

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Электроснабжение»

К. М. Медведев, О. Ю. Пухальская

НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

КУРС ЛЕКЦИЙ

**по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Гомель 2014

УДК 621.31.019.3(075.8)
ББК 31.27-02я73
М42

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 8 от 28.05.2013 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Теоретические основы электротехники» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *А. В. Козлов*

Медведев, К. М.
М42 Надежность электроэнергетических систем : курс лекций по одной дисциплине для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» днев. формы обучения / К. М. Медведев, О. Ю. Пухальская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2014. – 86 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://library.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Изложены основы теории надежности, даны определения и формулы для расчета основных показателей надежности элементов электрических систем. Рассмотрены вопросы структурной и функциональной надежности, оценки ущербов от отказа оборудования электроэнергетических систем.

Для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» дневной формы обучения.

**УДК 621.31.019.3(075.8)
ББК 31.27-02я73**

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2014

ВВЕДЕНИЕ

В своей практической деятельности в процессе проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем инженеру-энергетику приходится постоянно принимать различные решения. На эти решения оказывает влияние большое количество факторов, среди которых особое место занимает надёжность. Под надёжностью электроэнергетических систем понимают их способность выполнять основную функцию – бесперебойное электроснабжение присоединённых потребителей электроэнергией заданного качества в любой интервал времени и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Обоснование необходимого уровня надёжности электрических систем имеет большое значение как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации, поскольку перерывы электроснабжения могут привести к значительному ущербу потребителей и другим негативным последствиям.

Данный курс лекций содержит теоретические основы расчёта надёжности применительно к электроэнергетическим системам, методы учёта фактора надёжности, используемые при решении проектных и эксплуатационных задач. Полученные теоретические сведения закрепляются в процессе решения задач на практических занятиях.

1 ОСНОВЫ ТЕОРИИ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

1.1 Развитие науки о надёжности электрических систем. Её особенности и задачи

Теория надёжности как самостоятельная научная дисциплина возникла в 50-х годах XX ст. Основной её задачей является разработка и изучение методов обеспечения эффективности работы различных объектов в процессе их эксплуатации. Теория надёжности также устанавливает и изучает количественные характеристики надёжности и исследует связь между показателями экономичности и надёжности. Существуют два направления повышения надёжности:

1) повышение надёжности элементов, из которых состоит определенный объект;

2) создание объекта с высокой степенью надёжности из относительно ненадёжных элементов, используя различные виды резервирования.

Максимальной эффективности в повышении надёжности можно добиться рациональным сочетанием этих двух направлений.

Теория надёжности основана на таких математических дисциплинах, как теория вероятностей, математическая статистика, теория массового обслуживания, теория графов, математическое программирование. Большую роль в развитии теории надёжности сыграли исследования И. Базовского, Р. Барлоу, Б. В. Гнеденко, Б. А. Козлова, Д. Р. Кокса, А. М. Половко, Ф. Прошана, И. А. Рябина, Дж. Сандлера, Н. М. Седякина, У. И. Смита, И. А. Ушакова, Я. Б. Шора, Дж. Эзари.

Аппарат теории надёжности, разработанный для технических систем в целом, может быть применен для повышения эффективности систем электроснабжения, однако с учётом их некоторых особенностей. К таким особенностям относятся:

– характер энергоснабжения, учитывающий непрерывность и неразрывность процесса производства, передачи и потребления энергии;

– многоцелевое использование энергии и наличие потребителей с различными требованиями к качеству и надёжности энергоснабжения;

– пренебрежимо малая вероятность полного отказа системы, а также полного ремонта системы вследствие большого количества источников и потребителей, потенциальной режимной избыточности элементов;

– сами элементы систем электроснабжения (оборудование, аппараты, части сетей) представляют собой достаточно сложные системы, состоящие из элементов, характеристики которых по надёжности выявлены недостаточно и зависят от конструктивных особенностей, вида и качества материалов, сборки, условий работы и т.п.;

– трудность получения статистических материалов испытаний, кото-

рые практически невозможно воспроизвести в лабораторных и заводских условиях. Это связано с трудностями в создании реальных условий работы и длительности среднего времени безотказной работы исчисляемого годами, в течение которых элементы подвергаются профилактическим ремонтам и испытаниям, учесть влияние которых на характеристики надёжности достаточно трудно.

Под **надёжностью** понимается свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Из данного определения следует, что

1) надёжность является внутренним свойством объекта, заложенным при проектировании и изготовлении; оно проявляется при функционировании объекта;

2) надёжность проявляется в процессе выполнения заданного объема функций, или во времени. Если нет наблюдения за объектом в процессе выполнения им функций, то нельзя сделать и заключений о фактической его надёжности;

3) надёжность по-разному проявляется при различных условиях эксплуатации. Нельзя оценивать надёжность объекта, не уточнив условий его эксплуатации.

Надёжность электрической системы – способность выполнения ею основной функции – бесперебойного электроснабжения присоединённых к ней потребителей электроэнергией заданного качества в любой интервал времени и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Наука о надёжности занимается следующими основными **задачами**, имеющими конкретные технические приложения:

1) изучением причин, вызывающих отказы элементов оборудования и систем;

2) определением закономерностей, которым они подчиняются;

3) разработкой способов измерения надёжности и методов расчёта;

4) испытаниями на надёжность;

5) поиском средств повышения надёжности.

Проблема надёжности в технике способствовала возникновению и развитию новых научных направлений таких как теория надёжности, физика отказов, техническая диагностика, статистическая теория прочности, инженерная психология, исследование операций, планирование эксперимента и т.п.

В практической деятельности инженеру-энергетику приходится принимать различные решения. Например, выбирать проектный вариант энергосистемы или её части, производить реконструкцию её сетей и станций,

назначать режимы. В энергетике на выбор решения влияет большое количество факторов. Одни из них можно численно проанализировать и сократить область вариантов решения. Другие не имеют теоретической ясности для количественного описания. Появляется неопределенность, преодолеть ее помогают знания, опыт, интуиция, качественный анализ. Появляется риск выбора неоптимальных и некачественных решений. **Среди других факторов, надёжность имеет особое место, её надо учитывать всегда.** Последствия от ненадёжности такие серьезные, что требуется постоянное совершенствование методов проектирования, строительства, эксплуатации энергосистем, позволяющих полнее учитывать надёжность. **Основной задачей энергосистем** является снабжение потребителей электроэнергией в нужном количестве и при необходимом качестве. На это влияют непредвиденные причины - отказы или аварии в энергосистемах, перебои в топливно-снабжающей системе, нерегулярное поступление топлива, гидроресурсов и т.п.

Известны различные средства, повышающие надёжность энергосистем:

- релейная защита от коротких замыканий,
- автоматическое повторное включение,
- автоматический ввод резерва,
- автоматическое регулирование возбуждения,
- автоматическая частотная разгрузка,
- автоматическое регулирование частоты и мощности,
- автоматическая синхронизация генераторов,
- система автоматического отключения нагрузки и др.

Кроме этого существуют специальные **схемные и режимные мероприятия по повышению надёжности**: неполнофазные режимы, плавка гололеда, дублирование генераторной мощности, увеличение пропускной способности межсистемных связей, трансформаторных подстанций, специальное автоматическое отключение нагрузки при системных авариях, резервирование мощности.

Деление потребителей на категории по надёжности и рекомендации по построению схем способствует обеспечению структурной надёжности энергосистем.

От надёжности электроснабжения зависят промышленность, быт, сельское хозяйство. Зависимость эта настолько сильная, что нарушение надёжности приводит к огромному материальному ущербу имеющему масштабы национального бедствия, свидетелем чему служат аварии в ряде стран.

Например, Нью-Йоркская авария в **ноябре 1965 г.** в США привела к тому, что на территории с населением 30 млн. человек примерно на 13 часов была приостановлена жизнедеятельность, ущерб оценивался приблизительно 100 млн. долларов. Причиной аварии был назван отказ в работе вы-

соковольтной линии электростанции на Ниагаре в штате Нью-Йорк.

Последовавшие за ней десятки подобных аварий завершились аварией **13 июля 1977 года** в Нью-Йорке с еще более тяжелыми последствиями («**Ночь Страха**» в Нью-Йорке). В течение 25 часов была парализована жизнь одного из крупнейших городов мира. 9 млн. жителей оказались без света. Ущерб в пересчёте на цены 2000-х годов составил приблизительно 1 млрд. долларов. Причина аварии – попадание молнии в линию электропередачи.

25 мая 2005 г. в Москве произошла крупная авария энергосети, в результате которой на несколько часов была отключена подача электроэнергии в несколько районов Москвы, Подмосковья, а также Тульской, Калужской и Рязанской областей. Восстановить обеспечение энергией жизненно важных объектов удалось лишь во второй половине дня. Непосредственной причиной аварии, как считают, стало сочетание нескольких факторов, среди которых – износ оборудования, отсутствие резервных мощностей и небывало высокая температура, сохранявшаяся в Москве в течение нескольких дней (свыше 30 °С).

5 ноября 2006 г. пол-Европы осталось без электричества. Эта авария привела к полному отключению электричества в наиболее густонаселенных регионах Германии, Франции и Италии, а также частично – в Испании, Португалии, Нидерландах, Бельгии, Австрии и даже в Марокко (Северная Африка). Ситуацию удалось нормализовать через час-полтора. В течение этого времени около 10 млн. домов оставались без света. Причиной сбоя стало отключение двух высоковольтных линий электропередачи в Германии, после чего фрагменты европейской сети стали рушиться, “как карточный домик”. Чтобы не произошло полного отключения, автоматическая система слежения за состоянием сетей стала одного за другим отключать потребителей.

Теория надёжности энергосистем основывается на вероятностно-статистической природе её поведения. В последнее время, в условиях увеличения числа системных аварий, разрабатываются методы оценки их вероятности, включая каскадное развитие аварий, обусловленное отказами автоматики и коммутационной аппаратуры, возникновением недопустимых режимов работы элементов. Отказ элемента в этих случаях, при обширной зоне действия на другие элементы, вызывает необходимость работы автоматических коммутационных аппаратов, которые тоже могут отказать. Возникает задача составления расчётных схем по надёжности для аварийных режимов энергосистем.

Для применения при анализе надёжности энергосистемы теории вероятности энергосистема должна быть **избыточной** (т.е. иметь дополнительные средства и возможности для выполнения энергосистемой заданных функций). Избыточность энергосистемы выступает в следующих формах:

- 1) резервирование (повышение надёжности дублированием элементов

и функций, предоставление дополнительного времени для выполнения задачи, использование избыточной информации при управлении);

2) совершенствование конструкций и материалов, из которых сделаны элементы энергосистемы, повышение их запасов прочности, долговечности, устойчивости неблагоприятным явлениям внешней и внутренней среды;

3) совершенствование технического обслуживания, оптимизация периодичности и глубины капитальных и профилактических ремонтов, снижение продолжительности аварийных ремонтов;

4) совершенствование систем контроля и управления процессами в электрических системах.

Проблема надёжности управления энергосистем (как и других технических систем) за последние 2-3 десятилетия резко обострилась. Это вызвано следующими причинами:

1) резким увеличением сложности энергосистем, включающих миллионы потребителей, тысячи узлов и элементов;

2) экстремальностью условий эксплуатации многих элементов энергосистем (высокие скорости, ускорения, температуры и давления, вибрация, повышенная радиация и т.д.);

3) повышение требований к качеству работы (эффективность, высокие параметры энергии);

4) увеличение ответственности функций выполняемых энергосистемой, высокой экономической и технической ценой отказа;

5) полной или частичной автоматизацией, широким использованием ПЭВМ для управления, и как следствие, исключением или уменьшением непосредственного контроля человеком работы энергосистемы и ее элементов.

1.2 Основные понятия, термины и определения надёжности электрических систем

Объект – предмет определенного целевого назначения, рассматриваемый с точки зрения анализа надёжности (объектами могут быть системы и их элементы, в частности, сооружения, установки, технические изделия, устройства, машины, аппараты, приборы и их части, агрегаты и отдельные детали).

Элемент – объект, надёжность которого изучается независимо от надёжности составляющих его частей.

Система – совокупность совместно функционирующих элементов, объединенных для выполнения единой задачи.

Для электрической системы основной задачей является производство, передача и распределение электрической энергии. В этом случае **элементы системы** – законченные устройства, способные выполнять локальные

функции в системе. Для электрической системы – это генераторы, трансформаторы, линии и т.п. или генерирующие источники, системообразующие сети, распределительные сети. Любой элемент, в свою очередь, может рассматриваться как система. Например, линия состоит из элементов: изоляторы, опоры, фундаменты, провода, тросы, заземлители и т.п.

Энергетическая система – совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом.

Электроэнергетической (электрической) системой (ЭС) называется совокупность электроустановок электрических станций и электрических сетей энергосистемы и питающихся от неё приемников электрической энергии, объединенных общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

Схема электрических соединений системы электроснабжения – схематическое представление связей между источниками питания и пунктами преобразования, распределения и потребления электрической энергии.

Схема замещения для расчёта надёжности – условное представление схемы электрических соединений, состоящей из элементов с надёжностными характеристиками.

Уровень надёжности определяется относительным значением **недоотпуска** электроэнергии потребителям, **причинами** которого могут быть:

- оперативные ограничения и отключения потребителей диспетчером для ликвидации аварии или ее предупреждения;

- оперативные отключения в электроустановках персоналом для спасения от повреждения оборудования и предупреждения нарушения технологического процесса в условиях резкого снижения качества электрической энергии;

- автоматические аварийные отключения питающих элементов или полное погашение питающих подстанций из-за аварийного нарушения схемы ЭС;

- автоматическое отключение электроприемников и установок потребителей от действия противоаварийной автоматики при аварийных режимах электрической системы или уменьшения частоты или напряжения.

Надёжность электрической системы является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации может включать в отдельности или в определённом сочетании ряд свойств.

1. **Безотказность** – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки.

2. **Долговечность** – свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе

технического обслуживания и ремонта.

3. **Ремонтопригодность** – свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.

4. **Сохраняемость** – свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способности объекта выполнять требуемые функции, в течение и после хранения и (или) транспортирования.

Для электроэнергетических объектов вводятся также следующие понятия:

устойчивоспособность – непрерывное сохранение устойчивости системы в течение некоторого времени;

режимная управляемость – приспособленность к управлению с целью поддержания нормального режима;

живучесть – способность противостоять крупным возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей;

безопасность – способность не создавать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды;

качество – совокупность свойств, определяющих степень пригодности системы и её продукции для использования потребителями по назначению.

Применительно к перечисленным свойствам электрической системы, как объекта изучения надёжности под **показателем надёжности** понимается количественная характеристика одного или нескольких ее свойств.

1.3 Состояния и события при изучении надёжности электрических систем, типы отказов

С точки зрения теории надёжности объект может пребывать в исправном, неисправном, работоспособном и неработоспособном состоянии.

Исправное состояние – состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Неисправное состояние – состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

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

Неработоспособное состояние – состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-

технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния системы (элемента), т.е. перехода её из исправного в неисправное состояние.

Отказы можно разделить:

- по характеру процесса появления – на внезапные и постепенные;
- по связи с другими отказами – на зависимые и независимые;
- по физической картине процесса – на катастрофические и параметрические;
- по степени влияния на работоспособность – на полные и частичные.

Внезапный отказ характеризуется скачкообразным изменением параметров под воздействием многих случайных факторов, связанных с дефектами элементов, с нарушениями режимов и условий работы, с ошибками обслуживающего персонала и т.п. При постепенном изменении одного или нескольких параметров в результате старения узлов и материалов происходит постепенный отказ.

Отказ какого-либо узла относится к независимым отказам, если он не является следствием отказа других узлов.

Отказы типа пробоя изоляции, короткого замыкания относятся к катастрофическим отказам, которые приводят к полному нарушению работоспособности.

Параметрические отказы являются частичными отказами и выражаются в ухудшении качества функционирования изделия.

Различают отказы устойчивые и неустойчивые. При устойчивом отказе для восстановления работоспособности необходимо вмешательство обслуживающего персонала. Неустойчивый отказ самоустраняется или устраняется автоматически.

Кроме того, отказы подразделяются на конструкционные, производственные и эксплуатационные отказы.

Критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

По характеру исполнения и функционирования объекты могут быть восстанавливаемые и невосстанавливаемые.

Восстанавливаемый объект – объект, для которого в рассматриваемой ситуации проведение восстановления работоспособного состояния предусмотрено в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Невосстанавливаемый объект – объект, для которого в рассматриваемой ситуации проведение восстановления работоспособного состояния не предусмотрено в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Следует отметить, что изучение показателей надёжности для невос-

станавливаемых и восстанавливаемых объектов (систем) производится отдельно.

Под **ремонтируемым** будем понимать объект, ремонт которого возможен и предусмотрен нормативно-технической, ремонтной и конструкторской (проектной) документацией.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

2.1 Свойства электрических систем, влияющие на надёжность их работы

К свойствам ЭС, оказывающим влияние на надёжность относят:

- непрерывность и жесткая связь во времени процессов производства, распределения и потребления электрической энергии;
- вероятностный характер формирования энергетических и тепловых нагрузок, определяемых условиями функционирования энергопотребляющих отраслей промышленности и изменением климатических факторов;
- зависимость структуры располагаемых энергоресурсов от складывающейся топливной конъюнктуры, работы транспортных систем, обеспечения гидроресурсами;
- быстрота протекания аварийных процессов;
- решающее влияние степени надёжности электроснабжения на работу всех отраслей хозяйства, социальных структур и условия жизни населения;
- высокие требования к системе управления ЭС;
- ограниченность резервов генерируемой мощности;
- чувствительность ЭС к внезапным отклонениям частоты;
- наличие в сетях 110-330 кВ большого количества выключателей отключающая способность которых не соответствует уровням токов КЗ в ЭС;
- влияние понижения напряжения в распределительных сетях (дефицит реактивной мощности).

2.2 Схемы соединения электрических систем и их надёжность

Схемы соединения ЭС играют важную роль в обеспечении надёжности электроснабжения, как и схемы ее соединения с потребителем электрической энергии. Схемы соединения ЭС с потребителями выполняются в зависимости от категории электроприемников по степени надёжности электроснабжения.

Для электроустановок, работающих круглосуточно, не допускающих перерыва в питании (электроприемники **I категории**), схема электроснабжения должна быть выполнена таким образом, чтобы при выходе любого ее элемента электроснабжение было сохранено. Схема ЭС должна преду-

смагивать снабжение этих объектов от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения **особой группы** электроприемников **I категории** должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания, в качестве которого могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п.

Электроприемники, для которых перерыв электроснабжения приводит к массовому недоотпуску продукции массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей (**II категория**), должны получать питание по схемам, допускающим перерыв электроснабжения на время включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Для остальных потребителей (**III категория**) электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

При проектировании схем электросетей надо использовать простые схемы с повышенными напряжениями. Источники питания следует приближать к центрам нагрузки потребителей, делая глубокие вводы на напряжение 35, 110, 220 кВ.

Выбор варианта с надёжной схемой электрических соединений ЭС решается технико-экономическими расчётами нескольких вариантов по напряжению и схеме соединений.

Надёжность схемы соединения проверяется по следующим условиям:

- обеспечение коэффициента запаса статической устойчивости по нормальному и послеаварийному режиму;
- обеспечение динамической устойчивости;
- ограничение величины тока КЗ;
- обеспечение распределения мощностей в послеаварийных и ремонтных режимах;
- обеспечение правильной работы устройств релейной защиты и систем автоматики;
- возможность дальнейшего развития электрической сети без коренных её изменений.

Наилучшие с точки зрения надёжности - замкнутые схемы электрических сетей, опирающиеся на несколько источников питания. Сети должны быть рассчитаны на поддержание значений напряжения во всех узлах при отключении любой линии сети, это предъявляет повышенное требование к

головным участкам сети.

Замкнутые сети имеют большие токи КЗ, поэтому в нормальном режиме допускается их работа как разомкнутых, но с обеспечением автоматического ввода резервного питания.

2.3 Надёжность работы объединенной электрической системы

Повышение надёжности работы ЭС достигается также их объединением. При этом увеличивается резерв мощности. Для увеличения динамической устойчивости объединенной ЭС при многофазных КЗ желательна двухцепная связь. При однофазном КЗ на линиях связи разрыв ЭС можно предотвратить путем использования быстродействующего однофазного АПВ.

Запас статической устойчивости при одноцепных связях должен быть в каждой ЭС при отсутствии достаточной мощности, этот запас должен обеспечиваться аварийной автоматической разгрузкой.

Асинхронный режим двух ЭС опасен – большие качания величин тока и мощности (I и S) особенно для электростанций вблизи линий связи ЭС с другими энергообъединениями.

Величина тока при колебаниях в асинхронном режиме (тока качания) является функцией реактивности межсистемных связей, влияющей на величину обменного потока.

Когда асинхронный режим нежелателен, при его появлении следует автоматически разрывать линии связи ЭС с другими энергообъединениями.

При увеличении мощности ЭС и количества межсистемных связей растут величины токов КЗ, что понижает надёжность. КЗ становятся опасными для выключателей и аппаратуры, установленной в первые периоды развития ЭС. Снижается динамическая устойчивость.

Для ограничения токов КЗ в ЭС следует проводить следующие мероприятия:

- установить токоограничивающие реакторы;
- секционировать сети;
- частично разземлить нейтрали трансформаторов или заземлить их через сопротивление.

Защиту аппаратуры, выключателей, кабелей на вторичном напряжении подстанций и шин электростанций от токов КЗ производят токоограничивающими реакторами. Их лучше ставить на низком напряжении силового трансформатора.

Если нет реакторов, делают секционирование сети путем установки выключателей с автоматическим повторным включением, оно снижает несимметричные токи КЗ, т.к. повышаются сопротивления всех последовательностей. При этом нарушается электрическая связь между секционированными частями сети, связь сохраняется только через трансформаторы и

сети высшего напряжения.

Недостатки секционирования сети ЭС:

- снижается жесткость системы;
- затрудняются нормальные и утяжеляются послеаварийные режимы;
- усложняются условия регулирования напряжения;
- увеличивается потери мощности и энергии в сети.

Поэтому секционирования сетей избегают и считают временным, вынужденным решением до момента усиления аппаратуры или установки реакторов.

Частичное разземление нейтрали или заземление через сопротивление проводится для уменьшения токов нулевой последовательности и улучшения динамической устойчивости при несимметричном КЗ.

2.4 Устройства управления режимом электрической системы, влияющие на её надёжность

Автоматическое управление ЭС в режиме реального времени происходит с помощью автоматических систем и устройств, поддерживающих параметры режима в допустимых пределах, помогающих избегать аварийных нарушений или ограничивающих развитие аварий. К ним относятся:

- системы автоматического регулирования частоты (АРЧ) и ограничения перетоков активной мощности по межсистемным и внутренним связям ЭС (АРЧМ);
- устройства автоматического регулирования напряжения трансформаторов (РПН);
- устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронных машин с форсировкой возбуждения при аварийных отклонениях напряжения;
- устройства релейной защиты, отключающие поврежденные элементы ЭС и устройства автоматического повторного включения (АПВ), восстанавливающие схему при неустойчивых КЗ;
- устройства автоматического ввода резервного питания (АВР);
- системы и устройства противоаварийной автоматики, предотвращающие нарушение устойчивости, ликвидирующие асинхронные режимы и аварийные отклонения частоты и напряжения;
- устройства, обеспечивающие после устранения аварийных нарушений автоматическое обратное включение потребителей;
- устройства технологической автоматики электростанций и сетей, обеспечивающие устранение опасных для оборудования нарушений технологического процесса или отключающие его для предотвращения повреждений.

2.5 Понятие о структурной и функциональной надёжности электрических систем

Выделение в надёжности ЭС составляющих – структурной и функциональной – позволяет упростить методы ее анализа и точнее наметить мероприятия по изменению ее уровня.

Структурная надёжность обусловлена составом элементов ЭС, их связями, пропускными способностями без учета их функций в системе (особенно важна в проектировании).

Функциональная надёжность основана на анализе режимов, их ограничений, пропускной способности при изменении структуры ЭС (особенно важна в эксплуатации).

Для оценки структурной надёжности используются вероятностные модели, основанные на средних вероятностях состояния элементов (коэффициент готовности, коэффициент вынужденного простоя, поток отказов (частота)).

Допущения:

- отказы элементов независимы, исключаются отказы от общих факторов (ураган, гололед);
- время безотказной работы значительно больше времени восстановления.

2.6 Показатели качества энергии, влияющие на надёжность

Существенное влияние на надёжность оказывает снижение показателей качества электроэнергии:

– понижение напряжения в распределительных сетях из-за местных дефицитов реактивной мощности приводит к уменьшению пропускной способности сети, когда она ограничена предельными токовыми нагрузками;

– уменьшение напряжения в основных сетях, пропускная способность которых определяется условиями устойчивости, приводит к уменьшению пределов передаваемой мощности по электрическим связям;

– при работе с пониженной частотой из-за общего дефицита мощности в ЭС «резерв по частоте» уменьшается по мере ее приближении к аварийному значению. Здесь работа автоматической частотной разгрузки (АЧР) может быть вызвана небольшими дефицитами мощности (аварии, утяжеление условий работы);

– требования к надёжности электроснабжения устанавливаются ПУЭ в соответствии с категорией приемников, определяемой степенью их ответственности с учётом резервирования;

– количественными показателями, характеризующими уровень надёжности электроснабжения потребителей и узлов нагрузки, могут быть средние и максимальные значения частоты и продолжительность перерыва электроснабжения.

2.7 Трудности обеспечения надёжности электрической системы и её живучести

Причины:

- увеличение количества взаимосвязанных объектов и размеров территории их размещения;
- рост мощности электростанций;
- повышение единичной мощности агрегатов (опасно с точки зрения устойчивости);
- ввод АЭС;
- переход к более высоким ступеням напряжения системообразующей сети;
- усложнение схемы основной сети и ее режимов;
- увеличение максимальной мощности, передаваемой по межсистемным ЛЭП;
- увеличение обменной мощности и повышением энергетической взаимосвязи параллельных энергосистем;
- усложнение управляемости энергообъектов, ЭС и энергообъединений;
- увеличение «связности» отдельных элементов ЭС, их влияние при аварии друг на друга;
- усложнение характера и длительности электромеханических процессов.

2.8 Нормативные материалы по надёжному управлению электрическими системами

На управление ЭС влияет надёжность оборудования, аппаратуры, средств автоматизации и управления. При заданных показателях надёжности оборудования, качественное управление надёжностью объединенной энергосистемы (ОЭС) включает:

- обеспечение резерва мощности и пропускной способности электрических сетей;
- реализацию требований к надёжности схем присоединения электростанций, схем питания узлов нагрузки основных и распределительных сетей, главных схем электрических соединений, схем собственных нужд электростанций и подстанций.

Для обеспечения надёжности управления ЭС **необходимо определе-**

ние:

- объема оснащения всей системы электроснабжения средствами релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики;
- принципов организации эксплуатации электростанций и электрических сетей;
- структуры оперативно-диспетчерского управления;
- состава работ по оснащению ЭС и энергообъектов средствами оперативного и автоматического управления;
- порядка разработки и внедрения режимов ОЭС;
- системы обучения эксплуатирующего и оперативного персонала методом предотвращения аварий.

В ряде действующих отраслевых директивных документов имеются основные **нормативные требования** и **методические указания** по обеспечению надёжности при проектировании, эксплуатации ЭС и оперативному управлению. К этим документам относятся:

- 1) правила устройства электроустановок (ПУЭ);
- 2) технические кодексы установившейся практики (ТКП);
- 3) стандарты ГПО «Белэнерго» (СТП) по проектированию энергосистем и энергообъектов;
- 4) правила технической эксплуатации (ПТЭ) электростанций и сетей;
- 5) руководящие указания по устойчивости ЭС;

ПУЭ определяют общие требования к системе электроснабжения, а также требования электроприемников к надёжности электроснабжения, которые разделяют на три категории. ПУЭ дают общие, принципиальные рекомендации по надёжности электроснабжения потребителей. Эти требования детализируются, уточняются, конкретизируются в ведомственных нормативных документах.

Основным документом по проектированию электрических сетей сельскохозяйственного назначения является технический кодекс установившейся практики «Нормы проектирования электрических сетей внешнего электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения» (ТКП 385-2012).

В нормативных документах по эксплуатации объектов электроэнергетики изложены основные организационные и технические требования, обеспечивающие требуемый уровень надёжности в сочетании с высоким качеством поставляемой электроэнергии, экономичностью работы системы электроснабжения, с безусловным выполнением правил техники безопасности и защиты окружающей среды.

Основным документом, определяющим порядок обслуживания систем электроснабжения, являются ПТЭ электростанций и сетей. На основе ПТЭ составляются отраслевые директивные руководства и инструктивные материалы: противоаварийные и эксплуатационные циркуляры; типовые инструкции по эксплуатации; руководящие указания, нормы и правила.

2.9 Системная автоматика как средство управления электрическими системами и обеспечения надёжности

Быстрое протекание электрических процессов при повреждениях в ЭС требует **автоматических устройств**, обеспечивающих быстрое восстановление электроснабжения и локализацию поврежденного участка, оборудования.

К системам автоматики относятся:

- релейная защита;
- АПВ;
- АВР;
- АРВ генераторов;
- автоматическая синхронизация генераторов;
- автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
- автоматическое регулирование частоты (АРЧ).

При эксплуатации ЭС надо считаться с возможностью возникновения в ней повреждения и аварийных режимов работы.

Наиболее частые повреждения – короткие замыкания, их последствия:

- большие понижения напряжения в значительной части ЭС, приводящие к нарушению работы потребителей;
- разрушение электрической дугой элементов систем электроснабжения;
- нарушение статической и динамической устойчивости ЭС, при этом парализуется нормальная работа ЭС.

Время отключения при КЗ поврежденного элемента ЭС – доли секунды. Срабатывают реле, выключатели – релейная защита. Отключаемым элементом ЭС при КЗ часто является воздушная линия (ВЛ).

При АПВ воздушных линий удастся в **60-90%** случаях аварийных отключений сохранить питание потребителей. АПВ выполняются как однократные, двухкратные и многократные. Их эффективность сохранения питания нагрузки воздушных линий: второго включения - 15%, третьего 1,5-3%.

На шинах подстанций с помощью АПВ удастся в 70% при повреждениях шин сохранять подачу электроэнергии.

3 ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЕ

Показателями надёжности называют количественные характеристики одного или нескольких свойств электрической системы (ЭС), составляющих ее надёжность.

Значения этих показателей получают по результатам испытаний или эксплуатации.

По восстанавливаемости элементов ЭС показатели надёжности подразделяют на показатели для восстанавливаемых изделий и показатели для невосстанавливаемых изделий. Применяются также комплексные показатели. Надёжность элементов электрической системы можно оценивать, используя часть показателей надёжности, либо все показатели.

3.1 Показатели надёжности невосстанавливаемых элементов ЭС

1. Вероятность безотказной работы $P(t)$ – вероятность того, что в заданном интервале времени в системе или элементе не произойдет отказ.

Статистическая оценка $P(t)$

$$P^*(t) = \frac{N_0 - n(t)}{N_0}, \quad (3.1)$$

где N_0 – первоначальное количество элементов для испытания или эксплуатируемых;

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

2. Вероятность отказа $Q(t)$ – вероятность того, что в заданном интервале времени произойдет хотя бы один отказ.

Статистическая оценка $Q(t)$:

$$Q^*(t) = \frac{n(t)}{N_0}. \quad (3.2)$$

Безотказная работа и отказ – несовместные и противоположные события. Таким образом, всегда имеет место соотношение

$$P(t) + Q(t) = 1. \quad (3.3)$$

Интегральная функция распределения вероятностей отказа:

$$F(t) = P(t_{отк} \leq t) = \frac{n(t_{отк} \leq t)}{N_0(t=0)} = \begin{cases} 0, & t = 0 \\ 1, & t = \infty \end{cases}. \quad (3.4)$$

Эта функция численно равна доле начального количества объектов $N_0(t=0)$, отказавших до произвольного, но фиксированного момента времени t , что составляет $n(t_{отк} \leq t)$ объектов.

Интегральная функция распределения вероятностей безотказной работы:

$$R(t) = P(t_{отк} > t) = \frac{n(t_{отк} > t)}{N_0(t=0)} = \begin{cases} 0, & t = \infty \\ 1, & t = 0 \end{cases}. \quad (3.5)$$

Таким образом, интегральная функция распределения вероятностей безотказной работы $R(t)$ численно равна доле начального количества объектов $N_0(t=0)$, не отказавших до произвольного, но фиксированного момента времени t , это $n(t_{отк} > t)$ объектов.

Графически имеем для i -го объекта (элемента)

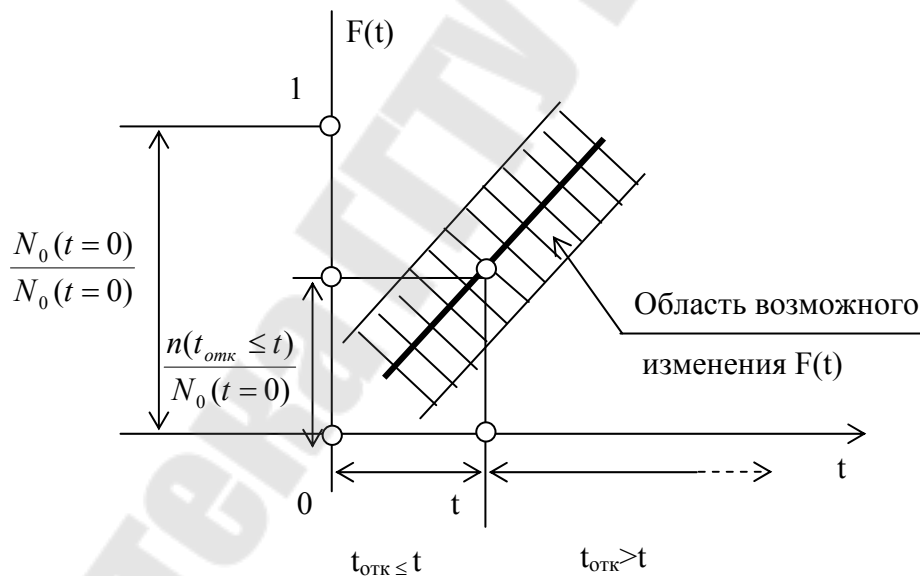


Рисунок 3.1 Зависимость распределения вероятностей отказа объекта в функции времени

На рисунке 3.2 представлена графическая зависимость интегральной функции распределения вероятностей безотказной работы.

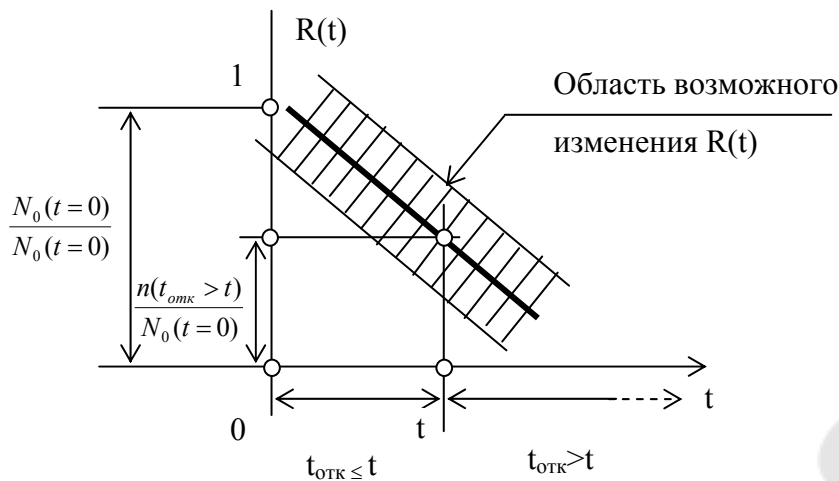


Рисунок 3.2 Зависимость распределения вероятностей безотказной работы объекта в функции времени

Из приведенных формул (3.4) и (3.5) и рис.3.1 и 3.2 видно, что

$$n(t_{отк} > t) = N(t=0) - n(t_{отк} \leq t); \quad n(t_{отк} \leq t) = N(t=0) - n(t_{отк} > t))$$

Следовательно:

$$R(t) + F(t) = \frac{n(t_{отк} > t)}{N_0(t=0)} + \frac{n(t_{отк} \leq t)}{N_0(t=0)} = \frac{N_0(t=0)}{N_0(t=0)} = 1. \quad (3.6)$$

Для произвольного момента времени $0 \leq t \leq \infty$, таким образом, вероятность безотказной работы объекта в течение времени t и вероятность его отказа до момента t образуют полную группу несовместных событий

$$R(t) + F(t) = 1, \quad R(t) = 1 - F(t), \quad F(t) = 1 - R(t) \quad (3.7)$$

3. **Частота отказов $a(t)$** – производная от вероятности отказа, означающая вероятность того, что отказ элемента произойдет за единицу времени Δt .

Количественный показатель надёжности $a(t)$ является дифференциальной функцией распределения вероятностей отказа, численно равной среднему числу отказов в единицу времени на один объект из начального количества объектов $N_0(t=0)$ или доле начального количества объектов $N_0(t=0)$, отказавших после произвольного, но фиксированного момента времени t в течение выбранного промежутка времени Δt .

$$a(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = -\frac{dP(t)}{dt}. \quad (3.8)$$

Для определения величины $a(t)$ используется следующая статистическая оценка:

$$a^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_0 \cdot \Delta t}, \quad (3.9)$$

где N_0 – общее количество элементов взятых для испытания или эксплуатируемых;

$n(\Delta t)$ – число отказавших элементов в интервале времени от (t) до $(t+\Delta t)$;

Δt – интервал времени.

Точность статистической оценки (3.9) возрастает с увеличением первоначального числа наблюдаемых элементов и уменьшением временного интервала Δt .

Частота отказов, вероятность безотказной работы и вероятность появления отказа связаны следующими зависимостями:

$$P(t) = \int_t^{\infty} a(x) dx; \quad Q(t) = \int_0^t a(x) dx; \quad P(t) = 1 - \int_0^t a(x) dx. \quad (3.10)$$

4. **Интенсивность отказов $\lambda(t)$** представляет собой вероятность отказа невосстанавливаемого изделия в единицу времени после данного момента времени при условии, что отказ до этого момента не возник. Численно она равна среднему числу отказов в единицу времени на один объект из количества объектов $n(t_{отк} > t)$ не отказавших до произвольного, но фиксированного времени t .

$$\lambda(t) = \frac{n(t < t_{отк} \leq t + \Delta t)}{n(t_{отк} > t) \cdot \Delta t} \text{ (ед. } \text{вр}^{-1}\text{)} \quad (3.11)$$

В литературе также встречается следующее определение: интенсивность отказов – это **условная плотность вероятности возникновения отказа**, определяемая для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента отказ не возник. Интенсивность отказов связана с частотой отказов и вероятностью безотказной работы:

$$\lambda(t) = \frac{a(t)}{P(t)}, \quad (3.12)$$

где $P(t)$ – вероятность безотказной работы элемента ЭС;

$a(t)$ – частота отказов элемента ЭС.

Т.к. $P(t) \leq 1$, то всегда выполняется соотношение $\lambda(t) \geq a(t)$. Для высоконадёжных систем при $P(t) \geq 0.99$ можно принимать $a(t) \approx \lambda(t)$.

Статистически интенсивность отказов $\lambda(t)$ – отношение числа отказавших элементов ЭС за некоторый промежуток времени к числу работоспособных элементов в начале этого промежутка.

$$\lambda^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N(t) \cdot \Delta t} \quad (3.13)$$

где Δt – интервал времени;

$n(\Delta t)$ – число элементов отказавших в интервале Δt ;

$N(t)$ – число элементов, исправно работающих к началу промежутка времени.

Следует подчеркнуть разницу между величинами $a(t)$ и $\lambda(t)$: первый показатель $a(t)$ характеризует вероятность отказа за интервал времени $(t; t + \Delta t)$, элемента, взятого произвольным образом из группы элементов, причём неизвестно в каком состоянии (работоспособном или неработоспособном) находится выбранный элемент. Второй показатель $\lambda(t)$ характеризует вероятность отказа за интервал $(t; t + \Delta t)$ элемента, взятого из группы элементов, которые остались работоспособными моменту времени t .

График зависимости интенсивности отказов от времени $\lambda(t)$ (рис. 3.3) называется характеристикой жизни объекта.

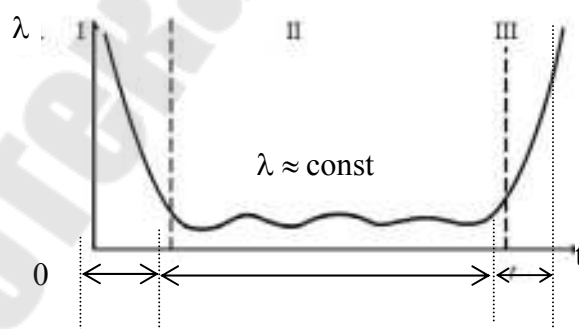


Рисунок 3.3 – Зависимость интенсивности отказов объекта от времени

На характеристике выделяется три периода.

Первый период – приработочные отказы. Отказы в этот период происходят при несоответствии параметров элементов условиям функционирования – нагрузке, напряжению. В этот период в основном выявляются дефекты проектирования, сооружения, монтажа. По мере их устранения ин-

тенсивность отказов снижается. В периоде 1 $\lambda(t)$ описывается распределением Вейбулла или гамма-распределением.

Второй период – период нормальной работы элемента. На элемент действуют случайные факторы и отказы происходят в основном за счёт превышения воздействующими факторами расчётных значений. В этот период функция $\lambda(t)$ не зависит от времени и описывается экспоненциальным распределением.

Третий период – старение элемента. Вследствие износа, усталости, т.е. изменения внутренней структуры элемента в результате необратимых физико-химических процессов, число отказов увеличивается даже при нормальной эксплуатации. Условия, в которых работает элемент (агрессивная среда, повышенная влажность, механические и электрические воздействия), могут ускорить процесс старения. Долговечность работы элементов можно увеличить (т.е. отдалить третий период) за счёт мер по защите от воздействий окружающей среды, охлаждения, организации системы обслуживания.

Если $\lambda = \text{const}$, то имеем экспоненциальное распределение (наиболее часто используемое в энергетике для периода нормальной работы элементов ЭС):

$$P(t) = e^{-\lambda t}; \quad (3.14)$$

$$a(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t}; \quad (3.15)$$

$$T_{cp} = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda}. \quad (3.16)$$

Таким образом, выражения (3.14)-(3.16) справедливы для периода нормальной работы элементов.

Для электрических сетей и ЛЭП формулы (3.14)-(3.16) справедливы после 2-3 лет, эксплуатации, но, учитывая, что срок службы ЛЭП 50-60 лет, можно считать, что эти выражения применяются для оценки надёжности ЛЭП и электрических сетей.

5. Среднее время безотказной работы или средняя наработка до отказа T – математическое ожидание наработки объекта до первого отказа:

$$T = \int_0^{\infty} P(t) dt. \quad (3.17)$$

Статистическая оценка средней наработки до отказа определяется из выражения:

$$T^* = \frac{\sum_{i=1}^{N_0} t_i}{N_0}, \quad (3.18)$$

где t_i – время безотказной работы i -го элемента ЭС;
 N_0 – общее число элементов взятых для испытания.

Для экспоненциального закона распределения времени безотказной работы имеем:

$$T = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt,$$

При $\lambda = \text{const}$ получим:

$$T = \frac{1}{\lambda}. \quad (3.19)$$

3.2 Показатели надёжности восстанавливаемых элементов ЭС

Для оценки надёжности восстанавливаемых, т.е. ремонтпригодных элементов (объектов, систем), используются следующие показатели надёжности.

1. **Вероятность восстановления $S(t)$** – вероятность того, что отказавший элемент будет восстановлен в течение заданного времени t , т.е. вероятность своевременного завершения ремонта.

Очевидно, что $0 \leq S(t) \leq 1$, $S(0) = 0$, $S(\infty) = 1$.

Для определения величины $S(t)$ используется следующая статистическая оценка:

$$S^*(t) = \frac{N_B}{N_{0B}}, \quad (3.20)$$

где N_{0B} – число изделий, поставленных на восстановление;

N_B – число изделий, время восстановления которых было меньше заданного времени t .

2. **Вероятность невозможности (несвоевременного завершения ремонта) $G(t)$** – вероятность того, что отказавший элемент не будет восстановлен в течение заданного времени t .

Статистическая оценка величины $G(t)$:

$$G^*(t) = \frac{N_{0B} - N_B}{N_{0B}}, \quad (3.21)$$

Из анализа выражений (3.20) и (3.21) следует, что всегда:

$$S(t) + G(t) = 1. \quad (3.22)$$

3. **Частота восстановления $a_B(t)$** – производная от вероятности восстановления:

$$a_B(t) = \frac{dS(t)}{dt} = -\frac{dG(t)}{dt}. \quad (3.23)$$

Статистическая оценка величины $a_B(t)$:

$$a_B^*(t) = \frac{n_B(\Delta t)}{N_{0B} \cdot \Delta t}, \quad (3.24)$$

где N_{0B} – число элементов, поставленных на восстановление;

$n_B(\Delta t)$ – число восстановленных элементов на интервале времени от t до $t + \Delta t$.

4. **Интенсивность восстановления $\mu(t)$** – условная вероятность восстановления после момента t за единицу времени Δt при условии, что до момента t восстановления элемента не произошло:

$$\mu(t) = \frac{a_B(t)}{1 - S(t)} = \frac{a_B(t)}{G(t)}, \quad (3.25)$$

Статистическая оценка величины $\mu(t)$:

$$\mu^*(t) = \frac{n_B(\Delta t)}{N_{B.c.p.} \cdot \Delta t}, \quad (3.26)$$

где $N_{B.c.p.}$ – среднее число изделий, которые не были восстановлены в интервале времени $(0, t)$;

$n_B(\Delta t)$ – число восстановленных изделий за интервал Δt .

В отличие от процесса отказов, развивающихся во времени естественным образом, процесс восстановления является целиком искусственным и полностью определяется организационно-технической деятельностью экс-

плуатационно-ремонтного персонала. Поэтому кривая интенсивности восстановления, аналогичная кривой интенсивности отказов отсутствует. Так как существуют нормативы времени на проведение ремонтных работ, то $\mu(t) = \mu = \text{const}$ и численные значения интенсивности восстановления сведены в справочные таблицы по видам оборудования и ремонтов. При постоянстве во времени величины μ получаем экспоненциальное распределение для времени восстановления:

$$S(t) = 1 - e^{-\mu \cdot t}, \quad G(t) = e^{-\mu \cdot t}. \quad (3.27)$$

5. **Среднее время восстановления T_B** представляет собой математическое ожидание времени восстановления и численно соответствует площади под кривой вероятности невозможности восстановления, это среднее время вынужденного простоя, необходимое для отыскания и устранения одного отказа:

$$T_B = \int_0^{\infty} G(t) dt; \quad (3.28)$$

Статистическая оценка времени восстановления находится из выражения:

$$T_B^* = \frac{\sum_{i=1}^{N_{0B}} t_{gi}}{N_{0B}}; \quad (3.29)$$

где t_{gi} – время восстановления i -го элемента;

N_{0B} – количество изделий, поставленных на восстановление.

Время восстановления, как правило, подчиняется не экспоненциальному закону – чаще это нормальное распределение, распределение Вейбулла или Пуассона. Анализ систем с неэкспоненциальным распределением чрезвычайно сложен и практически его расчётная формула не поддается формализации.

В то же время замена реального закона распределения экспоненциальным с тем же математическим ожиданием мало искажает конечные результаты. Поэтому во многих случаях эта замена обоснована. При этом:

$$a_B(t) = \mu \cdot e^{-\mu \cdot t}, \quad (3.30)$$

где $a_B(t)$ – частота восстановления;

μ – интенсивность восстановления, $\mu(t) = \mu = \text{const}$.

Вероятность восстановления:

$$S(t) = 1 - e^{-\mu \cdot t}. \quad (3.31)$$

Среднее время восстановления, когда $\mu = \text{const}$, аналогично формуле (3.19) имеем:

$$T_B = \frac{1}{\mu}. \quad (3.32)$$

6. **Параметр потока отказов $\omega(t)$** – отношение математического ожидания количества отказов элементов, происшедших за определённый интервал времени, к длине этого интервала, при условии, что отказавшие элементы заменяются новыми, т.е. число испытываемых элементов сохраняется в процессе эксплуатации неизменным.

Статистически параметр потока отказов определяется по формуле:

$$\omega^*(t) = \frac{\Delta n(t, t + \Delta t)}{N_0 \cdot \Delta t} = \frac{n_1(\Delta t)}{N_0 \cdot \Delta t}, \quad (3.33)$$

где $\Delta n(t, t + \Delta t)$, $n_1(\Delta t)$ – количество элементов, отказавших за интервал времени Δt при условии, что отказавшее изделие немедленно заменяется новым;

N_0 – число элементов на испытании, при условии замены отказавших элементов.

Функционирование восстанавливаемого объекта за длительный период времени может быть представлено потоком отказов и восстановлений. Потоки отказов обладают рядом свойств. Поток называется **ординарным**, если вероятность появления двух и более отказов в один и тот же момент времени настолько мала, что практически такое совмещение является невозможным. Поток отказов является **стационарным**, если вероятность появления k отказов на отрезке времени $(t, t + \Delta t)$ зависит только от длины участка Δt . Поток отказов называется потоком **без последствия**, если на любых неперекрывающихся интервалах времени число событий, появляющихся в одном из них, не зависит от числа событий, появляющихся в других. Ординарные потоки без последствия называются **пуассоновскими**. Эти потоки могут быть как стационарными, так и нестационарными. Стационарный пуассоновский поток является **простейшим**.

Энергетические объекты в целом следует считать восстанавливаемыми, хотя могут иметь место случаи, когда отдельные элементы или части объектов на некотором временном интервале можно или необходимо рассматривать как невосстанавливаемые. Реальные потоки отказов энергетических объектов, как правило, обладают свойствами ординарности и отсутствия последействия, т. е. являются пуассоновскими. Более того, для большинства из них потоки отказов оказываются и стационарными, т. е. простейшими.

Таким образом $\omega(t)$ – последовательность отказов элемента во времени, характеризуемая параметром потока отказов – ω , который является аналогом λ .

При простейшем потоке отказов параметр потока отказов и интенсивность отказов не зависят от времени и равны между собой:

$$\omega(t) = \lambda(t) = \omega = \lambda = const,$$

а среднее время наработки на отказ:

$$T = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\omega \text{ (год}^{-1}\text{)}} = \frac{8760}{\omega \text{ (час}^{-1}\text{)}}. \quad (3.34)$$

3.3 Комплексные показатели надёжности восстанавливаемых элементов электрических систем

Для восстанавливаемой системы наряду с показателями, характеризующими ее отдельные состояния, вводятся комплексные показатели, характеризующие восстанавливаемый объект с двух и более сторон.

1. Математическое ожидание длительности цикла работы объекта:

$$T_{\text{цикла}} = T + T_{\text{в}} \quad (3.35)$$

где T – среднее время наработки до отказа объекта (элемента);

$T_{\text{в}}$ – среднее время восстановления объекта (элемента).

2. Частота появления отказов объекта

$$f = \frac{1}{T_{\text{цикла}}}. \quad (3.36)$$

3. **Коэффициент готовности K_{Γ}** – вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение его по назначению не предусмотрено (плановые профилактические мероприятия)

$$K_{\Gamma} = \frac{T}{T_{\text{цикла}}} = \frac{T}{T + T_B} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (3.37)$$

Коэффициент готовности имеет смысл надёжного коэффициента полезного действия, т.к. числитель представляет полезную составляющую, а знаменатель – общие затраты времени.

Коэффициент K_{Γ} оценивает эксплуатационные качества объекта и квалификацию обслуживающего персонала, характеризует готовность объекта (элемента) к работе. Его недостатком является то, что по нему нельзя судить о времени непрерывной работы объекта без отказов.

Статистическая оценка коэффициента K_{Γ} :

$$K_{\Gamma}^* = \frac{\sum_{i=1}^m t_i}{\sum_{i=1}^m t_i + \sum_{i=1}^m t_{\text{vi}}}, \quad (3.38)$$

где t_i – время безотказной работы объекта (элемента) ЭС;

t_{vi} – время восстановления элемента ЭС;

m – число отказов объекта (элемента) ЭС.

4. **Коэффициент неготовности (вынужденного простоя) K_H** – вероятность того, что в произвольный момент времени объект окажется в неработоспособном состоянии

$$K_H = \frac{T_B}{T_{\text{цикла}}} = \frac{T_B}{T + T_B} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}. \quad (3.39)$$

Статистическая оценка K_H :

$$K_H^* = \frac{\sum_{i=1}^m t_{\text{vi}}}{\sum_{i=1}^m t_{\text{vi}} + \sum_{i=1}^m t_i}. \quad (3.40)$$

Очевидно, что всегда имеет место равенство:

$$K_{\Gamma} + K_H = 1 \quad (3.41)$$

5. **Вероятности работоспособного состояния объекта и состояния восстановления** для переменного процесса восстановления с экспоненциальным распределением длительности состояний определяются из выражений:

$$P_p(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}; \quad (3.42)$$

$$P_v(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}; \quad (3.43)$$

где $P_p(t)$ – вероятность работоспособного состояния объекта (элемента),

$P_v(t)$ – вероятность состояния восстановления объекта,

μ – интенсивность восстановления объекта,

λ – интенсивность отказов объекта.

Коэффициенты готовности и неготовности можно рассматривать как предел $P_p(t)$ и $P_v(t)$ при $t \rightarrow \infty$.

Отсюда следует:

$$K_{\Gamma} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{1}{1 + \lambda/\mu}; \quad (3.44)$$

$$K_{\text{Н}} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{(\lambda/\mu)}{(1 + \lambda/\mu)}. \quad (3.45)$$

6. **Коэффициент оперативной готовности $K_{\text{ОГ}}(t, \tau)$** – вероятность того, что объект (элемент) окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени t и, начиная с этого момента времени, безотказно проработает в течение заданного интервала времени τ ($t, t + \tau$).

Вероятность нахождения объекта в работоспособном состоянии в произвольный момент времени характеризуется коэффициентом готовности, а работоспособность в течение заданного интервала времени – вероятностью безотказной работы. Следовательно

$$K_{\text{ОГ}}(t, \tau) = K_{\Gamma}(t) \cdot P(\tau) \quad (3.46)$$

Входящие в выражение (3.46) сомножители определяются по ранее приведенным формулам.

Для определения величины $K_{\text{ОГ}}$ используется статистическая оценка

$$K_{ог}^* = \frac{N_t(\tau)}{N_0}, \quad (3.47)$$

где $N_t(\tau)$ – число элементов, исправных в момент времени t и безотказно проработавших в течение времени τ ;

N_0 – первоначальное число наблюдаемых элементов в момент времени $t = 0$.

Коэффициент оперативной готовности позволяет количественно оценить надёжность объекта в аварийных условиях, то есть до окончания выполнения какой-то эпизодической функции.

7. **Коэффициент технического использования $K_{ти}$** характеризует те же свойства, что и коэффициент готовности, но учитывает дополнительно предупредительные ремонты и представляет собой отношение математического ожидания времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к сумме математических ожиданий времени пребывания объекта в работоспособном состоянии, времени простоев, обусловленном техническим обслуживанием, и времени ремонтов за тот же период эксплуатации:

$$K_{ти} = \frac{T}{T + T_B + T_O}, \quad (3.48)$$

где T_O – среднее время обслуживания, то есть среднее время нахождения элемента в отключенном состоянии для производства планово-предупредительных ремонтов (профилактики).

4 СТРУКТУРНАЯ НАДЁЖНОСТЬ РАБОТЫ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЭС

Тема посвящена оценке надёжности технических систем при заданных показателях надёжности элементов в зависимости от способа их соединения. Техническая система рассматривается как некая абстрактная структура вне зависимости от ее физической природы, но обладающая общими закономерностями: структура имеет вход и выход; показатели надёжности структуры определяются на выходе; элементы находятся только в двух состояниях – работоспособном и неработоспособном; отказы элементов рассматриваются как независимые события; потоки отказов и восстановления элементов есть простейшие потоки событий; пропускная способность элементов не ограничена.

Для анализа надёжности распределительные сети представляются в виде структурной схемы или блок-схемы, в которой реальные связи заменяются условными с учетом влияния каждого элемента на надёжность сети в целом. Соединение блоков в схеме может быть последовательным и параллельным. Наличие последовательных и параллельных связей в различных сочетаниях определяет многообразие блок-схем, применяемых при расчёте надёжности электроснабжения. Для расчёта надёжности распределительных электрических сетей применяются численные показатели надёжности ее отдельных элементов, принимаемые из справочной литературы.

4.1 Надёжность структур с последовательным соединением элементов

Последовательным соединением называется такая структура, отказ которой наступает при выходе из строя хотя бы одного элемента, т. е. последовательная структура работоспособна, если все ее элементы работоспособны.

Пусть событие X_i означает, что i -й элемент последовательной структуры работоспособен, а \bar{X}_i – обратное событие. Тогда структура, состоящая из n последовательно соединенных элементов, работоспособна, если X_1, X_2, \dots, X_n работоспособны.

Показатели надёжности цепи, состоящей из n последовательно соединенных элементов определяются по выражениям:

1. Поскольку события X_i являются независимыми, по закону произведения вероятностей, вероятность безотказной работы последовательной цепи

$$P_{Ц}(t) = P_1(t) \cdot P_2(t) \cdot \dots \cdot P_n(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t) \quad (4.1)$$

2. Вероятность отказа последовательной цепи

$$Q_{Ц}(t) = 1 - P_{Ц}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n P_i(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - Q_i(t)) \quad (4.2)$$

3. Параметр потока отказов цепи:

$$\omega_{Ц} = \sum_{i=1}^n \omega_i. \quad (4.3)$$

4. Среднее время наработки цепи до отказа с учётом (3.34)

$$T_{Ц} = \frac{1}{\omega_{Ц}}. \quad (4.4)$$

5. Среднее время восстановления цепи:

$$T_{ВЦ} = \frac{1}{\omega_{Ц}} \sum_{i=1}^n \omega_i T_{Вi} \quad (4.5)$$

Учёт преднамеренных отключений

Если преднамеренные отключения считать независимыми событиями, то частота преднамеренных отключений, как и частота отказов, соответствует сумме частот преднамеренных отключений

$$\omega_{ПС} = \sum_{i=1}^n \omega_{Pi}, \quad (4.6)$$

при среднем времени обслуживания (преднамеренного отключения)

$$T_{ПС} = \frac{\sum_{i=1}^n \omega_{Pi} T_{Pi}}{\omega_{ПС}}, \quad (4.7)$$

где $\omega_{\Pi i}$, $T_{\Pi i}$ – показатели преднамеренных отключений i -го элемента.

Однако при ремонте электрооборудования обычно отключаются несколько взаимосвязанных элементов (например, ЛЭП и понизительная подстанция, питающаяся по данной линии, трансформатор и шины распределительного устройства). Это означает, что суммарная частота преднамеренных отключений цепочки меньше суммы частот отключений отдельных элементов.

Один из элементов цепочки, который чаще отключается, назовём базовым, а относительную частоту преднамеренных отключений остальных элементов по отношению к базовому – коэффициентом совпадения. Статистически

$$g_{i/\delta} = \frac{m_{i/\delta}(t)}{M_i(t)}, \quad (4.8)$$

где $m_{i/\delta}(t)$ – число преднамеренных отключений i -го элемента, произведенных совместно с преднамеренными отключениями базового элемента за период t ;

$M_i(t)$ – общее число преднамеренных отключений i -го элемента.

С учётом коэффициента совпадения формулы для определения показателей преднамеренных отключений цепочки последовательных элементов принимают вид:

для частоты преднамеренных отключений

$$\omega_{\Pi C} = \omega_{\Pi \delta} + \sum_{i=1, i \neq \delta}^n \omega_{\Pi i} \cdot (1 - g_{i/\delta}), \quad (4.9)$$

среднего времени преднамеренных отключений

$$T_{\Pi C} = (\omega_{\Pi C})^{-1} \cdot [\omega_{\Pi \delta} \cdot T_{\Pi \delta} + \omega_{\Pi(\max)} \cdot (T_{\Pi(\max)} - T_{\Pi \delta}) + \sum_{i=1, i \neq \delta}^n \omega_{\Pi i} \cdot T_{\Pi i} \cdot (1 - g_{i/\delta})], \quad (4.10)$$

где $\omega_{\Pi \delta}$, $T_{\Pi \delta}$ – частота преднамеренных отключений и среднее время преднамеренного отключения базового элемента;

$\omega_{\Pi(\max)}$, $T_{\Pi(\max)}$ – то же для элемента цепочки, у которого максимальное время обслуживания;

n – число элементов в цепочке.

Формулами (4.9) и (4.10) пользуются, когда система не эквивалентиро-

вана. После эквивалентирования элементов преднамеренные отключения считаются независимыми событиями и применяются формулы (4.6), (4.7).

4.2 Надёжность структур с параллельным соединением элементов

Параллельным соединением называется структура, отказ которой наступает при отказе всех элементов, входящих в структуру.

Параллельную структуру называют еще избыточной или резервированной структурой, поскольку она содержит элементов больше, чем это необходимо для ее нормального функционирования. При отказе одного или нескольких элементов функция структуры выполняется оставшимися в работе элементами.

Отказ параллельной структуры предполагает, что все m элементов находятся в состоянии простоя, т. е.

1. Вероятность отказа параллельной цепи

$$Q_{Ц}(t) = Q_1(t) \cdot Q_2(t) \cdot \dots \cdot Q_n(t) = \prod_{j=1}^n Q_j(t) \quad (4.11)$$

2. Вероятность безотказной работы параллельной цепи

$$P_{Ц}(t) = 1 - Q_{Ц}(t) = 1 - \prod_{j=1}^n Q_j(t) = 1 - \prod_{j=1}^n (1 - P_j(t)) \quad (4.12)$$

Т.к. для элемента всегда $Q_j(t) \leq 1$, то $Q_{Ц}(t) \leq Q_j(t)$, $P_{Ц}(t) \geq P_j(t)$.

Далее приведены формулы для определения показателей надёжности параллельной цепи, полученные для высоконадёжных структур, т.е. таких, для которых соблюдается условие

$$T_{(\min)} = \omega_{(\max)}^{-1} \gg T_{B(\max)}. \quad (4.13)$$

Для m параллельно соединённых элементов

$$\omega_{Ц}^{(m)} = \left(\prod_{j=1}^m \omega_j \cdot T_{Bj} \right) \cdot \left(\sum_{j=1}^m T_{Bj}^{-1} \right). \quad (4.14)$$

$$T_{ВЦ}^{(m)} = \left(\sum_{j=1}^m T_{Bj}^{-1} \right)^{-1}. \quad (4.15)$$

Для структуры, состоящей из двух параллельно соединенных элементов 1 и 2, параметр потока отказов

$$\omega_{Ц}^{(2)} = \omega_1 \cdot \omega_2 \cdot (T_{B1} + T_{B2}) \quad (4.16)$$

или

$$\omega_{Ц}^{(2)} = \omega_1 \cdot \omega_2 \cdot (T_{B1} + T_{B2}) \cdot 8760^{-1}, \quad (4.17)$$

среднее время восстановления

$$T_{BC}^{(2)} = T_{B1} \cdot T_{B2} \cdot (T_{B1} + T_{B2})^{-1} \quad (4.18)$$

4.3 Надёжность структур со смешанным соединением элементов

Структуры представляют собой сочетание последовательно и параллельно соединенных элементов. Определение показателей надёжности таких структур производится поэтапным объединением (эквивалентированием) элементов по формулам для последовательно и параллельно соединенных элементов. Примеры расчётов будут рассмотрены на практических занятиях.

4.4 Метод минимальных сечений для расчёта надёжности сложных структур

Как уже было сказано, реальные технические системы не всегда представляют собой совокупность последовательно и параллельно соединенных элементов. Существуют и более сложные структуры, например, так называемая мостиковая схема (рис. 4.1, а). В этой структуре элементы соединены таким образом, что ее дальнейшее упрощение невозможно.

Минимальные сечения

Существуют некоторые группы элементов, одновременный отказ которых приводит к разрыву всех путей, связывающих вход и выход структуры. Набор элементов, отказ которых приводит к отказу структуры (т. е. разрыву всех связей между входом и выходом) в теории надёжности называется сечением. Если выявить все сечения, содержащиеся в исследуемой структуре, и определить их надёжность, то можно определить надёжность всей структуры.

В структуре, представленной на рис. 4.1, а, сечения образуют наборы элементов: 1, 2; 3, 4; 1, 2, 5; 1, 3, 4; 1, 4, 5; 2, 3, 4; 2, 3, 5; 3, 4, 5; 1, 2, 3, 4; 1, 2, 3, 5; 1, 2, 4, 5; 2, 3, 4, 5; 1, 2, 3, 4, 5.

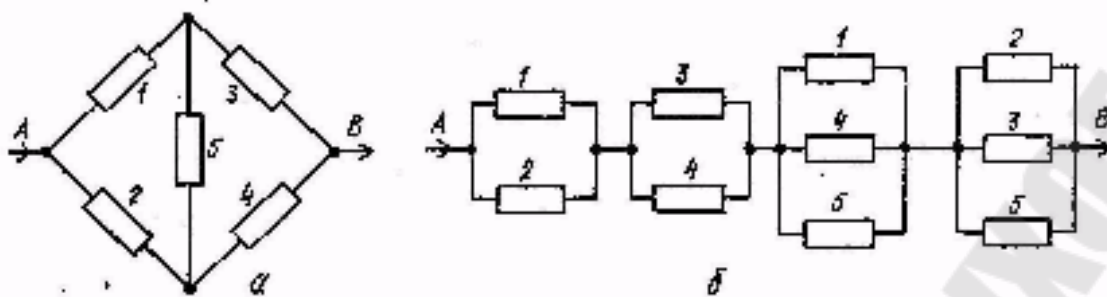


Рисунок 4.1

Чем сложнее структура, чем больше в ее составе элементов, тем труднее выявить все содержащиеся в ней сечения. Так, чтобы выявить все сечения структуры на рис. 4.1, а, потребовалось бы просмотреть 31 различные сочетание элементов. Вообще для структуры, содержащей n элементов, потребуется рассмотреть $(2^n - 1)$ сочетаний. Вот почему прямой выбор сечений сложных многоэлементных систем очень трудоемкая операция, зачастую непосильная даже для современных ЭВМ.

Среди множества сечений сложных структур имеются такие, которые образованы минимальным набором элементов – это **минимальные сечения**. Для структуры, представленной на рис. 4.1, а минимальными сечениями являются 1, 2; 3, 4; 1, 4, 5; 2, 3, 5. Действительно, если в любом из этих наборов убрать хотя бы по одному элементу, оставшийся набор уже не будет сечением.

В теории надёжности выполнены исследования, которые доказывают, что надёжность последовательно соединенных минимальных сечений структуры определяет нижнюю границу ее надёжности. Причем, чем надёжнее элементы, входящие в систему, тем точнее надёжность совокупности минимальных сечений S отражает надёжность всей структуры. Считаем с достаточной степенью точности, что для высоконадёжных структур надёжность последовательно соединенных минимальных сечений является надёжностью всей структуры.

Таким образом, приведенную на рис. 4.1, а структуру можно преобразовать в схему последовательно соединенных минимальных сечений, каждое из которых является параллельным соединением (рис. 4.1, б).

Выбор минимальных сечений

Для структуры, представленной на рис. 4.1, не сложно показать, какие сечения являются минимальными. Однако, если число элементов и их связей будет достаточно велико, то выбор минимальных сечений – трудоемкий процесс – число возможных сочетаний элементов возрастает по степенной зависимости.

Остановимся на одном из методов направленного выбора минимальных сечений, использующего элементы теории графов. Структура пред-

ставляется в виде замкнутого графа, имеющего один вход A и один выход E (рис. 4.2, а). **Замкнутым** называется граф, не содержащий элементы, по которым не проходит ни один путь, связывающий вход графа с выходом. Ребрами такого графа служат элементы, надёжность которых известна.

Пусть имеется граф, содержащий t ребер и M вершин. Разорвем ребра графа так, чтобы часть вершин (N) была присоединена только к входу графа, а остальные ($M - N$) вершин – к выходу графа (рис. 4.2, б). Этим самым нарушена связь между входом и выходом графа, и образованы две структуры, называемые **деревьями**: N -дерево (т. е. дерево, содержащее N вершин) и $(M - N)$ -дерево. При этом «оборванные» ребра образуют минимальные сечения. На рис. 4.2, б минимальное сечение образуют элементы 3, 5, 6.

Таким образом, задача поиска минимальных сечений сводится к задаче построения возможных деревьев графа. Для этого к одной из вершин графа (входу или выходу) последовательно присоединяются одна за другой вершины, непосредственно связанные с предыдущим деревом.

Алгоритм определения минимальных сечений:

1. Составляется матрица непосредственных связей вершин, т.е. ребер графа.
2. Составляется массив N -деревьев графа последовательным присоединением к N_i -дереву вершин, непосредственно связанных с одной из вершин, уже принадлежащих N_{i-1} -дереву.
3. Для каждого N_i -дерева выбираются сечения.
4. Составляется массив сечений, из которого выбираются минимальные.

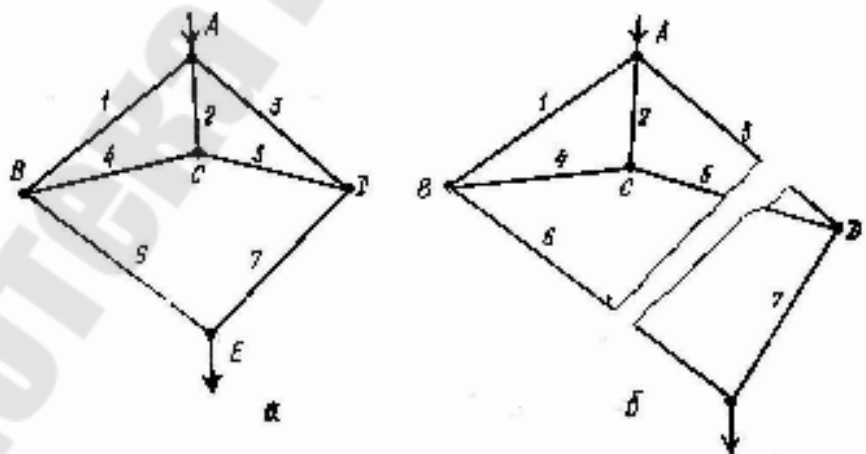


Рисунок 4.2

Аналитические расчёты основываются на предположении, что поток отказов элементов на расчётном промежутке – простейший, пуассоновский, а закон распределения вероятности восстановления – экспоненциальный.

5 НАДЁЖНОСТЬ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

5.1 Основные понятия и показатели надёжности воздушных линий электропередачи

Воздушным линиям (ВЛ) принадлежит важная роль в работе ЭС и надёжном электроснабжении потребителей. На долю ВЛ 35-750кВ приходится значительная часть отказов и отключений электрического оборудования (~ 35% – 50%). В сельских сетях эта цифра достигает 90-95%.

Причины высокой повреждаемости ВЛ:

- 1) влияние климатических воздействий (гололёдно-ветровые нагрузки, атмосферные перенапряжения и т. д.);
- 2) «доступность» ВЛ посторонним вмешательствам (наезды на опоры, обрывы проводов, «расстрел» изоляторов);
- 3) сложность контроля технического состояния элементов ВЛ, выявления и устранения неисправностей.

Изучение и количественный анализ надёжности ВЛ 35-750 кВ имеет следующие цели:

- 1) оценка надёжности схем развития энергосистем, электрических сетей, систем электроснабжения отдельных потребителей;
- 2) анализ конструкций, оборудования и сооружений ВЛ;
- 3) технико-экономический анализ вариантов ВЛ сверхвысокого напряжения и выбор конструкций, опор, фундаментов, проводов, уровней изоляции;
- 4) анализ и рационализация системы ремонтов и технического обслуживания ВЛ;
- 5) решение задач планирования, управления и производственно-хозяйственной деятельности при эксплуатации ВЛ;
- 6) решение задач диспетчерского управления на различных уровнях;
- 7) разработка нормативов аварийного запаса оборудования и запасных частей для ВЛ;
- 8) разработка рекомендаций и указаний по эксплуатации ВЛ с учётом местных условий;
- 9) определение необходимости и степени эффективности мероприятий по повышению надёжности ВЛ.

Надёжность ВЛ 35-750кВ оценивается **комплексом показателей** из 5-ти групп:

- 1) показатели безотказности;
- 2) показатели ремонтпригодности;
- 3) показатели долговечности;

- 4) комплексные показатели;
- 5) экономические показатели.

1) Под **безотказностью ВЛ** понимается её свойство непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки. ВЛ является восстанавливаемым объектом, и для неё важнейшим показателем надёжности является **параметр потока отказов**, который в общем случае является некоторой функцией времени $\omega(t)$. На величину ω влияют с одной стороны факторы старения и износа элементов, а с другой стороны плановые ремонты. В результате характеристика $\omega(t)$ приобретает вид, показанный на рис. 5.1.

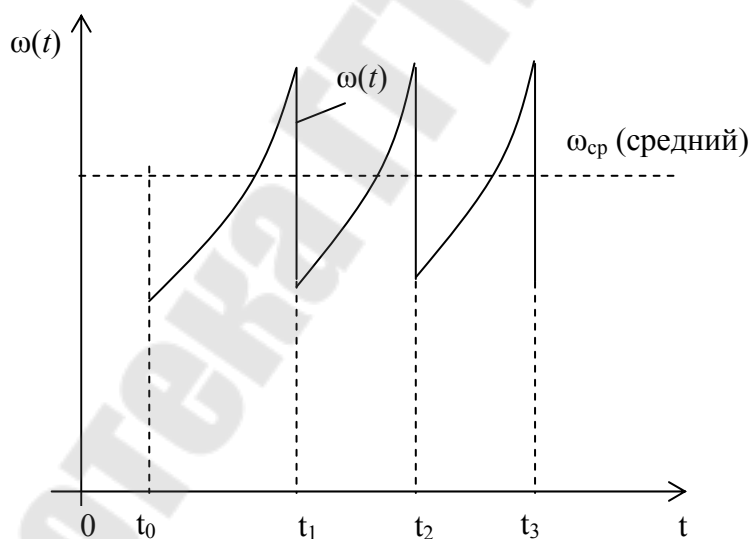
$$\omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{M[n(t + \Delta t)] - M[n(t)]}{\Delta t}, \quad (5.1)$$

где M – математическое ожидание отказов ВЛ;

$n(t)$ – число отказов за время t ;

$n(t + \Delta t)$ – число отказов за время $(t + \Delta t)$;

$\omega(t)$ – среднее число отказов, ожидаемых в малом интервале времени.



$\omega_{\text{ср}}$ – среднее значение параметра потока отказов

t_0 – окончание периода освоения (приработки);

t_1, t_2, t_3 – моменты времени выполнения капитальных ремонтов;

Рисунок 5.1 – Изменение параметра потока отказов ВЛ во времени

Из анализа причин отказов ВЛ следует:

$$\omega = \omega_1(t) + \omega_2, \quad (5.2)$$

где ω – параметр потока отказов ВЛ;

$\omega_1(t)$ – параметр потока отказов, связанный с износом и старением ВЛ и зависящий от срока службы ВЛ;

ω_2 – параметр потока отказов, связанный с внешними воздействиями на ВЛ.

Параметр потока отказов $\omega_1(t)$ вызывается загниванием древесины, коррозией металлических опор, износом арматуры, проводов, тросов, разрушением изоляторов. Составляющая потока ω_2 связана с гололёдно-ветровыми нагрузками, превышающими расчётные, дефектами монтажа и изготовления, обрывами проводов, высокогабаритными машинами, атмосферными перенапряжениями, ледоходом, пожарами, оползнями и другими внешними воздействиями.

Величина $\omega_2 = const$ и не зависит от длительности эксплуатации, капитальных ремонтов, т.е. определяется случайными причинами.

В эксплуатационной и проектной практике энергосистем для ВЛ в период нормативного срока службы принято пользоваться значением среднего параметра потока отказов ω_{cp} , не зависящего от срока службы ВЛ (удельная повреждаемость ВЛ). При этом периодичность капитальных ремонтов ВЛ принимается равной 3-6 лет.

2) **Ремонтопригодность ВЛ** – свойство ВЛ, заключающееся в её приспособленности к обнаружению причин отказов, предупреждению отказов и восстановлению работоспособности путём технического обслуживания и ремонта. Ремонтопригодность ВЛ определяется следующими основными показателями:

- 1) средним временем восстановления линии при отказе T_B ;
- 2) средней продолжительностью преднамеренных отключений ВЛ T_O ;
- 3) средней периодичностью преднамеренных отключений ν ;
- 4) средними трудозатратами на капитальный ремонт и техническое обслуживание ВЛ N_p .

Рассмотрим содержание отдельных показателей:

Величина T_B – математическое ожидание времени, необходимого для приведения ВЛ в работоспособное состояние после возникновения отказа.

Показатели средней продолжительности и средней периодичности преднамеренных отключений являются характеристиками приспособленности ВЛ 35-750 кВ к ремонтам и техническому обслуживанию и в определенной степени характеризуют их потребность в плановых ремонтах и других видах обслуживания.

3) **Долговечность ВЛ** – свойство ВЛ сохранять работоспособность при установленной системе ремонтов и техобслуживания до предельного состояния при котором дальнейшая эксплуатация невозможна.

Показателем долговечности линий в соответствии с ГОСТ 27.002-89 может быть принят полный средний срок службы, т. е. календарная продолжительность эксплуатации, при достижении которой использование ВЛ по назначению должно быть прекращено. Иными словами, под полным средним сроком службы линии понимается календарное время работы ВЛ от начала эксплуатации до того времени, когда процессы износа и старения линии приводят её к состоянию, при котором дальнейшая работа либо технически невозможна, либо экономически нецелесообразна.

Средний срок службы линии в целом определяется средними сроками службы ее элементов – опор, проводов, изоляторов. Для ВЛ на деревянных опорах таким элементом, срок службы которого практически определяет полный средний срок службы линии в целом, является древесина.

Срок службы ВЛ 35-750 кВ до списания, определяемый по существующим правилам как величина, обратная нормативу амортизационных отчислений на реновацию, составляет для линий на деревянных опорах 30 лет, а на металлических и железобетонных – 50 лет.

Износ ВЛ имеет 5 форм:

1. экономический или моральный износ, определяемый внедрением в эксплуатацию более эффективных и надёжных ВЛ либо ВЛ с меньшими затратами на 1 кВт передаваемой мощности или 1 кВт·ч переданной электроэнергии;

2. технический износ – неспособность данной ВЛ соответствовать возросшему уровню требований к качеству электрической энергии;

3. социальный износ, вызванный неспособностью данной ВЛ отвечать ужесточившимся требованиям социальных стандартов (безопасность персонала, населения или животных, сложность обслуживания и т.д.);

4. экологический износ – когда данная ВЛ не соответствуют новым нормативам по охране окружающей среды;

5. физический износ, обусловленный явлениями старения, разрушения, изнашивания, загнивания и т.п. элементов ВЛ, что выражается в первую очередь в снижении её надёжности.

Таким образом предельное состояние ВЛ определяется не только физическим износом, хотя он в большинстве случаев – основной.

4) **Комплексные показатели надёжности ВЛ** характеризуют несколько свойств, составляющих надёжность ВЛ (безотказность, долговечность, ремонтпригодность).

1. Коэффициент технического использования характеризует долю времени нахождения ВЛ в работоспособном состоянии относительно рассматриваемого периода эксплуатации, учитывает затраты времени на все виды

простоя ВЛ в процессе эксплуатации после отказов и в результате преднамеренных отключений:

$$K_{\text{ТИ}} = \frac{T}{T + T_{\text{В}} + T_{\text{О}}} \approx 1 - \omega T_{\text{В}} - \nu T_{\text{О}}, \quad (5.3)$$

где T – среднее время работы ВЛ между отказами (наработка на отказ);

$T_{\text{В}}$ – среднее время восстановления ВЛ;

$T_{\text{О}}$ – среднее время преднамеренного отключения ВЛ;

ω – параметр потока отказов ВЛ;

ν – средняя периодичность преднамеренных отключений ВЛ.

2. Коэффициент готовности – вероятность того, что ВЛ окажется работоспособной в произвольный момент времени, исключая простой при преднамеренных отключениях:

$$K_{\text{Г}} = \frac{T}{T + T_{\text{В}}} \approx 1 - \omega T_{\text{В}}, \quad (5.4)$$

где T – среднее время работы ВЛ между отказами (наработка до отказа);

$T_{\text{В}}$ – среднее время восстановления ВЛ.

3. Коэффициент простоя ВЛ вследствие отказов:

$$K_{\text{Н}} = \frac{T_{\text{В}}}{T + T_{\text{В}}}. \quad (5.5)$$

4. Коэффициент простоя ВЛ при преднамеренных отключениях:

$$K_{\text{Н,О}} = \frac{T_{\text{О}}}{T + T_{\text{О}}}. \quad (5.6)$$

5) Экономические показатели надёжности ВЛ.

1. Эффективность затрат на повышение надёжности ВЛ определяется как соотношение затрат и результатов и оценивается как обратная величина удельных затрат на резерв:

$$\mathcal{E}_{\text{Н}} = \frac{\Delta \text{Н}}{З_{\text{Н}}}, \quad (5.7)$$

где ΔH – повышение надёжности ВЛ в результате введения резерва;

Z_H – величина приведенных затрат на образование резерва.

Например, если на ВЛ высокого напряжения вводится избыточность путём замены провода типа А на провод АС, то вероятность обрыва провода и отказа линии уменьшается, время восстановления остаётся без изменения. Если же резерв создается путём повышения мобильности ремонтных бригад (применение вертолётов на линиях 750 кВ), то при этом же уровне повреждаемости линии сокращается время её восстановления.

2. Суммарные затраты на проведение технического обслуживания или ремонта ВЛ в течение одного цикла эксплуатации (цикл эксплуатации – суммарная продолжительность межремонтного периода и времени нахождения линии и капитальном ремонте).

3. Ущерб от отказа ВЛ. Этот экономический показатель состоит из трёх составляющих:

- ущерб энергоснабжающего предприятия;
- ущерб потребителей электроэнергии;
- ущерб смежных звеньев народного хозяйства.

Рассмотрим эти составляющие ущерба подробнее.

Ущерб энергоснабжающего предприятия состоит из:

- затрат на аварийный ремонт и восстановление ВЛ;
- потерь, связанных с досрочной ликвидацией не полностью амортизированных элементов ВЛ (опор, проводов, изоляторов и т.д.);
- потерь от увеличения технологического расхода электроэнергии в электрической сети из-за отклонения электрического режима от оптимального значения при отказе воздушной линии;
- затрат на топливо, расходуемое на дополнительные пуски энергоблоков, растопку котлов на резервных электростанциях, вводимых вследствие отказа ВЛ;
- дополнительных затрат на выработку электроэнергии на резервном оборудовании, вводимом вследствие отказа ВЛ;
- потерь, связанных с содержанием резервного электрооборудования, предназначенного для компенсации недоотпуска электроэнергии при возможном снижении надёжности электрической сети, вызванных отказом ВЛ;

потерь от простоя электроэнергетического оборудования и обслуживающего персонала, связанного с отказом ВЛ.

Ущерб потребителей электроэнергии возникает при отказе ВЛ в том случае, когда вследствие отказа имеет место перерыв электроснабжения и (или) недоотпуск электроэнергии и включает в себя:

- потери от простоя и снижения производительности технологического оборудования;
- потери от брака продукции или снижения её качества;

- потери от простоя рабочих;
- потери времени населением при пользовании предприятиями службы быта, транспорта и др.;
- затраты на аварийный ремонт технологического оборудования;
- затраты, связанные с непроизводительным расходом ресурсов при перерывах электроснабжения;
- затраты на содержание производственных резервов и запасов сырья и др.

Ущерб смежных звеньев народного хозяйства при отказах ВЛ может состоять из:

- потерь от возможных пожаров в городах или лесном хозяйстве;
- превентивных затрат на защиту от возможного падения опор и проводов ВЛ на дорогах, в жилой местности и т.д.

5.2 Надёжность двухцепных ВЛ

Доля двухцепных ВЛ в энергосистемах Минэнерго СССР составляла: 35кВ – 7% , 110, 154 кВ – 26%; 220 кВ – 18%; 330 кВ – 5%.

Преимущества строительства двухцепных ЛЭП – сокращение материальных затрат на строительство и эксплуатацию, уменьшение зоны отчуждения и т.п.

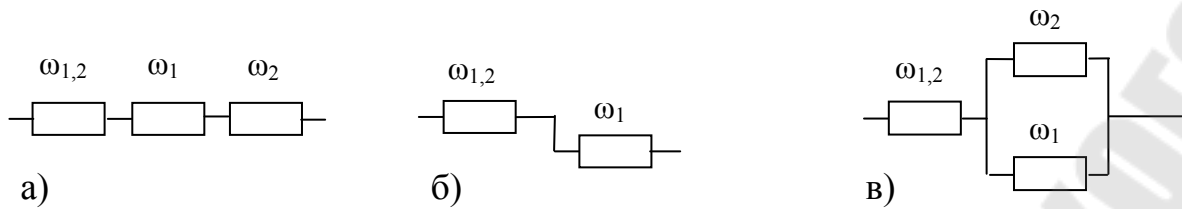
Понятие «отказ» по отношению к двухцепной ВЛ является неоднозначным и зависит от схемы электроснабжения и роли данной линии в этой схеме. Например, можно ли квалифицировать как отказ двухцепной ВЛ отказ одной её цепи или же в качестве отказа линии в целом должен рассматриваться исключительно одновременный отказ обеих её цепей? Ответ на поставленный вопрос может быть дан только во взаимосвязи с требованиями к двухцепной линии со стороны потребителей электроэнергии в каждом конкретном случае.

Весь комплекс возможных комбинаций для большинства случаев можно свести к **3-м** следующим **вариантам**:

- 1) отказ любой одной цепи двухцепной ВЛ рассматривается как отказ этой линии;
- 2) отказ одной определённой цепи двухцепной ВЛ рассматривается как отказ этой линии;
- 3) отказ двух цепей двухцепной ВЛ одновременно рассматривается как отказ этой линии.

В соответствии с этими вариантами квалифицируются и преднамеренные отключения двух цепей ВЛ.

На рис 5.2 представлены структурные схемы расчёта надёжности двухцепных ВЛ по вариантам.



а) – 1 вариант; б) – 2 вариант; в) – 3 вариант

Рисунок 5.2 – Структурные схемы расчёта надёжности двухцепной ВЛ

Статистическая информация для анализа надёжности двухцепных ЛЭП состоит из двух видов показателей надёжности:

1) показатели, характеризующие отказы и преднамеренные отключения двух цепей двухцепной линии одновременно и по одной и той же причине:

$$\omega_{1,2}; T_{B1,2}; \nu_{1,2}; T_{O1,2},$$

где $\omega_{1,2}$ – параметр потока отказов двух цепей ВЛ;

$T_{B1,2}$ – среднее время восстановления двух цепей ВЛ;

$\nu_{1,2}$ – средняя периодичность преднамеренных отключений двух цепей ВЛ;

$T_{O1,2}$ – средняя продолжительность преднамеренного отключения двух цепей ВЛ;

2) показатели, характеризующие отказы и преднамеренные отключения любой одной цепи двухцепной линии, причем вторая цепь остается в работоспособном состоянии

$$\omega_{1-2}; T_{B1-2}; \nu_{1-2}; T_{O1-2},$$

где ω_{1-2} – параметр потока отказов первой или второй цепи ВЛ;

T_{B1-2} – среднее время восстановления первой или второй цепи ВЛ;

ν_{1-2} – средняя периодичность преднамеренных отключений первой или второй цепи ВЛ;

T_{O1-2} – средняя продолжительность преднамеренных отключений первой или второй цепи ВЛ.

Для **первого варианта отказа двухцепной ВЛ** (рис. 5.2, а) имеем следующие значения показателей надёжности:

– параметр потока отказов двухцепной ВЛ определяется по формуле последовательного сложения

$$\omega_{ВЛ} = \omega_{1,2} + \omega_{1-2}; \quad (5.8)$$

– среднее время восстановления двухцепной ВЛ для этого случая

$$T_{\text{ВВЛ}} = \frac{\omega_{1,2} \cdot T_{\text{В1,2}} + \omega_{1-2} \cdot T_{\text{В1-2}}}{\omega_{1,2} + \omega_{1-2}}; \quad (5.9)$$

– средняя периодичность преднамеренных отключений

$$v_{\text{ВЛ}} = v_{1,2} + v_{1-2}; \quad (5.10)$$

– средняя продолжительность преднамеренных отключений

$$T_{\text{О ВЛ}} = \frac{v_{1,2} \cdot T_{\text{О1,2}} + v_{1-2} \cdot T_{\text{О1-2}}}{v_{1,2} + v_{1-2}}. \quad (5.11)$$

Для **второго варианта отказа ВЛ** (рис. 5.2, б):

– параметр потока отказов и средняя периодичность преднамеренных отключений *одной определенной цепи* двухцепной ВЛ:

$$\omega_1 = \omega_2 = \frac{\omega_{1-2}}{2}; \quad \frac{v_{1-2}}{2} = v_1 = v_2, \quad (5.12)$$

где ω_1, ω_2 – параметр потока отказов 1-й или 2-й цепи двухцепной линии отдельно, аналогично и для v_1, v_2 . Формулы (5.12) справедливы при равнонадёжных цепях ВЛ (одинаковая изоляция, провод и др., а также длина цепей).

Определяемый, как и в предыдущем случае, по формуле последовательного сложения параметр потока отказов двухцепной ВЛ равен:

$$\omega_{\text{ВЛ}} = \omega_{1,2} + \omega_{1-2} / 2 \quad (5.13)$$

– среднее время восстановления двухцепной ВЛ

$$T_{\text{ВВЛ}} = \frac{\omega_{1,2} \cdot T_{\text{В1,2}} + \omega_{1-2} \cdot T_{\text{В1-2}} / 2}{\omega_{1,2} + \omega_{1-2} / 2} \quad (5.14)$$

– средняя периодичность преднамеренных отключений

$$v_{\text{ВЛ}} = v_{1,2} + v_{1-2} / 2 \quad (5.15)$$

– средняя продолжительность преднамеренных отключений

$$T_{\text{ОВЛ}} = \frac{v_{1,2} \cdot T_{\text{O1,2}} + v_{1-2} \cdot T_{\text{O1-2}} / 2}{v_{1,2} + v_{1-2} / 2} \quad (5.16)$$

Рассмотрим детально **третий вариант отказа ВЛ**. На рис. 5.2, в, параллельно включённые блоки характеризуют возможные явления наложения отказа одной цепи на отказ (преднамеренное отключение) второй цепи.

Параметр потока отказов для схемы, состоящей из параллельно включённых блоков, учитывающей наложение отказов одной цепи на отказы или преднамеренные отключения другой, определим по формуле:

$$\omega_{\text{СХ}} = \omega_1(\omega_2 \cdot T_{\text{В1-2}} + v_2 \cdot T_{\text{O1-2}}) + \omega_2(\omega_1 \cdot T_{\text{В1-2}} + v_1 \cdot T_{\text{O1-2}}). \quad (5.17)$$

Заменяя составляющие (см. формулу (5.12)), после подстановки получим:

$$\omega_{\text{СХ}} = \frac{\omega_{1-2}}{2} (\omega_{1-2} \cdot T_{\text{В1-2}} + v_{1-2} \cdot T_{\text{O1-2}}). \quad (5.18)$$

Среднее время восстановления для схемы параллельно включённых блоков:

$$T_{\text{СХ}} = \left\{ \omega_1 T_{\text{В1-2}} \omega_2 T_{\text{В1-2}} + \gamma [\omega_1 T_{\text{В1-2}} v_2 T_{\text{O1-2}} + \omega_2 T_{\text{В1-2}} v_1 T_{\text{O1-2}}] \right\} \frac{1}{\omega_{\text{СХ}}}, \quad (5.19)$$

где γ - коэффициент, учитывающий наложение отказа одной цепи ВЛ на отказ или преднамеренное отключение другой цепи.

Этот коэффициент определяется в зависимости от соотношения

$$a = \frac{T_{\text{O1-2}}}{T_{\text{В1-2}}}. \quad (5.20)$$

Если $a \leq 1$, то $\gamma = 0,5$, а если $a > 1$, то:

$$\gamma = \frac{T_{\text{O1-2}} / T_{\text{В1-2}} - 0,5}{T_{\text{O1-2}} / T_{\text{В1-2}}} = \frac{T_{\text{O1-2}} - 0,5 T_{\text{В1-2}}}{T_{\text{O1-2}}}. \quad (5.21)$$

Исходя из симметрии блоков в схеме их параллельного соединения, значение величины среднего времени восстановления схемы можно после

некоторых преобразований записать в следующем виде:

$$T_{CX} = \frac{\omega_{1-2}T_{B1-2}^2 + \nu_{1-2}T_{B1-2}T_{O1-2}}{2(\omega_{1-2}T_{B1-2} + \nu_{1-2}T_{O1-2})}. \quad (5.22)$$

Окончательно для третьего варианта отказа ВЛ, исходя из структурной схемы расчёта надёжности двух цепной линии, имеем следующие показатели надёжности:

– параметр потока отказов двухцепной ВЛ

$$\omega_{ВЛ} = \omega_{1,2} + \omega_{CX} = \omega_{1,2} + \frac{\omega_{1-2}}{2}(\omega_{1-2}T_{B1-2} + \nu_{1-2}T_{O1-2}); \quad (5.23)$$

– среднее время восстановления двухцепной ВЛ

$$T_{ВВЛ} = \frac{\omega_{1,2}T_{B1,2} + (\omega_{1-2}^2T_{B1-2}^2 + \omega_{1-2}\nu_{1-2}T_{B1-2}T_{O1-2})/4}{\omega_{1,2} + \frac{\omega_{1-2}}{2}(\omega_{1-2}T_{B1-2} + \nu_{1-2}T_{O1-2})}; \quad (5.24)$$

– средняя периодичность преднамеренных отключений

$$\nu_{ВЛ} = \nu_{1,2}; \quad (5.25)$$

– средняя продолжительность преднамеренных отключений

$$T_{ОВЛ} = T_{P1,2}, \quad (5.26)$$

где $\omega_{1,2}; \nu_{1,2}; T_{O1,2}; T_{B1,2}$ – показатели надёжности блока, эквивалентирующего одновременное отключение обеих цепей двухцепной ВЛ по одной причине.

Из рассмотренных случаев видно, что оценка показателей надёжности двухцепных ЛЭП зависит от варианта использования этих линий в схеме электроснабжения потребителей или узла нагрузки, т.е. от формулировки понятий «отказ двухцепной линии» и «преднамеренное отключение двухцепной линии». При этом меняется численное значение показателей надёжности двухцепной линии в зависимости от варианта её использования и эффективности применения двухцепной линии по сравнению с двумя такими же одноцепными линиями.

5.3 Методы получения информации о надёжности ВЛ

Для исследования надёжности ВЛ 35-750 требуется целый комплекс первичной информации, **методы получения** которой разделяются на следующие группы:

- 1) испытания ВЛ на надёжность;
- 2) анализ математических и аналоговых моделей ВЛ;
- 3) расчёт на основе данных о надёжности элементов ВЛ;
- 4) сбор и обработка статистической информации об эксплуатации ВЛ.

Каждый метод имеет преимущества и недостатки по возможностям его реализации и по полученным результатам.

1. **Испытания на надёжность** применяются к электроэнергетическому оборудованию. Имеются стандарты и методики проведения таких испытаний и обработки их результатов. **Недостатки:** высокая стоимость оборудования, разнообразие режимов и условий эксплуатации, что затрудняет составление и реализацию программ испытаний. **Преимущества:** испытания могут быть проведены на заводах-изготовителях оборудования или элементов ВЛ ещё в период выпуска первых партий, а их результаты учтены при выпуске стандартов и технических условий на оборудование. Часто данный метод используется для коммутационных аппаратов: выключателей, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, а также устройств автоматики и релейной защиты.

2. **Анализ математических и аналоговых моделей** является перспективным методом получения данных о надёжности ВЛ. **Недостаток:** трудность разработки адекватных моделей ВЛ. **Преимущества:** относительно малые затраты, возможность имитации широкого диапазона условий и режимов эксплуатации, анализ надёжности вновь разрабатываемого оборудования и т.д.

3. **Расчёт на основе данных о надёжности элементов ВЛ 35-750 кВ** сложен по причине недостаточной разработанности структурных моделей для расчёта надёжности ВЛ как системы на основе данных о входящих в них элементах. Реализация этого метода облегчила бы процесс разработки новых ВЛ и реконструкции действующих.

4. **Сбор и обработка статистической информации.** Опыт её получения накоплен Союзтехэнерго, ВНИИЭ, Энергосетьпроектом и рядом энергосистем. Имеется ряд нормативных и директивных документов по сбору и обработке данных о надёжности ВЛ. Источником информации о надёжности ВЛ служит эксплуатационная статистика, при обработке которой учитываются следующие особенности ВЛ:

- конструктивное разнообразие линий даже в пределах одного напряжения;
- неоднородность природно-климатических воздействий на ВЛ при высокой “чувствительности” к этим воздействиям;

- существенные различия в сроках эксплуатации ВЛ на момент выполнения исследования;
- различия в методах и характеристиках эксплуатационного обслуживания ВЛ.

При сборе данных об отказах ВЛ необходимо указать следующую информацию:

- режим работы до возникновения отказа;
- обстоятельства и причину отказа;
- работу защит, автоматики, сигнализации;
- отключения других установок, ход восстановления эксплуатации;
- описание повреждения, повреждение другого оборудования в результате отказа;
- мероприятия по предотвращению подобных случаев.

Важным вопросом сбора и обработки данных о надёжности ВЛ 35-750 кВ являются учитываемые события, т.е. события, происходящие на ВЛ, которые находят отражение в системе сбора данных. Общий массив всех учитываемых событий делится на три различные группы:

- 1) отказы ВЛ с повреждением оборудования (основная часть отказов линий, локализуемых защитой, при которых имеют место различные повреждения их оборудования);
- 2) отказы ВЛ без повреждения оборудования (схлёстывание проводов, перекрытие изоляции птицами, планово-предупредительные ремонты);
- 3) повреждения оборудования без отказа ВЛ (повреждения ВЛ, которые не сопровождаются их отключением; обнаруживаются при осмотрах и ревизиях линий).

5.4 Статистические методы обработки информации о надёжности ВЛ и оборудования ЭС

Общая постановка задачи в случае применения статистического метода оценки надёжности – определение вида функции распределения и параметров распределения исследуемой случайной величины (показателей надёжности).

Примем в качестве случайной величины время безотказной работы T . За время эксплуатации восстанавливаемых элементов ЭС t величина T принимает n значений. Совокупность этих случайных значений величины – статистическая выборка объёма n . Если значения случайной величины T расположить в возрастающем (убывающем) порядке и указать относительно каждого как часто оно встречается, то получим распределение случайной величины или вариационный ряд, на основании которого можно определить аналитическую форму неизвестной плотности вероятности $f(t) = \varphi(t)$ или функцию распределения $F(t)$.

Для построения вариационного ряда диапазон значений случайной ве-

личины T разбиваем на интервалы. Подсчитываем количество значений m_i случайной величины T , приходящейся на каждый интервал и определяем частоту (относительную частоту) попадания случайной величины в данный интервал:

$$P_i^* = \frac{m_i}{n}, \quad (5.27)$$

где n – число наблюдений, объём выборки.

Таблица 5.1 – Вариационный (статистический) ряд

Интервал	$t_1 - t_2$	$t_2 - t_3$...	$t_k - t_{k+1}$
Частота	P_1^*	P_2^*	...	P_k^*

Оптимальная величина интервала:

$$\Delta t = \frac{t_{\max} - t_{\min}}{4 + 3,32 \cdot \lg n} \quad (5.28)$$

где n – число единиц в выборке;

$t_{\max} - t_{\min}$ – размах вариации случайной величины T .

Число интервалов:

$$K = \frac{t_{\max} - t_{\min}}{\Delta t} \quad (5.29)$$

Большое значение имеет графический метод изображения вариационного ряда.

Полигон распределения: по оси абсцисс откладываем интервалы значений случайной величины, в их серединах строим ординаты, пропорциональные частотам и концы ординат соединяем.

Гистограмма распределения. Над каждым отрезком оси абсцисс, изображающем интервал значений случайной величины, строится прямоугольник, высота которого пропорциональна частотам интервала.

При уменьшении длины каждого интервала гистограмма приближается к некоторой плавной кривой, соответствующей плотности распределения величины T . Таким образом, при построении гистограммы получаем представление о дифференциальном законе распределения случайной величины T .

Для выяснения теоретического закона распределения случайной величины заданного $F(t)$ или $f(t) = \varphi(t)$ производится дальнейшая обработка

статистических данных. Выбирается аппроксимирующая функция $f(t) = \varphi(t)$, которая согласуется с данными эксперимента $f_0(t) = \varphi(t)$. Для оценки правдоподобия этого приближённого вероятностного равенства разработано несколько критериев согласия проверяемых гипотез относительно вида функции (аппроксимирующей и данных эксперимента) $f_0(t)$ и $f(t)$.

Порядок применения критерия согласия.

1. Предположим, что случайная величина T , полученная в виде статистического ряда подчинена некоторому закону распределения случайной величины, приписываемому $F(t)$.

2. Для проверки справедливости гипотезы вводится случайная величина Δ – мера расхождения между теоретическим законом и статистическим распределением, в качестве которой может использоваться: а) максимальное отклонение $F^*(t)$ от $F(t)$; б) сумма квадратов отклонений теоретических вероятностей попадания случайной величины T в i -ый интервал P_i от соответствующих частот P_i^* (критерий Колмогорова и критерий Пирсона).

3. Если гипотеза о том, что случайная величина T подчиняется закону распределения $F(t)$ справедлива, то Δ будет определяться законом распределения случайной величины T и числом ответов n . Это устанавливает согласие между теоретическим и статистическим распределением, если известен закон распределения Δ .

5.5 Статистические показатели надёжности совокупности воздушных линий

Важнейшим показателем надёжности ВЛ 35-750 кВ является параметр потока отказов. Оценка этой характеристики, отказ/(100 км·год), для каждой отдельной ЛЭП по данным об эксплуатации за некоторый промежуток времени осуществляется по формуле:

$$\omega_i = \frac{n_i \cdot 100}{L_i \cdot \Gamma_i}, \quad (5.30)$$

где n_i – число отказов i -ой ВЛ за Γ_i – период эксплуатации ВЛ, лет;
 L_i – длина линии, км.

Среднее значение параметра потока отказов ВЛ данного типа определяется на основе оценок параметра ω_i ВЛ, входящих в совокупность:

$$\omega_i = \frac{\sum_{i=1}^b \omega_i \cdot L_i \cdot \Gamma_i}{\sum_{i=1}^m L_i \cdot \Gamma_i}, \quad (5.31)$$

где b – число отключенных линий, входящих в совокупность ВЛ данного вида;

m – общее число линий, входящих в совокупность ВЛ данного вида.

5.6 Обработка исходных статистических данных воздушных линий по разнородной информации

Далее излагается последовательность обработки статистических данных с целью определения комплексной величины надёжности ВЛ.

Сбор и предварительная обработка информации об отказах ВЛ по предполагаемым k источникам сводится в систему данных, приведенных в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Информация о надёжности ВЛ по k источникам

№ источника информации	Число ВЛ	Протяжённость всех ВЛ	Параметр потока отказов	Среднее квадратическое отклонение
1	m_1	L_1	ω_1	$\sigma[\omega_1]$
2	m_2	L_2	ω_2	$\sigma[\omega_2]$
...
k	m_k	L_k	ω_k	$\sigma[\omega_k]$

Для оценки характера расхождения между математическими ожиданиями параметров потоков отказов ВЛ используем критерий Ван-дер-Вардена:

$$|\omega_j - \omega_i| \leq \alpha \sqrt{D[\omega]} \quad (5.32)$$

где ω_j – параметр потока отказов ВЛ по информации j -го источника;

ω_i – параметр потока отказов ВЛ по информации i -го источника;

$D[\omega]$ – дисперсия математического ожидания параметра потока отказов ВЛ;

α – критический коэффициент, определяющий доверительную вероятность оценки характера расхождения между статистическими характеристиками по каждому источнику информации.

5.7 Анализ отключений ВЛ 35-750кВ

В таблице 5.3 приводится анализ отключений и повреждений на примере данных Минэнерго РБ в 1995г.

Таблица 5.3 – Количество отключений и повреждений ВЛ 35-330 кВ

Напряжение ВЛ, кВ	35	110	220	330	Итого:
Показатели анализа надёжности					
Протяжённость ВЛ (км)	12006	15597	2280	3616	33499
Количество автоматических отключений (шт)	293	841	86	42	1262
Количество отключений с успешным АПВ (шт)	127	672	81	34	914
Отключения с повреждением элементов ВЛ (шт)	47	59	4	1	111
Отключения на 100 км (шт)	2,4	5,3	3,8	1,2	3,2
Причины отключений:					
Атмосферные воздействия (шт)	138	304	48	5	495
Посторонние воздействия (шт)	27	128	7	11	173
Изменение материала в процессе эксплуатации	3	5	1	–	9
Дефект конструкции	3	3	–	–	6
Работа оборудования ПС и ложная работа РЗА	8	43	3	1	55
Прочие причины	15	171	17	9	212
Причины не установлены	74	130	12	16	232

В энергосистемах РБ ведётся анализ аварийных отключений и повреждений ВЛ 35-330 кВ. В таблице 5.4 приводятся сводные показатели количества отключений ВЛ и их причин по Минэнерго РБ.

Таблица 5.4 – Сводные показатели надёжности для Минэнерго (1995 г.)

Напряжение ВЛ, кВ	35-330	35	110	220	330	
1. Устойчивых отключений ВЛ	313	166	169	5	3	
2. Повреждено элементов ВЛ	111	47	59	4	1	
В том числе: опор	металлических	1	-	1	-	-
	железобетонных	1	-	-	1	-
Изоляторов, мест	29	11	14	3	1	
Проводов, мест	66	34	32	-	-	
Грозозащитный трос, мест	10	1	9			
Линейная арматура, мест	5	1	4	-	-	
3. Среднее время аварийного отключения, час	5	4-50	4-12	6-10	1-25	

5.8 Причины отказов основных элементов ЭС

ЛЭП наиболее часто повреждаемые элементы ЭС из-за территориальной рассредоточенности и подверженности влиянию внешних неблагоприятных условий окружающей среды.

Причины повреждения ЛЭП:

- гололёдно-ветровые нагрузки;
- перекрытие изоляции вследствие грозových разрядов;
- повреждение опор и проводов автотранспортом и другими механиз-

мами;

- дефекты изготовления опор, проводов, изоляторов;
- перекрытие изоляции птицами;
- несоответствие опор, проводов, изоляторов климату;
- неправильный монтаж опор и проводов, не соблюдение сроков ремонта и замены оборудования.

Эти причины приводят к:

- ослаблению или нарушению механической прочности опор, проводов, изоляторов;
- поломке деталей опор;
- коррозии и гниению металлических и деревянных частей;
- к отключению ЛЭП из-за вибрации, «пляски» и обрыва проводов.

Причины отказов кабельных ЛЭП:

- нарушение механической прочности землеройными машинами и механизмами (до 70% всех повреждений);
- старение и износ изоляции;
- электрические пробой в кабельных муфтах и на концевых воронках;
- попадание влаги в кабель;
- коррозия металлических частей;
- нарушение изоляции грызунами.

Повреждаемость КЛ зависит от способа прокладки КЛ (в земле, блоках, трубах, тоннелях), разности горизонтальных уровней участка КЛ (при больших перепадах происходит стекание масла и осушение изоляции), агрессивности окружающей среды, величины блуждающих токов и наличия защиты от них, интенсивности ведения строительных работ в зоне прокладки КЛ, срока эксплуатации, режима работы.

Электрические пробой обычно происходят не на целом кабеле, а в местах установки соединительных муфт, на концевых воронках, вертикальных участках кабеля.

Причины отказов силовых трансформаторов:

- повреждение изоляции обмоток из-за внешних и внутренних перенапряжений, токов КЗ, дефектов изготовления, старение вследствие перегрузок;
- повреждение устройств, регулирующих напряжение (в основном РПН);
- повреждение контактных соединений;
- повреждение вводов трансформаторов из-за перекрытия изоляции;
- понижение уровня масла.

Этот вид оборудования повреждается значительно реже, чем линия электропередачи, однако отказ трансформатора ведет к тяжелым последствиям и восстановление его работоспособности требует длительного времени.

Ремонт трансформаторов больших габаритов производится на месте.

Такой ремонт, как правило, связан с необходимостью выемки керна трансформатора, требует применения подъемных механизмов и длится иногда несколько суток.

Ремонт трансформаторов малых габаритов на напряжение 6...20 кВ производится централизованно в мастерских электрических сетей.

Поврежденный трансформатор заменяется другим, работоспособным.

Основные способы повышения надёжности эксплуатации трансформаторов:

- тщательная приемка в эксплуатацию с выполнением контрольных испытаний;
- периодические осмотры и проверки в процессе эксплуатации с выполнением требуемых сроков и объема испытаний;
- соблюдение режимов работы трансформатора, не допускающих значительной перегрузки на длительное время;
- установка в сети средств снижения мощности коротких замыканий и величины перенапряжений.

Причины отказов коммутационных аппаратов (выключателей, отделителей, короткозамыкателей, автоматов, разъединителей, рубильников):

- несрабатывание приводов;
- обгорание контактов;
- износ дугогасительных камер;
- перекрытие изоляции при перенапряжениях;
- отказы из-за повреждения подшипников и подпятников;
- некачественный монтаж и ремонт (например: отказы выключателей из-за плохой регулировки передаточных механизмов и приводов);
- неудовлетворительная эксплуатация (например: плохой уход за контактными соединениями, что приводит к их перегреву, разрыву цепи рабочего тока и к.з.);
- дефекты конструкций и технологии изготовления (заводские дефекты);
- старение и износ изоляции;
- грозовые и коммутационные перенапряжения. При этом повреждается изоляция трансформаторов, выключателей, разъединителей;
- чрезмерное загрязнение и увлажнение изоляции;
- однофазные замыкания на землю в сетях 6-35 кВ, сопровождаются горением заземляющих дуг (вследствие недостаточной компенсации ёмкостных токов) и приводят к перенапряжениям и пробоям изоляции электрических машин, а термическое воздействие заземляющих дуг – к разрушению изоляторов, расплавлению шин, выгоранию цепей вторичной коммутации в ячейках КРУ;
- ошибочные действия персонала при выполнении переключений.

Отказы коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, отключателей и отделителей) происходят при отключении коротких замы-

каний, выполнении ими различных операций, а также в стационарном состоянии.

Причины отказов устройств релейной защиты, автоматики, аппаратуры, вторичной коммуникации:

- неисправность электрических и механических частей реле;
- нарушения контактных соединений;
- обрывы жил контрольных кабелей и цепей управления;
- неправильный выбор или несвоевременное изменение уставок и характеристик реле;
- ошибки монтажа и дефекты в схемах релейной защиты и автоматики;
- неправильные действия персонала при обслуживании устройств релейной защиты и автоматики.

6 ОЦЕНКА УЩЕРБОВ ОТ ОТКАЗА ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Проблема оценки ущерба от нарушений электроснабжения, вызываемых отказами электрооборудования, возникает как при проектировании, так и при эксплуатации энергетических объектов. **При проектировании** характеристика ущерба необходима, как правило, когда определяется экономическая эффективность капитальных вложений, при выборе вариантов технических и организационно-хозяйственных решений, влияющих на степень надёжности электроснабжения потребителей. **При эксплуатации** характеристики ущерба от отказов находят применение в задачах определения экономической эффективности капитальных вложений в действующее производство при реконструкции, модернизации и техническом перевооружении объектов энергетики. Кроме того, **сведения об ущербе необходимы для решения комплекса задач:**

- построения графиков отключений и ограничений потребителей при дефицитах мощности и энергии в энергосистемах и энергообъединениях;
- размещения устройств автоматической аварийной разгрузки (САОН, АЧР);
- определения величины и мест размещения аварийных запасов оборудования и материалов;
- определения эффективности организационно-технических мероприятий и др.

Понятие «**ущерб**» представляет стоимостное выражение реакции потребителей электроэнергии и смежных систем на нарушения функциональных режимов связей, объединяющих эти системы с рассматриваемой системой энергетики.

Вопросам определения величины ущерба от нарушений электроснабжения посвящено большое количество исследований: разработаны различные методики оценки ущерба, проанализирован ущерб многих производст-

венных предприятий. Рассмотрим некоторые общие положения по определению величины ущерба.

Нарушение электроснабжения приводит к ущербу как у потребителя $Y_{\text{п}}$, так и энергосистемы $Y_{\text{с}}$, т. е.

$$Y = Y_{\text{п}} + Y_{\text{с}}, \quad (6.1)$$

Значение ущерба зависит от информации о предстоящем отказе. При заблаговременном сообщении об отключении в большинстве случаев имеется возможность так организовать производственный процесс, чтобы уменьшить убытки от прекращения подачи электроэнергии.

6.1 Общие принципы определения ущерба потребителей от перерывов электроснабжения

Ущерб потребителя можно представить в виде двух составляющих:

$$Y_{\text{п}} = Y_{\text{пр}} + Y_{\text{доп}}, \quad (6.2)$$

где $Y_{\text{пр}}$ – прямой ущерб от нарушения режима электроснабжения;

$Y_{\text{доп}}$ – дополнительный ущерб, определяемый недовыпуском продукции или дополнительными затратами на компенсацию этого недовыпуска.

Прямой ущерб $Y_{\text{пр}}$ включает издержки производства, связанные с расстройством технологического процесса, браком продукции, порчей материалов, повреждением и сокращением срока службы оборудования, ухудшением технико-экономических показателей технологического процесса, увеличением затрат сырья и материалов, простоем персонала и т. д.

Прямой ущерб вычисляют по формуле

$$Y_{\text{пр}} = Y_{\text{пр0}} + Y_{\text{пр}}(t_{\text{э}}) + Y_{\text{пр}}(t_{\text{тех}}), \quad (6.3)$$

где $Y_{\text{пр0}}$ – ущерб, определяемый фактом отказа в электроснабжении;

$Y_{\text{пр}}(t_{\text{э}})$ – ущерб, зависящий от длительности перерыва электроснабжения (ущерб за время восстановления электроснабжения (ущерб за время восстановления электроснабжения $t_{\text{э}}$));

$Y_{\text{пр}}(t_{\text{тех}})$ – ущерб, учитывающий затраты на восстановление технологического процесса (ущерб от момента восстановления электроснабжения до доведения технологического процесса установки до нормального режима).

Величина прямого ущерба зависит от следующих факторов: длительности перерыва электроснабжения, особенностей технологического про-

цесса, совпадения отказа с определенными фазами процесса, наличия технологического резерва и т. д.

Дополнительный ущерб $U_{\text{доп}}$ разделяют на четыре группы:

1) перерыв электроснабжения приводит к уменьшению выпуска продукции и восполнить его невозможно;

2) недовыпущенная продукция восполняется в дальнейшем за счет сверхурочных работ;

3) восполнение недовыпуска осуществляется дальнейшим форсированным режимом работы технологической установки;

4) перерыв электроснабжения не приводит к уменьшению выпуска продукции, либо имеется возможность восполнения за счет резервов без дополнительных затрат.

6.2 Ущерб энергосистемы от перерывов электроснабжения

Системный ущерб имеет место в энергосистемах из-за недоиспользования оборудования и персонала энергосистем.

Системный ущерб имеет место не только при аварийном недоотпуске электроэнергии, но и при недоотпуске из-за плановых отключений для производства планового ремонта. Величина удельного системного ущерба определяется расчётными затратами на производство и передачу 1 кВт·ч электрической энергии за вычетом топливной составляющей. Системный ущерб должен определяться с учетом всех ступеней напряжения до потребителя.

Наиболее важной особенностью системного ущерба является то, что он должен определяться для всех потребителей – производственных и непроизводственных. Очевидно, что системный ущерб является минимально возможным народнохозяйственным ущербом и по нему должен определяться низший экономически оправданный уровень надёжности системы электроснабжения.

При решении вопроса об экономически целесообразной величине резерва в энергосистеме необходимо учитывать, что величина ущерба в энергосистеме, вызванная аварийным отключением генерирующей мощности, будет меньше по сравнению с ущербом, который имеет место при нарушении электроснабжения отдельного предприятия или узла нагрузки. Объясняется это, в частности, тем, что при аварийном снижении частоты отключаются потребители с наименьшим ущербом, а после ликвидации аварии в случае необходимости вводятся организованные ограничения или отключения таких предприятий, для которых это связано также с наименьшим ущербом.

При определении ущерба от нарушения электроснабжения для промышленных предприятий системным ущербом в энергетике можно пренебречь, так как он составляет всего лишь менее 5%.

6.3 Количественные характеристики ущерба

Обычно пользуются понятием **удельный ущерб** – величиной ущерба, отнесенной к единице выпускаемой продукции. В таком случае возможно сопоставление решений для объектов с различным объемом производства. Удельные показатели ущерба от аварийных ограничений зависят от структурного состава потребителей (удельного веса промышленности, быта и сферы обслуживания, сельского хозяйства, транспорта и строительства) и степени их ограничения. Для некоторых технологических процессов величина ущерба определяется фактом отказа и мощностью отключенного оборудования. Для некоторых производств большое значение имеет время простоя.

Решая задачи надёжности для систем электроснабжения, ущерб следует относить к значениям параметров энергосистемы. Поэтому в настоящее время наиболее распространены следующие **виды удельного ущерба, отнесенные к:**

- единице выпускаемой продукции, руб/ед. прод.;
- одному часу перерыва в электроснабжении, руб/ч;
- одному кВт установленной мощности, руб/кВт;
- одному кВт·ч недоотпущенной электроэнергии, руб/кВт·ч.

Величина удельной стоимости компенсации ущерба от аварийных ограничений должна быть регламентирована государством. В настоящее время в Беларуси отсутствует рекомендованная удельная стоимость компенсации ущерба от аварийных ограничений потребителей электроэнергии.

В расчётах экономической эффективности стоимость ущерба от аварийных ограничений рекомендуется оценивать исходя из зарубежного опыта компенсации ущерба потребителям в размере 1,5-4 долл./кВт·ч. Эти данные являются усредненными и могут использоваться для ориентировочной оценки ущерба на случай аварийных перерывов (ограничений) электроснабжения в сети общего пользования с разным составом потребителей. При разработке схем внешнего электроснабжения промышленных узлов и отдельных крупных предприятий рекомендуется пользоваться данными об ущербах, полученными у потребителя, в специализированных проектных организациях или из других источников.

В таблице 6.1 приведены данные об удельных ущербах ряда предприятий. При выполнении технико-экономических расчётов данные таблицы 6.1 следует корректировать с учётом изменения цен после 01.01.1991 г. с помощью коэффициента пересчёта.

Таблица 6.1 – Удельные ущербы предприятий

Предприятие	Удельный ущерб $У_0$, руб/кВт·ч
Машиностроительный завод	0,7
Станкостроительный завод	1,0
Электротехнический завод	1,3
Инструментальный завод	0,4
Целлюлозный комбинат	1,1
Бумажный комбинат	0,3
Деревообрабатывающий комбинат	0,57
Завод искусственного волокна	4,0
Лакокрасочный завод	4,2
Цементный завод	0,51
Завод железобетонных изделий	0,5
Прядильно-ткацкая фабрика	0,85
Обувная фабрика	2,7
Швейная фабрика	0,22
Мукомольный завод	0,52
Сельскохозяйственные комплексы и фермы молочного направления	1,8
Птицефабрики мясного направле- ния по выращиванию бройлеров	18,1

Оценка ущерба у бытовых потребителей имеет особенности, заключающиеся в том, что устанавливается денежный эквивалент единицы свободного времени человека. Ущерб от перерыва электроснабжения, в течение которого у человека нет возможности использовать самостоятельно свободное время, определяется как часть потерянного свободного времени.

6.4 Использование величины ущерба для принятия решений

Величина ущерба от прекращения электроснабжения потребителей, которую следует принимать для выбора варианта решения, в общем случае зависит от объема выпускаемой продукции, количества недоотпущенной электроэнергии, величины отключенной мощности, длительности перерыва в электроснабжении. Для конкретных производств некоторые из этих зависимостей могут отсутствовать. Кроме того, должен сказываться потребительский и системный ущерб.

Величина и составляющие ущерба могут сильно различаться даже для производств с одинаковой технологией.

При определении ущерба недостаточно четко учитываются последст-

вия недоотпуска продукции предприятием, на котором произошло нарушение электроснабжения, для смежных отраслей экономики. Кроме того, ущерб от нарушения электроснабжения нельзя свести только к издержкам, его компенсирующим. Существует значительная группа потребителей, для которой принципиально невозможно выразить прекращение питания в денежном выражении. Это предприятия, учреждения, играющие особую роль в экономике страны, объекты, прекращение питания которых приводит к опасности для жизни и здоровья людей, окружающей среды и пр.

Для сравнения вариантов развития электрических сетей с учетом надёжности электроснабжения потребителей рассчитываются ЧДД по каждому варианту:

$$\text{ЧДД}_i = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} - I_{ti} - K_{ti}}{(1 + E)^t} \quad (6.4)$$

где i – номер варианта развития электрических сетей;

D_{ti} – суммарный доход в год t ;

I_{ti} – годовые эксплуатационные и другие расходы в год t (отчисления на амортизацию, затраты на текущий ремонт и обслуживание и стоимость годовых потерь активной электроэнергии);

K_{ti} – капитальные затраты в год t (затраты на сооружение линии электропередачи и затраты на электрооборудование);

T – расчётный срок;

E – норма дисконта (норматив эффективности капитальных вложений).

В случае действия тарифов, включающих в себя плату потребителя за уровень надёжности электроснабжения, и штрафных санкций для энергоснабжающей организации за нарушение электроснабжения у потребителя формула (6.5) примет вид:

$$\text{ЧДД}_i = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} + D_{hti} - I_{ti} - K_{ti} - Y_{ti}}{(1 + E)^t}, \quad (6.5)$$

где D_{hti} – плата потребителя энергоснабжающей организации за заявленную им степень надёжности;

Y_{ti} – ущерб от перерывов электроснабжения.

6.5 Нормирование показателей надёжности электроснабжения

Ограниченная возможность применения усреднённых значений ущербов для технико-экономических расчётов в электроэнергетике выдвинула

задачу выбора и обоснования нормативов надёжности электроснабжения. Под **нормативом надёжности** понимается численное значение показателя надёжности, являющегося критерием достаточности или недостаточности уровня надёжности электроснабжения рассматриваемого объекта.

В такой постановке задача выбора оптимального решения может быть сведена к сопоставлению затрат по тем вариантам, которые удовлетворяют условию

$$N \geq N_n, \quad (6.6)$$

т. е. уровень надёжности не должен быть ниже нормированного.

В результате возникает проблема выбора и обоснования нормативных показателей надёжности N_n , которые соответствовали бы наибольшей эффективности средств, вкладываемых в развитие экономики страны.

Двухуровневый подход к нормированию надёжности

Основная цель любого норматива – обеспечение требуемой надёжности электроснабжения потребителей. Достигнуть её возможно за счёт принятия различных технических и организационных решений в системе электроснабжения. Это обычно приводит к увеличению затрат, вкладываемых в сеть.

Требования потребителей к надёжности электроснабжения формируются на основе анализа последствий отказов в питании этих потребителей. Таким образом проявляется двухуровневый характер использования нормативных значений показателей надёжности в электроэнергетике: с одной стороны должны вычисляться и доводиться до нормативных показатели надёжности самой системы электроснабжения (**первый уровень нормирования**), с другой стороны должны быть обеспечены нормативные требования к надёжности конкретных потребителей, присоединенных к энергосистеме (**второй уровень**).

Нормативными показателями надёжности для первого уровня являются интегральные характеристики системы электроснабжения с точки зрения выполнения поставленной перед ней цели. Такой характеристикой системы электроснабжения является объем выпускаемой продукции и степень удовлетворения ею потребителей. Поэтому для нормирования надёжности на первом уровне может быть использована мера этой степени – относительная необеспеченность потребителей электроэнергией.

Потребители электрической энергии предъявляют свои требования к электроснабжению в виде допустимых значений времени перерыва питания $T_{\text{доп}}$; частоты перерывов $\omega_{\text{доп}}$; частоты перерывов со временем более заданного $\omega_{\text{доп}} (T > T_{\text{зад}})$; отключаемой мощности $P_{\text{откл. доп}}$ и пр. Эти требо-

вания – нормативные показатели надёжности электроснабжения на втором уровне.

Виды нормирования надёжности электроснабжения

Существуют следующие виды нормирования надёжности электроснабжения потребителей: нормирование на основе экономических оценок; экспериментальных расчётов затрат на повышение надёжности; анализа фактических данных о надёжности электроснабжения (ретроспективный анализ); опроса потребителей и др.

Нормирование на основе экономических оценок. Нормативные показатели надёжности определяются путём сопоставления усредненных значений ущерба, вызываемого перерывами в электроснабжении потребителей, и затрат в систему электроснабжения, которые снижают этот ущерб. На рисунке 6.1 приведены кривые зависимости среднего ущерба \bar{Y} и средних затрат в систему электроснабжения \bar{Z}_c от величины такого показателя надёжности, как недоотпуск электроэнергии. Кривая $(\bar{Z}_c + \bar{Y})$ суммы затрат и ущерба в общем случае имеет минимум. Оптимальный уровень надёжности, соответствующий этому минимуму (точка W_H) принимают в качестве нормативного.

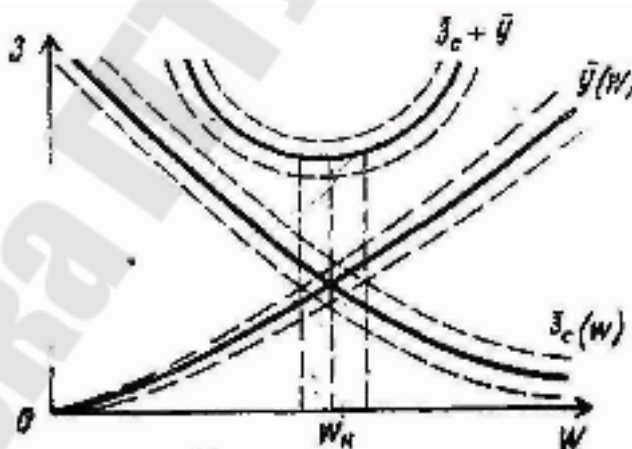


Рисунок 6.1.

Зависимости ущерба $Y(W)$ и затрат $Z(W)$ можно представить в виде семейства кривых. Тогда оптимальный уровень надёжности, соответствующий минимуму затрат, будет иметь зону возможных значений. Поскольку в области минимума кривая суммарных затрат обычно пологая, выбор какого-либо точечного значения показателя надёжности в зоне возможных значений не приводит к значительному увеличению суммарных затрат. Следовательно, выбирать величину показателя можно с учётом эстетических требований, возможности дальнейшего развития и др.

Нормирование на основе расчётов затрат на повышение надёжности. Как и в предыдущем случае строятся кривые затрат, вкладываемых в систему электроснабжения на повышение надёжности, в зависимости от величины показателя надёжности, однако понятие ущерба при этом не используется. Нормативный уровень надёжности выбирается по той части кривой $Z(W)$ (рисунок 6.1), на которой существенное увеличение затрат не влияет на заметное увеличение надёжности (снижение недоотпуска).

Аналогичными являются способы, которые нормируют удельную величину затрат на сокращение единицы ненадёжности в зоне каких-то возможных технических решений

$$\gamma_n = \frac{\partial Z}{\partial H}. \quad (6.7)$$

В этом случае решается вопрос, как применения того или иного средства повышения надёжности, увеличивающего дополнительные затраты, сказывается на улучшении (снижении) показателя надёжности:

$$\gamma_n = \frac{\Delta Z}{\Delta H}. \quad (6.8)$$

Расчёт приращения затрат γ выполняется в области решений, которые прошли опытную проверку в практике проектирования и эксплуатации систем электроснабжения различного назначения. Естественно, в таком случае величина γ зависит от параметров сетей – протяженности линий, их конструктивного исполнения, графика нагрузок. Поэтому нормативный уровень надёжности, полученный на основе этого приращения затрат даже для систем электроснабжения одного и того же назначения, различен для различных экономико-географических зон страны.

Нормирование на основе экспертных оценок. Этот способ заключается в следующем: выделяется круг специалистов, компетентных как в области систем электроснабжения, так и в области технологии производственной установки, надёжность электроснабжения которой рассматривается. Этим специалистам (экспертам) предлагается количественно оценить уровень надёжности, который по их мнению является оптимальным для данного потребителя.

Полученная в результате обработки ответов экспертов оценка может служить нормативным уровнем надёжности данного потребителя. К данному виду оценки относится способ, при котором норматив определяется на основе обработки данных опросов потребителей.

Опыт показывает, что оценка рационального уровня надёжности у различных экспертов разная и поэтому их данные не могут быть достаточно

обоснованным нормативным уровнем, а метод этот можно рассматривать как дополнительный, позволяющий выявить целесообразную зону возможных значений норматива.

Ретроспективный анализ. Данный подход позволяет нормировать показатели надёжности на основе прошлого опыта обеспечения потребителей электроэнергией. По данным, полученным в результате статистической обработки ретроспективной информации о надёжности объектов электроснабжения, можно получить оценку достигнутого уровня надёжности при определённых принципах принятия решения (схемах, системе обслуживания, параметрах элементов системы электроснабжения и т. д.) и перенести эту оценку на перспективу. Такой способ широко используется в настоящее время в различных странах, однако область применения ограничена, поскольку его нельзя использовать при проектировании систем электроснабжения предприятий с новой технологией, изменении системы обслуживания, внедрении новых видов электрооборудования.

Однако ретроспективный анализ может дополнять экономические способы, ориентируя на то, что нормированный уровень надёжности не должен быть ниже повсеместно достигнутого в системах электроснабжения данного вида.

Таким образом, при нормировании показателей надёжности основой для получения нормативов являются экономические методы, позволяющие сопоставить затраты, вкладываемые в повышение надёжности с последствиями, возникающими в результате прекращения питания потребителей. Другие способы дополняют и уточняют результаты технико-экономических расчётов.

7 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Функциональная надёжность основана на анализе режимов, их ограничений, пропускной способности при изменении структуры ЭС (особенно важна в эксплуатации).

7.1 Функциональная надёжность в схеме “станция-система”

Функциональная надёжность в схеме достигается при противоаварийном управлении отключением генераторов и быстрой разгрузкой паровых турбин. Рассмотрим схему (рисунок 7.1).

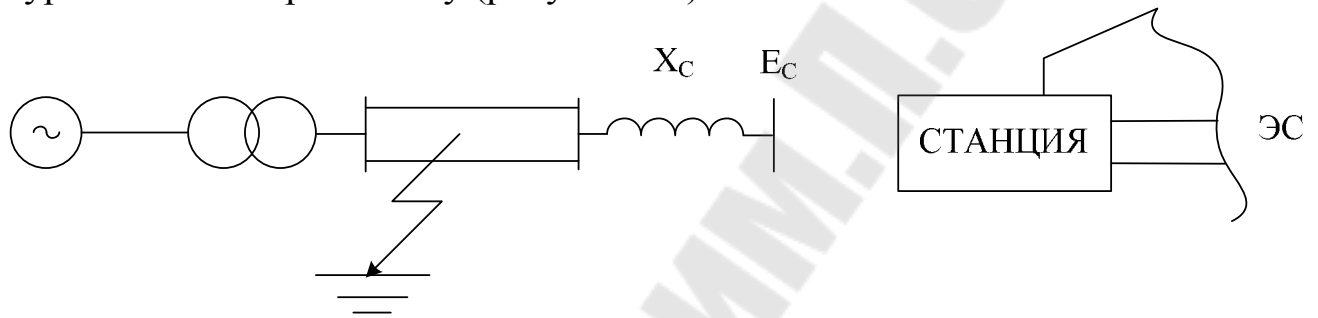


Рисунок 7.1 – Исходная схема

В данном случае при отсутствии средств повышения устойчивости имеем при КЗ её нарушение (рисунок 7.2) Если при отключении КЗ отключить часть генераторов (рисунок 7.3), устойчивость сохранится.

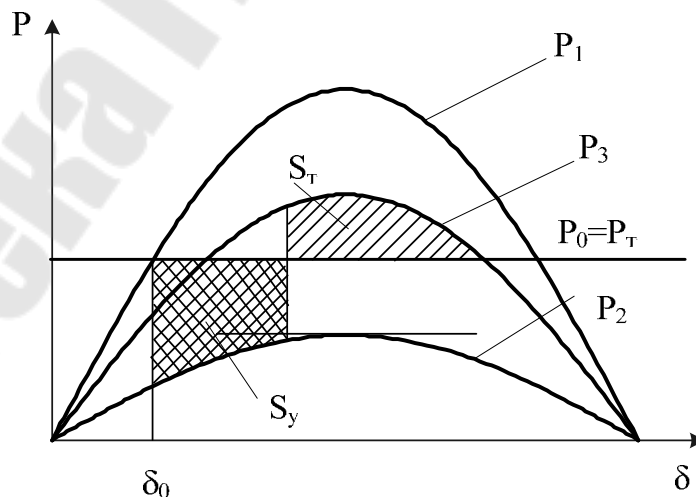


Рисунок 7.2 – Угловые характеристики мощности

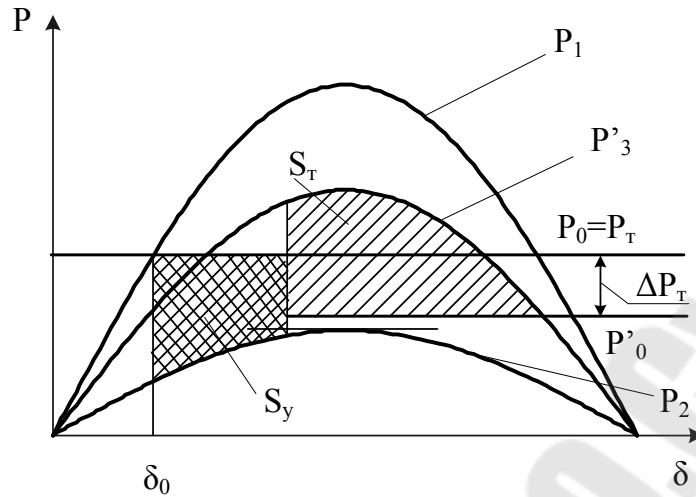


Рисунок 7.3 – Угловые характеристики мощности после отключения Δn генераторов

На рисунке 7.3 S_T, S_Y – площадки торможения и ускорения;

P_1, P_2, P_3 – характеристики мощности, выдаваемой в систему при нормальном, аварийном и послеаварийном режимах.

$$P'_0 = P_0 \frac{n - \Delta n}{n}, \quad (7.1)$$

где n – число работающих генераторов станции;

Δn – число отключённых генераторов;

P'_0 – мощность генераторов после отключения Δn .

При этом снижается и характеристика мощности послеаварийного режима:

$$P'_3 = P_3 \frac{\frac{X'_d}{n} + X_T + X_L + X_C}{\frac{X'_d}{n - \Delta n} + X_T + X_L + X_C}, \quad (7.2)$$

где X'_d, X_T, X_L, X_C – соответственно, переходное синхронное сопротивление эквивалентного генератора, сопротивление трансформатора, линии, системы.

На рисунке 7.3 видим, что снижение характеристики выдачи мощности в систему меньше уменьшения мощности турбины $P'_3 < \Delta P_T$, при этом происходит увеличение площади торможения S_T . Кроме этого при отключении части генераторов теряется и часть $\Delta W_{кин}$ (кинетической энергии запасённой роторами генераторов в процессе ускорения). $W_{кин}$ оставшихся ге-

нераторов пропорциональна площади ускорения S_y :

$$W_{\text{кин}} = S_y \frac{n - \Delta n}{n}.$$

Согласно правилу площадей:

$$S_y \frac{n - \Delta n}{n} < S_T. \quad (7.3)$$

Таким образом, имеем увеличение S_T и уменьшение S_y , то есть отключение генератора является эффективным средством повышения устойчивости при КЗ.

Разгрузка турбин.

Для быстрой разгрузки паровых турбин используются электрогидравлические преобразователи и электроприставки (электрическая часть системы регулирования частоты), в состав которых входят усилители и элементы для улучшения регулирования частоты и снижения максимальной частоты вращения турбины после сброса нагрузки. Мощность турбины успевает снизиться во время первого вылета угла генератора, что приводит к увеличению площади торможения и повышению динамической устойчивости.

Деление системы.

Используется в отдельных случаях, когда станция выдаёт мощность в ЭС малой мощности и связана с большой системой, а разгрузка станции для устойчивости связи с малой системой неэффективна. Рассмотрим деление системы для схемы “станция – ЭС малой мощности – ОЭС (объединённая мощная энергосистема)” (рисунок 7.4).

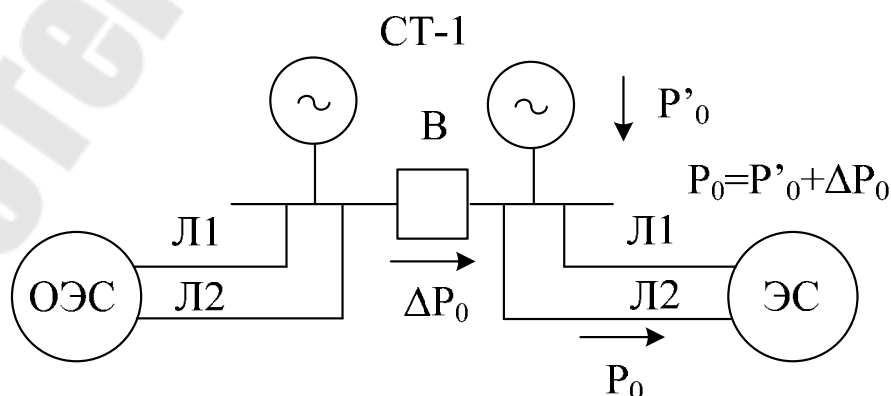


Рисунок 7.4 – Исходная схема соединений

В нормальном режиме нагрузка линий соответствует нормированному запасу статической устойчивости. При отключении Л1 или Л2 $P_{3\text{max}} < P_{1\text{max}}$

вследствие чего, происходит нарушение устойчивости (рисунок 7.5). Путем разгрузки станции обеспечить сохранение устойчивости невозможно, т.к. при этом уменьшается только мощность, выдаваемая в ОЭС. Уменьшить поток мощности, выдаваемый в ЭС можно уменьшая $P_{HЭС}$ или при делении станции. При делении станции $P_T = P_0'$ и устойчивость ЛЭП (Л1, Л2) может быть сохранена, $P_0' \leq P_{3max}$ (послеаварийного режима); P_0 снижается до P_0' , имеем дефицит мощности в ЭС и снижение f . При недостаточном вращающемся резерве в ЭС может действовать автоматическое регулирование частоты. Деление выполняется отключением выключателя В при отключении Л1 или Л2 и передаваемой мощности, превышающей пропускную способность в послеаварийном режиме.

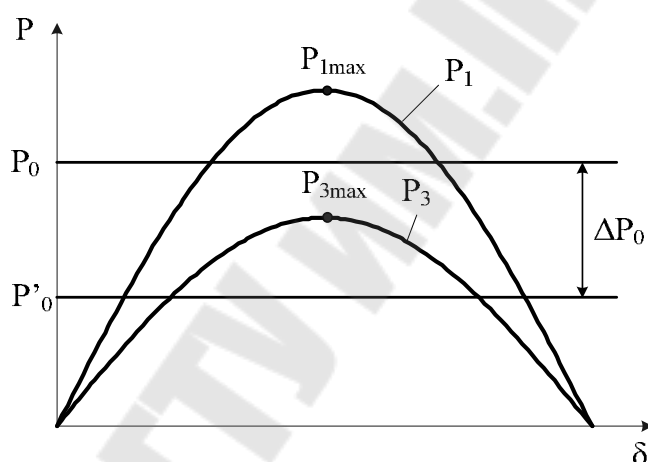


Рисунок 7.5 – Угловые характеристики мощности при снижении мощности турбины

7.2 Расчёт функциональной надёжности в объединении из двух ЭС со слабой связью

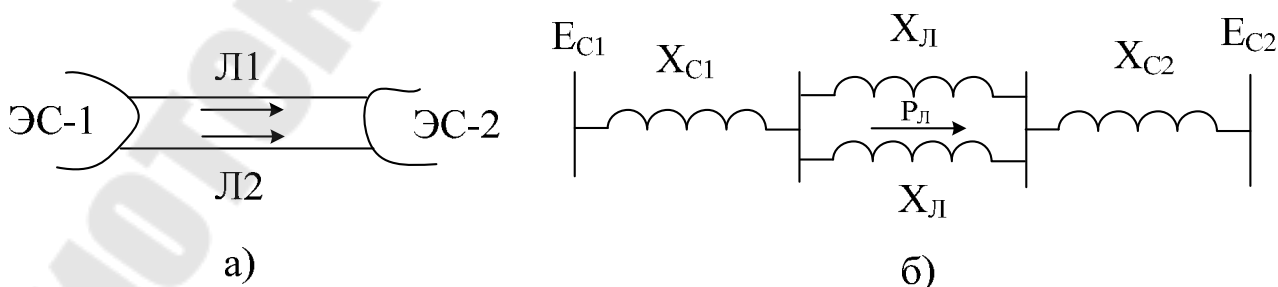


Рисунок 7.6 – Схемы энергообъединения
а) принципиальная схема; б) схема замещения

При объединении ЭС (рисунок 7.6) основную опасность для надёжности представляет:

- отключение линий связи Л1 или Л2;
- появление аварийного небаланса мощности (потеря генерирующей

мощности в ЭС-2, отключение узлов нагрузки в ЭС-1) в объединяемых системах.

На рисунке 7.6 X_{C1} и X_{C2} – эквивалентные сопротивления в ЭС-1, ЭС-2, $X_{Л}$ – сопротивление Л1 или Л2.

Обозначим $P_{Г1}$ и $P_{Н1}$, $P_{Г2}$ и $P_{Н2}$ – генерируемые мощности и мощности нагрузок в ЭС-1 и ЭС-2;

$P_{Л}$ – мощность, передаваемая по межсистемной связи.

Электромеханические переходные процессы в каждой из ЭС:

$$\left. \begin{aligned} T_{j1} \frac{\partial^2 \delta_1}{\partial t^2} &= P_{Г1} - P_{Н1} - P_{Л}; \\ T_{j2} \frac{\partial^2 \delta_2}{\partial t^2} &= P_{Г2} - P_{Н2} - P_{Л}; \end{aligned} \right\} \quad (7.4)$$

$$\left. \begin{aligned} T_{j1} \frac{\partial^2 \delta_1}{\partial t^2} &= P_{Г1} - P_{Н1} - P_{Л}; \\ T_{j2} \frac{\partial^2 \delta_2}{\partial t^2} &= P_{Г2} - P_{Н2} - P_{Л}; \end{aligned} \right\} \quad (7.5)$$

где T_{j1} , T_{j2} – электромеханические постоянные времени ЭС-1 и ЭС-2;

$$P_{Л} = \frac{E_{C1} E_{C2}}{X_{12}} \sin \delta_{12}; \quad (7.6)$$

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2; \quad (7.7)$$

$$X_{12} = X_{C1} + \frac{X_{Л}}{2} + X_{C2}; \quad (7.8)$$

Для получения уравнения электромеханического переходного процесса в объединении из двух энергосистем используем уравнения (7.4), (7.5):

$$T_j \frac{\partial^2 \delta_{12}}{\partial t^2} = P_0 - P_{Л}, \quad (7.9)$$

$$\text{где } P_0 = \frac{T_{j2}}{T_{j1} + T_{j2}} (P_{Г1} - P_{Н1}) - \frac{T_{j1}}{T_{j1} + T_{j2}} (P_{Г2} - P_{Н2}); \quad (7.10)$$

$$T_j = \frac{T_{j1} \cdot T_{j2}}{T_{j1} + T_{j2}}. \quad (7.11)$$

Отключение одной цепи межсистемной связи представлено на рисунке 7.7.

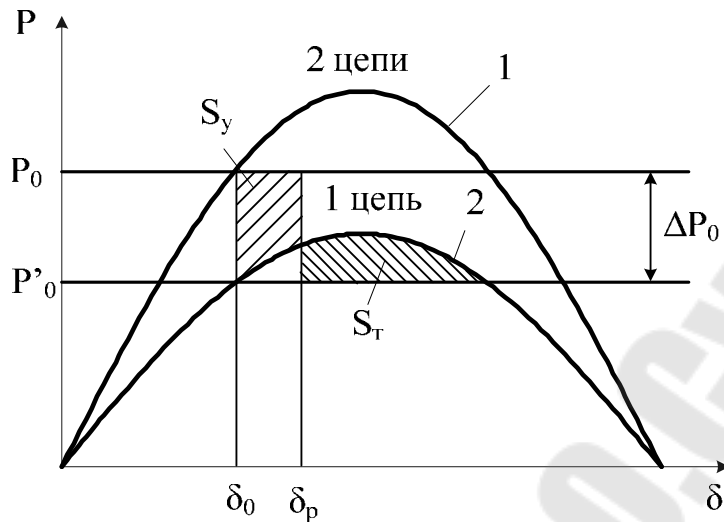


Рисунок 7.7 – Отключение цепи межсистемной связи

Для двух цепей: $P_0 = P_{л}$ и $\delta_0 = \delta_{12}^0$.

После отключения одной цепи имеем $P_{\max}^{1ц} < P_{\max}^{2ц}$.

Для обеспечения устойчивости необходима разгрузка межсистемной связи до P'_0 , чтобы обеспечить устойчивость динамического перехода и статическую устойчивость нового установившегося режима. Для обеспечения динамической устойчивости должно соблюдаться условие: $S_T > S_y$ (δ_p – угол, при котором происходит разгрузка межсистемной передачи, т.е. переход с уровня P_0 на P'_0). Запас статической устойчивости:

$$P_{\max}^{1ц} - P'_0.$$

Снижение P_0 до P'_0 возможно за счёт уменьшения инерции в ЭС-1 на $\Delta P_{Г1}^{\text{ЭС1}}$ или уменьшения нагрузки в ЭС-2 на $\Delta P_{Н2}^{\text{ЭС2}}$.

$$P'_0 = P_0 - \Delta P_0 = \frac{T_{j2}}{T_{j1} + T_{j2}} [(P_{Г1} - \Delta P_{Г1}) - P_{Н1}] - \frac{T_{j1}}{T_{j1} + T_{j2}} [P_{Г2} - (P_{Н2} - \Delta P_{Н2})] \quad (7.12)$$

$$\text{откуда разгрузка связи: } \Delta P_0 = \frac{T_{j2}}{T_{j1} + T_{j2}} \Delta P_{Г1} + \frac{T_{j1}}{T_{j1} + T_{j2}} \Delta P_{Н2}. \quad (7.13)$$

Причиной нарушения устойчивости может быть и появление небаланса мощности в ЭС-1 или ЭС-2. Из рисунка 7.8 видно, что к увеличению перетока мощности может привести потеря части нагрузки $\Delta P_{Н1}^{\text{ЭС1}}$ в ЭС-1 (или

$\Delta P_{\Gamma 2}^{\text{ЭС}2}$ в ЭС-2). В общем случае это может быть авария дающая избыток мощности $\Delta P^{\text{ЭС}1}$ или дефицит мощности $\Delta P^{\text{ЭС}2}$.

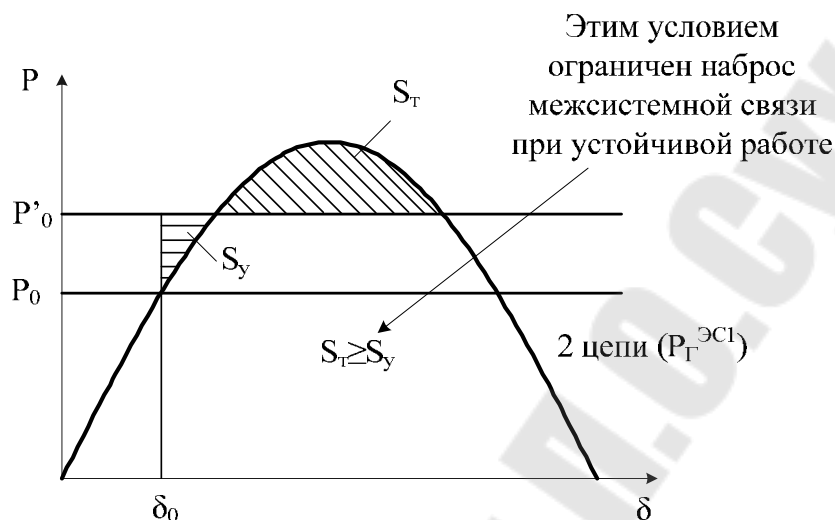


Рисунок 7.8 – Угловая характеристика мощности

При небалансе мощности ΔP имеем отклонение частоты Δf :

$$\frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}} = \frac{\Delta P}{\sum_{i=1}^n (P_{\Gamma,i} \cdot K_{\Gamma,i} + P_{\text{Н},i} \cdot K_{\text{Н},i})}, \quad (7.14)$$

где n – количество систем в объединении.

7.3 Критерии режимной надёжности и их нормирование

Надёжность режима ЭС – её способность выдерживать возмущения. Этот фактор оценивается устойчивостью ЭС.

Рассмотрим две характерные схемы, приводившиеся выше, результаты анализа которых можно распространить на сложные ЭС.

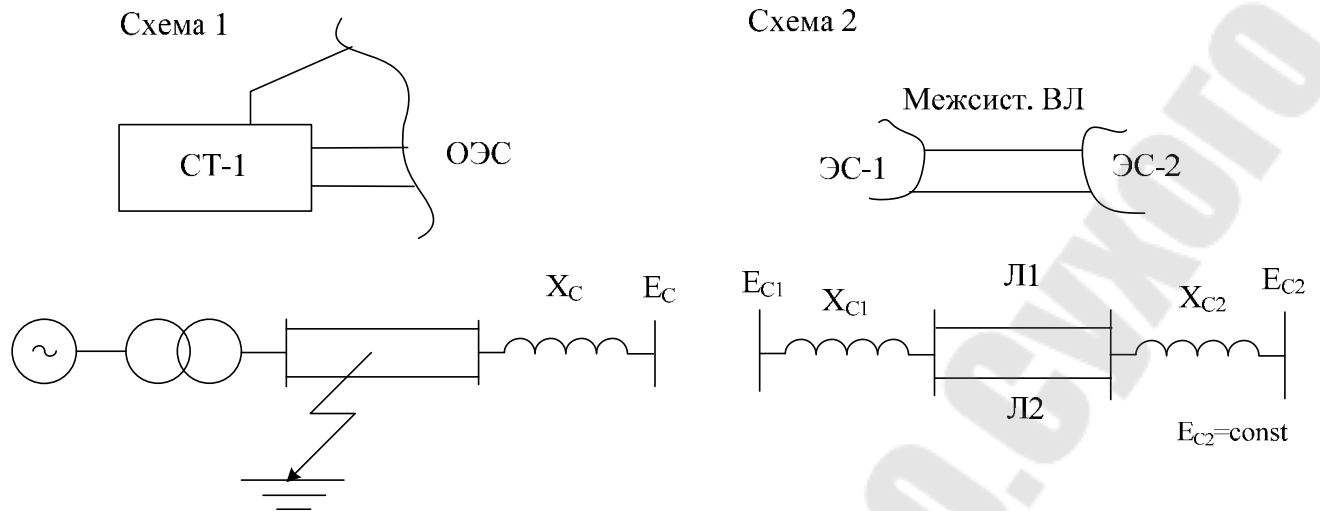


Рисунок 7.9 – Характерные схемы энергосистем

Надёжность нормируется в виде критериев режимной устойчивости в узловых точках ЭС, отражающих её запас (K_P , K_U) и расчётного возмущения для проверки динамической устойчивости.

Численные значения этих величин определяются соотношениями:

$$K_P = \frac{P_{\max} - \Delta P_{\text{нер}} - P_0}{P_0} \cdot 100; \quad (7.15)$$

$$K_U = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U} \cdot 100, \quad (7.16)$$

где $\Delta P_{\text{нер}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний потока активной мощности;

P_0 – переток мощности в исходном режиме;

U – напряжение в узле в рассматриваемом режиме;

$U_{\text{кр}}$ – значение напряжения, при котором нарушается устойчивость.

$$\Delta P_{\text{нер}} = K \sqrt{\frac{P_{\text{н1}} \cdot P_{\text{н2}}}{P_{\text{н1}} + P_{\text{н2}}}},$$

где K – коэффициент, значение которого принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности, $\sqrt{\text{МВт}}$;

$P_{\text{н1}}$, $P_{\text{н2}}$ – суммарные мощности нагрузки первой и второй частей ЭС, МВт.

Коэффициенты запаса статической устойчивости нормируются в сле-

дующих пределах:

$K_P \geq 20\%$, $K_U \geq 15\%$ – в нормальных режимах ЭС;

$K_P \geq 8\%$, $K_U \geq 10\%$ – в аварийных режимах ЭС.

Для исследования статической устойчивости ЭС составляем схемы замещения.

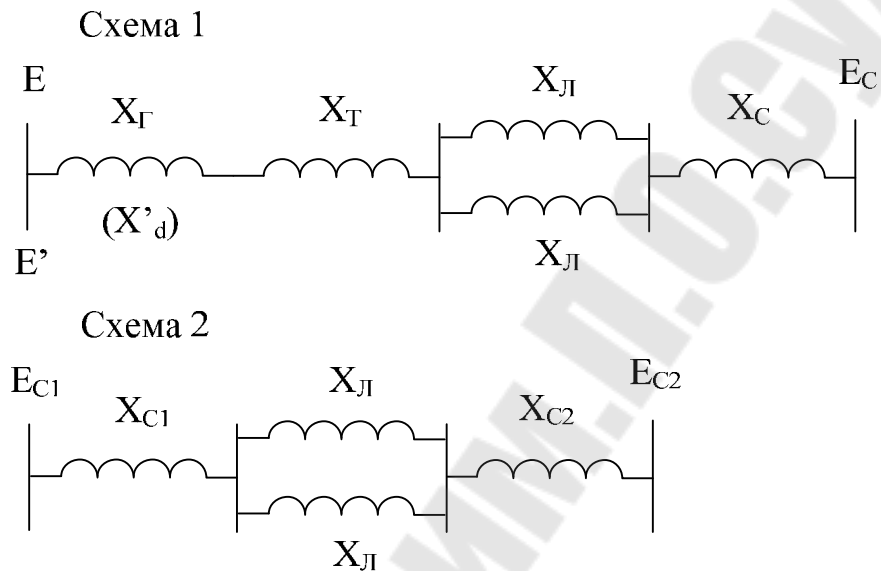


Рисунок 7.10 – Схемы замещения

Для схемы 1 мощность, передаваемая в систему:

$$P = \frac{E' \cdot E_C}{X} \cdot \sin \delta, \quad (7.17)$$

где $X = X_G + X_T + X_L/2 + X_C$.

$$P_{\max} = \frac{E' \cdot E_C}{X}. \quad (7.18)$$

На устойчивость положительно влияет АРВ генераторов, увеличивая предельно передаваемую мощность P_{\max} .

Зная P_{\max} , по формуле (7.15) при $\Delta P_{\text{нер}} = 0$, находим передаваемую мощность, соответствующую нормативному коэффициенту запаса статической устойчивости:

$$P = \frac{P_{\max}}{1 + K_P/100} = \frac{P_{\max}}{1,2} \quad (7.19)$$

Для аварийного режима:

$$P = \frac{P'_{\max}}{1,08}; \quad X' = X_{\Gamma} + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}} + X_{\text{С}}; \quad P'_{\max} = \frac{E' \cdot E_{\text{С}}}{X'}. \quad (7.20)$$

Для схемы 2:

$$P_{\max} = \frac{E_{\text{С1}} \cdot E_{\text{С2}}}{X}; \quad X = X_{\text{С1}} + X_{\text{Л}}/2 + X_{\text{С2}}. \quad (7.21)$$

В данном случае учитываются нерегулярные колебания перетока мощности по межсистемной связи:

– в нормальном режиме:

$$P = \frac{P_{\max} - \Delta P_{\text{нер}}}{1,2}. \quad (7.22)$$

– в аварийном режиме:

$$P' = \frac{P'_{\max} - \Delta P_{\text{нер}}}{1,08}. \quad (7.23)$$

Динамическая устойчивость нормируется перечнем возмущений, при которых динамическая устойчивость не должна нарушаться.

7.4 Обеспечение режимной (функциональной) надёжности системообразующих сетей ЭС

Для обеспечения режимной (функциональной) надёжности системообразующих сетей ЭС применяется комплекс средств повышения устойчивости режимов работы ЭС.

1. Улучшение характеристик основных элементов ЭС с помощью конструктивных изменений. В частности, улучшение параметров генераторов, т.е. снижение индуктивных сопротивлений X_d , X'_d , увеличение механической инерции генераторов, двигателей T_j , снижение индуктивного сопротивления ЛЭП путём расщепления проводов, уменьшение времени действия релейной защиты и коммутационных аппаратов и т.п.

2. Улучшение средствами автоматизации: применение автоматических регуляторов возбуждения синхронных машин, устройств АПВ, быстродействующих релейных защит и противоаварийной автоматики, АВР, устройств форсировки возбуждения синхронных машин и т.п.

3. Дополнительные средства повышения устойчивости – устройства

продольной ёмкостной компенсации, устройства электрического торможения генераторов, синхронные компенсаторы с АРВ сильного действия, шунтирующие реакторы и т.п.

4. Мероприятия эксплуатационного характера – выбор схемы соединений электрической сети, обеспечивающей наибольшую устойчивость; регулирование или ограничение перетоков мощности по межсистемным связям; отключение части генераторов или экстренная разгрузка турбин в аварийном режиме; отключение части потребителей в аварийном режиме; деление энергосистем на несинхронно работающие части и т.п.

Из названных средств средства автоматизации и мероприятия эксплуатационного характера требуют меньших затрат и широко используются. Надёжность режимов работы ЭС обеспечивается иерархической (в структурном и временном разрезах) системой **противоаварийной режимной автоматики**, которая включает:

1) устройства автоматического ограничения (регулирования) перетоков мощности (АОПМ) по межсистемным ЛЭП;

2) устройства автоматического управления мощностью для сохранения устойчивости (АУМСУ);

3) устройства автоматической ликвидации (предотвращения) асинхронного режима (АЛАР);

4) автоматическая частотная разгрузка (АЧР);

5) автоматический частотный пуск гидрогенераторов (АЧП) для быстрой ликвидации аварии;

6) автоматическое повторное включение потребителей после АЧР (ЧАПВ).

АОПМ служит для предотвращения нарушения статической устойчивости при относительно медленном изменении перетока мощности, вызванного ошибкой прогнозирования графиков нагрузки ЭС с небольшими небалансами мощности из-за отключения генераторов или нерегулярных колебаний нагрузки. Автоматика контролирует перетоки мощности по отдельным связям. При достижении заданной величины (уставки) увеличивает или уменьшает нагрузки выделенных станций.

АУМСУ обеспечивает динамическую устойчивость при больших возмущениях режима (КЗ, потеря генерирующей мощности) и статическую устойчивость послеаварийного режима. АУМСУ охватывает район противоаварийного управления (например, схему выдачи мощности станции(-ий)). АУМСУ работают по **программному принципу**:

– контроль доаварийной схемы и режима;

– получение и оценка информации по возмущению на основе расчёта устойчивости;

– выдача управляющих команд АУМСУ воздействует на отключение генераторов, разгрузку турбин, отключение потребителей (САОН), деление ЭС. Сочетание этих средств подбирается с учётом минимального ущерба

от недоотпуска электроэнергии у потребителей. АУМСУ не рассчитаны на устранение каскадных аварий.

АЛАР отделяют выпавшие из синхронизма части ЭС, т.е. локализуют аварию. В отделившихся частях имеется дефицит мощности и действует АЧР, сохраняя питание ответственных потребителей.

АЧР. Снижение частоты в системе происходит из-за нарушения баланса по активной мощности, т.е. когда активная мощность нагрузки становится больше активной мощности, выдаваемой генераторами. При снижении частоты реактивная мощность, вырабатываемая генераторами, уменьшается, а реактивная мощность, потребляемая нагрузкой, увеличивается. Это понижает напряжение в узлах нагрузки и в некоторых случаях вызывает лавину частоты и напряжения, приводящие к массовому отключению потребителей и нарушению устойчивости параллельной работы. При снижении частоты до опасных пределов автоматически отключается часть нагрузки электрической системы. АЧР повышает как устойчивость электрической системы, так и устойчивость отдельных узлов ее нагрузки, предотвращая лавину напряжения. В результате обеспечивается нормальная работа основной массы ответственных потребителей. При подключении промышленных предприятий к системе АЧР приходится учитывать необходимость обеспечения бесперебойности технологических процессов при перерывах в питании.

7.5 Средства и методы повышения надёжности распределительных сетей

Если уровень надёжности электроснабжения потребителей не соответствует нормам, система электроснабжения оснащается средствами повышения надёжности, сокращающими количество и продолжительность отключений. Выбор состава, количества, мест установки средств повышения надёжности основывается на достижении нормированного уровня надёжности наиболее экономичным путем.

Основной метод повышения надёжности электрических сетей – выявление наиболее ненадёжных частей системы передачи и распределения энергии и изменение уровня надёжности в результате введения различных форм избыточности:

- резервирования;
- совершенствования конструкций и материалов;
- технического обслуживания;
- защиты и автоматизации;
- установки компенсирующих и регулирующих устройств, повышающих качество напряжения и т.п.

Повышение надёжности распределительных систем включает в себя следующие **технические мероприятия**:

1) создание рациональных схем электрических соединений (схем рас­предустройств подстанций и станций, совершенствование схем электро­снабжения, предусматривающее приближение сетей более высокого на­пряжения к потребителям);

2) повышение надёжности отдельных элементов электрических сетей, в том числе за счет применения нового электрооборудования, конструкций, материалов;

3) создание оптимального насыщения сети автоматическими устройст­вами и устройствами АВР;

4) насыщение сети неавтоматическими коммутационными аппаратами;

5) установку регулирующих и компенсирующих реактивную мощ­ность устройств у потребителей;

6) оснащение оборудования подстанций устройствами телеизмерения и телемеханизации;

7) автоматизацию на базе компьютерной техники оперативных пере­ключений в сложных сетях;

8) совершенствование релейной защиты и автоматики;

9) введение устройств поиска повреждений ВЛ и КЛ.

Перечисленные мероприятия требуют значительных материальных за­трат.

Для повышения надёжности электроснабжения большое значение имеют также **организационно-технические мероприятия**:

1) сокращение продолжительности аварийных ремонтов;

2) обеспечение ремонтных баз запчастями электроустановок;

3) оптимизация профилактических ремонтов, осмотров, замен изно­сившихся частей.

Отдельно следует рассмотреть организационно-технические меро­приятия, касающиеся преднамеренных отключений.

7.6 Методика расчёта надёжности системообразующих сетей ЭС

Эти сети связывают электрические станции и узловые подстанции ЭС, от которых через непосредственно или через распределительные сети пи­таются потребители. Оценка надёжности в данном случае должна учиты­вать:

– возможное нарушение устойчивости параллельной работы станций и нагрузки из-за отказов элементов сети и генераторов;

– ограничения по уровню напряжений и токов при отказах элементов ЭС в нормальных и ремонтных схемах и режимах работы сети, т.е. ограни­чения по пропускной способности элементов сети, уровню напряжения, мощности источников питания в послеаварийном режиме;

– отказы элементов распределительных станций и подстанций;

– плановые ремонты элементов ЭС.

Цель расчёта – определение частоты и времени перерывов и ограничений электроснабжения узлов нагрузки. Расчёт делится на 2 этапа:

1-ый этап.

Расчёт надёжности нормального режима работы сети, который включает:

- 1) выявление нормальных схем и режимов работы сети и их длительностей;
- 2) определение частот и видов расчётных отказов элементов и длительности их восстановления (вынужденного ремонта);
- 3) расчёт устойчивости (статической, динамической) и расчёт послеаварийного режима при отказах;
- 4) определение частот, глубин и длительностей перерывов электроснабжения узлов нагрузки во всех нормальных режимах.

При выявлении схем и режимов работы выделяют осенне-зимний и весенне-летний периоды. Для межсистемных ЛЭП учитываются нерегулярные изменения нагрузки, их мощность задаётся функцией распределения. Учитываются отказы:

- ЛЭП, включая взаимосвязанные (на двухцепных опорах или по одной трассе);
- генерирующих блоков;
- выключателей станций и подстанций.

2-ой этап.

1. Выявление расчётных ремонтных схем, их частот и длительностей отключений, и определение режимов работы для этих схем. Это надо для планирования ремонтов элементов электрических сетей ЛЭП и режимной проработки режимных заявок. При выявлении ремонтных схем учитываем плановые и аварийные ремонты ЛЭП.

2. Расчёт устойчивости (статической, динамической) и расчёт послеаварийного режима при отказах.

3. Расчёт частот, глубин и длительностей перерывов электроснабжения узлов нагрузки для ремонтных режимов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Цыганков В.М. Надёжность электрических систем и сетей: Конспект лекций – Минск: БГПА, 2001. – 152 с.
2. Китушин В.Г. Надёжность энергетических систем. – М.: Высшая школа, 1984. – 256 с.
3. Поспелов Г.Е., Русан В.И. Надёжность электроустановок сельскохозяйственного назначения. – Минск: Ураджай, 1982. – 166 с.
4. Анищенко В.А. Надёжность систем электроснабжения: Учеб. пособие. – Минск: УП “Технопринт”, 2001. – 160 с.
5. Зорин В.В. Надёжность систем электроснабжения / В.В. Зорин [и др.]. – Киев: Вища шк. Головное изд-во, 1984. – 192 с.
6. Барг И.Г., Эдельман В.И. Воздушные линии электропередачи. Вопросы эксплуатации и надёжности. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 248 с.
7. Розанов М.Н. Надёжность электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 1974. – 175 с.
8. Гук Ю.Б. Анализ надёжности электроэнергетических установок. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1988. – 224 с.
9. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Надёжность электроснабжения – Ростов-на-Дону: Терра Принт, 2007. – 128 с.
10. Волков Н.Г. Надёжность электроснабжения. Учеб. пособие. – Томск: Том. политех. ун-т, 2003. – 140 с.
11. Папков Б.В., Пашали Д.Ю. Надёжность и эффективность электроснабжения: учеб. пособие – Уфа: Уфимс. гос. авиац. техн. ун-т, 2005. – 380 с.
12. Надёжность в технике. Основные понятия. Термины и определения: ГОСТ 27.002-89. – Введ. 01.07.90. – Москва: Гос. комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам: Издательство стандартов, 1990. – 37 с.

СОДЕРЖАНИЕ

- Введение
- 1 Основы теории надёжности электрических систем
 - 1.1 Развитие науки о надёжности электрических систем. Её особенности и задачи
 - 1.2 Основные понятия, термины и определения надёжности электрических систем
 - 1.3 Состояния и события при изучении надёжности электрических систем, типы отказов
- 2 Технологические особенности обеспечения надёжности в электрических системах
 - 2.1 Свойства электрических систем, влияющие на надёжность их работы
 - 2.2 Схемы соединения электрических систем и их надёжность
 - 2.3 Надёжность работы объединённой электрической системы
 - 2.4 Устройства управления режимом электрической системы, влияющие на её надёжность
 - 2.5 Понятие о структурной и функциональной надёжности электрических систем
 - 2.6 Показатели качества энергии, влияющие на надёжность
 - 2.7 Трудности обеспечения надёжности электрической системы и её живучести
 - 2.8 Нормативные материалы по надёжному управлению электрическими системами
 - 2.9 Системная автоматика как средство управления электрическими системами и обеспечения надёжности
- 3 Технические показатели надёжности элементов электрических систем и их определение
 - 3.1 Показатели надёжности невосстанавливаемых элементов ЭС
 - 3.2 Показатели надёжности восстанавливаемых элементов ЭС
 - 3.3 Комплексные показатели надёжности восстанавливаемых элементов электрических систем
- 4 Структурная надёжность работы основных элементов ЭС
 - 4.1 Надёжность структур с последовательным соединением элементов
 - 4.2 Надёжность структур с параллельным соединением элементов
 - 4.3 Надёжность структур со смешанным соединением элементов
 - 4.4 Метод минимальных сечений для расчёта надёжности сложных структур
- 5 Надёжность линий электропередачи
 - 5.1 Основные понятия и показатели надёжности воздушных линий

- электропередачи
 - 5.2 Надёжность двухцепных ВЛ
 - 5.3 Методы получения информации о надёжности ВЛ
 - 5.4 Статистические методы обработки информации о надёжности ВЛ и оборудования ЭС
 - 5.5 Статистические показатели надёжности совокупности воздушных линий
 - 5.6 Обработка исходных статистических данных воздушных линий по разнородной информации
 - 5.7 Анализ отключений ВЛ 35-750кВ
 - 5.8 Причины отказов основных элементов ЭС
 - 6 Оценка ущербов от отказа элементов электроэнергетических систем
 - 6.1 Общие принципы определения ущерба потребителей от перерывов электроснабжения
 - 6.2 Ущерб энергосистемы от перерывов электроснабжения
 - 6.3 Количественные характеристики ущербов
 - 6.4 Использование величины ущерба для принятия решений
 - 6.5 Нормирование показателей надёжности электроснабжения
 - 7 Функциональная надёжность электрических систем
 - 7.1 Функциональная надёжность в схеме “станция-система”
 - 7.2 Расчёт функциональной надёжности в объединении из двух ЭС со слабой связью
 - 7.3 Критерии режимной надёжности и их нормирование
 - 7.4 Обеспечение режимной (функциональной) надёжности системообразующих сетей ЭС
 - 7.5 Средства и методы повышения надёжности распределительных сетей
 - 7.6 Методика расчёта надёжности системообразующих сетей ЭС
- Литература

**Медведев Константин Михайлович
Пухальская Ольга Юрьевна**

**НАДЕЖНОСТЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

**Курс лекций
по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 27.02.14.

Рег. № 39Е.
<http://www.gstu.by>