежности электроэнергетического оборудования и установок используются критерии надежности, с помощью которых устанавливается наличие или отсутствие надежности в прошлом и будущем. В них используются логические функции, выражающие условия выполнения заданных функций, или возникновения отказа, и неравенства, связывающие оценки и нормативные значения показателей надежности. В критериях надежности используются:

- заданное (расчетное) время функционирования t_p ;
- заданное время восстановления t_B и нормативные (с индексом «н») значения соответствующих показателей.

Логические записываются в виде условий безотказной работы или условий отказа объекта или системы с помощью алгебры логики. Аналитические — в виде неравенств оценок временных, частотных и вероятностных показателей надежности и их нормативных значений.

В таблице 1.1 [14] приведены критерии, используемые при анализе надежности электроэнергетического оборудования и

Таблица 1.1

Критерии надежности

Мера надежности	В прошлом для объекта	В будущем	
		Прямой, для элемента	Инверсный
Логическая	$J_i \in U$ для $\forall i \in I_p$ $y = x \wedge z, x \in X$ $z \in Z$	Для элемента	Для системы
		$J_i \in B$ для $\forall i \in I_p$ $\bar{y} = x \vee z, z = \bigcup_{j=1}^M z_j$ $j \in J_i$	$V_i \in A \cup F$ для $\forall i \in I_p$ $\bar{Y} = \bigcup_{k=1}^N S_k, k \in F, k = j \wedge i$ $k = j \wedge i \wedge s, S_k = \cap y_i \cap y_j$ $i \in \{i_1\}, j \in \{j_k\}$
Временная	$t_i \geq t_p$ $t_p \leq t_i$ $\bar{t} \geq \bar{t}_p$ $\bar{t}_p \leq \bar{t}_{\alpha n}$ $\bar{t}_R \geq t_{p0}$ $\bar{t}_K \geq t_{K0}$	$\bar{t} \geq \bar{t}_p$ $\bar{t}_p \leq \bar{t}_{\alpha n}$ $\bar{t}_R \geq t_{p0}$ $\bar{t}_K \geq t_{K0}$	$\bar{t} < \bar{t}_p$ $\bar{t}_p > \bar{t}_{\alpha n}$ $\bar{t}_K < t_{p0}$ $\bar{t}_K < t_{K0}$
Частотная	$\bar{\lambda} \leq \lambda_p$ $\omega \leq \omega_n$	$\lambda \leq \lambda_p$ $\lambda \leq \omega_n$	$\{\Lambda(k) > \Lambda_n(k)\}$ $\Lambda(\bar{Y}) > \Lambda_n(\bar{Y})$
Вероятностная	$\bar{P}(t_p) \geq P_*(t_p)$ $\bar{K}_* \geq K_{*n}$ $\bar{P}(s i) \geq P_*(s i)$	$P(t_p) \geq P_*(t_p)$ $K_* \geq K_{*n}$ $P(s i) \geq P_*(s i)$	$Q(\bar{Y}) > Q_n(\bar{Y})$ $\{q(k) > q_n(k)\}, k \in F$ $\{Q(s i) > Q_n(s i)\}$

установок. С их помощью устанавливается наличие (прямые критерии) или отсутствие (инверсные критерии) надежности в прошлом и в будущем. В них используются логические функции, выражающие условия выполнения заданных функций или возникновения отказа, и неравенства, связывающие оценки и нормативные значения показателей надежности. Но аналитический критерий оптимальности решения с учетом надежности записывается как условие минимума приведенных затрат с учетом ущерба.

Автор считает, что показатели надежности установки как системы рассчитываются по показателям надежности её элементов в соответствии с логическими условиями возникновения возможных отказов S_k одним из методов, рассмотренных в этой работе.

Логические условия выполнения и невыполнения заданных функций записываются в виде функций алгебры логики (ФАЛ) как условие работоспособности (ФР) или условие отказа (ФО) с помощью знаков конъюнкции $\wedge$ и дизъюнкции $\vee$, связывающих условия работоспособности x , y и неработоспособности ($\bar{x}$, $\bar{y}$ — отказ, $\bar{y}$ — состояние) и условия функционирования (нормальные z и ненормальные $\bar{z}$) элементов [14].

1.5. Методы анализа надежности сложных структур электроэнергетических систем

Понятие о структурной надежности схем электрических систем

Согласно существующей теории надежности в электроэнергетике принято условно выделить две составляющие [14, 40, 67, 68, 83, 98, 102, 103, 112-119]:

1) одну, обусловленную структурой системы, т.е. составом элементов, их взаимосвязями, пропускными способностями, без количественного учета режимных особенностей функционирования элементов — структурная надежность;

2) другую, обусловленную особенностями режимов в системе, их ограничениями пропускных способностей

элементов при изменении структурной системы в различных состояниях — функциональная надежность.

Такое подразделение условно, т.к. взаимосвязь этих составляющих очевидна, но оно позволяет упростить задачи оценки надежности сетей сложной структуры.

Состояния полного отказа и безотказной работы схем

Для простоты рассмотрим две схемы из n элементов, в которых имеется один источник питания и один узел нагрузки [41, 68, 69, 84].

1. Схема, в которой отказ хотя бы одного элемента из n приводит к отказу относительно узла нагрузки, т.е. схема с последовательным соединением элементов в смысле надежности.

В ней число работоспособных состояний равно единице, а вероятность безотказной работы определяется по формуле:

$$P_C = \prod_{i=1}^n P_i; \quad (1.40)$$

вероятность отказа равна:

$$q_C = 1 - \prod_{i=1}^n P_i = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_i) = \sum_{i=1}^n q_i - \sum_{i,j} q_i q_j + \sum_{i,j,k} q_i q_j q_k - \dots + \dots (-1)^{n-1} q_1 q_2 \dots q_n; \quad (1.41)$$

число неработоспособных состояний такой схемы $N_{HP} = 2^n - 1$.

2. Схема, в которой отказ всех n элементов приводит к отказу относительно узла нагрузки, т.е. схема с параллельным соединением элементов в смысле надежности.

В ней число состояний полного отказа равно единице, а

$$q_C = \prod_{i=1}^n q_i. \quad (1.42)$$

Вероятность работоспособного состояния схемы равна:

$$P_C = 1 - \prod_{i=1}^n (q_i) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_i) = \\ = \prod_{i=1}^n (P_i) - \sum_{i=1}^n P_i - \sum_{i,j} P_i P_j + \sum_{i,j,k} P_i P_j P_k - \dots + \dots (-1)^{n-1} P_1 P_2 \dots P_n, \quad (1.43)$$

т.е. число работоспособных состояний схемы $N_p = 2^n - 1$.

Для реальных схем с произвольным соединением элементов число работоспособных и неработоспособных состояний

будет находиться в диапазоне $1-2^{n-1}$. Этот диапазон исключительно велик.

Отсюда: если в системе в основном преобладают последовательные соединения элементов, то задача более быстро решается с выделением состояний работоспособности системы. При концентрированной структуре системы с большим числом поперечных связей между элементами и высокой степенью резервирования более быстрое решение задачи обеспечивается выделением состояний неработоспособности системы.

Для схем произвольной конфигурации в смысле надежности возникает задача определения состояний работоспособности и состояний отказа относительно узла. Элементы, входящие в такие состояния, образуют так называемые пути и сечения схемы.

Пути и минимальные сечения схемы [14, 85-88, 112].

Пути схемы относительно узла (узлов) нагрузки называются минимальные совокупности элементов, безотказные состояния которых (в любой из совокупностей) обеспечивают безотказное состояние схемы (передачу электроэнергии) относительно узла.

Минимальными сечениями схемы называются совокупности минимального набора элементов, отказы которых в любой из совокупностей приводят к состоянию отказа схемы (прекращение передачи электроэнергии) относительно узла.

Т.е. путь от источника питания (ИП) до узла — это тот минимальный набор элементов схемы, который обеспечивает один из возможных самостоятельных вариантов выполнения задачи — передачи электроэнергии в узел нагрузки.

Минимальные сечения — это тот минимальный набор элементов схемы, отказ которых приводит к отказу системы относительно узла, т.е. к прекращению передачи электроэнергии.

В определении путей и сечений не предусматривается ограничение пропускных способностей элементов. В схеме с последовательным соединением элементов имеется один путь, состоящий из совокупности элементов $1, 2, \dots, n$, и n сечений: (1) , $(2), \dots, (n)$. В схеме с параллельным соединением элементов

имеется одно сечение $(1, 2, \dots, n)$ и n путей: $(1), (2), \dots, (n)$. Т.о., данный метод используется для определения вероятностей полного отказа и полной работоспособности системы.

Представим все сечения и пути схемы с последовательным соединением элементов в виде матриц минимальных сечений C и путей Π . Их столбцы соответствуют элементам, строки – сечениям (путям). Если элемент i входит в сечение j , то на пересечении столбца i и строки j ставится 1, в противном случае – 0:

$$C = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & i & n \end{matrix} \\ \begin{matrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \\ c_4 \\ \vdots \\ c_i \\ \vdots \\ c_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (1.44)$$

$$\Pi = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & i & n \end{matrix} \\ \begin{matrix} \Pi_1 \\ \Pi_2 \\ \Pi_3 \\ \Pi_4 \\ \vdots \\ \Pi_i \\ \vdots \\ \Pi_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & \dots & 1 & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (1.45)$$

Для схемы с параллельным соединением элементов:

$$C = [1 \ 1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1 \ \dots \ 1]; \quad (1.46)$$

$$\Pi = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & i & n \end{matrix} \\ \begin{matrix} \Pi_1 \\ \Pi_2 \\ \Pi_3 \\ \Pi_4 \\ \vdots \\ \Pi_i \\ \vdots \\ \Pi_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (1.47)$$

Отсюда, если элемент входит в состав всех путей, то он образует одноэлементное сечение. Если элемент входит в состав всех сечений, то он образует путь.

Для выявления одноэлементных сечений по матрице путей достаточно выявить ее столбцы, состоящие из одних единиц (пересечение всех путей в одном элементе).

Двухэлементные сечения получаются в результате логического сложения двух любых столбцов матрицы путей (пересечение всех путей в двух элементах). Если в результате получается столбец, состоящий из одних единиц, то эти два элемента образуют двухэлементное сечение.

Трехэлементные сечения получаются в результате логического сложения трех столбцов (пересечение всех путей в трех элементах) и т.д.

С учетом правил логического сложения:

$$\begin{cases} 0 \vee 0 = 0 \\ 0 \vee 1 = 1 \\ 1 \vee 0 = 1 \\ 1 \vee 1 = 1 \end{cases}.$$

В результате подобного анализа можно по матрице путей получить матрицу сечений.

Для расчета надежности сложных систем важны два следующие вывода:

1. Если все пути схемы пересекаются в одном элементе, то этот элемент является одноэлементным сечением.

2. Если все пути пересекаются в двух элементах, то эти элементы образуют двухэлементные сечения.

Способ определения одно- и двухэлементных сечений, основанный на пересечении путей можно получить иначе, через независимые пути схемы:

— если два независимых пути вынужденно пересекаются в одном элементе, то он образует одноэлементное сечение.

— если две пары независимых путей вынужденно пересекаются в двух элементах, то они образуют двухэлементное сечение.

Используя способ вынужденного пересечения независимых путей, можно регулировать в процессе расчета количество состояний системы, выявляя только состояния с числом отказавших элементов не более двух. Для этого достаточно найти четыре максимально независимых пути.

Вынужденные пересечения двух путей выявляют одноэлементные сечения, пересечения пар путей — двухэлементные сечения.

Все вышесказанное можно применять только для высоконадежных элементов, когда $t_{vi} \ll T_i$ и $q_i \ll p_i$, $p_i \approx 1$. В противном случае нужно учитывать и состояния с большим числом отказавших элементов.

ГЛАВА II. МОДЕЛИ ОТКАЗОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК – ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ

2.1.Общая характеристика отказов

В предыдущей главе при исследовании показателей надёжности приходилось сталкиваться понятием отказа и изменения интенсивности отказов во времени. В данной главе рассмотрим характеристику отказов, наиболее часто используемые в теории надёжности.

Понятие надёжности тесно связано с понятиями работоспособности и отказа[14, 83, 102,107, 110,112-119].

Согласно [25] *надёжность* – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки.

Работоспособность – состояние объекта, при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в полном объеме или частично. Состояние называется полностью работоспособным, если все заданные функции выполняются полностью. Если ни одна из функций не выполняется, то имеет место неработоспособное состояние. Во всех других случаях объект частично работоспособен.

Случайное событие, заключающееся в переходе от полностью работоспособного к частично или неработоспособному состоянию, представляет собой отказ работоспособности.

Отказом называется событие, заключающееся в нарушении работоспособности, т.е. в переходе объекта с одного уровня работоспособности или функционирования на другой, более низкий, или в полностью неработоспособное состояние. Понятие отказа – одно из основных в теории надёжности[4-37,80-93, 96,98, 102,107, 110,112-119].

Отказы классифицируются по ряду признаков:

- по степени нарушения работоспособности — полные и частичные;
- по связи с отказами других объектов — независимые и зависимые;
- по характеру процессов проявления — внезапные и постепенные;
- по времени существования — устойчивые и неустойчивые.

Если в результате отказа объект полностью прекращает выполнение своих функций, то такой отказ называется *полным*, если частично — то *частичным*.

Если отказ какого-либо объекта в системе не является следствием отказов других объектов, то такой отказ называется *независимым*. Если же при отказе объекта изменяется вероятность появления отказов других объектов, то такой отказ называется *зависимым*.

По характеру процессов проявления отказы можно отнести к внезапным и постепенным. *Внезапные* отказы проявляются в результате резкого, скачкообразного изменения основных параметров объекта, связанных с концентрациями внешних или внутренних нагрузок, либо с нарушением условий работы, ошибочными действиями персонала и т.д. При *постепенных* отказах наблюдается плавное изменение параметров в результате старения, износа объектов или их составных частей. Постепенные отказы часто проявляются в форме внезапных. Это подразделение условно.

По времени существования отказы делятся на устойчивые и неустойчивые. *Устойчивый* — это такой отказ, когда для восстановления работоспособности требуется ремонт объекта. *Неустойчивый* отказ — это такой отказ, когда для восстановления объекта требуется только отключение объекта или изменение его режима без ремонта. Например, большая часть отказов ВЛ ликвидируется АПВ и относится к неустойчивым отказам.

Работоспособный объект может быть в рабочем и нерабочем состоянии. В рабочем состоянии он выполняет заданные функции, в нерабочем — нет. Нерабочее состояние включает в

себя состояния предупредительного ремонта, аварийного ремонта, аварийного простоя и преднамеренного простоя.

Рабочее состояние объекта включает в себя следующее режимы:

Нормальный — когда обеспечиваются значения заданных параметров режима работы и резервирования в установленных пределах;

Ремонтный — когда часть элементов объекта находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонта;

Аварийный — от момента возникновения отказа до локализации отказа;

Послеаварийный — от момента локализации отказа до установления заданного режима.

Предупредительный ремонт — это такое состояние объекта, при котором ведутся работы по выявлению и устранению его неисправности и могут привести к отказу объекта.

Аварийный простой отличается от аварийного ремонта тем, что в первом случае не проводятся работы по восстановлению работоспособности объекта, нарушенной в результате отказа, а во втором — проводятся.

Преднамеренный простой — это отключение электроустановки или части системы по причинам, не связанным с ремонтом.

Авария — событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности (функционирования) на другой, существенно более низкий, с крупным нарушением режима работы объекта. Авария в ЭЭС — это массовое нарушение питания потребителей с созданием условий, опасных для людей и окружающей среды.

Восстановление — событие, заключающееся в повышении уровня работоспособности объекта (функционирования), которое достигается проведением ремонтов, отключений или изменением режима работы.

Отказы электроустановок приводят к аварийному недоотпуску электроэнергии и связанному с ним ущербу у потребителей электроэнергии.

Как было отмечено выше (§1.1), согласно существующей теории, надежность — это комплексное свойство, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, устойчивоспособность, сохраняемость, управляемость, живучесть и безопасность [14,19,25,103,107].

Рассмотрим эти составляющие надежности или ее аспекты.

Безотказность — свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или некоторой наработки. Наработка — продолжительность или объем работы объекта.

Долговечность — свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта. Предельное состояние определяется невозможностью дальнейшей эксплуатации, снижением эффективности или требованиями безопасности.

Ремонтпригодность — свойство объекта заключающееся в приспособлении к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий проведением технического обслуживания и ремонтов.

Устойчивоспособность — свойство системы непрерывно сохранять устойчивость в течение заданного времени. Устойчивость — способность системы переходить от одного устойчивого режима к другому при различных возмущениях.

Сохраняемость — свойство объекта сохранять значения показателей безотказности, долговечности и ремонтпригодности в течение и после хранения и (или) транспортировки.

Управляемость — свойство объекта поддерживать нормальный режим посредством управления. Для ЭЭС различают режимную управляемость — свойство системы обеспечивать включение, отключение и изменение режима работы элементов по заданному алгоритму.

Живучесть — свойство системы противостоять возмущениям режима, не допуская их каскадного или цепочечного развития с массовым нарушением питания потребителей.

Безотказность — свойство объекта не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Причинами отказов оборудования являются повреждения или неисправности. Повреждение и неисправности, в свою очередь, могут возникнуть из-за неправильной транспортировки, монтажа, обслуживания и ремонта.

Понятие и сущность потоков отказов .

При эксплуатации сложных систем отказы возникают в случайные моменты времени. Т.к. они устраняются, и работа оборудования продолжается, т.е. большая часть элементов может отказывать и восстанавливаться многократно, то в течение достаточно длительного времени эксплуатации можно говорить о потоках отказов. Характеристикой процесса многократных отказов и восстановлений является, время между последовательными событиями отказа и восстановления T_0 , случайная величина (см. диаграмму процессов отказов и восстановлений элементов в ЭЭС)[14, 85,86,107,113].

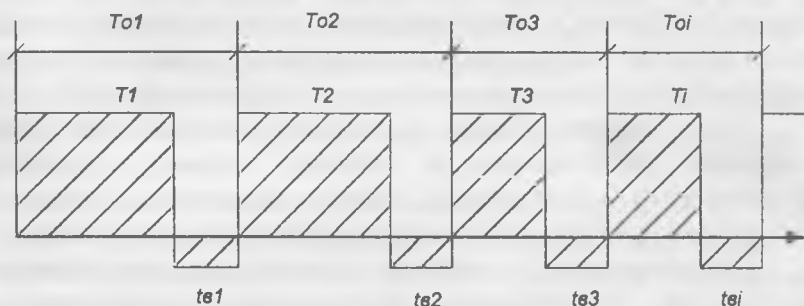


Рис.2.1. Диаграмма процессов отказов и восстановлений элементов.

$$T_0 = T_i + t_{B_i} \quad (2.1)$$

Поток отказов — это последовательность отказов, происходящих один за другим в случайные моменты времени.

Вид потока отказов определяет свойства системы, критерии надежности, вид аналитических зависимостей между количественными характеристиками надежности, а также

методы расчета и испытаний системы. Поэтому изучение потоков отказов имеет большое значение в теории надежности.

Наиболее важными характеристиками потока отказов являются интенсивность и параметр потока отказов.

Интенсивность потока отказов μ — это математическое ожидание числа отказов в единицу времени.

Параметр потока отказов $\omega(t)$ — среднее количество отказов в единицу времени к одному элементу или предел отношения вероятности появления хотя бы одного отказа за промежуток времени Δt к данному промежутку времени при $\Delta t \rightarrow 0$, т.е. при его неограниченном уменьшении, или плотность вероятности возникновения отказов за рассматриваемый период:

$$\omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{q(t, t + \Delta t)}{\Delta t}, \quad (2.2)$$

где $q(t, t + \Delta t)$ — безусловная вероятность отказа, не обязательно первого в интервале $t, t + \Delta t$.

Из статистических данных параметр потока отказов равен:

$$\omega^*(t) = \frac{n_o(t, t + \Delta t)}{n \Delta t}, \quad (2.3)$$

где $n, n_o(t, t + \Delta t)$ — соответственно общее число элементов и число элементов, отказавших в интервале $(t, t + \Delta t)$.

Анализ потоков отказов элементов и систем показывает, что интенсивность и параметр потока отказов в теории надежности совпадают, а при экспоненциальном законе распределения времени возникновения отказов интенсивность и параметр потока всегда совпадают интенсивностью отказов.

Математическое ожидание $H(t)$ числа событий отказов и восстановлений на интервале времени $(0, t)$, выраженное через интегральную функцию распределения, величины T_0 , времени между последовательными событиями отказа и восстановления, т.е. $F_0(t)$ называется суммарным параметром потока отказов:

$$\omega(t) = H'(t) = a_o(t) + \int_0^t \omega(t-x) a_o(x) dx, \quad (2.4)$$

$$\text{т.к. } H(t) = F_0(t) - \int_0^t F_0(x) dH(t-x).$$

При мгновенном восстановлении, т.е. при $\bar{T}_0 \leq \bar{T}$:

$$\omega(t) = a(t) + \int_0^t \omega(t-x) a(x) dx, \quad (2.5)$$

где t — максимальная граница рассматриваемого интервала времени;

x — текущий параметр времени.

В практических расчетах обычно используют среднее значение параметра потока отказов, которое называется иногда частотой отказов или средней повреждаемостью:

$$\bar{\omega} = \frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} \omega(x) dx. \quad (2.6)$$

Различают следующие виды потоков отказов: простейший, поток с последствием, нестационарный, пуассоновский поток, поток Пальма.

Простейшим потоком называют поток отказов, отвечающий требованиям стационарности, отсутствия последствия и ординарности для времени возникновения отказов.

Стационарность случайного процесса времени возникновения отказов означает, что вероятность возникновения отказов на любом промежутке времени Δt не зависит от сдвига Δt по оси времени или вероятность отказа на отрезке времени зависит от длительности отрезка, но не зависит от его положения на оси времени.

Отсутствие последствия — означает, что вероятность наступления n отказов в течение промежутка времени Δt не зависит от того, сколько было отказов, и как они распределились до этого промежутка времени.

Для систем с большим числом элементов это означает, что отказ любого элемента системы не приводит к изменению надежности остальных элементов, т.е. отказы являются случайными независимыми событиями.

Ординарность потока отказов означает невозможность появления в один и тот же момент времени более одного отказа.

Простейший поток событий подчиняется Пуассоновскому распределению вероятностей.

Основные свойства простейшего потока отказов:

1. Закон распределения отказов во времени

$$P_n(t) = \frac{(\lambda t)^n}{n!} e^{-\lambda t}. \quad (2.7)$$

2. Закон распределения времени между соседними отказами

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}. \quad (2.8)$$

3. Плотность вероятности отрезков времени между отказами (до k -го отказа)

$$f_k(t) = \frac{(\lambda t_k)^{k-1}}{(k-1)!} e^{-\lambda t_k}. \quad (2.9)$$

4. Параметр потока отказов совпадает с интенсивностью

$$\lambda = \omega. \quad (2.10)$$

Область применения простейших потоков отказов: работа нерезервированных систем после периода приработки при мгновенных отказах, приводящих к отказу всей системы, и без старения элементов.

Что касается ординарности, то в большинстве случаев это предположение справедливо, т.к. отказ одного элемента основного соединения приводит к отказу всей системы и при этом безразлично, отказали или нет другие элементы.

Кроме простейших потоков применяют для анализа надежности нестационарный Пуассоновский поток, т.е. поток, удовлетворяющий свойствам ординарности и последствия, по нестационарности. Он имеет место в процессе приработки системы, в резервируемых системах с постоянно включенным резервом и при условии, что отказы основной и резервной системы являются простейшими. Еще используют поток Пальма — т.е. поток с ограниченным последствием. Его применяют для систем с резервированием [13, 14, 19, 107].

Отказы электрооборудования и систем электроснабжения приводят к нарушениям в работе технологических агрегатов предприятий, которые сопровождаются экономическими потерями. Поэтому при решении проблемы оценки потерь,

связанных с вынужденными остановками, например газоперекачивающих агрегатов, нашли отражение в ряде работ [39,40,42,53,83, 86].

Среди аналитических методов выделяются два основных класса: вероятностные методы, отражающие поведение системы на уровне случайных событий, и марковские модели, описывающие систему на уровне случайных процессов.

Все более широкое применение при моделировании надежности сложных систем находит метод статистического (имитационного) моделирования, поэтому автором был выбран этот метод [39,40,54]. Погрешность определения математического ожидания случайной величины методом статистического моделирования с вероятностью 0,997 не превышает величины

$$\alpha = 3\sigma\sqrt{N}, \quad (2.11)$$

где σ - средне квадратическое отклонение случайной величины; N - число испытаний (реализация случайной величины).

Значение относительной погрешности математического ожидания непрерывной случайной величины τ можно определить по формуле

$$\epsilon = \phi^{-1} \sqrt{2 \left[\sum_{i=1}^N \tau_i^2 \left(\sum_{i=1}^N \tau_i \right)^2 - \frac{1}{N} \right] \frac{N}{N-1}} \quad (2.12)$$

где $\phi^{-1}(\alpha)$ - обратная функция Лапласа, т.е. такое значение аргумента, при котором функция Лапласа равна доверительной вероятности α . Вместе с тем статистическое моделирование отличается трудоемкостью, сопровождается значительными затратами машинного времени. Еще один недостаток статистического моделирования - частный характер решения.

В процессе имитационного моделирования выделяют ряд типовых операций [39,40,54]. К их числу относят формирование последовательностей отказов и восстановлений элементов; наполнение счетчиков числа отказов и восстановлений системы; вычисление показателей надежности и проверку условия окончания решения задачи. Структурная схема обобщенной имитационной модели надежности системы приведена на рис. 2.2.

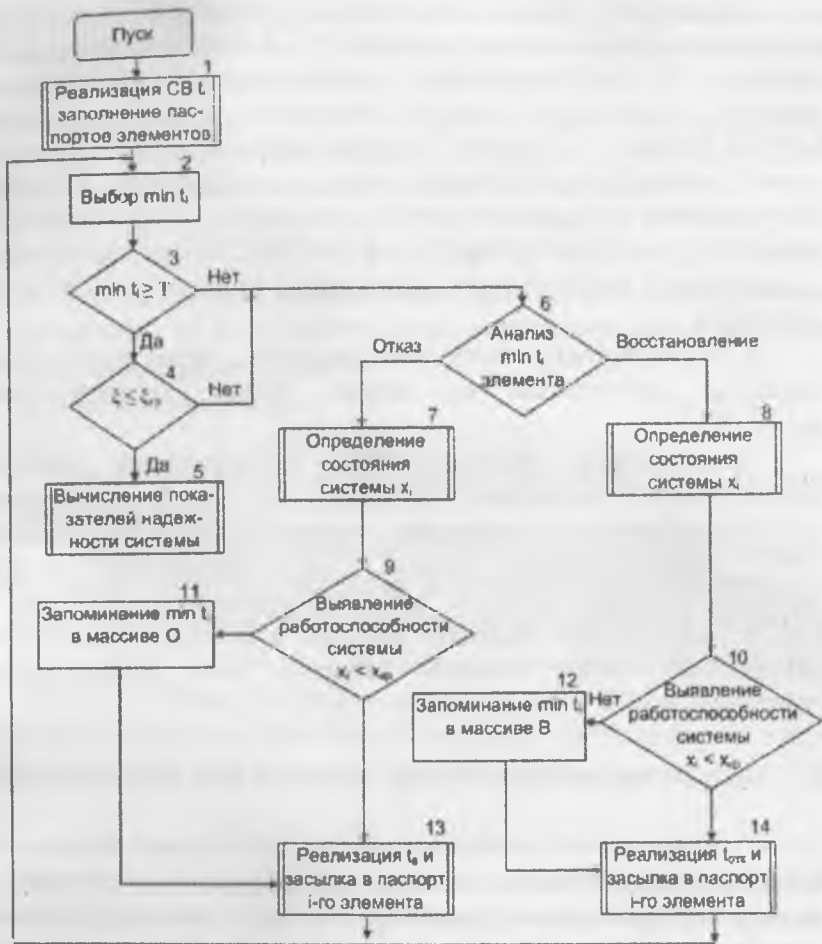


Рис.2.2. Структурная схема обобщенной имитационной модели системы : $\min t_i$ – минимальное время изменения состояния элементов системы; T – заданный интервал моделирования; ξ , $\xi_{\text{тр}}$ – текущее и требуемое значения погрешности; x_i , $x_{\text{кр}}$ – состояние и критический уровень состояния системы; O , B – массивы для хранения моментов отказов и восстановлений системы; $СВ$ – случайная величина.

Надежность электроснабжения потребителей зависит от надежности ЭЭС на всех ее уровнях, т.е. в системах генерации, передачи и распределения электроэнергии. Надежность станций, подстанций, систем передачи и распределения энергии зависит от многих детерминированных и стохастических параметров и прежде всего от структуры, а также безотказности и восстанавливаемости основного оборудования. В данном случае рассматривается именно эта сторона надежности — надежность системы при устойчивых отказах ее основных элементов.

В то же время основу этих расчетов составляют общие формулы, полученные на основе общих аналитических моделей.

Практическая направленность исследований требует использования системного подхода, при котором система электроснабжения одновременно рассматривается как элемент ЭЭС более высокого уровня. Для комплексного расчета надежности такого объекта требуется сквозная проработка и увязка разнородных моделей, методов и данных. Рассмотрим различные модели отказов элемента или оборудования системы.

2.2. Модели внезапных отказов элемента или оборудования

У большинства элементов имеется длительный период, на котором интенсивность отказов практически постоянна — период нормальной эксплуатации. В этом случае оборудование выводится в ремонт раньше, чем начнется заметное старение его элементов. В данном случае $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$.

Разделив период рассматриваемого времени $(0; t)$ на интервалы Δt_i , $i = 1, 2, 3, \dots, n$, обозначим вероятность того, что превышение максимальной прочности произойдет на i интервале, α_i . Очевидно, что при первом таком превышении произойдет отказ оборудования. Т.к. максимальная прочность элемента постоянна, а случайные пиковые воздействия независимы, то случайные события появления пиковой нагрузки на каждом

интервале времени также независимы (вспомним поток простейших событий). Событие появления пиковой нагрузки на любом интервале времени — A_i , не появления — B_i — события противоположные. Тогда по теореме умножения для независимых событий вероятность появления хотя бы одного превышения максимальной прочности будет равна

$$p_{A_k} = p(B_1)p(B_2)p(B_{k-1})p(A_k) = \alpha_k \prod_{i=1}^{k-1} (1 - \alpha_i). \quad (2.13)$$

Т.к. условия эксплуатации конкретного оборудования неизменны, то $\alpha_i = \alpha_j = \alpha_k = \alpha$, тогда вероятность того, что время безотказной работы равно $(k-1)$ интервалов, будет:

$$p(T = k-1) = (1 - \alpha)^{k-1} \alpha, \quad (2.14)$$

где α — вероятность превышения максимальной прочности, приводящей к отказу.

Переходя к интервальной функции распределения времени безотказной работы путем суммирования всех вероятностей появления отказов, начиная с первого интервала и замены $(1 - \alpha)^k$ на $e^{-k\alpha}$ согласно локальной предельной теореме Муавра-Лапласа, можно получить интегральную функцию распределения времени безотказной работы, выраженную в числе интервалов времени:

$$p(T < t) = q(t) = 1 - e^{-k\alpha}. \quad (2.15)$$

Здесь k — k -й интервал времени, в котором произошел отказ.

Переходя к непрерывному аргументу времени, вероятность отказа равна:

$$q(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad (2.16)$$

где λ — параметр распределения — среднее число отказов в единицу времени, т.е. интенсивность отказов.

Тогда вероятность безотказной работы будет:

$$p(t) = 1 - q(t) = e^{-\lambda t}. \quad (2.17)$$

Частота отказов:

$$a(t) = f(t) = \lambda e^{-\lambda t}. \quad (2.18)$$

Среднее время безотказной работы при схеме внезапных отказов и показательном времени распределения между отказами будет:

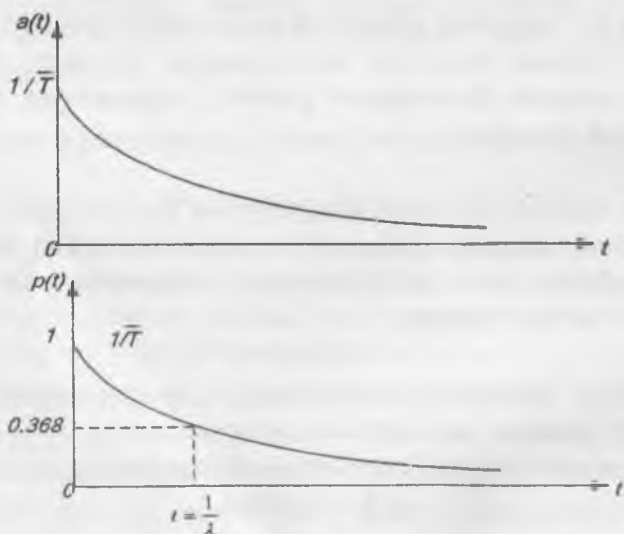
$$\bar{T} = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} t a(t) dt = \int_0^{\infty} t \lambda e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda}. \quad (2.19)$$

Следовательно, $\lambda = \frac{1}{\bar{T}}$; $D(t = \bar{T}) = \frac{1}{\lambda^2}$.

Интенсивность отказов:

$$\lambda(t) = \frac{a(t)}{p(t)} = \frac{a(t)}{1 - \int_0^t a(t) dt} = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{1 - \int_0^t \lambda e^{-\lambda t} dt} = \lambda. \quad (2.20)$$

Параметры модели внезапных отказов в зависимости от времени имеют вид, показанный на рис. 2.3.:



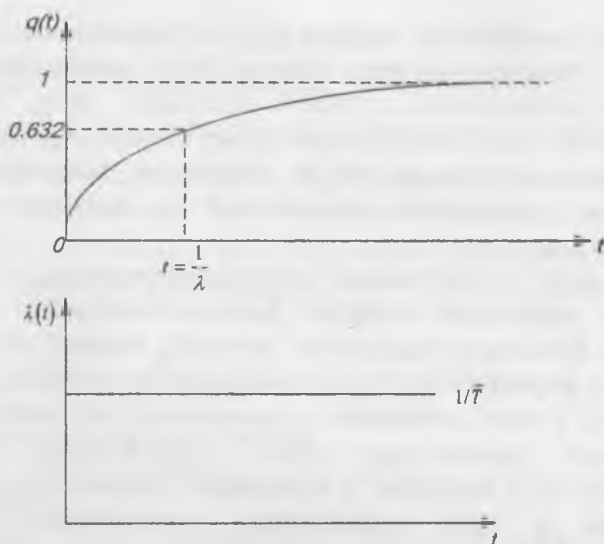


Рис. 2.3. Зависимость показателей надежности от времени при внезапных отказах.

Таким образом, в системах со своевременными капитальными и профилактическими ремонтами, заменой износившихся частей, когда другие виды отказов составляют незначительную долю, в качестве основного распределения времени безотказной работы принимается экспоненциальное распределение, т.е. модель внезапных отказов оборудования описывается экспоненциальным законом. При этом необходимо помнить, что время эксплуатации без ремонтов и профилактики должно быть значительно меньше времени безотказной работы оборудования, т.к. при $t = \bar{T}$.

$$p(t) = e^{-\lambda t} = e^{-t/\bar{T}} = e^{-1} = 0,368; q(t) = 1 - 0,368 = 0,632.$$

2.3. Формирование постепенных отказов элементов (оборудования)

Основной причиной постепенных отказов является старение материалов и износ отдельных частей элементов. Они

возникают вследствие теплового, вибрационного старения изоляции трансформаторов, генераторов, кабельных линий, коррозии металлических частей проводов, опор, оболочек кабелей, износа дугогасительных камер коммутационных аппаратов при отключении токов короткого замыкания (КЗ), вследствие деформации материалов и диффузии одного материала в другой.

По мере эксплуатации электротехнических изделий в изоляции происходят сложные физико-химические процессы старения. Изоляция становится хрупкой, ломкой, появляются трещины, в результате чего уменьшается ее электрическая прочность и при случайном превышении напряжения сверх допустимого происходит отказ. Аналогичные ситуации происходят при коррозии и окислении металлических частей элементов и при воздействии механических нагрузок (постепенное снижение прочности и в случае превышения запаса прочности – отказ) [14,83, 102,103,107, 112, 114-119].

Таким образом, постепенный износ отдельных частей элемента представляет собой как бы накопление элементарных повреждений в различных его частях и снижение общего предела прочности. После накопления определенного числа элементарных повреждений происходит отказ элемента.

Рассматриваемая ситуация является обобщением внезапных отказов. Но если в предыдущем случае первое превышение предела прочности приводило к отказу, то здесь необходимо многократное превышение, например, температуры изоляции сверх допустимой или многократное отключение токов КЗ. и т.д.

Для построения математического описания этих явлений используют простейший поток событий [14, 39,40,54,82, 107,112, 114-119].

Выберем интервал времени так, чтобы в нем могло произойти только одно повреждение (ординарность потока). Тогда вероятность этого повреждения равна:

$$q(\Delta t) = \lambda \Delta t, \quad (2.21)$$

а вероятность отсутствия этого повреждения

$$p(\Delta t) = 1 - \lambda \Delta t. \quad (2.22)$$

Разделим интервал времени $(0, t)$ на n равных отрезков (частей) $\Delta t = \frac{t}{n}$. Т.к. вероятности возникновения элементарных повреждений независимы, то вероятность появления m элементарных повреждений на интервале времени $(0, t)$ можно определить, используя схему независимых испытаний (биномиальный закон распределения):

$$P_m(t) = \frac{n!}{m!(n-m)!} q^m p^{n-m} = \frac{n!}{m!(n-m)!} \left(\lambda \frac{t}{n} \right)^m \left(1 - \lambda \frac{t}{n} \right)^{n-m}, \quad (2.23)$$

где n — число отрезков времени;

m — число отрезков, на которых наблюдались эти повреждения.

Предел этого выражения при неограниченном увеличении числа интервалов $n \rightarrow \infty$ и $\Delta t \rightarrow 0$, согласно предельной теореме Муавра-Лапласа, равен

$$\lim_{\substack{n \rightarrow \infty \\ \Delta t \rightarrow 0}} P_m(t) = \frac{(\lambda t)^m}{m!} e^{-\lambda t}, \quad (2.24)$$

т.е. вероятность числа элементарных повреждений на интервале $(0, t)$ зависит от длины этого интервала и распределена по закону Пуассона с параметром λt . Объект не откажет, если произойдет менее m элементарных повреждений.

Тогда вероятность того, что время безотказной работы будет менее t (интегральная функция распределения или вероятность отказа) определится как:

$$p(T < t) = q(t) = 1 - \sum_{i=0}^{m-1} \frac{(\lambda t)^i}{i!} e^{-\lambda t} = 1 - p(t). \quad (2.25)$$

Частота отказов (дифференциальная функция распределения времени безотказной работы) равна:

$$a(t) = \frac{dq(t)}{dt} = \lambda e^{-\lambda t} \frac{(\lambda t)^{m-1}}{(m-1)!}. \quad (2.26)$$

Т.к. для целых m гамма-функция равна:

$$(m-1)! = \Gamma(m) = \int_0^{\infty} x^{m-1} e^{-x} dx, \quad (2.27)$$

то в общем виде

$$a(t) = \begin{cases} \frac{\lambda^m}{\Gamma(m)} t^{m-1} e^{-\lambda t}, & t \geq 0; \\ 0, & t < 0. \end{cases} \quad (2.28)$$

Это гамма-распределение безотказной работы.

Если $m = 1$, то оно превращается в экспоненциальное, т.е. одно повреждение приводит к отказу. Следовательно, внезапный отказ — частный случай постепенного [13,39,40,62,82,107,110,112, 114-119].

В этом случае интенсивность отказов не постоянна во времени (как при внезапном отказе), а увеличивается с течением времени:

$$\lambda(t) = \frac{\lambda^m t^{m-1}}{\sum_{i=0}^{m-1} \frac{(m-1)!}{i!} (\lambda t)^i}. \quad (2.29)$$

При этом, чем больше m , т.е. большей прочностью обладает элемент, тем медленнее увеличивается λ .

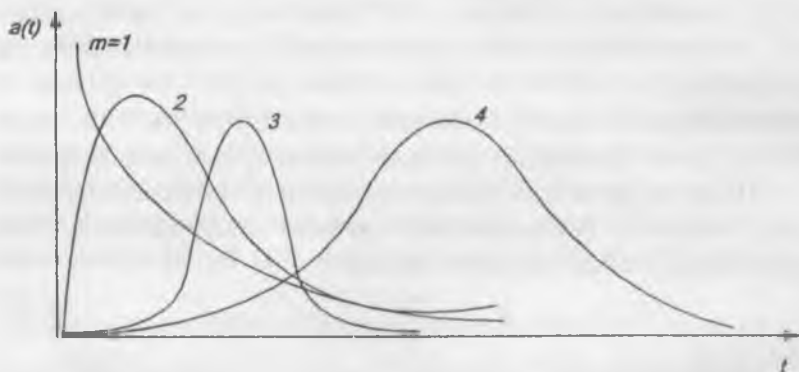


Рис.2.4. Гамма-распределение безотказной работы.

Среднее время безотказной работы или математическое ожидание и дисперсия соответственно равны

$$\bar{T} = \frac{m}{\lambda}; \quad D(t) = \frac{m}{\lambda^2}. \quad (2.30)$$

С ростом m закон гамма-распределения асимптотически приближается к нормальному. И если коэффициент вариации $\gamma_T = \frac{\sigma_T}{T} < 0,3$, то в инженерных расчетах частота отказов описывается нормальным законом распределения:

$$\begin{aligned} a(t) = f(t) &= \frac{1}{\sigma_T \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\bar{T})^2}{2\sigma_T^2}}; \\ p(t) &= 1 - \int_0^t a(t) dt = \Phi\left(\frac{(t-\bar{T})}{\sigma_T}\right); \\ \lambda(t) &= \frac{e^{-\frac{(t-\bar{T})^2}{2\sigma_T^2}}}{\sigma_T \sqrt{2\pi} \Phi\left(\frac{(t-\bar{T})}{\sigma_T}\right)}, \end{aligned} \quad (2.31)$$

где σ_T — среднеквадратическое значение времени безотказной работы;

$\Phi\left(\frac{(t-\bar{T})}{\sigma_T}\right)$ — функция Лапласа или интеграл вероятностей.

Законы гамма-распределения и нормальный имеют возрастающую интенсивность отказов с течением времени эксплуатации, что хорошо согласуется с физической сущностью протекающих процессов износа.

При рассмотрении модели постепенных отказов число элементарных повреждений m принималось целым, в предположении, что износ происходит дискретно. В действительности износ элемента происходит практически непрерывно, поэтому параметры закона гамма-распределения в общем случае могут быть и целыми, и дробными. Тогда плотность гамма-распределения или частота отказов записывается так [14, 39, 40, 54, 82, 107, 114-119]:

$$a(t) = \begin{cases} \frac{\beta^{\alpha+1}}{\Gamma(\alpha+1)} t^{\alpha} e^{-\beta t}, & t \geq 0 \\ 0, & t < 0 \end{cases} \quad (2.32)$$

где α и β — параметры распределения, определяемые из выражений для числовых характеристик времени безотказной работы:

$$\bar{T} = \frac{\alpha+1}{\beta}; D(t) = \frac{\alpha+1}{\beta^2}; \quad (2.33)$$

$$\alpha = \frac{\bar{T}^2}{\sigma_T^2} - 1; \beta = \frac{\bar{T}}{\sigma_T^2}. \quad (2.34)$$

Если элемент подвержен внезапным отказам и в его состав входят стареющие изнашиваемые части, то часто используют композицию нормального и показательного законов:

$$a(t) = e^{-\lambda t} \left\{ \lambda \left[1 - \Phi \left(\frac{(t - \bar{T})}{\sigma_T} \right) \right] \right\} + \frac{1}{\sigma_T \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t - \bar{T})^2}{2\sigma_T^2}}, \quad (2.35)$$

интенсивность отказов при этом будет равна:

$$\lambda(t) = \lambda + \frac{e^{-\frac{(t - \bar{T})^2}{2\sigma_T^2}}}{\sigma_T \sqrt{2\pi} \Phi \left(\frac{(t - \bar{T})}{\sigma_T} \right)}. \quad (2.36)$$

Если среднее время до отказа из-за мгновенного повреждения меньше среднего времени до появления отказа из-за износа, то кривая распределения близка к экспоненциальному закону, если же внезапные отказы очень редки, то — к нормальному.

Рассмотренные алгоритмы формирования времени безотказной работы элемента или оборудования в значительной степени идеализированы. В действительности на любой элемент ЭЭС воздействуют как внезапные случайные факторы, так и факторы, приводящие к износу или старению отдельных частей элемента. Поэтому законы распределения вероятностей, получаемые в результате обработки статистических данных, представляют собой композицию рассмотренных выше.

2.4. Модели отказов не восстанавливаемых нерезервированных и резервированных систем

В большинстве случаев отказавшие элементы установок восстанавливаются. Включение в работу резервных элементов позволяет восстановить работоспособность оборудования без прекращения функционирования установок. Процесс восстановления и профилактики оборудования не исключает полностью возможности отказов установки, но в значительной степени снижает их вероятность, т.е. повышает надежность.

Простейшей системой с точки зрения теории надежности является такой комплект элементов, при котором отказ одного элемента вызывает отказ всей системы, но не изменяет надежность других элементов. Такую структуру в теории надежности называют системой с последовательным соединением элементов.

Вероятность безотказной работы такой системы определяется как вероятность безотказной работы всех ее элементов в течение времени t :

$$p(t) = p\left(\prod_{i=1}^n A_i\right) = \prod_{i=1}^n p_i(t) = p_1(t)p_2(t)\dots p_n(t), \quad (2.37)$$

где n — число элементов;

A_i — событие.

Выразив $p_i(t)$ через интенсивность отказов, получим:

$$p(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} = e^{-\sum_{i=1}^n \int_0^t \lambda_i(t) dt}, \quad (2.38)$$

откуда

$$\lambda(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t). \quad (2.39)$$

При экспоненциальном законе распределения (внезапный отказ), когда $\lambda_i(t) = \lambda_i = \text{const}$ $p(t) = e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t}$, (2.40)
т.е. надежность системы последовательно соединенных элементов также подчиняется экспоненциальному закону.

Структурой из последовательно соединенных элементов моделируют надежность электрических цепей с последова-

тельным соединением аппаратов, трансформаторов, проводов, кабелей и ВЛ, а также схем, содержащих обмотки и контакты реле, резисторы, тиристоры, катушки индуктивности и электронные приборы.

Параллельное соединение линий и других цепей, конденсаторов с индивидуальными предохранителями, а также параллельная работа нескольких агрегатов (генераторы, насосы, вентиляторы и т.д.) моделируются структурой с параллельным соединением элементов.

Структурой с параллельным соединением элементов считают систему из n элементов или единиц оборудования, если для нормальной работы нужно r элементов, а $m = n - r$ элементов являются резервными. Отказ системы наступает при условии выхода из строя m элементов, т.е. пока число резервных элементов превышает число отказавших, система не отказывает. Т.о., условие отказа:

$$m - 1 = n - r \text{ или } m = n - r + 1.$$

Следовательно вероятность отказа системы определяется как вероятность совпадения отказов $(n - r + 1)$ или m элементов в течение расчетного времени из n элементов или отказов, т.е. по схеме независимых испытаний:

$$q(t) = \sum_{k=m}^n c_n^k p^{n-k}(t) q^k(t);$$

$$p(t) = \sum_{k=r}^n c_n^k p^k(t) q^{n-k}(t), \quad (2.41)$$

где $c_n^k = \frac{n!}{k!(n-k)!}$.

Система с параллельным соединением элементов является *резервированной* системой, т.е. отказ одного или нескольких элементов не вызывает отказа системы.

Резервирование называется *постоянным*, если в работе находятся все элементы, и система не отказывает до выхода из строя определенного их числа. Резервирование *замещением* — это такое резервирование, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов. В энергетике резервирование замещением

осуществляется многочисленными устройствами АВР, постоянное — вращающимся и скрытым резервом генераторов, трансформаторов и двигателей.

Кратность при постоянном резервировании равна

$$k = \frac{n-r}{r} = \frac{m-1}{n-m+1}. \quad (2.42)$$

Подставляя значение k в выражение (2.41), можно определить влияние кратности резервирования на вероятность безотказной работы при $p(t) = e^{-\lambda t}$.

Например, при трех генераторах ($n=3$) для работы необходимо иметь два генератора ($r=2$), тогда кратность резервирования составит $k = \frac{1}{2}$,

$$p_k(t) = \sum_{i=0}^{n-1} c_i^k p^i(t) q^{n-i}(t) = c_2^2 p^2 q + c_3^3 p^3 q^0 = 3p^2(1-p) + p^3 = 3p^2 - 3p^3 + p^3 = 3p^2 - 2p^3 \quad (2.43)$$

или $p_k = 3p^2 - 2p^3$, при $\lambda t = 0.1$, $p = 0.9735$.

Вероятность безотказной работы системы с резервированием определяется не только надежностью самих элементов, но и надежностью выключателей, которые при постоянном резервировании должны автоматически отключать отказавший элемент, а при резервировании замещением — еще и включать резервный. Если при отказе отключающей аппаратуры в отключении выводится из строя вся система, то вероятность безотказной работы системы с постоянным резервированием равна

$$P_c = P_k P_{oc}, \quad (2.44)$$

где P_k — вероятность безотказной работы группы элементов с кратностью резервирования k ,

P_{oc} — вероятность отсутствия отказов срабатывания при автоматическом отключении отказавшего элемента.

При резервировании замещением вероятность отказа системы будет определяться по формуле полной вероятности:

$$q_c = q(S/A_1 A_2) p(A_1) p(A_2) + q(S/\bar{A}_1 A_2) q(A_1) p(A_2) + q(S/A_1 \bar{A}_2) p(A_1) q(A_2) + q(S/\bar{A}_1 \bar{A}_2) q(A_1) q(A_2), \quad (2.45)$$

где $q(S/A_1A_2)$ — условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры;

$q(S/\bar{A}_1A_2)$ — то же при отказе в отключении отказавшего элемента;

$q(S/A_1\bar{A}_2)$ — то же при отказе во включении резервного элемента;

$q(S/\bar{A}_1\bar{A}_2)$ — то же при совпадении отказа в отключении с отказом во включении;

$p(A_1)$, $q(A_1)$ — соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа в отключении;

$p(A_2)$, $q(A_2)$ — соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении.

Пример. Потребители собственных нужд станции подключены по схеме (рис.2.5). Вероятность безотказной работы источника в течение времени между плановыми остановками блока равна 0,9. Вероятность отказа в отключении одной секции шин равна $q(A_1)=0,05$ и во включении — $q(A_2)=0,01$, секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания, за счет соседней секции и ее источника. Определить вероятность бесперебойного электро-снабжения любого из потребителей этой системы.

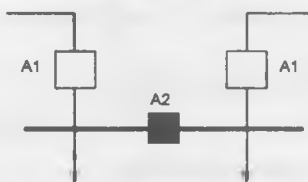


Рис.2.5. Схема питания ответственных потребителей.

Решение. В соответствии с условиями примера $q(A_1)=2 \cdot 0,05=0,1$, т.к. две секции шин, тогда $p(A_1)=0,9$; $q(A_2)=0,01$ и $p(A_2)=0,99$. Каждый из потребителей может оказаться

подсоединенным к одной из секций шин с вероятностью 0,5, поэтому: $q(S/\bar{A}_1A_2)=0,5$; $q(S/A_1\bar{A}_2)=0,5$; $q(S/\bar{A}_1\bar{A}_2)=0,5$.

При отсутствии отказов аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одного из источников с аварийным простоем другого, т.е.

$$q(S/A_1A_2)=2(1-0,9)(1-0,99)=0,002,$$

т.к. вероятность безотказной работы источника в течение времени между плановыми остановками блока равна 0,9, а вероятность застать резервный источник в работоспособном состоянии в любой момент времени между плановыми остановками равна 0,99.

По формуле (2.45)

$$q_i = 0,002 \cdot 0,9 \cdot 0,99 + 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,99 + 0,5 \cdot 0,9 \cdot 0,01 + 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,01 = 0,05628;$$

$$p_c = 1 - 0,05628 = 0,94372.$$

Применение схемы с постоянным резервированием и АВР на секционном выключателе повышает вероятность бесперебойного электроснабжения потребителей. Кроме того, секционирование снижает вероятность полного погашения всех потребителей. Без секционирования отказ выключателя любого из присоединений приводит к полному погашению, а при секционировании — к отключению только одной из секций, т.е. к погашению половины потребителей [38,42,44,46,48, 63,71,107, 114].

2.5. Модели отказов и восстановлений одноэлементной схемы

Особенности случайных процессов, используемых при решении задач надежности

Процессы смены состояний электрических сетей, подстанций и электроэнергетических систем и изменения требуемой мощности во времени отражаются в понятии случайных процессов, природа которых различна. Их можно описывать пуассоновскими случайными процессами. Число дискретных состояний в сложной схеме исключительно велико, поэтому на практике невозможно оценить надежность, не разработав

эффективного метода сокращения числа рассматриваемых состояний до приемлемого уровня.

Последствия отказов функционирования отдельных элементов в сложных системах могут быть различными. Отказ элемента или группы в одном случае может приводить к ограничению потребляемой мощности, в другом — к полному прекращению электроснабжения потребителей одного или нескольких узлов нагрузки. В первом случае отказ частичный, во втором — полный. Конечной целью расчета надежности является количественная оценка комплексных показателей надежности относительно подстанций, станций, узлов нагрузки или системы в целом и разработка на основе полученных результатов мероприятий по их улучшению.

Недоотпущенная электроэнергия зависит от состояния элементов системы в каждый момент времени и от спроса мощности в узлах, поэтому как смену состояний системы, так и недоотпущенную электроэнергию следует моделировать случайными процессами.

Процессы смены состояний электроэнергетической системы описываются Марковскими случайными процессами.

Процесс называется Марковским, если для каждого момента времени вероятность любого состояния элемента или системы в будущем зависит от состояния в настоящий момент и не зависит от того, каким образом элемент пришел в это состояние. Законы распределения мощности в зависимости от состава потребителей могут меняться от полимодального до нормального. В расчетах надежности в основном принимают нормальный закон распределения потребляемой мощности в узлах нагрузки.

В виду того, что для системы число состояний равно 2^n , где n — число элементов, например для системы из 100 элементов в общем случае число состояний равно $1,26 \cdot 10^{30}$, необходимо ее эквивалентирование.

Основным приемом, используемым для решения задач надежности является исключение из рассмотрения маловероятных событий и сокращение числа состояний до приемлемого уровня. Осуществить это можно следующими способами:

1) выделение состояний, соответствующих полному отказу системы или полностью работоспособного состояния. Эту схему назовем схемой полного отказа относительно узла;

2) объединение в одно состояние k состояний системы, т.е. возможно эквивалентирование цепей, состоящих из последовательно (в смысле надежности) соединенных элементов, в один эквивалентный элемент. Этот способ можно распространить также на отказ при каскадной аварии в энергосистеме, когда отказ одного элемента приводит с некоторой вероятностью, неравной единице, к каскадному отключению ряда элементов и массовому нарушению питания потребителей. При этом рассматривается одно состояние с K_k элементами, отключенными при каскадной аварии, хотя остальные $(n-K_k)$ элементов работоспособны. Эту схему назовем схемой одного состояния.

3) рассмотрение $(n+1)$ состояний системы, из которых n соответствуют отказу одного j -го расчетного элемента системы, а каждому j -му состоянию соответствует определенный недоотпуск электроэнергии. Эту схему назовем схемой одного отказа.

4) рассмотрение состояний системы, два элемента которой находятся в состоянии отказа. Эта схема называется схемой двух отказов.

5) неучет вероятности других состояний с числом отказавших элементов более трех в практических расчетах как маловероятных, так как время нахождения системы в этих состояниях считается пренебрежимо малым.

Из данного рассмотрения следует, что все случаи отказа системы (частичного и полного) приближенно можно свести к трем основным:

а) отказ и восстановление одного элемента

б) отказ и восстановление одного элемента из n элементов при $(n-1)$ работоспособных (схема одного отказа и схема одного состояния). Эти схемы приводятся к схемам с последовательным соединением элементов, но с разными недоотпусками электроэнергии.

в) отказ и восстановление двух резервирующих друг друга элементов при выполнении ими функций в системе (схема двух

отказов). Эта схема приводится к схеме параллельного соединения двух элементов (в смысле надежности).

Процессы отказов и восстановлений одноэлементной схемы

Марковский случайный процесс можно описать обыкновенными дифференциальными уравнениями, в которых неизвестными являются вероятности состояний.

Элемент или установка без резервирования может находиться в двух состояниях:

0 — работоспособное,

1 — отказ.

Определим соответствующие вероятности состояний элемента в произвольный момент времени t при различных начальных условиях (н.у.).

Процесс изменения состояний рассматриваемого элемента можно проиллюстрировать с помощью графа переходов из состояния в состояние:

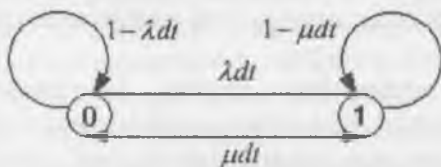


Рис.2.6. Граф перехода из состояния в состояние для одноэлементной схемы.

Вершинам графа соответствуют состояния элемента: 0;1, ребрам — возможные переходы из одного состояния в другое.

Из рабочего состояния ① элемент перешел в состояние отказа ① за время t , т.е. переход $\rightarrow \lambda dt$, или из состояния отказа ① за время t элемент перешел в состояние работы ①, т.е. переход $\leftarrow \mu dt$.

За время t не произошло изменения состояния, т.е. из работы элемент перешел в работу: $1 - \lambda dt$, аналогично — из отказа в отказ, т.е. элемент не восстановился за время t : $1 - \mu dt$.

Если имеется направленный граф состояний, то систему дифференциальных уравнений для вероятностей состояний можно записать, пользуясь правилом [14, 85, 107, 112, 114, 123, 124]:

В левой части каждого уравнения стоит производная $dp(t)/dt$ с индексом 0 или 1 в зависимости от рассматриваемого состояния, а в правой — столько составляющих, сколько ребер связано непосредственно с данным состоянием. Если ребро оканчивается в данном состоянии, то составляющая имеет знак «+»; если начинается из данного состояния, то составляющая имеет знак «-».

Каждая составляющая равна произведению интенсивности потока событий (λ или μ), переводящего элемент или систему по данному ребру в другое состояние, на вероятность того состояния, из которого начинается ребро.

Состояние работы:

$$\frac{dp_0(t)}{dt} = -\lambda p_0(t) + \mu p_1(t). \quad (2.46)$$

Состояние отказа:

$$\frac{dp_1(t)}{dt} = -\mu p_1(t) + \lambda p_0(t). \quad (2.47)$$

Полученную систему дифференциальных уравнений можно использовать для определения [14, 85, 103]:

- вероятностей безотказной работы систем;
- функции и коэффициента оперативной готовности;
- вероятности нахождения в ремонте нескольких элементов;
- среднего времени пребывания системы в любом состоянии;
- интенсивности отказов системы с учетом начальных условий (н.у.) (состояний элементов).

Решение системы уравнений, описывающих состояние одного элемента при н.у.: $p_o(0)=1$; $p_1(0)=0$, т.е. элемент в работе, имеет вид:

$$\begin{aligned} p_o(t) &= \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t}; \\ p_1(t) &= 1 - p_o(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} (1 - e^{-(\lambda + \mu)t}). \end{aligned} \quad (2.48)$$

Если в начальный момент времени элемент находится в состоянии отказа, т.е. $p_o(0)=0$; $p_1(0)=1$, то

$$\begin{aligned} p_o(t) &= \frac{\mu}{\lambda + \mu} (1 - e^{-(\lambda + \mu)t}); \\ p_1(t) &= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t}. \end{aligned} \quad (2.49)$$

Для стационарного состояния ($t \rightarrow \infty$) вероятность работы элемента равна стационарному коэффициенту готовности K_r , а вероятность отказа — стационарному коэффициенту вынужденного простоя, K_n :

$$\begin{aligned} K_r &= \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{\bar{T}}{\bar{T} + \bar{t}_B}; \\ K_n &= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{\bar{t}_B}{\bar{T} + \bar{t}_B}. \end{aligned} \quad (2.50)$$

Продолжительность времени, в течение которого вероятности $p_o(t)$ и $p_1(t)$ достигают установившегося значения, зависит от показателя степени

$(\lambda + \mu)$, т.е. от коэффициента затухания экспоненты.

Если $\bar{T} \leq \bar{t}_B$, то коэффициент затухания экспоненты приближенно равен

$$\lambda + \mu = \frac{1}{\bar{T}} + \frac{1}{\bar{t}_B} = \frac{\bar{T} + \bar{t}_B}{\bar{t}_B \bar{T}} \approx \frac{1}{\bar{t}_B}. \quad (2.51)$$

Тогда выражения (2.48) и (2.49) можно записать так:

при $p_o(0)=1$, $p_1(0)=0$ - элемент в работе:

$$p_o(t) = K_r + K_n e^{-\frac{t}{\bar{t}_B}}; \quad p_1(t) = K_n - K_n e^{-\frac{t}{\bar{t}_B}}; \quad (2.52)$$

при $p_0(0)=0$, $p_1(0)=1$ - элемент в отказе:

$$p_0(t) = K_r - K_r e^{-\frac{t}{\bar{t}_r}}; \quad p_1(t) = K_n + K_r e^{-\frac{t}{\bar{t}_n}}. \quad (2.53)$$

Стационарные K_r и K_n можно интерпретировать, как среднюю вероятность застать систему соответственно в рабочем состоянии и состоянии отказа.

Обычно в расчетах показателей надежности для достаточно длинных интервалов времени $t \geq (7 \dots 8) \bar{t}_B$ без большой погрешности вероятности состояний системы можно определять по установившимся средним вероятностям: $p_0(\infty) = K_r = p_0$, $p_1(\infty) = K_n = p_1$. Такого рода состояния с точки зрения надежности называются *предельными*.

Вероятности установившихся состояний находятся просто из системы алгебраических уравнений, полученных из дифференциальных уравнений приравниванием $dp_n(t)/dt = 0$ и заменой $p_n(t)$ на p_n , а также дополнением нормировочных условий $\sum_{i=1}^n p_i = 1$.

Система уравнений для элемента с двумя состояниями:

$$\begin{cases} -\lambda p_0 + \mu p_1 = 0; \\ p_0 + p_1 = 1, \end{cases} \quad (2.54)$$

откуда

$$p_0 = K_r = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{\bar{T}}{\bar{T} + \bar{t}_B}, \quad p_1 = p_0 \lambda / \mu = K_n = \frac{\bar{t}_B}{\bar{T} + \bar{t}_B}. \quad (2.55)$$

Таким образом, получился тот же результат, что и при анализе предельных состояний с помощью дифференциальных уравнений.

Отсюда, $K_n = \lambda \bar{t}_B$, т.к. $K_n \approx \frac{\bar{t}_B}{T} = \lambda \bar{t}_B$ при $T \leq \bar{t}_B$, $p = 1 - \lambda \bar{t}_B$.

2.6. Модели отказов восстанавливаемых нерезервированных и резервированных систем

Нерезервированная схема, состоящая из n элементов (последовательное соединение элементов в смысле надежности)

Система, состоящая из n последовательно соединенных элементов, причем восстанавливаемых, отказывает в тех случаях, когда любой из элементов выйдет из строя. Система из n однородных последовательно соединенных элементов имеет два состояния (см. рис.2.7.):

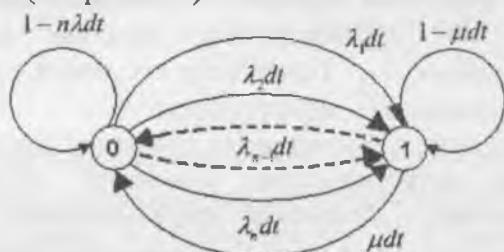


Рис.2.7. Граф переходов для схемы с последовательно соединенными элементами 0 – все элементы в безотказном состоянии; 1 – один из элементов, а следовательно и система, в состоянии отказа.

Тогда система дифференциальных уравнений будет иметь вид:

$$\begin{cases} \frac{dp_0(t)}{dt} = -n\lambda p_0(t) + \mu p_1(t); \\ \frac{dp_1(t)}{dt} = -\mu p_1(t) + n\lambda p_0(t). \end{cases} \quad (2.56)$$

При начальных условиях $p_0(0)=1$, $p_1(0)=0$ - система в работе, решение будет иметь вид:

$$\begin{aligned} p_0(t) &= \frac{\mu}{n\lambda + \mu} + \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t}; \\ p_1(t) &= \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} - \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t}. \end{aligned} \quad (2.57)$$

При начальных условиях: $p_0(0)=0$, $p_1(0)=1$ (цепь в состоянии отказа)

$$\begin{aligned} \bar{p}_0(t) &= \frac{\mu}{n\lambda + \mu} - \frac{\mu}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t}; \\ p_1(t) &= \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} + \frac{\mu}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t}. \end{aligned} \quad (2.58)$$

Если система неоднородна, то в вышеприведенных формулах вместо n , нужно ставить знак Σ .

Для стационарного состояния ($t \rightarrow \infty$) K_r и K_n имеют вид:

$$\begin{aligned} p_0 = K_{r,c} &= \frac{\mu}{n\lambda + \mu} = \frac{1}{1 + \frac{n\lambda}{\mu}} = \frac{\bar{T}}{n\bar{T}_B + \bar{T}}; \\ p_1 = K_{n,c} &= \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} = \frac{n\bar{T}_B}{n\bar{T}_B + \bar{T}}. \end{aligned} \quad (2.59)$$

Выразим коэффициент готовности системы $K_{r,c}$ через K_r ее элементов:

$$K_{r,c} = \frac{1}{n \left(\frac{1}{K_r} - 1 \right) + 1} \quad (2.60)$$

при условии, что элементы системы имеют одинаковые показатели надежности.

Аналогично для $K_{n,c}$ при том же условии:

$$K_{n,c} = \frac{nK_n}{(n-1)K_n + 1}. \quad (2.61)$$

Если элементы системы имеют различные показатели надежности, то система может находиться в различных по продолжительности состояниях отказа. Тогда:

$$\begin{aligned} K_{r,c} &= \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{K_{r_i}} - 1 \right)}; \\ K_{n,c} &= \frac{\sum_{i=1}^n K_{n_i}}{\sum_{i=1}^n K_{n_i} + 1}. \end{aligned} \quad (2.62)$$

При небольшом значении n в практических расчетах для высоконадежных элементов можно пользоваться приближенными формулами:

$$K_{r,c} \approx \prod_{i=1}^n K_{r_i}; \quad (2.63)$$

$$K_{п.с} \approx \sum_{i=1}^n K_{п_i} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \bar{t}_{в_i}. \quad (2.64)$$

Для такой схемы эквивалентная интенсивность отказа и эквивалентное среднее время восстановления можно определять так:

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i; \quad \bar{t}_{в.с} = \frac{K_{п.с}}{\lambda_c}. \quad (2.65)$$

Надежность системы, состоящей из резервируемых восстанавливаемых элементов

Для не резервированных систем в процессе работы не удается восстанавливать отказавшие элементы, их необходимо отключать. При этом сокращение времени переключений и восстановления отказавших элементов повышает готовность системы, но практически не влияет на ее безотказность.

Если в системе есть резервирование, то восстановление является эффективным средством повышения надежности. Дублированием функций восстанавливаемых элементов и сокращением времени восстановления можно добиться сколь угодно высокой степени надежности системы.

Целью расчета резервированной системы является определение вероятности непрерывной безотказной работы, среднего времени безотказной работы и интенсивности или параметра потока отказов (λ или ω), стационарного $K_{п.с}$ для оценки недоотпуска электроэнергии в состоянии с двумя отказавшими элементами (схема двух отказов).

Особенности резервированных систем с восстановлением целесообразно рассмотреть на примере двух взаиморезервирующих элементов 1 и 2, например, параллельные ЛЭП, взаиморезервирующие силовые трансформаторы (СТ) на подстанции и т.д. [14, 86, 107, 112].

Предполагается, что во время восстановления в элементах не могут возникнуть вторичные отказы. Вероятность отказа при вводе резерва равна нулю.

Такая система может находиться в 4-х состояниях:

1. система работоспособна, (оба элемента – в работе);
2. система работоспособна, но первый элемент отказал;

3. система работоспособна, но второй элемент отказал;
4. система не работоспособна — оба элемента в отказе.

Граф переходов будет иметь вид:

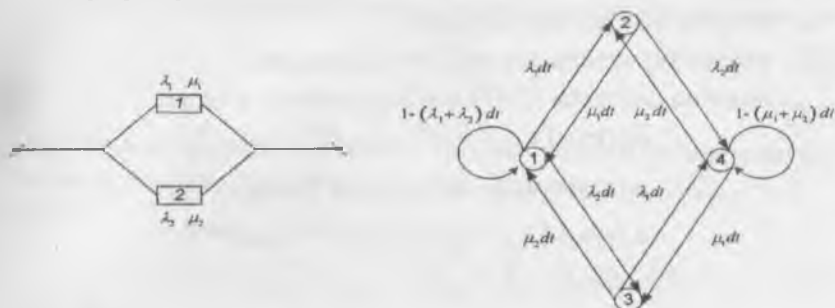


Рис.2.8. Граф переходов из состояния в состояние для двух взаиморезервируемых элементов.

При интерпретации «на схему двух отказов» состояния 2, 3 означают переход системы в состояние, соответствующее схеме «одного отказа». При этом предполагается, что резерв нагруженный, элементы могут ремонтироваться как по одному, так и одновременно.

Граф переходов этой системы приведен на рис.2.8. Система дифференциальных уравнений, описывающая вероятности состояний во времени, имеет следующий вид:

$$\begin{cases} \frac{dp_1(t)}{dt} = -(\lambda_1 + \lambda_2) p_1(t) + \mu_1 p_2(t) + \mu_2 p_3(t); \\ \frac{dp_2(t)}{dt} = -(\lambda_2 + \mu_1) p_2(t) + \lambda_1 p_1(t) + \mu_2 p_4(t); \\ \frac{dp_3(t)}{dt} = -(\lambda_1 + \mu_2) p_3(t) + \lambda_2 p_1(t) + \mu_1 p_4(t); \\ \frac{dp_4(t)}{dt} = -(\mu_1 + \mu_2) p_4(t) + \lambda_1 p_3(t) + \lambda_2 p_2(t). \end{cases} \quad (2.66)$$

Из теории дифференциальных уравнений, в общем виде решение записывается так:

$$p_k(t) = \sum_{k=1}^N a_k^{(i)} e^{-\rho_k t}, \quad (2.67)$$

где $k=1, 2, \dots, N$ - число состояний системы;

$a_k^{(i)}$ - постоянные коэффициенты;

ρ_k - корни характеристического уравнения.

Решение системы (2.67) представляется в виде:

$$\begin{aligned} p_1(t) &= a_1 (\mu_1 \mu_2 + a_2 e^{-A t} + \mu_2 a_3 e^{-B_1 t} + \mu_1 a_4 e^{-B_2 t}); \\ p_2(t) &= a_1 (\lambda_1 \mu_2 - a_2 e^{-A t} + \mu_2 a_3 e^{-B_1 t} + \lambda_1 a_4 e^{-B_2 t}); \\ p_3(t) &= a_1 (\lambda_2 \mu_1 - a_2 e^{-A t} + \lambda_2 a_3 e^{-B_1 t} - \mu_1 a_4 e^{-B_2 t}); \\ p_4(t) &= a_1 (\lambda_1 \lambda_2 + a_2 e^{-A t} - \lambda_2 a_3 e^{-B_1 t} - \lambda_1 a_4 e^{-B_2 t}), \end{aligned} \quad (2.68)$$

где $a_1 = \frac{1}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$;

$$\begin{aligned} a_2 &= \lambda_2 [\lambda_1 p_1(0) - \mu_1 p_2(0)] - \mu_2 [\lambda_1 p_3(0) - \mu_1 p_4(0)]; \\ a_3 &= \lambda_1 [p_1(0) + p_3(0)] - \mu_1 [p_2(0) + p_4(0)]; \\ a_4 &= \lambda_2 [p_1(0) + p_2(0)] - \mu_2 [p_3(0) + p_4(0)]; \\ A &= \lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2 \\ B_1 &= \lambda_1 + \mu_1; \quad B_2 = \lambda_2 + \mu_2. \end{aligned} \quad (2.69)$$

Функции готовности и вынужденного простоя системы имеют вид:

$$\begin{aligned} K_{г.с.}(t) &= p_1(t) + p_2(t) + p_3(t); \\ K_{п.с.}(t) &= 1 - K_{г.с.}(t) = p_4(t). \end{aligned} \quad (2.70)$$

Для стационарного состояния (при $t \rightarrow \infty$) средние вероятности состояний следующие:

$$\begin{aligned} p_1 &= \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\bar{T}_1}{(\bar{T}_1 + \bar{t}_{B1})} \frac{\bar{T}_2}{(\bar{T}_2 + \bar{t}_{B2})} = K_{г1} K_{г2}; \\ p_2 &= \frac{\lambda_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\bar{t}_{B1}}{(\bar{T}_1 + \bar{t}_{B1})} \frac{\bar{T}_2}{(\bar{T}_2 + \bar{t}_{B2})} = K_{п1} K_{г2}; \\ p_3 &= \frac{\lambda_2 \mu_1}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\bar{t}_{B2}}{(\bar{T}_2 + \bar{t}_{B2})} \frac{\bar{T}_1}{(\bar{T}_1 + \bar{t}_{B1})} = K_{г1} K_{п2}; \\ p_4 &= \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\bar{t}_{B1}}{(\bar{T}_1 + \bar{t}_{B1})} \frac{\bar{t}_{B2}}{(\bar{T}_2 + \bar{t}_{B2})} = K_{п1} K_{п2}. \end{aligned} \quad (2.71)$$

Если $\bar{T} \geq (7 \dots 8) \bar{t}_B$, то

$$K_{г.с.} = p_1 + p_2 + p_3;$$

$$K_{п.с.} = p_4 = K_m K_{п2} \approx \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2}. \quad (2.72)$$

Если представить систему как эквивалентный элемент, то

$$\bar{t}_{B.C} = \frac{\bar{t}_{B1} \bar{t}_{B2}}{\bar{t}_{B1} + \bar{t}_{B2}}; \quad (2.73)$$

$$K_{п.с.} = \lambda_c \bar{t}_{B.C}, \quad (2.74)$$

откуда можно найти параметр потока отказов системы из двух взаиморезервирующих друг друга элементов:

$$\lambda_c = \frac{K_{п.с.}}{\bar{t}_{B.C}} = \frac{\lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2} (\bar{t}_{B1} + \bar{t}_{B2})}{\bar{t}_{B1} \bar{t}_{B2}} = \lambda_1 K_{п2} + \lambda_2 K_{п1}. \quad (2.75)$$

Т.о., параметр потока отказов системы, состоящей из двух резервирующих друг друга элементов, равен сумме произведений параметра потока отказов первого на среднюю вероятность отказа второго и параметра потока отказов второго на среднюю вероятность отказа первого элемента.

Этот вывод имеет важное практическое значение, а слагаемые $\lambda_1 K_{п2}$ и $\lambda_2 K_{п1}$ имеют смысл среднего числа отказов системы во время состояния отказа соответственно второго и первого элементов.

Система из n взаиморезервирующих элементов (параллельное соединение элементов в смысле надежности)

Для определения параметра потока отказов такой системы необходимо рассмотреть столько слагаемых, сколько элементов входит в систему, т.е.

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_j \bar{t}_{Bj}; \quad (2.76)$$

$$\bar{t}_{B.C} = \frac{K_{п.с.}}{\lambda_c} = \frac{\prod_{j=1}^n \lambda_j \bar{t}_{Bj}}{\sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_j \bar{t}_{Bj}}. \quad (2.77)$$

Если показатели надежности элементов одинаковы, то:

$$\lambda_c = n \lambda^n \bar{t}_B^{n-1} = \frac{n \lambda^n}{\mu^{n-1}}; \quad (2.78)$$

$$\bar{t}_{n,c} = \frac{\lambda^n t_B^n}{n \lambda^n t_B^{n-1}} = \frac{1}{n \mu} = \frac{\bar{t}_B}{n}; \quad (2.79)$$

$$\bar{t}_c \approx \frac{1}{\lambda_c} = \frac{\mu^{n-1}}{n \lambda^n}. \quad (2.80)$$

Например, для двух взаиморезервирующих элементов с одинаковыми показателями надежности:

$$\lambda_c = \frac{2\bar{t}_B}{\bar{t}^2}; \quad \bar{t}_{B,c} = \frac{\bar{t}_B}{2}; \quad \bar{t}_c = \frac{\bar{t}^2}{2\bar{t}_B}. \quad (2.81)$$

Для трех взаиморезервирующих элементов с разными показателями надежности:

$$\lambda_c = \lambda_1 q_2 q_3 + \lambda_2 q_1 q_3 + \lambda_3 q_2 q_1 = \lambda_1 \lambda_2 \bar{t}_{B2} \lambda_3 \bar{t}_{B3} + \lambda_2 \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_3 \bar{t}_{B3} + \lambda_3 \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2}; \quad (2.82)$$

$$K_{п.с.} = q_1 q_2 q_3 = \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2} \lambda_3 \bar{t}_{B3}; \quad (2.83)$$

$$\bar{t}_{B,c} = \frac{\lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2} \lambda_3 \bar{t}_{B3}}{\lambda_1 \lambda_2 \bar{t}_{B2} \lambda_3 \bar{t}_{B3} + \lambda_2 \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_3 \bar{t}_{B3} + \lambda_3 \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2}} = \frac{q_1 q_2 q_3}{\lambda_1 q_2 q_3 + \lambda_2 q_1 q_3 + \lambda_3 q_1 q_2}. \quad (2.84)$$

Т.о., можно выработать общее правило оценки надежности системы любой сложности с произвольным соединением элементов, если для системы определяются показатели полного отказа [14, 85, 112].

Параметр потока отказов системы, состоящей из независимых восстанавливаемых элементов, равен сумме произведений параметра потока отказов каждого элемента на среднюю вероятность отказа части системы, оставшейся после исключения этого элемента, причем если отказ рассматриваемого элемента приводит к отказу системы, то вероятность отказа оставшейся части принимается равной единице (например, последовательное в смысле надежности соединение элементов).

ГЛАВА III. УЩЕРБЫ ОТ ПРЕРЕРЫВОВ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

3.1. Понятие ущерба от отказа

С освоением новой энергетической техники проблема надежности становится одной из самых главных. Известно, что во время пусконаладочных работ при вводе новых энергетических объектов, таких, как электростанция или линия передачи сверхвысокого напряжения, выявляются и устраняются причины ненадежной работы оборудования и установок. Многие из этих причин объясняются недостатками проектно-конструкторских разработок, в которых не уделялось достаточного внимания анализу и оценке надежности [14, 85, 103, 107, 110, 112].

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория. Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей. При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба [14, 75, 80, 85-89, 92-95, 102, 107, 110].

С точки зрения ущерба от отказов ущерб целесообразно рассматривать как наличие достаточного времени для принятия мер от негативных последствий от перерыва электроснабжения. Например, своевременно извещая потребителя об изменении режима электроснабжения можно сослаться на «Инструкцию о порядке составления и применения графиков ограничения и отключения электроэнергии при дефиците мощности и энергии в электроэнергетической системе». Минимально предельное время предупреждения даже при срочных введениях ограничений определено и составляет один час. Это ущербы,

связанные с преднамеренными прекращением функционирования ЭЭС [15, 74, 112].

Возможность и область применения в качестве показателя надежности электроснабжения потребителей математического ожидания ущерба рассматривались в литературе давно и достаточно широко [14, 15, 74, 80, 82, 86, 89, 107, 110]. Из всех показателей только ущерб имеет денежное выражение и теоретически только он обеспечивает возможность экономически оптимальных (в рамках критерия приведенных затрат) решений.

Ущерб включает в себя:

- потери ресурсов при отказах;
- затраты на снижение потерь ресурсов при отказах;
- затраты на компенсацию негативных последствий отказов;
- затраты на снижение вероятности отказов;
- затраты на изменение критериев отказов — изменить минимальное время перерыва при отказе.

Потери ресурсов при отказах — нерационально использованная (без получения продукции) или уничтоженная часть средств труда, рабочего времени, готовой продукции — брак продукции, порча и уничтожение предметов труда, простой рабочей силы и средств труда, выпуск продукции пониженного качества и т.д.

Затраты на снижение потерь ресурсов при отказах — создание резервов производственной мощности с целью компенсации возможных недовыпусков продукции при перерывах электроснабжения и недоотпуске электроэнергии, мероприятия по защите окружающей среды, рассчитанные на снижение вредных последствий для окружающей среды при внезапном останове агрегатов и технологических установок потребителей.

Затраты на компенсацию негативных последствий отказов ЭЭС — затраты на восстановление и наладку нарушенного технологического процесса или окружающей среды.

Затраты на повышение надежности ЭЭС или снижение вероятности отказов — это резервный переход на другое оборудование.

Все отмеченные составляющие ущерба можно определить оценочно с помощью удельных ущербов:

У1 — в расчете на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии и (или) 1 кВт отключенной мощности (У2) и (или) на 1 ч перерыва электроснабжения (У3).

Уточним взаимосвязь между объемом невыпущенной продукции и объемом недоотпущенной потребителю электроэнергии. Величина невырабатываемой предприятием продукции зависит не только от объема недополученной им электроэнергии, но и глубины ограничения, т.е. от соотношения между отключенной мощностью предприятия ΔP и его максимальной нагрузкой в часы максимума нагрузки ЭЭС P_{max} .

При команде на осуществление разгрузки предприятие в первую очередь отключает второстепенные электроприемники, а по мере возрастания степени требуемой разгрузки в число отключенных попадают все более важные и на каком-то этапе прекращается технологический процесс. Это описывается коэффициентом эластичности.

Коэффициент эластичности невыпуска продукции по недоотпуску электроэнергии [74,112]

$$\varepsilon = \frac{\Delta \Pi / \Pi_n}{\Delta W / W}, \quad (3.1)$$

где Π_n — плановый выпуск продукции;

W — объем годового электропотребления при плановом выпуске продукции.

Отсюда объем невыпущенной продукции определяется как

$$\Delta \Pi = \Pi_n \frac{\varepsilon' \Delta W}{W}, \quad (3.2)$$

где $\varepsilon' = \Delta P / P_{max}$ — фактическое значение коэффициента эластичности при данной степени ограничения нагрузки предприятия.

При определении ε' целесообразно использовать технологическую броню потребителя, которая отражается в графиках ограничения потребителей.

При разгрузке потребителя от 0 до технологической брони, $P_{техн.бр.}$

$$\varepsilon = \frac{\Delta P}{P_{\max} - P_{\min, \text{фр}}} \quad \text{при } 0 < \Delta P \leq P_{\max} - P_{\min, \text{фр}}; \\ \varepsilon = 1 \quad \text{при } P_{\max} - P_{\min, \text{фр}} < \Delta P \leq P_{\max} \quad \left. \vphantom{\frac{\Delta P}{P_{\max} - P_{\min, \text{фр}}}} \right\} \quad (3.3)$$

При этом полный ущерб потребителя от перерыва электро-снабжения и недоотпуска электроэнергии для случая $0 < \Delta P \leq P_{\max} - P_{\min, \text{фр}}$ определяется как :

$$Y = y_1 \Delta W, \quad (3.4)$$

где y_1 - удельный ущерб в расчете на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии, или, если известны ограниченная мощность (ΔP) и длительность ограничения (T_B), но не определен недоотпуск электроэнергии

$$Y = y_{\text{м}} \frac{\Delta P^2 T_B}{P_{\max} - P_{\min, \text{б.р.}}} \quad (3.5)$$

Рассмотрим составляющую ущерба, связанную с фактором внезапности отключения потребителей.

Ущерб, связанный с фактором внезапности определяется следующим образом [14, 74, 86, 112]:

$$Y_{\text{шт}} = y_{\text{м}} [W_{\text{с}} + W_{\text{м.б}} \alpha_{\text{с}} (1 - K_{\text{м.н}})] + \begin{cases} y_{\text{р}} W_{\text{в}} & \text{при } W_{\text{в}} + W_{\text{м}} \leq W_{\text{пер}}; \\ y_{\text{р}} W_{\text{в}} + y_{\text{н}} (W_{\text{в}} - W_{\text{пер}} - W_{\text{м}}) & \text{при } W_{\text{в}} + W_{\text{м}} > W_{\text{пер}}. \end{cases} \quad (3.6)$$

Здесь энергия, безвозвратно теряемая для народного хозяйства при отключении потребителя на время t :

$$W_{\text{с}} = W_{\text{ц}} \frac{t}{t_{\text{ц}}}, \quad (3.7)$$

где $W_{\text{ц}}$ - энергия, необходимая на технологический цикл;

$t_{\text{ц}}$ - время цикла.

$W_{\text{м.б}} = W_{\text{ц}} \frac{t_{\text{ц}} - t}{t_{\text{ц}}}$ - энергия, потраченная на изготовление бракованной продукции, т.к. часть продукции будет не изготовлена;
 $W_{\text{в}}$ - электроэнергия, которую необходимо затратить после восстановления электроснабжения до доведения технологического

цикла от начала до того состояния, при котором произошло отключение;

$K_{\text{ис}}$ - коэффициент, упорядочивающий степень возможного использования бракованной продукции;

α_c - доля сырья в стоимости выпускаемой продукции;

y_w - удельный ущерб от недоотпуска (дефицита) электроэнергии;

$W_{\text{ис}}$ - электроэнергия, недоданная во время ограничения;

y_p - удельный ущерб по мощности;

$W_{\text{пр}}$ - предельная энергия, которую можно недодать потребителю за время ограничения, не нарушая график выдачи им продукции смежным предприятиям.

По полученным выражениям можно оценить ущерб, связанный с фактором внезапности при известных моментах наступления аварии после начала цикла — для анализа при фактических авариях.

Если же решается задача ограничения, то можно заранее предположить ее равновероятное наступление в течение всего цикла.

Полагая $t = \frac{1}{2}t_{\text{ц}}$, в предыдущую формулу (3.7) подставляем $t = \frac{1}{2}t_{\text{ц}}$:

$$y_{\text{ав}} = \frac{1}{2} y_p W_{\text{ц}} [1 + \alpha_c (1 - K_{\text{ис}})] + \begin{cases} \frac{1}{2} y_p W_{\text{ц}} & \text{при } W_{\text{ц}} \leq 2(W_{\text{пр}} - W_{\text{ис}}), \\ \frac{1}{2} y_p W_{\text{ц}} + y_w \left(\frac{1}{2} W_{\text{ц}} - W_{\text{пр}} + W_{\text{ис}} \right) & \text{при } W_{\text{ц}} > 2(W_{\text{пр}} - W_{\text{ис}}). \end{cases} \quad (3.8)$$

Для приближенной оценки, учитывая, что $y_p = (1 - \alpha_c) y_w$, получим

$$y_{\text{вн}} \approx y_w W_{\text{ц}}. \quad (3.9)$$

В практических расчетах можно пользоваться удельными величинами ущерба.

В данном случае удобно отнести величину всего ущерба к мощности технологической брони, или к максимальной мощности рассматриваемого потребителя.

В первом случае

$$y_{BH} = y_{BH} / P_{\text{техн. брони}} \quad (3.10)$$

Во втором

$$y_{BH} = y_{BH} / P_{\text{max}} \quad (3.11)$$

Удельный (в расчете на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии) ущерб потребителя при ограничении или отключении электроэнергии с предупреждением определяется по формулам [14, 74, 86, 112]:

$$y_n = y_{n1} \frac{\Delta P}{P_{\text{max}} - P_{\text{техн. брони}}} \quad \text{при } \Delta P \leq P_{\text{max}} - P_{\text{техн. брони}}; \\ y_n = y_{n1} \quad \text{при } \Delta P > P_{\text{max}} - P_{\text{техн. брони}} \quad (3.12)$$

Удельный (в расчете на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии и 1 кВт отключенной мощности) ущерб потребителя при внезапном ограничении или отключении электроэнергии определяется по формулам:

$$y_B = y_{n1} \frac{\Delta P}{P_{\text{max}} - P_{\text{техн. брони}}} \quad \text{при } \Delta P \leq P_{\text{max}} - P_{\text{техн. брони}}; \\ y_B = y_{n1} + y_{BH} \quad \text{при } \Delta P > P_{\text{max}} - P_{\text{техн. брони}} \quad (3.13)$$

Ущерб потребителей из-за плановых ограничений

$$y_{\text{оп}}^{\text{пл}} = W_{\text{оп}}^{\text{пл}} y_{\text{пл}} \quad \text{или для одного часа } y_{\text{оп}}^{\text{пл}} = F_{\text{оп}}^{\text{пл}} y_{\text{пл}}, \quad (3.14)$$

где $F_{\text{оп}}^{\text{пл}}$ - плановые ограничения потребителя в час;

$y_{\text{пл}}$ - удельный ущерб потребителя при плановых ограничениях.

Аналогично ущерб потребителей из-за диспетчерских ограничений

$$y_{\text{оп}}^{\text{дисп}} = P_{\text{оп}}^{\text{дисп}} y_o^{\text{дисп}} \quad \text{или } y_{\text{оп}}^{\text{дисп}} = \tau_{\text{рел}} P_{\text{оп}}^{\text{дисп}} y_o^{\text{дисп}} \cdot 8760 \quad (3.15)$$

Условие целесообразности введения ограничений, т.е. критерий принятия решения на основе расчетной оценки надежности электрической сети:

$$W_{\Sigma} \frac{P_{BH}}{P_{\text{оп}}} \tau_{\text{пр}} \frac{y_{o(BH)}}{y_{o(\text{оп})}} > 1 \quad (3.16)$$

где W_{Σ} - суммарная частота отказов элементов, приводящих к системной аварии;

$P_{\text{ни}}$ - мощность потребителей, отключенных при системной аварии;

$\tau_{\text{пр}}$ - средняя продолжительность простоя (доли года) отключенных потребителей;

$y_{\sigma(\text{вн})}$ - средний удельный ущерб при внезапном отключении потребителей [тыс. сум / кВт·ч];

$P_{\text{огр}}$ - мощность потребителей, отключенных при ограничении;

$y_{\sigma(\text{огр})}$ - средний удельный ущерб ограничиваемых потребителей;

3.2. Определение ущербов от перерывов электроснабжения

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб Y_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д.

Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недопоставленной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Если величина резервов достаточна, чтобы компенсировать невыработанную за время его ограничения по энергии продукцию. В этом случае недополученная электроэнергия за время ограничения компенсируется системой, и потребитель дорабатывает свою продукцию. В итоге нет ограничения по электроэнергии. Деформируется лишь режим ее потребления. Такой ущерб является по мощности Y_N , т.е.

$$Y_N = 3_{\text{пр}} = y_N \mathcal{E}_{\text{нсо}}, \quad (3.17)$$

где $z_{\text{рес}}$ - величина тех затрат, которые изъяты из доходов предприятия на создание резервов;

y_N - удельный ущерб на создание резервов предприятия;

$\mathcal{E}_{\text{ред}}$ - предельная электроэнергия, которую допустимо недодать потребителю за время ограничения, не нарушая срыва графика выдачи им продукции сниженным предприятием.

При полном отсутствии резервов у потребителя аварийная недодача энергии потребителю прямо связана с невосполнимой недовыработкой продукции.

Ущерб внезапности определяется по выражению:

$$y_{\text{вн}}^{\text{max}} = y_{\text{вн}}(t_B) N^{\text{max}}, \quad (3.18)$$

где $y_{\text{вн}}(t_B)$ - удельный ущерб внезапности;

N^{max} - максимальная нагрузка потребителя.

$$y_{\text{вн}} = y_{\text{вн}}^{\text{max}}(t) \Delta N^{\alpha},$$

где ΔN - отключаемая мощность потребителя;

α - показатель степени [14, 112].

Ущерб каждого потребителя при отключении составит:

$$y = y_0 N_n t_{\text{огр}} + (y_0 + y_{\text{вн}} / t_{\text{огр}}) N_{\text{техбр}} t_{\text{огр}}, \quad (3.19)$$

где y_0 - удельный основной ущерб;

N_n - мощность потребителя, отключаемая в первую очередь;

$t_{\text{огр}}$ - длительность ограничения;

$N_{\text{техбр}}$ - мощность технологической брони, отключаемая во вторую очередь при необходимости.

При плохой системе управления мощностью отсутствует взаимная информация между энергоснабжением городов и потребителем о резервах и т.п., поэтому они при авариях не используются и ущерб потребителя увеличится.

3.3. Системный подход к обеспечению надежности эксплуатации электроэнергетических систем

Следуя системному подходу, можно структурировать общую задачу надежности следующим образом (рис. 3.1) [80].

Роль законодательных органов власти

Разработка и принятие законов и законодательных актов (Закон об электроэнергетике, Гражданский кодекс, Указы Президента и др.), их последующее улучшение, которые во многом предопределяют организацию энергетики, отношения между субъектами, права, ответственность, нормы и стандарты по надежности, ограничение на использование тех или иных энергоресурсов, энергетическую безопасность страны, регионов и т.д.

Решают эти задачи на основе социальных, экономических, технических и экологических критериев. В результате их решения определяются параметры среды, в которой функционирует и развивается экономика, в том числе и энергетика, формируются требования к энергетике, ее надежности.

Роль исполнительных органов власти

Разработка и реализация энергетической стратегии (политики) страны, регионов, установление льгот и ограничений на использование энергетических ресурсов, их квотирование, установление норм, контроль и регулирование уровня надежности энергоснабжения, уровня энергетической безопасности.

Эти задачи решаются преимущественно на основе экономических, технических и экологических критериев. В результате их решения уточняются и конкретизируются требования к энергетике, ее надежности, выявляются параметры для мониторинга и определяются законы регулирования.

Определение рациональных правил, алгоритмов использования выделенных резервов мощности, пропускной способности электрических сетей, в том числе рациональной величины включенного резерва мощности.

Выявление рациональных масштабов привлечения отключаемых потребителей для обеспечения надежности энергоснабжения и разработка систем противоаварийной автоматики (автоматической частотной разгрузки – АЧР, специальной автоматики отключения нагрузки – САОН и др.), разработка законов регулирования и др.

Решение этих задач осуществляется на основе экономических, технических критериев и нормативов надежности. В результате их решения, помимо указанных выше, определяется уровень надежности, который энергосистема обеспечивает потребителям энергии. На рис.3.1. предлагаются количественные характеристики различных факторов в виде соответствующих коэффициентов.

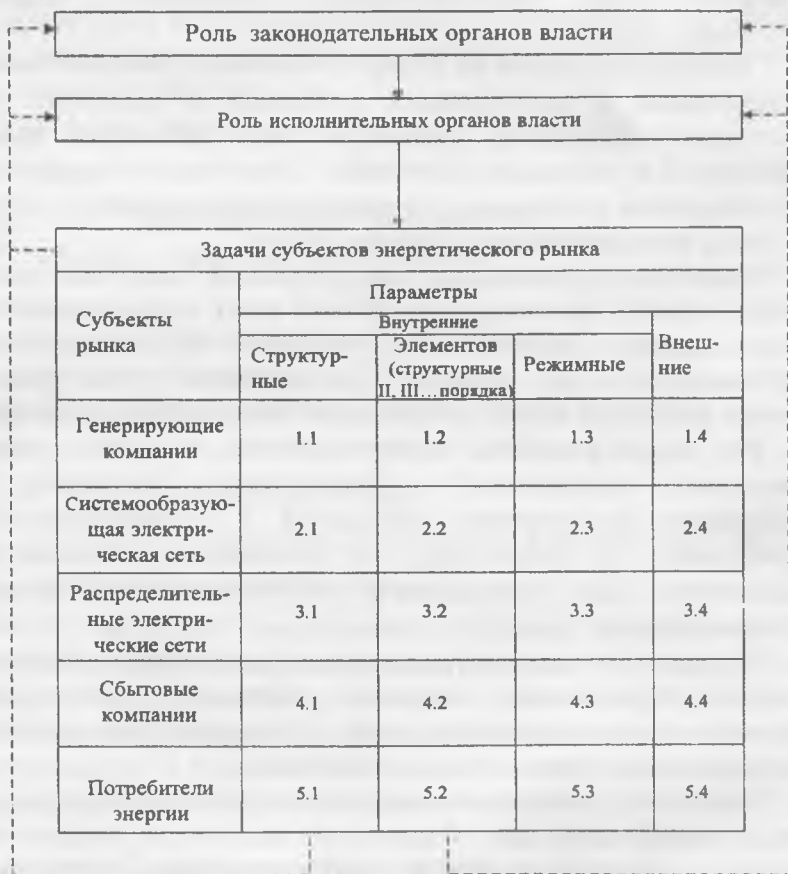


Рис. 3.1. Структура обеспечения надежности субъектов электроэнергетики.

Роль объектов электроэнергетики (номера задач см. на рис. 3.1).

1.1. Определение:

- структуры генерирующих мощностей с учетом их надежности;
- структуры резервов генерирующих мощностей (по виду резервов, их размерам, размещению по энергетическим узлам системы и т.п.).

1.2. Определение:

- единичной мощности агрегатов электростанции с учетом надежности;
- схем коммутации оборудования электростанций с учетом надежности;
- системы организации ремонтного обслуживания оборудования электростанций.

1.3. Планирование:

- режима использования оборудования электростанций с учетом его надежности;
- рационального включенного резерва;
- сроков и объемов проведения ремонтов оборудования электростанций;
- объема топлива на складах электростанций.

1.4. Определение:

- требований, в том числе и по надежности к оборудованию, поставляемому на электростанции;
- требований к ремонтному обслуживанию, осуществляемому внешними организациями.

2.1. Определение структуры системообразующей электрической сети с учетом надежности ее оборудования и степени реализации системных эффектов, в том числе и по надежности (взаиморезервирования и сокращения резервов др.).

2.2. Определение:

- параметров линий электропередачи (пропускная способность, материал и конструкция с учетом климатических условий прохождения и т.п.), подстанций и коммутационных пунктов (схем коммутаций, управляемости, резервирования аппаратуры, трансформаторов и т.п.);

— системы ремонтно-эксплуатационного обслуживания электрических сетей (количество и размещение ремонтно-производственных баз, количество подстанций с обслуживающим персоналом на подстанции, на дому, количество оперативно-выездных бригад и т.п.).

2.3. Планирование:

— режимов использования сети с учетом ее надежности, ограничений по пропускной способности;
— ремонтных воздействий (объемов, сроков и т.д.).

2.4. Определение требований по надежности к поставляемому в электрические сети оборудованию (к коммутационной аппаратуре: выключателям, разъединителям, отделителям; трансформаторам; компенсирующим устройствам; арматуре; изоляции и т.д.).

3.1 — 3.4. Эти задачи по форме подобны задачам 2.1 — 2.4, отличие их — в функциональном значении этих сетей. Кроме того, следует ожидать отличие еще и в том, что за надежность на выходе генерирующей подсистемы и системообразующей сети в конечном итоге отвечает магистральные электрические сети, а за надежность на выходе распределительной сети отвечает распределительная сетевая компания.

4.1 — 4.4. Одной из главных общих задач здесь будет переупаковка порций энергии, закупаемой сбытовой компанией на оптовом рынке (рынке резервов, балансирующем рынке, на бирже) или прямо у производителей, в свои обязательства перед розничными потребителями.

В итоге решения должны быть получены в виде «меню», в котором розничному потребителю предлагается электроэнергия с разными параметрами (одноставочными, двухставочными и другими тарифами, в том числе с различной надежностью). Нормативная документация такого рода еще разрабатывается.

5.1 — 5.4. Суть этих задач будет заключаться в выборе сбытовых компаний и выработке решений по установлению договорных отношений с ней, в том числе и по надежности электроснабжения. Далее, на основе этих договорных отношений — выработка решений о степени технологического резервирования, размеров запаса и других мероприятий по снижению ущербов

от ненадежности на самом предприятии потребителя электроэнергии.

Решение всех задач 1.1 – 5.4 осуществляется на основе экономических и нормативных критериев, на основе функций полезностей соответствующих субъектов. В результате их решения, помимо указанного выше, вырабатываются также правила, инструкции для деятельности персонала в возможных ситуациях.

3.4. Оптимизация технических решений с учетом ущерба

При проектировании и эксплуатации станции, сети или системы оптимальность выбранного технического решения, означает, что заданный производственный эффект (располагаемая, мощность, отпускаемая энергия, уровень надежности и качества) получается с минимальными возможными затратами материальных и трудовых ресурсов.

В [14,112] при определении оптимального варианта из некоторого числа возможных, обеспечивающих выполнение технического задания, упоминается необходимость вычисления приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию энергетического объекта. Затраты, обусловленные аварийным (и запланированным) перерывом электроснабжения, можно рассматривать как средние дополнительные ежегодные издержки (ущерб), которые несет народное хозяйство помимо основных затрат на сооружение объекта и его нормальную эксплуатацию. Согласно [14,85] средний ущерб можно рассчитать по формулам, в которых используется удельная оценка ущерба. Оценка удельного ущерба получается в результате обработки фактических данных о последствиях большого числа аварий, экономический ущерб от которых определяется.

Экономический ущерб является лишь частью народнохозяйственного ущерба, который может иметь еще социальные и экологические составляющие, не оцениваемые в денежном выражении. Экономический ущерб складывается из ущерба потребителей и ущерба (потери и затраты) энергоснабжающей организации. Причины экономического ущерба: простой, недо-

использование, непроизводительный расход или уничтожение ресурсов, снижение качества продукции, перерасход элементов производства.

Экономический ущерб подразделяется на основной, дополнительный, прямой и косвенный.

Формулы для расчета фактического экономического ущерба приводятся в работах [14,86,112]. Составляющие экономического ущерба:

- стоимость дополнительных потерь электроэнергии в сети из-за отклонения электрического режима от оптимального;

- стоимость топлива, расходуемого на пуск энергоблоков, растопку котлоагрегатов и поддержание горения в топках во время аварийной разгрузки или останова агрегатов электростанций;

- затраты на демонтаж и транспортировку оборудования при отправке на ремонтный завод или завод-изготовитель;

- дополнительные затраты на выработку электроэнергии на замещающих агрегатах;

- затраты на содержание резервного оборудования; потери, связанные с простоем оборудования и обслуживающего персонала, при аварийном отключении потребителей;

- ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям при отключении с предупреждением во время прохождения максимума;

- ущерб от внезапного отключения потребителей и недоотпуска энергии за время восстановления электроснабжения.

Оценки удельного ущерба y_n (в млн. суммах на перерыв электроснабжения) и y_q (в млн. суммах на час перерыва), полученные на основе оценок фактического экономического ущерба, позволяют рассчитать народнохозяйственный ущерб при проектировании систем электроснабжения [14,74,85,86, 90,96]:

$$y = \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{l=1}^{N_l} \Lambda(l, k) [y_n(l) + 8760 y_q(l) \tau(l, k)], \quad (3.20)$$

где $\tau(l, k)$ —среднее время восстановления питания l -го потребителя при k -й аварии; N_k — число видов аварий; N_l — число потребителей; $\Lambda(l, k)$ —частота аварий с погашением l -го потребителя.

При рассмотрении установок энергосистемы народнохозяйственный ущерб определяется с помощью оценки удельного ущерба $Y_k (\Delta W)$ от недоотпуска энергии и прироста приведенных затрат (ΔC_p) на кВт·ч энергии, выработанной на резервных станциях:

$$Y = \sum_{k=1}^N [y_k (\Delta W) \Delta W_{c.k} + \Delta C_p (\Delta W_{ст.k} - \Delta W_{c.k})], \quad (3.21)$$

где ΔW_c и $\Delta W_{ст}$ —недоотпуск энергии в системе и снижение выработки энергии станцией.

Как отмечено в [46, 51, 70, 75], в настоящее время нет единого мнения в оценке составляющих затрат (себестоимости, отпускных цен, приведённых затрат). Вместе с тем, определение ущербов задача чрезвычайно сложная, возможно, в широком плане и невыполнимая, что связано с рядом причин [14, 70, 75, 85, 86, 112].

ГЛАВА IV. ОЦЕНКА УРОВНЕЙ НАДЁЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ЖИВУЧЕСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

4.1. Показатели надёжности силовых элементов энергосистем

К силовым элементам энергосистем относятся: энергетическое оборудование электростанций (котлы, реакторы, гидро- и турбоагрегаты, вспомогательное энергетическое оборудование) и электротехническое оборудование электростанций и электрических сетей (генераторы, трансформаторы, ВЛ, выключатели и др.). Каждый силовой элемент энергосистемы может находиться в работоспособном и неработоспособном состоянии.

Работоспособное оборудование может находиться в работе или в резерве, неработоспособное - в ремонте (в плановом или аварийном). Элементы энергосистемы восстанавливаемы, т.е. после ремонта (капитального, среднего, текущего, аварийно-восстановительного) могут вновь переходить в работоспособное состояние. Аварийное (незапланированное) отключение оборудования называется отказом.

В настоящее время учесть требований надёжности осуществляется в соответствии с нормативными указаниями, содержащимися в директивных материалах по проектированию и эксплуатации энергосистем. РД 34.20.574 «Указания по применению показателей надёжности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками» [125] регламентирует показатели надёжности силовых элементов энергосистем.

Проанализировав содержимое таблиц, приведённых в [125], можно заметить, что данные, приведённые в них отражают показатели не надёжности, а скорее ненадёжной работы энергетического оборудования, поскольку представлены: число отказов энергоблоков ω , единица измерения - 1/год, среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, -ч, среднее время плановых простоев $T_{\text{пл}}$, - ч, числа отказов генераторов - $\omega_{\text{г}}$, - 1/год [51,70].

Согласно [14,75,85,86, 107,110,112, 117, 121- 128] общим показателем, характеризующим надёжность электроснабжения потребителей, а следовательно и надёжность энергосистем, считается суммарный недоотпуск электроэнергии за год. Для оценки надёжности энергосистем за определённый отрезок времени используются другие частные показатели, например, различные отказы энергетического оборудования, характеризующие возникновение и развитие нарушений режима в энергосистемах.

Сложность современных энергообъектов и процессов их функционирования, недостаточная точность исходной информации, увеличивающаяся с увеличением заблаговременности формирования решений, необходимость выработки массовых решений определяет целесообразность преимущественного применения нормативного подхода.

Примером целесообразности использования нормативов при выработке массовых решений является установление нормами технологического проектирования типовых схем распределительных устройств электростанций и подстанций.

Анализ показал, что в настоящее время рекомендуется различать два способа нормирования надёжности [46,51, 78,85,107,112, 121-125]:

- ♦ установление нормативных количественных значений показателей, характеризующих отдельные свойства надёжности;

- ♦ «опосредованное » нормирование уровней надёжности на основе нормативных требований к энергосистеме (ОЭС, ЕЭС), отдельным её элементам, системам управления, средствам обеспечения надёжности и т.д.

Непосредственное нормирование показателей надёжности ограничивается тем, что работы по обоснованию выбора этих показателей не завершены и апробированный состав этих показателей отсутствует. На настоящем этапе преимущественное применение получило «опосредованное » нормирование.

В ряде отраслевых директивных документов [104,105, 108,109] содержатся основные нормативные требования и

методические указания по обеспечению надёжности при проектировании развития энергосистем, ведения эксплуатации и оперативном управлении. Часть этих документов представляет собой руководящие указания по проектированию энергосистем и энергообъектов, другие, например, как «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭ), посвящены вопросам эксплуатации, но содержат также краткое изложение требований к проектированию (устройству) энергетических установок. В то же время имеется ряд документов, таких, например, как «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) и «Руководящие указания по устойчивости энергосистем», обязательных как для проектных так и для эксплуатационных организаций.

Содержащиеся в этих директивных документах нормативные и методические указания по надёжности формировались на основе обобщённого многолетнего опыта проектирования и эксплуатации энергосистем и анализа результатов специальных технико-экономических исследований в рассматриваемой области.

В [69] проведён обзорный анализ этих директивных документов.

ПУЭ установлены основные требования к надёжности электроснабжения потребителей [104], в которых электроприёмники разделены по степени их ответственности на три категории и для каждой из них установлены условия резервирования электроснабжения. Изложены также, основные принципы построения системы противоаварийного автоматического управления и отдельных входящих в нее устройств РЗ и автоматики (РЗА), системной и противоаварийной автоматики (ПА), схемы их выполнения, требования к параметрам настройки и указания по их расчётам. Эти требования ПУЭ относятся к важнейшим косвенным, «опосредованным» нормативам, применяемым при решении проектных и эксплуатационных задач и связанным с определением уровня надёжности электроснабжения; реализация всех других (прямых и косвенных) нормативных требований должна быть обусловлена обязательным соблюдением требований ПУЭ. Следует отметить, что

ПУЭ регламентирует требования к надёжности электро-снабжения, т.е. к надёжности события, комплекса, имеющего в конечном счете результат, проявляющегося как «бесперебойное питание» потребителей ЭЭ, а также правил их устройства, т.е. структуру конкретных элементов, узлов подкомплексов этого события, комплекса. Количественными показателями, характеризующими уровень надёжности электроснабжения электро-приёмников, потребителей и узлов нагрузки, могут служить средние и максимальные значения частоты и продолжительность перерыва электроснабжения. Однако требования о надёжности конкретного элемента, аппарата, или узла в соответствии с ГОСТ, в ПУЭ отсутствуют [69].

В «Руководящих указаниях и нормативах по проектированию развития энергосистем» [108] содержатся ряд важных указаний по надёжности, относящихся к определению баланса мощности и размера необходимого резерва, пропускной способности основных электрических сетей, схем присоединения к этим сетям крупных электростанций и понижающих подстанций, а также по резервированию питания узлов нагрузки основной и распределительной сети. Указывается на необходимость на всех стадиях проектирования развития энергосистем рассматривать (с соответствующей степенью конкретизации) вопросы организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания, оснащения средствами диспетчерского и технологического управления, обеспечения устойчивости параллельной работы, создания автоматизированных систем управления, обеспечения необходимых средств РЗ и системной автоматики.

Рассматриваемая комплексная задача проектирования формулируется как «разработка с учётом новейших достижений науки и техники и технико-экономическое обоснование решений, определяющих формирование энергетических объединений и развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается целесообразная надёжность снабжения потребителей электрической и тепловой энергией в

необходимых размерах и требуемого качества с наименьшими затратами» [69,107].

В «Руководящих указаниях ...» [108,116] даны рекомендуемые для использования показатели надёжности агрегатов различных типов – среднестатистические значения относительной длительности аварийного простоя. Эти показатели: для агрегатов ГЭС – 0,005, для ТЭС с поперечными связями – 0,02, для серийных энергоблоков – (при числе лет после выпуска первых серийных агрегатов более пяти) мощностью 150-200 МВт – 0,045; для энергоблоков ТЭС 250-300 МВт и АЭС 400 МВт – 0,055; для энергоблоков 500 МВт 13 МПа – 0,055, 24 МПа – 0,07; для энергоблоков ТЭС 800 МВт и АЭС 1000 МВт – 0,075; для энергоблоков ТЭС 1200 МВт и АЭС 1500 МВт – и для энергоблоков ТЭС 1600 МВт и АЭС 2000 МВт в зависимости от числа лет после выпуска первых серийных агрегатов – от 0,13- 0,14 (год после выпуска первого серийного агрегата) до 0,085- 0,095 (5 лет и более). Показатели надёжности работы энергоблоков ТЭС приведены в Приложение -3 .

4.2. Надёжность средств и системы противоаварийного управления

Противоаварийная автоматика должна прежде всего ликвидировать возмущающее воздействие. Это делается автоматическими устройствами релейной защиты (АУРЗ) и автоматикой повторного включения (АПВ) выключателей, отключенных АУРЗ. Короткие замыкания (КЗ) (особенно однофазные КЗ на воздушных линиях) в большинстве своем неустойчивые (дуговые). При успешном повторном включении возмущающее воздействие, оказываемое релейной защитой на ЭЭС, устраняется.

При устойчивых КЗ и повторных отключениях релейной защитой поврежденных электроэнергетических объектов вновь появляется, как следствие, небаланс мощностей. Возникает опасность нарушения синхронной устойчивости электро-энергетической системы.

Проанализируем на примере нижеприведённой схемы [99].

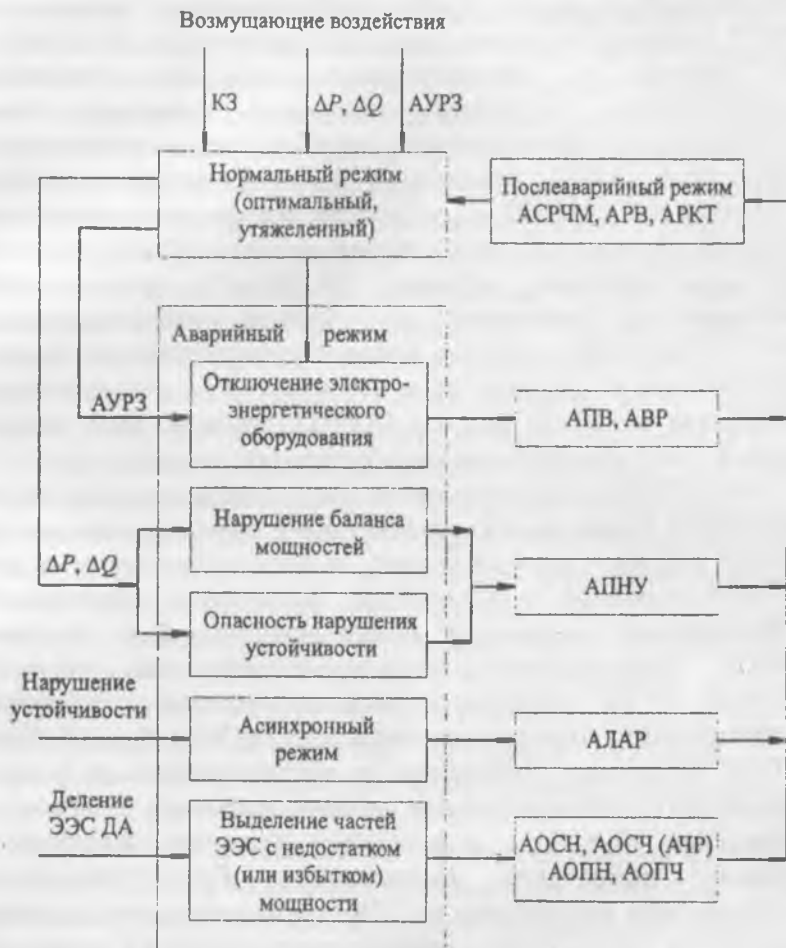


Рис. 4.1. Схема функционирования противоаварийной автоматики.

Вступает в действие общесистемная противоаварийная автоматика, предназначенная не допустить нарушения синхронных динамической или статической устойчивости или сохранить результирующую (после кратковременного асин-

хронного режима) устойчивость функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС), объединенных энергосистем (ОЭС) и единой энергосистемы (ЕЭС) в целом [99,100,103,115]. Она состоит из рассредоточенных по ЭЭС комплексов автоматических устройств, связанных каналами обмена информацией и управляемых от управляющих вычислительных комплексов (УВК), автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) и устройств автоматики ликвидации возникающего асинхронного режима работы (АЛАР).

Из вышеуказанных вытекает [99,100,103], что к противоаварийному управлению, по существу, относятся прежде всего технические средства автоматической защиты электроэнергетической системы от неизбежных КЗ— автоматические устройства релейной защиты (АУРЗ), отключающие поврежденные электроэнергетические объекты (см. рис. 4.1).

Самые быстродействующие из них вырабатывают противоаварийные управляющие воздействия в течение длительности одного периода промышленной частоты. Однако не всегда противоаварийные управляющие воздействия исполняются современными сложными быстродействующими выключателями поврежденных электроэнергетических объектов. Поэтому АУРЗ дополняются автоматическими устройствами резервирования отказов выключателей (УРОВ) [99,114,116].

Они отключают ближайшие к неотключившимся поврежденным со стороны источника питания исправные электроэнергетические объекты с замедлением не менее собственного времени отключения выключателя. При этом, хотя возмущающее воздействие на ЭЭС утяжеляется, тем не менее, действуя в самом начале возникновения токов КЗ и сильных снижений напряжения, АУРЗ и УРОВ, как правило, предотвращают развитие аварийной ситуации.

АУРЗ совместно с УРОВ, исторически развиваясь с самого начала становления электроэнергетики и в связи с созданием поистине огромного их арсенала, выделились в отдельную область автоматики противоаварийного управления [99,108,109]. Однако в последнее время в противоаварийную автоматику электроэнергетических систем бурно внедряются методы и

технические средства обработки информации цифровой вычислительной техники. Создаются микропроцессорные многофункциональные автоматические комплексы противоаварийного управления, в которых функции АУРЗ, как и автоматических устройств собственно противоаварийной автоматики, выполняются программно во взаимодействии. Различаемые по выполняемым функциям отдельные автоматические устройства противоаварийного управления интегрируются. Автоматические устройства релейной защиты все труднее, а может и невозможно, отделить от автоматических устройств собственно противоаварийной автоматики [12,52-54,65, 99-101,103]. Поэтому в соответствии с вышеуказанными в данной работе комплекс АУРЗ рассматривается как противоаварийная автоматика отключений КЗ.

Собственно к противоаварийной автоматике относятся бурно развивавшиеся по мере усложнения электроэнергетики создания объединённых и единой ЭЭС специфические технические средства предотвращения развития аварийных ситуаций после действия автоматических устройств релейной защиты, создающей не менее опасные, чем КЗ, возмущающие воздействия на ЭЭС, ОЭС и ЕЭС: отключение мощных генерирующих и сильно загруженных магистральных линий электропередач, вызывающих внезапные скачкообразные нарушения баланса мощностей, обычно и приводит к развитию аварий [100,103].

Прежде всего действуют автоматика повторного (АПВ) и резервного (АРВ) включения отключенных АУРЗ или соответственно резервных выключателей, пытающаяся устранить возмущающее воздействие.

Высокая эффективность АПВ обусловила обязательность ее установки на выключателях линий электропередач (особенно воздушных), шинах и секциях шин электрических станций и подстанций, трансформаторах и даже синхронных генераторах.

Эффективность АПВ обусловлена неустойчивостью (самоликвидацией) дуговых КЗ (особенно однофазных на землю). Поэтому на линиях сверхвысокого напряжения кроме трехфазного применяется однофазное автоматическое повторное

включение отключенного АУРЗ провода с однофазным КЗ на землю. Устройства АВР обеспечивают необходимую надежность функционирования собственных нужд ЭС и надежность электроснабжения от подстанции с секционированными шинами низшего напряжения.

Существенно облегчает возмущающее воздействие на ЭЭС коротких замыканий автоматика релейной форсировки возбуждения (АРФВ) синхронных генераторов, компенсаторов и синхронных электродвигателей до технически возможного или ограничиваемого термической стойкостью современных мощных синхронных генераторов уровня [100,103. 107-110]. При этом за счет возрастания их ЭДС повышаются и остаточные напряжения (при КЗ) на шинах электростанций подстанций.

При неудачном действии АПВ и неэффективности АРФВ аварийная ситуация обычно начинается с потери динамической или нарушения статической, после отключения поврежденного электрооборудования, устойчивости параллельной работы ЭС, развивается с наступлением асинхронного режима отдельных частей ЭЭС, усугубляется снижениями напряжения и частоты, обуславливающими уменьшение производительности агрегатов собственных нужд тепловых электростанций, и нарушениями устойчивости работы электромеханической нагрузки.

Сохранение динамической или статической устойчивости в аварийных ситуациях является задачей централизованной и рассредоточенной иерархической автоматической системы автоматики предотвращения нарушения устойчивости АПНУ (рис. 4.1), которая функционирует на основе современной управляющей цифровой вычислительной техники.

При нарушении, несмотря на действие АПНУ, устойчивости параллельной работы и наступлении асинхронного режима вступает в действие второй комплекс технических средств противоаварийного управления, имеющий назначением обеспечить результирующую устойчивость ЭЭС путем ресинхронизации выпавшей из синхронизма ЭС или ЭЭС автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАР. При неуспешности попыток устранить несинхронную работу АЛАР отключает

линию связи между несинхронно работающими частями электроэнергетической системы действует делительная автоматика ПА.

Развитие аварийной ситуации, обусловленной дискретными изменениями активной ΔP и реактивной ΔQ мощностей, вызывающих возникновение их небаланса, сопровождается отклонением основных показателей нормального режима работы и качества электроэнергии: напряжения и частоты от номинальных. Напряжение и частота или снижаются в дефицитной по мощности части электроэнергетической системы, или повышаются в избыточной по мощности ее части.

Поэтому получила развитие и широко применяется противоаварийная автоматика предотвращения недопустимых (по условиям наступления «лавины» напряжения или частоты) снижений и опасных повышений режимных параметров. Она состоит из совокупности разрозненных автоматических устройств, рассредоточенных по электроэнергетическим системам.

Автоматические устройства самостоятельно (автономно) функционируют на основе получаемой ими в реальном времени развития аварийных ситуаций рабочей информации об опасных изменениях режимных параметров. Они производят противоаварийные отключения и включения отдельных электроэнергетических объектов, необходимые для противодействия изменениям режимных параметров, и тем самым способствуют восстановлению их нормальных значений.

Применяется автоматика ограничения снижений напряжения АОСН и частоты АОСЧ и их повышения АОПН, АОПЧ. К АОСН относится прежде всего АУРЗ минимального напряжения электродвигательных объектов.

Наиболее широко из АОСЧ применяется автоматика частотной разгрузки АЧР дефицитной по мощности части ЭЭС, эффективно ограничивающая и даже предотвращающая снижение частоты путем адаптивного по мощности отключения нагрузки. Нежелательные для потребителей электроэнергии действия АОСН и АОСЧ компенсируются устройствами автоматического повторного пуска электродвигателей и

адаптивного по частоте (частотного) повторного включения по мере восстановления напряжения и частоты.

Недопустимые для изоляции повышения напряжения (возникновение КЗ) и опасные для турбогенераторов и сохранения устойчивости параллельной работы ЭС повышения частоты предотвращаются различными автоматическими устройствами их ограничения, особенно автоматическим подключением компенсирующих реакторов к шинам ЭС и ПС и отключением быстро разгоняющихся гидрогенераторов при резком снижении (сбросе) их нагрузки.

Эффективной в послеаварийном режиме является автоматика тепловых электростанций, отключающая отдельные синхронные генераторы от общих шин электростанций и выделяющая их только для снабжения электроэнергией нормального качества собственных нужд и обеспечения максимальной производительности электростанций в условиях аварийного и восстановления нормального режимов.

Важная роль в восстановлении нормального режима принадлежит противоаварийной автоматике частотного (при снижениях частоты) ускоренного пуска, включения с самосинхронизацией и быстрого набора нагрузки гидрогенераторов и их отключений при повышении частоты.

Восстановление электрической связи между разделенными частями ЭЭС производится после действия автоматической системы регулирования частоты и активной мощности — АСРЧМ, АРВ (рис. 4.1) и АПВ с синхронизацией АПВС.

В настоящее время многие исследователи [99-103, 107-112, 114-116, 122-128] различают следующие основные групповые виды автоматики противоаварийного управления ЭЭС:

- ♦ автоматика ликвидации и снижения тяжести возмущающих воздействий—автоматика отключений коротких замыканий и повторного или резервного включения;
- ♦ общесистемная автоматика ликвидации нарушения синхронной устойчивости электроэнергетических систем;
- ♦ автоматика ликвидации асинхронного режима;
- ♦ автоматика предотвращения недопустимых изменений режимных параметров ЭЭС.

Таким образом, разрозненные и самостоятельные функции отдельных управляющих автоматических устройств, входящих в состав первой и последней из указанных групповых видов противоаварийной автоматики, в настоящее время интегрируются при создании современных микропроцессорных комплексов противоаварийного управления ЭЭС [99-103,116].

Надёжная работа энергосистем, отключение поврежденных участков, локализация аварий и предотвращение каскадного развитие аварийных нарушений режима обеспечивается развитой, постоянно совершенствуемой системой противоаварийного автоматического управления (ПААУ), в состав которой входят устройства релейной защиты (РЗ) системной и противоаварийной автоматики (ПА). Все элементы основной сети энергосистем 220 кВ и выше (линии трансформаторы, шины и др.) оснащены основными быстродействующими РЗ. Время срабатывания основных РЗ 500- 1150 кВ не должны превышать 20-25 мс, а суммарное время отключения КЗ с учетом времени отключения выключателя (50 мс) –80 мс. Аналогичные быстродействующие РЗ в сочетании с быстродействующими выключателями применяются в основных сетях зарубежных стран (Великобритании, Канады, США, Франции ФРГ, Японии и др.) [116].

Устройства резервирования при отказе выключателей - УРОВ являющиеся весьма эффективным средством повышения надёжности системы РЗ и широко используемые в энергосистемах стран СНГ и США с середины 50-х годов, в последние годы находят все более широкое применение на подстанциях 400 и 275 кВ Великобритании. Врем отключения повреждений при действии УРОВ составляет 0,3 с (в случае использования электромеханических РЗ и выключателей с временем срабатывания 0,08с). Уменьшение времени действия УРОВ до 0,2– 0,25 мс позволяет уменьшить объём и изменить характер управляющих воздействий ПА. Такое время может быть обеспечено при использовании быстродействующих выключателей и статических РЗ [115].

Надёжность устройств РЗ , системной и противоаварийной автоматики оценивается по двум показателям [100,116] :

—по надёжности на срабатывание, т.е. способность устройства произвести определённые воздействия на объект управления (отключить поврежденную линию, осуществить разгрузку генератора, включить резервный источник питания или отключившийся аварийно элемент сети – ВЛ, шины подстанции);

—по надёжности на несрабатывание, т.е. способность устройства не срабатывать в тех случаях, когда это не предусмотрено по принципу действия (например, отключение РЗ неповрежденной ВЛ).

Нарушение надёжности на срабатывание – неспособность РЗ или ПА выполнять возложенные на него функции – называется отказом.

Отказ устройств РЗ или ПА может быть полным или частичным.

К полным отказам относятся случаи, когда соответствующие устройства не подействовало при нарушениях, в то время как по принципу построения систем ПАУ предусматривалось его срабатывание.

К частичным отказам относятся случаи, когда устройство лишь частично выполняет возложенные на него функции. Примерами частичных отказов являются: отключение при срабатывании дифференциальной защиты шин лишь части выключателей поврежденной подстанции вследствие неисправности цепей РЗ; отключение при действии АПНУ лишь части генераторов (из-за неисправности цепей автоматики) из общего числа генераторов, отключение которого предусматривалось для предотвращения нарушения устойчивости; включение под действием устройств АПВ лишь части выключателей (из-за неисправности цепей АПВ), которые должны были включены в соответствии со схемой устройства.

Нарушение надёжности на несрабатывание (отключение устройством РЗ неповрежденной ВЛ), подача устройством АПНУ команды на отключение или разгрузку генераторов, не предусмотренной возложенными на него функциями) называется ложным или излишним срабатыванием.

И з л и ш н и м называется неправильное срабатывание РЗ или ПА при наличии нарушения режима в первичной сети, когда действие устройства не соответствует возложенным на него функциям. Примеры излишних срабатываний : отключение РЗ неповрежденной ВЛ при внешнем КЗ на другом элементе; отключение из-за неправильной работы ОАПВ тремя фазами ВЛ, на которой возникло однофазное КЗ или т.п.

Как уже отмечалось выше, система ПАУ должна несмотря на отказы отдельных её элементов локализовать место повреждения, предотвратить каскадное развитие аварии и тем самым обеспечить живучесть энергосистемы. Для анализа хода ликвидации нарушений режима, оценки влияния отдельных отказов отдельных элементов системы ПААУ и их взаимодействия сформулируем на основании упрощенной блок-схемы на рис. 4.2 основные требования, предъявляемые к устройствам ПААУ [116.]

Устройства РЗ должны обязательно обеспечить отключение поврежденного участка с использованием при необходимости средств дальнего и ближнего резервирования, поскольку нормальная работа энергосистемы с неотключенным КЗ в основной сети, как правило невозможна. В крайнем случае при отказе нескольких устройств РЗ, УРОВ и выключателей персонал должен принимать меры у оперативному определению и отделению его от основной сети на выключателе вручную.

использования эксплуатационного резерва на электростанциях энергосистем и на блок станциях) во избежании недопустимых условий работы оборудования электростанций и электрических сетей, для сохранения устойчивости параллельной работы электростанций и энергообъединений, предотвращения возникновения и развития аварий, её ликвидации и исключения неорганизованных отключений потребителей составляются графики ограничения потребления и отключения потребителей.

Энергосистемами составляются графики ограничения потребляемой мощности и электроэнергии, графики отключения потребителей [14,15,115].

Графики ограничения потребления электроэнергии, кВт·ч, при недостатке топлива или гидроресурсов в энергосистеме или энергообъединении должны предусматривать сокращение потребления электроэнергии на 25 % суточного лимита полезного отпуска электроэнергии в целом по энергосистеме с разбивкой на пять равных очередей [14, 107, 109,115,126-128].

Графики отключения потребителей электроэнергии применяются при угрозе возникновения аварии в результате образовавшейся недостатка электрической мощности, а также при снижении частоты тока и напряжения, когда нет времени для введения графика ограничения потребления мощности. График разбивается в размере 20 % заданного предельного потребления электрической мощности в часы максимальных нагрузок в целом по энергосистеме с разбивкой суссарно отключаемой мощности на 10 равных очередей.

В график отключения электроэнергии не включаются : производства с непрерывными технологическими процессами и спецпотребители (по ежегодно утверждаемому перечню); производства, отключение электроснабжения которых может привести к выделению взрывоопасных и ядовитых продуктов и смесей; здания, занимаемые органами государственной власти и управления и общественными организациями ; больницы и поликлиники; предприятия связи; объекты водоснабжения и канализации; объекты вентиляции, водоотлива и основные подъёмные устройства угольных и горнорудных предприятий; объекты, обеспечивающие противопожарную безопасность;

железнодорожный и пульпопроходный транспорт, электрифицированный транспорт общего пользования и метрополитены; объекты систем диспетчерского управления, блокировки, сигнализации защиты воздушного и водного транспорта; дошкольные учреждения (ясли, детские сады); молочно-товарные фермы, живодноводческие комплексы, фермы по выращиванию молодняка, инкубаторно-птицеводческие станции и птицефабрики, хлебозаводы, население.

Энергосистемы совместно с потребителями электроэнергии, имеющими максимум электрической нагрузки 150 кВт и более и включенными в графики ограничения и отключения, определяются значения аварийной и технологической брони электроснабжения.

Технологическая броня электроснабжения определяется наименьшей потребляемой мощностью и продолжительностью времени, необходимых потребителю для завершения технологического процесса, цикла производства, после чего может быть произведено отключение соответствующих электроприемников.

Аварийная броня электроснабжения определяется наименьшей мощностью или расходом электроэнергии, обеспечивающим при частичной или полной остановке предприятия сохранность оборудования, безопасность людей, сохранение аварийного и охранного освещения, вентиляции, водоотлива, канализации, отопления, средств пожарной безопасности.

В [13,14] в качестве характеристики надежности энергосистемы предлагается рассматривать распределение вероятности дефицита мощности. С помощью этой характеристики определяется математическое ожидание народнохозяйственного ущерба, который должен учитываться при технико-экономическом обосновании принимаемых решений по обеспечению или повышению надежности.

Недоотпущенная энергия при заданной установленной мощности энергосистемы определяется как интегральная оценка:

$$\Delta W_c = \sum_{k=1}^{k_{\max}} P(\Delta N_k) \Delta N_k \cdot T, \quad (4.10)$$

где $P(\Delta N_k)$ — вероятность дефицита мощности ΔN_k ;
 T — период наблюдения.

Интегральной оценкой надежности энергосистемы является также относительное удовлетворение спроса (индекс надежности)

$$\pi = 1 - \frac{\Delta W_c}{W}, \quad (4.11)$$

где W — требуемая электроэнергия .

Зная оценка ущерба от одного недоотпущенного киловатт·часа y_0 , можно определить средний народнохозяйственный ущерб

$$Y = y_0 \cdot \Delta W_c. \quad (4.12)$$

Используя оценки народнохозяйственного ущерба можно обосновать необходимый резерв генерирующей мощности.

Полным резервом мощности в системе называется разность между установленной мощностью и годовым максимумом суммарной нагрузки :

$$R_{\Pi} = N_y - N_{\Sigma \max}.$$

Свободным резервом мощности называется разность между располагаемой мощностью и мощностью суммарной нагрузки в данный момент времени :

$$R_{\text{св}} = N_{\text{расп}} - N_{\Sigma \max}.$$

Эксплуатационным резервом мощности называется свободный резерв, который можно использовать в конкретной аварийной ситуации с учетом пропускной способности оборудования и схемы системы :

$$R_3 \ll R_{\text{св}}.$$

Эксплуатационный резерв состоит из нагруженного (горячего) и ненагруженного (холодного) резерва. Нагруженный резерв заключен во вращающихся машинах, а ненагруженный резерв — в остановленных гидро-и турбоагрегатах.

Необходимый резерв определяется расчетом как сумма нагрузочного, аварийного, ремонтного, технологического и народнохозяйственного .

Нагрузочный резерв предназначен для покрытия непредвиденного спроса и составляет в странах СНГ от 1 до 4 % максимума нагрузки.

Аварийный резерв необходим для компенсации снижения располагаемой мощности из-за аварийных отключений генераторов станции и линий межсистемных связей и составляет в СНГ от 4 до 8 % максимума нагрузки .

Сумма нагрузочного и аварийного резерва называется оперативным резервом.

Ремонтный резерв предусматривается в энергосистемах станций для замены агрегатов, находящихся в плановом ремонте, и составляет в СНГ от 1,5 до 7 % максимума нагрузки. Ремонтный резерв зависит от плотности графика нагрузки. В расчетах его можно принимать в пределах $4 \pm 6\%$ нагрузки.

Технологический резерв предназначен для компенсации снижения мощности ГЭС и ТЭС из-за недостатка воды, повышения температуры циркуляционной воды, низкого качества топлива, загрязнения поверхностей нагрева и т.д.

Народнохозяйственный резерв предусматривается для обеспечения опережающего развития энергетики и назначается планирующими органами в размере 1...2 % максимума нагрузки.

Как отмечено в [14] первые четыре вида резерва составляют технический резерв. Потребность в техническом резерве оценивается в СНГ, США, Швеции, Японии и Канаде в 10...20 % максимума нагрузки. В последние годы в связи с вводом крупных агрегатов, имеющих повышенную аварийность, технический резерв в США составляет 17...25%, в Западной Европе — до 35 %.

4.4. Надёжность зарубежных энергосистем

Во многих странах вопросам оценки и повышения надёжности технических изделий уделяют повышенное внимание. Исследования в области надёжности энергосистем проводятся рядом организаций на национальных и интернациональных уровнях. Так рабочей группой комитета 39 СИГРЭ подготовлен обзор о вероятности возникновения аварий с разным недоотпуском электроэнергии в энергосистемах разных структуры и

мощности. Общий объём наблюдений по 163 энергосистемам составил 1333 энергосистем · лет [116].

В соответствии с обобщенными статистическими данными определены следующие показатели средних удельных значений — 0,51 нарушения режима на одну энергосистему в год, в том числе:

- ♦ 0,385 — при недоотпуске электроэнергии, определяемом в «системных минутах» от 1 до 9 мин;

- ♦ 0,166 — от 10 до 99 мин;

- ♦ 0,01 — от 100 до 999 мин.

В обзоре приведены также данные об аварийных нарушениях режима в энергосистемах, расположенных в разных странах света (соответственно распределение по тяжести нарушений):

- северо-американских — 0,328 (0,249; 0,07; 0,009);

- европейских — 0,041 (0,293; 0,114; 0,003);

- прочие — 1,433 (1,103; 0,304; 0,026).

По данным исследований института EPRI в США ежегодно происходило в среднем 45 крупных нарушений нормального режима в основной сети, сопровождающихся недоотпуском электроэнергии потребителям (минимальное значение — 26, нарушений в год, максимальное — 88). При этом среднее значение суммарной мощности потребителей, электроснабжение которых было нарушено, составило 250 МВт.

В отчете EPRI приведена характеристика, представляющая обобщенные данные о длительности восстановления питания потребителей, отключенных в результате нарушения режима в основной сети: в 95 % случаев нагрузка была восстановлена менее чем за 1000 мин, а 90 % — за 400, 65 % — за 100, в 28 % — за 30 мин.

Для характеристики уровня надёжности энергосистемы (энергообъединения) в США используется показатель Π_n , определяемый по следующему выражению:

$$\Pi_n = \frac{\Pi_n T - \sum_{i=1}^k \Pi_i T_i}{\Pi_n T}, \quad (4.13)$$

где Π_n - общее число потребителей, получающих электроэнергию от сетей рассматриваемой системы; T - число часов в году; $\Pi_i \cdot T_i$ - число потребителей, электроснабжение которых было нарушено, и длительность нарушения, электроснабжения в аварий i - аварии; k - число аварий в рассматриваемом году.

В Великобритании проведён анализ влияния на надёжность электроснабжения потребителей аварийных нарушений, происходящих на электростанциях, в основных и распределительных сетях. В табл. 4.2 приведены соответствующие данные, характеризующие удельные значения на одного потребителя в год суммарного времени нарушения электроснабжения (сумма произведений числа потребителей N_i , оставшихся без напряжения во время конкретной аварии или при выполнении ремонтов, на длительность перерыва электроснабжения T_i , ч) $\frac{\sum N_i T_i}{N_\Sigma}$ и частоты (числа) нарушений электроснабжения в год F [116].

Таблица 4.2.

Причины нарушения электроснабжения	Показатели надёжности электроснабжения	
	$\frac{\sum N_i T_i}{N_\Sigma}$, ч	F
Аварийные отключения :		
в основной сети и подсистеме генерации	0,06	0,14
в распределительной сети 2-60 кВ	1,15	0,78
в распределительной сети низкого напряжения	0,15	0,04
Отключения для ремонта :		
в распределительной сети 2-60 кВ	0,3	0,09
в распределительной сети низкого напряжения	0,05	0,02
Суммарные годовые показатели	1,71	1,07

Как следует из данных таблицы, большинство нарушений электроснабжения являются следствием аварий, происходящих в распределительных сетях. В энергосистемах развивающихся стран доля нарушений электроснабжения потребителей вследствие аварий в распределительной сети может быть существенно меньше.

В табл 4.3 приведены данные энергокомпании Pennsilvaniya Power and Light Compay (США), характеризующие значение ненадёжности частей электрических сетей (основных и распределительных) и подстанций [116].

Таблица 4.3.

Части электрической сети	Показатели надёжности , доля %		
	Число повреждений	Число нарушений электро- снабжения потребителя	Время недоотпуска
Основные сети	0,2	10	4,6
Подстанции	0,8	13	5,4
Распределительные сети	99	77	89

Оптимальные значения надёжности и необходимый для её обеспечения резерв активной мощности могут быть различными в конкретных энергосистемах и существенно различаются для энергосистем развитых и развивающихся стран из-за различия технико-экономических показателей как энергетики, так и экономики в целом. Так в[116] приведены данные, показывающие, что в Индии для которой характерен очень быстрый рост потребления электроэнергии, меньше чем в

развитых странах : общий национальный доход на душу населения — в 40 раз; стоимость человеческого труда- в 20 раз; ущерб от недоотпуска электроэнергии — в 20 раз. Одновременно в Индии примерно на 30 % выше стоимость установленной мощности электростанций. Отмеченные различия объясняют существенные разные требования к надёжности энергосистем.

4.5. Обобщенный анализ крупных системных аварий некоторых зарубежных стран

В течении 10 лет в 80-х годах прошлого века в ряде зарубежных энергообъединений произошли крупные системные аварии, сопровождающиеся нарушением электроснабжения большого числа потребителей (25-100%) и полным гашением энергосистем или существенной их части.

В табл. 4.4 приведены обобщённые данные, характеризующие причины, способствовавшие возникновению и развитию рассмотренных аварий [116]. Развитие всех аварий происходило в результате ряда причин, обусловленных внешними явлениями (КЗ на ВЛ и подстанциях основной сети), ослаблением схемы сети при производстве ремонтных работ, неудовлетворительными балансами активной и реактивной мощностей в энергосистемах, неправильным назначением режима работы, неправильными действиями и отказами устройств РЗА.

В трех случаях возникновения и развитие аварий было связано с несколькими КЗ: грозовые повреждения четырех ВЛ 330 кВ в энергосистеме Consolidated Edison(США) ; два быстро следовавших одно за другим КЗ на одной из подстанций электропередачи 750 кВ в в энергосистеме Ontario Quebec (Канада); повреждение на одной из подстанций электропередачи 400 кВ и КЗ на ВЛ 400 кВ другой электропередачи (Швеция) в процессе развития аварии.

Таблица 4.4

Страна, в которой произошла авария	Дата аварии	Причины, способствовавшие возникновению и развитию аварии							
		Многократные КЗ в основном сети	Ремонтная схема	Нарушение устойчивости дальних электропередач	Опасная перегрузка линии	Дефицит реактивной мощности	Неудовлетворительное состояние АЧР	Несогласованность автоматических устройств	Большое число неправильных действий автоматических
США	13.07.77	+	-	-	+	-	+	+	+
Франция	19.12.78	-	-	-	+	+	+	+	-
Бельгия	04.08.82	-	+	-	+	+	+	+	-
Канада	14.12.82	+	-	++	-	-	+	+	-
Швеция	27.12.83	+	+	+	-	+	+	+	+

Авария во Франции началась с отключением РЗ от перегрузки на одной из 400 кВ, а затем еще трех ВЛ 220 и двух 150 кВ.

В Бельгии аварийное нарушение режима началось с ложного отключения технологической защитой одного из энергоблоков АЭС, последующего отключения из-за перегрузки нескольких генераторов на ТЭС и АЭС и ВЛ 380 кВ.

Таким образом, основными причинами возникновения тяжелых системных аварий явились и перегрузка ВЛ основной сети. Отсюда вытекает важный вывод, что при анализе аварийных ситуаций с целью оценки возможных набросов активной мощности на межсистемные ВЛ следует учитывать внезапное отключение : одного энергоблока мощностью 800-1500 МВт ТЭС или АЭС; двух энергоблоков (агрегатов) мощностью 300-640 МВт ТЭС, АЭС или ГЭС; нескольких генераторов и нагрузки под действием АПНУ при нарушении режима или ложном срабатывании автоматики. В последнем случае значение дефицита активной мощности должно определяться как разность $\Delta P_r - \Delta P_n$ [115].

ЭЭС обладают известным запасом живучести и при отдельных возмущениях неуязвимы за счет избыточности их структуры к возможностям системы управления как автоматического, так и ручного. Однако при определенных отказах группы элементов и внешних воздействиях эта избыточность не обеспечивает ни требуемого уровня функционирования, ни безопасности.

Отказы функционирования ЭЭС вызываются определенными причинами, а именно обстоятельствами, возникающими в результате принятия конкретных проектных решений, при изготовлении и монтаже оборудования, а также при строительстве и эксплуатации объекта.

К одновременному отключению многих элементов электрической сети энергосистемы могут привести следующие группы событий:

1. Отказы вспомогательного оборудования и систем станций и подстанций (электропитание собственных нужд, системы сжатого воздуха, оперативного тока, охлаждения и др.).

2. Отказы систем управления, защиты и автоматики.

3. Ошибки оперативного и обслуживающего персонала, действия посторонних лиц.

4. Внешние воздействия (взрывы, бомбардировки, падения летательных аппаратов, ураганы, цунами, оползни, землетрясения и др.).

5. Пожары в помещениях электроустановок и кабельных тоннелях.

Вероятность этих событий зависит от многих факторов. Для событий первой и второй группы эта вероятность определяется надежностью каждой из упомянутых систем (надежностью элементов и конструкции), а также степенью завершенности сооружения энергетического объекта в целом. Для событий третьей и четвертой группы фактором, определяющим их вероятность, является тренированность персонала в сочетании с уровнем защиты от внешних воздействий. События четвертой группы относительно редко реализуются (один раз в сто и более лет) и точно оценить их вероятность невозможно. Пожары же представляют реальную угрозу для электроустановок.

Результаты отказов общей причины:

—одновременное длительное отключение ряда элементов одной цепи электропередачи или узла энергосистемы;

—одновременное длительное отключение двух и более параллельных цепей межсистемных связей или системообразующих линий;

—полное погашение распределительного устройства (РУ) подстанции или станции.

Последствия отказов общей причины:

- ◆ повреждение большого числа единиц оборудования;
- ◆ перерыв электроснабжения потребителей;
- ◆ непосредственная угроза жизни персонала и, возможно, населения окружающего района.

Предупреждение отказов общей причины обычно осуществляется на стадии проектирования установки или во время профилактических мероприятий — путем анализа обстоятельств возникновения этих отказов.

Вначале выполняется качественный анализ: индуктивный и дедуктивный.

Индуктивный анализ начинается с выбора причины- события (например, пожар в кабельном тоннеле или землетрясение) и заключается в определении возможных последствий этого события.

Дедуктивный анализ предполагает задание какого- либо нежелательного события (например, погашение секции сборных шин или одновременное отключение нескольких цепей) и заключается в определении возможных путей, приводящих к этому событию. В [14] показана, как результат такой процедуры может быть представлен в виде дерева отказа. Если удастся определить частоту и вероятность первичных событий в дереве отказов, то возможна численная оценка вероятности заданного нежелательного события. Для определения частоты и вероятности первичных событий используются статистические оценки (результаты наблюдений за аналогичными явлениями на похожих объектах) и экспертные оценки опытных специалистов. Вероятность одновременного отключения двух цепей в РУ 220 кВ с двумя системами сборных шин из-за отказов общей причины может быть в 100 раз больше, чем из-за наложения повреждения одной цепи на аварийный и плановый ремонт другой цепи [14].

Индуктивный анализ последствий различных внешних воздействий и внутренних экстремальных возмущений требует разработки специального логического аппарата, учитывающего связи между элементами, а также то, что связи эти могут быть механическими, электрическими, информационными и другими, причем развернутыми в пространстве и во времени.

Решение задач анализа последствий различных множественных воздействий на установки и системы, определение оптимальных способов ликвидации этих последствий и восстановления функционирования — дело ближайшего будущего. Не менее актуальна задача исследования условий возникновения в энергосистемах и объединениях цепочечных аварий, которые приводят к тяжелым последствиям как для самой системы, так и для потребителей. На эти аварии приходится до 90% народнохозяйственного ущерба [13].

Согласно ГОСТ 27.002-83 надежность — комплексное свойство, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость [17]. Надежность электроэнергетических систем — также комплексное свойство, включающее в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимную управляемость, живучесть и безопасность [93]. Устойчивоспособность — свойство системы непрерывно сохранять устойчивость в течение некоторого интервала времени. Устойчивость — способность системы переходить от одного устойчивого режима к другому при различных возмущениях. Свойство системы обеспечивать включение, отключение и изменение режима работы элементов по заданному алгоритму — это режимная управляемость. Живучесть — свойство системы противостоять крупным возмущениям режима, не допуская их цепочечного развития и массового отключения потребителей, не предусмотренного алгоритмом работы противоаварийной автоматики. Безопасность определяется как свойство объекта не создавать опасности для людей и окружающей среды во всех возможных режимах работы и аварийных ситуациях. Причины возмущений могут быть как внешними по отношению к объекту, так и внутренними.

Каждое возмущение может быть как общим, т. е. воздействующим на все элементы объекта, так и локальным, т. е. воздействующим на один элемент или группу элементов системы. В результате развития и локализации цепочечной аварии возможно сохранение требуемого уровня функционирования объекта, но возможно и серьезное ограничение функционирования до недопустимо низкого уровня (например, погашение потребителей, не подключенных к АЧР). В первом случае имеет место неуязвимость объекта по отношению к данному возмущению, во втором случае — нарушение живучести.

Цепочечный характер могут носить аварии не только в энергосистеме, но и на станциях и подстанциях. Общее число цепочечных аварий в год — несколько десятков [8,10,11,13,14,85,89,107,110-112,116,122-125].

Изучение актов о цепочечных системных авариях показывает, что любая из них при некоторых дополнительных обстоятельствах могла быть локализована на более ранних этапах, а при других обстоятельствах могла развиваться в более тяжелую аварию, вплоть до катастрофы. Следовательно, цепочечные аварии можно классифицировать по числу ступеней развития, по числу и сочетанию действующих факторов, по степени нарушения функций системы и причиненному ущербу—как народнохозяйственному, так и социально- политическому [13].

Живучесть ЭЭС зависит от ее структуры, конфигурации сетей, надежности установок и элементов установок, от оснащенности устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики, от квалификации персонала, запаса устойчивости, от резерва активной мощности и т. д. [13,107,109,110]. Кроме того, живучесть зависит от скрытых неисправностей, которые проявляются как случайные события в момент прохождения цепочки операций управления и последующих возмущений.

Показателем живучести может служить частота системных цепочечных аварий с различной глубиной нарушения электроснабжения. Собственно нарушение живучести —это аварии с погашением потребителей, не подключенных к АЧР и САОН. Их доля в общем числе цепочечных аварий также будет показателем живучести (косвенным).

Для оценки влияния различных факторов на показатели живучести ЭЭС был проведен ретроспективный анализ системных цепочечных аварий, а также их классификация с помощью ЭВМ [14]. Обработка массива аварий за 5 лет показала, что потеря живучести происходит в 25 % случаев цепочечных аварий, причем 30 % цепочечных аварий заканчивается на четвертой ступени, а 70 % — за пределами четвертой ступени.

Цепочечные аварии наблюдались в двадцати пяти ЭЭС и двух ОЭС. В четырех ЭЭС насчитывалось 6, 7, 8, 12 аварий, в двух — по 4, в трех — по 3, в девяти — по 2, а в семи — по 1 аварии.

В числе причин цепочечных аварий: неправильные действия персонала—73%; отказы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики — 45%; отказы выключателей — 18%; воздействие природных сил — 24 %, внешних сил — 19 %; отказы элементов в расчетных условиях — 13 %; отключение шин —20%, генераторов — 28 %, трансформаторов — 7,5%; отказы функционирования из-за повреждений — 81 % .

Чаще всего первопричиной аварии является совместное действие двух-трех, а в некоторых случаях — шести-семи факторов, и, как правило, те же факторы выступают в качестве причин развития аварий.

Анализ этих причин позволяет наметить основные мероприятия по повышению живучести ЭЭС [13,14,107,110,122-125] :

- уменьшение объема профилактического обслуживания с целью снижения вероятности отказов из-за ошибок персонала;
- внедрение комплексных самонастраивающихся устройств защиты и электро-автоматики на новой элементной базе с целью уменьшения числа неправильных действий и отказов срабатывания;
- повышение безотказности коммутационной аппаратуры за счет внедрения элегазовых выключателей;
- своевременный ввод линий системообразующей сети ЭЭС;
- внедрение систем технической диагностики и контроля для генераторов, трансформаторов, линий и выключателей с целью уменьшения объема профилактических испытаний и обслуживания.

ГЛАВА V. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЁЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

5.1. Развитие методов оценки, анализа и расчета показателей надёжности

Решение вопросов надежности и безопасности современных структурно-сложных технических систем и объектов осуществляется на всех стадиях жизненного цикла, от проектирования и создания, производства, до эксплуатации, использования и утилизации.

На практике когда анализируется надежность объекта, который может быть представлен в виде системы, об элементах и связях которой имеется вся информация, применяются инженерные методы расчета надежности.

Эти методы иногда называются расчетными. Их применение к решению реальных задач требует предварительного моделирования объекта с целью его представления в виде абстрактного, т.е. расчетной схемы [50,53-56,66].

В настоящее время существует довольно много расчетных методов. Ряд из них хорошо раскрыт в [5-13,29,38,84-86,88-92,107-112,116,122-125]: например, графический метод, метод на основе булевой алгебры, табличные методы. В инженерной практике используются методы, нашедшие широкое применение и, основанные на использовании теорем теории вероятностей. Это аналитический метод, логико-вероятностный, (метод деревьев событий), метод путей и минимальных сечений. Все они основаны на теоретических положениях, приведенных в вышеперечисленных работах.

Вышеперечисленные работы стали основой решения проблемы определения показателей надежности электроснабжения потребителей электроэнергии (ЭЭ), имели большое значение в деле повышения надежности и совершенствования технико-экономического обоснования выбора рациональных решений электроснабжения промышленных предприятий.

Однако они имеют недостатки, связанные с тем, что ориентированы в первую очередь на определение:

- показателей надёжности лишь силового оборудования, которые не всегда являются главными при оценке надёжности электроснабжения;

- ущерба после отказов в электроснабжении. Но в настоящее время нет единого мнения в оценке составляющих затрат (себестоимости, отпускных цен, приведённых затрат);

- комплексных показателей надёжности. Но применение их для управления надёжностью электроснабжения связано с определёнными трудностями.

Это в свою очередь обуславливает необходимость развития методов исследования, анализа и оценки и надёжности ЭЭС потребителей. Такая необходимость вызвана ещё и тем, что :

- ♦ наступивший новый век и третье тысячелетие ставят новые грандиозные задачи перед энергетиками. Современный деловой мир и массы населения все более насыщаются компьютерным и электронным оборудованием. Поэтому у потребителей электроэнергии повышаются требования к надёжности электроснабжения[39,49,50,72,76];

- ♦ в настоящее время у потребителей электроэнергии произошло качественное изменение технологий, в результате которого зависимость нормального функционирования отдельных потребителей или энергорайонов от надёжности электроснабжения стало настолько сильна, что нарушение электроснабжения приводит к значительным материальным ущербам [70,72,74-77].

Внедрение систем автоматизации и диспетчерского управления (АСДУ) на современной цифровой технике коренным образом повышает качество и надёжность электроснабжения. В настоящее время в России и за рубежом уже наметился переход к следующему поколению цифровых устройств релейной защиты и автоматики (ЦРЗА) с интеграцией в пределах единого информационного комплекса функций релейной защиты, измерения и коммерческого учета ЭЭ, регулирования и управления электроустановкой. Такие устройства с позиции автоматического управления технологическим процессом (АСУ

ТП) энергетического объекта являются оконечными устройствами сбора информации, то есть терминалами. Зачастую терминалы защиты выполняют функцию контроллеров нижнего уровня АСУ, обеспечивая комплексную защиту управления подстанций на современном уровне. В этом случае они обеспечивают управление по месту или с удаленных диспетчерских пунктов, контроль положения первичного оборудования, измерения, сигнализацию, запись и передачу осциллограмм. Кроме того, АСУ позволяет произвести пользователю запись/изменение уставок с использованием пароля, получить отчеты и вести архив событий, выполнить состояния диагностики первичного оборудования и др.[39,42-49,61,66].

В последние годы проведена большая работа по совершенствованию методов и средств диспетчерского управления ЭЭС. Созданы и развиваются АСДУ региональных и национальных ЭЭС и ЭО, базирующиеся на экономико-математических методах, современных средств вычислительной техники, передачи и отображения информации [39,61,76]. Применение ПЭВМ, имеющих высокую производительность и стоимость, дало толчок распространению систем управления реального времени (SCADA) как в ЭЭС, так и в электроустановках потребителей. Серверы SCADA(SCADA-Supervisory Control And Data Acquisition –системы управления и доступа к данным) обеспечивают:

- прием/передачу телеинформации в любых протоколах;
- прием/ передачу данных суточной диспетчерской ведомости (СВ);
- обработка поступающей информации, формирование базы данных (БД) реального времени (БДРВ), архивирование;
- управление диспетчерским щитом (цифровыми приборами, символами, мнемосхемами, информационными табло);
- циклическое копирование БДРВ на файл-серверы локальной сети (ЛС).

ЭВМ выполняют все функции SCADA, за исключением организации диалога, который осуществляется на ПЭВМ локальной сети. Для повышения надежности информационного

обслуживания диспетчеров ПЭВМ, установленных на рабочих местах, кроме подключения к ЛС имеют радиальную связь с UNIX- ЭВМ. Выбор типа UNIX- ЭВМ определяется в первую очередь наличием в составе ЭВМ программируемых канальных адаптеров. Этому требованию отвечают ЭВМ двух типов: MOTOROLA, работающая под управлением OSUNIX (SystemV) и IBMRS/600 (OSAIX). Наибольшее распространение получили SCADA, разработанные специалистами ОДУ Урала и ТОО «Интерфес» (г. Екатеринбург), ВНИИЭ (г. Москва), Комизнерго (г. Ухта), СИСТЭЛ, КОНУС (г. Москва) и др.

По мнению авторов, для повышения эффективности планирования энергетического режима СЭС требуется выполнение следующих задач:

- развитие методов долгосрочного и краткосрочного прогнозирования энергетических (активных электрических и тепловых) нагрузок СЭС за счет более детального анализа и учета различных показателей, характеризующих условия развития экономики предприятий различных отраслей и их взаимосвязей с применением математического аппарата многомерного статистического анализа;

- разработка программных средств для формирования расчетных энергетических (активных электрических и тепловых) нагрузок СЭС на основе согласования результатов их прогноза с прогнозами энергетических нагрузок региона (территории) в целом и расчетами энергетических режимов узлов ЭЭС;

- разработка методики, алгоритмов и программных средств для перевода от электрического режима, базирующегося на расчетной электрической схеме ЭЭС энергетическому режиму, базирующегося на расчетной энергетической схеме ЭЭС;

- разработка более совершенных методов учета режима ЭП и топливо-использования (ТИ) при оптимизации энергетических режимов; разработка пакета программ ретроспективного анализа и их внедрение в практику эксплуатации;

- дополнительные расчеты при планировании краткосрочного режима баланса условного и натурального топлива, потерь ЭЭ и тепловых потерь в ЭС;

-расчет надежности электрических и тепловых сетей с быстроедействием, обеспечивающим возможность формирования оперативных решений, направленных на повышение надежности электро- и теплоснабжения потребителей;

- усовершенствование программ краткосрочного прогнозирования энергопотребления в части моделирования дисперсии энергопотребления;

- разработка и реализация программ и алгоритмов оперативного управления и взаиморасчетов между ЭЭС и потребителями в условиях рыночной экономики и т. д.

При этом необходимо учитывать надёжность технологического объекта и дать характеристику событий, состояний и процессов, определяющих условия функционирования и развитие СЭС. Анализ надёжности системы электроснабжения должен быть тесно связан с исследованием надёжности агрегатов и всего производства [39-41,43, 66,51,70], функционирующих в составе технологического объекта, в зависимости от свойств СЭС, средств КИПиА, технологической автоматики (составные части АСУ ТП), а также и технологического резервирования.

В целях создания автоматизированной системы накопления и обработки статистики об отказах оборудования в соответствующих диспетчерских управлениях, разработки нормативной базы, а в целом для систематизации и стандартизации требований к надёжности элементов энергосистемы предлагается нами *«комплексный метод исследования надежности»*.

Для решения данной задачи автором в [46,51,70,75] предложен *«комплексный метод исследования надежности»* предусматривающий:

♦ более детальный анализ и учет различных показателей, характеризующих надёжность на разных уровнях диспетчерского управления и их взаимосвязей с применением математического аппарата многомерного статистического анализа;

♦ согласование комплекса задач планирования электрических режимов на различных (временных и территориальных) уровнях диспетчерского управления, а также на конкретном

уровне иерархии управления с комплексами задач переработки исходной информации и планирования энергетических режимов;

- ♦ использование при решении задач планирования энергетических режимов методологии искусственного интеллекта на основе сочетания программ численного анализа и экспертных систем, включающих семантические базы знаний;

- ♦ расчет комплексных показателей надёжности, базирующихся на расчетной электрической схеме ЭЭС и на расчетной энергетической схеме системы электроснабжения (СЭС) потребителей;

- ♦ ретроспективный анализ с помощью пакета;

- ♦ дополнительные расчеты по определению комплексных показателей надёжности технологических агрегатов и комплекса производства, функционирующего в составе технологического объекта, в зависимости от свойств СЭС, средств КИПиА, технологической автоматики (составные части АСУ ТП), а также устройств технологического резервирования потребителей;

- ♦ высокоскоростной расчет надежности электрических и тепловых сетей обеспечивающий возможность формирования оперативных решений, направленных на повышение надежности электро- и теплоснабжения потребителей.

В предлагаемом методе используются два основных класса аналитических методов: вероятностные методы, отражающие поведение системы на уровне случайных событий, и марковские модели, описывающие систему на уровне случайных процессов.

Надежность электроснабжения потребителей зависит от надежности ЭЭС на всех ее уровнях, т.е. в системах генерации, передачи и распределения электроэнергии. Надежность станций, подстанций, систем передачи и распределения энергии зависит от многих детерминированных и стохастических параметров и прежде всего от структуры, а также безотказности и восстанавливаемости основного оборудования [41,69,78]. В данном случае рассматривается именно эта сторона надежности — надежность системы при

устойчивых отказах ее основных элементов. Вопрос об оценке надежности того или иного варианта электроснабжения возникает на стадии принятия решений при проектировании новых и развитии существующих систем. Исходной информацией при этом является схема и ретроспективные данные о надежности ее основных элементов и элементов автоматики. Расчет схемной надежности сводится к определению частот возникновения, продолжительностей и вероятностей различных состояний, в которых не обеспечивается полного удовлетворения спроса потребителей на электроэнергию. Расчеты схемной надежности генерирующих объектов, распределительных устройств, систем передачи и распределения ЭЭ имеют свои специфические особенности, поэтому конкретные методики ориентированы на определенный уровень — конкретный класс объектов энергосистемы. В то же время основу этих расчетов составляют общие формулы, позволяющие определить вероятности, частоты и средние продолжительности одновременного простоя нескольких элементов при совпадении их отказов, или при наложении отказа одного элемента на плановый ремонт другого. Эти формулы получены на основе общих аналитических моделей [13,14,85,86,112].

В надежности электроэнергетики принято условно выделить две составляющие[14,70,85,122-125]:

1) одну, обусловленную структурой системы, т.е. составом элементов, их взаимосвязями, пропускными способностями, без количественного учета режимных особенностей функционирования элементов — структурная надежность;

2) другую, обусловленную особенностями режимов в системе, их ограничениями пропускных способностей элементов при изменении структурной системы в различных состояниях — функциональная надежность.

Такое подразделение условно, т.к. взаимосвязь этих составляющих очевидна, но оно позволяет упростить задачи оценки надежности сетей сложной структуры.

Для не резервированных систем в процессе работы не удастся восстанавливать отказавшие элементы, их необходимо

отключать. При этом сокращение времени переключений и восстановления отказавших элементов повышает готовность системы, но практически не влияет на ее безотказность.

Если в системе есть резервирование, то восстановление является эффективным средством повышения надежности. Дублированием функций восстанавливаемых элементов и сокращением времени восстановления можно добиться сколь угодно высокой степени надежности системы.

Целью расчета резервированной системы является определение вероятности непрерывной безотказной работы, среднего времени безотказной работы и интенсивности или параметра потока отказов (λ или ω), стационарного $K_{п.с}$ для оценки недоотпуска электроэнергии в состоянии с двумя отказавшими элементами (схема двух отказов).

Особенности резервированных систем с восстановлением целесообразно рассмотреть на примере двух взаиморезервирующих элементов 1 и 2, например, параллельные ЛЭП, взаиморезервирующие силовые трансформаторы на подстанции и т.д. Как показали результаты анализа эксплуатационных данных [41,43,45,89], значительное число отказов электроснабжения компрессорных станций (КС) связано с неуспешным переходом с отказавшего основного источника питания на резервный или аварийный. С соответствующими вероятностями такие отказы могут быть обусловлены следующими событиями: отказ автоматики ввода резерва аварийного или резервного источника питания (РИП) с вероятностью $q_{авр}$; отказ автоматики частотной (АЧР) или быстрой (АБР) разгрузки резервного нагруженного источника q_a ; отказ технологического резерва (резервного насоса маслосистемы уплотнений) газоперекачивающего агрегата (ГПА) $q_{ри}$.

Технологический резерв газотурбинных ГПА включает резервные маслососы с двигателями постоянного тока и позволяет увеличить продолжительность допустимого перерыва электроснабжения приемников КС. Перечисленные события в свою очередь обуславливают временную задержку ввода резерва, которая с той или иной вероятностью может

превысить допустимое время. Полная схема событий, которые могут иметь место при переходе на резервный или аварийный источник питания при отказе основного приведена на рис 5.1.

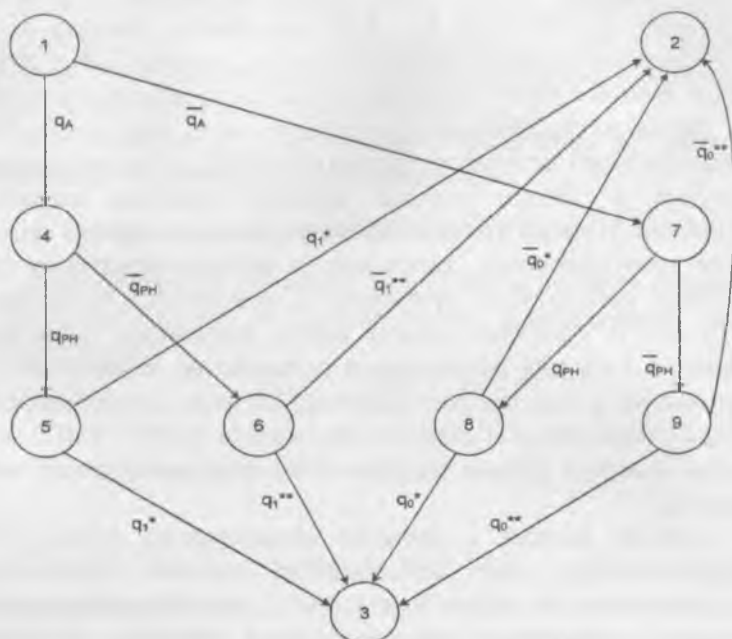


Рис.5.1. Общая схема возможных событий при переходе с основного на резервный (или аварийный) источник питания :
 1- работа объекта от основного источника питания (ОИП) ;
 2- работа объекта от РИП; 3- отказ объекта при отказе ОИП, время подключения РИП превысило допустимое;
 4-9- промежуточные события .

В том случае, когда задержка сигнала на остановку ГПА при исчезновении переменного напряжения обеспечивается реле времени, тогда допустимую продолжительность перерыва в электроснабжении объекта можно рассматривать как величину детерминированную, принимающую фиксированные значения. Если же задержка сигнала обеспечивается датчиком уровня аккумулятора масла, то данная величина является случайной и

зависит от ряда факторов, в первую очередь от состояния маслоуплотнений ГПА. Поскольку датчики уровня обычно используются для дублирования работы реле времени, то можно считать допустимое время перерыва в электро-снабжении конкретной КС фиксированным: равным t^* при отсутствии или отказе технологического резерва ГПА и равным t^{**} при наличии работоспособного технологического резерва.

Время автоматического подключения t_n резервного (РИП) или аварийного источника питания (АВИП) до полного приема нагрузки в общем случае может считаться величиной случайной. Нижняя граница времени автоматического подключения газотурбинных, дизельных и мотор-генераторов определяется паспортным временем t_n готовности к принятию нагрузки. В практике имеют место случайные задержки в принятии нагрузки автономным источником, связанные с его состоянием и последовательностью запуска потребителей. В случае отказа автоматического включения АВИП (РИП) может осуществляться ручное подключение источника за случайное время t_{rp} .

Анализ данных о времени подключений АВИП (РИП) свидетельствует, что большинство случаев подключений осуществляется за время близкое к t_n , значительные задержки являются событиями редкими. Таким образом, из физики процесса следует, что закон распределения времени принятия нагрузки автономным источником наиболее адекватен смешанному экспоненциальному

$$\begin{cases} F(t) = 0, & t \leq b \\ F(t) = 1 - \exp[-t - b/b_1], & t > b \end{cases} \quad (5.1)$$

где b — детерминированный параметр, $b=t_n$; b_1 — статистический параметр.

Для ручного переключения обозначим статистический параметр через b_2 . Параметр b_1 определялся из следующих соображений. По результатам эксплуатации агрегатов АС-804 зарегистрировано, что в 5 из 100 случаев подключение (включая прием нагрузки) осуществляется за время, не меньше 5 минут, отсюда

$$b_1 = (5-b)/\ln 0,05,$$

при $b=0.5$ мин, верхняя граница параметра b_1 составляет 1,5 мин.

Аналогично были определены статистические параметры для ПАЭС-2500 — $b_1=5,6$ мин [41,43,89]. Для остальных дизельных и газомоторных генераторов $b_1=3$ мин. Для ручного подключения рекомендуется $b_2=20$ мин.

Вероятность того, что время подключения τ_n превысит допустимое t^* , определяется из выражения

$$q_0^* = P\{\tau_n \geq t^*\} = \int_0^\infty D(t) dF(t) \quad (5.2)$$

Фиксированной величине допустимого времени перерыва в электроснабжении t^* соответствует вырожденный закон распределения

$$D(t) = \begin{cases} 0, & t \leq t^* \\ 1, & t > t^* \end{cases} \quad (5.3)$$

$$\text{Для } t^* > b \text{ получим } q_0 = \int_0^\infty dF(t) = \exp[-(t^* - b)/b_1] \quad (5.4)$$

$$\text{Таким образом, } q_0^* = \begin{cases} 1, & t^* \leq b \\ \exp[-(t^* - b)/b_1], & t^* > b \end{cases} \quad (5.5)$$

Аналогично

$$\begin{aligned} q_0^{**} &= \begin{cases} 1, & t^{**} \leq b \\ \exp[-(t^{**} - b)/b_1], & t^{**} > b \end{cases} \\ q_1^* &= \begin{cases} 1, & t^* \leq b \\ \exp[-(t^* - b)/b_1], & t^* > b \end{cases} \\ q_1^{**} &= \begin{cases} 1, & t^{**} \leq b \\ \exp[-(t^{**} - b)/b_1], & t^{**} > b \end{cases} \end{aligned} \quad (5.6)$$

Если резервный маслонасос имеет привод на базе двигателя постоянного тока, вероятность $q_{рн}$ определяется в основном двумя событиями: отказом источника постоянного тока с вероятностью $q_{аб}$ или отказом автоматики включения технологического резерва с вероятностью $q_{авр}$. Поскольку события несовместны, то справедливо

$$q_{рн} = q_{аб} + q_{авр}$$

Вероятности событий: успешного $\bar{q}$ и неуспешного q подключения АВИП образуют полную группу событий, что можно выразить формулой

$$q + \bar{q} = 1$$

В соответствии с общей схемой событий (рис.5.2) запишем выражение для вероятности успешного подключения АВИП (РИП)

$$\bar{q} = q_A q_{pA} (1 - q_1^*) + q_A (1 - q_{pA}) (1 - q_1^{**}) + q_{pA} (1 - q_A) (1 - q_0) + (1 - q_A) (1 - q_{pA}) (1 - q_0^{**}) \quad (5.7)$$

Отсюда полная вероятность отказа объекта при переходе с ОИП на АВИП (РИП)

$$q = 1 - q_A \{q_{pA} (1 - q_1^*) + (1 - q_{pA}) (1 - q_1^{**})\} - (1 - q_A) \{q_{pA} (1 - q_0) + (1 - q_{pA}) (1 - q_0^{**})\},$$

или

$$q = 1 - q_A (q_{pA} \bar{q}_1 + \bar{q}_{pA} q_1) - \bar{q}_A (q_{pA} \bar{q}_0 + \bar{q}_{pA} q_0) \quad (5.8)$$

При отсутствии технологического резерва ГПА

$$q = 1 - q_A \bar{q}_1 - \bar{q}_A q_0$$

При $q_{ABP}=0,17$ [89] $q_{AB}=0,038$ [43,89], $t^*=5$ мин и наличии резервного маслонасоса, обеспечивающего $t^{**}=15$ мин, вероятность отказа в момент перехода с ОИП на ненагруженный АВИП типа АС-804 $q=0,093$. В случае же отсутствия технологического резерва $q=0,136$. Если в последнем случае обеспечить дублирование автоматики включения АВИП независимым от основного устройством, то $q=0,023$. Таким образом, в некоторых случаях, в частности для принятых условий, дублирование АВР оказывается эффективнее технологического резерва ГПА, хотя затраты на технологический резерв значительно выше затрат на дублирующее устройство АВР.

На величину q оказывает влияние вид законов распределения времени подключения и допустимого перерыва в электроснабжении. Из рассмотренного выше случая ясно, что выбор законов распределения и их параметров должен осуществляться на основании анализа физики процессов переключения. Так, если основным датчиком сигнала на остановку ГПА КС является датчик уровня аккумуляторного масла, а реле времени дублирует сигнал, то можно считать, закон

распределения случайной величины – допустимого времени перерыва в электроснабжении τ^* - соответствует равномерному в интервале (d, c)

$$D(t) = \begin{cases} 0, & t \leq d \\ (t-d)/(c-d), & c \geq t > d \\ 1, & t = c \end{cases}; \quad (5.9)$$

где значению c соответствует выдержка реле времени.

Тогда для $b < d$ получим

$$q_0^* = \frac{b_1}{c-d} \exp \left\{ \left[-\frac{(d-b)}{b_1} \right] - \exp \left[-\frac{(c-b)}{b_1} \right] \right\}. \quad (5.10)$$

Если $c \geq b > d$, то

$$q_0^* = \frac{b-d}{c-d} + \frac{b_1}{c-d} \left[1 - \exp \left(-\frac{c-b}{b_1} \right) \right],$$

наконец для $b > c$ справедливо $q_0^* = 1$.

Все выше приведенные рассуждения справедливы, если в системе управления режимом ГПА используются электромеханические реле, датчики и другие элементы. В случае применения в системах электроснабжения современных цифровых микропроцессорных устройств [50,54,61,65,66,73] (например, программируемый логический контроллер, цифровые реле) повышается надежность всей системы и уменьшается вероятность отказа отдельных её элементов, в частности отказа системы управления.

Процедура применялась при разработке автоматической интеллектуальной подстанции для схем электроснабжения ответственных потребителей ЭЭ [45,47,49,64,72,76]. Для них пришлось, в целях повышения надежности электроснабжения, разработать специальный алгоритм автоматики КТП.

5.2. Разработка нормативных основ надёжности электрооборудования и энергосистем

В настоящее время учесть требований надёжности осуществляется в соответствии с нормативными указаниями,

содержащимися в директивных материалах по проектированию и эксплуатации энергосистем (см. § 4.2.).

Оценивая качество действующих нормативов и задачи их дальнейшего совершенствования, нужно отметить их неполноту и недостаточную взаимосогласованность. Неполнота нормативов заключается в том [115], что для ряда основных задач, которые должны решаться с учетом требований надёжности, нормативные указания отсутствуют. Так, например, отсутствуют нормативные указания по обеспечению резерва энергоресурсов, по поддержанию оперативных резервов мощности в условиях эксплуатации, по допустимым уровням надёжности при создании ремонтных схем электрических систем и энергообъектов и др.

С другой стороны, неполнота нормативов связана с отсутствием апробированного состава нормативных показателей применительно к структурной и временной иерархии управления, а также не разработанностью методов количественной оценки показателей. Ряд единичных свойств, составляющих комплексное понятие надёжности энергосистемы, не нашли отражения в существующих нормативных указаниях.

Не нормированы значения показателей надёжности электроснабжения потребителей, характеризующих степень выполнения энергосистемой своей основной функции - бесперебойного электроснабжения потребителей.

Известно, что нормативная база включает в себя стандарты и отраслевые документы, на основе которых разрабатывается их система. Поскольку выше рассмотренные директивные материалы не удовлетворяют современным требованиям, т.е. не обеспечивают нормирования значения показателей надёжности, стоит проанализировать систему стандартов по надёжности. А их не так уж много. В настоящее время из стандартов по надёжности действуют:

♦ГОСТ 27.203-83 .Надежность в технике. Технологические системы. Общие требования к методам оценки надежности .— Москва: Издательство стандартов, 1983 [17] .

♦ГОСТ-27.504-84. Надёжность в технике. Методы оценки показателей надёжности по цензурированным выборкам. — М.: Издательство стандартов, 1984[19].

♦ ГОСТ 20.39.312-85.Комплексная система общих технических требований. Изделия электротехнические. Требования по надёжности. — М.: Издательство стандартов, 1985[18].

♦ ГОСТ 27.410-87. Надёжность в технике. Методы контроля показателей надёжности и планы контрольных испытаний на надёжность. —Москва:Издательство стандартов, 1987 [23].

♦ ГОСТ 27.002-89 .Надёжность в технике. Основные понятия. Термины и определения.— Москва : Издательство стандартов, 1989[26].

♦ ГОСТ 27.003-90 .Надёжность в технике. Состав и общие правила задания требований по надёжности. — Москва : Издательство стандартов, 1990[27].

♦ ГОСТ-27.001-95. Система стандартов «Надёжность в технике». Основные положения. —Москва: Издательство стандартов, 1995 [28].

♦ ГОСТ 27.301-95. Надёжность в технике. Расчет надёжности. Основные положения. — Москва: Издательство стандартов, 1995 [29].

♦ГОСТ 27.310-95 (МЭК 812-85). Надёжность в технике. Анализ видов, последствий и критических отказов. Основные положения. — Москва:Издательство стандартов, 1995[30].

♦ГОСТ 27.402-95. Надёжность в технике. Планы испытаний для контроля средней наработки до отказа (на отказ). Часть 1. Экспоненциальное распределение. — Москва : Издательство стандартов, 1995[31].

♦ГОСТ 27001 — 95. Система стандартов. Вып. 95. — «Надёжность в технике». Основные положения. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. — Минск, 1996. [32].

♦ ГОСТ 27.005-97. Надёжность в технике. Модели отказов. Основные положения— Москва: Издательство стандартов, 1997[34].

♦ ГОСТ 27.506-2000. Надёжность в технике. Планы испытаний для контроля средней наработки до отказа (на

отказ). Часть 2. Диффузионное распределение — Москва: Издательство стандартов, 2000 [36].

Анализ показал, что в настоящее время стандарт по нормированию значения показателей надёжности также отсутствует, а наименование, т.е. формулировка действующих стандартов, указывает на то, что эти разработки ещё не завершены, поскольку отсутствуют нормированные значения показателей надёжности, а находятся лишь на начальном этапе.

Ниже приведен предлагаемый авторами подход по устранению этого пробела и к разработке нормативных основ надёжности электрооборудования и энергосистем.

Разработка нормативных основ надёжности электрооборудования

На надёжность оборудования энергосистем значительное влияние оказывает надёжность оборудования и аппаратуры, средств автоматизации и управления, которая зависит от соответствия их системным требованиям, от качества их изготовления и монтажа, от условий, в которых они используются, и от уровня ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

Согласно устоявшимся традициям при выработке нормативов надёжности энергосистем показатели надёжности оборудования считаются заданными с имеющимися в нормативных материалах рекомендациями или на основе статистических данных по работе существующего оборудования и прогнозных данных для вновь создаваемого. В соответствии с этим ниже при разработке стандарта по надёжности электрооборудования воспользуемся с формулировкой и формой стандарта по степени защиты электрооборудования.

В соответствии со стандартом «ГОСТ-14254-80. Обозначения степени защиты электрооборудования от прикосновения, попадания посторонних предметов и влаги.— М.: Издательство стандартов, 1980» степени защиты персонала от прикосновения к токоведущим и вращающимся частям электрооборудования и степени защиты электрооборудования от попадания твердых посторонних тел, пыли и влаги выражаются условно цифрами согласно рекомендациям СЭВ и МЭК. В странах СНГ стандарт был введен ГОСТ 14254-80 (СТ СЭВ 778-77) для электрообо-

рудования напряжением 72,5 кВ. Согласно этого ГОСТ степень защиты буквами IP (Ingress Protection Rating), указывающими на международную систему обозначений, и двумя буквами, характеризующими степень защиты от попадания твердых тел (первая цифра) и степень защиты от попадания воды (вторая цифра).

Если для изделия нет необходимости в одном виде защиты, допускается в условном обозначении проставлять знак Х вместо обозначения того вида защиты, который в данном изделии не требуется или испытания которого не требуется.

Под защитой от соприкосновения с движущимися частями предусматривается только защита от соприкосновения с такими движущимися частями внутри оболочки, которые могут причинить вред персоналу. Причём, для применения рекомендуется не все возможные комбинации степеней от попадания твердых тел и воды. Для наглядности и облегчения осмысления предстоящих суждений приведем этот стандарт. Степень защиты электрических аппаратов(ГОСТ 14255-80).

Таблица 5.1.

Степени защиты от прикосновения и попадания посторонних твердых тел	Степени защиты от проникновения воды								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
0	IP00	-	-	-	-	-	-	-	-
1	IP10	IP11	IP12	-	-	-	-	-	-
2	IP20	IP21	IP22	IP23	-	-	-	-	-
3	IP30	IP31	IP32	IP33	IP34	-	-	-	-
4	IP40	IP41	IP42	IP43	IP44	-	-	-	-
5	IP50	IP51	-	-	IP54	IP55	IP56	-	-
6	IP60	-	-	-	-	IP65	IP66	IP67	IP68

В целях систематизации и стандартизации требований к надёжности элементов энергосистемы авторами предложено разработать новый стандарт по надёжности электрооборудования.

Согласно стандарту надёжность электрооборудования предлагается в соответствии рекомендациями (МЭК) обозначать, указывающими на международную систему обозначений, буквами IS, указывающими на международную систему обозначений, буква I—Ingress, буква S выражает надёжность в переходном процессе (Security) — способность отдельных структурных частей и энергосистемы в целом противостоять нарушениям режима и обеспечивать электроснабжение потребителей, и двумя цифрами[59,62,77] .

Первая цифра — «нормативно-технический показатель надёжности» выражает нормативную основу и комплекс технических требований к разрабатываемым или эксплуатируемым объектам и включает в себе:

1.Соответствие мировым стандартным требованиям международных организаций: СИГРЭ , МЭК и т.д.

2. Соответствие современным требованиям безопасности по международным стандартам, включая экологическую безопасность согласно стандарту

ISO 14001 МЭК. Безопасность определяется как свойство объекта не создавать опасности для людей и окружающей среды во всех возможных режимах работы и аварийных ситуациях.

3.Соответствие действующим внутри страны стандартам: ГОСТам, Отраслевым стандартам, Руководящим указаниям, Техническим условиям и др.(Общеизвестность, согласно действующему ГОСТ, количественных показателей надёжности: T_0 —среднее время безотказной работы, или наработка на отказ; τ - среднее время восстановления после отказа; $T_{ц}$ — среднее время цикла, равное $T_0 + \tau$; λ - параметр потока отказов (отказы в единицу времени); μ —параметр потока восстановлений(восстановление в единицу времени); $f_{ц}$ — частота циклов; (циклы в единицу времени) ; p - вероятная относительная длительность рабочего состояния; q - вероятная относительная длительность аварийного простоя и т.д.)

4. Нечувствительность к нарушениям, допускаемым ГОСТом, показателям качества электроэнергии.

5.Помехоустойчивосить .

6.Электромагнитная совместимость.

7.Самодиагностика устройств.

8. Соответствие электрооборудования согласно ПУЭ требуемым уровням и видам взрывозащиты, группам и температурным классам.

9.Соответствие технических характеристик или функциональных возможностей устройств новейшим достижениям науки и техники, ноу-хау, т.е. к намеченным в ближайшей перспективе внедрению техническим решениям схемам или режимам работы энергообъекта или прилегающей сети.

Вторая цифра – эксплуатационно-функциональный показатель надёжности, полученный на основании обобщения результатов эксплуатации элементов энергосистем, включая технико-экономических показателей как энергетики, так и экономики в целом:

1. Безотказность – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или некоторой наработки. Работоспособное состояние (работоспособность) – состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации. Наработка – продолжительность или объем работы объекта.

2. Долговечность – свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта. Предельное состояние – такое состояние объекта, при котором его дальнейшее применение по назначению недопустимо или нецелесообразно, либо восстановление невозможно или нецелесообразно.

3.Ремонтопригодность – свойство объекта, заключающееся в приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов, повреждений, к поддержанию и восстановлению работоспособности путем технического обслуживания и ремонтов.

4. Сохраняемость— это свойство объекта сохранять значения показателей безотказности, долговечности и ремонтпригодности в течение и после хранения и (или) транспортировки.

5. Энергоэкономичность —свойство объекта приспособленность к переходу в менее энергоемкий режим. Минимальная энергоемкость—минимизация ущерба от недоотпуска электроэнергии, рассчитанного на основании результатов исследований по оценке значения ущерба, включая зарубежного опыта.

6. Блокировоспособность—свойство объекта иметь различные (электрические, механические, программные) блокировки. Блокировочная способность — защищённость объекта при эксплуатации от ошибок эксплуатационного и оперативного персонала.

Предусматривается девять степеней нормативно- технических показателей надёжности и шесть степеней эксплуатационно- функциональных показателей надёжности .

Предлагаемые значения численных показателей надежности электрооборудования приведены в таблице 5.2

Степень надёжности электрооборудования(ГОСТ)

Таблица 5.2.

Эксплуатационно-функциональный показатель надёжности	Нормативно-технический показатель надёжности								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	IS11	IS12	IS13	IS14	IS15	IS16	IS17	IS18	IS19
2	IS21	IS22	IS23	IS24	IS25	IS26	IS27	IS28	IS29
3	IS31	IS32	IS33	IS34	IS35	IS36	IS37	IS38	IS39
4	IS41	IS42	IS43	IS44	IS45	IS46	IS47	IS48	IS49
5	IS51	IS52	IS53	IS54	IS55	IS56	IS57	IS58	IS59
6	IS61	IS62	IS63	IS64	IS65	IS66	IS67	IS68	IS69

Для взрывозащищенного электрооборудования перед буквами IS добавляется цифра, соответствующая уровню взрывозащиты (цифры 2,1 и 0), а в обозначении маркировки после выше-

указанных двух цифр добавляется маркировка взрывозащищённости согласно ПУЭ [104] (например, 2 ISXXE_{хс}ПТ6).

Разъясним это суждение более подробнее.

В соответствии с разделом 7 ПУЭ «Классификация и маркировка взрывозащищенного электрооборудования по ГОСТ 12.2.020-76*» (Примеры маркировки взрывозащищенного электрооборудования приведены в Приложении -4) :

Взрывозащищенное электрооборудование подразделяется по уровням и видам взрывозащиты, группам и температурным классам.

Установлены следующие уровни взрывозащиты электрооборудования: "электрооборудование повышенной надежности против взрыва", "взрывобезопасное электрооборудование" и "особовзрывобезопасное электрооборудование".

Уровень "электрооборудование повышенной надежности против взрыва" - взрывозащищенное электрооборудование, в котором взрывозащита обеспечивается только в признанном нормальном режиме работы. Знак уровня - 2.

Уровень "взрывобезопасное электрооборудование" – взрывозащищенное электрооборудование, в котором взрывозащита обеспечивается как при нормальном режиме работы, так и при признанных вероятных повреждениях, определяемых условиями эксплуатации, кроме повреждений средств взрывозащиты. Знак уровня - 1.

Уровень "особовзрывобезопасное электрооборудование" - взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты. Знак уровня - 0.

Отметим, что уровень взрывозащиты электрооборудования уменьшается с возрастанием знака уровня и наименьшее *взрывозащищенное электрооборудование* соответствует уровню -2 .

Взрывозащищенное электрооборудование может иметь следующие виды взрывозащиты:

Взрывонепроницаемая оболочка	d
Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением защитным газом	p
Искробезопасная электрическая цепь	i
Кварцевое заполнение оболочки с токоведущими частями	q
Масляное заполнение оболочки с токоведущими частями	o
Специальный вид взрывозащиты	s
Защита вида "е"	e

Виды взрывозащиты, обеспечивающие различные уровни взрывозащиты, различаются средствами и мерами обеспечения взрывобезопасности, оговоренными в стандартах на соответствующие виды взрывозащиты.

В маркировку по взрывозащите электрооборудования в указанной ниже последовательности входят:

знак уровня взрывозащиты электрооборудования (2, 1, 0);

знак Ex, указывающий на соответствие электрооборудования стандартам на взрывозащищенное электрооборудование;

знак вида взрывозащиты (d, i, q, o, s, e);

знак группы или подгруппы электрооборудования (II, IIA, IIB, IIC);

знак температурного класса электрооборудования (T1, T2, T3, T4, T5, T6).

В ПУЭ оговорено, что в маркировке по взрывозащите могут иметь место дополнительные знаки и надписи в соответствии со стандартами на электрооборудование с отдельными видами взрывозащиты. Следовательно, в предлагаемом стандарте

маркировка электрооборудования по взрывозащите обозначается как **2ISXXE_хIIТ6**, здесь XX—степень надежности взрывозащищенного электрооборудования согласно предлагаемому ГОСТ .

2ExIIТ6

Разработка нормативных основ надёжности энергосистем

В соответствии с ГОСТ 27.002-89. Надёжность в технике. Основные понятия. Термины и определения [26], а также с [93] «Надёжность электроэнергетических систем – также комплексное свойство, включающее в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимную управляемость, живучесть и безопасность». Термины «безотказность», «долговечность», «ремонтпригодность», «сохраняемость» были разъяснены выше на примере электрооборудования.

Согласно [26, 93] устойчивоспособность – свойство системы непрерывно сохранять устойчивость в течение некоторого интервала времени. Устойчивость – способность системы переходить от одного устойчивого режима к другому при различных возмущениях. Свойство системы обеспечивать включение, отключение и изменение режима работы элементов по заданному алгоритму – это режимная управляемость. Живучесть – свойство системы противостоять крупным возмущениям режима, не допуская их цепочечного развития и массового отключения потребителей, не предусмотренного алгоритмом работы противоаварийной автоматики.

Отказ электроэнергетической установки в выполнении заданных функций (отказ функционирования) наступает в результате отказов оборудования, отказов смежных установок и отказов противоаварийной автоматики, а также при нерасчетных внешних воздействиях или при невозможности удовлетворения требований к количеству и качеству электроэнергии. При наличии в установке резервных элементов, при возможности замены отказавшего оборудования и ремонта без прекращения работы надёжность установки будет определяться не только частотой отказов, но и скоростью восстановления основных и резервных элементов.

Уровень расстройства функционирования установок энергосистем при авариях и нарушениях в работе называют глубиной. На электростанциях глубина аварий характеризуется уровнем снижения располагаемой мощности и выработки электро-

энергии, на подстанциях — количеством отключенных потребителей и недоотпуском энергии, на линиях электропередачи — числом отключенных цепей и уровнем снижения пропускной способности, в электрических сетях — объемом погашений потребительских и районных подстанций, в системах электроснабжения — уровнем аварийных ограничений потребителей, в энергосистемах и объединениях — уровнем дефицита мощности и энергии и уровнем снижения частоты [14,85, 107,110].

Глубина аварий зависит от длительности и способа восстановления функционирования установок. В некоторых установках, таких, как установки собственных нужд АЭС, даже кратковременное снижение напряжения при коротких замыканиях приводит к нарушению работы механизмов [14]. Отключение поврежденного участка сети действием релейной защиты не восстанавливает работоспособности механизма даже при наличии источников питания, работающих в режиме постоянно включенного резерва. Для большинства же установок такое снижение напряжения не является отказом и глубина аварий при этом оценивается только для отключаемых потребителей.

Функционирование установок восстанавливается путем отключения поврежденных элементов действием релейной защиты, средствами противоаварийной автоматики (АПВ, АВР), путем оперативных переключений, выполняемых дежурным персоналом, диспетчером электрической сети или энергосистемы, а также проведением аварийно-восстановительных ремонтов.

Глубина аварий с нарушением питания потребителей определяется степенью резервирования оборудования и установок.

На электростанциях имеется резерв генераторной мощности. Этот резерв заключен во вращающихся и остановленных турбо- и гидрогенераторах, в горячих и холодных котлоагрегатах, в активной зоне энергетических ядерных реакторов, в специальных газотурбинных установках. На подстанциях и в электросетях имеется явный и скрытый резерв пропускной способности, заключающийся в недогрузке рабочих и

резервных линий и трансформаторов, в возможной аварийной перегрузке оставшихся в работе элементов.

Частота, длительность и глубина аварий в энергосистемах определяются в большой степени наличием плановых и внеплановых отключений и остановов оборудования, которые ослабляют степень резервирования установок. Плановые отключения осуществляются в соответствии с графиком текущих и капитальных ремонтов, который корректируется в зависимости от возникновения или отсутствия аварий накануне намеченного отключения. Внеплановые отключения производятся при необходимости плавки гололеда, устранения обнаруженных дефектов, опасных режимов или при наступлении предельных состояний.

Как указывалось выше (§ 4.1) в «Руководящих указаниях и нормативах по проектированию развития энергосистем» [108] указывается на необходимость на всех стадиях проектирования развития энергосистем рассматривать (с соответствующей степенью конкретизации) вопросы оснащения средствами диспетчерского и технологического управления, обеспечения устойчивости параллельной работы, создания автоматизированных систем управления, обеспечения необходимых средств РЗ и системной автоматики.

Сохранение динамической или статической устойчивости энергосистемы (§4.1) в аварийных ситуациях является задачей централизованной и рассредоточенной иерархической автоматической системы автоматики предотвращения - нарушения устойчивости АПНУ (рис. 4.1), которая функционирует на основе современной управляющей цифровой вычислительной техники.

На основе анализа авторами предлагается в «Руководящих указаниях и нормативах по проектированию развития энергосистем» учесть на стадиях проектирования развития энергосистем рассматривать систему оповещения о предстоящего нарушения устойчивости.

«Руководящие указания по устойчивости энергосистем» [109] авторами предлагается дополнить следующими пунктами:

установить следующие уровни надежности энергосистемы:

♦ "повышенный уровень надежности", уровень—2, соответствует уровню аварийных ограничений потребителей ЭЭ ;

♦ "опасный уровень надежности" ,уровень—1,соответствует уровню снижения располагаемой мощности и выработки электроэнергии на электростанциях, на подстанциях— уровню отключения потребителей и недоотпуском энергии, на линиях электропередачи — уровню отключения цепей и уровнюснижения пропускной способности; и

♦ "особо опасный уровень надежности" уровень—0, соответствует уровню уровнем дефицита мощности и энергии и уровнем снижения частоты (режимная управляемость).

Таким образом, во-первых, должен быть выбран и утвержден состав показателей для измерения надёжности (прежде всего показателей безотказности электро- и теплоснабжения потребителей и показателей безопасности работы ЕЭС и её объектов для людей и окружающей среды), а во-вторых, установлены её нормативные значения (либо жёсткие, либо директивно изменяемые в зависимости от конкретной ситуации. Необходимо провести стандартизацию исходной информации и показателей для проведения расчетных исследований надёжности. Промышленные комплексы должны иметь хотя бы один общий формат данных.

В процессе проектирования основными методами расчета показателей надежности объектов, поддающихся разукрупнению на элементы, характеристики надежности которых в момент проведения расчетов известны или могут быть определены другими методами, являются структурные методы [42.77.103.105].

5.3. Совершенствование систем учета отказов оборудования и систем мониторинга надёжности

Рядовая эксплуатация как форма получения ретроспективных данных о надежности оборудования положена в основу действующих систем сбора информации в различных отраслях за рубежом. Надежность электрооборудования систем энерге-

тического комплекса также оценивалась на основании информации, полученной в ходе рядовой эксплуатации и ранее [80]. Однако в настоящее время эта работа не ведется ни в России, ни в других странах СНГ. Не проводятся сбор и учет информации об отказах электрооборудования электрического хозяйства на предприятиях различных отраслей экономики и в нашей республике.

В связи с этим предлагается системный подход при разработке и организации новой системы сбора и обработки информации (ССОИ) по надежности и экономичности объектов электроэнергетики, предусматривающей учет различных факторов при сборе эксплуатационных данных о надежности энерго-механического оборудования, агрегатных и общестанционных систем, в целях обеспечения автоматического выбора значимых отказов не только силового оборудования, но и устройств цифровых РЗА, средств КИПиА, технологической автоматики (составных частей АСУ ТП), а также устройств и комплексов технологического резервирования потребителей [46,51].

В системе сбора информации выделяют четыре основных подсистемы: нормативно-правовую, организационную, техническую и функциональную.

Нормативно-правовая подсистема включает в себя законы, стандарты, правила и отраслевые документы, на базе которых разрабатывается система. Поскольку действующие инструкции не удовлетворяют современным требованиям на основании Государственных стандартов ГОСТ 27.310-95 (МЭК 812-85), ГОСТ 27001 – 95 и другие [22,27-32], необходимо разработать отраслевые стандарты, составляющие нормативную основу ССОИ объектов электроэнергетики [59,62,77,80].

Организационная подсистема включает цель, структуру системы и порядок прохождения информации. В соответствии с вышеизложенным, целью ССОИ являются: контроль и повышение надежности и экономичности электрических станций, систем и их оборудования; совершенствование технического обслуживания и ремонта объектов энергосистем.

Структура ССОИ, приведенная на рис.5.2, включает организации головных предприятий (ГП): предприятия по организации технической эксплуатации электро- и тепломеханического оборудования и ОРГЭС АО «Узбекэнерго»; главный информационно-вычислительный центр АО (ГИВЦ АО «Узбекэнерго»); промышленные предприятия (ПП) с собственными электрическими сетями; научно-исследовательские, проектные и конструкторские организации, институты (НИИ, ПИ, КБ); разработчики и предприятия-изготовители оборудования; ремонтные предприятия [80].

ОРГЭС является организацией по сбору и обработке информации. Организацией-хранителем информации в ССОИ является ГИВЦ АО «Узбекэнерго». Пользователями информации в ССОИ являются: предприятия промышленности; предприятия по транспортировке и поставкам электроэнергии; научно-исследовательские, проектные и конструкторские организации (институты); разработчики и предприятия-изготовители электрооборудования; ремонтные предприятия.

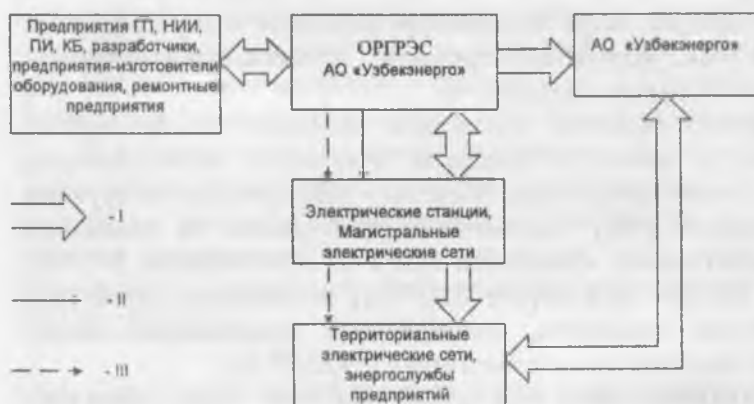


Рис. 5.2. Структура системы сбора и обработки информации о надёжности и экономичности объектов электроэнергетики:
I - исходная информация II - базовая информация; III - выходная информация

Техническая подсистема включает средства учета, сбора и хранения информации. Первичные средства учета информации об отказах электрооборудования систем электроснабжения включают извещение об отказе электрооборудования, а также указания по его заполнению и сводный классификатор, содержащий расшифровку информационной и кодовой части извещения и номенклатурный ряд электротехнического оборудования отрасли.

Методы обработки информации включает функциональная подсистема, которая является завершающей в системе сбора и обработки информации.

При исследовании надежности системы электроснабжения в целом, как правило, показатели надежности ее основных элементов ограничиваются среднестатистическими оценками параметра потока отказов, средним временем аварийных восстановлений и относительной длительности нахождения элементов в плановых ремонтах. При детальном исследовании надежности электрооборудования может использоваться более широкий спектр показателей.

Таким образом, наиболее важными из основных путей повышения эффективности методов и программ оценки надёжности ЭЭС являются учет множества различных прямых и косвенных факторов, влияющих на уровень надежности; обеспечение автоматического выбора значимых и упорядоченных по значимости отказов силового оборудования, устройств РЗА и коммутационной аппаратуры, средств КИПиА, технологической автоматики (составных частей АСУ ТП), а также устройств и комплексов технологического резервирования потребителей.

5.4. Систематизация расчёта и оценки надёжности объектов электроэнергетики Цели расчета надёжности

В настоящее время решение вопросов надежности и безопасности современных структурно-сложных технических систем и объектов осуществляется на всех стадиях жизненного

цикла, от проектирования и создания, производства, до эксплуатации, использования и утилизации. При этом могут преследоваться следующие цели [29] :

- ♦ обоснование количественных требований к надежности объекта или его составным частям;

- ♦ сравнительный анализ надежности вариантов схемно-конструктивного построения объекта и обоснование выбора рационального варианта, в том числе по стоимостному критерию;

- ♦ определение достигнутого (ожидаемого) уровня надежности объекта и/или его составных частей, в том числе расчетное определение показателей надежности или параметров распределения характеристик надежности составных частей объекта в качестве исходных данных для расчета надежности объекта в целом;

- ♦ обоснование и проверку эффективности предлагаемых (реализованных) мер по доработкам конструкции, технологии изготовления, системы технического обслуживания и ремонта объекта, направленных на повышение его надежности;

- ♦ решение различных оптимизационных задач , в которых показатели надежности выступают в роли целевых функций , управляемых параметров или граничных условий, в том числе таких, как оптимизация структуры объекта, распределение требований по надежности между показателями отдельных составляющих надежности (например, безотказности и ремонтпригодности), расчет комплектов ЗИП, оптимизация систем технического обслуживания и ремонта, обоснование гарантийных сроков и назначенных сроков службы (ресурса) объекта и др.;

- ♦ проверку соответствия ожидаемого (достигнутого) уровня надежности объекта установленным требованиям (контроль надежности), если прямое экспериментальное подтверждение их уровня надежности невозможно технически или нецелесообразно экономически.

На этапе проектирования расчёт надёжности проводится с целью прогнозирования надёжности работы проектируемой системы.

На этапе испытаний и эксплуатации расчёт надёжности проводится для оценки количественных показателей надёжности спроектированной системы.

Анализ надёжности объектов электроэнергетики часто проводится в предположении идеальной работы систем управления. В действительности различные системы управления, например релейная защита (РЗ), противоаварийная автоматика (ПА), автоматические регуляторы (АР) сами могут быть источниками ненадёжности, например, выдавать ложные сигналы или отказывать в работе. Последствия надёжной работы устройств управления могут вызывать значительные ущербы для народного хозяйства. Особенно большие ущербы от такой ненадёжности наблюдаются в ЭЭС. Достаточно сказать, что развивающиеся цепочечные или каскадные аварии в ЭЭС, как правило, связаны с отказами и неправильной работы РЗ, ПА, АР[13,85,112,116].

Надёжность систем электроснабжения предприятий является одной из главных задач, как при их проектировании, так и при эксплуатации. Нарушение электроснабжения многих технологических процессов может привести как к полному останову предприятия, так и людским жертвам. Например, на основании анализа многолетних наблюдений доказано [40,41,89], что по причине отказов систем электроснабжения компрессорных станций магистральных газопроводов в целом по отрасли происходит 30-36% от общего числа вынужденных остановов газотурбинных агрегатов. При этом суммарное время простоя ГПА по причине нарушения электро-снабжения казалось бы незначительно и составляет всего 1,3 - 1,8% от общего времени простоя. Однако в реальном исчислении этому соответствует время простоя агрегатов 2-4ч на один отказ в системе электроснабжения. В любом случае перерыв в электроснабжении потребителей, как промышленного, так и сельскохозяйственного назначения, транспорта приводит к экономическим ущербам, различным в экономическом отношении.

Надёжность является важнейшим технико-экономическим показателем качества любого технического устройства, определяющим её способность безотказно работать с неизмен-

ными техническими характеристиками в течении заданного промежуточного времени при определенных условиях эксплуатации. Проблема обеспечения надежности связана со всеми этапами создания изделия и всем периодом его использования. Надежность изделия закладывается в процессе его конструирования и расчета, а обеспечивается при его изготовлении правильным выбором технологии производства, контроля качества исходных материалов, полуфабрикатов и готового изделия, контроля режимов и условий изготовления. Надежность сохраняется соблюдением правильных способов хранения изделия и поддерживается правильной его эксплуатацией, планомерным уходом, профилактическим контролем и ремонтом [87,88].

Для нормативного обеспечения методов, мероприятий и средств, направленных на достижение требуемого уровня надежности, используется Система стандартов "Надежность в технике". Эта система в соответствии с ГОСТ 27.001-95. Система стандартов "Надежность в технике". Основные положения [28] обеспечивает эффективность организационно-технических, конструкторско-технологических и эксплуатационных мероприятий, направленных на достижение требуемого уровня надежности.

Рассмотрим задачи субъектов по обеспечению надежности электроэнергетики на конкретных этапах.

Обеспечение надёжности при проектировании электротехнических изделий

В процессе проектирования при конструировании определив для данного вида оборудования класс изделия, группу надежности, режим эксплуатации и ограничение длительности использования, следует по таблице установить перечень показателей надежности, значения которых должны указываться в ГОСТ, ТУ и ТЗ на этот вид изделий. Номенклатура показателей надежности изделий промышленности выбирается согласно табл. 5. 3[14,28].

Классы изделий:

- ♦ невосстанавливаемые изделия общего назначения, являющиеся элементами сложных устройств (например, шарикоподшипники);

- ♦ невосстанавливаемые изделия специального назначения (например, измерительные приборы);

- ♦ восстанавливаемые изделия.

Группы надежности:

- отказ изделия создает угрозу безопасности или приводит к значительному ущербу (например, самолет, защитная аппаратура, турбогенератор);

- отказ изделия приводит к материальному ущербу одного порядка со стоимостью изделия (например, станок, торговый автомат);

- отказ изделия приводит к материальному ущербу, связанному с временной частичной или с полной утратой изделия (например, изделия бытовой техники).

Режимы эксплуатации:

- ▶ непрерывный;

- ▶ циклический (с определенной периодичностью);

- ▶ оперативный (с неопределенным моментом включения);

- ▶ общий (сочетание трех предыдущих).

Ограничение длительности использования:

- назначенное, когда изделие выводят из работы в заранее оговоренные сроки или при достижении оговоренной наработки;

- вынужденное, когда изделие выводят из работы из-за отказа или при достижении предельного состояния.

Ниже в таб. 5.3. приведена номенклатура показателей надежности промышленных электротехнических изделий.

Среди электроэнергетических установок принято выделить установки высокой, средней и низкой надежности. Установки высокой надежности за счет хорошо развитого резервирования обеспечивают высокий уровень безотказности (например, схемы электроснабжения потребителей особой группы первой категории по ПУЭ). Для таких установок расчет надежности выполняется наиболее эффективно и с необходимой точностью

логико-вероятностным методом с помощью дерева отказов [13, 14, 45, 50, 53, 58, 61, 69, 76, 86, 89].

Установки низкой надежности не имеют избыточных элементов (например, схемы электроснабжения потребителей третьей категории по ПУЭ). Для расчета их надежности используются модели старения и износа, модели сработки ресурса, Марковские модели надежности с восстановлением и профилактикой [13, 14, 45, 50, 53, 58, 61, 69, 76, 86-94].

Установки средней надежности имеют невысокую кратность резервирования (схемы электроснабжения потребителей первой и второй категорий, главные схемы и схемы собственных нужд электрических станций и подстанций, распределительные сети). Безотказность и восстанавливаемость их обеспечивается средствами управления, защиты и автоматики, а также профилактикой. При простейших схемах с последовательным и параллельным включением элементов возможен расчет с использованием аналитических выражений общей теории надежности и поэтапное эквивалентирование цепей [13, 45, 50, 53, 58, 61, 69, 76, 86-94, 96, 100-102, 107, 116, 123-125].

В наших исследованиях, посвященных расчету, анализу, оценке и направленным на повышение надежности объектов электроэнергетики используется помимо вышеназванных, в сочетании с ними еще и графо-аналитический метод [78].

Номенклатура показателей надежности электротехнических изделий

Таблица-5.3

Класс изделия	Группа надежности	Режим эксплуатации							
		непрерывный		циклический		оперативный		общий	
		Ограничение длительности использования							
		назначенное	вынужденное	назначенное	вынужденное	назначенное	вынужденное	назначенное	вынужденное
		или (и)							
1	I, II, III								
	I, II	t_{KT}	$\bar{t}_R$	$P(t)$, или t_{KT} или t_{KT}	$\bar{t}_R$ или $\bar{t}_K$	$P(t), t_{KT}$	$\bar{t}_K$	t_{KT}, t_{KT}	$\bar{t}_R, t_K$
	III	-	$\bar{t}_R$	-	$\bar{t}_R$ или $\bar{t}_K$	-	$\bar{t}_K$	-	$\bar{t}_R, t_K$
2	I	t_{KT}, t_{0T}, t_{KT} , $\bar{t}_B, \bar{W}$	$\bar{t}_R, \bar{t}_0, \bar{t}_R$, $\bar{t}_B, \bar{W}$	$P(t)$ или t_{KT} или t_{KT} или $F(t_B), \bar{t}_B, \bar{W}$	$\bar{t}_R, \bar{t}_0, \bar{t}_R$, $\bar{t}_B, \bar{W}$ или $F(t_B), \bar{t}_B, \bar{W}$	$P(t), t_{KT}$, $\bar{t}_B, \bar{W}$	$\bar{t}_K, \bar{t}_B, \bar{W}$	$t_{KT}, t_{0T}, t_{KT}, t_{KT}, t_{KT}, t_{KT}, \bar{W}$	$\bar{t}_R, \bar{t}_0, \bar{t}_R, \bar{t}_B, \bar{W}$
	II	t_{KT}, t_{0T}, t_{KT} , $\bar{t}_B, \bar{W}$	$\bar{t}_R, \bar{t}_0, \bar{t}_R$, $\bar{t}_B, \bar{W}$	t_{KT}, t_{KT} или t_{KT} или $F(t_B), \bar{t}_B, \bar{W}$	$\bar{t}_R, \bar{t}_0$ или $\bar{t}_B, \bar{W}$ или $\bar{t}_K, \bar{W}$	$P(t), t_{KT}$, $\bar{W}$	$\bar{t}_B, \bar{W}$	$t_{KT}, t_{0T}, t_{KT}, t_{KT}, \bar{W}$	$\bar{t}_R, \bar{t}_0, \bar{t}_R, \bar{t}_B, \bar{W}$
	III	-	$\bar{t}_R$	-	$\bar{t}_R$ или $\bar{t}_K$	-	$\bar{t}_K$	-	$\bar{t}_R, \bar{t}_0, \bar{t}_R, t_K$
3	I, II, III		K_m	$K_{sa} = K, P(t)$	$K_{sa} = K, P(t)$	$K_{sa} = K, P(t)$		K_s	

Контроль качества и надежности при производстве изделий

При массовом производстве нет возможности для тщательной проверки каждого изделия. При мелкосерийном производстве (например, высоковольтной аппаратуры) такая проверка может быть экономически нецелесообразной, особенно если многие свойства изделия обеспечиваются при монтаже установки после длительной транспортировки и хранения.

В этом случае проводится выборочный статистический контроль качества и надежности, когда в генеральных (присущих всей партии изделий) характеристиках судят на основании характеристик, определяемых по малой выборке из партии. Идея статистического контроля была высказана впервые еще в 1846 г. академиком РЛ. В. Остроградским[14]. В последние годы статистические методы контроля качества продукции получили широкое распространение во многих отраслях промышленности, особенно в связи с внедрением АСУП и АСУТП.

Статистический контроль качества и надежности может проводиться либо в процессе производства (так называемый текущий предупредительный контроль), либо по окончании производства (так называемый приемочный контроль). Приемочный контроль может осуществляться у изготовителя (выходной контроль) и у потребителя изделий (входной контроль). Текущий предупредительный контроль является предметом забот производителей электроэнергетического оборудования, приемочный контроль представляет интерес для эксплуатационников как средство обеспечения высокого качества и надежности электроустановок.

Существует три наиболее распространенных метода приемочного контроля: метод однократной выборки, метод двукратной выборки и метод последовательных испытаний.

Метод однократной выборки можно рекомендовать для испытаний опытных образцов, когда объем испытаний обычно задается заранее.

Метод двукратной выборки рекомендуется в тех случаях, когда контроль серийной продукции по последовательному плану оказывается неудобным технически или в связи с ограничениями производственного и организационного порядка. Метод последовательных испытаний обеспечивает значительно меньший средний объем испытаний, чем метод однократной выборки, поэтому при испытаниях серийной продукции он оказывается предпочтительным.

При методе однократной выборки из контролируемой партии изделий отбирается случайным образом определенное их число (выборка). По характеристикам надежности или качества этой выборки принимается решение о том, принять ли данную партию изделий, забраковать ли ее (т. е. направить на сплошной контроль или на переделку).

При методе двукратной выборки из контролируемой партии изделий также случайным образом отбирается определенное число их. По характеристикам качества и надежности этой выборки принимается одно из трех решений: принять партию, забраковать партию, произвести еще одну выборку определенного объема из рассматриваемой партии. По характеристикам первой и второй выборки принимается одно из двух решений: принять или забраковать партию.

При методе последовательных испытаний объем испытаний заранее не задается. Из контролируемой партии последовательно, но случайным образом, берутся изделия (по одному или по несколько) и определяются их характеристики качества и надежности.

По этим характеристикам принимается одно из трех решений: принять партию, забраковать партию, продолжить испытания. Испытания заканчиваются, когда принимается первое или второе решение. Из-за случайности выборки возможны ошибки при оценке всей партии по выборочным характеристикам.

Различают ошибки первого и второго рода. Ошибка первого рода заключается в том, что испытываемая годная партия изделий оценивается по результатам выборки как негодная. Вероятность браковки годной продукции называют риском

поставщика. Ошибка второго рода заключается в том, что испытываемая негодная партия оценивается по результатам выборки как годная. Вероятность β пропуска брака при приеме продукции называют риском потребителя.

Очевидно, что рациональная организация статистического контроля должна обеспечивать достаточно малые значения заданной вероятности α и β — доверительной вероятности (обычно 0,05...0,10). Для уверенного различения годной и негодной продукции устанавливаются три категории: хорошая продукция, допустимая продукция, брак. Если оценка выборки, содержащей n изделий, производится по некоторому параметру x_n (например, по числу отказавших или дефектных изделий) и имеется некоторый генеральный параметр t_{cp} (например, средняя наработка на отказ), то партия изделий относится к первой категории при условии $t_{cp} \geq T_0$ и к третьей категории при условии $t_{cp} \leq T_1$, где T_0 и T_1 — установленные границы значений параметра.

При методе однократной выборки устанавливается два контрольных норматива: объем выборки n и оценочный норматив C . Партия изделий принимается при условии $x_n \leq C$ и бракуется при условии $x_n > C$.

В этом случае вероятность ошибок первого и второго рода записывается так:

$$\alpha = P(x_n > C) | t_{cp} = T_0 ; \quad \beta = P(x_n \leq C) | t_{cp} = T_1 . \quad (5.11)$$

Если заданы α, β, T_0 и T_1 , то можно однозначно определить контрольные параметры.

При методе двукратной выборки устанавливается пять контрольных нормативов: объем выборок n_1, n_2 и оценочные нормативы C_1, C_2, C_3 . Сначала делается выборка объема n_1 и определяется выборочный параметр x_{n1} . Если $x_{n1} \leq C_1$, то партия изделий принимается и повторная выборка не производится. Если $x_{n1} > C_2$, то партия изделий бракуется и повторная выборка не производится. Если $C_1 < x_{n1} < C_2$, то производится повторная выборка объемом n_2 , по которой определяется выборочный параметр x_{n2} . Далее составляется

некая оценочная функция $f(x_{n1}, x_{n2})$ и ее значение сравнивается с оценочным нормативом C_3 .

Если $f(x_{n1}, x_{n2}) \leq C_3$, то партия изделий принимается. В противном случае партия бракуется.

Рассматривая метод последовательных испытаний, обозначим плотность распределения вероятностей случайной величины x_n при $t_{cp} = T_0$ как $f(x_n, T_0)$, а при $t_{cp} = T_1$ как $f(x_n, T_1)$ и введем отношение

$$\gamma = f(x_n, T_1) / f(x_n, T_0), \quad (5.12)$$

называемое *отношением правдоподобия*.

Если при $t_{cp} = T_0$ на опыте получено значение x'_n , то вероятность попадания опытного значения x_n в интервал $(x'_n, x'_n + \Delta x_n)$ равна $f(x'_n, T_0) \Delta x_n$. Очевидно, что эта вероятность, как правило, больше, чем

$f(x'_n, T_1) \Delta x_n$, так как опытное значение x'_n соответствует случаю $t_{cp} = T_0$, а не $t_{cp} = T_1$. Поэтому, как правило, при $t_{cp} = T_0$ будет наблюдаться $\gamma_n < 1$.

Аналогично при $t_{cp} = T_1$ имеет место $\gamma_n > 1$.

На этом основании А. Вальд создал методику последовательного анализа [14], при которой число испытываемых объектов последовательно увеличивается на каждом шаге испытаний. На каждом шаге испытаний определяется γ_n . Если $\gamma_n \leq \beta / (1 - \alpha)$, то испытания прекращаются и партия изделий принимается. Если же выполняется неравенство $\gamma_n \geq (1 - \beta) / \alpha$, то испытания прекращаются и партия изделий бракуется. При выполнении условий

$$\beta / (1 - \alpha) < \gamma_n < (1 - \beta) / \alpha$$

испытания продолжаются с увеличенным числом объектов до тех пор, пока не будет выполняться какое-либо из первых двух неравенств.

Расчёт и оценка надёжности на этапе испытаний и эксплуатации

Вопросами сбора и обработки информации о надёжности изделий должны заниматься головные организации и службы надёжности (качества) на предприятиях-изготовителях и предприятиях-потребителях. Информация о надёжности изделий серийного производства должна собираться с начала их эксплуатации потребителем. Для оценки надёжности изделий, имеющих большой срок службы и выпускаемых малыми сериями или уникальных, допускается начинать сбор информации с очередного капитального ремонта или профилактического осмотра [14, 16-20, 23, 28-31, 35, 36, 68, 69, 83-86, 88-96, 102, 103, 107-112, 126-130].

Формы документов — носителей информации о надёжности изделий должны быть общими для всех отраслей и соответствовать действующей нормативно-технической документации. Все формы подразделяются на первичные формы учета, формы-накопители и формы записи результатов количественного и качественного анализа. Например, основные первичные формы учета: паспорт оборудования; журнал учета наработок, повреждений и отказов изделий; журнал технического обслуживания и ремонта изделий; разовые документы по эксплуатации изделия предприятием-потребителем (путевой лист, карточка на ремонт, донесение об отказе изделия и т.д.). Все виды форм должны предусматривать возможность их обработки на ЭВМ [14, 110, 111].

В соответствии ГОСТ 27.310-95 устанавливается содержание, порядок заполнения и прохождения донесения об отказе изделия. В донесениях регистрируются отказы изделий, связанные с опасностью для жизни людей или приводящие к большим экономическим потерям, отказы опытных образцов новой техники или образцов зарубежной техники, а также отказы изделий средне-, мелкосерийного и единичного производства. Донесение об отказе заполняется в организации, эксплуатирующей данное изделие или ответственной за его эксплуатацию.

В донесении об отказе должны быть следующие данные об изделии: наименование, марка или тип, заводской номер, предприятие-изготовитель, ремонтное предприятие, эксплуатирующее предприятие, дата выпуска, дата ремонта, дата отказа, адресные данные отказавших узлов и деталей, наработка, внешнее проявление и характер отказа, причина, условия выявления, последствия отказа, условия эксплуатации и режимы работы, время восстановления работоспособности, фактическая трудоемкость восстановления, исполнители работ по восстановлению.

Информация об отказах передается в функциональную подсистему системы сбора и обработки информации ССОИ по надежности и экономичности объектов электроэнергетики, которая является завершающей в системе сбора и обработки информации.

Испытания на надежность

Статистические данные об отказах оборудования (изделий) можно получить либо в результате наблюдений за изделиями в ходе нормальной или опытной (подконтрольной) эксплуатации, либо в результате стендовых испытаний.

Наблюдения при нормальной эксплуатации — самый доступный источник получения экспериментальных данных о надежности. Недостатки — запаздывание данных, ограниченные возможности активного эксперимента, влияние субъективных факторов на объем и содержание информации.

При опытной эксплуатации наблюдения за работоспособностью оборудования проводятся с участием представителей служб надежности, имеющих специальную подготовку и независимых от воздействия местных субъективных факторов. Однако ограничения по времени и числу сотрудников, а также по режиму использования оборудования не позволяют ставить широкие активные эксперименты.

Стендовые испытания являются централизованными и проводятся либо на заводах-изготовителях, либо в специальных испытательных центрах отрасли. Это весьма дорогостоящий вид испытаний, осуществляемый не в реальных, а в имитируемых условиях эксплуатации (например, синтети-

ческие испытания высоковольтных выключателей), отвлекающий значительное количество оборудования от использования по назначению.

Однако стендовые испытания дают возможность получить информацию о недостатках конструкции, технологии и использовать эти данные для повышения надежности изделий. Стендовые испытания позволяют проводить активные эксперименты с выявлением слабых мест и проверкой экстремальных воздействий, а следовательно, ускорить получение данных.

По назначению испытания на надежность бывают определительными и контрольными. С помощью определительных испытаний выясняется фактический уровень показателей надежности для созданного типа изделий, с помощью контрольных устанавливается соответствие испытываемой партии изделий заданным (нормируемым) требованиям. Контрольные испытания применяются для входного контроля комплектующих изделий и выходного контроля выпускаемой продукции.

По объему выборки различают испытания с полной и неполной (усеченной) выборкой. Испытания с полной выборкой проводятся до отказа всех испытываемых изделий. При неполной выборке испытания проводятся либо в течение заданного времени, либо до определенного числа отказов, либо до заданной наработки.

Испытания с полной выборкой проводятся до отказа всех испытываемых изделий. При неполной выборке испытания проводятся либо в течение заданного времени, либо до определенного числа отказов, либо до заданной наработки.

При планировании испытаний необходимо задать следующее:

- признаки отказов изделий;
- показатель надежности, который является определяющим для данного изделия;
- условия испытаний (электрические параметры, климатические условия, механические нагрузки, последовательность и длительность режимов);

— способ контроля работоспособности (обычный, эксплуатационный или специальный испытательный, непрерывный или периодический);

— способ замены отказавших изделий (отказавшие изделия не заменяются до конца испытаний — план типа U , заменяются немедленно после отказа — план типа R , восстанавливаются в ходе испытаний — план типа M);

— число испытываемых изделий N ;

— правило окончания испытаний (по истечении заданного времени T , после наступления r -го отказа, по истечении суммарного по всем объектам времени или наработки (T_{Σ}), после отказа всех изделий).

Для обозначения планов испытаний в ГОСТ 27.002–83 применяется символика с тремя позициями: число испытываемых изделий, способ замены отказавших изделий, правило окончания испытаний.

Возможны, например, следующие планы: $[NUN]$, $[NUT]$, $[NUr]$, $[NU(rT)]$, $[NRT]$, $[NRr]$, $[NR(rT)]$, $[NMT]$, $[NMT_{\Sigma}]$, $[NMr]$, $[NM(rT_{\Sigma})]$.

Согласно ГОСТ 27.502–83 методы определения минимального числа объектов наблюдений могут быть параметрическими (при известном виде закона распределения исследуемой случайной величины) и непараметрическими (вид закона распределения неизвестен).

Так, при экспоненциальном законе, когда функция плотности вероятности задана в виде

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t) \text{ при } t \geq 0, \quad (5.13)$$

число N объектов наблюдения зависит от относительной ошибки σ определения среднего значения $t_{\text{ср}}$ исследуемой случайной величины (t_0 , t , t_R , t_k) с доверительной вероятностью β .

Относительную ошибку определяют как

$$\delta = (t^* - t_{\text{ср}})/t_{\text{ср}},$$

где t^* — верхняя односторонняя доверительная граница.

Рекомендуется использовать доверительные вероятности β , равные 0,80; 0,90; 0,95; 0,99.

Число N объектов наблюдений определяют по формуле

$$\delta + 1 = 2N/\chi^2(1 - \beta; 2N), \quad (5.14)$$

где $\chi^2(1 - \beta; 2N)$ — квантиль распределения хи-квадрат при числе степеней свободы $2N$.

Формулы и примеры расчета числа N приводятся в ГОСТ 27.502-83 также для закона распределения Вейбулла, нормального и логарифмически нормального закона.

При неизвестном виде закона распределения случайной величины минимальное число N для проверки требуемой вероятности $P(t)$ безотказной работы в течение некоторого времени t с доверительной вероятностью β задается из условия отсутствия отказов за время t :

$$N = \ln(1 - \beta) / \ln P(t). \quad (5.15)$$

Если при испытаниях N объектов за время t не будет отмечено ни одного отказа, результаты наблюдений считаются удовлетворительными. Если же произойдет хотя бы один отказ, то требуемое значение вероятности не подтверждается.

Проверка гипотез

Для более точного определения показателей надежности и установления вида законов распределения случайных величин необходимо объединить статистические данные, собранные в различных энергетических системах, на различных установках. В связи с этим встает задача проверки однородности статистического материала.

Пусть помимо выборки $x_1, x_2, \dots, x_n$ имеются также взаимно независимые случайные величины $x'_1, x'_2, \dots, x'_m$, распределенные одинаково и непрерывно, но принадлежащие другой выборке. Объединим эти совокупности, расположив в порядке возрастания значений $x_1'', x_2'', \dots, x_{m+n}''$.

Обозначим символом, $G_m(x)$ функцию эмпирического распределения, соответствующего выборке $x_1', x_2', \dots, x_m'$. Основная гипотеза H_0 , подлежащая проверке, заключается в предположении, что обе выборки извлечены из одной и той же совокупности, а значения функции распределения величин x и x' одинаковы. Эту гипотезу можно выразить тождеством

$$H_0: MF_n(x) \equiv MG_m(x), \quad (5.16)$$

где $F_n(x)$ — функция эмпирического распределения, построенного на выборке $x_1, x_2, \dots, x_n$.

Возможные конкурирующие гипотезы запишем в виде неравенств

$$\begin{aligned} H_1^+ : \sup M[G_m(x) - F_n(x)] > 0, |x| < \infty; \\ H_1^- : \inf M[G_m(x) - F_n(x)] < 0, |x| < \infty; \\ H_1 : \sup |M[G_m(x) - F_n(x)]| > 0, |x| < \infty \end{aligned} \quad (5.17)$$

Методы проверки нулевой гипотезы без оценки вида распределения показателя однородности называются непараметрическими. Существуют следующие критерии однородности [118]: знаков, Вилкоксона, Пирсона, Ван-дер-Вардена, Смирнова. Первые четыре критерия проще в отношении затрат труда и машинного времени, но имеют меньшую мощность (чувствительность). Статистика критерия Смирнова выражается формулами

$$\begin{aligned} D_{mn}^+ &= \sup [G_m(x) - F_n(x)], |x| < \infty; \\ D_{mn}^- &= -\inf [G_m(x) - F_n(x)], |x| < \infty. \end{aligned} \quad (5.18)$$

Если гипотеза H_0 верна, то случайные величины $D_{mn}^+, D_{mn}^-, D_{nm}^+, D_{nm}^-$ распределены одинаково.

Если гипотеза H_0 верна и объем выборки неограниченно увеличивается, то

$$\lim P\{\sqrt{mn/(m+n)} D_{mn} < y\} = K(y), y > 0, \quad (5.19)$$

где $K(y)$ — функция распределения Колмогорова,

$$K(y) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} (-1)^k \exp(-2k^2 y^2) \quad (5.20)$$

Критические значения $D_{mn}(Q)$ для Q , равных 1, 2,5 и 10 %, $n=1 \dots 20$, $m=1 \dots n$, приведены в работе [119] и представляют собой решения неравенств

$$\begin{aligned} P\{D_{mn} \geq D_{mn}(Q)\} &\leq 0,01Q; \\ P\{D_{mn} < D_{mn}(Q)\} &> 1 - 0,01Q. \end{aligned} \quad (5.21)$$

Сравнивая критическое значение $D_{mn}(Q)$ для заданных m, n и Q с полученным из статистики значением D_{mn} , можно с уровнем значимости Q принимать или отвергать гипотезу H_0 . При $D_{mn} > D_{mn}(Q)$ гипотеза отвергается, при $D_{mn} < D_{mn}(Q)$ гипотеза принимается.

Проверка гипотез о законе распределения случайных величин производится методами математической статистики с помощью так называемых критериев согласия. Гипотеза о виде закона распределения или гипотеза о постоянстве среднего значения какой-либо случайной величины выдвигается на основании каких-либо теоретических предположений или моделей [118].

Простейший способ проверки — графический. Для графического сравнения опытных данных с теоретическими строят гистограмму $F(x)$, т. е. диаграмму накопленных частостей для упорядоченного ряда результатов наблюдений случайной величины:

$$x_1 \leq x_2 \leq \dots \leq x_n,$$

и на нее наносят график теоретической функции $F(t)$. Пример такого построения приведен на рис. 5.3. Здесь значения функции, полученные на опыте, отмечены кружками, а сплошной линией показана теоретическая кривая распределения. Графический метод

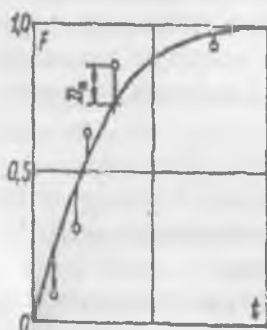


Рис. 5.3. Проверка согласия и опытного теоретического распределения вероятностей.

весьма нагляден, но не позволяет измерить степень соответствия, или согласия.

Количественная оценка согласия опытного распределения с теоретическими осуществляется согласно ГОСТ-

27.504-84 с критериев Колмогорова, χ^2 и ω^2 .

Число наблюдений случайной величины для проверки согласия должно быть больше 100, если используется критерий Колмогорова или χ^2 , и больше 50, если критерий ω^2 . Погрешность измерения случайной величины не должна превышать 10 % предполагаемого среднеквадратического отклонения.

При использовании критерия Колмогорова необходимо иметь значения теоретической и опытной функции для некоторого числа n значений аргумента. Определяется

максимальное расхождение между теоретическими и опытными данными

$$D_n = \max | \bar{F}(t) - F(t) | \quad (5.22)$$

где $F(t)$ и $\bar{F}(t)$ — опытное и теоретическое значение интегральной функции распределения.

А. Н. Колмогоров доказал, что случайная величина

$$y = D_n \sqrt{n}$$

имеет функцию распределения $K(y) = 1 - p(y)$ (табл. 2.1) [13].

Получив в результате сравнения функций $F(t)$ и $\bar{F}(t)$ значение D_n и вычислив $y_n = D_n \sqrt{n}$, можно по таблице оценить вероятность $p(y)$ случайного получения подобного значения. Если $p(y) > 0,3 \dots 0,4$, то считают, что опытная и теоретическая функции хорошо согласуются между собой, если $p(y) < 0,05 \dots 0,10$, это означает, что наблюдаемое отклонение не случайно, т. е. теоретическая функция плохо согласуется с опытными данными.

Необходимо отметить, что критерий согласия Колмогорова предполагает вид распределения известным из каких-либо предпосылок теоретического характера. Кроме того, в случае определения параметров теоретической функции из опыта он дает завышенную оценку согласия.

Критерием χ^2 пользуются при большом объеме наблюдений и, в силу его универсальности, — при проверке многопараметрических распределений.

Критерий ω^2 , при котором расхождение между эмпирической и статистической функциями распределения измеряется максимумом абсолютного значения разности этих функций, а сам критерий вычисляется как сумма взвешенных квадратов разностей, используется при малом числе наблюдений в области верхних и нижних значений случайной величины.

Разработана программа определения закона распределения случайных величин при расчете показателей надёжности [79]. Программа предназначена для применения в промышленности при производстве электротехнических изделий и электрических аппаратов, в проектных институтах, в учебном процессе, в

научных исследованиях, а также при эксплуатации электроустановок. Программа даёт возможность определения законов распределения случайных величин, при расчете показателей надёжности электротехнических изделий и электрических аппаратов на основе результатов, полученных на опытах и экспериментах. Еще одна возможность программы - она может широко использоваться при испытании на надёжность электрооборудования, при проведении испытаний и диагностики их, а также при определении показателей надёжности элементов ЭЭС.

Оценка показателей надёжности.

В условиях эксплуатации или испытаний под оценкой показателя надёжности понимают числовое значение показателя, определяемое по результатам наблюдений за изделиями. За числовое значение показателя принимают точечную оценку или доверительные границы интервала, в который с заданной доверительной вероятностью попадает истинное значение показателя. Согласно ГОСТ 27.402-95 определение показателей надёжности при известном законе распределения включает в себя оценку параметров закона распределения, входящих в расчетную формулу определяемого показателя и оценку показателя надёжности по параметрам закона распределения, а при неизвестном законе распределения — непосредственную оценку показателя надёжности.

В ГОСТ 27.503-81 приводятся формулы и примеры расчета точечных оценок и доверительных границ показателей надёжности для различных планов и наблюдений при известном законе распределения (Вейбулла, нормальный, гамма-распределение) и при неизвестном законе распределения.

Анализ надёжности

Рассмотрим статистические методы анализа, используемые при исследовании надёжности.

Дисперсионный анализ — это методика определения влияния одной или нескольких переменных на какую-либо случайную величину. При этом оценивается вероятность действительного влияния этих переменных, называемых факторами. Методами дисперсионного анализа можно, например, определить влияние

уровня эксплуатации на показатели надежности оборудования или влияние квалификации персонала на качество и эффективность профилактических проверок устройств релейной защиты и автоматики. Это задачи так называемого однофакторного анализа.

Однофакторный дисперсионный анализ является удобным средством объективной проверки поверхностных суждений и выводов, сделанных на основе средних оценок различных показателей по данным небольшого числа практических наблюдений. Ниже приводятся основные положения однофакторного дисперсионного анализа.

Пусть какая-либо случайная величина X наблюдалась в k различных группах опытов с числом наблюдений в i -й группе, равным n_i , и все значения x_{ij} в каждом из опытов зафиксированы (j — номер опыта).

Среднее значение величины X в каждой i -й группе опытов

$$\bar{x}_i = \left(\frac{1}{n_i}\right) \sum_{j=1}^{n_i} x_{ij}, \quad (5.23)$$

а во всех группах —

$$\bar{x} = \left(\sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} x_{ij} \right) / \sum_{i=1}^k n_i. \quad (5.24)$$

Полное рассеяние случайной величины X

$$Q = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} (x_{ij} - \bar{x})^2, \quad (5.25)$$

рассеяние между группами, или рассеяние по фактору,

$$Q_1 = \sum_{i=1}^k n_i (x_i - \bar{x})^2, \quad (5.26)$$

остаточное рассеяние $Q_2 = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} (x_{ij} - \bar{x})^2$. (5.27)

При этом $Q = Q_1 + Q_2$.

Необходимо проверить можно ли объяснить различие в результатах наблюдения по группам влиянием какого-то определенного фактора, а не просто случайностью. В качестве основной или нулевой выдвигают гипотезу об отсутствии такого влияния. Противоположная гипотеза — влияние существует. Для проверки гипотез используют тот факт, что случайная величина $\sigma_1^2 = Q_1 / (k - 1)$ имеет распределение хи-квадрат с $k_1 = k - 1$ степенями свободы, а величина $\sigma_2^2 =$

$Q_2/(n - k)$ — распределение хи-квадрат с $k_2 = n - k$ степенями свободы.

Отношение $F = \frac{\sigma_1^2}{\sigma_2^2}$ имеет F — распределение, 95% - ная квантиль которого приведена в [17] в функции k_1 и k_2 . Полученные из опытов значение сравнивается со значением $F_{0,95}(k_1; k_2)$ при соответствующих степенях свободы k_1 и k_2 . Если $F \leq F_{0,95}$, принимается основная гипотеза, если $F > F_{0,95}$ — противоположная.

Если одновременно рассматривать влияние ряда факторов, таких, как климатические условия, технический уровень производства, режим эксплуатации, то задача станет многофакторной. Многофакторное исследование с инженерной точки зрения эффективнее осуществлять в форме регрессионного анализа.

Действия ряда факторов, определяющих надежность электроэнергетического оборудования, невозможно описать в форме известных законов. Такая ситуация складывается при заблаговременном рассмотрении надежности объекта, который только еще проектируется. Аналогичные обстоятельства имеют место при обработке статистических данных не специальных испытаний, а прошедшей эксплуатации различных объектов одного класса с различными, но не фиксированными условиями функционирования. В этих случаях некоторую помощь исследователю [14] может оказать применение локально-интегральной полиномиальной модели изучаемого объекта. Объект исследования представляется в этом случае в виде «черного ящика». Исследователя интересуют только связи между выходными параметрами Y и множеством входных параметров X (независимых переменных). Природу явлений внутри объекта описать с помощью дифференциальных уравнений практически нельзя из-за сложности и неизученности связей.

Исследователь может определить лишь коэффициенты некоего полинома. Эти коэффициенты можно интерпретировать как значения частных производных в точке, вокруг которой производится разложение в ряд Тейлора неизвестной

функции, задающей решение дифференциальных уравнений внутренних связей с входом и выходом «черного ящика».

Пользуясь статистическими методами множественной регрессии, можно определить коэффициенты полинома как коэффициенты регрессии. Можно также оценить степень адекватности полиномиальной модели при наличии некоторых результатов, являющихся решениями дифференциальных уравнений процессов внутри объекта в известных точках пространства переменных. Каждая такая точка есть результат эксперимента, условия которого известны исследователю.

Экспериментальные точки можно выбирать из множества наблюдений объектов в ходе их эксплуатации (пассивный эксперимент).

При возможности изменения независимых переменных их значения в ходе испытаний можно варьировать по специальному плану, что позволяет значительно сократить сроки эксперимента и получить максимум информации об объекте. В работе [13] приводятся правила построения оптимальных планов для полных и дробных факторных экспериментов. Эти планы позволяют уменьшить средне-квадратическую ошибку оценок, получаемых с помощью полинома регрессии, и сократить число экспериментов.

Факторный эксперимент дает возможность численной оценки степени влияния каждого фактора x на исследуемый выходной параметр y . Отбрасывая незначимые факторы по критерию Стьюдента и проверяя адекватность уравнения регрессии по критерию Фишера, можно получить грубую модель объекта, но эта модель количественная, она обладает известной достоверностью (доверительная вероятность критерия Фишера) и известной точностью, задаваемой при проверке значимости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сложность современных энергетических объектов и процессов их функционирования, недостаточная точность исходной информации, увеличивающаяся с увеличением заблаговременности формирования решений, необходимость выработки массовых решений определяет необходимость совершенствования методов расчета и оценки показателей надежности.

Повышение уровня надежности приводит к снижению ущерба, наносимого потребителям нарушением электроснабжения (недоотпуском электроэнергии) или недопустимым снижением качества электроэнергии, но этот эффект достигается за счет дополнительных затрат в системе электроснабжения.

Разработка и совершенствовании директивных материалов по надежности должны быть направлены на создание комплекса взаимоувязанных нормативов надежности энергосистем, в соответствии с которыми решения, принимаемые на различных этапах проектирования эксплуатации, обеспечивали бы необходимый уровень надежности электроснабжения.

На основе проведенных исследований по анализу, расчету и оценке показателей надежности объектов электроэнергетики, по изучению тенденции их развития можно сделать следующие выводы:

1. Разработана обобщенная имитационная модель надежности системы.
2. Определены основные направления исследований и практические задачи, связанные с проблемой надежности в электроэнергетике.
3. Сформулированы основы системного подхода к обеспечению надежности эксплуатации электроэнергетических систем. Предложены задачи субъектов в обеспечении надежности объектов электроэнергетики. Установлено, что эти задачи могут быть решены на основе социальных, экономических и экологических критериев и нормативов надежности.

4. Разработан комплексный метод исследования, расчета и оценки надежности объектов электроэнергетики. Обоснованы основные положения этого метода.

5. Определены составляющие народнохозяйственного ущерба от нарушения электроснабжения при снижении надежности.

6. Предложены нормативная документация и совершенствование систем учета отказов оборудования мониторинга надежности.

7. Разработаны алгоритм определения закона распределения случайных величин при расчете показателей надежности и мероприятия по повышению надежности объектов электроэнергетики.

8. Развитие научных исследований на основе применения современной теории управления большими системами и методов кибернетики, совершенствование технических средств, методов, моделей и алгоритмов позволить решить важнейшую задачу повышения надежности оборудования и энергосистем. Необходимы исследования по разработке математических моделей и алгоритмов системного учета надежности при долгосрочном и краткосрочном планировании режимов энергосистем; особое внимание должно быть обращено на их совершенствование на всех временных и территориальных уровнях.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Каримов И.А. Мировой финансово — экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана. —Т.: «Узбекистан», 2009. —48 с.
2. Аллаев К.Р. и др. Электроэнергетика Узбекистана за годы независимости и перспективы её развития. —Т.: «Ишонч», 2016. — 273 с.
3. Аллаев К. Р., Хошимов Ф.А. Энергосбережение на промышленных предприятиях. —Т.: Издательство «Фан» АН РУз, 2011г. —207 с.
4. Анисимов Д.Н. Надежность систем автоматизации. — М.: изд-во МЭИ, 2003. — 96 с.
5. An international view on competition and coordination. CIGRE-1992. Report 37-101.
6. Бажанов С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств. —М.: НТФ «Энергопрогресс», 2007. — 147 с.
7. Балаков Ю.Н., Шевченко А.Т., Шунтов А.В. Надежность схем выдачи мощности электростанций. — М.: изд-во МЭИ, 1993. — 128 с.
8. Балроу Р., Прошан Ф. Статистическая теория надёжности и испытания на безотказность.: Пер. с англ. — М.: «Наука», 1984. —328 с.
9. Биллингтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электро-энергетических систем: Пер. с англ. — М.: Энергоатомиздат, 1988. — 288 с.
10. Буртаев Ю.О., Острейковский В.А. Статистический анализ надежности объектов по ограниченной информации, — М.: Энергоатомиздат, 1995. — 240 с.
11. Billinton R., Allan R. N. Reliability evalition of Power Systems. —Nyu York, 1984.
12. Глазунов Л.П., Грабовицкий В.П., Щербаков О.В. Основы теории надежности автоматических систем управления: — Л: Энергоатомиздат, 1984. — 208 с.
13. Гук Б.Ю. Анализ надёжности электроэнергетических установок. — Л: Энергоатомиздат, 1988.
14. Гук Б.Ю. Теория надёжности в электроэнергетике. — М.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1990. — 207 с.

15. Головкин П.И. Энергосистема и потребители электрической энергии. М.: Энергоатомиздат, 1984.
16. ГОСТ 20.39.312-85. Комплексная система общих технических требований. Изделия электротехнические. Требования по надежности. — М.: Издательство стандартов, 1985.
17. ГОСТ 27.002-83. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. — М.: Издательство стандартов, 1983.
18. ГОСТ 27.203-83. Надежность в технике. Технологические системы. Общие требования к методам оценки надежности. — М.: Издательство стандартов, 1983.
19. ГОСТ-27.504-84. Надёжность в технике. Методы оценки показателей надёжности по цензурированным выборкам. — Москва: Издательство стандартов, 1984.
20. ГОСТ 27.004-85. Надежность в технике. Системы технологические. Термины и определения. — М.: Издательство стандартов, 1985.
21. ГОСТ 20.39.312-85. Комплексная система общих технических требований. Изделия электротехнические. Требования по надежности. — Москва: Издательство стандартов, 1985.
22. ГОСТ 24.701-86. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения. — М.: Издательство стандартов, 1986.
23. ГОСТ 27.410-87. Надежность в технике. Методы контроля показателей надежности и планы контрольных испытаний на надежность. — М.: Издательство стандартов, 1987.
24. ГОСТ 27625-88. Блоки энергетические для тепловых электростанций. Требования к надежности, маневренности и экономичности. — М.: Издательство стандартов, 1988.
25. ГОСТ 27883-88. Средства измерения и управления технологическими процессами. Надежность. Общие требования и методы испытаний. — М.: Издательство стандартов, 1988.
26. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. — М.: Издательство стандартов, 1989.
27. ГОСТ 27.003-90. Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности. — М.: Издательство стандартов, 1990.

28. ГОСТ 27.001-95. Система стандартов "Надежность в технике". Основные положения. – М.: Издательство стандартов, 1995.

29. ГОСТ 27.301-95 . Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения. – М.: Издательство стандартов, 1995.

30. ГОСТ 27.310-95 (МЭК 812-85). Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критических отказов. Основные положения. – М.: Издательство стандартов, 1995.

31. ГОСТ 27.402-95. Надежность в технике. Планы испытаний для контроля средней наработки до отказа (на отказ). Часть 1. Экспоненциальное распределение. – М.: Издательство стандартов, 1995.

32. ГОСТ 27001 – 95. Система стандартов. Вып. 95. – «Надежность в технике». Основные положения. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Минск, 1996.

33. ГОСТ 30370-96. Агрегатные комплексы технических средств для автоматизированных систем управления. Надежность. Общие требования. – М.: Издательство стандартов, 1996.

34. ГОСТ 27.005-97. Надежность в технике. Модели отказов. Основные положения – М.: Издательство стандартов, 1997.

35. ГОСТ 27.205-97. Надежность в технике. Проектная оценка надежности сложных систем с учетом технического и программного обеспечения оперативного персонала. Основные положения – Москва: Издательство стандартов, 1997.

36. ГОСТ 27.506-2000. Надежность в технике. Планы испытаний для контроля средней наработки до отказа (на отказ). Часть 2. Диффузионное распределение – М.: Издательство стандартов, 2000.

37. Дорошев Ю. С. Развитие теории и комплексные методы повышения эффективности функционирования электрооборудования горных предприятий: Автореферат дис. на соис. уч. степ. д.т.н. – Владивосток, 2009. –32 с.

38. Действующие нормативные требования к надежности электроэнергетических систем/ В.В.Ершевич, А.Н.Зейлигер, В.Г.Китушин и др. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.31. Нормативные

требования к надежности систем энергетики. — Новосибирск: Наука, 1986. — С. 25-37.

39. Жалилов Р.Б. Предпосылки создания автоматизированных систем управления промышленным энергоснабжением. // Главный энергетик. — Москва, 2006. — №6. — С. 41-43.

40. Жалилов Р.Б. К вопросу о повышении надёжности электроснабжения потребителей с непрерывным технологическим циклом. // Главный энергетик. — Москва, 2006. — №8. — С. 23-25.

41. Жалилов Р.Б. Анализ методов исследования надёжности электроснабжения газотурбинных компрессорных станций. // Главный энергетик. — Москва, 2006. — №12. — С. 40-47.

42. Жалилов Р.Б. Цифровые реле: нормативные основы применения, краткая характеристика, обзор рынка. // Главный энергетик. — Москва, 2007. — №4. — С. 14-17.

43. Жалилов Р.Б. Структурное резервирование для повышения надёжности электроснабжения потребителей. // Электрика. — Москва, 2007. — №6. — С. 27-29.

44. Жалилов Р.Б. Об одном способе выполнения защиты потребителей электроэнергии в сетях 0,4 кВ. // Главный энергетик. — Москва, 2007. — №11. — С. 17-22.

45. Жалилов Р.Б. Шаг к интеллектуальной автоматизированной подстанции. // Электрика. — Москва, 2007. — №11. — С. 25-28.

46. Жалилов Р.Б. Об особенностях применения комплексного метода для оценки надёжности электроснабжения потребителей. // Промышленная энергетика. — Москва, 2007. — №11. — С. 11-17.

47. Жалилов Р.Б. Об одном способе выполнения защиты потребителей электроэнергии в сетях 0,4 кВ. // Электрооборудование. — Москва, 2008. — №2. — С. 29-35.

48. Жалилов Р.Б. Цифровые реле: нормативные основы применения, краткая характеристика, обзор рынка. // Электрооборудование. — Москва, 2008. №2, 7-11 б.

49. Жалилов Р.Б. Новый подход к созданию интеллектуальной автоматизированной подстанции // Промышленная энергетика. — Москва, 2008. №4, С. 15-18.

50. Жалилов Р.Б. К вопросу о создании и внедрении энергоэкономичных технологий в отраслях промышленности республики Узбекистан: Сборник статей республиканской научно-практической конференции. — Бухара, Бух ИТИ, 2012. — С. 290-292.

51. Жалилов Р.Б. Методологические вопросы применения комплексного метода для исследования надёжности электро-снабжения потребителей. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. Ташкент, 2013. — № 1-2. — С. 70-76.

52. Жалилов Р.Б., Олимов Ф.Ф. О применении современных цифровых (микропроцессорных) устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме республики Узбекистан. Фан-техника ютуқлари халқимизнинг обод турмуш тарзини юксалтириш йўлида: Сборник статей республиканской научно — практической конференции профессоров — преподавателей, научных исследова-телей, магистров и студентов. — Бухара, Бух ИТИ, 2013. —С. 216–218.

53. Жалилов Р.Б. Микропроцессорли релели химоя ва автоматика қурилмаларининг тавсифлари. Юқори технологияларга асосланган техник ва технологик жараёнларни моделлаш-тиришнинг замонавий муаммолари («Олий математика» кафедраси ташкил этилганининг 50 йиллигига бағишланади) : Сборник статей республиканской научно — практической конференции профессоров — преподавате-лей, научных исследователей, магистров и студентов. —Бухара, Бух ИТИ, 2013. —С. 235–236.

54. Жалилов Р.Б. и др. О повышении надёжности электроснабжения потребителей. Фан-техника ютуқлари халқимизнинг обод турмуш тарзини юксалтириш йўлида : Сборник статей республиканской научно-практической конференции профессоров — преподавате-лей, научных исследователей, магистров и студентов. —Бухара, Бух ИТИ, 2013. — С. 210–211.

55. Жалилов Р.Б. Моделирование систем электроснабжения при решении вопросов энергоснабжения. Фан-техника ютуқлари халқимизнинг обод турмуш тарзини юксалтириш йўлида : Сборник статей республиканской научно- практической конференции профессоров — преподавателей, научных исследователей, магистров и студентов. —Бухара, Бух ИТИ, 2013. — С. 232–234.

56. Жалилов Р.Б., Розиков Э.Т. Моделирование систем электроснабжения с учётом компенсации реактивной мощности крупных токоприёмников. Фан-техника ютуқлари халқимизнинг обод турмуш тарзини юксалтириш йўлида : Сборник статей республиканской научно- практической конференции профессоров — преподавателей, научных исследователей, магистров и студентов. —Бухара, Бух ИТИ, 2013. — С. 236–238.

57. Жалилов Р.Б. Цифровые реле: основы применения, краткая характеристика. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. – Ташкент, 2014. – № 3-4. – С. 85-91

58. Жалилов Р.Б. Каримов С.С. Стандарт сериядаги асинхрон моторларнинг конструктив тузилиши мукамаллаштириш натижасида энергия тежамкорликка эришиш. Актуальные проблемы химической технологии. Материалы республиканской научно-практической конференции. – Бухара, Бух ИТИ, 2014. – С. 404- 405.

59. Жалилов Р.Б. О необходимости разработки и внедрения нового государственного стандарта по надёжности объектов электроэнергетики. Техника ва технологияларни ривожланиши муаммолари ва истикболий йўналишлари: Сборник статей республиканской научно- практической конференции профессоров – преподавателей, научных исследователей, магистров и студентов. –Бухара, Бух ИТИ, 2014. – С. 187–188.

60. Jalilov R. B., Maxmudov L.N. “BUXORO-220 kV” nimstantsiyadagi avtotransformatorlar ish rejimining tahlili. Техника ва технологияларни ривожланиши муаммолари ва истикболий йўналишлари: Сборник статей научно- практической конференции профессоров – преподавателей, научных исследователей, магистров и студентов. –Бухара, Бух ИТИ, 2014. – С. 153–154.

61. Жалилов Р.Б. Каххоров М.М. , Бабаназарова Н.К. Цифровые и микропроцессорные устройства современных контроллеров и промышленных компьютеров (монография). – Т., «CNashma print», 2014. 178 с.

62. Жалилов Р.Б. Предпосылки разработки государственного стандарта по надёжности электрооборудования. Замонавий ишлаб чиқариши энергия таъминоти илмий муаммолари: Материалы республиканской научно-практической конференции. – Бухара, Бух ИТИ, 2014. – С.123- 125.

63. Жалилов Р.Б. Хаккиев Ф.А. Анализ причин отказов элементов энергосистем. Замонавий ишлаб чиқариши энергия таъминоти илмий муаммолари: Материалы республиканской научно-практической конференции. – Бухара, Бух ИТИ, 2014. – С.138- 140.

64. Жалилов Р.Б. Автоматическое распределительное устройство- 0,4 кВ. Замонавий ишлаб чиқариши энергия таъминоти илмий муаммолари: Материалы республиканской

научно-практической конференции.—Бухара, Бух ИТИ, 2014. — С.148- 149.

65. Жалилов Р.Б., Мухамедов М.М. Рақамли ва микро-процессорли қурилмаларнинг ахборотни йиғиш ва бошқариш тизимларида қўлланилиши. Замонавий ишлаб чиқаришни энергия таъминоти илмий муаммолари: Материалы республиканской научно-практической конференции. — Бухара, Бух ИТИ, 2014 . — С.140- 142.

66. Жалилов Р.Б. Современные контроллеры для управления электротехническими комплексами и системами. Замонавий ишлаб чиқаришни энергия таъминоти илмий муаммолари : Материалы республиканской научно-практической конференции. —Бухара, Бух ИТИ , 2014 .— С.177- 178.

67. Jalilov R. B., Maxmudov L.N. Buxoro- 220 kV li nimstantsiyada reaktiv quvvatni muvozanatlash qurilmasini o'rnatishning texnik- iqtisodiy jihatdan samaradorligini tahlil qilish. Замонавий ишлаб чиқаришни энергия таъминоти илмий муаммолари: Материалы республиканской научно-практической конференции. —Бухара, Бух ИТИ , 2014 ,— С.192- 193.

68. Jalilov R. B., Haqqiyev F., Muxamedov M. Ishonchlilikning birlik ,majmuaviy ko'tsatkichlari va ishlamay qolishlarining tahlili. Замонавий ишлаб чиқаришни энергия таъминоти илмий муаммолари : Материалы республиканской научно-практической конференции. —Бухара, Бух ИТИ , 2014. — С. 196 -197.

69. Жалилов Р.Б. Анализ нормативных материалов по надёжности электроэнергетических систем .// Проблемы энерго- и ресурсосбережения. — Ташкент, 2015. — № 1-2. — С . 67 — 75.

70. Жалилов Р.Б. Основы комплексного метода исследования надёжности электрооборудования и объектов энергосистем. //Узбекский журнал Проблемы информатики и энергетики.— Ташкент, 2015. —№1-2. — С.108- 116.

71. Jalilov R. B., Maxmudov M.I., Shoyimova S.P. Zamonaviy kontrollerlar va sanoat kompyuterlarning raqamli va mikroprotessorli qurilmalari (monografiya).—Toshkent , «LESSON PRESS», 2015. —145 b.

72. Жалилов Р.Б. Садуллаев Н.Н. Новые технологии для электротехнической отрасли промышленности. // Развитие науки и технологий. — Бухара, Бух ИТИ, 2015. —№1. — С. 29- 33.

73. Жалилов Р.Б. Мухаммедов М.М., Хаккиев Ф.А. О внедрении энергосберегающих мероприятий в экономику

республики Узбекистан. // Развитие науки и технологий. – Бухара, Бух ИТИ, 2015. – № 2. – С. 57 - 64.

74. Жалилов Р.Б. Перспективы развития биоэнергетики. //ACTUAL PROBLEMS FIELDS OF CHEMICAL TECYNOLGY. Materials of international scientific practical conference. – Bukhara , 2015. – С. 189-192 .

75. Жалилов Р.Б. Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения, как комплексный показатель надёжности. //Узбекский журнал Проблемы информатики и энергетики. –Ташкент, 2015. – №6. – С. 64-71.

76. Zhalilov Rashid. The new concept of protection of consumers of the electric power in networks 0,4 kV. // European Applied Sciences. – Stuttgart, Germany: – ORT Publishing, 2016. – № 2 . –Р. 47- 51.

77. Zhalilov Rashid. About necessity of working out and introduction of the interstate standard on reliability of an electric equipment. “Theoretical and Applied Sciences in the USA”: Papers of the 8th International Scientific Conference (April 25, 2016). Cibunet Publishing. New York, USA. 2016. –pp.45-49 .

78. Жалилов Р.Б. Графоаналитический метод исследования надёжности объектов электроэнергетики. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. – Ташкент, 2017. – № 1-2. – С . – .

79. Жалилов Р.Б., Аслонов Қ.З. Программа определения закона распределения случайных величин при расчете показателей надёжности // Государственное патентное ведомство РУз. Свидетельство № DGU 03944. 31.08.2016 г.

80. Жалилов Р.Б. Сытдыков Р.А. Системный подход к обеспечению надежности эксплуатации электроэнергетических систем . // Проблемы энерго- и ресурсосбережения.–Ташкент. 2016. –№3-4. –С. 127–132.

81.Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике». – Ташкент, 2009.– 16 с.

82.Золотарев С.В. Системы SCADA в среде ОС QNX // Мир ПК. – 1996. - № 4. – 114 с .

83. International Standarts to Develop and Promote Energy Efficiency and renevaable Energy Sources, OECD/ IEA, 2008.

84. Калявин В.П., Рыбаков Л.М. Надежность и диагностика электроустановок.– Йошкар-Ола: изд-во Мар. гос. ун-та. – 2000. – 348 с.

85. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. — Новосибирск: Изд-во НГТУ. — 2003. — 256 с.

86. Комплексный анализ эффективности технических решений в энергетике / Ю.Б. Гук, П.П. Долгов, В.Р. Окорочков и др. ; Под ред. В.Р. Окорочкова, Д.С. Щавелева. — Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-е, 1985. — 176 с.

87. Кудрин Б.И., Минеев А.Р. Электрооборудование промышленности.— М.: «Академия», 2008. — 423 с.

88. Кучер . Основы технической диагностики и теории надёжности. — СПб. : СЗТУ. Санкт- Петербург. — 2004. — 48 с.

89. Меньшов Б.Г., Ершов М.С. Надежность электроснабжения газотурбинных компрессорных станций. — М.: «Недра», 1995. — 283с.

90. Метод анализа надёжности главных схем электрических соединений станций в составе объединения ЭЭС / В.И. Гельфанд, Ю.Н.Кучеров, О.М. Кучерова и др. // Методические проблемы исследования надёжности систем энергетики. — Иркутск: СЭИ СО АН СССР , 1990 . — 384с.

91. Можаев А. С. Общий логико-вероятностный метод анализа надежности сложных систем. Уч. пос. — Ленинград : ВМА, 1988. — 68 с.

92. Надёжность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. / Кучерова О.М., Кучеров Ю.Н., Капойи Л., Руденко Ю.Н. — Новосибирск : Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1996.

93. Надежность систем энергетики. Терминология. — М.: Наука, 1980.

94. Надежность схем выдачи мощности электростанций / под ред. А.Т. Шевченко, — М.: Издательство МЭИ, 1993. — 128 с.

95. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник / Под ред. Ю.Н. Руденко. Том. 1. Общие модели анализа и синтеза надежности систем энергетики. — М.: Энергоатомиздат, 1994. — 480 с.

96. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник в 4-х т. / под ред. М.Н. Розанова. Т 2. Надежность электроэнергетических систем. — М.: Энергоатомиздат, 2000. — 568 с.

97. Надежность и экологическая безопасность гидро-энергетических установок/ А.В.Львов, М.П. Федоров, С.Г. Шульман. — Изд.: СПб ГТУ , 1999. 428 с.

98. Нормирование предельных затрат на повышение надёжности электроснабжения потребителей в энергосистемах. М.: Союзтехэнерго, 1988.

99. Овчаренко Н.И. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей. // Москва–1999.

100. Овчаренко Н. И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов. Под ред. А. Ф. Дьякова. М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2000. 504 С.: ил.

101. Олссон Г., Пиани Д. Цифровые системы автоматизации и управления. – СПб.: Невский диалект, 2001. –557 с.

102. Optimal Reliability Modeling: Principles and Applications. – NY: Wiley, 2002. – P. 231-280.

103. Под общей ред. Ю.Н.Руденко и В.А. Семенова. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. – Москва : Изд. МЭИ, 2000. – 646 с.

104. Правила устройства электроустановок . – Ташкент, 2011. – 588 с.

105. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Узбекистан. – Ташкент, 2005. – 288 с.

106. Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. РД 153-34.0-35.648-01 . / Служба передового опыта ОРГРЭС. Москва, 2001 г.

107. Розанов М.Н. Управление надёжностью электроэнергетических систем. – Новосибирск: Наука, 1991. – 208 с.

108. Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем. –Изд. Минэнерго СССР. – Москва, 1981.

109. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. – Москва: СПО Союзтехэнерго, 1983. – 48 с.

110. Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. Надёжность систем энергетики. – М.: «Наука», 1989. – 328 с.

111. Рябинин И. А. Надёжность и безопасность структурно-сложных систем. – СПб.: Издательство Санкт-Петербургского университета, – 278 с.

112. Фокин А.Ю.,Туфанов В.А. Оценка надёжности систем электроснабжения. – М.: Энергоиздат, 1981. – 256 с.

113. Савина Н.В. Теория надёжности в электроэнергетике. Амурский Государственный университет – Благовещенск, 2007. – 228 с.
114. Садуллаев Н.Н., Жалилов Р.Б., Нематов Л.А. Классификация мероприятий по энергосбережению в отраслях промышленности. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. – Ташкент, 2014. – №1-2. – С. 103–107.
115. Свешников В.И., Ф.А.Кушнарев. Надежность электроэнергетических систем при аварийном понижении частоты и напряжения. – Москва: Энергоатомиздат, 1996. – 150 с.
116. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. –Москва, Энергоатомиздат, 1988. – 416 с.
- 117.Соскин Э.А., Киреева Э.А. Автоматизация управления промышленным энергоснабжением. –Москва, Энергоатомиздат, 1990. – 382 с.
118. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.; Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. с.
119. Таблицы математической статистики / Большев Л.Н., Смирнов Н.В. М.: Наука, 1985.
- 120.Тешабаев Б.М. Энергосбережение – основа энергоэффективности // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. –Ташкент, 2007. –№2. – С.10 – 15.
- 121 Тешабаев Б.М. Повышение энергоэффективности электроэнергетики Узбекистана. Дисс.учен.степ. к.т.н. –Ташкент, 2009. –174 с.
122. Троицкий А.А. Энергоэффективность как фактор влияния на экономику, бизнес, организацию энергоснабжения. Электрические станции. – Москва, 2005. –№1. С. 11–16.
123. Трубицын В.И. Надежность электрической части электростанций. – Москва: Изд-во МЭИ, 1993. – 112 с.
124. Трубицын В.И. Надежность электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 240 с.
125. The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update. EIA Energy Information Administration, 1996. USA.
126. Указания по применению показателей надёжности элементов энергосистемы и работы энергоблоков с паротурбинными установками / И.Г. Барг,Э.В. Диденко, Л.Е.лазарева и др. М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.

127. Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Оценка надежности систем электроснабжения, – Москва : Энергоиздат, 1981. – 224 с.

128. Фокин Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчетах систем электроснабжения. – Москва : Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.

129. Фокин Ю.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем. – Москва: Высшая школа, 1989. – 151 с.

130. Хакимов Т.Х., Григорьев Ю.А. и др. О повышении надёжности систем электроснабжения и выявлении работоспособности воздушных линий и систем шин на подстанциях. // Проблемы энерго – и ресурсосбережения. –Ташкент, 2015. –№1–2. – С.76– 81.

131. Шалин А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем: – Новосибирск: Изд-во НГТУ – 2003. – 384 с.

132. www.tpproject.ru/solution/askue

133. www.krug2000.ru/decisions/solutions_comacc/AIISTYE

134. www.blagodar.ru/ru/erem/work/aiis

135. www.abok.ru

136. www.energy-journals.ru.

137. www.energetika.by

138. www.energetica.ru

139. www.newenergetika.narod.ru

140. www.energetiku.info

141. www.newoutcome.com

142. www.energyland.info

143. www.rusenerg.ru

144. www.elektroinfo.ru

145. www.zivonet.uz

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ- I

Квантили распределения Хи-квадрат

k	$\alpha=0,99$		$\alpha=0,95$		$\alpha=0,9$	
	$x^2(\alpha; k)$	$x^2(1-\alpha; k)$	$x^2(\alpha; k)$	$x^2(1-\alpha; k)$	$x^2(\alpha; k)$	$x^2(1-\alpha; k)$
1	6,635	0,00016	3,841	0,00393	2,706	0,0158
2	9,210	0,0201	5,991	0,103	4,605	0,211
3	11,345	0,115	7,815	0,352	6,251	0,584
4	13,277	0,297	9,488	0,711	7,779	1,064
5	15,086	0,554	11,070	1,145	9,236	1,610
6	16,812	0,872	12,592	1,635	10,645	2,204
7	18,475	1,239	14,067	2,167	12,017	2,833
8	20,090	1,646	15,507	2,733	13,362	3,490
9	21,666	2,088	16,019	3,325	14,684	4,168
10	23,209	2,558	18,307	3,940	15,987	4,865
11	24,725	3,053	19,675	4,575	17,275	5,578
12	26,217	3,571	21,026	5,226	18,549	6,304
13	27,688	4,107	22,362	5,892	19,812	7,042
14	29,141	4,660	23,685	6,571	21,064	7,790
15	30,578	5,229	24,996	7,261	22,307	8,547
16	32,000	5,812	26,296	7,962	23,542	9,312
17	33,409	6,408	27,587	8,672	24,769	10,085
18	34,805	7,015	28,869	9,390	25,989	10,865
19	36,191	7,633	30,144	10,117	27,204	11,651
20	37,566	8,260	31,410	10,851	28,412	12,443
21	38,932	8,897	32,671	11,591	29,615	13,240
22	40,289	9,542	33,924	12,338	30,813	14,041
23	41,638	10,196	35,172	13,091	32,007	14,848
24	42,980	10,856	36,415	13,848	33,196	15,659
25	44,314	11,524	37,652	14,611	34,382	16,473
26	45,642	12,198	38,885	15,379	35,563	17,292
27	46,963	12,878	40,113	16,151	36,741	18,114
28	48,278	13,565	41,337	16,928	37,916	18,939
29	49,588	14,256	42,557	17,708	39,087	19,768
30	50,892	14,953	43,743	18,493	40,256	20,599
32	53,486	16,362	46,194	20,072	42,585	22,271
34	56,061	17,789	48,602	21,664	44,903	23,952
36	58,619	19,233	50,998	23,269	47,212	25,643
38	61,162	20,691	53,984	24,884	49,513	27,343
40	63,691	22,164	55,758	26,509	51,805	29,051
42	66,206	23,650	58,124	28,144	54,090	30,765
44	68,709	25,148	60,481	29,787	56,369	32,487
46	71,201	26,657	62,830	31,439	58,641	34,215
48	73,683	28,177	65,171	33,098	60,907	35,949
50	76,154	29,707	67,505	34,764	63,167	37,689

52	78,386	31,475	69,832	36,437	65,422	39,433
54	81,069	32,793	72,153	38,116	67,673	41,183
56	83,513	34,350	74,468	39,801	69,918	42,937
58	85,950	35,913	76,778	41,492	72,160	44,695
60	88,379	37,485	79,082	43,188	74,397	46,459
62	90,802	39,063	81,381	44,889	76,630	48,226
64	93,217	40,649	83,675	46,595	78,860	49,996
66	95,626	42,240	85,965	48,305	81,086	51,770
68	98,028	43,838	88,250	50,020	83,308	53,548
70	100,425	45,442	90,531	51,739	85,527	55,329
72	102,816	47,051	92,808	53,462	87,743	57,113
74	105,202	48,666	95,081	55,189	89,956	58,900
76	107,582	50,286	97,351	56,920	92,166	60,690
78	109,958	51,910	99,484	58,654	94,374	62,483
80	112,329	53,540	101,879	60,391	96,578	64,278
90	124	62	113	1 69	108	73
100	136	70	1 124	78	118	82
150	190	110	178	1 122	172	128
200	246	154	233	! 167	226	174
300	357	243	340	260	331	269

ПРИЛОЖЕНИЕ- 2

Показатели надежности трансформаторов

Табл. П 2. 1

Номинальная мощность, МВА	U_n, kV	ω , год I	t_B , ч	$\lambda_{г. год-I}$	$t_p, T, Ч$
До 2,5	6-20	0,016	50	0,25	6
	35	0,010	40	0,25	6
2,5...7,5	6-20	0,008	120		8
	35	0,007	65		26
	110	0,018	40		28
10...80	<35	0,012	70	0,75	26
	110-150	0,014	70	0,75	28
	220	0,035	60	0,75	28
Свыше 80	110-150	0,075	95	1	30
	220	0,025	60	1	30
	330	0,053	45	1	30
	500-750	0,024 *	220	1	30
		0,050 **			50

Показатели надежности асинхронных электродвигателей

Табл. П 2. 2

$U_H, \text{кВ}$	$P_H, \text{кВт}$	$\omega, \text{с}^{-1}$	$\bar{t}_B, \text{ч}$	$\bar{t}_{P,K}, \text{ч}$
До 1	320	0,1	50	50
Свыше 1	200...800	0,1	50	96
	1000...2000	0,1	90	164
	>2000	0,2	140	384

ПРИЛОЖЕНИЕ- 3

Показатели надежности энергоблоков с паротурбинными установками

$P_H, \text{МВт}$	$\omega, \text{с}^{-1}$	$\bar{t}_B, \text{ч}$	$n, \text{агрегато-год}^{-1}$	$\bar{t}_{\text{пл}}, \text{ч}$
150...165	5,68	49	19	1559
180...210	8,67	45	16	1139
250...300	8,26	45	15	1007
500	21,36	70	24	911
800	12,08	74	16	1086

ПРИЛОЖЕНИЕ- 4

(Таблица 7.3.8 ПУЭ)

Примеры маркировки взрывозащищенного электрооборудования

Уровень взрывозащиты	Вид взрывозащиты	Группа (подгруппа)	Температурный класс	Маркировка по взрывозащите
Электрооборудование повышенной надежности против взрыва	Защита вида "с"	II	T6	2ExeII T6
	Защита вида "с" и взрывонепроницаемая оболочка	II B	T3	2ExodII BT3
	Искробезопасная электрическая цепь	II C	T6	2ExIIC T6
	Продувка оболочки под избыточным давлением	II	T6	2ExpII T6

Взрывобезопасное электрооборудование	Взрывонепроницаемая оболочка и искробезопасная электрическая цепь	II B	T5	2Exd I I BT5
	Взрывонепроницаемая оболочка	II A	T3	1Exd I I AT3
	Искробезопасная электрическая цепь	II C	T6	1Ex I I CT5
	Заполнение оболочки под избыточным давлением	II	T6	1Exp I I T6
	Защита вида "с"	II	T6	Exe I I T6
	Кварцевое заполнение оболочки	II	T6	1Exq I I T6
	Специальный	II	T6	1Exs I I T6
	Специальный и взрывонепроницаемая оболочка	II A	T6	1Exsd I I AT6
	Специальный, искробезопасная электрическая цепь и взрывонепроницаемая оболочка	II B	T4	1Exsid I I BT4
	Искробезопасная электрическая цепь	II C	T6	0Ex I I CT6
Особовзрывобезопасное электрооборудование	Искробезопасная электрическая цепь и взрывонепроницаемая оболочка	II A	T4	0Exd I I AT4
	Специальный и искробезопасная электрическая цепь	II C	T4	0Exsid I I CT4

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
----------------	---

ГЛАВА I. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ОЦЕНКИ НАДЁЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

1.1. Первоначальные научные исследования по надёжности.....	8
1.2. Показатели и характеристики надёжности.....	11
1.3. Условность и неопределённость численных оценок показателей надёжности.....	25
1.4. Меры и критерии надёжности электроэнергетических уста- новок и систем.....	29
1.5. Методы анализа надежности сложных структур электроэнерге- тических систем.....	32

ГЛАВА II. МОДЕЛИ ОТКАЗОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК – ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ

2.1. Общая характеристика отказов.....	38
2.2. Модели внезапных отказов элемента или оборудования.....	48
2.3. Формирование постепенных отказов элементов (оборудо- вания).....	51
2.4. Модели отказов не восстанавливаемых нерезервированных и резервированных систем.....	57
2.5. Модели отказов и восстановлений одноэлементной схемы.....	61
2.6. Модели отказов восстанавливаемых нерезервированных и резервированных систем.....	68

ГЛАВА III. УЩЕРБЫ ОТ ПРЕРЫВОВ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

3.1. Понятие ущерба от отказа	75
3.2. Определение ущербов от прерывов электроснабжения.....	81
3.3. Системный подход к обеспечению надежности эксплуатации электроэнергетических систем.....	82
3.4. Оптимизация технических решений с учетом ущерба.....	87

ГЛАВА IV. ОЦЕНКА УРОВНЕЙ НАДЁЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ЖИВУЧЕСТИ ЭНЕОРГОСИСТЕМ

4.1. Показатели надёжности силовых элементов энергосистем	90
4.2. Надёжность средств и системы противоаварийного управления.....	94
4.3. Надёжность энергосистем стран СНГ.....	106
4.4. Надёжность зарубежных энергосистем.....	113
4.5. Обобщенный анализ крупных системных аварий некоторых зарубежных стран.....	117

ГЛАВА V. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЁЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

5.1. Развитие методов оценки, анализа и расчета показателей надёжности	125
5.2. Разработка нормативных основ надёжности электрообору- дования и энергосистем	137
5.3. Совершенствование систем учета отказов оборудования и систем мониторинга надёжности.....	150
5.4. Систематизация расчёта и оценки надёжности объектов электроэнергетики.....	153
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	176
ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА.....	178
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	190

ЖАЛИЛОВ Р.Б., САФАРОВ А.Б., ШАЙИМОВА С.П.

НАДЁЖНОСТЬ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Ташкент – «Fan va texnologiya» – 2017

Редактор:	Ш.Кушербаева
Тех. редактор:	М.Холмухамедов
Художник:	Д.Азизов
Корректор:	Н.Хасанова
Компьютерная вёрстка:	Н.Рахматуллаева

E-mail: tipografiyacent@mail.ru Тел: 245-57-63, 245-61-61.

Изд.лиц. АИ№149, 14.08.09. Разрешено в печать: 16.03.2017.

Формат 60x84 ¹/₁₆. Гарнитура «Times New Roman».

Офсетная печать. Усл. печ.л. 12,25. Изд. печ.л. 12,25.

Тираж 500. Заказ №33.

**Отпечатано в типографии
«Fan va texnologiyalar Markazining bosmaxonasi ».
100066, г. Ташкент, ул. Алмазар, 171.**