

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Амурский государственный университет  
(ГОУ ВПО АмГУ)

**Н. В. Савина**

**НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

*Учебное пособие*

Благовещенск

2011

УДК 621.311.1  
ББК 31.277.1  
С

Печатается по решению  
редакционно-издательского совета  
Амурского государственного университета

*Савина Н.В.*

**Надежность систем электроэнергетики:** учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2011.

Предназначено для студентов очной, заочной и заочной сокращенной форм обучения специальностей 140204 «Электрические станции», 140205 «Электроэнергетические системы и сети», 140211 «Электроснабжение», 140203 «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», 140106 «Энергообеспечение предприятий» и направления подготовки бакалавриата «Электроэнергетика и электротехника». Может быть полезно при подготовке выпускной квалификационной работы, а также инженерам, занимающимся эксплуатацией электроэнергетических систем и проектированием их объектов и подсистем.

В пособии приведены основы теории надежности в электроэнергетике, показаны методы анализа сложных структур электроэнергетических систем, инженерные методы определения показателей надежности систем электроэнергетики, даны примеры решения задач по надежности объектов электроэнергетических систем, а также задания для самостоятельной проработки.

### ***В авторской редакции***

*Рецензент*                    **Г.Е. Кувшинов**, доктор техн. наук, проф., заслуженный энергетик РФ;

©Амурский государственный университет, 2011

©Савина Н.В., 2011

# СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>6</b>
<b>1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....</b>	<b>10</b>
1.1. Понятия надежности .....	10
1.2. Надежность как комплексное свойство.....	16
1.3. Относительность понятия элемент и система .....	19
в расчетах надежности .....	19
<b>2. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ. ПОТОКИ ОТКАЗОВ.....</b>	<b>23</b>
2.1. Единичные показатели надежности .....	23
2.1.1. Показатели безотказности .....	23
2.1.2. Показатели восстанавливаемости .....	30
2.2. Потоки отказов и их свойства .....	32
2.3. Комплексные показатели надежности.....	39
<b>3. АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....</b>	<b>44</b>
3.1. Причины отказов энергетических блоков.....	44
и синхронных генераторов электростанций .....	44
3.2. Причины отказов силовых трансформаторов.....	45
3.3. Причины отказов коммутационных аппаратов, трансформаторов тока и напряжения .....	46
3.4. Причины отказов линий электропередачи.....	50
3.5. Отказы в электроэнергетических системах .....	51
<b>4. МОДЕЛИ ОТКАЗОВ ЭЛЕМЕНТОВ И ПРОСТЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....</b>	<b>54</b>
4.1. Формирование модели внезапного отказа элемента.....	54
4.2. Формирование модели постепенных отказов элемента .....	58
4.3. Законы распределения сроков службы изоляции.....	63
элементов систем электроэнергетики.....	63
4.4. Влияние качества электроэнергии на показатели надежности силовых трансформаторов и электрических машин.....	66
4.5. Проверка температурного режима силовых трансформаторов подстанций .....	76
4.6. Модели отказов нерезервированных и резервированных систем .....	87
4.7. Резервирование релейно-контактных элементов .....	94
4.9. Модель отказов выключателей .....	96
<b>5. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, ОСНОВАННЫЕ НА МАРКОВСКИХ ПРОЦЕССАХ.....</b>	<b>103</b>
5.1. Особенности случайных процессов, используемых при решении задач надежности.....	103
5.2. Процессы отказов и восстановлений одноэлементной схемы.....	105
5.3. Нерезервированная схема, состоящая из $n$ элементов.....	109
Последовательное соединение элементов в смысле надежности.....	109
5.4. Надежность системы, состоящей из резервируемых восстанавливаемых элементов. Параллельное соединение элементов в смысле надежности.....	111
Система из $n$ взаиморезервирующих элементов .....	115
Для определения параметра потока отказов системы из $n$ взаиморезервирующих элементов необходимо рассмотреть столько слагаемых, сколько элементов входит в систему, тогда.....	115

5.5.	Расчет показателей надежности с учетом ремонтных состояний и преднамеренных отключений элементов.....	117
5.6.	Состояния полного отказа и безотказной работы схем.....	119
<b>6.</b>	<b>РАСЧЕТНЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....</b>	<b>121</b>
6.1.	Аналитический метод определения надежности схем систем электроэнергетики.....	121
6.2.	Логико-вероятностный метод оценки надежности систем.....	136
6.3.	Метод путей и минимальных сечений схем систем.....	147
6.4.	Ненагруженный резерв.....	161
6.5.	Упрощенный расчет надежности сельских электрических сетей напряжением 35, 110 кВ.....	162
6.6.	Особенности расчета надежности петлевых схем.....	170
6.7.	Учет надежности коммутационных аппаратов и устройств релейной защиты.....	173
6.8.	Надежность функционирования оперативных (диспетчерских) энергетических систем в электрических сетях.....	175
<b>7.</b>	<b>УЩЕРБЫ ОТ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....</b>	<b>184</b>
7.1.	Понятие ущерба от отказа.....	184
7.2.	Определение ущербов от перерывов электроснабжения.....	190
7.3.	Задачи надежности в условиях эксплуатации субъектов энергетики.....	191
<b>8.</b>	<b>ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НАДЕЖНОСТИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....</b>	<b>198</b>
<b>9.</b>	<b>ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ ПРОРАБОТКИ.....</b>	<b>217</b>
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>26559</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>260</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Проблема надежности в современном мире является ключевой, определяющей безопасные условия существования человечества. Особо следует выделить проблему надежности систем электроэнергетики, как один из главных аспектов обеспечения энергетической безопасности в мире.

Обеспечение высокой надежности электроэнергетических объектов и систем является основным требованием, предъявляемым к ним. В отдельных энергетических системах число аварий достигает нескольких десятков в год, а годовой недоотпуск электроэнергии в результате аварий – миллиарды кВт·ч. Суммарная мощность одновременно простаивающих в аварийном ремонте генераторов составляет десятки миллионов кВт. Простой по вине отказов электроэнергетических систем приводит к огромным экономическим потерям и тяжелым отрицательным воздействиям на окружающую среду, что подтверждается результатами аварий, общий ущерб которых исчисляется миллиардами долларов. Примеры таких аварий – авария на подстанции Чагино в Московской области, в результате которой был перерыв электроснабжения всей центральной части России, Нью-Йоркская авария в США, приостановившая жизнедеятельность около 30 млн. человек, авария на Саяно-Шушенской ГЭС, приведшая к разрушению станции, авария на атомной электростанции Фукусима 1 в Японии, негативные последствия которой еще придется оценить человечеству. При такой высокой аварийности энергосистем оценка надежности отдельных видов оборудования, установок, сетей и систем в целом, а также поиск возможных путей повышения надежности, как в ходе эксплуатации, так и при проектировании становятся первоочередными задачами. Образование крупных энергообъединений приводит к относительному увеличению доли системных аварий, при которых отказ одного элемента является причиной цепочечного развития аварий, приводящих к отказу либо значительной части объединения, либо всего объединения в целом.

Важнейшая подсистема энергетической системы – электростанция, от

надежной работы которой зависит функционирование самой системы и объектов народного хозяйства, являющихся потребителями электроэнергии. Как известно, основной функцией электроэнергетической системы является обеспечение всех потребителей электроэнергией в необходимом количестве и надлежащего качества. Существующие электроэнергетические системы (ЭЭС) характеризуются большими размерами, разнообразием схем коммутаций, влиянием на их режимы случайных факторов, практически непрерывным изменением структуры схем в эксплуатации, ввиду чего проблема надежности ЭЭС и электрических сетей, как их подсистем, является основной как в теоретическом, так и в практическом аспекте. Либерализация электроэнергетики, развитие рынков энергии и мощности привели к обострению проблемы надежности функционирования ее систем, в то же время согласно Федеральному закону «Об электроэнергетике» развитие системы надежного обеспечения потребителей электрической энергией является обязательным условием для любой энергетической компании.

Общеизвестными средствами обеспечения надежности в электроэнергетике является релейная защита и автоматика, автоматизированные системы технологического управления. Анализ надежности систем электроэнергетики часто проводится в предположении их идеальной работы. В действительности различные системы управления, релейная защита (РЗ), противоаварийная автоматика (ПА), автоматические регуляторы (АР) сами могут быть источниками ненадежности, например, выдавать ложные сигналы или отказывать в работе. Последствия ненадежной работы устройств управления могут вызывать значительные ущербы для народного хозяйства. Особенно большие ущербы от такой ненадежности наблюдаются в ЭЭС. Достаточно сказать, что развивающиеся цепочечные или каскадные аварии в ЭЭС, как правило, связаны с отказами и неправильной работой РЗ, ПА, АР и автоматических систем управления.

Надежность систем электроснабжения предприятий является одной из главных задач, как при их проектировании, так и при эксплуатации. Нарушение

электроснабжения многих технологических процессов может привести как к полному останову предприятия, так и людским жертвам. Например, перерыв в электроснабжении глиноземного производства на 20 минут приводит к полному расстройству технологического цикла, на восстановление которого требуется как минимум две недели. В любом случае перерыв в электроснабжении потребителей, как промышленного, так и сельскохозяйственного назначения, транспорта приводит к экономическим ущербам, различным в экономическом отношении. Для коммунально-бытового сектора такой перерыв, кроме экономических последствий, имеет и социальный аспект.

Надежность электроснабжения также обеспечивается резервированием элементов и частей систем электроснабжения, участков электрических сетей, устройств релейной защиты и автоматики и т.д., что связано со значительными капиталовложениями. Поэтому, оценив ущерб, нанесенный потребителям перерывом в электроснабжении, убытки, связанные с аварийным ремонтом, расходы на повышение надежности, можно ставить вопрос об оптимальном уровне надежности электроэнергетических установок и систем. Обоснование оптимального резервирования и выбор способа его реализации предусматривается на стадиях планирования и проектирования ЭЭС.

Проблема надежности всегда занимала центральное место при эксплуатации. К средствам, с помощью которых повышается надежность, т.е. ликвидируется авария или предотвращается ее развитие, кроме релейной защиты и автоматики, относятся схемные и режимные мероприятия. Это, например, неполнофазные режимы, плавка гололеда, резервирование, увеличение пропускной способности элементов сети, использование распределенной генерации.

Качественное изменение технологий, интенсивная электрификация всех сфер деятельности человечества привели к усилению зависимости нормального функционирования отдельных потребителей или энергорайонов от надежности электроснабжения, в результате чего нарушение электроснабжения приводит не

только к значительным материальным ущербам, но и к угрозе жизни человека, усиливает моральный аспект надежности. Свидетельство тому - многочисленные аварии в России и в других странах мира.

Предметом изучения данной учебного пособия является надежность объектов и систем электроэнергетики. Здесь рассматриваются следующие вопросы:

- понимание места теории надежности при проектировании и эксплуатации систем электроэнергетики;
- модели отказов электроустановок;
- современные методы анализа и расчета надежности;
- влияние на надежность объектов электроэнергетики качества электроэнергии и компенсации реактивной мощности;
- ущербы от перерывов в электроснабжении потребителей.

Как в условиях эксплуатации, так и при проектировании электроустановок и систем электроэнергетики инженер обязан обеспечить требуемый или нормативный уровень надежности объектов, с которыми он работает. Следовательно, необходимо иметь полную информацию о них с целью разрешения проблемы надежности. Отсюда материалы данного учебного пособия помогут в освоении дисциплины «Теория надежности в электроэнергетике» относящейся к циклу специальных дисциплин, завершающих подготовку инженера, а также аналогичных дисциплин, реализующих подготовку бакалавров по направлению «Электроэнергетика и электротехника». Кроме того, учебное пособие поможет при подготовке к государственному экзамену по специальности и при выполнении дипломного проекта, где усвоенные методы анализа и расчета надежности необходимо применить к конкретным инженерным задачам.

# 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

## 1.1. Понятия надежности

Понятие надежность объемно и относится к разным сферам деятельности, здесь же оно рассмотрено применительно к техническим объектам, в частности к системам электроэнергетики.

**Надежность** – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки [11].

Под надежностью любого технического объекта понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Применительно к электроэнергетическим системам под надежностью понимается бесперебойное снабжение электрической энергией всех потребителей в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

С проблемой надежности в электроэнергетике связаны следующие практические задачи:

- статистическая оценка и анализ надежности действующего оборудования, электроустановок и систем;
- прогнозирование надежности оборудования, электроустановок и систем;
- нормирование уровня надежности;
- испытание на надежность;
- расчет и анализ надежности;
- обеспечение надежности;
- оптимизация технических решений при проектировании, создании и эксплуатации электроэнергетического оборудования, установок и систем.

При оценке и расчете надежности должны учитываться следующие факторы:

- внешние условия (атмосферные явления, землетрясения, техногенные катастрофы, транспортные происшествия, строительные работы и др.);
- уровень эксплуатации (обеспеченность запасными частями, техникой, квалификация обслуживающего персонала, технологическая и трудовая дисциплина и т.п.);
- качество заводского изготовления, контроль качества и надежности (уровень производства, организация бездефектного изготовления, испытания на надежность и т.д.);
- приработка и отладка устанавливаемого оборудования (уровень механизации, оснащенность контрольными приборами, качество монтажа и др.);
- периодичность и качество профилактического обслуживания (плановые и внеплановые ремонты, ревизии, испытания, диагностика, контроль состояния);
- организация аварийных ремонтов (технология ремонтов, число и техническая оснащенность аварийных бригад и др.) и учета отказов;
- организация противоаварийных мероприятий.

В дальнейшем под электроэнергетическими установками будем понимать объекты систем электроэнергетики, такие как электрические станции, подстанции, линии электропередачи (ЛЭП), электрические сети, системы электроснабжения, устройства релейной защиты и автоматики, т.е. элементы ЭЭС.

К задачам теории надежности относятся задачи, связанные с развитием методов и моделей надежности, методов оптимизации и прогнозирования надежности. Их еще предстоит решать практически во всех аспектах электроэнергетики, функционирующей в новых условиях, причем рассматривая любой ее элемент как систему.

Понятие надежности тесно связано с понятиями работоспособности и отказа.

**Работоспособность** – состояние объекта, при котором он способен

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

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

**Отказом** называется событие, заключающееся в нарушении работоспособности, т.е. в переходе объекта с одного уровня работоспособности или функционирования на другой, более низкий, или в полностью неработоспособное состояние. Понятие отказа – одно из основных в теории надежности.

Отказы классифицируются по ряду признаков:

- по степени нарушения работоспособности различают полные и частичные отказы;
- по связи с отказами других объектов отказы делятся на независимые и зависимые;
- по характеру процессов проявления выделяют внезапные и постепенные отказы;
- по времени существования отказы бывают устойчивыми и неустойчивыми.

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

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

**Внезапные** отказы проявляются в результате резкого, скачкообразного

изменения основных параметров объекта, связанных с концентрациями внешних или внутренних нагрузок, либо с нарушением условий работы, ошибочными действиями персонала и т.д. При **постепенных** отказах наблюдается плавное изменение параметров в результате старения, износа объектов или их составных частей. Постепенные отказы часто проявляются в форме внезапных. Это подразделение условно.

**Устойчивый** – это такой отказ, когда для восстановления работоспособности требуется ремонт объекта или его замена. **Неустойчивый** отказ – это такой отказ, когда для восстановления объекта требуется только отключение объекта или изменение его режима без ремонта. Например, большая часть отказов воздушных линий (ВЛ) ликвидируется автоматическим повторным включением (АПВ) и относится к неустойчивым отказам.

Работоспособный объект или система может быть в рабочем и нерабочем состоянии. В рабочем состоянии он выполняет заданные функции, в нерабочем – нет. Различают следующие режимы функционирования объекта или системы:

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

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

Аварийный – режим, существующий от момента возникновения отказа до его локализации;

Послеаварийный – режим, длительность которого определяется временем от момента локализации отказа до установления заданных параметров нормального режима.

Нерабочее состояние включает в себя состояния предупредительного ремонта, аварийного ремонта, аварийного простоя и преднамеренного простоя.

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

Аварийный простой отличается от аварийного ремонта тем, что в первом

случае не проводятся работы по восстановлению работоспособности объекта, нарушенной в результате отказа, а во втором – проводятся.

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

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

Уровень расстройств функционирования установок электроэнергетических систем при авариях и нарушениях в работе называют **глубиной аварии**. На электростанциях глубина аварии характеризуется уровнем снижения располагаемой мощности и выработки электрической энергии, на подстанциях – количеством отключенных потребителей и недоотпуском электроэнергии, на линиях электропередачи (ЛЭП) – числом отключенных цепей и уровнем снижения пропускной способности, в электрических сетях – объемом погашений потребительских и районных подстанций, в системах электроснабжения – уровнем аварийных ограничений потребителей, аварийным недоотпуском электроэнергии и связанным с ним ущербом у потребителей электроэнергии, в ЭЭС и энергообъединениях – уровнем дефицита мощности и энергии и уровнем снижения частоты.

Глубина аварий зависит от длительности и способа восстановления функционирования электроустановок и систем электроэнергетики. Их функционирование восстанавливается путем отключения поврежденных элементов действиями релейной защиты, средствами противоаварийной автоматики (АПВ, АВР), путем оперативных переключений, проведением аварийно-восстановительных ремонтов. Частота, длительность и глубина аварий зависят в большой степени от наличия плановых и внеплановых отключений и остановов, которые ослабляют степень резервирования установок. Отказы срабатывания, неселективные и ложные срабатывания

устройств релейной защиты, ошибки персонала увеличивают глубину аварий, способствуют развитию цепочечных аварий.

Глубина аварий с нарушением питания потребителей определяется степенью резервирования оборудования и установок, в том числе и технологического резерва. На электростанциях имеется резерв генераторной мощности, который заключен как во вращающихся, так и в остановленных агрегатах. На подстанциях и в электрических сетях имеется явный и скрытый резерв пропускной способности, заключающийся в недогрузке рабочих и резервных линий и трансформаторов, в допустимой аварийной перегрузке оставшихся в работе элементов.

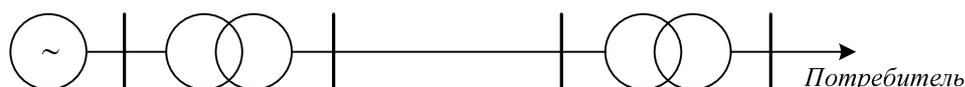
В зависимости от степени резервирования различают три типа схем: не резервируемая, частично резервируемая и взаимно резервируемая.

**Не резервируемая** схема участка сети или системы электроснабжения – это такая схема, в которой выход из строя одного элемента ведет к выходу из строя всей схемы.

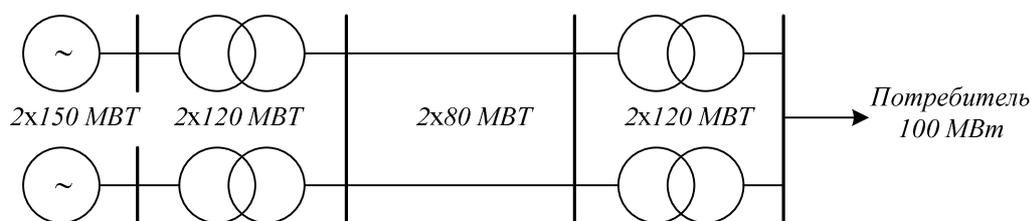
**Частично резервируемая** – это такая схема, в которой выход из строя одного элемента или нескольких одной цепочки (секции или системы шин) ведет к ограничению мощности у потребителей и частичному перерыву в электроснабжении, но не полному погашению схемы.

**Резервируемая** – это такая схема, в которой выход из строя одного или нескольких элементов одной цепочки (секции или системы шин) не приводит к перерыву в электроснабжении и ограничению мощности.

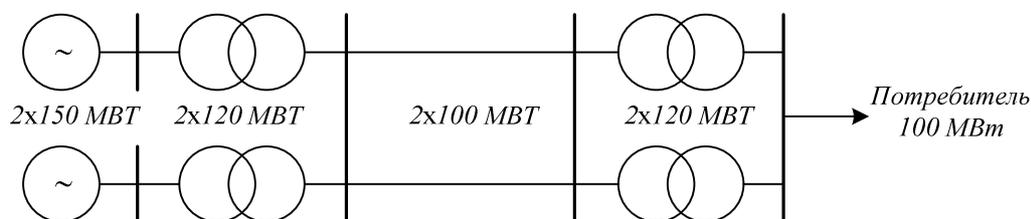
Примеры не резервируемых, частично резервируемых и резервируемых схем передачи электроэнергии потребителю приведены на рис. 1.1.



а) не резервируемая схема



б) схема с частичным резервированием



в) резервируемая схема

Рис. 1.1. Схемы электропередачи с различной степенью резервирования

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

Для формирования требований к надежности электроэнергетического оборудования, сравнения надежности различных элементов и систем, определения срока службы и количества запасных элементов для нормальной эксплуатации систем целесообразно использовать критерии надежности.

**Критерий надежности** – это признак, по которому оценивается надежность изделия, оборудования, объекта.

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

## 1.2. Надежность как комплексное свойство

Рассматривая надежность как сложное свойство, необходимо его

структурировать, т.е. представить в виде системы более простых свойств. Такой подход позволит правильно понять количественные характеристики надежности и обеспечить требуемую надежность при проектировании и эксплуатации систем электроэнергетики.

**Надежность** – это комплексное свойство, которое включает в себя следующие простые свойства: безотказность, восстанавливаемость, неповреждаемость, долговечность, устойчивоспособность, ремонтпригодность, управляемость, живучесть, сохраняемость и безопасность. Рассмотрим их.

**Безотказность** – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого (заданного) времени или некоторой (заданной) наработки. Наработка – продолжительность или объем работы объекта.

**Восстанавливаемость** – свойство объекта, заключающееся в технической возможности предупреждения и обнаружения причин возникновения отказов и их устранения.

**Неповреждаемость** – свойство объекта непрерывно сохранять свою работоспособность, не допуская физического повреждения в течение заданного времени или заданной наработки.

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

**Устойчивоспособность** – свойство системы непрерывно сохранять устойчивость к возмущениям (работоспособность) в течение заданного времени или заданной наработки без повреждения объекта. Устойчивость – способность системы переходить от одного устойчивого режима к другому при различных возмущениях.

**Ремонтпригодность** – свойство объекта, заключающееся в

приспособлении к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий проведением технического обслуживания и ремонтов.

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

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

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

**Безопасность** – свойство объекта не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

В [18] предложено ввести дополнительно для объектов энергетики еще два свойства надежности: бесперебойность и маневренность.

**Бесперебойность** – свойство надежности объекта энергетики относительно его функции энергоснабжения в заданном объеме.

**Маневренность** – свойство объекта изменять значения своих режимных параметров в соответствии с заданной скоростью и в заданном диапазоне при определенных условиях его эксплуатации.

В электроэнергетике широко применяют понятия структурной и режимной надежности, которые объединяют ряд свойств. Структурная надежность характеризуется свойствами неповреждаемость, долговечность и ремонтпригодность, а режимная надежность – свойствами устойчивоспособность, маневренность и управляемость.

Структурная надежность обусловлена структурой системы, т.е. составом элементов, их взаимосвязями, пропускными способностями, без количественного учета режимных особенностей функционирования элементов.

Режимная надежность обусловлена особенностями режимов в системе, ограничениями пропускных способностей элементов при изменении структуры системы в различных состояниях. Отсюда можно дать их определения.

**Структурная надежность** – свойство объекта сохранять свою структуру в рамках, обеспечивающих выполнение заданных функций объекта.

**Режимная надежность** - свойство объекта сохранять работоспособность при множестве режимов его функционирования в рамках заданной структуры.

### **1.3. Относительность понятия элемент и система в расчетах надежности**

В расчетах надежности объектов и систем электроэнергетики возникает противоречивая ситуация: с одной стороны желание иметь наиболее точную модель, адекватно описывающую процессы отказов и восстановлений, с другой стороны – стремление к простоте расчетов и обеспеченности выбранной расчетной модели исходными данными.

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

Понятие элемент и система относительны в расчетах надежности. Объект, считающийся системой в одной задаче, например, силовой трансформатор, состоящий из элементов: обмотки, изоляции, бака, вводов и т.д., в другой

задаче рассматривается как единый элемент, например оценка надежности подстанции или электростанции. Или другой пример. Если исследуется надежность работы электрической станции, то станция представляется как система, а генераторы, выключатели, шины распределительных устройств (РУ), турбины и т.д. – как отдельные элементы. Если же исследуется надежность одного генератора, то сам генератор является системой, а статор, ротор, возбудитель и т.д., т.е. его отдельные части – элементами.

Деление системы на элементы зависит от характера решаемой задачи (схемный анализ, оперативное управление, конструктивное исполнение и т.д.), от точности расчета, наличия статистического материала, масштабности объекта в целом.

Например, при определении надежности сложной системы относительно узла нагрузки группа коммутационных аппаратов, включающая разъединитель, выключатель, комплекты релейной защиты и соответствующий участок шин, представляется одним элементом. Однако, при оценке вероятности развития аварии в сложной системе такого представления недостаточно. В этом случае только отказ самого выключателя является зависимым событием и состоит из трех отказов: отказа в статическом состоянии, отказа при автоматическом отключении поврежденных смежных элементов, отказа при оперативных переключениях.

Часто в сложных схемах двухцепные ЛЭП на одних опорах или двухцепные кабельные линии, проложенные в одной траншее, представляются одним элементом. В то же время, оценивая надежность самой двухцепной линии, отказы представляют совокупностью отказов одной, двух цепей и перехода отказов с одной цепи на другую.

Такой подход значительно упрощает задачи анализа показателей надежности сложных схем. Необходимо лишь правильно определять, как представлять объект: системой или элементом в конкретных инженерных ситуациях.

Базируясь на относительности понятий элемент и система, применяются

поэтапные методы расчета надежности, заключающиеся в том, что на каждом последующем этапе сами расчетные элементы системы представляются системой, с последовательным уточнением показателей надежности. С целью уточнения показателей надежности отдельных элементов в условиях эксплуатации необходима соответствующая статистическая информация, так как с течением времени показатели надежности начинают отличаться от значений, полученных при заводских испытаниях. Вопросами сбора и обработки такой информации должны заниматься службы надежности. Наблюдения при нормальной эксплуатации – самый доступный источник получения экспериментальных данных о надежности. Его недостаток – запаздывание информации, влияние субъективных факторов на объем и содержание информации. Сведения об отказах оформляются на местах оперативным и ремонтным персоналом в документы, предусмотренные стандартами и ведомственными инструкциями, собираются в исследовательских и инженерных центрах и соответствующим образом обрабатываются.

Посредством сбора и обработки информации о надежности электроэнергетического оборудования решаются следующие задачи:

- определение причин отказов;
- выявление тех деталей и комплектующих, которые лимитируют надежность оборудования;
- установление и корректировка нормируемых показателей надежности;
- оптимизация системы планово-предупредительных ремонтов;
- выявление условий и режимов эксплуатации, влияющих на надежность;
- определения экономической эффективности повышения надежности.

Обработка собранной статистической информации проводится согласно теории математической статистики по следующему алгоритму:

- ✓ определение объема выборки;
- ✓ построение гистограммы;
- ✓ выдвижение гипотезы о законе распределения вероятностей

исследуемого показателя;

- ✓ определение точечных и интервальных оценок показателей надежности;
- ✓ проверка статистических гипотез с помощью критериев согласия.

## 2. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ. ПОТОКИ ОТКАЗОВ

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

### 2.1. Единичные показатели надежности

Единичные показатели надежности подразделяются на показатели безотказности и восстанавливаемости.

#### 2.1.1. Показатели безотказности

**Вероятность безотказной работы  $p(t)$**  – вероятность того, что в пределах заданной наработки,  $t$ , отказа не произойдет при заданных условиях работы (см. рис. 2.1):

$$p(t) = P(T \geq t),$$

где  $T$  – время безотказной работы.

Вероятность безотказной работы еще называют функцией надежности.

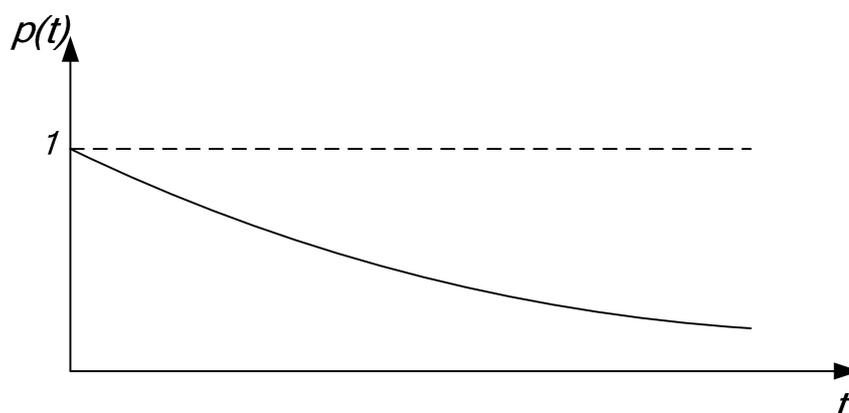


Рис. 2.1. Кривая вероятности безотказной работы

Помимо вероятностной существует и статистическая оценка вероятности безотказной работы:

$$p^*(t) = \frac{N - n(t)}{N}, \quad (2.1)$$

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

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

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

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

$$q(t) = 1 - p(t); \quad q(t) = F(t) = P(T < t). \quad (2.2)$$

Очевидно, что  $p(t) + q(t) = 1$ .

Вероятность отказа определяется также как функция распределения случайной величины наработки до отказа (или на отказ). Следовательно,  $q(t)$  обладает всеми свойствами интегральной функции распределения случайной величины времени безотказной работы:  $q(0)=1, q(\infty)=0, q(t_{i+1}) \geq q(t_i)$ . Ее еще называют функцией ненадежности. Кривая вероятности отказа приведена на рис. 2.2.

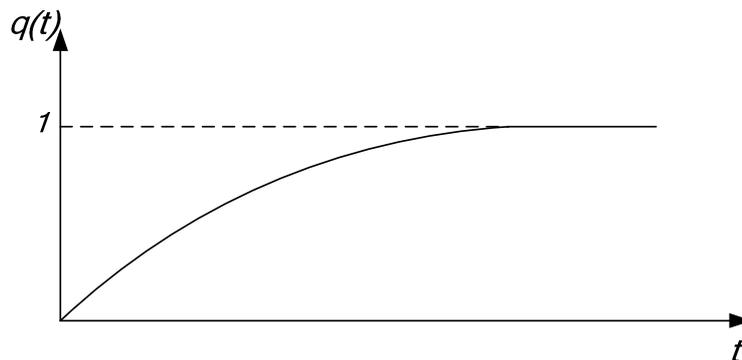


Рис.2.2. Кривая вероятности отказа

Так же как и для вероятности безотказной работы применяют статистическую оценку вероятности отказа:

$$q^*(t) = \frac{n(t)}{N}. \quad (2.3)$$

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

Вероятностное определение  $a(t)$  следующее:

$$a(t) = q'(t) = \frac{dq(t)}{dt} = -\frac{dp(t)}{dt}. \quad (2.4)$$

Ее статистическая оценка определяется как:

$$a^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N \Delta t}, \quad (2.5)$$

где  $n(\Delta t)$  – число отказавших элементов в интервале времени  $\Delta t$ , т.е.

от  $\left(t - \frac{\Delta t}{2}\right)$  до  $\left(t + \frac{\Delta t}{2}\right)$ ;

$N$  – число элементов (образцов), участвующих в испытании.

Между частотой отказов, вероятностью отказов и вероятностью безотказной работы при любом законе распределения времени возникновения отказов существуют однозначные зависимости:

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

$$p(t) = 1 - \int_0^t a(t) dt = \int_0^{\infty} a(t) dt. \quad (2.6)$$

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

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

$$\frac{q_2(t) - q_1(t)}{\Delta t \cdot p(t)}. \quad (2.7)$$

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

равен:

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

Тогда интенсивность отказа определится как:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{q_2(t) - q_1(t)}{\Delta t \cdot p(t)} = \frac{dq(t)}{dt \cdot p(t)} = \frac{q'(t)}{p(t)} = -\frac{p'(t)}{p(t)}. \quad (2.8)$$

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

$$\lambda^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_{cp} \Delta t} = \frac{n(\Delta t)}{[N - n(t)] \Delta t}, \quad (2.9)$$

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

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

Изменение интенсивности отказа во времени показано на рис.3. График зависимости интенсивности отказа от времени обычно называют характеристикой жизни объекта.

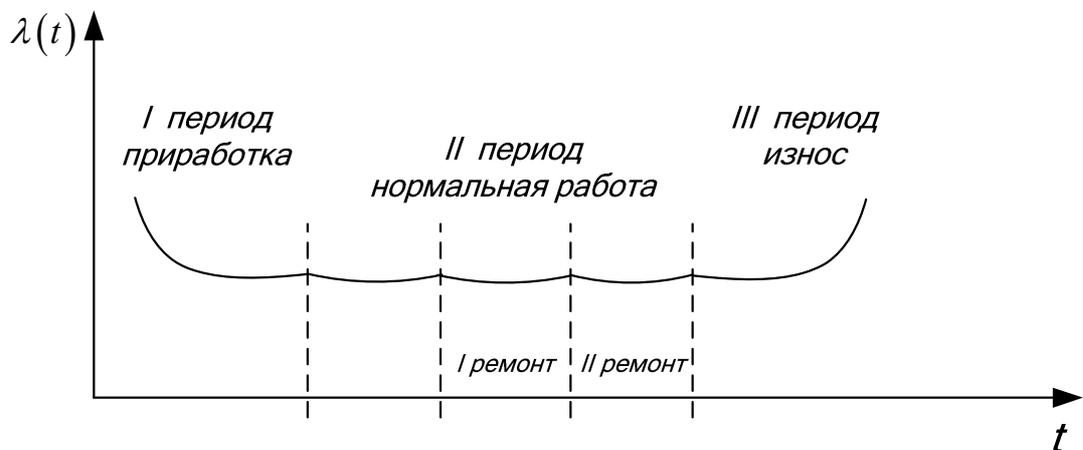


Рис. 2.3. Типичная кривая изменения интенсивности отказов во времени

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

### ***Приработка***

Прирабочные отказы являются, как правило, результатом наличия в элементе дефектов или дефектных деталей, надежность которых значительно ниже требуемого уровня. Кроме того, к отказам в этот период могут приводить ошибки при сборке или монтаже, а также недостаточная освоенность элемента обслуживающим персоналом. Физическая природа таких отказов носит случайный характер и отличается от внезапных отказов нормального периода эксплуатации тем, что здесь отказы могут иметь место даже при незначительных нагрузках («выжигание дефектных деталей»).

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

### ***Нормальная работа***

Этот период характеризуется тем, что прирабочные отказы уже закончились, а отказы, связанные с износом, еще не наступили, т.е. в этот период могут быть только внезапные отказы нормально работающих элементов, наработка на отказ которых очень велика. Сохранение уровня интенсивности отказов на этом этапе характеризуется тем, что отказавший элемент заменяется таким же с той же вероятностью отказа, а не лучшим, как это происходило на этапе приработки. В период нормальной работы интенсивность отказа постоянна, что достигается диагностикой и предупредительными ремонтами.

### ***Износ***

Период нормальной эксплуатации заканчивается, когда начинают

возникать износые отказы, обусловленные старением объекта. Наступает третий период в жизни объекта – износ. Вероятность возникновения отказов из-за износов с приближением к сроку службы возрастает, а средняя частота отказов при  $\Delta t \rightarrow \infty$  равна величине, обратной времени безотказной работы.

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

Для группы элементов:

$$p(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt}; \quad q(t) = 1 - e^{-\int_0^t \lambda(t) dt}. \quad (2.10)$$

Для одного элемента:

$$p(t) = e^{-\lambda(t)t}; \quad q(t) = 1 - e^{-\lambda(t)t}; \quad a(t) = \lambda e^{-\lambda(t)t} \quad (2.11)$$

Или можно найти  $\lambda(t)$ , зная  $a(t)$  и  $p(t)$ :

$$\lambda(t) = \frac{a(t)}{p(t)}. \quad (2.12)$$

**Время безотказной работы** – случайная величина, которая характеризуется математическим ожиданием  $\bar{T}$  или средним временем (продолжительностью) безотказной работы и среднеквадратичным отклонением  $\sigma_t$ .

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

$$\bar{T} = M(t) = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt = \int_0^{\infty} t \cdot q'(t) dt = -\int_0^{\infty} t \cdot dp(t) = \int_0^{\infty} p(t) dt, \quad (2.13)$$

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

Дисперсия и среднее квадратическое отклонение времени безотказной работы соответственно равны

$$D(t) = M(t^2) - \bar{T}^2 = \int_0^{\infty} t^2 \cdot a(t) dt - \bar{T}^2. \quad (2.14)$$

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

Зная  $\bar{T}$  и  $\sigma_t$ , можно определить расчетное время безотказной работы  $T_{p.б.}$  с заданной вероятностью не превышения  $\alpha$

$$T_{p.б.} = \bar{T} + \beta_{\alpha} \sigma_T, \quad (2.15)$$

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

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

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

$$T_{p.б.} = -\ln(1 - \alpha) \bar{T}. \quad (2.16)$$

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

Статистическая оценка средней продолжительности безотказной работы объекта определяется по формуле:

$$\bar{T}^* = \frac{\sum_{i=1}^n T_i}{n}, \quad (2.17)$$

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

$n$  – начальное число объектов.

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

$$t = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n}, \quad (2.18)$$

где  $n$  – число отказов за время  $t$ ;

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

### 2.1.2. Показатели восстанавливаемости

Эти показатели определяются только для объектов, подлежащих ремонту.

**Вероятность восстановления объекта  $q_B(t)$**  - это вероятность того, что за заданное время  $t$  объект будет восстановлен или вероятность того, что время восстановления объекта будет меньше некоторого наперед заданного времени  $t$ , т.е. это интегральная функция распределения случайной величины времени восстановления (см. рис. 2.4):

$$q_B(t) = p(T_B < t). \quad (2.19)$$

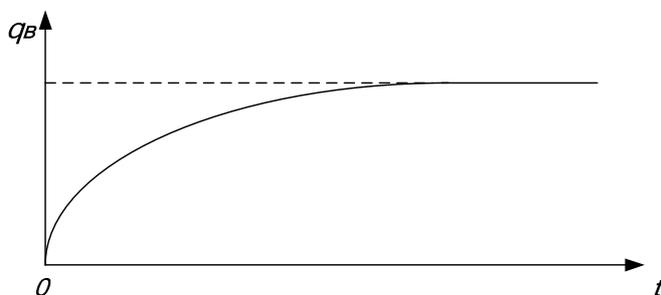


Рис. 2.4. Изменение вероятности восстановления объекта во времени

**Вероятность не восстановления объекта  $p_B(t)$**  - вероятность того, что за заданное время  $t$  объект не будет восстановлен (см. рис. 2.5):

$$p_B(t) = p(T_B \geq t). \quad (2.20)$$

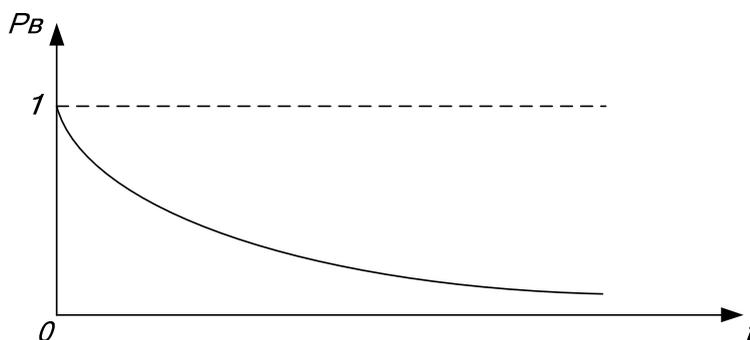


Рис. 2.5. Зависимость вероятности не восстановления от времени

**Частота восстановления  $a_B(t)$**  - дифференциальный закон времени восстановления или отношение числа восстановленных объектов в единицу

времени к первоначальному числу восстанавливаемых объектов:

$$a_B(t) = \frac{dq_B(t)}{dt} = -\frac{dp_B(t)}{dt}. \quad (2.21)$$

**Интенсивность восстановления  $\mu(t)$**  вводится для характеристики процесса восстановления и представляет собой скорость изменения вероятности восстановления объекта:

$$\mu(t) = -\frac{dp_B(t)}{p_B(t)dt} = \frac{p'_B(t)}{p_B(t)}. \quad (2.22)$$

Откуда

$$p_B(t) = e^{-\int_0^t \mu(t)dt}. \quad (2.23)$$

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

$$t_B = \frac{\sum_1^n t_{B_i}}{n}. \quad (2.24)$$

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

средней продолжительностью восстановления

$$\bar{t}_B = \int_0^{\infty} p_B(t) dt; \quad (2.25)$$

дисперсией

$$D(t) = \int_0^{\infty} t^2 a_B(t) dt - \bar{t}_B^2; \quad (2.26)$$

расчетным временем восстановления с заданной вероятностью

$$T_{B.P.} = \bar{t}_B + \beta_{\alpha} \sigma_{t_B}. \quad (2.27)$$

Для наиболее распространенного показательного закона:

$$a_B(t) = \mu e^{-\mu(t)}; \quad \bar{t}_B = \frac{1}{\mu}; \quad \sigma_{t_B} = \bar{t}_B; \quad \bar{T}_{B.P.} = -\ln(1-\alpha) \bar{t}_B. \quad (2.28)$$

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

## 2. 2. Потоки отказов и их свойства

Под потоком событий понимается такая последовательность событий, при которой они происходят одно за другим в случайные моменты времени. В теории надежности основными потоками событий являются потоки отказов и восстановлений. Потоки отказов и восстановлений как последовательная смена чередующихся во времени состояний объектов – объективная реальность при эксплуатации систем длительного пользования, к которым относятся и системы электроэнергетики. При эксплуатации сложных систем отказы возникают в случайные моменты времени. Т.к. они устраняются, и работа оборудования продолжается, т.е. большая часть элементов может отказывать и восстанавливаться многократно, то в течение достаточно длительного времени эксплуатации можно говорить о потоках отказов. Характеристикой процесса многократных отказов и восстановлений является время между последовательными событиями отказа и восстановления  $T_o$ , представляемое случайной величиной (см. рис. 2.6):

$$T_{o_i} = T_i + t_{B_i} . \quad (2.29)$$

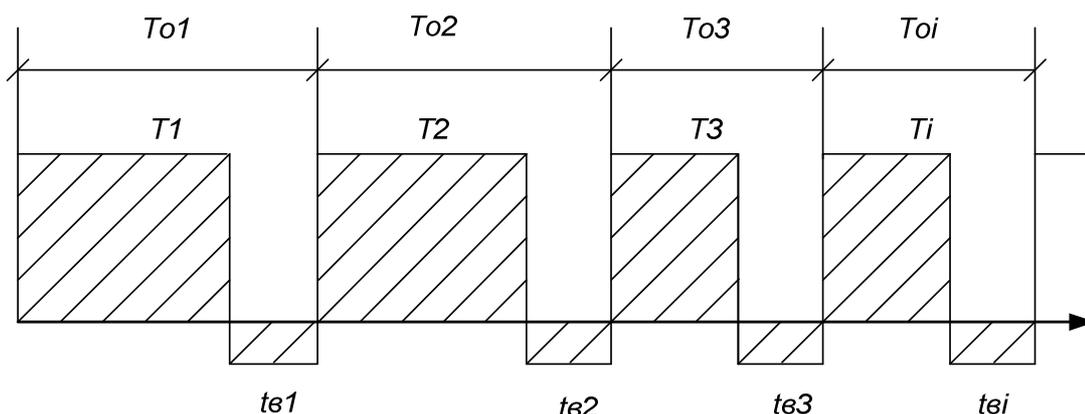


Рис. 2.6. Диаграмма процессов отказов и восстановлений элементов

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

Вид потока отказов определяет свойства системы, критерии надежности, вид аналитических зависимостей между количественными характеристиками надежности, а также методы расчета и испытаний системы. Поэтому изучение потоков отказов имеет большое значение в теории надежности.

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

**Интенсивность потока отказов  $\mu_0$**  – это математическое ожидание числа отказов в единицу времени.

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

$$\omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{q(t, t + \Delta t)}{\Delta t}, \quad (2.30)$$

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

Статистически параметр потока отказов определяется по формуле:

$$\omega^*(t) = \frac{n_o(t, t + \Delta t)}{n \Delta t}, \quad (2.31)$$

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

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

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

$$\omega(t) = H'(t) = a_o(t) + \int_0^t \omega(t-x)a_o(x)dx, \quad (2.32)$$

т.к.  $H(t) = F_o(t) - \int_0^t F_o(x)dH(t-x).$

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

$$\omega(t) = a(t) + \int_0^t \omega(t-x)a(x)dx, \quad (2.33)$$

где  $t$  – максимальная граница рассматриваемого интервала времени;

$x$  – текущий параметр времени.

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

$$\bar{\omega} = \frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} \omega(x)dx. \quad (2.34)$$

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

**Простейшим потоком** называют такой поток отказов, при котором время возникновения отказов удовлетворяет одновременно требованиям стационарности, отсутствия последствия и ординарности.

**Стационарность** случайного процесса времени возникновения отказов означает, что вероятность возникновения отказов на любом промежутке времени  $\Delta t$  не зависит от сдвига  $\Delta t$  по оси времени. Иначе можно сказать так: вероятность отказа на отрезке времени зависит от длительности отрезка, но не зависит от его положения на оси времени (см. рис. 2.7).

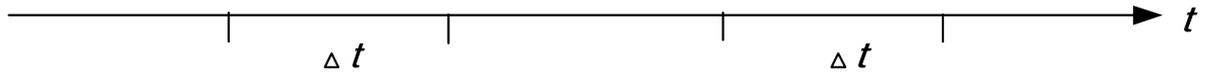


Рис. 2.7. Пояснение стационарности случайного процесса времени возникновения отказов

Если случайный процесс стационарный, то большое число наблюдений, сделанных над одной системой в произвольно выбранные моменты времени, имеет те же статистические свойства, что и то же число наблюдений, но сделанных одновременно над большим числом систем.

**Отсутствие последствия** означает, что вероятность наступления  $n$  отказов в течение промежутка времени  $\Delta t$  не зависит от того, сколько было отказов, и как они распределились до этого промежутка времени.

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

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

Простейший поток отказов также называют стационарным пуассоновским потоком. Он обладает следующими основными свойствами:

1. Отказы во времени распределены по закону Пуассона:

$$p_n(t) = \frac{(\lambda t)^n}{n!} e^{-\lambda t}, \quad (2.35)$$

где  $p_n(t)$  – вероятность возникновения в течение времени  $t$  ровно  $n$  событий.

2. Плотность распределения промежутков времени между соседними отказами является показательной функцией:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}. \quad (2.36)$$

3. Плотность распределения вероятности промежутков времени от начала потока до  $k$ -го отказа определяется выражением, представляющим собой гамма-распределение:

$$f_k(t) = \lambda \frac{(\lambda t_k)^{k-1}}{(k-1)!} e^{-\lambda t_k}. \quad (2.37)$$

4. Параметр потока отказов совпадает с интенсивностью

$$\lambda = \omega. \quad (2.38)$$

5. Сумма большого числа простейших потоков в течение времени  $t$  образует также простейший поток с интенсивностью равной

$$\Lambda = \sum_{i=1}^N \lambda_i. \quad (2.39)$$

Анализ условий существования простейшего потока позволяет сделать следующий вывод: если элементы сложной системы работают одновременно, их отказы имеют мгновенный характер, то отказ любого элемента ведет к отказу всей системы, старение элементов отсутствует, и процесс эксплуатации стабилизирован. Отсюда область применения простейших потоков отказов: работа нерезервированных систем после периода приработки при мгновенных отказах, приводящих к отказу всей системы, без учета старения элементов.

Допущение о том, что поток отказов является простейшим не всегда справедливо. Так, условие стационарности может не выполняться из-за приработочных отказов, старения материалов, разновременности работы различных элементов системы. Однако для небольших промежутков времени предположение о стационарности процессов времени восстановления отказов вполне оправдано.

Гипотеза же об отсутствии последствия является мало правдоподобной, т.к. при постепенных отказах одних из элементов их параметры ухудшаются, изменяются условия работы соседних элементов, что не может не влиять на их служебные свойства. Все это вместе снижает надежность, но не приводит к потере работоспособности. При мгновенных отказах одних элементов также резко могут изменяться режимы работы других элементов, но поток отказов остается без последствий, т.к. это время очень мало, и при восстановлении устраняются отказы всех элементов. Отсюда, гипотеза об отсутствии последствия справедлива для потока отказов сложной системы длительного

пользования, если оценивается ее надежность до первого отказа или в течение более длительного периода, если имеют место только мгновенные отказы, и отказ одного любого элемента основного соединения ведет к отказу всей системы. В остальных случаях поток отказов сложной системы является потоком с последствием.

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

Кроме простейших потоков для анализа надежности применяют **нестационарный пуассоновский поток**, т.е. поток, удовлетворяющий свойствам ординарности и отсутствия последствия, но не удовлетворяющий условию стационарности. Он имеет место в процессе приработки системы, в случае, когда элементы сложной системы работают не одновременно, в резервируемых системах с постоянно включенным резервом и при условии, что отказы основной и резервной системы являются простейшими.

Основной характеристикой нестационарного пуассоновского потока является мгновенная интенсивность под которой понимают предел отношения среднего числа событий на участке  $\Delta t$  к длительности этого участка, когда  $\Delta t$  стремится к нулю.

Нестационарный пуассоновский поток обладает следующими свойствами:

1. Случайные события, образующие поток отказов, подчиняются закону Пуассона с параметром, зависящим от участка, в течение которого наблюдался поток и от его расположения на оси времени, т.е.

$$p_n(\tau, t_0) = \frac{a^n}{n!} e^{-a}, \quad (2.40)$$

где  $p_n(\tau, t_0)$  – вероятность появления  $n$  отказов на участке;

$a$  – математическое ожидание числа отказов на участке  $(t_0, t_0 + \tau)$ , определяемое выражением:

$$a = \int_{t_0}^{t_0+\tau} \lambda(t) dt. \quad (2.41)$$

2. Закон распределения промежутков времени между соседними отказами определяется выражением:

$$f_{t_0}(t) = \lambda(t_0 + t) e^{-\int_{t_0}^{t_0+t} \lambda(t) dt}, \quad (2.42)$$

где  $t_0$  – время появления первого из соседних отказов.

3. Мгновенная интенсивность ординарного потока без последствия совпадает с мгновенным значением его параметра, т.е.

$$\mu_0(t) = \lambda(t). \quad (2.43)$$

Еще для анализа надежности в электроэнергетике используют поток Пальма – т.е. поток с ограниченным последствием. Его применяют для систем с резервированием.

Потоком Пальма называется ординарный поток, при котором промежутки времени между последовательными отказами также являются случайными независимыми величинами. Отличие заключается в том, что в потоке Пальма закон распределения этих промежутков в общем случае отличается от экспоненциального. Разновидностью потока Пальма является поток Эрланга, который применяют для системы с ненагруженным резервом. Примером такой системы является дублированная система, в которой один элемент основной, второй резервный. Отказ системы наступает при одновременном отказе двух ее элементов, а времена между отказами и образуют поток Эрланга. Здесь вероятность наступления отказа системы в некотором интервале времени зависит от того, произошел ли отказ основного элемента, поэтому поток и является потоком с ограниченным последствием.

Поток Эрланга обладает следующими свойствами:

1. Плотность распределения промежутков времени в потоке Эрланга  $k$  –го порядка имеет вид:

$$f_k(t) = \lambda_0 \frac{(\lambda_0 t)^k}{k!} e^{-\lambda_0 t}, \quad (2.44)$$

где  $\lambda_0$  - параметр простейшего потока, из которого получен поток Эрланга.

2. Параметр потока и плотность распределения промежутка времени от начала потока до первого события связаны между собой следующим соотношением в преобразованиях Лапласа:

$$\lambda(s) = \frac{f_k(s)}{1 - f_k(s)}. \quad (2.45)$$

3. При любом законе плотности распределения промежутка времени от начала потока до первого отказа параметр потока  $\lambda(t)$  при  $t \rightarrow \infty$  имеет предел равный величине обратной математическому ожиданию промежутков времени между событиями, т.е.

$$\lim_{x \rightarrow \infty} \lambda(t) = \frac{1}{m_T}. \quad (2.46)$$

Это означает, что с течением времени поток Пальма стабилизируется и становится стационарным.

4. Если суммарный поток состоит из большого числа независимых потоков малой интенсивности, то он весьма близок к простейшему. Это свойство имеет очень большое значение для электроэнергетики, т.к. позволяет считать, что для сложных систем, состоящих из большого числа элементов, справедлив экспоненциальный закон функции надежности.

Параметр суммарного потока равен сумме параметров независимых потоков:

$$\lambda_s(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t). \quad (2.47)$$

### 2.3. Комплексные показатели надежности

Рассмотренные единичные показатели не позволяют установить соотношения между временными составляющими цикла эксплуатации, в частности не учитывают время на профилактику и ремонт, готовность объекта к действию в данный момент времени, стоимость и удобства эксплуатации и т.д. Поэтому вводят комплексные показатели надежности. К ним относятся

коэффициент готовности, коэффициент вынужденного простоя, коэффициент технического использования, коэффициент оперативной готовности, средний недоотпуск электроэнергии, средний ущерб на один отказ и удельный ущерб.

**Коэффициент готовности,  $K_r(t)$**  - вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени  $t$  или же – отношение времени безотказной работы к сумме времени работы и восстановления объекта, взятыми за один и тот же календарный срок:

$$K_r = \frac{t_p}{t_p + t_B}, \quad (2.48)$$

где  $t_p$  - время безотказной работы;

$t_B$  - время восстановления.

Для перехода к вероятностному определению воспользуемся средними величинами времени безотказной работы  $t_{cp}$  и времени восстановления  $\bar{t}_B$ :

$$K_r^* = \frac{t_{cp}}{t_{cp} + \bar{t}_B}. \quad (2.49)$$

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

Т.к. наработка на отказ равна

$$t_{cp} = \frac{1}{\omega(t)}, \quad (2.50)$$

то

$$K_r = \frac{1}{1 + \omega(t)\bar{t}_B}, \quad (2.51)$$

а т.к. при  $t \rightarrow \infty$

$$\omega(t) = \frac{1}{T},$$

то

$$K_r = \frac{1}{1 + \frac{\bar{t}_B}{T}}, \quad (2.52)$$

где  $T$  - время безотказной работы.

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

В то же время  $K_r = \frac{\bar{T}}{\bar{T} + \bar{t}_B}$  - это установившееся значение  $K_r$ , т.е.

средняя вероятность работоспособного состояния.

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

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

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

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

получим:

$$K_r(t) = p(t) + \int_0^t p(t-x) \sum_{n=1}^{\infty} \omega_n(x) dx = p(t) + \int_0^t p(t-x) \omega_{\Sigma}(x) dx, \quad (2.53)$$

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

**Коэффициент вынужденного простоя  $K_{\Pi}$**  - это вероятность того, что в произвольный момент времени  $t$  объект будет в неработоспособном состоянии или это отношение времени восстановления к сумме времени восстановления и времени безотказной работы, взятых за один и тот же период времени. Его установившееся значение равно:

$$K_{II} = \frac{\bar{t}_B}{\bar{T} + \bar{t}_B}, \quad (2.54)$$

а статистическая оценка определяется по формуле:

$$K_{II}^* = \frac{\bar{t}_B}{t_{cp} + \bar{t}_B}. \quad (2.55)$$

Коэффициент вынужденного простоя является противоположным событием коэффициенту готовности, поэтому его можно определить так:

$$K_{II} = 1 - K_{I}(t). \quad (2.56)$$

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

$$K_{o.g.} = K_{I} e^{-\lambda \tau} = K_{I} e^{-\omega \tau}. \quad (2.57)$$

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

$$K_{т.и.} = \frac{\bar{T}_p}{T_{\Sigma}}. \quad (2.58)$$

Здесь в суммарное время эксплуатации входит время пребывания объекта в рабочем состоянии и время простоя.

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

$$\Delta \bar{W} = M(\Delta W) = \int_0^{\infty} \int_0^{\infty} t_{деф} P_{деф} f(t_{деф} P_{деф}) dt_{деф} dP_{деф}, \quad (2.59)$$

где  $P_{деф}$ ,  $t_{деф}$  - соответственно случайные величины дефицита мощности и продолжительности существования состояний, при которых

возникает дефицит мощности у потребителей;

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

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

$$\Delta \bar{W} = \int_0^{\infty} t_{\text{деф}} f(t_{\text{деф}}) dt_{\text{деф}} \int_0^{\infty} P_{\text{деф}} f(P_{\text{деф}}) dP_{\text{деф}} = \bar{t}_{\text{деф}} \bar{P}_{\text{деф}}. \quad (2.60)$$

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

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

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

Удельный ущерб  $Y_0$  – ущерб, отнесенный либо к единице недоотпущенной электроэнергии, либо к единице ограничиваемой мощности.

Эти показатели применяют для экономической оценки надежности.

### **3. АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

#### **3.1. Причины отказов энергетических блоков и синхронных генераторов электростанций**

Отказы энергоблоков электростанций определяются в основном отказами теплосилового, гидромеханического оборудования и генераторов. Период приработки мощных энергоблоков зависит от номинальной мощности, от степени освоения в производстве. Головные блоки имеют период приработки от 5 до 10, серийные – от 2 до 5 лет. В процессе приработки коэффициент вынужденных простоев блоков снижается с 20-40 до 5-8 % в России, США, ФРГ и с 6 до 1 % в Японии.

Значительную роль в обеспечении надежности генерации энергии играет надежность комплекса оборудования и механизмов собственных нужд, которая зависит от степени резервирования механизмов топливоподачи и топливоснабжения, циркуляционного водоснабжения, питательных насосов и вентиляторов, а также от успешного включения и самозапуска электродвигателей механизмов при работе АВР. Существенный вклад в надежность генерации вносит надежность электрических машин, генераторов, трансформаторов и электродвигателей собственных нужд. Знание их причин отказов необходимо для построения системы текущих и капитальных ремонтов, диагностики, испытаний и контроля.

Отказы синхронных машин из-за повреждений обмотки статора происходят в два раза чаще, а из-за повреждений активной стали - в 10 раз реже, чем из-за повреждений обмотки ротора. Повреждения системы возбуждения соизмеримы по частоте с повреждениями ротора, причем наиболее часто повреждается обмотка ротора. Повреждение обмотки статора происходит, как правило, из-за электрического пробоя изоляции. Изоляция разрушается в пазах, за счет вибрации активной стали при ее слабой запрессовке. Лобовые части обмоток подвергаются дополнительным динамическим воздействиям из-за коротких замыканий, несинхронных

включений и вибраций. Электрическая прочность изоляции (микалентной компаундированной) существенно снижается в результате тепловых перегрузок, которые могут быть вызваны местными замыканиями сегментов активной стали, витковыми замыканиями и ухудшением условий охлаждения. Повреждение изоляции обмотки статора может быть также вызвано появлением течи в воздухо- или газоохладителях и попаданием воды или масла на обмотку.

Наиболее частая причина повреждений активной стали – ослабление ее запрессовки, т.к. из-за вибраций массы сердечника расшатывается цилиндр активной стали, появляется контактная коррозия и происходит дальнейшее ослабление креплений стали. Из-за местных нарушений целостности изоляционной пленки на поверхности листов появляются контуры циркуляционных токов, что приводит к местному перегреву, выгоранию пленки, выплавлению стали и разрушению корпусной изоляции.

Одна из главных причин повреждений обмотки ротора турбогенератора – смещение ее при изменении температуры и как следствие – витковые замыкания. До 40% причин отказов роторов приходится на повреждение токопроводов.

К отказу генераторов также приводят повреждения подшипников и подпятников, чаще всего из-за магнитной асимметрии. Сопротивление изоляции генераторов должно быть не менее 1 МОм и непрерывно контролироваться. Надежность работы машины в значительной степени зависит от уровня вибрации. Внезапное увеличение вибрации всегда свидетельствует о повреждении.

### **3.2. Причины отказов силовых трансформаторов**

Частота отказов трансформаторов в значительной степени зависит от габаритов, класса напряжения и условий эксплуатации. Основными причинами повреждений трансформаторов являются нарушения изоляции обмоток вследствие воздействия внешних и внутренних перенапряжений, сквозных

токов короткого замыкания, дефектов изготовления. Причинами повреждения изоляции обмоток трансформаторов зачастую являются износ и ее старение из-за перегрузок и недостаточного охлаждения, повреждения устройств, регулирующих напряжение (особенно автоматических под нагрузкой), повреждения вводов трансформаторов из-за перекрытия изоляции, повреждения контактных соединений, пуска масла (течи масла).

Приблизительное распределение причин отказов трансформаторов и автотрансформаторов следующее:

- заводские дефекты – 35%;
- грозовые повреждения – 25%;
- неправильная эксплуатация – 20%;
- неудовлетворительный ремонт – 10%;
- старение изоляции – 10%.

Ремонт трансформаторов малых габаритов (до 20 кВ) производится централизованно, а поврежденный трансформатор заменяется в течение короткого времени (единицы часов). Ремонт трансформаторов больших габаритов осуществляется на месте достаточно длительное время (десятки и сотни часов), при этом применяются подъемные механизмы.

### **3.3. Причины отказов коммутационных аппаратов, трансформаторов тока и напряжения**

Коммутационные аппараты являются более сложными объектами электроэнергетической системы с точки зрения надежности. Они подразделяются на автоматические и неавтоматические. К автоматическим относятся силовые выключатели, выключатели нагрузки, отделители с короткозамыкателями, автоматические выключатели, предохранители. К неавтоматическим относятся разъединители и рубильники. Повреждения коммутационных аппаратов происходят в стационарном состоянии и при выполнении ими операций: отключение коротких замыканий, нагрузок, оперативных переключений и т.д.

Основными причинами повреждения коммутационных аппаратов

являются: несрабатывания приводов; механические повреждения; износ дугогасительных устройств; обгорание контактов; перекрытия изоляции при внешних и внутренних перенапряжениях.

Рассмотрим примерное распределение причин отказов выключателей.

У масляных выключателей отказы распределяются следующим образом:

- приводы – 38%;
- электромагниты, вспомогательные контакты, цепи управления – 14%;
- вводы – 10%;
- опорная изоляция – 9% и внутренняя изоляция – 9%;
- дугогасительное устройство – 7%;
- передаточные механизмы - 4%;
- воздушная и междуфазная изоляция – 4%;
- прочие отказы – 5%.

Отказы воздушных выключателей происходят по следующим причинам:

- поломка изоляторов – 27%;
- разрушение дугогасительного устройства из-за не погасания дуги (при отключениях коротких замыканий и малых токов) – 20%;
- отказы привода и цепей управления – 20%;
- перекрытие опорных изоляторов и воздуходушных труб – 10%;
- повреждение контактной системы – 9%;
- дефекты резиновых уплотнений – 4%;
- остальные причины – 10%.

В настоящее время значительная часть отказов масляных выключателей (до 33%) происходит при выполнении их основной функции – отключении токов коротких замыканий (к.з.) и в подавляющем большинстве случаев (66 – 100%) отказ сопровождается к.з. в ячейке, а, следовательно, и на шинах. У воздушных выключателей число отказов, связанных с отключением токов к.з., лежит в пределах 14 – 25%, однако число отказов, сопровождающихся к.з. в ячейке также высоко (20 – 100%).

Главным недостатком вакуумных выключателей и комплектных распределительных устройств (КРУ) с их использованием является недостаточная механическая прочность, разгерметизация дугогасительного устройства вследствие плохой пайки. По элегазовым выключателям пока нет достоверной статистической информации о причинах их повреждений.

Отказы разъединителей проявляются как короткие замыкания, вызванные электрическими и механическими повреждениями. Отказы короткозамыкателей проявляются не только как указанные короткие замыкания, но и как самопроизвольные включения и отказы во включении. К отказам отделителей, кроме перечисленных выше, относится отказ в отключении в бестоковую паузу. Отказами высоковольтных предохранителей являются не только к.з., но в основном (до 80%) неселективные и ложные срабатывания.

Примерное распределение причин отказов следующее:

разъединители:

- обледенение или разрегулировка – 40%;
- пробой или повреждение изоляции – 20%;
- отказ привода – 20%;
- неисправность механизма – 10%;
- дефекты контактных соединений – 5%;
- ошибки персонала – 5%.

короткозамыкатели:

- повреждение изоляции – 60%;
- отказ привода – 10%;
- отказ релейной защиты – 9%;
- низкое качество ремонта – 8%;
- деформация включающей пружины – 5%;
- замерзание смазки – 4%;
- гололед – 4%.

отделители:

- отказ привода – 27%;
- деформация включающей пружины – 20%;
- повреждение изоляции – 10%;
- замерзание смазки – 10%;
- гололед – 10%.
- низкое качество ремонта – 8%;
- отказ релейной защиты – 7%;
- низкое качество изготовления – 5%;
- ошибки персонала – 3%.

Продолжительность восстановления коммутационных аппаратов возрастает с увеличением номинального напряжения электроустановок и, как правило, соизмерима с продолжительностью восстановления воздушных линий (единицы, десятки часов).

Отказы в комплектных распределительных устройствах распределяются следующим образом: недостатки эксплуатации (попадание на оборудование влаги и пыли, а также животных через незакрытые проемы, ошибочные действия персонала и др.) – 24,8%; старение материалов в процессе эксплуатации – 11,7%; недостатки изготовления и конструкции – 9,7%; влияние климатических и атмосферных условий – 9%; нерасчетные режимы в сети – 11,7%; дефекты ремонта – 4,7%; монтажа – 2,4%; прочие воздействия – 23%.

Примерное распределение отказов опорных маслонаполненных и с литой изоляцией трансформаторов тока следующее: недостатки конструкции и изготовления (пробои литой изоляции, обрывы и замыкания вторичных обмоток, старение изоляции и усталостные явления, пробой бумажно-масляной изоляции) – 31 - 48%; недостатки эксплуатации (попадание влаги и несвоевременная чистка изоляции, нарушение сроков испытаний и др.) – 14 – 18%; старение изоляции – 20 – 26%; воздействие перенапряжений – 8 – 10% и пр.

Отказы трансформаторов напряжения распределяются примерно так: воздействие перенапряжений – 51,9%; недостатки конструкции и изготовления

(недостаточная герметичность, витковые замыкания и др.) – 22,9%; старение изоляции и износые явления – 12,3%; недостатки эксплуатации (плохой контроль уплотнений и воздухоосушителей, нарушение сроков ремонтов и испытаний и др.) – 12,9%.

### **3.4. Причины отказов линий электропередачи**

Линии электропередачи являются наиболее часто повреждаемыми элементами электроэнергетических систем из-за территориальной рассредоточенности и подверженности влиянию внешних неблагоприятных условий среды.

К основным причинам повреждения воздушных линий относятся следующие: повреждение опор и проводов из-за гололедно-ветровых нагрузок; грозное перекрытие изоляции; пережог проводов; повреждение опор и проводов автотранспортом и другими механизмами; дефекты изготовления опор и проводов, изоляторов; падение деревьев; перекрытие изоляции птицами; несоответствие опор, проводов, изоляторов природно-климатическим зонам страны; перекрытие воздушных промежутков на строительные и сельскохозяйственные машины; неправильный монтаж опор и проводов; несоблюдение сроков ремонта и замены оборудования.

Эти причины приводят в основном к ослаблению или нарушению механической прочности проводов, опор, изоляторов; поломке деталей опор; коррозии и гниению металлических и деревянных частей.

Вибрация, «пляска» и обрыв проводов, разрушение опор или их частей сопровождаются одно- и многофазными короткими замыканиями. Отмечается зависимость параметра потока отказов воздушных линий от времени года и срока эксплуатации, при этом возрастание параметра потока отказов при неблагоприятной погоде весьма значительно.

Основной причиной повреждения кабельных линий является нарушение их механической прочности землеройными машинами и механизмами (до 70% всех повреждений). Наибольшая повреждаемость возникает при прокладке кабелей непосредственно в земле. Значительную часть повреждений кабельных

линий составляют электрические пробой в соединительных кабельных муфтах и на концевых воронках, участках кабелей, проложенных с бóльшим уклоном.

Вследствие старения и износа изоляции, попадания влаги в кабельную линию, коррозии металлических частей, усиливающейся при появлении блуждающих токов, возникновения неравномерностей в вязкой пропитке по длине кабеля из-за разности уровней по горизонту отказы возникают существенно реже. Продолжительность восстановления кабельных линий намного больше по сравнению с воздушными и составляет десятки часов.

### **3.5. Отказы в электроэнергетических системах**

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

Отказы функционирования элементов системы различаются по своему виду, например, разрыв цепи, короткое замыкание, отказ срабатывания.

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

1. отказы вспомогательного оборудования и систем станций и подстанций (электроснабжение собственных нужд, системы оперативного тока, охлаждения и т.д.);
2. отказы систем управления, защиты и автоматики;
3. ошибки оперативного и обслуживающего персонала;
4. внешние воздействия (взрывы, ураганы, землетрясения);
5. пожары в помещениях электроустановок и кабельных тоннелях.

Отказы общей причины, т.е. отказы множества элементов, вызванные одной причиной, следующие:

- одновременное длительное отключение ряда элементов одной цепи

электропередачи или узла системы;

- одновременное длительное отключение двух и более параллельных цепей межсистемных связей или системообразующих линий;
- полное погашение распределительного устройства (РУ) подстанций или станций.

Последствиями отказов общей причины являются повреждение большого числа единиц оборудования; перерыв электроснабжения потребителей; непосредственная угроза жизни персонала и населения окружающего района. Предупреждение отказов общей причины обычно осуществляется либо на стадии проектирования, либо во время профилактических мероприятий путем анализа обстоятельств возникновения этих отказов.

Цепочечный характер могут носить аварии не только в электроэнергетической системе, но и на станциях и подстанциях. Общее число цепочечных аварий в год составляет несколько десятков. В числе причин цепочечных аварий: неправильные действия персонала; отказы устройств релейной защиты и автоматики; отказы выключателей; воздействие природных сил; отказы элементов в расчетных условиях; отключение шин; отключение генераторов; отключение трансформаторов; отказы функционирования из-за повреждений.

Чаще всего первопричиной аварии является совместное действие двух-трех факторов, а в некоторых случаях шести-семи, и, как правило, те же факторы выступают в качестве причин развития аварий. Анализ этих причин позволяет наметить основные мероприятия по повышению живучести ЭЭС:

- уменьшение объема профилактического обслуживания с целью снижения вероятности отказов из-за ошибок персонала;
- внедрение комплекса самонастраивающихся устройств релейной защиты и автоматики на новой элементной базе с целью уменьшения числа неправильных действий и отказов срабатывания;
- повышение безотказности коммутационной аппаратуры за счет внедрения элегазовых выключателей;

- своевременный ввод линий системообразующей сети ЭЭС;
- внедрение систем технической диагностики и контроля для генераторов, трансформаторов, линий и выключателей.

## 4. МОДЕЛИ ОТКАЗОВ ЭЛЕМЕНТОВ И ПРОСТЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Многообразие причин отказов элементов систем электроэнергетики отражается в подразделении отказов на внезапные и постепенные, математические модели которых различны. *Математическое описание процесса возникновения отказов называется моделью отказов.*

Для формирования модели отказов необходимо знать их физическую сущность. Внезапные отказы – это отказы, возникающие вследствие внешних случайных воздействий в случайные моменты времени, которые нельзя предсказать заранее. Они не связаны с внутренним состоянием элемента или оборудования. Постепенные отказы – отказы, возникающие в результате постепенного изменения внутреннего состояния элемента или оборудования в случайные моменты времени.

Каждый из типов отказов характеризуется собственной математической моделью явления, и, следовательно, своим подходом к получению количественных характеристик. В качестве одной из основных характеристик отказов является функция распределения времени безотказной работы, по которой могут быть получены все остальные характеристики надежности, связанные с отказами. При формировании моделей отказов рассматриваются периоды нормальной работы и интенсивного износа (старения).

### 4.1. Формирование модели внезапного отказа элемента

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

Разделим период рассматриваемого времени  $(0; t)$  на интервалы  $\Delta t_i$ ,  $i = 1, 2, 3, \dots, n$ , и обозначим вероятность того, что превышение максимальной

прочности произойдет на  $i$  интервале,  $\alpha_i$ . Очевидно, что при первом таком превышении произойдет отказ оборудования, в данном случае элемента. Т.к. максимальная прочность элемента постоянна, а случайные пиковые воздействия независимы, то случайные события появления пиковой нагрузки на каждом интервале времени также независимы (вспомним простейший поток событий). События появления пиковой нагрузки на любом интервале времени -  $A_i$ , и ее не появления -  $B_i$  являются противоположными событиями. Тогда по теореме умножения для независимых событий вероятность появления хотя бы одного превышения максимальной прочности будет равна [40]:

$$p_{A_k} = p(B_1)p(B_2)p(B_{k-1})p(A_k) = \alpha_k \prod_{i=1}^{k-1} (1 - \alpha_i). \quad (4.1)$$

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

$$p(T = k - 1) = (1 - \alpha)^{k-1} \alpha, \quad (4.2)$$

где  $\alpha$  – вероятность превышения максимальной прочности, приводящего к отказу.

Суммируя все вероятности появления отказов, начиная с первого интервала, и заменяя  $(1 - \alpha)^k$  на  $e^{-k\alpha}$  согласно локальной предельной теореме Муавра-Лапласа, получим интегральную функцию распределения времени безотказной работы, выраженную в числе интервалов времени:

$$p(T < t) = q(t) = 1 - e^{-k\alpha}. \quad (4.3)$$

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

Переходя к непрерывному аргументу времени, получим вероятность отказа:

$$q(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad (4.4)$$

где  $\lambda$  – параметр распределения – среднее число отказов в единицу времени, т.е. интенсивность отказов.

Тогда вероятность безотказной работы будет равна:

$$p(t) = 1 - q(t) = e^{-\lambda t}, \quad (4.5)$$

а частота отказов:

$$a(t) = q'(t) = f(t) = \lambda e^{-\lambda t}. \quad (4.6)$$

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

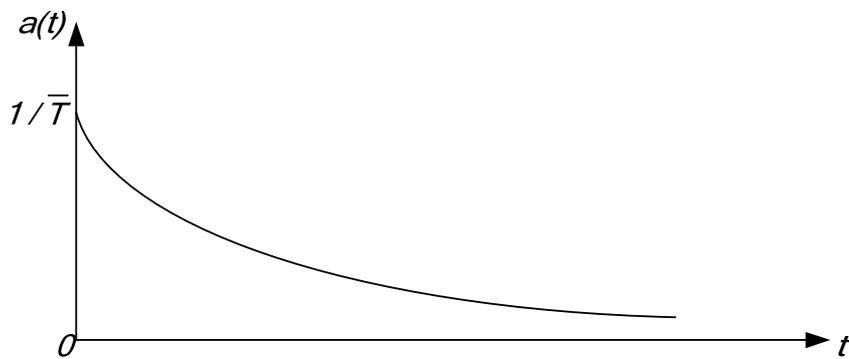
$$\bar{T} = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} t a(t) dt = \int_0^{\infty} t \lambda e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda}. \quad (4.7)$$

Определим по модели отказов интенсивность отказов:

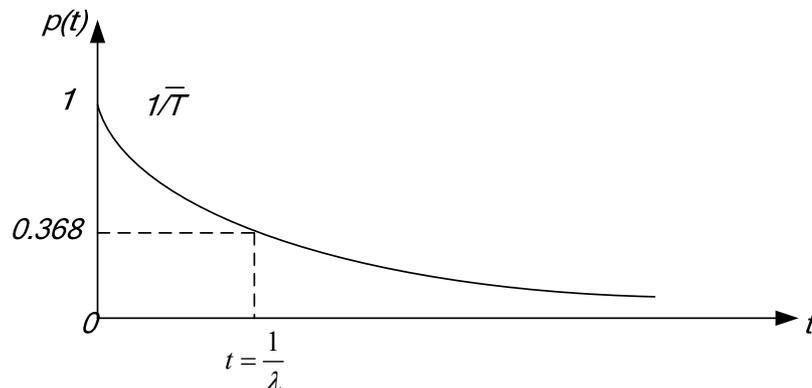
$$\lambda(t) = \frac{a(t)}{p(t)} = \frac{a(t)}{1 - \int_0^t a(t) dt} = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{1 - \int_0^t \lambda e^{-\lambda t} dt} = \lambda. \quad (4.8)$$

Отсюда внезапные отказы характеризуются постоянной интенсивностью.

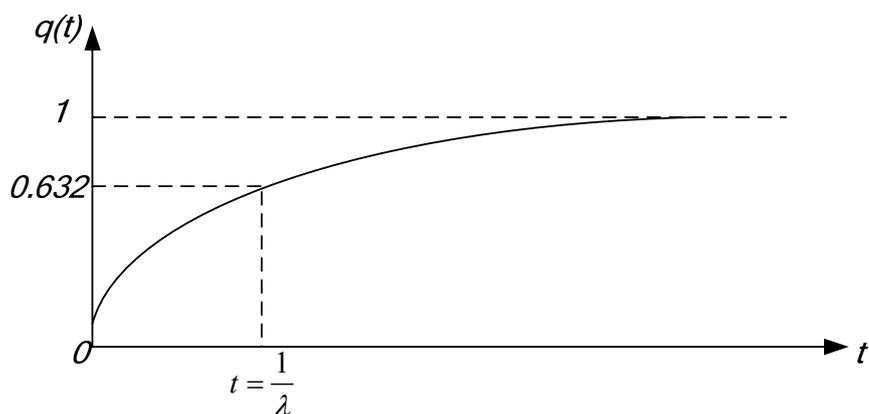
Параметры модели внезапных отказов в зависимости от времени имеют следующий вид (см. рис. 4.1):



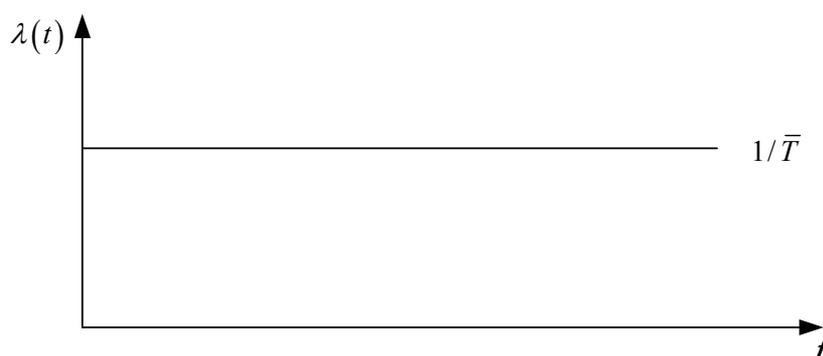
а) изменение частоты отказов во времени



б) изменение вероятности безотказной работы



в) изменение вероятности отказа



г) изменение интенсивности отказа

Рис. 4.1. Зависимость показателей надежности от времени при внезапных отказах элемента

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

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

$$q(t) = 1 - 0,368 = 0,632,$$

то есть, если не проводить своевременные ремонты в процессе эксплуатации, то к концу срока службы оборудования его показатели надежности станут недопустимо низкими.

## 4.2. Формирование модели постепенных отказов элемента

Основной причиной постепенных отказов является старение материалов и износ отдельных частей элементов. Они возникают вследствие теплового, вибрационного старения изоляции трансформаторов, генераторов, кабельных линий, коррозии металлических частей проводов, опор, оболочек кабелей, износа дугогасительных устройств коммутационных аппаратов при отключении токов короткого замыкания, вследствие деформации материалов и диффузии одного материала в другой.

По мере эксплуатации электротехнических изделий в изоляции происходят сложные физико-химические процессы старения. Изоляция становится хрупкой, ломкой, появляются трещины, в результате чего уменьшается ее электрическая прочность, и при случайном превышении напряжения сверх допустимого значения происходит отказ. Аналогичные ситуации наблюдаются при коррозии и окислении металлических частей элементов и при воздействии механических нагрузок (постепенное снижение прочности и в случае превышения запаса прочности – отказ). Таким образом, постепенный износ отдельных частей элемента представляет собой как бы накопление элементарных повреждений в различных его частях и снижение общего предела прочности. После накопления определенного числа элементарных повреждений происходит отказ элемента.

Сравнивая рассматриваемую ситуацию с предыдущей, т.е. с внезапным отказом, необходимо отметить их принципиальную разницу. Внезапный отказ происходит при первом превышении предела прочности, а для наступления постепенного отказа необходимо многократное превышение допустимого параметра, например, температуры изоляции сверх допустимого значения либо многократное отключение выключателем токов коротких замыканий.

Для построения математического описания этих явлений используют простейший поток событий [40]: в случайные моменты времени происходят единичные элементарные повреждения и при их накоплении объект отказывает. Число этих повреждений зависит лишь от продолжительности наблюдения, но

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

$$q(\Delta t) = \lambda \Delta t, \quad (4.9)$$

а вероятность его отсутствия определится как:

$$p(\Delta t) = 1 - \lambda \Delta t. \quad (4.10)$$

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

$$P_m(t) = \frac{n!}{m!(n-m)!} q^m p^{n-m} = \frac{n!}{m!(n-m)!} \left( \lambda \frac{t}{n} \right)^m \left( 1 - \lambda \frac{t}{n} \right)^{n-m}. \quad (4.11)$$

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

$$\lim_{\substack{n \rightarrow \infty \\ \Delta t \rightarrow 0}} P_m(t) = \frac{(\lambda t)^m}{m!} e^{-\lambda t}, \quad (4.12)$$

т.е. вероятность числа элементарных повреждений на интервале  $(0, t)$  зависит от длины этого интервала и распределена по закону Пуассона с параметром  $\lambda t$ . Объект не откажет до тех пор, пока не произойдет  $m$  или более элементарных повреждений.

Отсюда вероятность отказа определится как:

$$q(t) = 1 - \sum_{i=0}^{m-1} \frac{(\lambda t)^i}{i!} e^{-\lambda t}. \quad (4.13)$$

Частота отказов равна:

$$a(t) = \frac{dq(t)}{dt} = \lambda e^{-\lambda t} \frac{(\lambda t)^{m-1}}{(m-1)!}. \quad (4.14)$$

Заменяя  $(m-1)!$  гамма-функцией частоту отказов можно представить в следующем виде:

$$a(t) = \begin{cases} \frac{\lambda^m}{\Gamma(m)} t^{m-1} e^{-\lambda t}, & t \geq 0; \\ 0, & t < 0. \end{cases} \quad (4.15)$$

Это гамма-распределение безотказной работы, графическое изображение которого показано на рис. 4.2. Если  $m=1$ , то оно превращается в показательное, т.е. одно повреждение приводит к отказу элемента. Следовательно, внезапный отказ является частным случаем постепенного.

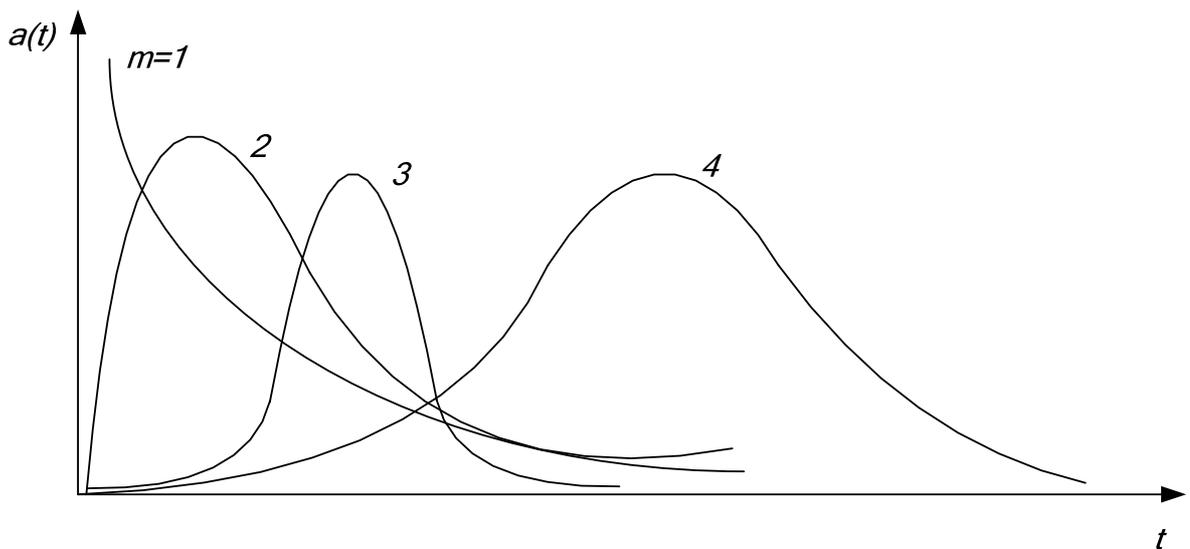


Рис. 4.2. Гамма-распределение безотказной работы

Интенсивность отказов не постоянна во времени, как при внезапном отказе, а увеличивается с течением времени и тем медленнее, чем большей прочностью обладает элемент, то есть чем больше  $m$ :

$$\lambda(t) = \frac{\lambda^m t^{m-1}}{\sum_{i=0}^{m-1} \frac{(m-1)!}{i!} (\lambda t)^i}. \quad (4.16)$$

Числовые характеристики времени безотказной работы: математическое

ожидание и дисперсия соответственно равны:

$$\bar{T} = \frac{m}{\lambda}; \quad D(t) = \frac{m}{\lambda^2}. \quad (4.17)$$

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

$$a(t) = f(t) = \frac{1}{\sigma_T \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\bar{T})^2}{2\sigma_T^2}}.$$

Тогда

$$p(t) = 1 - \int_0^t a(t) = \Phi\left(\frac{(t-\bar{T})}{\sigma_T}\right); \quad (4.18)$$

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

где  $\sigma_T$  – среднеквадратическое значение времени безотказной работы;

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

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

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

$$a(t) = \begin{cases} \frac{\beta^{\alpha+1}}{\Gamma(\alpha+1)} t^\alpha e^{-\beta t}, & t \geq 0 \\ 0, & t < 0 \end{cases}, \quad (4.19)$$

где  $\alpha$  и  $\beta$  – параметры распределения, определяемые из выражений для числовых характеристик времени безотказной работы:

$$\bar{T} = \frac{\alpha+1}{\beta}; \quad D(t) = \frac{\alpha+1}{\beta^2}; \quad (4.20)$$

$$\alpha = \frac{\bar{T}^2}{\sigma_T^2} - 1; \quad \beta = \frac{\bar{T}}{\sigma_T^2}. \quad (4.21)$$

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

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

$$a(t) = e^{-\lambda t} \left\{ \lambda \left[ 1 - \Phi \left( \frac{(t-\bar{T})}{\sigma_T} \right) \right] \right\} + \frac{1}{\sigma_T \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\bar{T})^2}{2\sigma_T^2}}, \quad (4.22)$$

интенсивность отказов при этом будет равна:

$$\lambda(t) = \lambda + \frac{e^{-\frac{(t-\bar{T})^2}{2\sigma_T^2}}}{\sigma_T \sqrt{2\pi} \Phi \left( \frac{(t-\bar{T})}{\sigma_T} \right)}. \quad (4.23)$$

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

то – к нормальному.

### 4.3. Законы распределения сроков службы изоляции элементов систем электроэнергетики

Надежность наиболее распространенных элементов систем электроэнергетики, таких как, силовые трансформаторы, кабели, вводы, электрические машины в значительной степени определяется надежностью работы их изоляции. Основной характеристикой изоляции электротехнических изделий является ее электрическая прочность, которая зависит от однородности материала.

Разрушение изоляции при функционировании электроустановки происходит при нагревании токами нагрузок, температурных воздействиях внешней среды, механических нагрузках, низком качестве электроэнергии, при высоких напряженностях электрического поля. Отсюда на срок службы изоляции влияет тепловое, механическое и электрическое старение изоляции.

Срок службы изоляции в зависимости от класса изоляции и температуры нагрева равен:

$$T_u = T_0 e^{-\gamma\theta}, \quad (4.24)$$

где  $T_0$  – срок службы изоляции при температуре перегрева, равной 0;

$\gamma$  – коэффициент, характеризующий степень старения изоляции в зависимости от ее класса;

$\theta$  – температура нагрева изоляции.

В зависимости от класса изоляции существуют шести-, восьми-, десяти- и двенадцатиградусные правила. Например, согласно «восьмиградусному» правилу повышение температуры изоляции, выполненной на органической основе, на каждые  $8^\circ\text{C}$  в среднем сокращает срок службы изоляции *вдвое*.

Механические характеристики прочности изоляции также зависят от температуры. Предел механической прочности изоляции быстро снижается по мере ее нагрева, она становится более эластичной. Однако значительные деформации сопровождаются появлением трещин, разрывов, расслоений.

Анализ основных факторов, влияющих на срок службы изоляции, показал, что как усталостные явления в изоляции, так и ее тепловое старение зависят от однородности материала, обеспечивающей отсутствие местных перегревов. Микротрещины, расслоения, т.е. неоднородность материала, распределены случайным образом по всей площади изоляции. При воздействии переменных неблагоприятных условий теплового или электродинамического характера неоднородности материала увеличиваются и могут привести к пробое изоляции. Причиной отказа может быть даже небольшая неоднородность материала.

Для определения закона распределения времени безотказной работы изоляции электроустановки необходимо найти вероятность распределения минимальных времен безотказной работы совокупности всех участков изоляции. В смысле надежности эти участки представляются системой с последовательным соединением элементов, поэтому функцию распределения времени безотказной работы такой системы или вероятность отказа можно представить в виде:

$$q_c(t) = 1 - p_c(t) = 1 - [1 - q(t)]^n. \quad (4.25)$$

В общем случае, когда  $q(t)$  имеет так называемый «порог чувствительности», т.е. элемент гарантированно не откажет в интервале времени  $(0; t_0)$ , вероятность отказа изоляции имеет вид:

$$q_c(t) = \begin{cases} 1 - e^{-c(t-t_0)}, & t \geq t_0 \\ 0, & t < t_0 \end{cases}, \quad (4.26)$$

где  $c$  – постоянный коэффициент.

Форма этого закона определяется видом функции распределения на малых интервалах времени. Если зависимость изменения вероятности отказа на каждом интервале нелинейна, то вероятность отказа имеет следующий вид:

$$q_c(t) = \begin{cases} 1 - e^{-c(t-t_0)^\alpha}, & t \geq t_0 \\ 0, & t < t_0 \end{cases}. \quad (4.27)$$

Если распределение не имеет порога чувствительности,  $t_0$ , то вероятность отказа описывается законом Вейбулла:

$$q_c(t) = \begin{cases} 1 - e^{-ct^\alpha}, & t \geq 0 \\ 0, & t < 0 \end{cases} \quad (4.28)$$

Этот закон часто используется при описании вероятности отказа систем с конечным числом последовательно соединенных в смысле надежности элементов, например, длинные кабельные линии со значительным числом соединительных муфт.

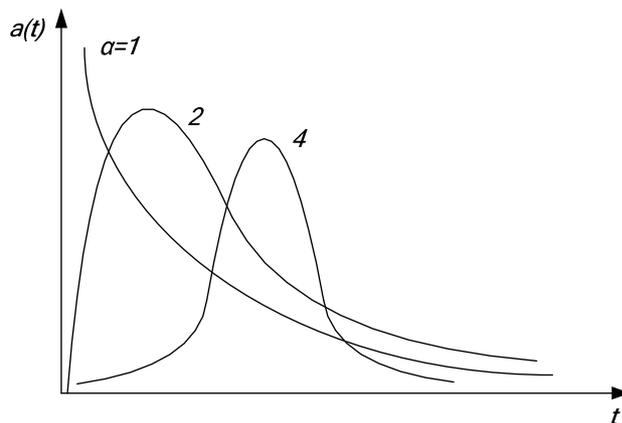
Частота отказов для данного случая (без порога чувствительности) равна:

$$a(t) = \begin{cases} \alpha ct^{\alpha-1} e^{-ct^\alpha}, & t \geq 0 \\ 0, & t < 0 \end{cases}, \quad (4.29)$$

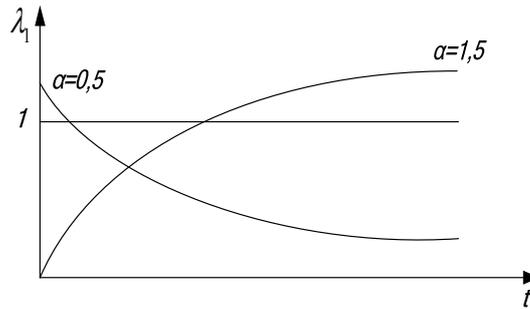
а интенсивность отказов определяется как:

$$\lambda(t) = \alpha ct^{\alpha-1}. \quad (4.30)$$

Интенсивность отказов для этого закона в зависимости от параметра распределения может расти, оставаться постоянной (показательный закон) и убывать (см. рис. 4.3).



а) частота отказов изоляции по закону Вейбулла



б) Интенсивность отказа при распределении по закону Вейбулла

Рис. 4.3. Зависимость частоты и интенсивности отказа от времени

Среднее время безотказной работы изоляции и дисперсия при распределении по закону Вейбулла равны:

$$\bar{T}_u = \Gamma\left(1 + \frac{1}{\alpha}\right) c^{\frac{1}{\alpha}};$$

$$D(T_u) = c^{\frac{2}{\alpha}} \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{\alpha}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{\alpha}\right) \right], \quad (4.31)$$

где  $\Gamma$  – гамма-функция.

#### 4.4. Влияние качества электроэнергии на показатели надежности силовых трансформаторов и электрических машин

Для оценки надежности силового трансформатора или электрической машины его (ее) можно представить в виде двух элементов, в одном из которых может появиться внезапный, а в другом – постепенный отказ. Тогда вероятность его безотказной работы определится произведением вероятностей безотказной работы двух независимых элементов, соединенных последовательно в смысле надежности:

$$p(t) = p_B(t) p_u(t), \quad (4.32)$$

где  $p_B(t)$  – вероятность безотказной работы элемента, соответствующая внезапным отказам;

$p_u(t)$  – вероятность безотказной работы элемента, соответствующая постепенным отказам.

Основываясь на моделях внезапных и постепенных отказов, получим:

$$p(t) = e^{-\lambda t} e^{-c(t_u - t_0)^\alpha}, \quad (4.33)$$

где  $t_u = f(t)$  – срок службы изоляции, зависящий от характеристик прочности изоляции и внешних воздействий.

Отсюда, можно определить срок службы изоляции силового трансформатора, соответствующий определенному уровню надежности за время  $(0, t)$ :

$$t_u(t) = t_0 + \left\{ \frac{1}{c} [\lambda t + \ln p(t)] \right\}^{\frac{1}{\alpha}}. \quad (4.34)$$

Надежность работы трансформатора зависит от многих факторов, из которых можно выделить в качестве основных характер питаемой электрической нагрузки и качество электрической энергии.

В [40] показано, что фактическая температура внешней среды существенно влияет на показатели функциональной надежности силовых трансформаторов, питающих потребителей со спокойным характером нагрузки.

Для нагрузок с резкопеременным характером электропотребления обобщенная зависимость нагрузочной способности трансформатора при совместном учете теплового и вибрационного старения изоляции при его сроке службы 20 лет показана на рисунке 4.4 [40]. Здесь  $\xi$  - коэффициент вариации нагрузки.

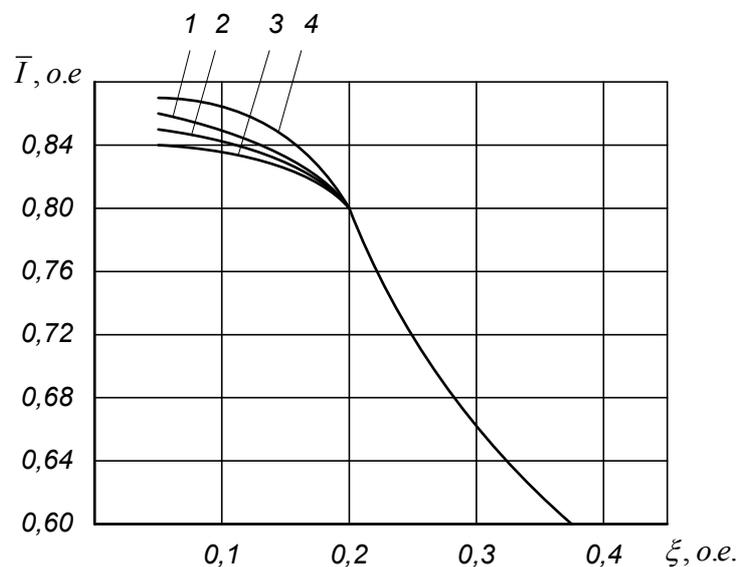


Рис. 4.4. Нагрузочная способность трансформатора при совместном учете теплового и вибрационного старения изоляции при вероятности безотказной работы  $p=0,8$  в течение 20 лет:

1 – типа ТМ 1,0÷6,3 МВА; ТРДЦН 63000/110; ТДЦН 80000/110;

2 – типа ТРДН 10; 16; 40; 63 МВА; ТРДЦН 63000/220;

3 – типа ТРДН 25000/110; 4 – типа ТРДЦН 80000/110.

Отсюда при определении уровня надежности силового трансформатора необходимо учитывать характер нагрузки и воздействия окружающей среды.

Искажения качества электроэнергии (КЭ), возникающие в сети, могут приводить к усилению негативного теплового, электрического и механического влияний на изоляцию элементов ЭЭС. Причина теплового воздействия – потери электроэнергии внутри электрооборудования. Искажения КЭ приводят к увеличению потерь, а, следовательно, и к усилению теплового воздействия. Необходимо отметить, что мощность дополнительных потерь от низкого КЭ будет нагревать не весь силовой трансформатор или электрическую машину, а отдельные их точки, которые и в нормальных условиях являются термически напряженными. Именно в этих точках будет происходить ускоренное старение изоляции. Сокращая срок службы изоляции, искажения КЭ влияют на среднее время безотказной работы элементов электроэнергетической системы, а, следовательно, и на остальные показатели надежности.

Выражение (4.23), определяющее интенсивность отказов элемента, можно уточнить, введя сокращение срока службы его изоляции из-за низкого КЭ:

$$\lambda_{\text{КЭ}}(t) = \frac{1}{T - \Delta T} + \frac{e^{-\frac{(t-T-\Delta T)^2}{2\sigma^2_T}}}{\sigma_T \sqrt{2\pi} \Phi\left(\frac{t-T-\Delta T}{\sigma_T}\right)}, \quad (4.35)$$

где  $\Delta T$  – среднее значение сокращения срока службы изоляции, обусловленное искажениями КЭ.

Графически воздействие искажений КЭ на интенсивность отказов

элемента показано на рисунке 4.5.

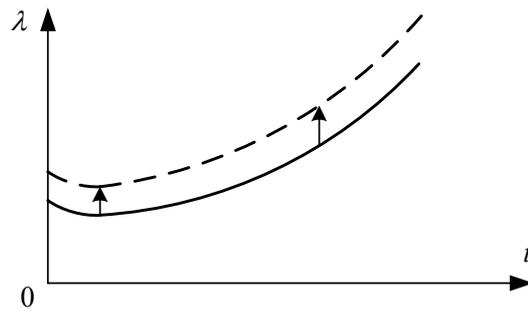


Рисунок 4.5. Зависимость интенсивности отказов элемента от времени

Как видно из рисунка 4.5, интенсивность отказов не постоянна во времени, а имеет два участка: на первом она уменьшается, что описывает процесс приработки, а затем начинает возрастать, что соответствует постепенному износу. Искажения КЭ приводят к увеличению интенсивности отказов в течение всего времени эксплуатации, что равносильно параллельному переносу характеристики вверх (показано стрелками). Этой зависимостью можно пользоваться при наличии достаточного количества статистических данных. При их отсутствии для периода нормальной эксплуатации, когда завершился процесс приработки оборудования и поддерживается нормальная периодичность ремонтов можно считать, что  $\lambda$  постоянна во времени и использовать показательный закон распределения. Тогда интенсивность отказа с учетом качества электроэнергии будет иметь вид:

$$\lambda_{\text{КЭ}}(t) = \frac{1}{T_{\text{КЭ}}} = \frac{1}{T \cdot \tau_1 / \tau_2} = \frac{1}{T - \Delta\tau}, \quad (4.36)$$

где  $\tau_1 / \tau_2$  – отношение срока службы оборудования при наличии искажений КЭ к сроку службы при их отсутствии;

$\Delta\tau$  - сокращение срока службы изоляции при низком КЭ.

Обычно полагают, что срок службы изоляции при тепловом старении обратно пропорционален скорости химических реакций. Тогда, используя уравнение Аррениуса, можно получить следующее выражение для отношения сроков службы изоляции при разных температурах:

$$\tau_1 / \tau_2 = 2^{-(T_2 - T_1) / \Delta T}, \quad (4.37)$$

где  $\tau_1$  и  $\tau_2$  – сроки службы соответственно при температурах  $T_1$  и  $T_2$ , в нашем случае соответствующих работе изоляции при низком и нормальном качестве электроэнергии;

$\Delta T$  – повышение температуры, вызывающее сокращение срока службы изоляции в 2 раза.

Искажения КЭ приводят к сокращению срока службы изоляции из-за увеличения ее температуры за счет дополнительных потерь. Для определения сокращения срока службы изоляции необходимо найти изменение температурного режима элемента ЭЭС.

Рассмотрим как изменяется срок службы изоляции силового трансформатора при искажении качества электроэнергии.

Превышение температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла  $\nu_m$ , с некоторой погрешностью описывается выражением [12]:

$$\theta_{обм.н.н.т} = \nu_m + (g + \varepsilon) \left( \frac{I}{I_{тр.ном.}} \right)^{2m}, \quad (4.38)$$

где  $g$ ,  $\varepsilon$  – коэффициенты, получаемые из тепловой диаграммы трансформатора [12];

$m$  – коэффициент, принимаемый по рекомендациям МЭК:  $m = 0,8$  для трансформаторов с системами охлаждения М (естественная циркуляция воздуха и масла),  $m = 0,9$  для системы Д (принудительная циркуляция воздуха и естественная масла) и  $m = 1$  для трансформаторов с системами охлаждения ДЦ (принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла) и Ц (принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла);

$I$  – ток трансформатора при анализируемом режиме;

$I_{тр.ном.}$  – номинальный ток трансформатора.

Это превышение и определяет разность температур ( $T_2 - T_1$ ) в формуле (4.37).

Температура нагрева масла зависит от потерь мощности в нем:

$$v_m = \Delta P^m, \quad (4.39)$$

где  $\Delta P$  - потери мощности в трансформаторе.

Для силового трансформатора потери мощности с учетом низкого качества электроэнергии определяются следующим образом:

$$\Delta P = P_k(1 + \Delta P_k) \cdot K_3^2 + P_x(1 + \Delta P_x), \quad (4.40)$$

где  $P_k, P_x$  - соответственно потери короткого замыкания и холостого хода трансформатора;

$\Delta P_k; \Delta P_x$  - соответственно дополнительные потери короткого замыкания и холостого хода трансформатора в относительных единицах, вызываемые искажением качества электроэнергии;

$$K_3 = \frac{S_n}{S_{\text{ном}}} - \text{коэффициент загрузки трансформатора.}$$

Дополнительные потери мощности короткого замыкания, вызванные искажениями КЭ, в долях от номинальных потерь определяются по выражению

$$\Delta P_k = (k_{2I}^2 + k_{0I}^2 + \sum_{n=2}^{40} k_{I(n)}^2 \cdot \sqrt{n}), \quad (4.41)$$

где  $k_{2I}, k_{0I}, k_{I(n)}$  - соответственно коэффициенты несимметрии токов по обратной и нулевой последовательности, тока  $n$ -ой гармоники;

$n$  - номер высшей гармоники.

Дополнительные потери холостого хода, вызванные искажениями КЭ, в долях от номинальных потерь находятся по формуле:

$$\Delta P_{x.x.} = (k_{2U}^2 + k_{0U}^2 + \sum_{n=2}^{40} k_{U(n)}^2 \cdot n^{1,3/2}), \quad (4.42)$$

где  $k_{2U}, k_{0U}, k_{U(n)}$  - соответственно коэффициенты несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности, напряжения  $n$ -ой гармонической составляющей.

Значимость влияния качества электроэнергии на срок службы изоляции

трансформаторов при их разных коэффициентах загрузки и разных соотношениях показателей КЭ показана на примере силовых трансформаторов напряжением 220 кВ (см. табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Тепловое старение изоляции силовых трансформаторов 220 кВ

Показатель	Коэффициент загрузки силового трансформатора					
	0,5		0,7		1	
	$k_{2U} = 4\%$ $k_U = 6\%$	$k_{2U} = 6\%$ $k_U = 10\%$	$k_{2U} = 4\%$ $k_U = 6\%$	$k_{2U} = 6\%$ $k_U = 10\%$	$k_{2U} = 4\%$ $k_U = 6\%$	$k_{2U} = 6\%$ $k_U = 10\%$
$\Delta T, ^\circ C$	0	0,4	0	5,5	6,5	15,3
$\tau_1 / \tau_2$	1	0,997	1	0,624	0,567	0,262

Результаты, представленные в таблице 4.1, наглядно показывают, что искажения КЭ приводят к дополнительному нагреву изоляции трансформатора и, как следствие, к снижению ее срока службы. При этом искажения КЭ на уровне предельно допустимых ГОСТом 13109-97 значений при низком коэффициенте загрузки трансформатора не приводят к увеличению температуры изоляции выше допустимой. А относительно небольшие искажения КЭ при полной загрузке трансформатора уже приводят к превышению допустимой температуры. Граничными параметрами являются: коэффициент загрузки равный 0,7, рекомендованный ПТЭ, и величина искажений на уровне предельно допустимых ГОСТом 13109-97 значений. Увеличение любого из них приводит к снижению срока службы изоляции, а, следовательно, и надежности функционирования трансформатора.

Аналогично можно показать связь между интенсивностью отказа синхронной машины и искажением качества электроэнергии. В этом случае необходимо определять среднее значение превышения температуры обмотки статора при искажении качества электроэнергии (КЭ) над ее температурой при нормальном КЭ:

$$\delta Q_{об.с} = \frac{(\delta Q_{из} + \delta Q_{нов.с}) \cdot l_1 + (\delta Q_{из} + \delta Q_{л}) \cdot l_л}{l_1 + l_л}, \quad (4.43)$$

где  $l_1$  – полная длина статора;

$l_л$  – длина лобовой части обмотки статора;

$\delta Q_{из}$  – дополнительный нагрев изоляции паза, вызванный искажением качества электроэнергии;

$\delta Q_{нов.с}$  – дополнительный нагрев поверхности статора, обусловленный искажением КЭ;

$\delta Q_{л}$  – дополнительный нагрев внешней поверхности лобовых частей обмотки статора, возникающий из-за искажения КЭ.

Дополнительный нагрев изоляции паза, обусловленный искажением качества электроэнергии, равен, %:

$$\delta Q_{из.п} = (k_{2I}^2 + k_{0I}^2 + \sum_{n=2}^{40} k_{I(n)}^2) \cdot 100\% . \quad (4.44)$$

Дополнительный нагрев поверхности статора, вызванный искажением качества электроэнергии, определяется по выражению, %:

$$\delta Q_{нов.с} = \Delta P_{\text{эл}} \frac{l_1}{l_{сп1/2}} + \Delta P_{доб} + \Delta P_{a1} + \Delta P_{z1}, \quad (4.45)$$

где  $\Delta P_{\text{эл}}$  – дополнительные потери в статоре синхронной машины, возникающие при низком КЭ, %, равные:

$$\Delta P_{\text{эл}} = (k_{2I}^2 + k_{0I}^2 + \sum_{n=2}^{40} k_{I(n)}^2 \cdot \sqrt{n}) \cdot 100\%; \quad (4.46)$$

$\Delta P_{доб}$  – добавочные поверхностные потери от низкого КЭ:

$$\Delta P_{доб} = (k_{2U}^2 + k_{0U}^2 + \sum_{n=2}^{40} \frac{k_{U(n)}^2}{n^2}) \cdot 100\%. \quad (4.47)$$

$\Delta P_{a1}$  – дополнительные потери электроэнергии в ярме магнитопровода статора при низком КЭ, %:

$$\Delta P_{a1} = (k_{2U}^2 + k_{0U}^2 + \sum_{n=2}^{40} k_{U(n)}^2 \cdot n^{\alpha/2}) \cdot 100\%. \quad (4.48)$$

$\Delta P_{z1}$  - дополнительные потери в зубцах магнитопровода статора, обусловленные низким КЭ, %:

$$\Delta P_{z1} = (k_{2U}^2 + k_{0U}^2 + \sum_{n=2}^{40} k_{U(n)}^2 \cdot n^{\alpha/2}) \cdot 100\%. \quad (4.49)$$

Дополнительный нагрев внешней поверхности лобовых частей обмотки статора, вызванный искажением КЭ равен, %:

$$\delta Q_{\text{л}} = (k_{2I}^2 + k_{0I}^2 + \sum_{n=2}^{40} k_{I(n)}^2) \cdot 100\%. \quad (4.50)$$

Для того чтобы показать необходимость учета качества электроэнергии при определении надежности синхронной машины рассмотрим существенно ли влияние КЭ на срок службы ее изоляции при значениях показателей качества электроэнергии, лежащих в пределах допустимых ГОСТом 13109-97 значений. Если при столь малом искажении КЭ такое влияние будет заметно, то оно тем более проявится при значительном нарушении КЭ, следовательно, КЭ нужно учитывать. В табл.4.2 приведены средние значения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) на шинах гидрогенератора напряжением 15,75 кВ.

Таблица 4.2 – Средние значения ПКЭ на шинах гидрогенератора

ПКЭ	$K_{I2}$	$K_{I3}$	$K_{I4}$	$K_{I5}$	$K_{I7}$	$K_{I9}$	$K_{I11}$	$K_{I13}$	$K_{2I}$	$K_{0I}$
М[ПКЭ], %	0,27	1,46	0,03	0,47	0,64	0,06	0,14	0,0 4	1,67	0,26
ПКЭ	$K_{U2}$	$K_{U3}$	$K_{U4}$	$K_{U5}$	$K_{U7}$	$K_{U9}$	$K_{U11}$	$K_{U1}$	$K_{2U}$	$K_{0U}$
М[ПКЭ], %	0,06	2,15	0	0,38	0,46	0,19	0,11	0,0 3	0,22	1,306

При указанных значениях ПКЭ в таблице 4.3 приведены результаты расчета дополнительного нагрева изоляции гидрогенератора по приведенным выше формулам. При расчете использовалось «десятиградусное правило», т.к. слюдяная изоляция может выдерживать температуру до 130° С.

Таблица 4.3 – Относительный дополнительный нагрев изоляции

гидрогенератора

Параметр	Изоляция паза	Поверхность статора	Изоляция лобовых частей	Обмотка статора
$\Delta T, \%$	5,87	0,07	5,87	8,6
$T, ^\circ\text{C}$	4,7	0,05	4,7	6,02

здесь  $\Delta T$  – увеличение температуры, обусловленное искажениями КЭ;

Как видно из таблицы 4.3, искажения КЭ больше всего нагревают обмотку статора, причем значение такого нагрева существенно даже при относительно небольших искажениях КЭ и составляет 8,6%.

Для получения значений превышения температуры отдельных элементов синхронной машины в градусах необходимо относительный дополнительный нагрев (о. е.) умножить на температуру соответствующего элемента при нормальном КЭ.

Сокращение срока службы в рассматриваемом случае составило:

в изоляции паза и изоляции лобовых частей

$$\tau_1 / \tau_2 = 2^{-(4,7) / 10} = 0,722;$$

в изоляции обмотки статора

$$\tau_1 / \tau_2 = 2^{-(6,02) / 10} = 0,659.$$

Таким образом, искажения КЭ приводят к существенному сокращению срока службы изоляции в гидрогенераторах вследствие теплового старения. Как показали исследования, при значительном искажении КЭ тепловое старение изоляции может привести к сокращению срока службы изоляции до 15% от начального. Степень воздействия определяется значением и структурой ПКЭ.

Учитывая, что  $\lambda = \frac{I}{T}$ , а при наличии искажений КЭ  $\lambda_{КЭ} = \frac{I}{T - \Delta T}$ ,

вероятность безотказной работы силового оборудования при низком КЭ равна:

$$p' = e^{-\frac{t}{T - \Delta T}}. \quad (4.51)$$

Тогда изменение вероятности безотказной работы  $\Delta p$  можно найти как:

$$\Delta p = \frac{p - p'}{p}, \quad (4.52)$$

где  $p$  – вероятность безотказной работы элемента при нормальном КЭ.

Или

$$\Delta p = \frac{e^{-\frac{t}{T}} - e^{-\frac{t}{T-\Delta T}}}{e^{-\frac{t}{T}}} = 1 - e^{-t\left(\frac{1}{T-\Delta T} - \frac{1}{T}\right)} = 1 - e^{-\frac{\Delta T}{T \cdot (T-\Delta T)} \cdot t}. \quad (4.53)$$

Вероятность отказа при наличии искажений КЭ равна:

$$q = 1 - p(t) = 1 - e^{-\frac{t}{T-\Delta T}}, \quad (4.54)$$

а ее изменение соответственно будет:

$$\Delta q = 1 - \frac{1 - e^{-\frac{t}{T-\Delta T}}}{1 - e^{-\frac{t}{T}}}. \quad (4.55)$$

Таким образом, уточнена математическая модель отказа изоляции силового оборудования ЭЭС при искажении КЭ.

#### **4.5. Проверка температурного режима силовых трансформаторов подстанций**

Предельно допустимые значения аварийных нагрузок силовых трансформаторов нормируются ГОСТ 14209-85 (до 100 МВА включительно) в зависимости от их системы охлаждения, длительности перегрузок, характера нагрузок, температуры окружающей среды и т.д. Основным ограничением согласно ГОСТ являются предельно допустимые температуры обмоток силового трансформатора в наиболее нагретой точке  $\nu_{об}$  и масла  $\nu_{м}$ . При температурах, превышающих предельно допустимые, в силовом трансформаторе могут произойти необратимые изменения, препятствующие его дальнейшей эксплуатации.

Согласно ГОСТ предельно допустимые температуры масла и обмоток

соответственно равны:  $\nu_m = 115^{\circ}C$ ;  $\nu_{об} = 140^{\circ}C$  при напряжении больше 110 кВ;  $\nu_{об} = 160^{\circ}C$  при напряжении до 110 кВ включительно.

Для проверки температурного режима силового трансформатора и выбора его мощности, обеспечивающей требуемые уровни надежности, необходимо построить графики нагрузки его обмоток с учетом средств компенсации реактивной мощности в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах.

### *Алгоритм проверки температурного режима*

1. Построить из реального графика электрических нагрузок (ГЭН) двухступенчатый ГЭН (зимний и летний).
2. Сравнить продолжительность аварийной нагрузки по ГЭН с постоянной времени нагрева  $T_{ПН}$ , зависящей от системы охлаждения и мощности трансформатора, пользуясь таблицей 4.4.

Таблица 4.4 – Постоянная времени нагрева трансформатора

Система охлаждения	Мощность силового трансформатора	Постоянная времени нагрева, $T_{ПН}$
М	$S_{ТНОМ} \geq 1,6МВА$	$T_{ПН} = 3,5$ ч
Д	$S_{ТНОМ} \geq 40МВА$	
ДЦ и Ц	$S_{ТНОМ} \geq 125МВА$	
Все остальные случаи		$T_{ПН} = 2,5$ ч

Если время аварийной перегрузки меньше постоянной времени нагрева

$$T_{ав} \leq T_{ПН}, \quad (4.56)$$

то изоляция работает в нормальном режиме и дальнейшая проверка не требуется.

3. Если  $T_{ав} > T_{ПН}$ , то проводится следующая проверка.

- а) Определяется температура нагрева масла  $\nu_m$ :

$$\nu_m = \theta_{мНОМ} \left( \frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^m + \nu_{о.э}, \quad (4.57)$$

где  $\theta_{мНОМ}$  –превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды при номинальных условиях: для систем

охлаждения М и Д –  $\theta_{мНОМ} = 55^{\circ}C$ , ДЦ и Ц –  $\theta_{мНОМ} = 40^{\circ}C$ ;

$d = \frac{\Delta P_{кНОМ}}{\Delta P_x}$  – отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого

хода;

$K$  – коэффициент аварийной перегрузки силового трансформатора, определяемый по ГЭН;

$m$  – коэффициент, принимаемый по рекомендациям МЭК ( $m = 0,9$  для систем охлаждения М и Д,  $m = 1,0$  для систем охлаждения ДЦ и Ц);

$\nu_{o.э}$  – эквивалентная зимняя температура, принимаемая по справочным данным.

б) Рассчитанная  $\nu_m$  сравнивается с допустимой, где  $\nu_{m доп} = 115^{\circ}C$ .

Должно выполняться условие:

$$\nu_m \leq \nu_{m доп} . \quad (4.58)$$

4. Определяется температура обмотки  $\nu_{об}$ :

$$\nu_{об} = \nu_m + \Delta\theta_{об ном} K^{2n} , \quad (4.59)$$

где  $\Delta\theta_{об ном}$  – суммарный перепад температуры между наиболее нагретой точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальных условиях ( $\Delta\theta_{об ном} = 23^{\circ}C$  для систем охлаждения М и Д,  $\Delta\theta_{об ном} = 38^{\circ}C$  для систем охлаждения ДЦ и Ц)

$n$  – коэффициент, принимаемый по рекомендациям МЭК ( $n=0,8$  для систем охлаждения М и Д,  $n=0,9$  для систем охлаждения ДЦ и Ц).

Расчетная температура  $\nu_{об}$  сравнивается с предельно допустимой.

Если  $\nu_{об} \leq \nu_{об доп}$ , то дальнейший расчет не требуется, работа трансформатора допустима. Если  $\nu_{об} > \nu_{об доп}$ , то следует определить допустимое значение коэффициента аварийной перегрузки, при котором  $\nu_{об}$  не превысит предельно допустимое значение, пользуясь выражениями (4.57) и (4.59).

5. Расчетный срок эксплуатации трансформаторов 25 лет. При нагрузках его выше номинальной мощности повышается износ изоляции. Следовательно, необходима проверка допустимости аварийной перегрузки силового трансформатора с учетом расчетного срока службы трансформатора, которая выполняется в следующем порядке.

а) Определить относительный износ изоляции обмоток силового трансформатора в послеаварийном режиме.

Для этого составляется таблица изменения  $v_m$  и  $v_{об}$  в соответствии с зимним ГЭН в послеаварийном режиме.

Определяется установившееся начальное превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды, соответствующее коэффициентам загрузки и аварийной перегрузки силового трансформатора по выражению (4.57).

Затем рассчитывается изменение превышения температуры масла при изменении нагрузки трансформатора  $S_{max} / S_{ном}$ :

$$\theta_m = \theta_1 + (\theta_2 - \theta_1) \left(1 - e^{-\Delta t / T_{пн}}\right), \quad (4.60)$$

где  $\Delta t$  - интервал времени по ГЭН (ступень).

При этом  $\theta_1$  - превышение температуры масла при предыдущем значении  $K$  - коэффициента загрузки силового трансформатора,  $\theta_2$  - при последующем.

Определяются расчетные значения  $v_m$ :

$$v_m = \theta_m + v_{o.э} \quad (4.61)$$

и  $v_{об}$  по выражению (4.59).

Заполняются соответствующие строки таблицы 4.5.

Таблица 4.5. Температурный режим и износ изоляции

Часы суток	0 (24)	4	8	12	16	20
Часы I ступени, ч						
Часы II ступени, ч						
$v_m = \theta_m + v_{o.э}, ^\circ\text{C}$						

$v_{об}, ^\circ\text{C}$						
$L, \text{о.е.}$ (относительный износ изоляции)						

Итого:  $L_{cp}$

6. Определяется изменение относительного износа  $L$  изоляции силового трансформатора в послеаварийном режиме в течение суток по закону Аррениуса:

$$L = 2^{(v_{об} - 98)/6}. \quad (4.62)$$

Результаты расчета заносятся в таблицу 4.5.

Определяется среднесуточный износ  $L_{cp}$  изоляции обмоток трансформатора в послеаварийном режиме:

$$L_{cp} = \frac{1}{24} \int_0^{24} L dt = \frac{M}{24}, \quad (4.63)$$

где  $M$  – суммарная площадь графика изменения  $L$  по часам суток (см. рис. 4.6).

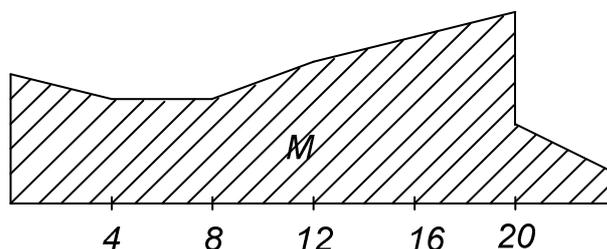


Рис.4.6. Изменение износа изоляции трансформатора в течение суток

7. Определяется максимальный фактический износ изоляции обмоток силового трансформатора,  $H_{max}$  за его расчетный срок службы при аварийном простое другого силового трансформатора:

$$H_{max} = \frac{L_{cp} T_B}{24}, \quad (4.64)$$

где  $T_B$  - время аварийного простоя (ремонта) силового трансформатора.

Такие расчеты проводятся также для нормального режима в зимний и летний период.

8. Определяется общий фактический износ изоляции обмоток силового трансформатора за расчетный срок (лет)

$$H = \frac{\sum_i L_{cpi} T_{расч i}}{365}, \quad (4.65)$$

где  $L_{cpi}$  - относительный средний износ изоляции в промежутке времени  $T_{расч i}$ .

Полученный износ сравнивается с номинальным износом изоляции обмоток силового трансформатора и делается вывод о возможности принятых аварийных перегрузок.

### **Пример.**

Проверить надежность работы изоляции двух силовых трансформаторов типа ТРДЦН-80000/110 со следующими параметрами:  $S_{НОМ}=80$  МВА;  $\Delta P_x=70$  кВт,  $\Delta P_{МНОМ}=310$  кВт. График нагрузки подстанции, где установлены эти силовые трансформаторы, приведен на рисунке 4.7. Продолжительность зимнего ГЭН – 200, летнего – 165 дней. Эквивалентная зимняя температура  $v_{o,з}=0^0C$ ; летняя:  $+20^0C$ . Аварийное отключение силового трансформатора – одно за 25 лет зимой.

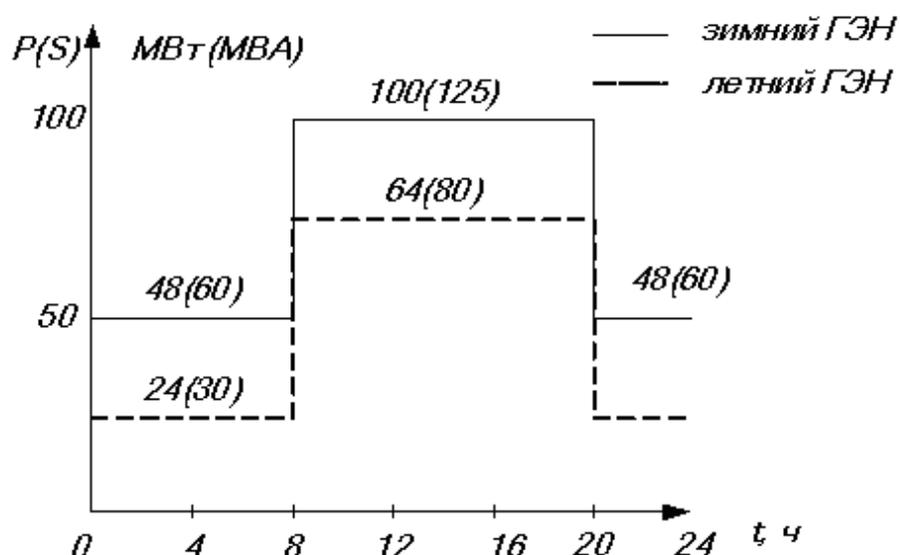


Рис. 4.7. График нагрузки подстанции

### **Решение.**

Проверим температурный режим трансформатора подстанции в послеаварийном режиме при условии отказа другого трансформатора зимой.

При аварийном отключении одного из силовых трансформаторов зимой

максимальная нагрузка другого составит 125 МВА, следовательно, коэффициент аварийной перегрузки будет:

$$K = \frac{S_{max}}{S_{НОМТ}} = \frac{125}{80} = 1,56.$$

1. Согласно ГЭН продолжительность аварийной перегрузки составляет 12 часов. Сравним ее с постоянной нагрева силового трансформатора:

$$T_{ав} = 12ч > T_{ПН} = 2,5ч.$$

2. Т.к.  $T_{ав} > T_{ПН}$ , то определим температуру нагрева масла в послеаварийном режиме по формуле (4.57):

$$v_m = \theta_{m ном} \left( \frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^m + v_{о.э},$$

где  $\theta_{m ном} = 40^{\circ}\text{C}$ ;  $d = \frac{\Delta P_{МНОМ}}{\Delta P_x} = \frac{310}{70}$ ;  $m = 1,0$  по данным МЭК для системы охлаждения ДЦ.

$$v_m = 40 \frac{\left( 1 + \frac{310}{70} \cdot 1,56^2 \right)^{1,0}}{1 + \frac{310}{70}} + 0 = 86,6^{\circ}\text{C},$$

что ниже предельно допустимой температуры  $86,6 < 115^{\circ}\text{C}$ .

3. Определяем температуру обмоток силового трансформатора в наиболее нагретой точке в послеаварийном режиме,  $v_{об}$  по формуле (4.59):

$$v_{об} = v_m + \Delta\theta_{об ном} K^{2n},$$

где  $\Delta\theta_{об ном} = 38^{\circ}\text{C}$  для систем охлаждения ДЦ и Ц;

$n = 0,9$  для систем охлаждения ДЦ и Ц по рекомендациям МЭК.

$$v_{об} = 86,6 + 38 \cdot 1,56^{2 \cdot 0,9} = 171,4^{\circ}\text{C}.$$

Сравним с допустимой температурой равной  $160^{\circ}\text{C}$ :  $171,4 > 160^{\circ}\text{C}$ ,

Следовательно, силовой трансформатор не может работать с нагрузкой 125 МВА в послеаварийном режиме, и часть нагрузки нужно отключить.

4. Определим допустимый коэффициент аварийной перегрузки, при

котором  $v_{об} = 160^{\circ}\text{C}$ , из выражений (4.57) и (4.59):

$$160 = 40 \left( \frac{1 + \frac{310}{70} K^2}{1 + \frac{310}{70}} \right)^{1.0} + 0 + 38 K^{2.0.9},$$

откуда допустимое значение  $K$  будет  $K_{дон} = 1.5$ .

5. Проверим допустимость аварийной перегрузки  $K_{дон} = 1.5$  с учетом расчетного срока службы изоляции силового трансформатора.

Для этого определим относительный износ изоляции обмоток силового трансформатора в послеаварийном режиме при условии расчетного срока его эксплуатации равного 25 годам. С этой целью составляется таблица изменения температур масла и обмоток в наиболее нагретых точках в соответствии с графиком нагрузки трансформатора в послеаварийном режиме.

Изобразим послеаварийный режим работы силового трансформатора графически через его коэффициенты загрузки, когда в работе один силовой трансформатор (см. рис. 4.8):

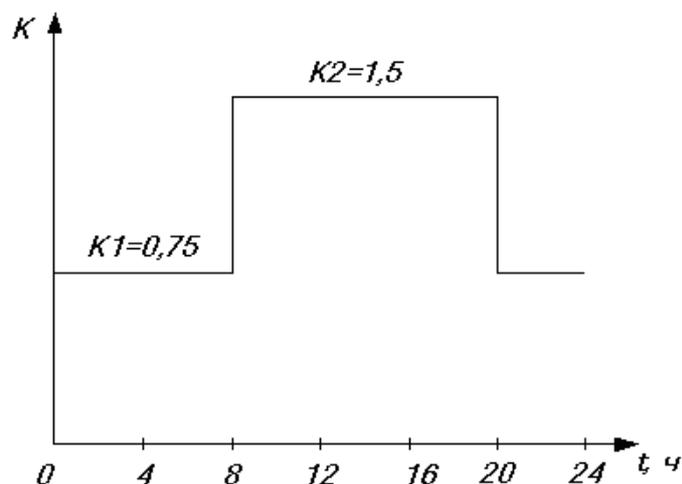


Рис. 4.8. Послеаварийный режим трансформатора:

$K=60/80=0,75$  (1 ступень),  $K=1,5$  (см. п.4) (2 ступень)

а) Определим установившееся начальное превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды по выражению (4.57) для  $K=0,75$  и  $K=1,5$ .

$$\text{Для } K=0,75 \quad \theta_1 = 40 \left( \frac{1 + \frac{310}{70} \cdot 0,75^2}{1 + \frac{310}{70}} \right)^{1,0} = 25,7^\circ \text{C}.$$

$$\text{Для } K=1,5 \quad \theta_2 = 40 \left( \frac{1 + \frac{310}{70} \cdot 1,5^2}{1 + \frac{310}{70}} \right)^{1,0} = 80,8^\circ \text{C}.$$

б) Определим изменение превышения температуры масла при изменении коэффициента загрузки силового трансформатора:

$$\theta_m = \theta_1 + (\theta_2 - \theta_1)(1 - e^{-\Delta t / T_{\text{ин}}}),$$

где  $\Delta t$  – интервал времени по ГЭН (ступень);

$\theta_1$  – предыдущее установившееся начальное превышение температуры масла при предыдущем значении  $K$ ;

$K$  – коэффициент загрузки силового трансформатора;

$\theta_2$  – последующее установившееся начальное превышение температуры масла при последующем  $K$ .

Для периода от 8 ч до 20 ч, когда предыдущее значение  $\theta$  соответствует  $K=0,75$ :  $\theta_m = 25,7 + (80,8 - 25,7)(1 - e^{-\Delta t / T_{\text{ин}}})$ .

Для периода с 20 ч до 8 ч, когда предыдущее значение  $\theta$  соответствует  $K=1,5$ :  $\theta_m = 80,8 + (25,7 - 80,8)(1 - e^{-\Delta t / 2,5})$ .

в) Расчетные значения  $\nu_m$  будут:  $\nu_m = \theta_m + \nu_{\text{ос}} = \theta_m + \theta = \theta_m$ .

г) Тепловой процесс нагрева обмоток трансформатора:

в период от 8 ч до 20 ч, ( $K=1,5$ )  $\nu_{\text{об}} = \nu_m + 38 \cdot 1,5^{2 \cdot 0,9} = \nu_m + 78,9$ ;

в период с 20 ч до 8 ч, ( $K=0,75$ )  $\nu_{\text{об}} = \nu_m + 38 \cdot 0,75^{2 \cdot 0,9} = \nu_m + 22,6$ .

Результаты всех расчетов заносим в таблицу 4.6.

Таблица 4.6. Температурный режим и износ изоляции в послеаварийном режиме

Часы суток	0 (24)	4	8	12	16	20
------------	--------	---	---	----	----	----

Часы 1 ступени $K=0,75$	4	8	12	-	-	0
Часы 2 ступени $K=1,5$	-	-	0	4	8	12
$v_m = \theta_m + v_{об}, ^\circ\text{C}$	36,7	27,9	25,7	69,7	78,6	80,3
$v_{об}, ^\circ\text{C}$	59,3	50,5	48,3/104,6	138,6	148,3	102,9/159,2
$L, \text{о.е.}$	0,01	0,004	0,003/2,14	108,9	333,9	1,76/1176,3

$$L_{cp}, \text{о.е.} = 293,9.$$

д) Найдем изменение относительного износа изоляции  $L$  трансформатора в послеаварийном режиме в течение суток по закону Аррениуса  $L = 2^{(v_{об} - 0,98)/6}$  и занесем результаты расчета в таблицу 4.6.

е) Определим среднесуточный износ изоляции обмоток трансформатора в послеаварийном режиме (см. рис. 4.9):

$$L_{cp} = \frac{M}{24},$$

где  $M$  – суммарная площадь графика изменения  $L$  по часам суток, о.е.·ч.

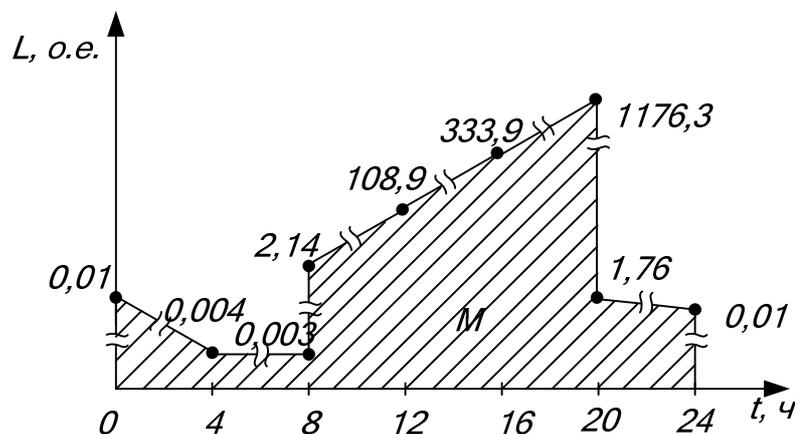


Рис. 4.9. Относительный износ изоляции трансформатора

6. Определим максимальный фактический износ изоляции обмоток силового трансформатора,  $H_{max}$  за его расчетный срок службы при аварийном простое другого силового трансформатора.

$$H_{max} = \frac{L_{cp} T_B}{24} = \frac{293.9 \cdot 100}{24} = 1224.6 \text{ о.е.},$$

где  $T_B$  - время восстановления силового трансформатора, справочная величина.

7. Аналогичным образом проводим расчеты для нормального режима зимой и летом, причем для снижения потерь электроэнергии в летний период один силовой трансформатор отключен. Результаты расчета заносим в таблицы 4.7 и 4.8.

Таблица 4.7. Температурный режим и износ изоляции при нормальном режиме в зимний период

Часы суток	0 (24)	4	8	12	16	20
Часы 1 ступени $K=0,375$	4	8	12	-	-	0
Часы 2 ступени $K=0,78$	-	-	0	4	8	12
$\nu_m = \theta_m + \nu_{оз}, ^\circ\text{C}$	15	12,6	11,9	24,1	26,6	27,1
$\nu_{об}, ^\circ\text{C}$	21,5	19,1	18,4/34,5	46,7	49,2	33,6/49,7
$L, \text{о.е.}$	0	0	$6 \cdot 10^{-4}$	$2,7 \cdot 10^{-3}$	$3,6 \cdot 10^{-3}$	$5 \cdot 10^{-4}/4 \cdot 10^{-3}$

$$L_{cp} = 0,015 \text{ о.е.}$$

Таблица 4.8. Температурный режим и износ изоляции при нормальном режиме в летний период

Часы суток	0 (24)	4	8	12	16	20
Часы 1 ступени $K=0,75$	4	8	12	-	-	0
Часы 2 ступени $K=1,0$	-	-	0	4	8	12
$\nu_m = \theta_m + \nu_{оз}, ^\circ\text{C}$	37,6	33,1	32,0	54,3	58,9	59,8

$\nu_{об}, ^\circ\text{C}$	44,1	39,6	38,5/70,0	92,3	96,9	66,3/97,8
L, о.е.	0,002	0,001	0,001/0,04	0,52	0,9	0,03/0,98

$$L_{cp} = 0,26 \text{ о.е.}$$

8. Определим общий фактический износ изоляции обмоток силового трансформатора за расчетный срок эксплуатации (25 лет):

$$H = \frac{\sum_i L_{cpi} T_{расчi}}{365},$$

где  $L_{cpi}$  - относительный средний износ изоляции в промежутке времени  $T_{расчi}$

$$H = \frac{1224.6}{365} + \frac{0.015 \left( 200 - \frac{100}{24} \right) 1}{365} + \frac{0.015 \cdot 200 \cdot 24}{365} + \frac{0.26 \cdot 165 \cdot 25}{2 \cdot 365} = 5 \text{ лет}.$$

Следовательно, при данных расчетных условиях температурный износ изоляции обмоток силового трансформатора в  $25/5=5$  раз меньше номинального износа, поэтому аварийная перегрузка  $K=1,5$  в послеаварийном режиме вполне допустима.

#### 4.6. Модели отказов нерезервированных и резервированных систем

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

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

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

$$p(t) = P\left(\prod_{i=1}^n A_i\right) = \prod_{i=1}^n p_i(t) = p_1(t)p_2(t)\dots p_n(t), \quad (4.66)$$

где  $n$  – число элементов;

$A_i$  - событие.

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

$$p(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} = e^{-\sum_{i=1}^n \int_0^t \lambda_i(t) dt}, \quad (4.67)$$

откуда

$$\lambda(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t). \quad (4.68)$$

При экспоненциальном законе распределения (внезапный отказ), когда  $\lambda_i(t) = \lambda_i = \text{const}$

$$p(t) = e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t}, \quad (4.69)$$

т.е. надежность системы последовательно соединенных элементов также подчиняется экспоненциальному закону.

Структурой из последовательно соединенных элементов моделируют надежность электрических цепей с последовательным соединением аппаратов, трансформаторов, проводов, кабелей и воздушных линий, а также схем, содержащих обмотки и контакты реле, резисторы, тиристоры, катушки индуктивности и электронные приборы.

### **Пример 1.**

Рассмотрим схемы питания однотрансформаторных подстанций напряжением 110 кВ, приведенные на рис. 4.10. Здесь интенсивность отказов элементов равна:  $\lambda_1=0,02$ ,  $\lambda_2=0,01$ ,  $\lambda_3=1$ ,  $\lambda_4=0,02$ ,  $\lambda_5=0,01$ ,  $\lambda_6=0,01$ ,  $\lambda_7=0,01$  (1/год).

Отказ системы электроснабжения таких подстанций вызывается отказом любого из элементов системы. Тогда интенсивность для каждой из систем электроснабжения, приведенных на рис. 4.10, определится по формуле:

$$a) \lambda = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_7 = 1,06 \text{ 1/год};$$

$$б) \lambda = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_7 = 1,08 \text{ 1/год};$$

$$в) \lambda = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 = 1,08 \text{ 1/год};$$

$$2) \lambda = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_6 + \lambda_7 = 1,07 \text{ 1/год};$$

$$д) \lambda = 2\lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_7 = 1,08 \text{ 1/год}.$$

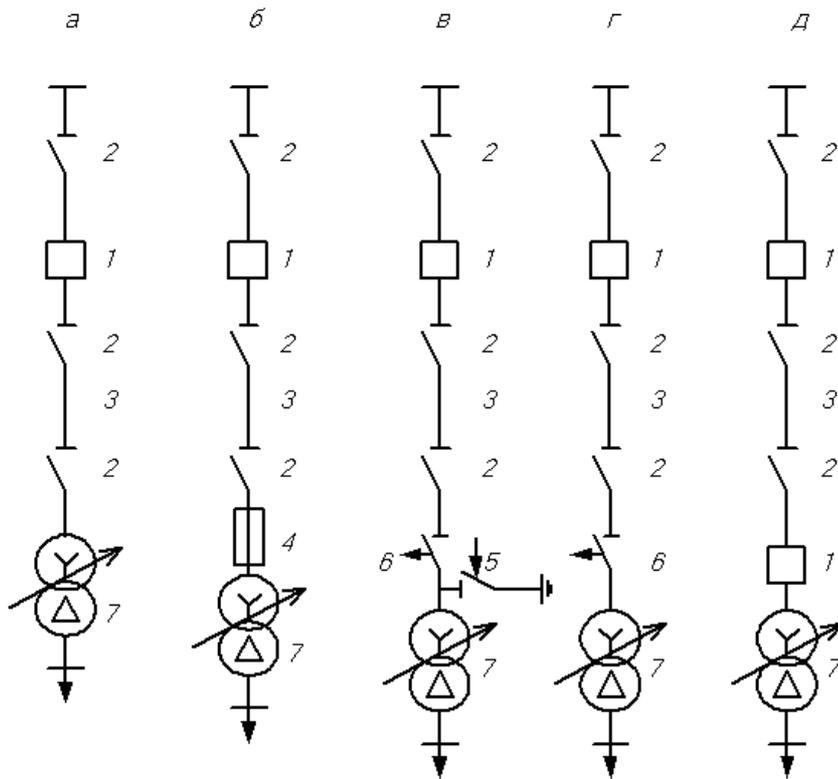


Рис. 4.10. Однолинейные схемы подстанций

Эти результаты показывают, что доминирующее влияние на интенсивность отказа подстанций оказывает повреждаемость воздушных линий ( $\lambda_3$ ).

Структурой из последовательно соединенных элементов можно также моделировать надежность схем с параллельным соединением конденсаторов и батарей, если они не имеют индивидуальных предохранителей, а также схем с параллельным соединением разъединителей и выключателей цепей, отходящих от сборных шин.

### Пример 2.

Рассмотрим секцию шин РУ 10 кВ, от которой питается 21 отходящая линия (см. рис. 4.11). Частота отказов с коротким замыканием для выключателей 10 кВ  $\lambda_B = 0,003 \text{ 1/год}$ , частота отказов с коротким замыканием для сборных шин  $\lambda_{Ш} = 0,03 \text{ 1/год}$ .

Частота кратковременных погашений секции шин 10 кВ из-за коротких

замыканий на шинах и на выключателях равна:

$$\lambda = 22\lambda_B + \lambda_{III} = 22 \cdot 0,003 + 0,03 = 0,096 \quad 1 / год.$$

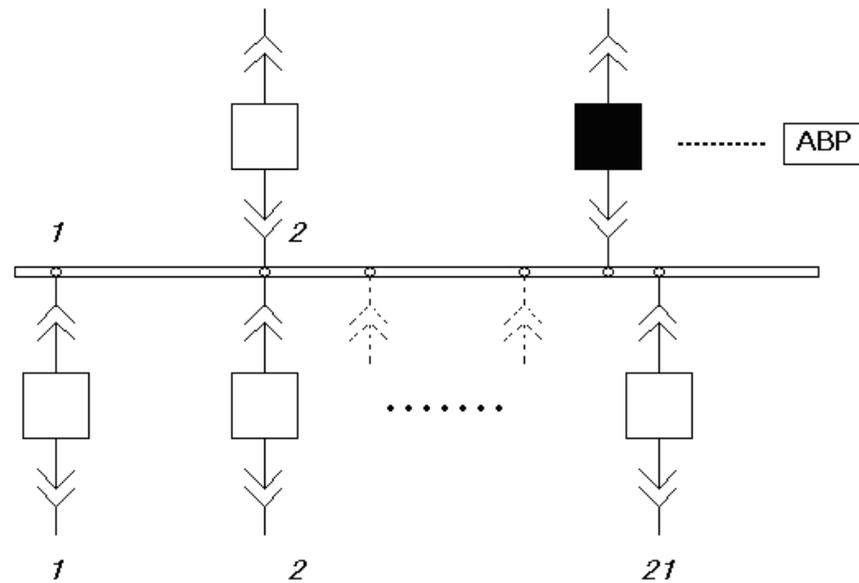


Рис. 4.11. Схема РУ секции шин 10 кВ

Из примера видно, что частота погашений секции 10 кВ определяется в основном числом присоединений и надежностью выключателей.

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

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

$$m-1 = n - r \quad \text{или} \quad m = n - r + 1. \quad (4.70)$$

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

$$q(t) = \sum_{k=m}^n c_n^k p^{n-k}(t) q^k(t); \quad (4.71)$$

$$p(t) = \sum_{k=r}^n c_n^k p^k(t) q^{n-k}(t), \quad (4.72)$$

где  $c_n^k = \frac{n!}{k!(n-k)!}$ .

Система с параллельным соединением элементов является резервированной системой, так как отказ одного или нескольких элементов не вызывает отказа системы.

Резервирование называется *постоянным*, если в работе находятся все элементы, и система не отказывает до выхода из строя определенного их числа. Резервирование *замещением* – это такое резервирование, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов. В энергетике резервирование замещением осуществляется многочисленными устройствами АВР, постоянное – вращающимся и скрытым резервом генераторов, трансформаторов и двигателей.

Кратность при постоянном резервировании равна

$$k = \frac{n-r}{r} = \frac{m-1}{n-m+1}. \quad (4.73)$$

Подставляя значение  $k$  в выражение (4.72), можно определить влияние кратности резервирования на вероятность безотказной работы при  $p(t) = e^{-\lambda t}$ .

Например, при трех генераторах ( $n=3$ ) для работы необходимо иметь два генератора ( $r=2$ ), тогда кратность резервирования составит

$k = \frac{1}{2}$ , а вероятность безотказной работы будет равна:

$$\begin{aligned} p_k(t) &= \sum_{k=r=2}^{n=3} c_n^k p^k(t) q^{n-k}(t) = c_3^2 p^2 q + c_3^3 p^3 q^0 = 3p^2(1-p) + p^3 = \\ &= 3p^2 - 3p^3 + p^3 = 3p^2 - 2p^3 \end{aligned}$$

или  $p_k = 3p^2 - 2p^3$ .

Для рассматриваемого примера при  $\lambda t = 0.1$   $p = 0.9735$ .

Вероятность безотказной работы системы с резервированием

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

$$P_c = P_k P_{o.c.}, \quad (4.74)$$

где  $P_k$  – вероятность безотказной работы группы элементов с кратностью резервирования  $k$ ;

$P_{o.c.}$  – вероятность отсутствия отказов срабатывания при автоматическом отключении отказавшего элемента.

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

$$q_c = q(S / A_1 A_2) p(A_1) p(A_2) + q(S / \bar{A}_1 A_2) q(A_1) p(A_2) + q(S / A_1 \bar{A}_2) p(A_1) q(A_2) + q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) q(A_1) q(A_2), \quad (4.75)$$

где  $q(S / A_1 A_2)$  – условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры;

$q(S / \bar{A}_1 A_2)$  – то же при отказе в отключении отказавшего элемента;

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

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

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

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

### **Пример 3.**

Потребители собственных нужд станции подключены по схеме (рис.

4.12). Вероятность безотказной работы источника питания в течение времени между плановыми остановками блока равна  $0,9$ . Вероятность отказа в отключении одной секции шин равна  $q(A_1)=0,05$  и во включении –  $q(A_2)=0,01$ , секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания, за счет соседней секции шин и ее источника. Определить вероятность бесперебойного электроснабжения любого из потребителей этой системы.

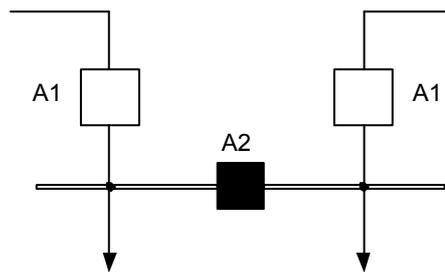


Рис. 4.12. Схема питания потребителей собственных нужд станции

*Решение.* В соответствии с условиями примера  $q(A_1)=2 \cdot 0,05=0,1$ , т.к. две секции шин, тогда  $p(A_1)=0,9$ ;  $q(A_2)=0,01$  и  $p(A_2)=0,99$ . Каждый из потребителей может оказаться подсоединенным к одной из секций шин с вероятностью  $0,5$ , поэтому:  $q(S / \bar{A}_1 A_2)=0,5$ ;  $q(S / A_1 \bar{A}_2)=0,5$ ;  $q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2)=0,5$ .

При отсутствии отказов аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одного из источников питания с аварийным простоем другого:

$$q(S / A_1 A_2)=2(1-0,9)(1-0,99)=0,002,$$

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

По формуле (4.75)

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

$$p_c = 1 - 0.05628 = 0.94372 .$$

Применение схемы с постоянным резервированием и АВР на секционном выключателе повышает вероятность бесперебойного электроснабжения потребителей. Кроме того, секционирование снижает вероятность полного погашения всех потребителей. Без секционирования отказ выключателя любого из присоединений приводит к полному погашению, т.е. отключению всех потребителей, а при секционировании – к отключению только одной из секций, т.е. к погашению половины потребителей.

#### 4.7. Резервирование релейно-контактных элементов

Контактный элемент, т.е. элемент, функции которого заключаются в замыкании и размыкании цепи, может находиться в одном из трех состояний: быть работоспособным, иметь отказ типа «обрыв» (элемент не замыкает цепь), иметь отказ типа «замыкание» (элемент не размыкает цепь). Эти три состояния образуют полную группу, т.е.

$$p + q_0 + q_3 = 1, \quad (4.76)$$

где  $p$  - вероятность безотказной работы;

$q_0$  - вероятность отказа типа «обрыв»;

$q_3$  - вероятность отказа типа «замыкание».

Контактные схемы, так же как и составляющие их элементов, могут иметь два типа отказов: «обрыв» и «замыкание», причем определенный тип отказов схемы может быть вызван лишь одноименным типом отказов элементов. Для повышения надежности контактных схем применяется резервирование элементов.

При резервировании одного элемента, у которого могут быть отказы лишь типа «замыкание», необходимо последовательно с этим элементом включить хотя бы один резервный. При резервировании одного элемента, дающего отказы лишь типа «обрыв», необходимо этот и резервные элементы включать параллельно. Так как у контактных элементов могут возникнуть оба

типа отказов, то простейшие схемы резервирования одного элемента будут иметь вид схем, представленных на рис. 4.13.

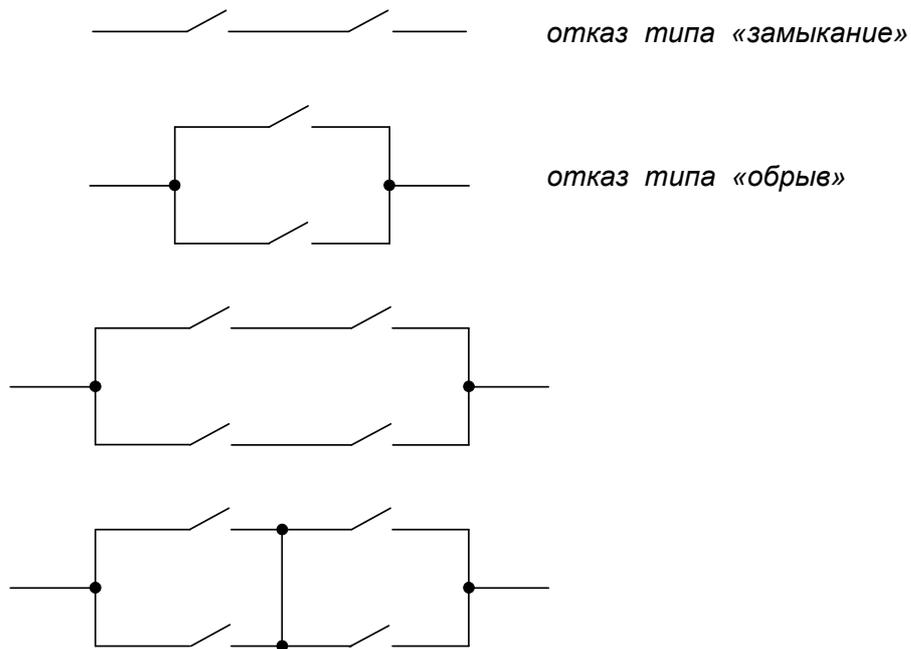


Рис. 4.13. Схемы резервирования контактов

В тех случаях, когда необходимо обеспечить высокую вероятность отсутствия ложного сигнала, в релейных цепях используется схема с «голосованием» (схема «два из трех») – с тремя промежуточными реле (рис. 4.14).

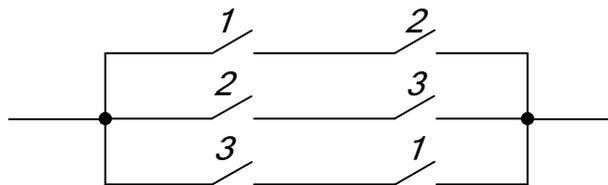


Рис. 4.14. Схема с «голосованием»

Обозначим вероятность отказа срабатывания одного реле  $q_{o.c.}$ , а вероятность ложного срабатывания  $q_{л.с.}$ . Ложное срабатывание в такой схеме возможно при прохождении ложного сигнала в любой из трех цепочек, но при этом в каждой из них должно быть совпадение двух ложных сигналов, т.е.

$$q_{л} = 3q_{л.с.}^2.$$

Отказ срабатывания в такой схеме возможен при совпадении отказов каждой из трех цепей, в которых они возникают при отказе любого из

контактов в замыкании. Отсюда

$$q_0 = (2q_{o.c.})^3 = 8q_{o.c.}^3.$$

Эффективность схемы «два из трех» очевидна, например, при  $q_{o.c.} = 0,1$ ;  
 $q_{л.с.} = 0,1$   $q_0 = 8 \cdot 10^{-3}$ ;  $q_{л.} = 3 \cdot 10^{-2}$ .

Схема же «один из двух» неэффективна в отношении ложных срабатываний.

#### 4.9. Модель отказов выключателей

Особую группу среди сложных элементов образуют коммутационные аппараты (КА), к которым относят выключатели, выключатели нагрузки, автоматические выключатели напряжением до 1 кВ. Характерной особенностью работы выключателей является их автоматическое отключение при отказах смежных элементов. Отказы выключателей могут происходить в статическом состоянии, при производстве оперативных переключений, при автоматических отключениях отказавших смежных элементов. Выключатель является связующим для двух элементов, которые по отношению к нему рассматриваются как смежные, например, для линии и системы сборных шин, генератора и силового трансформатора.

Отказы устройств релейной защиты в расчетах надежности часто учитываются в отказах выключателей. Выключатель представляется как сложный элемент, состоящий из собственно выключателя, разъединителей, измерительных трансформаторов, ошиновки и соответствующих устройств защиты и автоматики.

При моделировании отказов выключателей все повреждения целесообразно привести к двум видам с точки зрения последствий для системы:

- отказы выключателя, приводящие к необходимости срабатывания смежных выключателей с одной его стороны (левой или правой, в том числе и его ложное срабатывание);
- отказы выключателей, приводящие к срабатыванию смежных

выключателей с двух его сторон (левой и правой, в том числе и отказы в стационарном состоянии).

Отказы также подразделяются на отказы при отключении и включении, например при АВР.

Отсюда отказы самих выключателей классифицируются следующим образом:

1. отказ типа «разрыв», «короткое замыкание в одну сторону», «короткое замыкание в обе стороны» в статическом состоянии или при оперативных переключениях.

2. отказ при автоматическом отключении поврежденных элементов.

3. отказ при автоматическом отключении смежных отказавших выключателей (развитие аварии).

Под отказом типа «разрыв» подразумевается любой отказ, приводящий к разрыву цепи, в которой установлен отказавший выключатель. При отказе типа «короткое замыкание в одну сторону» отключается как сам отказавший выключатель, так и все примыкающие к нему с одной стороны выключатели. При отказе типа «короткое замыкание в обе стороны» отключаются все выключатели по обе стороны от отказавшего.

Отказы типа «короткое замыкание в обе стороны» - это внезапные отказы, приводящие к действию устройства резервирования отказавшего выключателя (УРОВ) или к действию защиты сборных шин и отключению выключателей, смежных с отказавшим. Отказы типа «разрыв» выявляются при обходах и осмотрах оборудования ячеек и требуют лишь вывода выключателя во внеплановый ремонт.

Рассмотрим, как образуется отказ выключателя на примере отказов секционного выключателя в статическом состоянии и при оперативных переключениях. Здесь возможны следующие ситуации:

- отказ выключателя приводит к отключению только одного из объединяемых элементов (односторонний отказ);
- отказ выключателя приводит к отключению обоих объединяемых

элементов (двухсторонний отказ).

Суммарная частота отказов выключателя равна:

$$\omega_{\Sigma} = 2\omega_o - \omega,$$

где  $\omega_o$ ,  $\omega$  - частота односторонних и двухсторонних отказов (см. рис. 4.15).

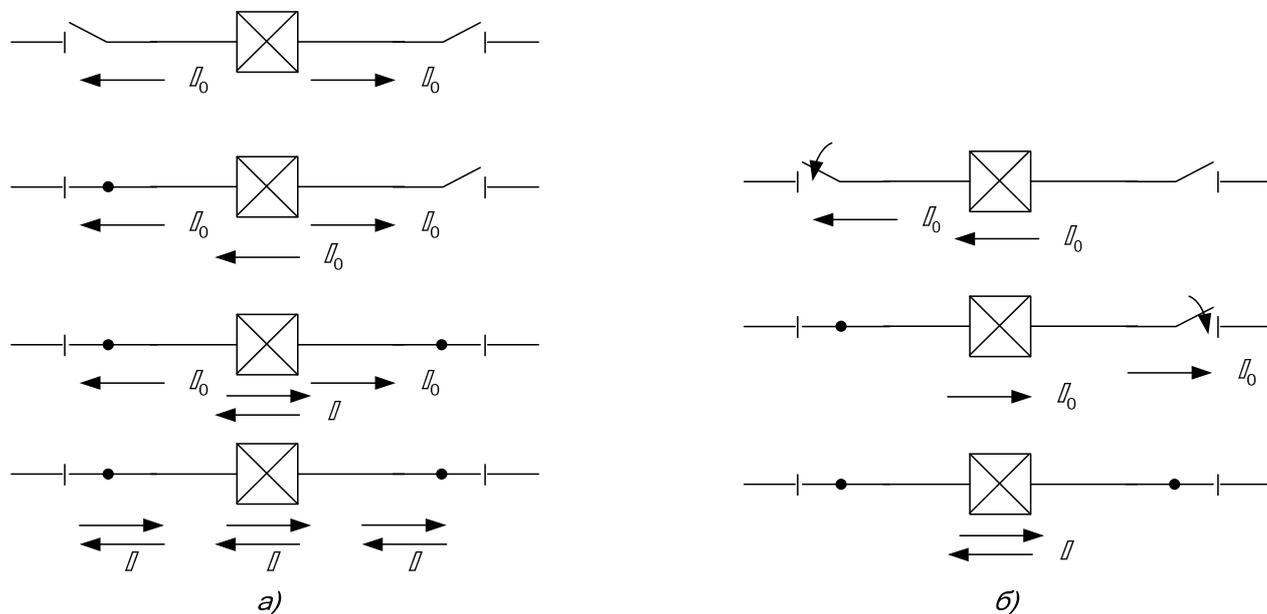


Рис. 4.15. Отказы выключателя

а) в статическом состоянии; б) при оперативных переключениях

Статистические данные об отказах выключателей показывают, что для выключателей напряжением 6-20 кВ внутренней и наружной установки (электромагнитных, вакуумных, маломасляных, элегазовых) в силу конструктивных особенностей наиболее вероятны двухсторонние отказы, т.е.  $\omega_{\Sigma} \approx \omega$ .

Для воздушных, масляных, элегазовых выключателей высокого напряжения вероятны односторонние отказы и двухсторонние отказы, причем частота первых составляет примерно 60% частоты суммарных отказов.

При отказе выключателя в автоматическом отключении короткого замыкания на поврежденных элементах длительность короткого замыкания возрастает. Если короткое замыкание произошло на основной линии системообразующей сети, то задержка в его отключении может привести к нарушению устойчивости системы или к действию противоаварийной автоматики. Поэтому, оценивая надежность РУ высокого напряжения мощных

станций и узловых подстанций основной сети ЭЭС, для расчета частоты возмущений режима следует пользоваться моделью выключателя, учитывающей различную длительность короткого замыкания при безотказной работе выключателя и при его отказе в срабатывании.

Важнейшей характеристикой надежности выключателей является относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного элемента схемы:

$$a_{авт} = \frac{K}{K_{авт}}, \quad (4.77)$$

где  $K$  - число отказов выключателя при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$K_{авт}$  - общее число автоматических отключений поврежденного элемента.

Кроме того, различают относительную частоту отказов выключателей при оперативных переключениях:

$$a_{оп} = \frac{K_o}{K_{оп}}, \quad (4.78)$$

где  $K_o$  – количество отказов при выполнении коммутационных операций, в том числе при отключении коротких замыканий;

$K_{оп}$  – общее число операций.

В обоих случаях учитываются отказы собственно выключателя и отказы его привода и защитных устройств.

Относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденных элементов  $a_{авт}$  выступает в качестве условной вероятности случайного события  $p(A/B)$  при зависимых отказах. В самом деле, если произошло короткое замыкание на воздушной линии (событие  $B$ ), то отказ выключателя при автоматическом отключении (событие  $A$ ) может произойти как следствие отключения тока короткого замыкания. Одновременный отказ двух элементов происходит с вероятностью:

$$p(AB) = p(A/B)p(B), \quad (4.79)$$

где  $p(B) = \omega_l t_{вл}$ ;

$\omega_l$  - частота отказов воздушной линии (ВЛ);

$t_{вл}$  – среднее время восстановления ВЛ.

Тогда

$$p(AB) = a_{авт} \omega_l t_{вл}. \quad (4.80)$$

Аналогично учитываются отказы выключателей при автоматическом отключении коротких замыканий в других смежных элементах.

Исходя из вышесказанного и учитывая то обстоятельство, что повреждение выключателя может произойти в статическом состоянии, при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента или при оперативных переключениях, параметр потока отказов выключателя определяется по формуле:

$$\omega_B = \omega_{B.ст} + \underbrace{a_{B.оп} N_{оп}}_{\omega_{оп}} + \underbrace{a_{B.авт} \omega}_{\omega_{B.авт}}, \quad (4.81)$$

где  $\omega_{B.ст}$  – частота отказов выключателя в статическом состоянии;

$a_{B.оп} N_{оп}$  – частота отказов при оперативных переключениях;

$a_{B.оп}$  – относительная частота отказов при оперативных переключениях;

$N_{оп}$  – число оперативных переключений выключателей в год;

$a_{B.авт}$  – относительная частота отказов при автоматических отключениях повреждаемых смежных элементов;

$\omega$  – параметр потока отказов смежного элемента.

Если в схеме присутствует автоматическое повторное включение (АПВ), то в модели отказа выключателя необходимо учитывать неуспешность действий АПВ, тогда в общем случае частоту отказов или параметр потока отказов выключателя при автоматическом отключении поврежденных смежных элементов следует определять по формуле:

$$\omega_{B.авт} = a_{B.авт} \sum_i^n (1 + aKa_i) \omega_{эли}, \quad (4.82)$$

где  $Ka_i$  – относительная частота неуспешных действий АПВ;

$a$  – показатель наличия АПВ; [0;1]

$\omega_{эли}$  – параметр потока отказов присоединенного к выключателю  $i$ -го смежного элемента;

$n$  – количество присоединенных к выключателю смежных элементов.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q = q_{СТ} + q_{АВТ} + q_{ОП} = \omega_{СТ} t_B + a_{В.АВТ} \sum_1^n (1 + aK_{a_i}) \omega_{ЭЛ_i} t_{B_i} + a_{В.ОП} N_{ОП} T_{ОП}, \quad (4.83)$$

где  $t_B$  – время восстановления выключателя;

$t_{B_i}$  – время восстановления  $i$ -го смежного элемента;

$T_{ОП}$  – время оперативных переключений.

При внезапных отказах выключателей отключившиеся элементы (генераторы, трансформаторы, ЛЭП) могут быть введены в работу раньше, чем будет закончен ремонт выключателя. В этом случае длительность простоя определяется не временем восстановления (ремонта) выключателя, а временем, необходимым для выполнения переключений в распределительном устройстве (РУ):

$$T_{пер} = T_o + n_p T_p, \quad (4.84)$$

где  $T_o$  – постоянная составляющая – время, необходимое для того, чтобы установить характер повреждения для электрических станций и обслуживаемых подстанций,  $T_o = 0,1 \dots 0,3$  ч;

$T_p$  – время отключения (включения) разъединителя,  $T_p = 0,1$  ч;

$n_p$  – число разъединителей, которые должны быть отключены (включены) для отделения поврежденного выключателя и ввода отключившихся элементов в работу.

В РУ с шиноизбирательными разъединителями, например с двойной системой шин и одним выключателем на присоединение, наблюдаются отказы из-за неправильных операций с разъединителями, с заземляющими ножами, а также в цепях релейной защиты и автоматики, приводящие к одновременному отключению обеих систем шин. Эти отказы учитываются дополнительно к

отказам выключателей. Частоту отказов с отключением обеих систем шин (СШ) можно оценить как:

$$\lambda(2\text{сш}) = k_{2\text{сш}} \sum_{i=1}^n \lambda_i = k_{2\text{сш}} \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (4.85)$$

где  $k_{2\text{сш}} = 0,1$  для ТЭС и  $=0,05$  для подстанций и ГЭС;

$\omega_i$  – параметр потока отказов  $i$ -го выключателя;

$n$  – общее число цепей, присоединенных к секции сборных шин.

Таким образом, модель отказа выключателя представлена его параметром потока отказов или интенсивностью отказа и вероятностью отказа.

Вероятность безотказной работы высоковольтного выключателя за время  $t$  равна:

$$p(t) = p_0 p_1(t) p_2(t), \quad (4.86)$$

где  $p_0$ ,  $p_1(t)$  и  $p_2(t)$  – соответственно вероятность отсутствия начальных, внезапных отказов и отказов из-за износа дугогасительного устройства.

## **5. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, ОСНОВАННЫЕ НА МАРКОВСКИХ ПРОЦЕССАХ**

### **5.1. Особенности случайных процессов, используемых при решении задач надежности**

Процессы смены состояний систем электроэнергетики и изменения требуемой мощности во времени представляют собой случайные процессы, природа которых различна. Число дискретных состояний в сложной схеме исключительно велико, поэтому на практике невозможно оценить надежность, не разработав эффективного метода сокращения числа рассматриваемых состояний до приемлемого уровня.

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

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

Процессы смены состояний электроэнергетической системы описываются Марковскими случайными процессами.

*Процесс называется Марковским*, если для каждого момента времени вероятность любого состояния элемента или системы в будущем зависит от состояния в настоящий момент и не зависит от того, каким образом элемент

пришел в это состояние. Законы распределения мощности в зависимости от состава потребителей могут меняться от полимодального до нормального. В расчетах надежности в основном принимают нормальный закон распределения потребляемой мощности в узлах нагрузки.

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

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

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

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

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

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

5) неучет вероятности других состояний с числом отказавших элементов

более трех в практических расчетах как маловероятных, так как время нахождения системы в этих состояниях считается пренебрежимо малым.

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

а) отказ и восстановление одного элемента

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

в) отказ и восстановление двух резервирующих друг друга элементов при выполнении ими функций в системе (схема двух отказов). Эта схема приводится к схеме параллельного соединения двух элементов (в смысле надежности).

## 5.2. Процессы отказов и восстановлений одноэлементной схемы

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

Элемент или установка без резервирования может находиться в двух состояниях:

**0** – работоспособное;

**1** – отказ.

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

Процесс изменения состояний рассматриваемого элемента можно проиллюстрировать с помощью графа переходов из состояния в состояние (см. рис. 5.1):

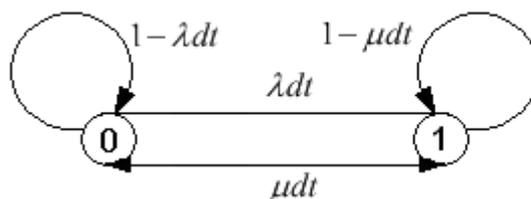


Рис. 5.1. Граф перехода из состояния в состояние для одноэлементной схемы

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

Из рабочего состояния  $\textcircled{0}$  элемент перешел в состояние отказа  $\textcircled{1}$  за время  $t$  по ребру  $\rightarrow \lambda dt$  (переход), или из состояния отказа  $\textcircled{1}$  за время  $t$  элемент перешел в состояние работы  $\textcircled{0}$  по ребру  $\leftarrow \mu dt$  (переход).

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

Если имеется направленный граф состояний, то систему дифференциальных уравнений для вероятностей состояний можно записать, пользуясь следующим правилом:

*В левой части каждого уравнения стоит производная  $dp(t)/dt$  с индексом 0 или 1 в зависимости от рассматриваемого состояния, а в правой – столько составляющих, сколько ребер связано непосредственно с данным состоянием. Если ребро оканчивается в данном состоянии, то составляющая имеет знак «+»; если начинается из данного состояния, то составляющая имеет знак «-». Каждая составляющая равна произведению интенсивности потока событий ( $\lambda$  или  $\mu$ ), переводящего элемент или систему по данному ребру в другое состояние, на вероятность того состояния, из которого начинается ребро.*

Согласно данному правилу состояние работы описывается уравнением:

$$\frac{dp_0(t)}{dt} = -\lambda p_0(t) + \mu p_1(t). \quad (5.1)$$

Состояние отказа описывается уравнением:

$$\frac{dp_1(t)}{dt} = -\mu p_1(t) + \lambda p_0(t). \quad (5.2)$$

Полученную систему дифференциальных уравнений можно использовать для определения:

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

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

$$\begin{aligned}
 p_o(t) &= \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t}; \\
 p_i(t) &= 1 - p_o(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} (1 - e^{-(\lambda + \mu)t}).
 \end{aligned}
 \tag{5.3}$$

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

$$\begin{aligned}
 p_o(t) &= \frac{\mu}{\lambda + \mu} (1 - e^{-(\lambda + \mu)t}); \\
 p_i(t) &= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t}.
 \end{aligned}
 \tag{5.4}$$

Для стационарного состояния ( $t \rightarrow \infty$ ) вероятность работы элемента равна стационарному коэффициенту готовности  $K_G$ , а вероятность отказа – стационарному коэффициенту вынужденного простоя,  $K_{II}$ :

$$\begin{aligned}
 K_G &= \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{\bar{T}}{\bar{T} + \bar{t}_B}; \\
 K_{II} &= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{\bar{t}_B}{\bar{T} + \bar{t}_B}.
 \end{aligned}
 \tag{5.5}$$

Продолжительность времени, в течение которого вероятности  $p_o(t)$  и  $p_i(t)$  достигают установившегося значения, зависит от показателя степени  $(\lambda + \mu)$ , т.е. от коэффициента затухания экспоненты.

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

$$\lambda + \mu = \frac{1}{\bar{T}} + \frac{1}{\bar{t}_B} = \frac{\bar{T} + \bar{t}_B}{\bar{t}_B \bar{T}} \approx \frac{1}{\bar{t}_B}. \quad (5.6)$$

Тогда выражения (5.3) и (5.4) можно записать так:

при  $p_o(0) = 1, p_1(0) = 0$ , т.е. элемент в работе:

$$p_o(t) = K_r + K_{II} e^{-\frac{t}{\bar{t}_B}}; \quad p_1(t) = K_{II} - K_{II} e^{-\frac{t}{\bar{t}_B}}; \quad (5.7)$$

при  $p_o(0) = 0, p_1(0) = 1$ , т.е. элемент в отказе:

$$p_o(t) = K_r - K_r e^{-\frac{t}{\bar{t}_B}}; \quad p_1(t) = K_{II} + K_r e^{-\frac{t}{\bar{t}_B}}. \quad (5.8)$$

Стационарные коэффициенты готовности  $K_r$  и отказа  $K_{II}$  можно интерпретировать, как среднюю вероятность застать систему соответственно в рабочем состоянии или состоянии отказа.

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

Вероятности установившихся состояний находятся просто из системы алгебраических уравнений, полученных из дифференциальных уравнений приравниванием  $dp_n(t)/dt = 0$  и заменой  $p_n(t)$  на  $p_k$ , а также дополнением нормировочных условий  $\sum_1^n p_k = 1$ .

В этом случае система уравнений для элемента с двумя состояниями будет иметь вид:

$$\begin{cases} -\lambda p_o + \mu p_1 = 0; \\ p_o + p_1 = 1, \end{cases} \quad (5.9)$$

откуда

$$p_o = K_r = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{\bar{T}}{\bar{T} + \bar{t}_B}, \quad p_1 = p_o \lambda / \mu = K_{II} = \frac{\bar{t}_B}{\bar{T} + \bar{t}_B}. \quad (5.10)$$

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

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

### 5.3. Нерезервированная схема, состоящая из $n$ элементов.

#### Последовательное соединение элементов в смысле надежности

Система, состоящая из  $n$  последовательно соединенных элементов, причем восстанавливаемых, отказывает в тех случаях, когда любой из элементов выйдет из строя. Система из  $n$  однородных последовательно соединенных элементов имеет два состояния (см рис. 5.2):

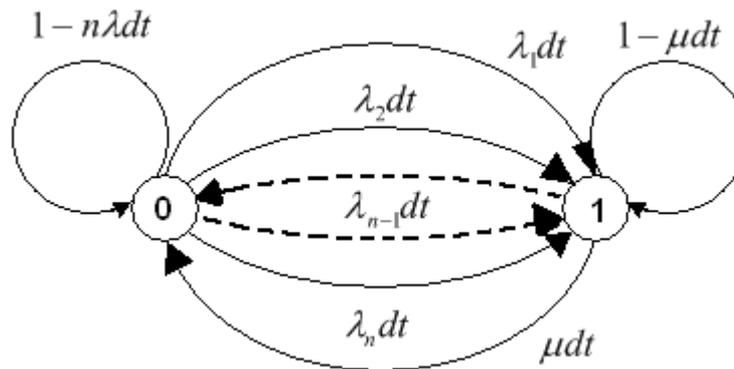


Рис. 5.2. Граф переходов из состояния в состояние для схемы с

последовательно соединенными элементами

0 – все элементы в безотказном состоянии;

1 – один из элементов, а, следовательно, и система, в состоянии отказа.

Тогда система дифференциальных уравнений будет иметь вид:

$$\begin{cases} \frac{dp_o(t)}{dt} = -n\lambda p_o(t) + \mu p_1(t); \\ \frac{dp_1(t)}{dt} = -\mu p_1(t) + n\lambda p_o(t). \end{cases} \quad (5.11)$$

При начальных условиях: система в работе, т.е.  $p_o(0) = 1$ ,  $p_1(0) = 0$ , решение системы дифференциальных уравнений имеет вид:

$$\begin{aligned} p_o(t) &= \frac{\mu}{n\lambda + \mu} + \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t}; \\ p_1(t) &= \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} - \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t}. \end{aligned} \quad (5.12)$$

При начальных условиях: система в состоянии отказа, т.е.  $p_o(0) = 0$ ,  $p_1(0) = 1$  решение системы дифференциальных уравнений следующее:

$$\begin{aligned} p_o(t) &= \frac{\mu}{n\lambda + \mu} - \frac{\mu}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t}; \\ p_1(t) &= \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} + \frac{\mu}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t}. \end{aligned} \quad (5.13)$$

Если система неоднородна, то в вышеприведенных формулах вместо  $n$ , т.е. числа элементов с одинаковыми показателями надежности, нужно ставить знак  $\Sigma$ .

Для стационарного состояния ( $t \rightarrow \infty$ ) коэффициенты готовности  $K_{Г.С.}$  и вынужденного простоя системы  $K_{П.С.}$  имеют вид:

$$\begin{aligned} p_o = K_{Г.С.} &= \frac{\mu}{n\lambda + \mu} = \frac{1}{1 + \frac{n\lambda}{\mu}} = \frac{\bar{T}}{n\bar{t}_B + \bar{T}}; \\ p_1 = K_{П.С.} &= \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} = \frac{n\bar{t}_B}{n\bar{t}_B + \bar{T}}. \end{aligned} \quad (5.14)$$

Выразим коэффициент готовности системы через коэффициенты готовности ее элементов при условии, что элементы системы имеют одинаковые показатели надежности:

$$K_{Г.С.} = \frac{1}{n\left(\frac{1}{K_G} - 1\right) + 1}. \quad (5.15)$$

Аналогично для коэффициента вынужденного простоя системы при том же условии:

$$K_{п.с} = \frac{nK_{п}}{(n-1)K_{п} + 1}. \quad (5.16)$$

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

$$K_{г.с} = \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{K_{п_i}} - 1 \right)};$$

$$K_{п.с} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{п_i}}{\sum_{i=1}^{n-1} K_{п_i} + 1}. \quad (5.17)$$

При небольшом значении числа элементов в рассматриваемой системе в практических расчетах для системы с высоконадежными элементами можно пользоваться приближенными формулами:

$$K_{г.с} \approx \prod_{i=1}^n K_{г_i}; \quad (5.18)$$

$$K_{п.с} \approx \sum_{i=1}^n K_{п_i} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \bar{t}_{B_i}. \quad (5.19)$$

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

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i; \quad \bar{t}_{B.c} = \frac{K_{п.с}}{\lambda_c}. \quad (5.20)$$

#### **5.4. Надежность системы, состоящей из резервируемых восстанавливаемых элементов. Параллельное соединение элементов в смысле надежности**

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

Если в системе есть резервирование, то восстановление является

эффективным средством повышения надежности. Дублированием функций восстанавливаемых элементов и сокращением времени восстановления можно добиться сколь угодно высокой степени надежности системы.

Целью расчета резервированной системы является определение вероятности непрерывной безотказной работы, среднего времени безотказной работы и интенсивности или параметра потока отказов ( $\lambda$  или  $\omega$ ), стационарного значения коэффициента вынужденного простоя системы для оценки недоотпуска электроэнергии в состоянии с двумя отказавшими элементами (схема двух отказов).

Особенности резервированных систем с восстановлением целесообразно рассмотреть на примере двух взаиморезервирующих элементов 1 и 2, например, параллельные линии электропередачи, взаиморезервирующие силовые трансформаторы на подстанции и т.д.

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

Такая система может находиться в четырех состояниях:

1. Система работоспособна, (оба элемента в работе);
2. Система работоспособна, но первый элемент отказал;
3. Система работоспособна, но второй элемент отказал;
4. Система не работоспособна (оба элемента в состоянии отказа).

Граф переходов из состояния в состояние будет иметь вид (см. рис. 5.3):

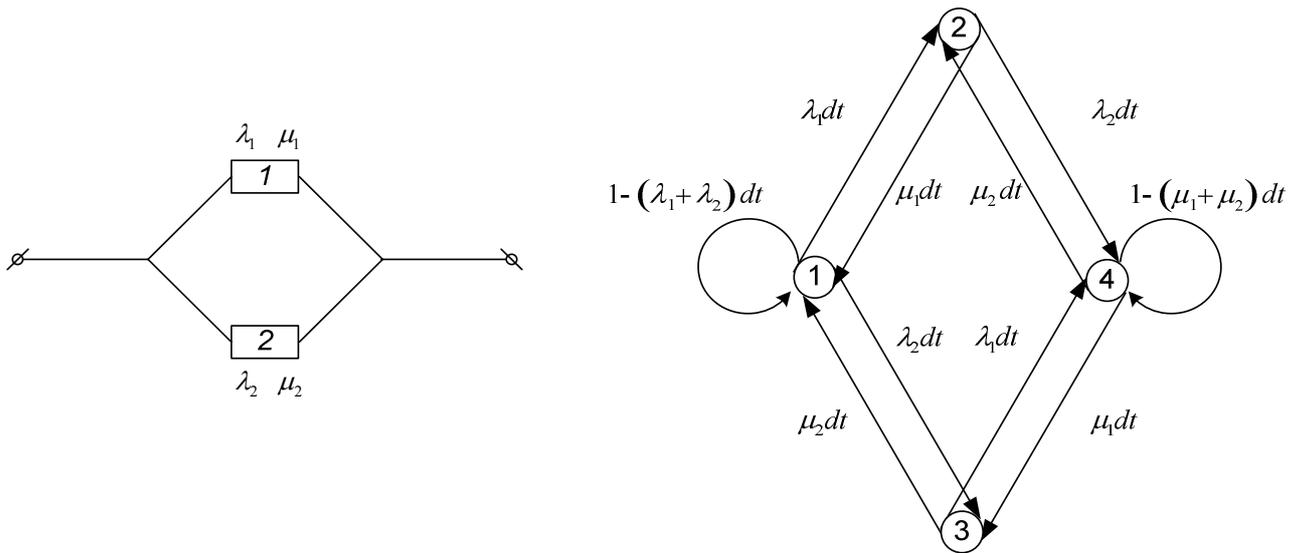


Рис. 5.3. Граф переходов из состояния в состояние для двух взаиморезервируемых элементов

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

Система дифференциальных уравнений, описывающая вероятности состояний во времени и полученная на основании вышеприведенного правила по составлению таких систем, имеет следующий вид:

$$\begin{cases} \frac{dp_1(t)}{dt} = -(\lambda_1 + \lambda_2)p_1(t) + \mu_1 p_2(t) + \mu_2 p_3(t); \\ \frac{dp_2(t)}{dt} = -(\lambda_2 + \mu_1)p_2(t) + \lambda_1 p_1(t) + \mu_2 p_4(t); \\ \frac{dp_3(t)}{dt} = -(\lambda_1 + \mu_2)p_3(t) + \lambda_2 p_1(t) + \mu_1 p_4(t); \\ \frac{dp_4(t)}{dt} = -(\mu_1 + \mu_2)p_4(t) + \lambda_1 p_3(t) + \lambda_2 p_2(t). \end{cases} \quad (5.21)$$

Как известно из теории дифференциальных уравнений, в общем виде решение системы дифференциальных уравнений записывается так:

$$p_k(t) = \sum_{k=1}^N a_k^{(i)} e^{-\rho_i t}, \quad (5.22)$$

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

$a_k^i$  - постоянные коэффициенты;

$\rho_i$  - корни характеристического уравнения.

Исходя из этого, решение системы (5.21) представляется в виде:

$$\begin{aligned} p_1(t) &= a_1(\mu_1\mu_2 + a_2e^{-At} + \mu_2a_3e^{-B_1t} + \mu_1a_4e^{-B_2t}); \\ p_2(t) &= a_1(\lambda_1\mu_2 - a_2e^{-At} + \mu_2a_3e^{-B_1t} + \lambda_1a_4e^{-B_2t}); \\ p_3(t) &= a_1(\lambda_2\mu_1 - a_2e^{-At} + \lambda_2a_3e^{-B_1t} - \mu_1a_4e^{-B_2t}); \\ p_4(t) &= a_1(\lambda_1\lambda_2 + a_2e^{-At} - \lambda_2a_3e^{-B_1t} - \lambda_1a_4e^{-B_2t}), \end{aligned} \quad (5.23)$$

где

$$\begin{aligned} a_1 &= \frac{1}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}; \\ a_2 &= \lambda_2[\lambda_1p_1(0) - \mu_1p_2(0)] - \mu_2[\lambda_1p_3(0) - \mu_1p_4(0)]; \\ a_3 &= \lambda_1[p_1(0) + p_3(0)] - \mu_1[p_2(0) + p_4(0)]; \\ a_4 &= \lambda_2[p_1(0) + p_2(0)] - \mu_2[p_3(0) + p_4(0)]; \\ A &= \lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2; \\ B_1 &= \lambda_1 + \mu_1; \quad B_2 = \lambda_2 + \mu_2. \end{aligned} \quad (5.24)$$

Функции готовности и вынужденного простоя системы имеют вид:

$$\begin{aligned} K_{Г.С.}(t) &= p_1(t) + p_2(t) + p_3(t); \\ K_{П.С.}(t) &= 1 - K_{Г.С.}(t) = p_4(t). \end{aligned} \quad (5.25)$$

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

$$\begin{aligned} p_1 &= \frac{\mu_1\mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\bar{T}_1}{(\bar{T}_1 + \bar{t}_{B1})} \frac{\bar{T}_2}{(\bar{T}_2 + \bar{t}_{B2})} = K_{Г1}K_{Г2}; \\ p_2 &= \frac{\lambda_1\mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\bar{t}_{B1}}{(\bar{T}_1 + \bar{t}_{B1})} \frac{\bar{T}_2}{(\bar{T}_2 + \bar{t}_{B2})} = K_{П1}K_{Г2}; \\ p_3 &= \frac{\lambda_2\mu_1}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\bar{t}_{B2}}{(\bar{T}_2 + \bar{t}_{B2})} \frac{\bar{T}_1}{(\bar{T}_1 + \bar{t}_{B1})} = K_{Г1}K_{П2}; \end{aligned}$$

$$p_4 = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\bar{t}_{B1}}{(\bar{T}_1 + \bar{t}_{B1})} \frac{\bar{t}_{B2}}{(\bar{T}_2 + \bar{t}_{B2})} = K_{П1} K_{П2}. \quad (5.26)$$

Если  $\bar{T}_i \square \bar{t}_{Bi}$ , то

$$\begin{aligned} K_{Г.С.} &= p_1 + p_2 + p_3; \\ K_{П.С.} &= p_4 = K_{П1} K_{П2} \approx \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2}. \end{aligned} \quad (5.27)$$

Если представить систему как эквивалентный элемент, то

$$\bar{t}_{B.C} = \frac{\bar{t}_{B1} \bar{t}_{B2}}{\bar{t}_{B1} + \bar{t}_{B2}}; \quad (5.28)$$

$$K_{П.С.} = \lambda_C \bar{t}_{B.C}, \quad (5.29)$$

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

$$\lambda_C = \frac{K_{П.С.}}{\bar{t}_{B.C}} = \frac{\lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2} (\bar{t}_{B1} + \bar{t}_{B2})}{\bar{t}_{B1} \bar{t}_{B2}} = \lambda_1 K_{П2} + \lambda_2 K_{П1}. \quad (5.30)$$

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

Этот вывод имеет важное практическое значение, а слагаемые  $\lambda_1 K_{П2}$  и  $\lambda_2 K_{П1}$  имеют смысл среднего числа отказов системы во время состояния отказа соответственно второго и первого элементов.

### *Система из $n$ взаиморезервирующих элементов*

Для определения параметра потока отказов системы из  $n$  взаиморезервирующих элементов необходимо рассмотреть столько слагаемых, сколько элементов входит в систему, тогда

$$\lambda_C = \sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_j \bar{t}_{Bj}; \quad (5.31)$$

$$\bar{t}_{B.C} = \frac{K_{П.С.}}{\lambda_C} = \frac{\prod_{j=1}^n \lambda_j \bar{t}_{Bj}}{\sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_j \bar{t}_{Bj}}. \quad (5.32)$$

Если показатели надежности элементов одинаковы, то:

$$\lambda_C = n\lambda^n t_B^{n-1} = \frac{n\lambda^n}{\mu^{n-1}}; \quad (5.33)$$

$$\bar{t}_{B.C} = \frac{\lambda^n t_B^n}{n\lambda^n t_B^{n-1}} = \frac{1}{n\mu} = \frac{\bar{t}_B}{n}; \quad (5.34)$$

$$\bar{T}_C \approx \frac{1}{\lambda_C} = \frac{\mu^{n-1}}{n\lambda^n}. \quad (5.35)$$

Например, для двух взаиморезервирующих элементов с одинаковыми показателями надежности:

$$\lambda_C = \frac{2\bar{t}_B}{\bar{T}^2}; \quad \bar{t}_{B.C} = \frac{\bar{t}_B}{2}; \quad \bar{T}_C = \frac{\bar{T}^2}{2\bar{t}_B}. \quad (5.36)$$

Для трех взаиморезервирующих элементов с разными показателями надежности:

$$\lambda_C = \lambda_1 q_2 q_3 + \lambda_2 q_1 q_3 + \lambda_3 q_2 q_1 = \lambda_1 \lambda_2 \bar{t}_{B2} \lambda_3 \bar{t}_{B3} + \lambda_2 \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_3 \bar{t}_{B3} + \lambda_3 \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2}; \quad (5.37)$$

$$K_{П.С.} = q_1 q_2 q_3 = \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2} \lambda_3 \bar{t}_{B3}; \quad (5.38)$$

$$\bar{t}_{B.C} = \frac{\lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2} \lambda_3 \bar{t}_{B3}}{\lambda_1 \lambda_2 \bar{t}_{B2} \lambda_3 \bar{t}_{B3} + \lambda_2 \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_3 \bar{t}_{B3} + \lambda_3 \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2}} = \frac{q_1 q_2 q_3}{\lambda_1 q_2 q_3 + \lambda_2 q_1 q_3 + \lambda_3 q_1 q_2}. \quad (5.39)$$

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

*Параметр потока отказов системы, состоящей из независимых восстанавливаемых элементов, равен сумме произведений параметра потока отказов каждого элемента на среднюю вероятность отказа части системы, оставшейся после исключения этого элемента. При этом если отказ рассматриваемого элемента приводит к отказу системы, то вероятность отказа оставшейся части принимается равной единице*

(например, последовательное в смысле надежности соединение элементов).

### 5.5. Расчет показателей надежности с учетом ремонтных состояний и преднамеренных отключений элементов

Проведение профилактических и капитальных ремонтов оборудования систем электроэнергетики предусматривает отключение элементов, изменение схем коммутации, что приводит к изменению их уровня надежности в этот период времени. Преднамеренные отключения элементов производятся не только с целью ремонта, но и по заявкам других организаций. Частота и продолжительность преднамеренных отключений элементов в общем случае зависят от случайных факторов и задаются параметром потока преднамеренных отключений  $\lambda_{np}$  и их средней продолжительностью.

В практических расчетах надежности, если система обладает избыточностью по надежности, то при преднамеренном отключении какого-либо элемента вся оставшаяся часть системы рассматривается как один эквивалентный элемент. Вероятность отказа этого эквивалентного элемента во время преднамеренного отключения любого  $i$ -го элемента равна:

$$P_{1_{\text{экв}}} = \frac{\lambda_{\text{экв}}}{\lambda_{\text{экв}} + \mu_{\text{экв}}} - \frac{\lambda_{\text{экв}}}{\lambda_{\text{экв}} + \mu_{\text{экв}}} e^{-(\lambda_{\text{экв}} + \mu_{\text{экв}})t} = K_{\Pi_{\text{экв}}} - K_{\Pi_{\text{экв}}} e^{-t/\bar{t}_{\text{экв}}}. \quad (5.40)$$

Если продолжительность преднамеренного отключения принять равной  $\bar{t}_{np_i}$ , то

$$P_{1_{\text{экв}}} = K_{\Pi_{\text{экв}}} \left( 1 - e^{-\frac{\bar{t}_{np_i}}{t_{\text{экв}}}} \right) = K_{\Pi_{\text{экв}}} K_{np_i}, \quad (5.41)$$

где  $K_{np_i}$  – коэффициент, зависящий от соотношения времени восстановления резервирующего эквивалентного элемента и времени отключения  $i$ -го элемента. Этот коэффициент учитывает фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого – резервирующего, т.е. учитывает запрет наложения ремонта на аварию при эксплуатации.

**Система с последовательным соединением элементов**

Для уменьшения вероятности отключенного состояния и числа перерывов электроснабжения в системе с последовательным соединением элементов стремятся совместить преднамеренные отключения элементов.

Коэффициент вынужденного простоя и параметр потока отключений такой системы, состоящей из  $n$  элементов, равны:

$$K_{ПС} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \bar{t}_{Bi} + \left( \lambda_{np1} \bar{t}_{np1} \right)_{нб};$$

$$\lambda_C = \sum_{i=1}^n \lambda_i + \lambda_{np.нб}, \quad (5.42)$$

где  $\left( \lambda_{np1} \bar{t}_{np1} \right)_{нб}$  и  $\lambda_{np.нб}$  - соответственно наибольшая из вероятностей преднамеренного отключения системы из  $n$  последовательно соединенных элементов и наибольший из параметров потока преднамеренных отключений элементов.

### *Система с резервированием элементов*

Систему с резервированием элементов рассмотрим на примере двух и распространим на систему с  $n$  взаиморезервирующими элементами.

Для двух взаиморезервирующих элементов:

$$K_{ПС} = \lambda_1 \bar{t}_{B1} \lambda_2 \bar{t}_{B2} + \lambda_{np1} \bar{t}_{np1} K_{np1} \lambda_2 \bar{t}_{B2} + \lambda_2 \bar{t}_{np2} K_{np2} \lambda_1 \bar{t}_{B1};$$

$$\lambda_C = \lambda_1 \lambda_2 \bar{t}_{B2} + \lambda_2 \lambda_1 \bar{t}_{B1} + \lambda_1 \lambda_{np2} \bar{t}_{np2} + \lambda_2 \lambda_{np1} \bar{t}_{np1}. \quad (5.43)$$

Для  $n$  взаиморезервирующих элементов:

$$K_{ПС} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \bar{t}_{Bi} + \sum_{i=1}^n \lambda_{np1} \bar{t}_{np1} K_{np1} \prod_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_j \bar{t}_{Bj};$$

$$\lambda_C = \sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n \left( \lambda_j \bar{t}_{Bj} + \lambda_{npj} \bar{t}_{npj} \right). \quad (5.44)$$

Время восстановления такой системы равно:

$$\bar{t}_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_C}. \quad (5.45)$$

При определении преднамеренных отключений необходимо иметь в виду,

что для распределительных устройств со сборными шинами продолжительность планового ремонта системы (секции) сборных шин в расчете на один год учитывается так:

$$t_{пл.ш.} = 1 + 2n_p, \text{ ч}, \quad (5.46)$$

где  $n_p$  – число разъединителей, присоединенных к системе шин.

### 5.6. Состояния полного отказа и безотказной работы схем

Для простоты рассмотрим две схемы из  $n$  элементов, в которых имеется один источник питания и один узел нагрузки.

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

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

$$p_c = \prod_{i=1}^n p_i. \quad (5.47)$$

Тогда вероятность отказа равна:

$$q_c = 1 - \prod_{i=1}^n p_i = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_i) = \sum_{i=1}^n q_i - \sum_{i,j} q_i q_j + \sum_{i,j,k} q_i q_j q_k - \dots + \dots (-1)^{n-1} q_1 q_2 \dots q_n. \quad (5.48)$$

Число неработоспособных состояний такой схемы равно  $N_{НР} = 2^n - 1$ .

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

В ней число состояний полного отказа равно единице, а

$$q_c = \prod_{i=1}^n q_i. \quad (5.49)$$

Вероятность работоспособного состояния этой схемы равна:

$$\begin{aligned}
p_C &= 1 - \prod_{i=1}^n (q_i) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - p_i) = \\
&= \prod_{i=1}^n (p_i) - \sum_{i=1}^n p_i - \sum_{i,j} p_i p_j + \sum_{i,j,k} p_i p_j p_k - \dots + \dots (-1)^{n-1} p_1 p_2 \dots p_n.
\end{aligned}
\tag{5.50}$$

Здесь число работоспособных состояний схемы равно  $N_p = 2^n - 1$ .

Для реальных схем с произвольным соединением элементов число работоспособных и неработоспособных состояний будет находиться в диапазоне  $1 - 2^{n-1}$ . Этот диапазон исключительно велик.

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

## **6. РАСЧЕТНЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

Расчетные методы применяются тогда, когда анализируется надежность объекта, который может быть представлен в виде системы, об элементах и связях которой имеется вся информация. Их применение к решению реальных задач требует предварительного моделирования объекта с целью его представления в виде абстрактного, т.е. расчетной схемы.

В настоящее время существует довольно много расчетных методов. Ряд из них хорошо раскрыт в [8]; например, графический метод, метод на основе булевой алгебры, табличные методы. В данном пособии приведены методы, нашедшие широкое применение в инженерной практике и основанные на использовании теории вероятностей. Это аналитический метод, логико-вероятностный метод (метод деревьев событий), метод путей и минимальных сечений. Все они основаны на теоретических положениях, приведенных выше.

### **6.1. Аналитический метод определения надежности схем систем электроэнергетики**

Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности для расчета случаев надежности, к которым относятся: полное погашение схемы (состояние полного отказа), разрыв транзита; оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

#### *Алгоритм метода.*

1. Определяется перечень расчетных случаев надежности выделенной части схемы рассматриваемой системы для анализируемого или расчетного режима:

- состояние полного отказа (полное погашение схемы);

- состояние полной работоспособности;
- состояния частичных отказов (частичных перерывов в электроснабжении), приводящих к недоотпуску электроэнергии;
- разрыв транзита.

2. Составляется расчетная схема для каждого из перечисленных в п.1 расчетных случаев. Расчетная схема включает в себя только те элементы схемы, которые нормально включены в рассматриваемом режиме.

3. Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности:

- интенсивность отказа или параметр потока отказов  $\lambda$  или  $\omega$ ;
- среднее время восстановления  $t_B$ ;
- частота плановых или преднамеренных отключений  $\mu_{пл}$  или  $\mu_{пр}$ ;
- время плановых или преднамеренных отключений,  $t_{пл}$  или  $t_{пр}$ .

Для выключателя дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента  $\alpha_{авт}$ ;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях  $\alpha_{оп}$ ;
- коэффициент неуспешного действия АПВ  $K_{АПВ}$  [36];
- число оперативных переключений  $N_{оп}$  [36, 42];
- длительность оперативных переключений  $T_{оп}$ .

4. По расчетной схеме (п.1) составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

5. Последовательно соединенные элементы в схеме замещения заменяются одним эквивалентным, для которого рассчитываются следующие показатели надежности:

- параметр потока отказа  $\omega_c$ ;
- коэффициент вынужденного простоя  $K_{П.С.}$ ;
- коэффициент готовности  $K_{Г.С.}$ ;
- время восстановления,  $t_{ВС}$ .

Расчетные формулы приведены в таблице 6.1 после алгоритма.

6. Параллельно соединенные элементы или цепочки схемы замещения заменяются одним эквивалентным, для которого определяется тот же перечень показателей надежности, что и в п.5.

7. Далее алгоритм повторяется до тех пор, пока схема замещения не будет сведена к набору параллельных цепочек. Определяются возможные дефициты мощности для расчетного случая – «состояния частичных отказов». Под дефицитом мощности понимается разность между требуемой мощностью и пропускной способностью элемента. Пропускная способность элемента соответствует максимально возможной мощности, которая может быть передана через элемент с учетом его перегрузочной способности и статической устойчивости системы. Определяется вероятность возможных дефицитов мощности, т.е. вероятность частичных отказов схемы с помощью теорем умножения вероятностей. При этом безотказное состояние эквивалентного элемента в цепочке обозначается  $K_{Г.С.}$ , а отказ -  $K_{П.С.}$ .

8. Параллельно соединенные цепочки эквивалентируются до одного элемента, для которого находятся показатели надежности, перечисленные в п. 5. Отказ этого элемента и соответствует полному отказу схемы для рассматриваемого расчетного случая.

9. Учитывается АВР по формуле полной вероятности.

10. Определяется расчетное время безотказной работы схемы и время ее восстановления (см. табл. 6.1).

11. Определяются недоотпуски электроэнергии и ограничения мощности для состояний частичных и полного отказов:

$$\begin{aligned}
 W_{нед} &= \Sigma P_{деф_i} t_{деф_i} = \Sigma P_{деф_i} K_{пс_i} T; \\
 P_{озр} &= \Sigma P_{деф_i} K_{пс_i},
 \end{aligned}
 \tag{6.1}$$

где  $P_{деф_i}$  - дефицит мощности для  $i$ -го расчетного случая;

$K_{п.с.}$  - коэффициент вынужденного простоя системы, определенный для анализируемого расчетного случая с учетом АВР (т.е. по п. 9);

$T$  - анализируемый период по надежности.

12. Рассчитываются ущербы от частичных и полного отказов схемы, и определяется суммарный ущерб.

Суммарный ущерб от перерывов электроснабжения состоит из внезапного и основного ущербов. Ущерб, связанный с самим фактом внезапного перерыва электроснабжения – фактом внезапности отключения  $У_{вн}$ , приводит к повреждению основного оборудования и инструментов, порче сырья и материалов, браку продукции, расстройству сложного технологического процесса. Основной ущерб  $У_0$  определяется величиной недоданной потребителю электроэнергии, в результате чего наблюдается недовыпуск продукции, простой рабочей силы.

Основной ущерб определяется по выражению:

$$Y_{осн} = Y_0 \bar{W}_\Sigma,
 \tag{6.2}$$

где  $Y_0$  - средняя величина удельного основного ущерба, руб./кВт•ч, значения которого приведены в [18].

Ущерб внезапности  $У_{вн}$  рассчитывается по формуле:

$$Y_{вн} = Y_{0\ вн} P_{треб},
 \tag{6.3}$$

где  $Y_{0\ вн}$  - удельный ущерб внезапности при полном отключении схемы при расчетной продолжительности отключения равной  $t_{пер.} = q_{пер} T_\Gamma$ , [18];

$P_{треб}$  - максимальная мощность потребителя.

Суммарный ущерб равен:

$$Y_\Sigma = Y_{осн} + Y_{вн}.
 \tag{6.4}$$

Таблица 6.1. Расчетные формулы для аналитического метода

Последовательное соединение элементов	
без учета преднамеренных отключений	с учетом преднамеренных отключений
$\omega_c = \Sigma \omega_i$ <p>в схеме мало элементов:</p> $K_{П.С.} = \Sigma \omega_i t_{Bi}$ $K_{Г.С.} = \prod_{i=1}^n K_{Гi} = \prod_{i=1}^n p_i$ <p>в схеме много элементов:</p> $K_{Г.С.} = \frac{1}{1 - \sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{K_{Гi}} - 1 \right)}$ $k_{П.С.} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{Пi}}{\sum_{i=1}^n K_{Пi} + 1}$ $t_{Б.С.} = \frac{K_{П.С.}}{\omega_c}$ $T_c = \frac{1}{\omega_c}; T_p = -\ln(1 - \alpha)T = 0.105 \frac{1}{\omega_c}$	$\omega_c = \Sigma \omega_i + \omega_{np \text{ НБ}}$ $K_{П.С.} = \Sigma \omega_i t_{Bi} + (\omega_{np} t_{np})_{\text{НБ}}$ $K_{Г.С.} = \prod_{i=1}^n K_{Гi}$ $t_{Б.С.} = \frac{K_{П.С.}}{\omega_c - \omega_{np \text{ НБ}}}$
Параллельное соединение элементов	
$\omega_c = \sum_{i=1}^n \omega_i \prod_{j=1, j \neq i}^n \omega_j t_{Bj}$ $K_{П.С.} = \prod_{i=1}^n \omega_i t_{Bi}$ $K_{Г.С.} = 1 - K_{П.С.}$	$\omega_c = \sum_{i=1}^n \omega_i \prod_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n (\omega_j t_{Bj} + \omega_{ППj} t_{ППj})$ $K_{П.С.} = \prod_{i=1}^n \omega_i t_{Bi} + \sum_{i=1}^n \omega_{ППi} t_{ППi} k_{ППi} \cdot \prod_{j=1}^n \omega_j t_j$ $k_{ПП} = 1 - e^{-\frac{t_{ППi}}{t_{Бкв}}}$

$$T_C = \frac{1}{\omega_C}; T_P = 0,105 \frac{1}{\omega_C}; T_{B.C} = \frac{K_{П.С}}{\omega_C}$$

Модель выключателя

$$\omega_{"Q"} = \omega_{СТ} + \omega_{АВТ} \sum (1 + a_i K_{АПВ_i}) \omega_i + \omega_{ОП} N_{оп}$$

$$q_{"Q"} = \omega_{СТ} t_{B_{СТ}} + \omega_{АВТ} \sum (1 + a_i K_{АПВ_i}) \omega_i t_{B_i} + \omega_{ОП} N_{оп} t_{оп}$$

Состояние: один элемент в работе, другой в отказе при их параллельном

соединении  $p = K_{Г.С(1)} K_{П.С(2)} + K_{Г.С(2)} K_{П.С(1)}$ .

В качестве примера на рис. 6.1 показано как составляются схемы замещения по расчетным схемам подстанций с примыкающими к ним линиями для расчетного случая «полное погашение подстанции» т.е. состояние полного отказа.

Схема подстанции «Два блока трансформатор - линия»

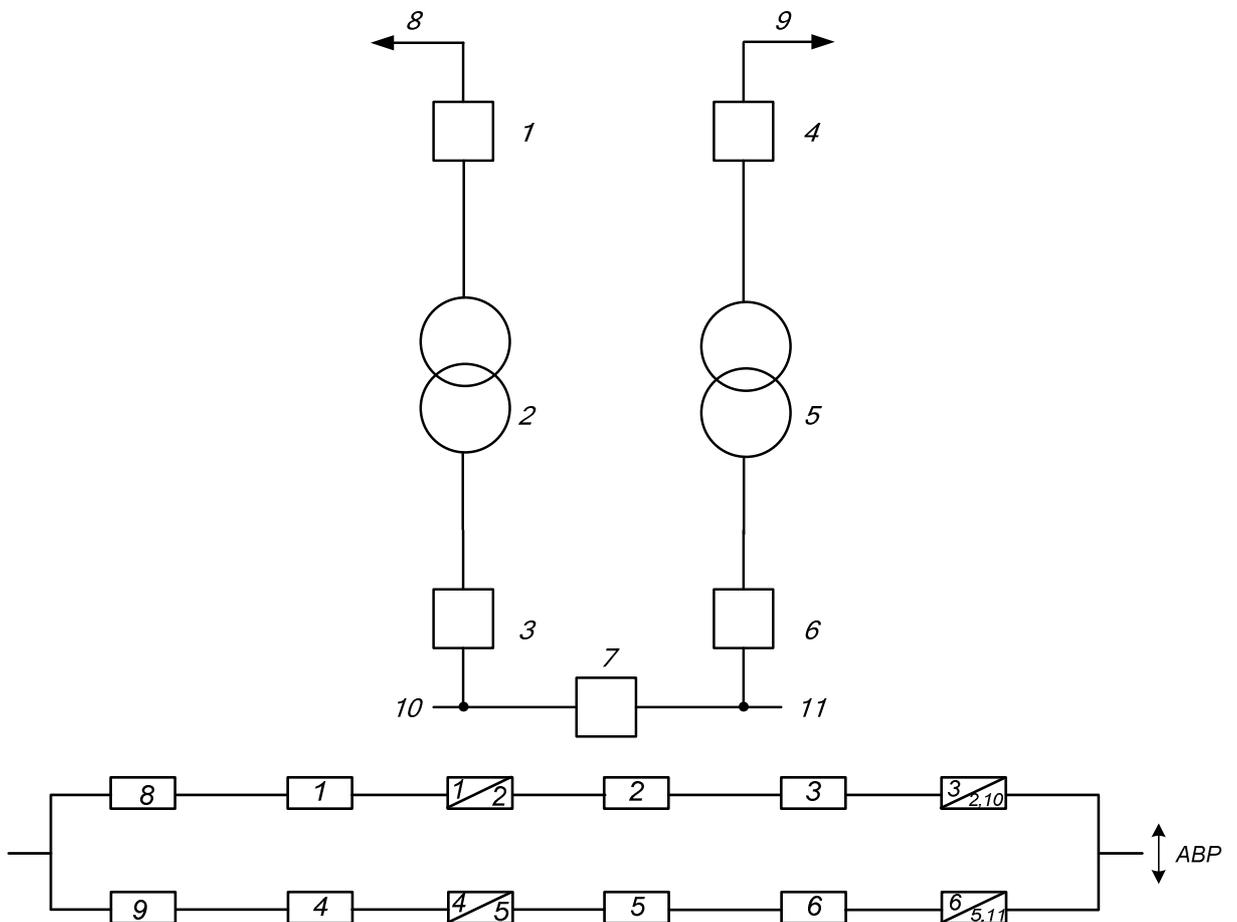


Схема «Мостик с выключателями в цепях линий»

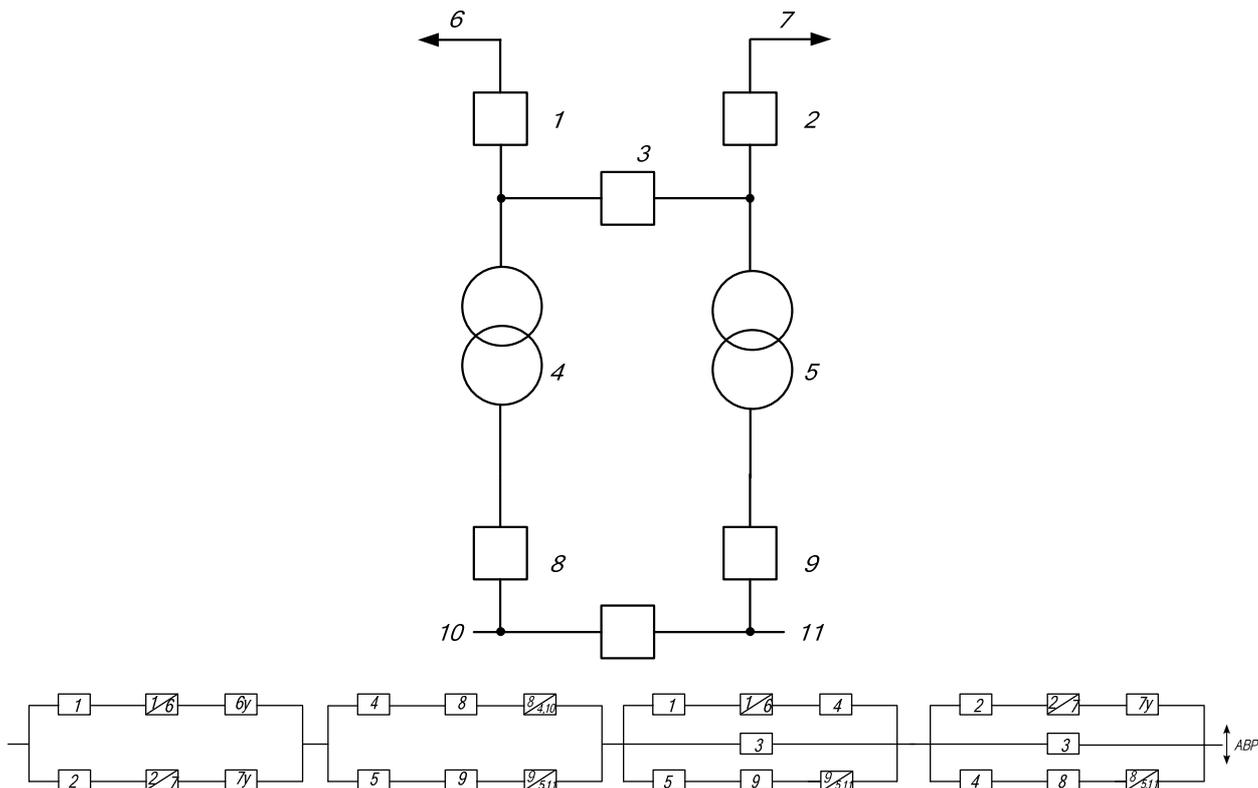


Схема «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов»

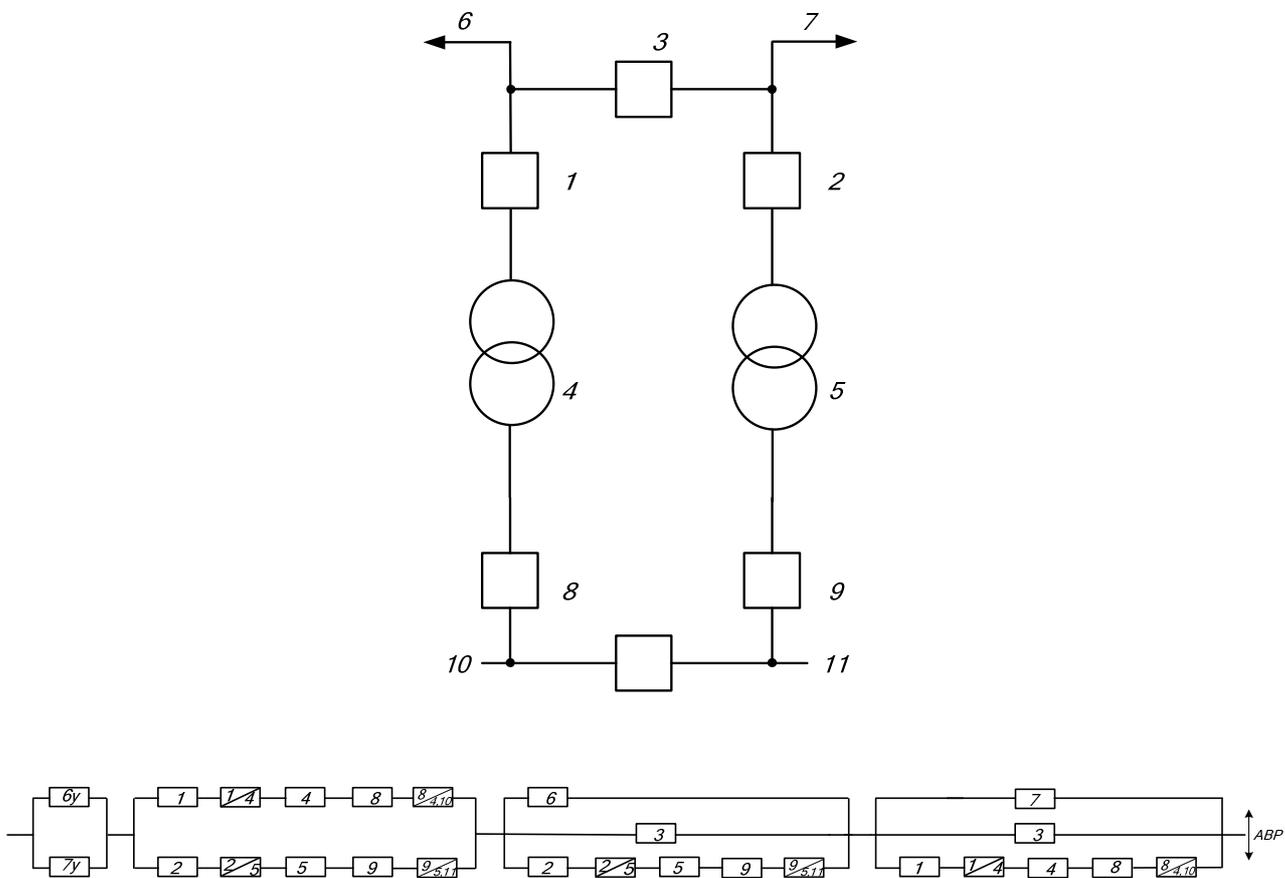


Схема подстанции с РУ «Четырехугольник»

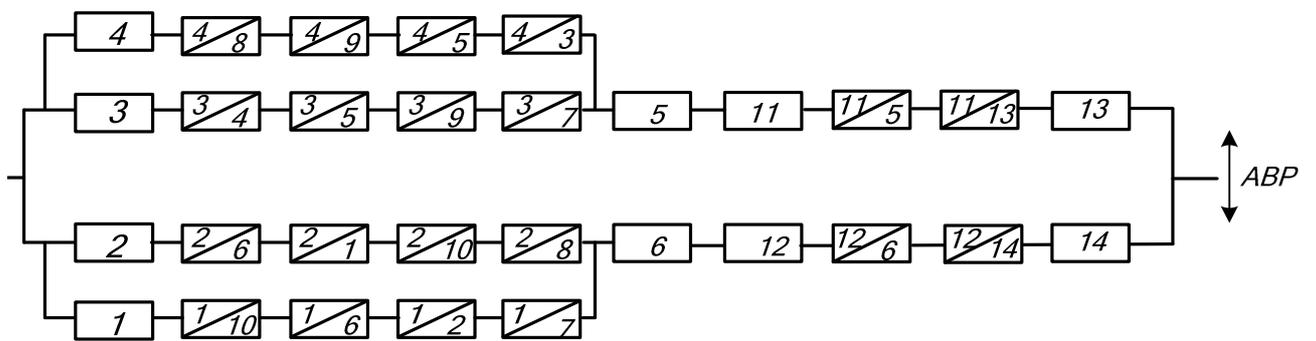
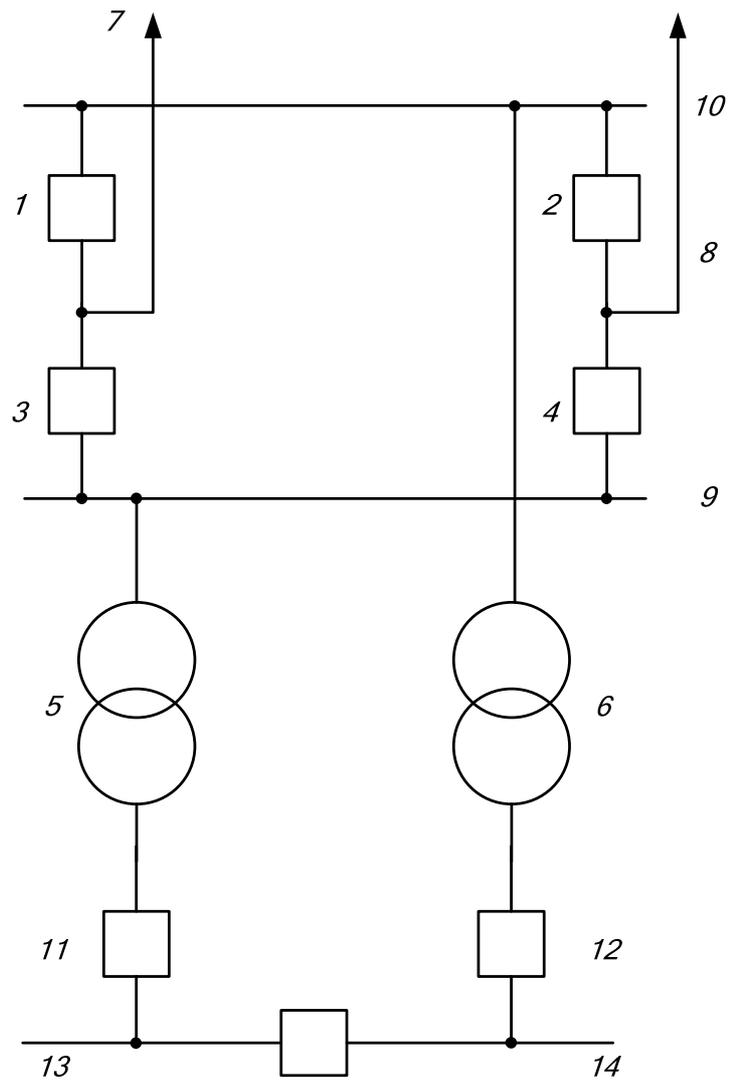


Схема «Одна секционированная система шин с обходной и совмещенным секционным и обходным выключателем»

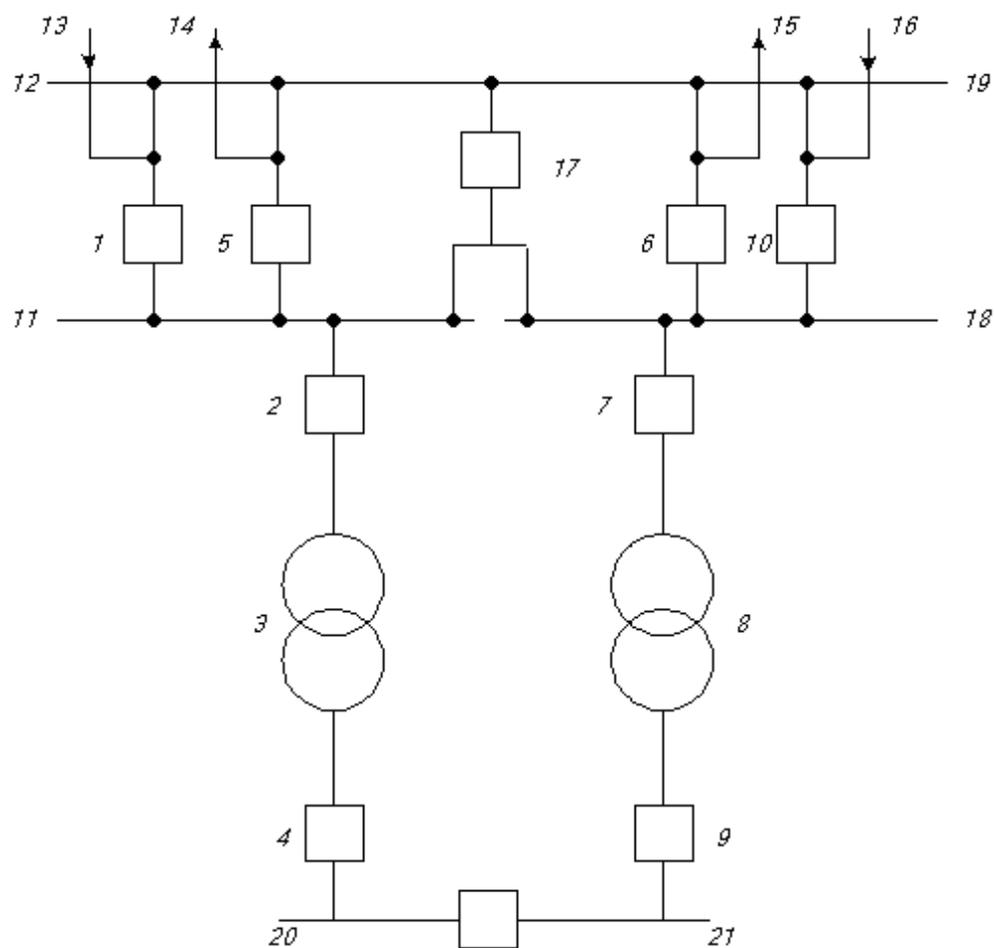
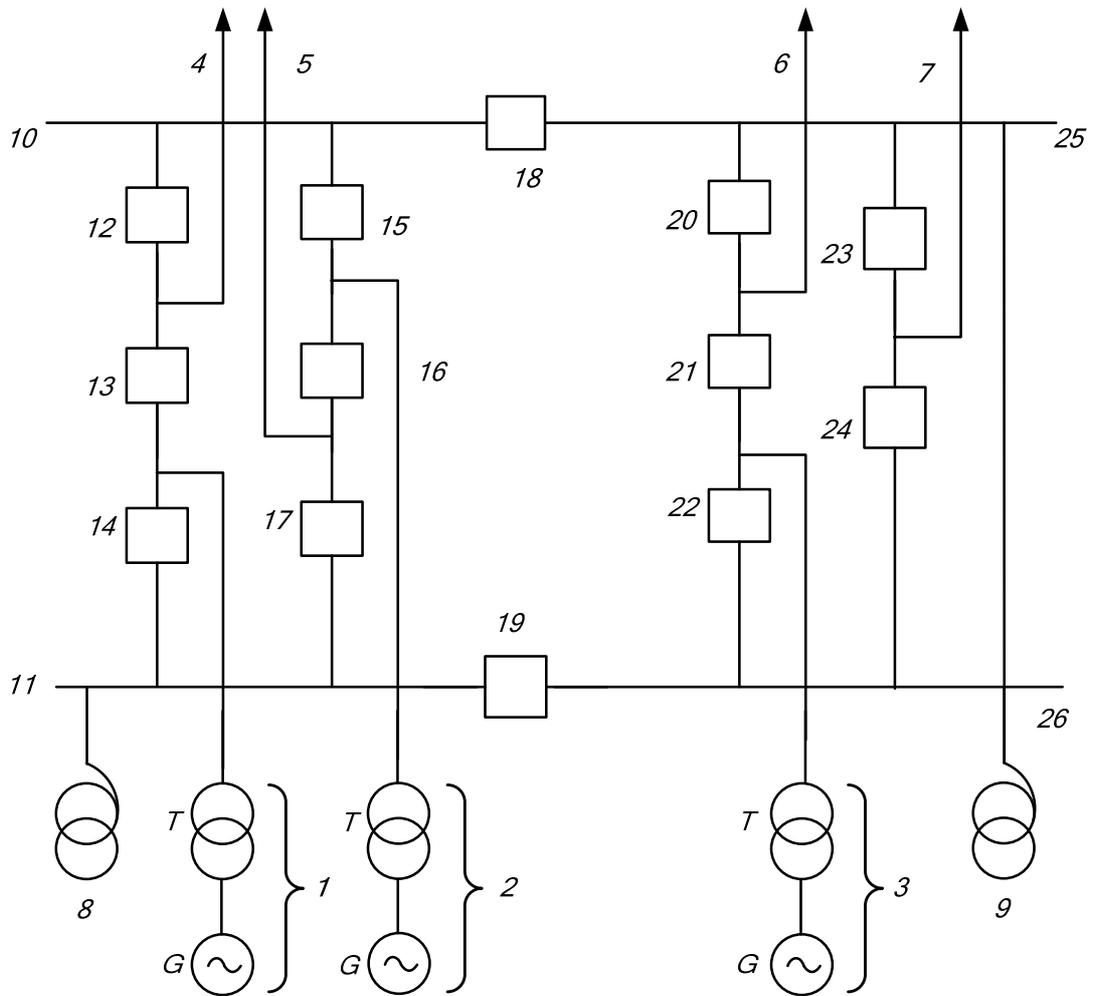
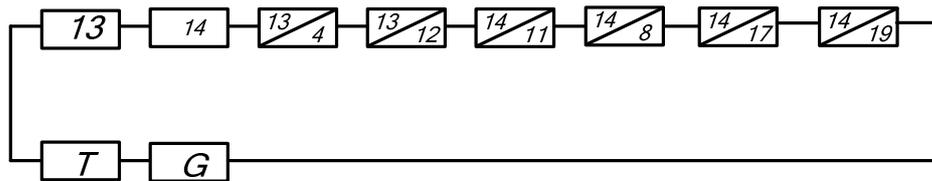


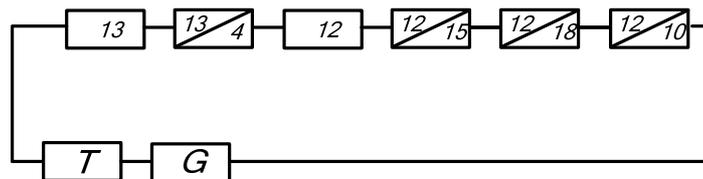
Схема распределительного устройства 220 кВ электрической станции



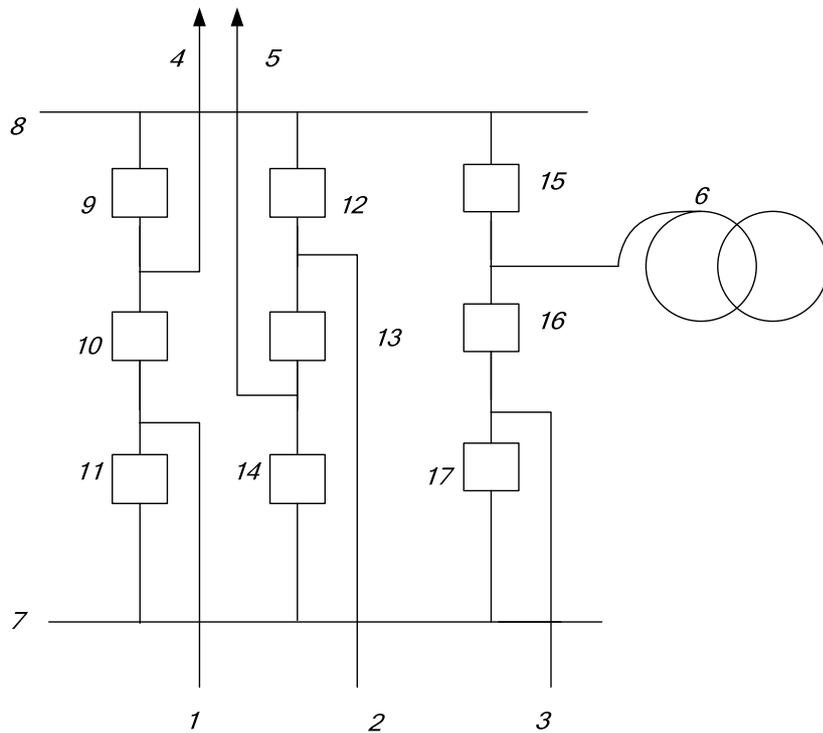
Вероятность отказа энергоблока №1 в нормальном режиме



Состояние ремонта выключателя №14 и отказ энергоблока №1



Полуторная схема (3/2) РУ-500 кВ электрической станции



1,2,3 – генераторные блоки; 4,5 – ВЛ; 6 – АТ; 9-17 – выключатели.

Состояние полного отказа схемы РУ относительно генераторных блоков (нормальная схема)

### Структурная схема замещения

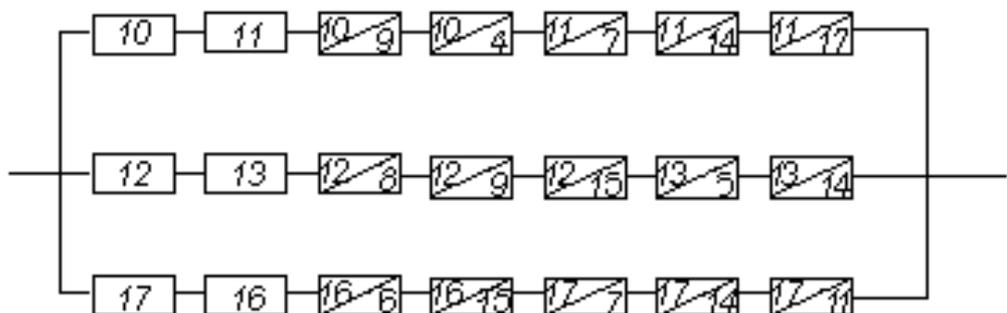


Рис. 6.1. Расчетные схемы подстанций и распределительных устройств станций и их схемы замещения

Рассмотрим примеры, интерпретирующие аналитический метод расчета надежности.

**Пример 1.** Промышленное предприятие (потребитель) получает электроэнергию от двух источников питания (ИП) – ГРЭС и районной подстанции системы (см. рис. 6.2). Каждая цепь может пропустить всю необходимую мощность. Параметры потока отказов и преднамеренных отключений элементов системы электроснабжения, среднее время восстановления и длительность преднамеренных отключений приведены в таблице 6.2. Среднегодовая мощность потребителя  $\bar{P} = 30\text{МВт}$ . Вероятность безотказной работы источников питания равна 1. Определить надежность электроснабжения предприятия.

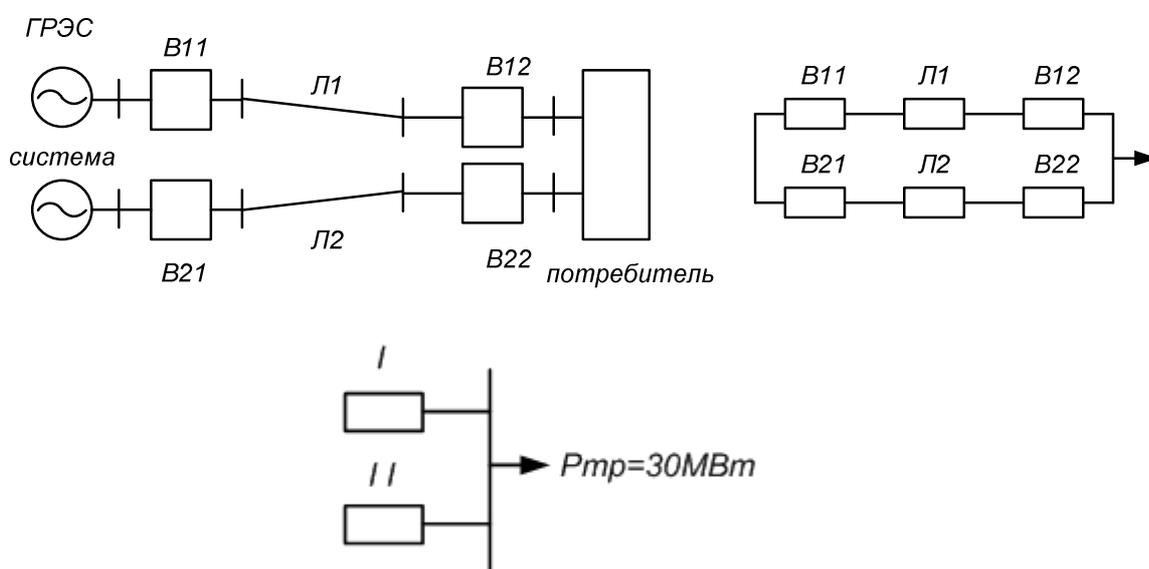


Рис.6.2. Расчетная схема электроснабжения и схема замещения

Таблица 6.2. Исходные данные для расчета надежности

Параметр	Элемент					
	B11	Л1	B12	B21	Л2	B22
$\lambda_o, \frac{I}{\text{км} \cdot \text{год}}; \lambda, \frac{I}{\text{год}}$	0,099	0,023	0,048	0,137	0,019	0,137
$l, \text{км}$	-	80	-	-	30	-
$\bar{t}_B, \text{ч}$	10	30	10	15	30	15
$\lambda_{np}, \frac{I}{\text{год}}$	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4
$\bar{t}_{np}, \text{ч}$	60	50	60	80	20	80

В табл. 6.2 приведены значения параметров потока отказов

выключателей, определенные по модели выключателя (см. табл. 6.1).

**Решение.**

1. Определим параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения, пользуясь следующей формулой:

$$\lambda_c = \sum_I^n \lambda_i + \lambda_{\text{пр.нб}}.$$

$$\begin{aligned} \lambda_{cI} &= \lambda_I = \lambda_{B11} + \lambda_{OL1}l_1 + \lambda_{B12} + \lambda_{\text{пр}B11} = \\ &= 0,099 + 0,023 \cdot 80 + 0,048 + 0,4 = 2,387 \text{ 1 / год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \lambda_{cII} &= \lambda_{B21} + \lambda_{OL2}l_2 + \lambda_{B22} + \lambda_{\text{пр}B21} = \\ &= 0,137 + 0,019 \cdot 30 + 0,137 + 0,4 = 1,244 \text{ 1 / год} \end{aligned}$$

2. Определяем вероятность отказов I и II цепей:

$$q_c = \sum_I^n \lambda_i t_{Bi};$$

$$q_I = q_{B11} + q_{L1} + q_{B12} = \lambda_{B11} \bar{t}_{B11} + \lambda_{L1} \bar{t}_{B11} + \lambda_{B12} \bar{t}_{B12}.$$

Время восстановления  $t_B$  задано в часах, его нужно выразить в годах, т.к.  $\lambda$

имеет размерность 1/год, т.е.  $t_B^* = \frac{t_B}{8760}$ .

$$q_I = 0,099 \frac{10}{8760} + 1,84 \frac{30}{8760} + 0,048 \frac{10}{8760} = 6,47 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{II} = q_{B21} + q_{L2} + q_{B22} = (0,137 \cdot 15 + 0,57 \cdot 30 + 0,137 \cdot 15) / 8760 = 2,43 \cdot 10^{-3}.$$

3. Определим среднее время восстановления каждой цепи:

$$\bar{t}_{B_c} = q_c / \lambda_c;$$

$$\bar{t}_{B_I} = \frac{q_I}{\lambda_I^*} = \frac{q_I}{\lambda_I - \lambda_{\text{пр}B11}} = \frac{6,47 \cdot 10^{-3}}{2,387 - 0,4} = 28,524 \text{ ч};$$

$$\bar{t}_{B_{II}} = \frac{q_{II}}{\lambda_{II}^*} = \frac{q_{II}}{\lambda_{II} - \lambda_{\text{пр}B21}} = \frac{2,43 \cdot 10^{-3}}{1,244 - 0,4} = 25,2 \text{ ч}.$$

4. Определим параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов:

$$\lambda_c = \sum_I^n \lambda_i \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (\lambda_j \bar{t}_{Bj} + \lambda_{npj} \bar{t}_{npj});$$

$$\lambda_c = \lambda_I \lambda_{II} \bar{t}_{B2} + \lambda_I^* \lambda_{npII} \bar{t}_{npII} + \lambda_{II} \lambda_I \bar{t}_{BI} + \lambda_{II}^* \lambda_{npI} \bar{t}_{npI} = \lambda_I q_{II} + \lambda_{II} q_I + \lambda_I^* q_{npII} + \lambda_{II}^* q_{npI};$$

$$\lambda_c = 2,387 \cdot 2,43 \cdot 10^{-3} + 1,244 \cdot 6,47 \cdot 10^{-3} + \frac{(1,987 \cdot 0,4 \cdot 80 + 0,844 \cdot 0,4 \cdot 60)}{8760} =$$

$$= 2,341 \cdot 10^{-2} \text{ 1 / год.}$$

5. Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{II.C} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \bar{t}_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \lambda_{npi} \bar{t}_{npi} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_j \bar{t}_{Bj},$$

где  $K_{npi}$  – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

$$K_{npi} = 1 - e^{-\bar{t}_{npi} / \bar{t}_{Вэкс}};$$

$$K_{npI} = 1 - e^{-\bar{t}_{npI} / \bar{t}_{BI}} = 1 - e^{-60 / 25.2} = 0.9075;$$

$$K_{npII} = 1 - e^{-\bar{t}_{npII} / \bar{t}_{BI}} = 1 - e^{-80 / 28.524} = 0.939;$$

$$q_c = q_I q_{II} + K_{npI} \lambda_{npI} \bar{t}_{npI} q_{II} + K_{npII} \lambda_{npII} \bar{t}_{npII} q_I = 6,47 \cdot 10^{-3} \cdot 2,43 \cdot 10^{-3} +$$

$$+ (0.9075 \cdot 0,4 \cdot 60 \cdot 2,43 \cdot 10^{-3} + 0.939 \cdot 0,4 \cdot 80 \cdot 6,47 \cdot 10^{-3}) / 8760 = 43.92 \cdot 10^{-6}.$$

6. Среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{2,341 \cdot 10^{-2}} = 42.7 \text{ лет.}$$

Расчетное время безотказной работы при  $\alpha=0,1$

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \bar{T} = 4.48 \text{ лет.}$$

7. Среднее время восстановления системы:

$$\bar{t}_{BC} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{43.92 \cdot 10^{-6}}{2,341 \cdot 10^{-2}} \cdot 8760 = 16.43 \text{ ч.}$$

8. Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = \bar{P}_{деф.р} p(\bar{P}_{деф.и}) T = 30 \cdot 10^3 \cdot 43.92 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 11,542 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

**Пример 2.** Определить вероятность и интенсивность полного отказа схемы подстанции, приведенной на рис. 6.3.

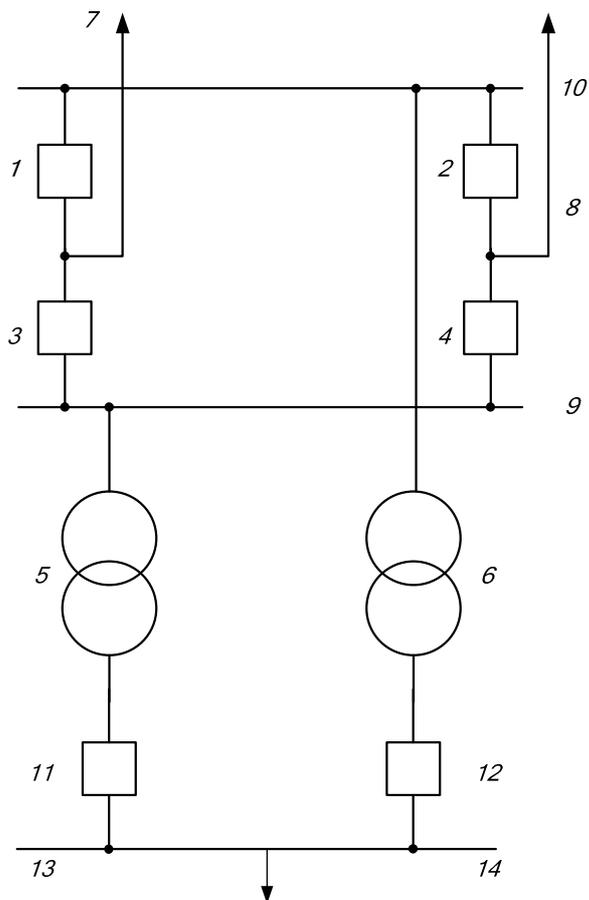
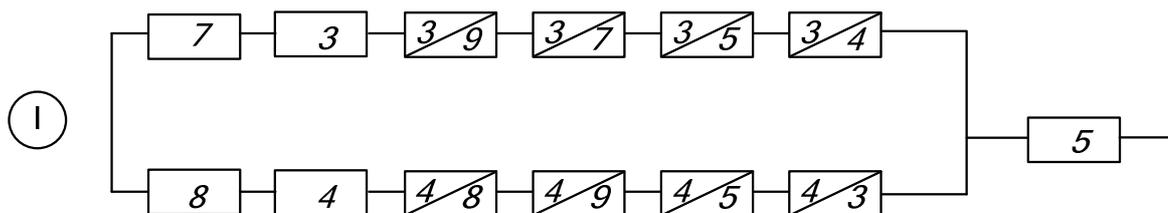


Рис.6.3. Расчетная схема подстанции

**Решение.**

Составляем схемы замещения относительно каждого трансформатора (см. рис. 6.4):

относительно силового трансформатора 5 – первая цепь



относительно силового трансформатора 6 – вторая цепь

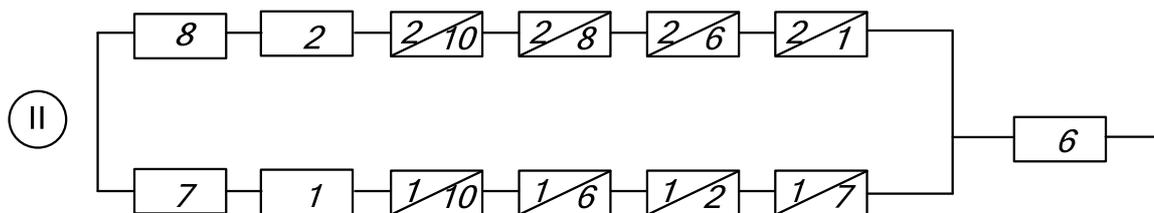


Рис. 6.4. Схемы замещения подстанции относительно силовых трансформаторов

Определяем вероятность отказа системы с учетом преднамеренных отключений с учетом рис. 6.4:

$$q_c = q_I q_{II} + K_{npI} q_{npI} q_{II} + K_{npII} q_{npII} q_I,$$

где

$$K_{npI} = 1 - e^{-t_{npI}/t_{BII}};$$

Вероятность отказа первой цепи:

$$q_I = \left[ \lambda_7 t_{B7} + \lambda_3 t_{B3} + a_{Baem3} (\lambda_9 t_{B9} + \lambda_{7H} t_{B7} + \lambda_5 t_{B5} + \lambda_4 t_{B4}) \right] \times \\ \times \left[ \lambda_8 t_{B8} + \lambda_4 t_{B4} + a_{Baem4} (\lambda_{8H} t_{B8} + \lambda_9 t_{B9} + \lambda_5 t_{B5} + \lambda_4 t_{B4}) \right] + \lambda_5 t_{B5}$$

Вероятность отказа второй цепи:

$$q_{II} = \left[ \lambda_8 t_{B8} + \lambda_2 t_{B2} + a_{Baem2} (\lambda_{10} t_{B10} + \lambda_{8H} t_{B8} + \lambda_6 t_{B6} + \lambda_1 t_{B1}) \right] \times \\ \times \left[ \lambda_7 t_{B7} + \lambda_1 t_{B1} + a_{Baem1} (\lambda_{10} t_{B10} + \lambda_6 t_{B6} + \lambda_2 t_{B2} + \lambda_{7H} t_{B7}) \right] + \lambda_6 t_{B6}$$

Интенсивность отказа первой цепи:

$$\lambda_I = 2\lambda_3 \left[ \lambda_{cm4} t_{B4} + a_{Baem4} (\lambda_8 t_{B8} + \lambda_9 t_{B9} + \lambda_5 t_{B5} + \lambda_3 t_{B3}) \right].$$

Интенсивность отказа второй цепи:

$$\lambda_{II} = 2\lambda_1 \left[ \lambda_{cm2} t_{B2} + a_{Baem2} (\lambda_{10} t_{B10} + \lambda_6 t_{B6} + \lambda_1 t_{B1} + \lambda_8 t_{B8}) \right] + \lambda_6.$$

Интенсивность полного отказа схемы подстанции:

$$\lambda_c = \lambda_I q_{II} + \lambda_{II} q_I = 2\lambda_1 q_I = \\ = 4\lambda_3 \left\{ \left[ \lambda_{CT4} t_{B4} + a_{aem4} (\lambda_8 t_{B8} + \lambda_9 t_{B9} + \lambda_5 t_{B5} + \lambda_3 t_{B3}) \right] + \lambda_5 \right\}.$$

## 6.2. Логико-вероятностный метод оценки надежности систем

Метод, в котором структурная модель системы описывается средством

математической логики, а количественная оценка надежности производится с помощью теории вероятностей называется логико-вероятностным (ЛВМ).

Число характерных задач, решаемых ЛВМ, включает в себя: определение пропускной способности переключателей, обоснование установки коммутационных аппаратов, выбор рационального варианта схемы системы.

Множество возможных состояний системы можно описать с помощью алгебры логики.

Логическая связь между элементами системы выражается знаками конъюнкции  $\wedge$  (И,  $\times$  (умножить)) и дизъюнкции  $\vee$  (ИЛИ,  $+$  (сложить)).

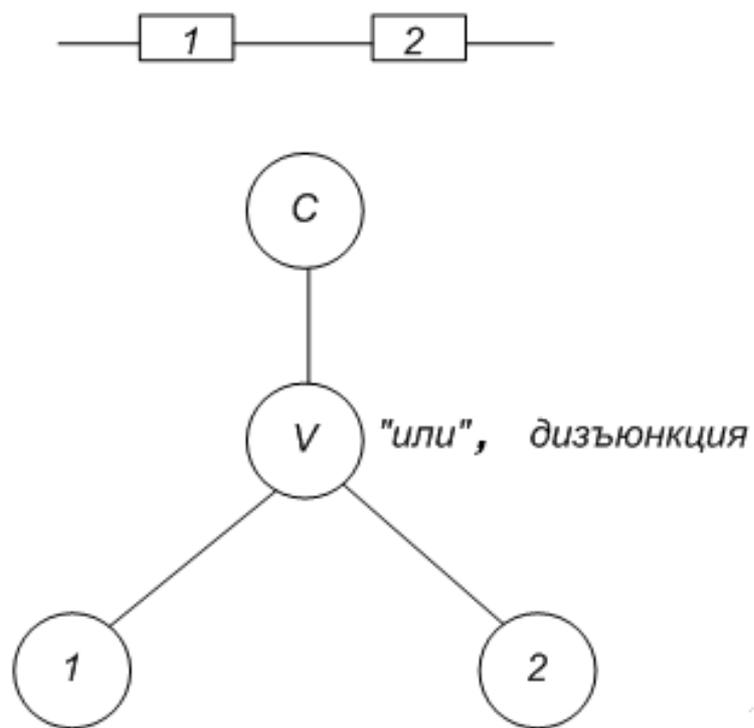
Каждый элемент может находиться в двух состояниях: работоспособном (1) и неработоспособном (0).

Логико-вероятностный метод иногда называют методом деревьев событий. Он заключается в описании схемы функцией алгебры логики, выражающей функцию отказа системы или работоспособности.

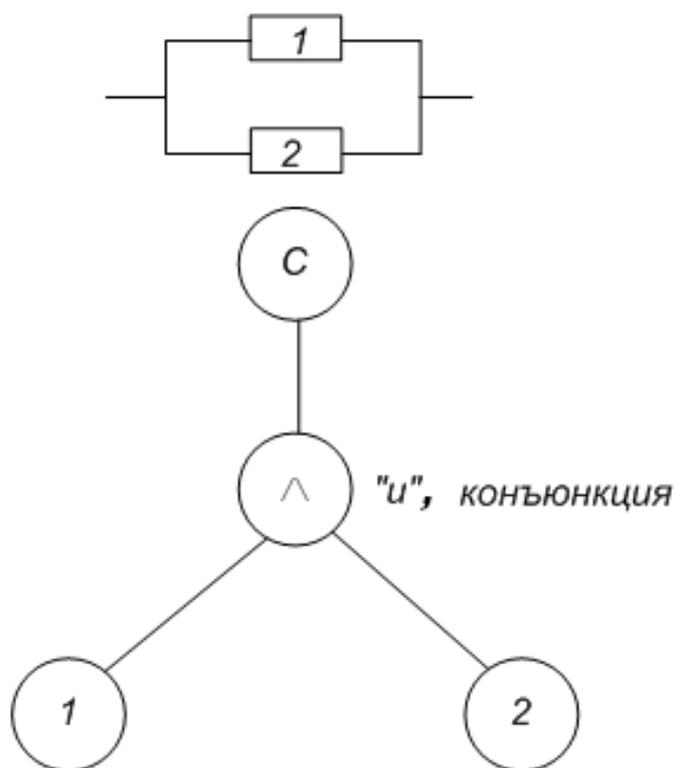
#### *Алгоритм метода*

- 1) Составляется эквивалентная структурная схема системы.
- 2) Строится граф дерева событий на основе алгебры логики, начиная с нижнего яруса. При этом изображаются в кружках элементы, отказ которых приводит к отказу части системы. Затем элементы соединяются логическими связями  $\wedge$  или  $\vee$ , в зависимости от структуры надежности и обозначается вершинное действие, т.е. отказ (можно работа системы).

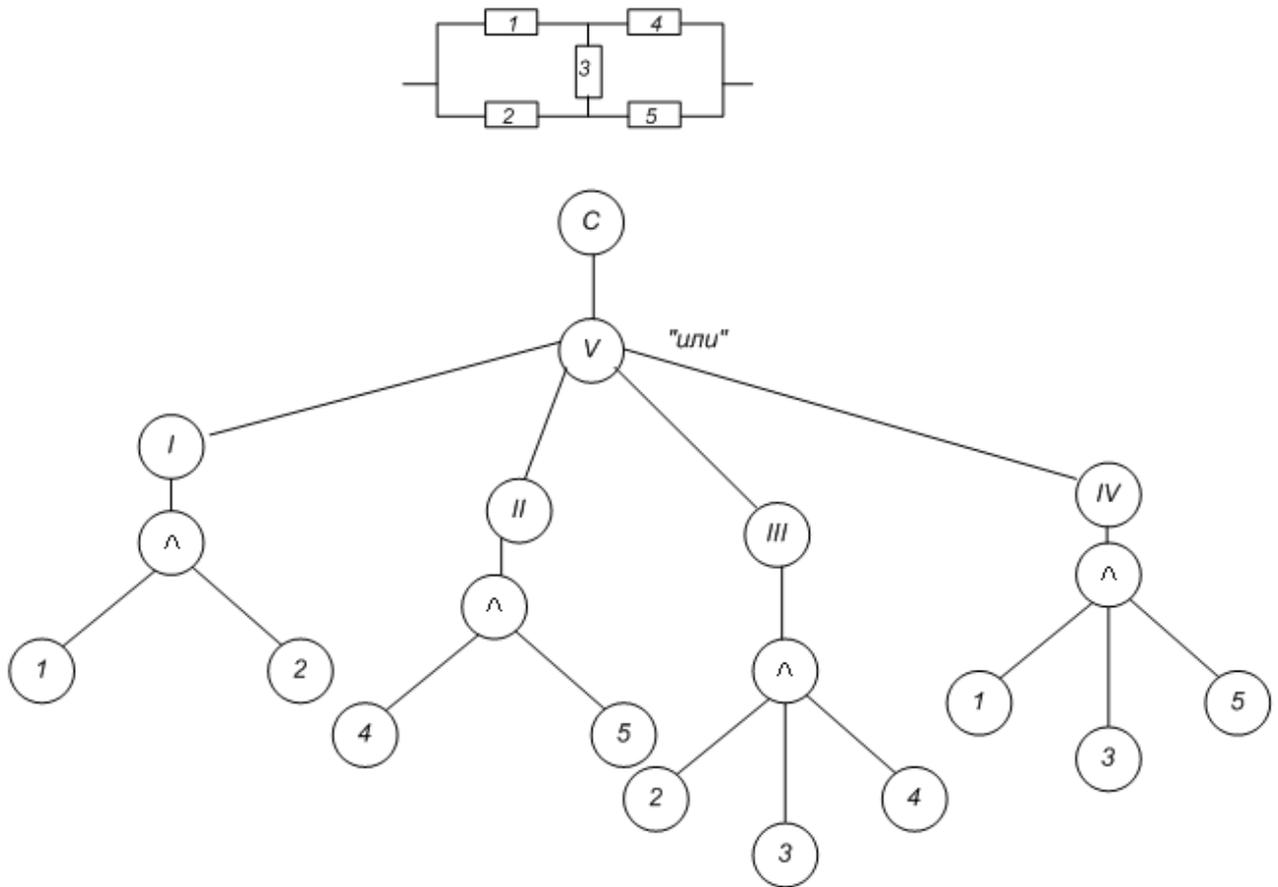
На рис. 6.5 показано как составлять графы деревьев событий на примере последовательного, параллельного соединений элементов системы и для системы с поперечной связью.



а)



б)



в)

Рис. 6.5. Графы деревьев событий

3) Дается логическое описание отказов в системе на основе графа дерева событий (ДС). При этом работоспособность обозначается  $X$ , а отказ  $\bar{X}$ .

Например, для последнего графа, приведенного на рис. 6.5:

$$\bar{X}_I = \bar{X}_1 \wedge \bar{X}_2;$$

$$\bar{X}_{II} = \bar{X}_4 \wedge \bar{X}_5;$$

$$\bar{X}_{III} = \bar{X}_2 \wedge \bar{X}_3 \wedge \bar{X}_5;$$

$$\bar{X}_{IV} = \bar{X}_1 \wedge \bar{X}_3 \wedge \bar{X}_5;$$

$$\begin{aligned} \bar{X}_c &= \bar{X}_I \vee \bar{X}_{II} \vee \bar{X}_{III} \vee \bar{X}_{IV} = \\ &= (\bar{X}_1 \wedge \bar{X}_2) \vee (\bar{X}_4 \wedge \bar{X}_5) \vee (\bar{X}_2 \wedge \bar{X}_3 \wedge \bar{X}_5) \vee (\bar{X}_1 \wedge \bar{X}_3 \wedge \bar{X}_5). \end{aligned} \quad (6.5)$$

4) Осуществляется переход от логических переменных к вероятностным совместно с подстановкой соответствующих алгебраических знаков операции. Например, для последнего графа, приведенного на рис. 6.5 в):

$$q_c = q_1q_2 + q_4q_5 + q_2q_3q_5 + q_1q_3q_5. \quad (6.6)$$

5) Рассчитывается численное значение вероятности отказов с учетом автоматического ввода резерва, если он предусмотрен в анализируемой схеме.

**Преимущества логико-вероятностного метода:**

- 1) можно применять при любой логической структуре системы, а не только при последовательно-параллельных логических схемах;
- 2) можно применять при любых распределениях наработки до отказа.

**Недостатки:**

- 1) не всегда удастся составить логическую функцию работоспособности или отказа, соответствующую рассматриваемой системе;
- 2) громоздкость метода для сложных систем преобразования.

**Пример 1.** Рассмотрим схему с поперечными связями на примере двухагрегатной ТЭЦ, приведенную на рис. 6.6. Здесь ПГ1 и ПГ2 – котлы; Т1 и Т2 – турбины; ПМ – переключающая магистраль.

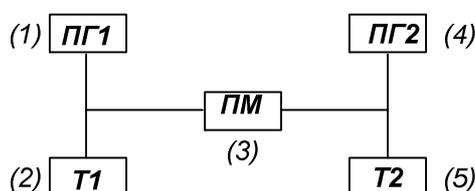


Рис.6.6. Структурная схема ТЭЦ

Особенность схемы: ПГ1 и ПГ2, Т1 и Т2 взаимно не резервируются на 100%-ном уровне мощности. При 50%-ном уровне мощности возможен попарный останов ПГ и Т для ремонта.

Составим для нее структурную схему надежности для оценки коэффициента готовности схемы, т.е. работоспособного состояния.

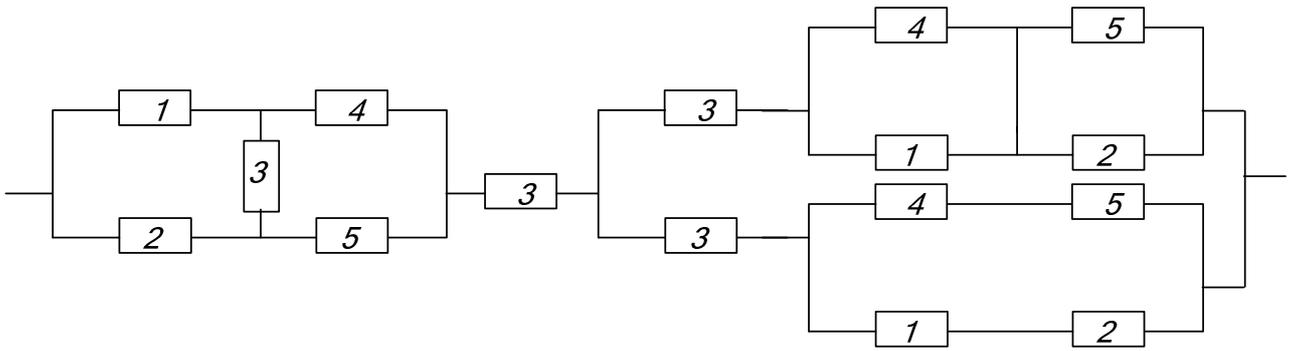


Рис.6.6. Структурная схема надежности

Схема отражает параллельное соединение кратчайших путей успешного функционирования.

**Пример 2.** Электроснабжение потребителей собственных нужд (СН) энергоблока (ЭБ) КЭС осуществляется от рабочего трансформатора (ТСН), подключенного к выводам турбогенератора. Резервное питание – от пускорезервного трансформатора (ПРТ), подключенного к РУСН (см. рис. 6.7). В технологической схеме водяного тракта парогенератора ЭБ подключается четыре конденсатных насоса (КН), каждый из которых обеспечивает паропроизводительность котла при 50% уровне мощности ЭБ. Определить вероятность отказа ЭБ (вершинное действие) по причинам отказов конденсатных насосов КН и схемы электроснабжения собственных нужд логико-вероятностным методом.

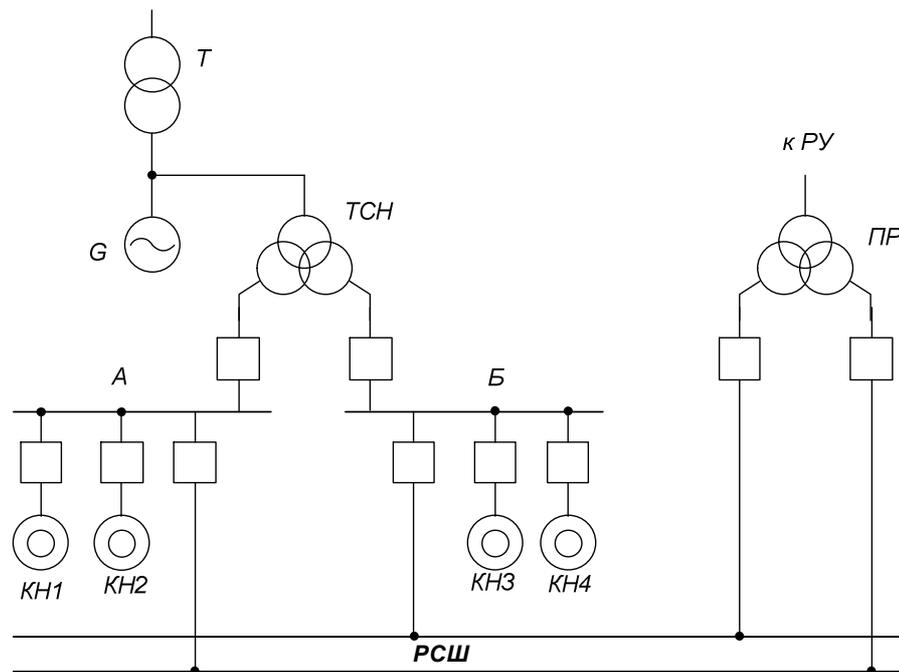


Рис.6.7. Расчетная схема электроснабжения потребителей СН

Вероятности отказов элементов схемы равны:

$$q_{KH1} = q_{KH2} = q_{KH3} = q_{KH4} = 6 \cdot 10^{-4}; \quad q_A = q_B = 4,8 \cdot 10^{-4};$$

$$q_{PCW} = 0,6 \cdot 10^{-4}; \quad q_{MCH} = q_{NPM} = 1,7 \cdot 10^{-4}; \quad q_{PY} = 0,5 \cdot 10^{-4}; \quad q_G = 55 \cdot 10^{-4}.$$

1. Составляется структурная схема системы с точки зрения надежности (см. рис. 6.8):

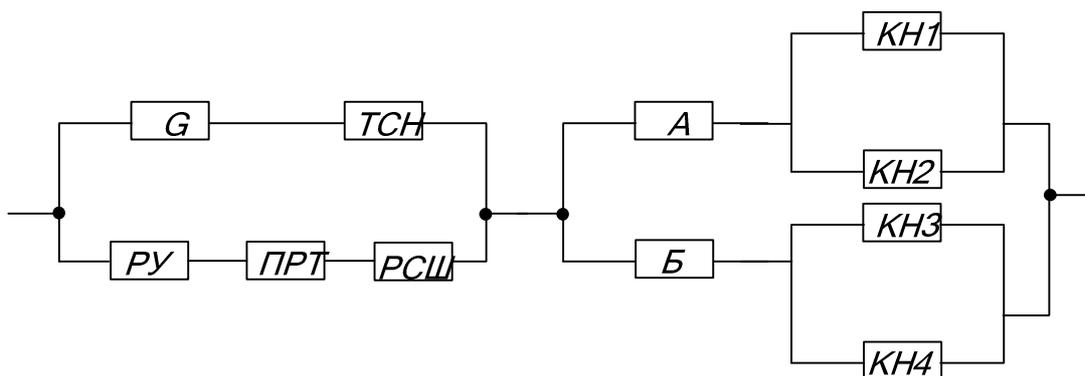


Рис.6.8. Структурная схема системы

2. По структурной схеме составляется граф дерева событий (см. рис. 6.9)

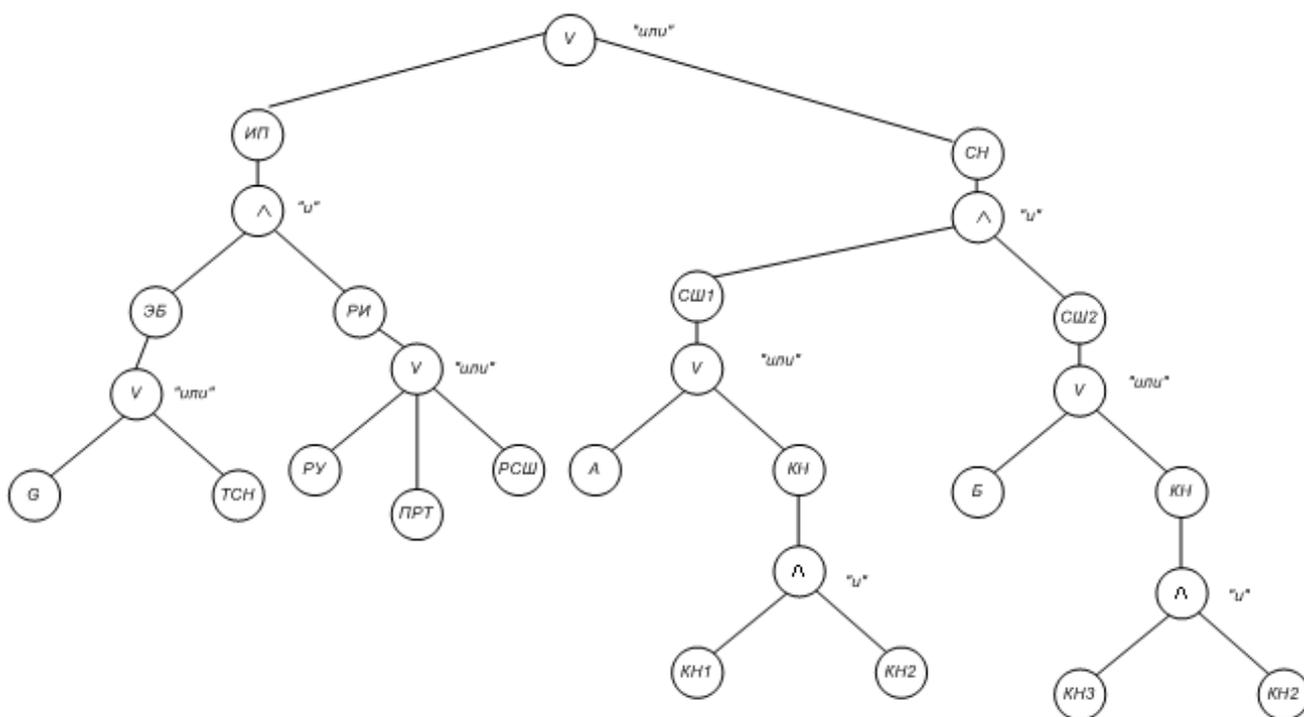


Рис.6.9. Граф дерева событий

Здесь РИ – резервный источник питания

3. Осуществляется логическое описание вероятности отказа системы:

а) для системы собственных нужд (СН):

$$\bar{X}_{CH} = \bar{X}_{cu1} \wedge \bar{X}_{cu2},$$

где

$$\bar{X}_{cu1} = \bar{X}_A \vee \bar{X}_{KH(1,2)};$$

$$\bar{X}_{cu2} = \bar{X}_B \vee \bar{X}_{KH(3,4)};$$

$$\bar{X}_{KH(1,2)} = \bar{X}_{KH1} \wedge \bar{X}_{KH2};$$

$$\bar{X}_{KH(3,4)} = \bar{X}_{KH3} \wedge \bar{X}_{KH4};$$

$$\bar{X}_{CH} = (\bar{X}_A \vee \bar{X}_{KH1} \wedge \bar{X}_{KH2}) \wedge (\bar{X}_B \vee \bar{X}_{KH3} \wedge \bar{X}_{KH4}).$$

б) для источников питания

$$\bar{X}_{ИП} = \bar{X}_{ЭБ} \wedge \bar{X}_{РИ};$$

$$\bar{X}_{ЭБ} = \bar{X}_G \vee \bar{X}_{ТСН};$$

$$\bar{X}_{РИ} = \bar{X}_{РУ} \vee \bar{X}_{ПРТ} \vee \bar{X}_{РСШ}$$

$$\bar{X}_{ИП} = (\bar{X}_G \vee \bar{X}_{ТСН}) \wedge (\bar{X}_{РУ} \vee \bar{X}_{ПРТ} \vee \bar{X}_{РСШ}).$$

в) для системы собственных нужд с учетом источников питания в целом

$$\bar{X} = \bar{X}_{CH} \vee \bar{X}_{ИП}.$$

4) Переход от логических переменных к вероятностным:

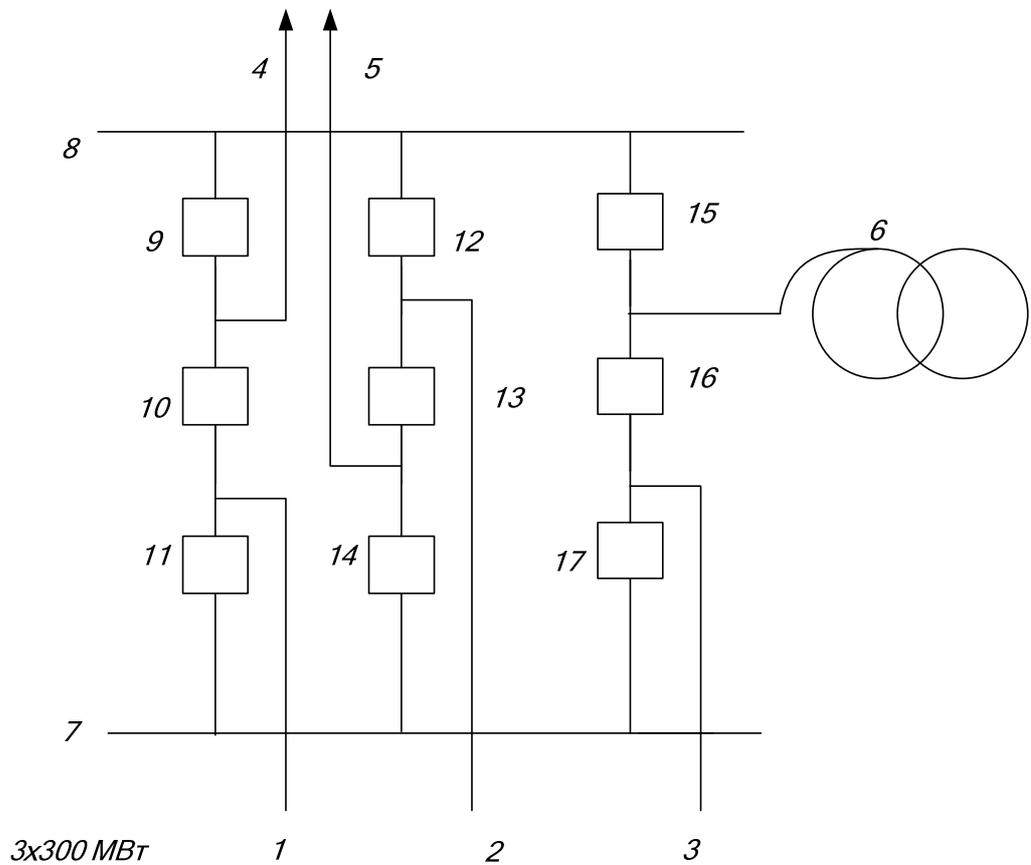
$$q_c = q_{CH} + q_{ИП} = (q_A + q_{KH1}q_{KH2})(q_B + q_{KH3}q_{KH4}) + (q_G + q_{ТСН})(q_{РУ} + q_{прт} + q_{рсш}).$$

5) Расчет численных значений вероятности отказа системы:

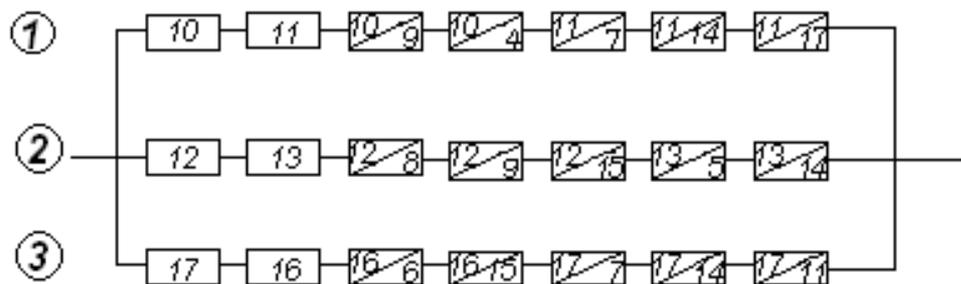
$$q_c = (4,8 \cdot 10^{-4} + 6 \cdot 10^{-4} \cdot 6 \cdot 10^{-4})^2 + \\ + (55 \cdot 10^{-4} + 1,7 \cdot 10^{-4})(0,5 \cdot 10^{-4} + 1,7 \cdot 10^{-4} + 0,6 \cdot 10^{-4}) = 1,8 \cdot 10^{-6}.$$

**Пример 3.** Определить вероятность отказа схемы РУ-500 кВ относительно генераторного блока и вероятность отказа при полном погашении РУ-500 кВ логико-вероятностным методом. Схема РУ-500 кВ приведена на

рис.6.10.



а) схема РУ -500 кВ



б) схема замещения РУ-500 кВ

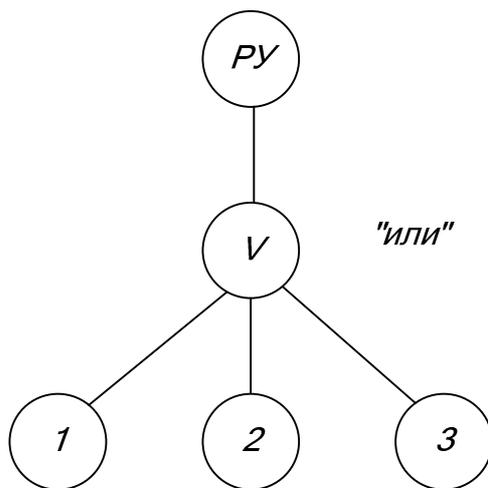
Рис. 6.10. Расчетная схема РУ-500 кВ и ее схема замещения

1. Составляется схема замещения РУ с точки зрения надежности, которая приведена на рис. 6.10

2. Составляется дерево событий относительно рассматриваемых случаев надежности.

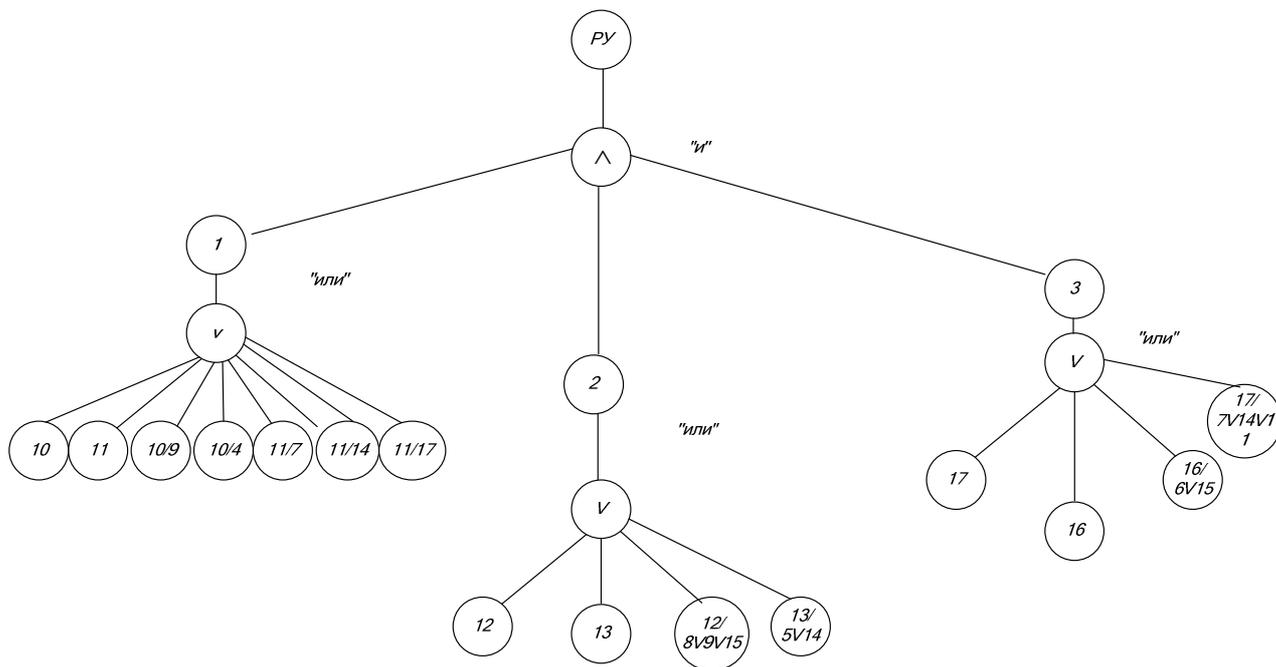
2.1. Отказ схемы относительно блоков в нормальном режиме (см. рис.

6.11 а).



а)

2.2. Полное погашение РУ-500 кВ (см. рис. 6.11 б)).



б)

Рис. 6.11. Дерево событий схемы

На рис. 6.11 а) состояния ①, ②, ③ такие же, как и на рис. 6.11 б).

3. Логическое описание отказов на основе графа дерева событий:

для генераторных блоков:

$$\bar{X}_1 = \bar{X}_{10} \vee \bar{X}_{11} \vee \bar{X}(10/9) \vee \bar{X}(10/4) \vee \bar{X}(11/7) \vee \bar{X}(11/14) \vee \bar{X}(11/17);$$

$$\bar{X}_2 = \bar{X}_{12} \vee \bar{X}_{13} \vee \bar{X}(12/8) \vee \bar{X}(12/9) \vee \bar{X}(12/15) \vee \bar{X}(13/5) \vee \bar{X}(13/14);$$

$$\bar{X}_3 = \bar{X}_{17} \vee \bar{X}_{16} \vee \bar{X}(16/6) \vee \bar{X}(16/15) \vee \bar{X}(17/7) \vee \bar{X}(17/14) \vee \bar{X}(17/11)$$

для полного погашения РУ:

$$\bar{X}_{py} = \bar{X}_1 \wedge \bar{X}_2 \wedge \bar{X}_3.$$

Отказ схемы РУ в нормальном режиме относительно генераторных блоков

$$\bar{X}_{cx} = \bar{X}_1 \vee \bar{X}_2 \vee \bar{X}_3.$$

4. Переход от логических переменных к вероятностным:

а) полное погашение РУ:

$$\begin{aligned} q_1 &= \omega_{cm10} T_{II} + \omega_{cm11} T_{II} + a_{асм10} \omega_9 T_{II} + a_{асм10} \omega_4 T_{II} + \\ &+ a_{асм11} (\omega_7 + \omega_{14} + \omega_{17}) \omega_9 T_{II} = \\ &= \left[ 0,17 \cdot 1 + 0,17 \cdot 1 + 0,003 \cdot 1(0,21 \cdot 5 + 0,17) + \right. \\ &\quad \left. + 0,003(0,039 + 0,17 + 0,17) \right] / 8760 = 3,9326 \cdot 10^{-5} \\ q_2 &= \omega_{cm12} T_{II} + \omega_{cm13} T_{II} + a_{асм12} (\omega_8 + \omega_9 + \omega_{15}) T_{II} + a_{асм13} (\omega_5 + \omega_{14}) T_{II} = \\ &= \left[ \left( 0,17 \cdot 1 + 0,17 \cdot 1 + \right. \right. \\ &\quad \left. \left. + 0,003 \cdot 1(0,039 + 0,17 + 0,17 + 0,21 \cdot 5 + 0,17) \right) \right] / 8760 = 3,9326 \cdot 10^{-5}; \\ q_3 &= \omega_{17} T_{II} + \omega_{16} T_{II} + a_{асм16} (\omega_6 + \omega_{15}) T_{II} + a_{асм17} (\omega_7 + \omega_{11} + \omega_{14}) T_{II} = \\ &= \left[ (0,17 \cdot 1 + 0,17 \cdot 1 + 0,003 \cdot 1(0,072 + 0,17 + 0,039 + 0,17 + 0,17)) \right] / 8760 = \\ &= 3,903 \cdot 10^{-5}. \\ q_{py} &= q_1 q_2 q_3 = 6,036 \cdot 10^{-15}. \end{aligned}$$

б) отказ схемы относительно блоков в нормальном режиме:

$$q_{cx} = q_1 + q_2 + q_3 = 2 \cdot 3,9236 \cdot 10^{-5} + 3,903 \cdot 10^{-5} = 11,769 \cdot 10^{-5}.$$

Условный недоотпуск при отказе генераторных блоков из-за ненадежной

работы РУ-500 кВ (нормальная схема):

$$\Delta W_{нед} = K_{max} P_{бл} q_{сх} = 0,5 \cdot 300 \cdot 11,769 \cdot 10^{-5} \cdot 8760 = 15,464 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

### 6.3. Метод путей и минимальных сечений схем систем

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

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

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

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

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

В определении путей и сечений не предусматривается ограничение пропускных способностей элементов. В схеме с последовательным соединением элементов имеется один путь, состоящий из совокупности элементов  $1, 2, \dots, n$ , и  $n$  сечений:  $(1), (2), \dots, (n)$ . В схеме с параллельным соединением элементов имеется одно сечение  $(1, 2, \dots, n)$  и  $n$  путей:  $(1), (2), \dots, (n)$ . Т. о., данный подход целесообразно использовать для определения вероятностей полного отказа и полной работоспособности системы.

Представим все минимальные сечения и пути схемы с последовательным

соединением элементов в виде матриц минимальных сечений  $C$  и путей  $\Pi$ . Их столбцы соответствуют элементам, строки – сечениям (путям). Если элемент  $i$  входит в сечение  $j$ , то на пересечении столбца  $i$  и строки  $j$  ставится  $1$ , в противном случае –  $0$ :

$$C = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & & i & n \end{matrix} \\ \begin{matrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \\ c_4 \\ \dots \\ c_i \\ \dots \\ c_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} ; \quad (6.7)$$

$$\Pi = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & & i & n \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ \dots \\ 1 \\ \dots \\ 1 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & \dots & 1 & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} . \quad (6.8)$$

Для схемы с параллельным соединением элементов:

$$C = [1 \ 1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1 \ \dots \ 1] ; \quad (6.9)$$

$$\Pi = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & & i & n \end{matrix} \\ \begin{matrix} \Pi_1 \\ \Pi_2 \\ \Pi_3 \\ \Pi_4 \\ \dots \\ \Pi_i \\ \dots \\ \Pi_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} . \quad (6.10)$$

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

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

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

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

Вспомним правила логического сложения:

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

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

И еще два важных для расчета надежности сложных систем выводы:

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

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

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

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

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

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

достаточно найти четыре максимально независимых пути. Вынужденные пересечения двух путей выявляют одноэлементные сечения, пересечения пар путей – двухэлементные сечения.

Все вышесказанное можно применять только для высоконадежных элементов, когда  $\bar{t}_{Bi} \square \bar{T}_i$  и  $q_i \square p_i$ ,  $p_i \approx 1$ . В противном случае нужно учитывать и состояния с большим числом отказавших элементов.

Подводя итог, можно отметить, если в системе преобладает последовательное соединение элементов, то задача более быстро решается с выделением состояния работоспособности. Если в системе много поперечных связей и резервирования – то с выделением состояний отказов.

**Пример.** Для схемы, приведенной на рис. 6.12, без учета узлов определить все возможные минимальные сечения по матрице путей между ИП (узел *a*) и узлом нагрузки (узел *n*).

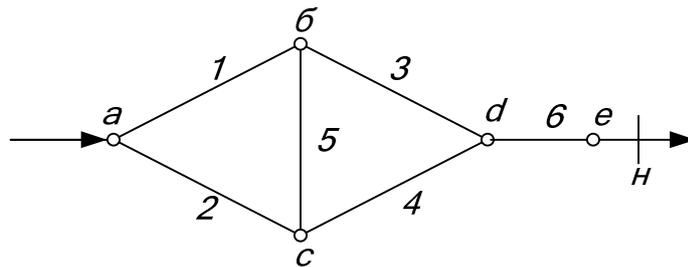


Рис. 6.12. Исходная схема

Составляем матрицу путей

$$\Pi = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{matrix} \\ \begin{matrix} \Pi_1 \\ \Pi_2 \\ \Pi_3 \\ \Pi_4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} ,$$

Ее анализ показал, что элемент **6** образует одноэлементное сечение.

Сложим столбцы 1 и 2:

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

В результате получили двухэлементное сечение (1,2).

Аналогично получаем двухэлементное сечение (3,4), трехэлементные сечения (1,5,4) и (2,5,3). Первые три сечения независимые, т.к. состоят из разных элементов, последние два – зависимые, в них входит общий элемент 5.

Отсюда вероятность отказа системы равна:

$$q_c = q_6 + q_1q_2 + q_3q_4 + q_1q_5q_4 + q_2q_5q_3.$$

Если в матрицу входят узлы схемы, то сечения получаются аналогично.

Матрица путей схемы, в которую входят узлы, имеет вид:

$$P = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & a & b & c & d & e \end{matrix} \\ \begin{matrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}.$$

Узлы *a,d,e* образуют одноэлементные сечения;

узлы  $\begin{cases} b,c \\ 1,c \end{cases}$  - двухэлементные сечения и т.д.

### *Алгоритм метода путей и минимальных сечений*

Вначале рассматривается нормальный режим схемы сети.

- 1) Деление элементов на узлы и ветви.
- 2) Анализ проводится относительно каждого узла или нескольких узлов, но тогда они объединяются в один абстрактный.
- 3) Составление графа сети, где узлы – вершины, ребра – ветви + вершина «ИП».
- 4) Выделение одно-, двух-, трехэлементных сечений относительно рассматриваемого узла:
  - а) выделяется первый кратчайший путь между ИП и узлом нагрузки и

выделяется одноэлементное сечение;

б) выделяется второй кратчайший путь, но с максимально возможными исключениями элементов первого пути и выделяются двухэлементные сечения и т.д.

5) Составляется структурная схема сечений.

б) Выделяется первый ремонтный режим и составляется для него структурная схема сечений, затем второй и т.д.

7) Записывается вероятность отказа схемы с учетом преднамеренных отключений.

**Пример.** Для узла II схемы, приведенной на рис. 6.13, определить вероятность отказа системы с учетом преднамеренных отключений элементов. Отказы узлов не учитывать.

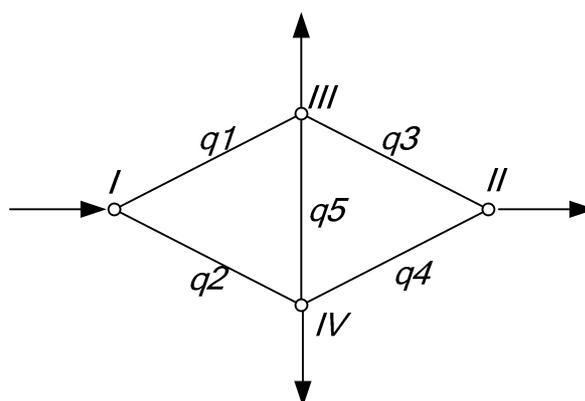


Рис. 6.13. Граф сети

Определим вероятность отказа схемы относительно узла II.

Матрица сечений исходной схемы:

$$C_1 = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \end{matrix} \\ \begin{matrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \\ c_4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}.$$

Показываем графически минимальные сечения от ИП к узлу II для нормального режима (см. рис. 6.14).

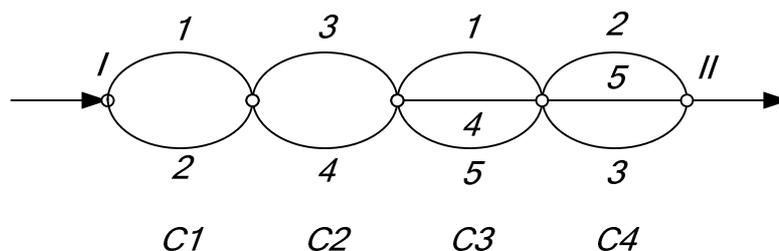


Рис. 6.14. Структурная схема сечений нормального режима

Рассмотрим ремонтные режимы.

Ремонтный режим 1: отключение первого элемента, структурная схема сечений для этого режима приведена на рис. 6.15.

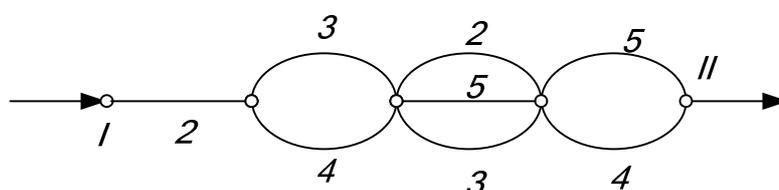


Рис. 6.15. Структурная схема сечений первого ремонтного режима

Пренебрегаем вероятностью отключения трех элементов, т.к. она будет умножаться на вероятность преднамеренного отключения первого элемента, и полученное произведение будет пренебрежимо малым. Отсюда получаем структурную схему для анализа надежности в первом ремонтном режиме в упрощенном виде (см. рис. 6.16):

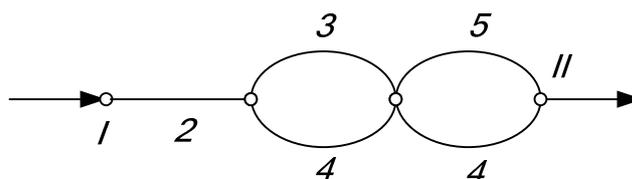


Рис. 6.16. Упрощенная структурная схема первого ремонтного режима

Матрица сечений схемы первого ремонтного режима:

$$C_1 = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \end{matrix} \\ \begin{matrix} c_{1-1} \\ c_{1-2} \\ c_{1-3} \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}.$$

Ремонтный режим 2: отключение второго элемента, структурная схема сечений для него приведена на рис. 6.17:

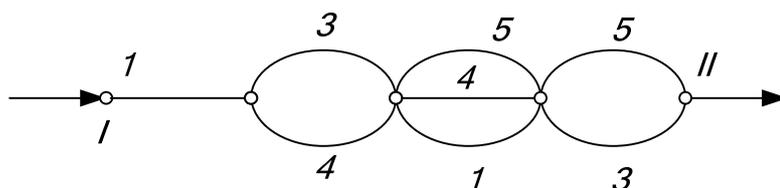


Рис. 6.17. Структурная схема сечений второго ремонтного режима

После исключения трехэлементного сечения получена структурная схема для составления матрицы сечений, приведенная на рис 6.18:

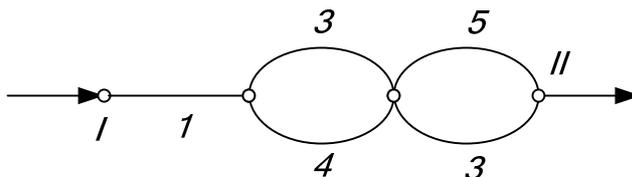


Рис. 6.18. Упрощенная структурная схема второго ремонтного режима

Матрица сечений для второго ремонтного режима:

$$C_1 = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \end{matrix} \\ \begin{matrix} c_{2-1} \\ c_{2-2} \\ c_{2-3} \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}.$$

Из полученной матрицы выделяем сечения:

$$c_{2-1} : (1)$$

$$c_{2-2} : (3,4).$$

$$c_{2-3} : (3,5)$$

Аналогично анализируем другие ремонтные режимы.

Ремонтный режим 3: отключение третьего элемента, структурная схема сечений для него приведена на рис. 6.19:

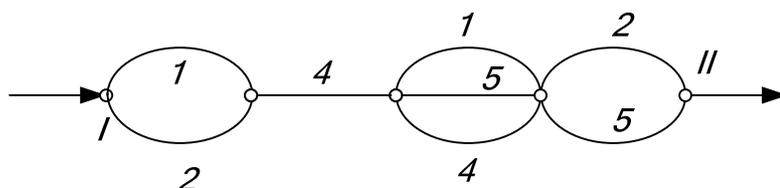


Рис. 6.19. Структурная схема сечений третьего ремонтного режима

На рис. 6.20 приведена упрощенная структурная схема третьего ремонтного режима:

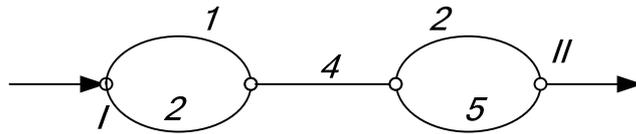


Рис. 6.20. Упрощенная структурная схема третьего ремонтного режима

Минимальные сечения для этого режима:

$$c_{3-1} : (1, 2)$$

$$c_{3-2} : (4) \quad .$$

$$c_{3-3} : (2, 5)$$

Ремонтный режим 4: Отключение четвертого элемента (см. рис. 6.21):

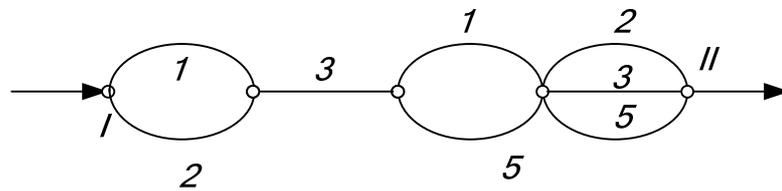


Рис. 6.21. Структурная схема сечений четвертого ремонтного режима

На рис. 6.22 приведена упрощенная структурная схема четвертого ремонтного режима:

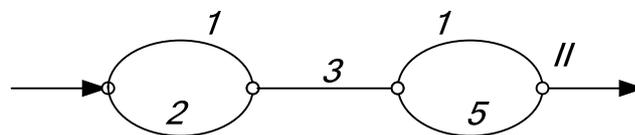


Рис. 6.22. Упрощенная структурная схема четвертого ремонтного режима

Минимальные сечения для этого режима:

$$c_{4-1} : (1, 2)$$

$$c_{4-2} : (3) \quad .$$

$$c_{4-3} : (1, 5)$$

Ремонтный режим 5: отключение пятого элемента (см. рис. 6.23):

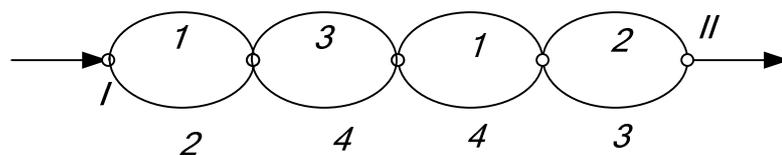


Рис. 6.23. Структурная схема сечений пятого ремонтного режима

Минимальные сечения для этого режима:

$$c_{5-1} : (1,2)$$

$$c_{5-2} : (3,4)$$

$$c_{5-3} : (1,4)$$

$$c_{5-4} : (2,3)$$

Вероятность отказа схемы относительно узла П с учетом преднамеренных отключений равна:

$$q_c = q_1q_2 + q_3q_4 + q_1q_4q_5 + q_2q_5q_3 + k_{np1}q_{np1}(q_2 + q_3q_4 + q_4q_5) +$$

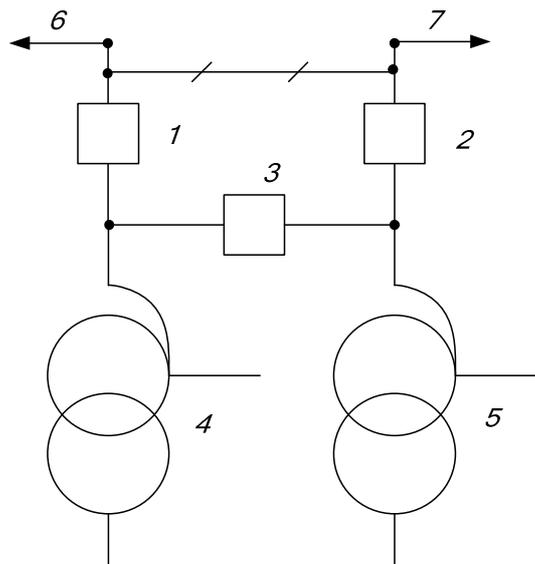
$$+ k_{np2}q_{np2}(q_1 + q_3q_4 + q_5q_3) + k_{np3}q_{np3}(q_1q_2 + q_4 + q_2q_5) +$$

$$+ k_{np4}q_{np4}(q_1q_2 + q_3 + q_1q_5) + k_{np5}q_{np5}(q_1q_2 + q_3q_4 + q_1q_4 + q_2q_3).$$

**Примеры анализа надежности схем подстанций  
методом путей и минимальных сечений**

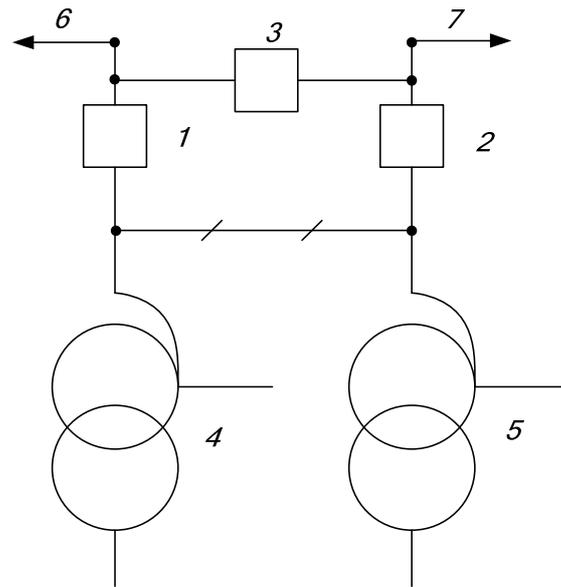
Расчетные схемы подстанций приведены на рис. 6.24.

Мостик с выключателями в цепях линий



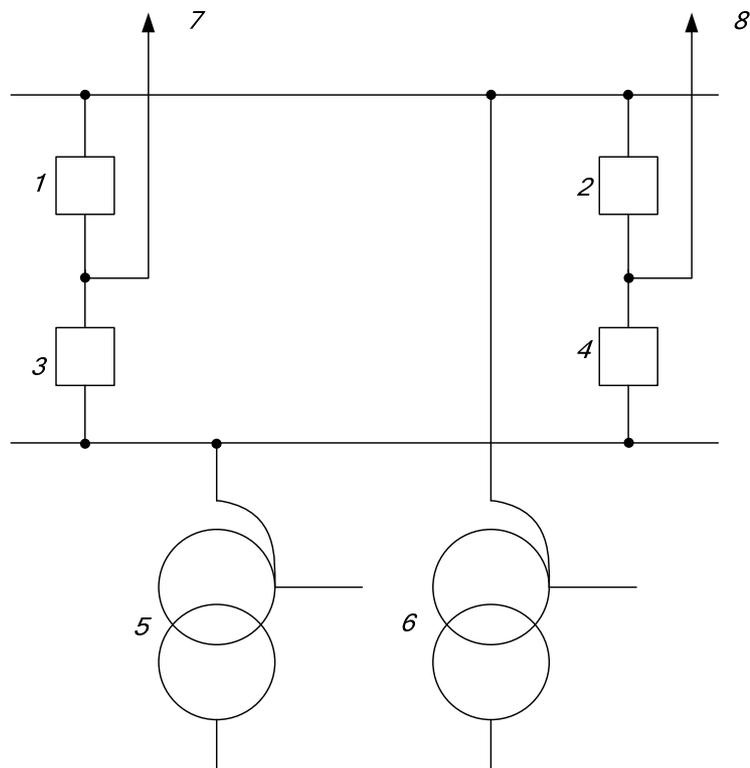
a)

# Мостик с выключателями в цепях автотрансформаторов



б)

## «Четырехугольник»



в)

Рис. 6.24. Расчетные схемы подстанций

Матрицы сечений для рассматриваемых схем с указанием выражений для определения вероятности отказа приведены ниже.

1) Полное погашение подстанции (отключение обеих линий и обоих автотрансформаторов), приведенной на рис. 6.24 а:

$$C = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 \end{matrix} \\ \begin{matrix} c-1 \\ c-2 \\ c-3 \\ c-4 \\ c-5 \\ c-6 \\ c-7 \\ c-8 \\ c-9 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}.$$

Минимальные сечения для нормального режима показаны на рис. 6.25:

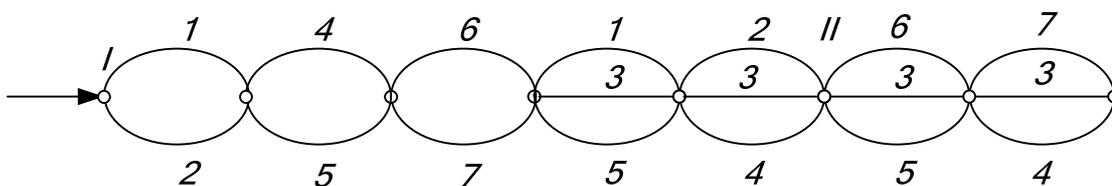


Рис. 6.25. Нормальный режим

$$q_c = q_1 q_2 + q_4 q_5 + q_6 q_7 + q_1 q_3 q_5 + q_2 q_3 q_4 + q_6 q_3 q_5 + q_7 q_3 q_4.$$

Отключение 1(2) – первый ремонтный режим (см. рис. 6.26).

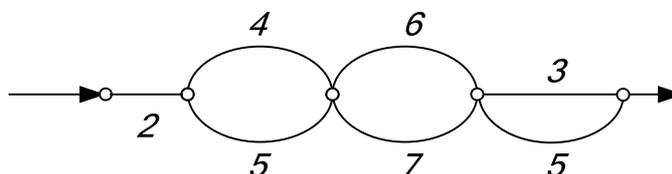


Рис. 6.26. Первый ремонтный режим

Остальными сечениями, т.е. 2,3,5; 6,3,5; 7,3,4 пренебрегаем, т.к. значение вероятности отказа подстанции  $q_c$  в этом случае пренебрежимо мало. Тогда:

$$q_c = q_2 + q_4 q_5 + q_6 q_7 + q_3 q_5$$

или

$$q_c = q_1 + q_4q_5 + q_6q_7 + q_3q_4.$$

Отключение 4 (5) – второй ремонтный режим (см. рис. 6.27).

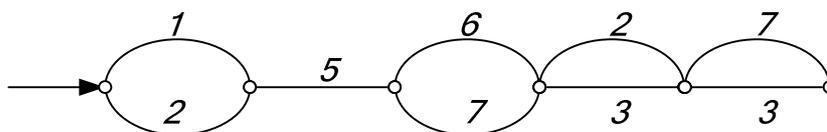


Рис. 6.27. Второй ремонтный режим

$$q_c = q_1q_2 + q_5 + q_6q_7 + q_2q_3 + q_7q_3$$

или

$$q_c = q_1q_2 + q_4 + q_6q_7 + q_6q_3 + q_1q_3.$$

Отключение 6 (7) – третий ремонтный режим (см. рис. 6.28).

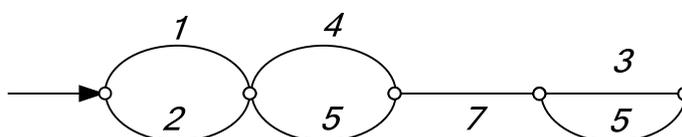


Рис. 6.28. Третий ремонтный режим

$$q_c = q_1q_2 + q_4q_5 + q_7 + q_3q_5$$

или

$$q_c = q_1q_2 + q_4q_5 + q_6 + q_3q_4.$$

Отключение 3 – четвертый ремонтный режим (см. рис. 6.29).

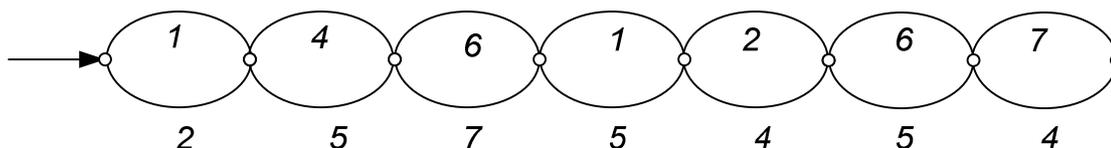


Рис. 6.29. Четвертый ремонтный режим

$$q_c = q_1q_2 + q_4q_5 + q_6q_7 + q_1q_5 + q_2q_4 + q_6q_5 + q_7q_4.$$

Вероятность полного погашения подстанции с учетом всех указанных ремонтных режимов равна:

$$\begin{aligned}
q_c = & q_1q_2 + q_4q_5 + q_6q_7 + q_1q_3q_5 + q_2q_3q_4 + q_1q_2q_6 + q_6q_3q_5 + \\
& + q_7q_3q_4 + 2k_{np1}q_{np1} \times (q_{2(1)} + q_4q_5 + q_6q_7 + q_3q_5) + \\
& + 2k_{np4}q_{np4} (q_1q_2 + q_{5(4)} + q_6q_7 + q_2q_3 + q_7q_3) + \\
& + 2k_{np6}q_{np6} (q_1q_2 + q_4q_5 + q_{7(6)} + q_3q_5) + \\
& + k_{np3}q_{np3} (q_1q_2 + q_4q_5 + q_6q_6 + q_1q_5 + q_2q_4 + q_6q_5 + q_7q_4).
\end{aligned}$$

Схема подстанции, приведенной на рис. 6.24 б, анализируется аналогично. Ее структурная схема для нормального режима дана на рис. 6.30.

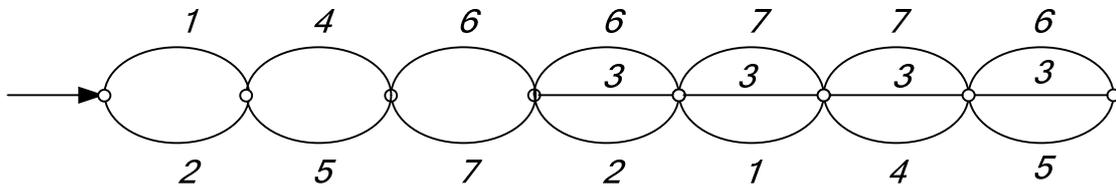


Рис. 6.30. Нормальный режим работы подстанции, приведенной на рис. 6.24 б

Вероятность полного погашения подстанции с учетом ремонтных режимов равна:

$$\begin{aligned}
q_c = & q_1q_2 + q_4q_5 + q_6q_7 + q_6q_3q_2 + q_7q_3q_1 + q_7q_3q_4 + q_6q_3q_5 + \\
& + 2k_{np1}q_{np1} (q_{2(1)} + q_4q_5 + q_6q_7 + q_{7(6)}q_3) + \\
& + 2k_{np4}q_{np4} (q_1q_2 + q_{5(4)} + q_6q_7 + q_{7(6)}q_3) + \\
& + 2k_{np6}q_{np6} (q_1q_2 + q_4q_5 + q_{7(6)} + q_{2(1)}q_3 + q_3q_{5(4)}) + \\
& + 2k_{np3}q_{np3} (q_1q_2 + q_4q_5 + q_6q_7 + q_{6(7)}q_2 + q_7q_1 + q_6q_2 + q_6q_5).
\end{aligned}$$

Схема подстанции, приведенной на рис. 6.24 в. Ее структурная схема показана на рис. 6.31.

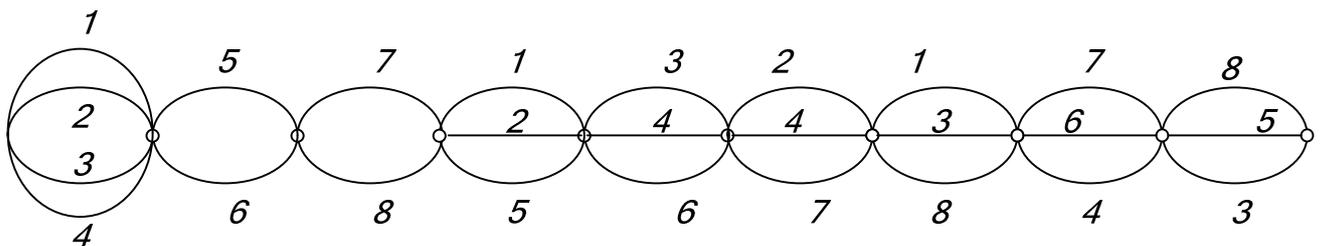


Рис. 6.31. Нормальный режим работы подстанции, приведенной на рис. 6.24 в)

Матрица сечений имеет вид:

$$C = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \end{matrix} \\ \begin{matrix} c-1 \\ c-2 \\ c-3 \\ c-4 \\ c-5 \\ c-6 \\ c-7 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix}.$$

Вероятность полного отказа схемы подстанции с учетом ремонтных режимов равна:

$$q_c = q_1 q_2 q_3 q_4 + q_5 q_6 + q_7 q_8 + q_1 q_2 q_5 + q_3 q_4 q_6 + q_2 q_4 q_7 + q_1 q_3 q_8 + q_7 q_6 q_4 + q_8 q_5 q_3 + \\ + 2k_{np1(3)} q_{np1(3)} (q_2 q_3 q_4 + q_5 q_6 + q_7 q_8 + q_2 q_5 + q_3 q_4 q_7 + q_2 q_4 q_7 + q_3 q_8 + q_6 q_7 q_4 + q_8 q_5 q_3) + \\ + 2k_{np2(4)} q_{np2(4)} (q_1 q_3 q_4 + q_5 q_6 + q_7 q_8 + q_1 q_5 + q_3 q_4 q_6 + q_4 q_7 + q_1 q_3 q_8 + q_7 q_6 q_4 + q_8 q_5 q_3) + \\ + 2k_{np5} q_{np5(6)} (q_1 q_2 q_3 q_4 + q_6 + q_7 q_8 + q_1 q_2 + q_8 q_3) + 2k_{np7} q_{np7} (q_5 q_6 + q_{8(7)} + q_6 q_4).$$

#### 6.4. Ненагруженный резерв

При ненагруженном резервировании один элемент находится под нагрузкой, а остальные  $n$  элементов используются как резервные, т.е. как ненагруженный резерв. Элементы такого резерва бездействуют (см. рис. 6.32).

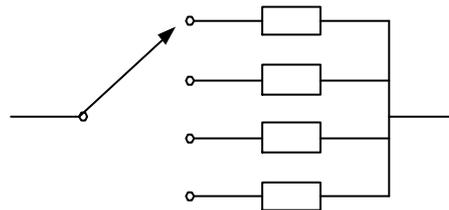


Рис. 6.32. Модель ненагруженного резерва

Вероятность безотказной работы системы из  $(n+1)$  элемента, где один элемент находится в состоянии работы, а остальные  $n$  в резерве до момента выхода из строя рабочего (нагруженного элемента) определяется как:

$$p(t) = \sum_{i=0}^n \frac{(\lambda t)^i e^{-\lambda t}}{i!}. \quad (6.11)$$

Данное выражение справедливо, если все элементы идентичны, т. е.  $\lambda = const$ , а отказы элементов статистически независимы. Здесь не учитывается возможность отказа переключающего устройства.

**Пример.** Система состоит из двух идентичных устройств, одно из которых функционирует, а другое находится в состоянии ненагруженного резерва. Интенсивность отказа для обоих устройств равна  $\lambda = 0,001 \text{ 1/ч}$ . Определить вероятность безотказной работы системы в течение 100ч.

$$p(t) = \sum_{i=0}^n \frac{(\lambda t)^i e^{-\lambda t}}{i!} = \frac{(\lambda t)^0 e^{-\lambda t}}{0!} + \frac{(\lambda t)^1 e^{-\lambda t}}{1!} = e^{-\lambda t} (1 + \lambda t) = e^{-0,001 \cdot 100} (1 + 0,001 \cdot 100) = e^{-0,1} (1 + 0,1) = 0,9953.$$

### 6.5. Упрощенный расчет надежности сельских электрических сетей напряжением 35, 110 кВ

Сельские сети имеют ряд особенностей, которые нужно учитывать при анализе их надежности. Это более низка по сравнению с электрическими сетями других назначений степень резервирования и автоматизации. Таким образом, эти сети являются слабо резервированными, у которых средний недоотпуск электроэнергии в основном определяется отказом одного элемента. Расчет надежности таких сетей целесообразно производить, рассматривая отдельно сети разных классов номинального напряжения.

Исходя из вышесказанного, можно для анализа надежности таких сетей использовать упрощенные выражения, полученные по средним условиям эксплуатации систем электроснабжения сельских потребителей [30]. Расчет выполняется в два этапа:

- 1) Расчет показателей надежности на шинах 10 кВ подстанций.
- 2) Расчет надежности для пар расчетных точек, от которых питаются взаимно резервируемые линии 10 кВ.

Рассмотрим различные схемы сети 35 (110) кВ в сочетании с различными способами резервирования питания потребителей по сети 10 кВ.

### Сеть без резервирования

а) Питание осуществляется по одной воздушной линии (ВЛ) напряжением 35(110) кВ.

Параметр потока отказов равен

$$\omega_{ПС} = 0,05 + \omega_{рз10}, \quad (6.12)$$

где  $\omega_{рз10}$  - частота отказов в работе релейной защиты сети 10 кВ.

Параметр потока отказов для нерезервированных сетей 10, 35, 110 кВ определяется по одной формуле, при этом для сетей 10 кВ он обозначается  $\omega_{рз10}$ , для сетей 35 кВ -  $\omega_{рз35}$ , а для сетей 110 кВ -  $\omega_{рз110}$ :

$$\omega_{рз} = \omega_{0\Sigma} l_{\Sigma} K_{рз} = (\omega_{0у} + \omega_{0нуст}) l_{\Sigma} K_{рз}, \quad (6.13)$$

где  $\omega_{0\Sigma}$  - удельный параметр потока отказов (устойчивых  $\omega_{0у}$  и неустойчивых  $\omega_{0нуст}$ );

$l_{\Sigma}$  - суммарная длина линий соответствующего класса напряжения, присоединенных к шинам подстанции;

$K_{рз}$  - условная вероятность отказа в работе устройств релейной защиты.

Годовая продолжительность отключения такой сети:

$$\theta_{ПС} = 1,8 + \omega_{рз10} T_{он}, \quad (6.14)$$

где  $T_{он}$  - среднее время оперативных переключений на подстанции.

Если на ПС есть дежурный персонал, то  $T_{он} = 0,25$ ч, если переключения выполняются силами оперативно-выездной бригады (ОВБ), тогда:

$$T_{он} = 0,3 + l_{ДП-ПС} K_{кр} v^{-1}, \quad (6.15)$$

где  $l_{ДП-ПС}$  - расстояние от места дислокации оперативно выездной бригады до ПС;

$K_{кр}$  - коэффициент кривизны дорог;

$v$  - скорость продвижения на автомашине.

б) Питание осуществляется по двум воздушным линиям 35(110) кВ:

$$\omega_{ПС} = 0,05 + \omega_{рз10} + \omega_{рз35};$$

$$\theta_{ПС} = 1,8 + (\omega_{рз10} + \omega_{рз35}) T_{он}. \quad (6.16)$$

в) Питание осуществляется по двум ВЛ и с двумя линейными выключателями:

$$\begin{aligned} \omega_{ПС} &= 0,16 + \omega_{рз10} + \omega_{рз35}; \\ \theta_{ПС} &= 0,5 + (\omega_{рз10} + \omega_{рз35}) T_{он}. \end{aligned} \quad (6.17)$$

г) Питание осуществляется по двум ВЛ и с выключателем в перемычке:

$$\begin{aligned} \omega_{ПС} &= \omega_{рз10} + \omega_{рз35}; \\ \theta_{ПС} &= (\omega_{рз10} + \omega_{рз35}) T_{он}. \end{aligned} \quad (6.18)$$

*Ручное резервирование от своей подстанции*

а) Питание осуществляется по одной ВЛ 35(110) кВ:

$$\begin{aligned} \omega_{ПС} &= 0,05 + \omega_{рз10}; \\ \theta_{ПС} &= 1,8 + \omega_{рз10} T_{он}. \end{aligned} \quad (6.19)$$

б) Питание осуществляется по двум ВЛ 35(110) кВ:

$$\begin{aligned} \omega_{ПС} &= 0,05 + \omega_{рз10} + \omega_{рз35}; \\ \theta_{ПС} &= 1,8 + (\omega_{рз10} + \omega_{рз35}) T_{он}. \end{aligned} \quad (6.20)$$

в) Питание осуществляется по двум ВЛ с двумя линейными выключателями:

$$\begin{aligned} \omega_{ПС} &= 0,2 + \omega_{рз10} + \omega_{рз35}; \\ \theta_{ПС} &= 0,6 + (\omega_{рз10} + \omega_{рз35}) T_{он}. \end{aligned} \quad (6.21)$$

г) Питание осуществляется по двум ВЛ с выключателем в перемычке:

$$\begin{aligned} \omega_{ПС} &= 0,08 + \omega_{рз10} + \omega_{рз35}; \\ \theta_{ПС} &= 0,25 + (\omega_{рз10} + \omega_{рз35}) T_{он}. \end{aligned} \quad (6.22)$$

*Автоматическое резервирование от своей подстанции.*

а) Питание осуществляется по одной ВЛ 35(110) кВ:

$$\begin{aligned} \omega_{ПС} &= 0,05 + \omega_{рз10}; \\ \theta_{ПС} &= 1,8 + \omega_{рз10} T_{он}. \end{aligned} \quad (6.22)$$

б) Питание осуществляется по двум ВЛ 35(110) кВ:

$$\begin{aligned}\omega_{ПС} &= 0,155 + \omega_{рз10} + \omega_{рз35}; \\ \theta_{ПС} &= 2,25 + (\omega_{рз10} + \omega_{рз35})T_{он}.\end{aligned}\quad (6.23)$$

в) Питание осуществляется по двум ВЛ с двумя линейными выключателями:

$$\begin{aligned}\omega_{ПС} &= 0,25 + \omega_{рз10} + \omega_{рз35}; \\ \theta_{ПС} &= 0,7 + (\omega_{рз10} + \omega_{рз35})T_{он}.\end{aligned}\quad (6.24)$$

г) Питание осуществляется по двум ВЛ с выключателем в перемычке:

$$\begin{aligned}\omega_{ПС} &= 0,03 + \omega_{рз10} + \omega_{рз35}; \\ \theta_{ПС} &= 0,3 + (\omega_{рз10} + \omega_{рз35})T_{он}.\end{aligned}\quad (6.25)$$

*Ручное резервирование от соседней подстанции.*

а) Питание осуществляется по одной ВЛ 35(110) кВ:

$$\begin{aligned}\omega_{ПС} &= \omega_{рз10}; \\ \theta_{ПС} &= \omega_{рз10}T_{он}.\end{aligned}\quad (6.26)$$

б) Питание осуществляется по двум ВЛ 35(110) кВ:

$$\begin{aligned}\omega_{ПС} &= 0,155 + \omega_{рз10} + \omega_{рз35}; \\ \theta_{ПС} &= 2,25 + (\omega_{рз10} + \omega_{рз35})T_{он}.\end{aligned}\quad (6.27)$$

в) Питание осуществляется по двум ВЛ с двумя линейными выключателями:

$$\begin{aligned}\omega_{ПС} &= 0,2 + \omega_{рз10} + \omega_{рз35}; \\ \theta_{ПС} &= 0,6 + (\omega_{рз10} + \omega_{рз35})T_{он}.\end{aligned}\quad (6.28)$$

г) Питание осуществляется по двум ВЛ с выключателем в перемычке:

$$\begin{aligned}\omega_{ПС} &= \omega_{рз10} + \omega_{рз35}; \\ \theta_{ПС} &= (\omega_{рз10} + \omega_{рз35})T_{он}.\end{aligned}\quad (6.29)$$

*Автоматическое резервирование от соседней подстанции.*

а) Питание осуществляется по одной ВЛ 35(110) кВ:

$$\omega_{ПС} = 0,2 + \omega_{рз10};$$

$$\theta_{ПС} = 2,5 + \omega_{рз10} T_{он}. \quad (6.30)$$

б) Питание осуществляется по двум ВЛ 35(110) кВ:

$$\omega_{ПС} = 0,2 + \omega_{рз10} + \omega_{рз35};$$

$$\theta_{ПС} = 2,5 + (\omega_{рз10} + \omega_{рз35}) T_{он}. \quad (6.31)$$

Данные упрощенные выражения приведены для подстанций с маломасляными выключателями.

Порядок расчета надежности сетей 35 (110 кВ) хорошо виден из следующего примера.

**Пример.** Определить показатели надежности в расчетных точках схемы сети 110 кВ: точке А (II с.ш. ПС1) и точке В (см. рис. 6.33).

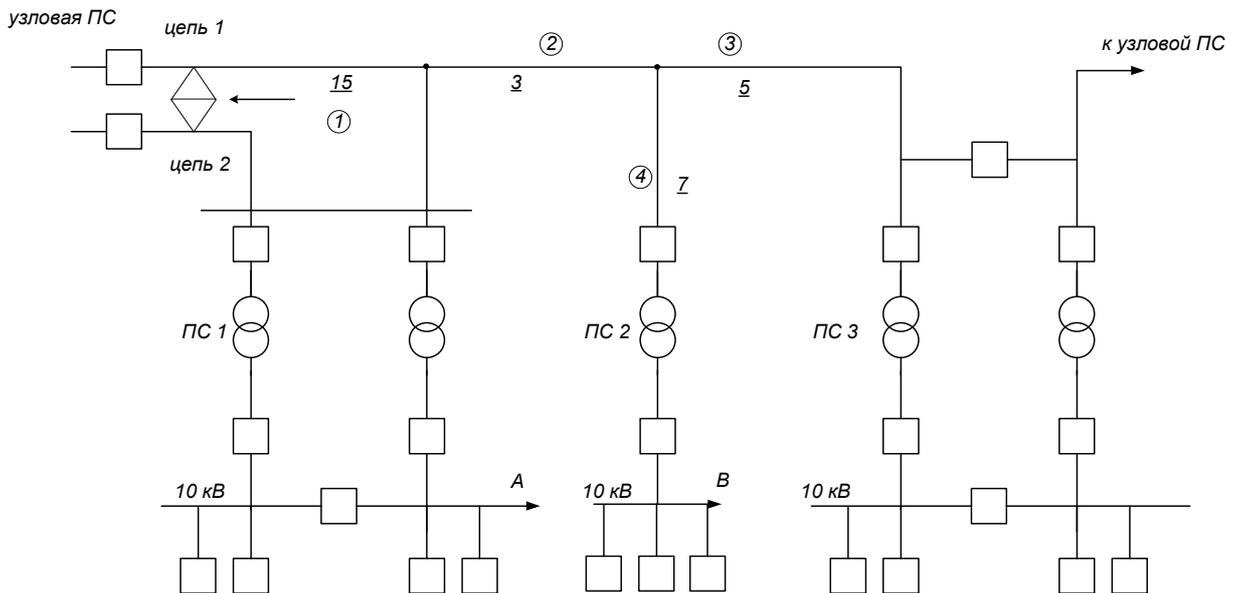


Рис.6.33. Расчетная схема сети 110 кВ

На рис. 6.33 приняты следующие обозначения: цифра в кружке – номер участка; подчеркнутая цифра – длина участка в км. Здесь первый участок ВЛ 110 кВ выполнен двухцепной линией.

Исходные данные для расчета:

ПС1 и ПС2 - без обслуживающего персонала.

$$l_{\Sigma 10 ПС1} = 50 \text{ км}, \quad l_{\Sigma 10 ПС2} = 30 \text{ км}, \quad l_{\text{ДП-ПС1}} = 20 \text{ км}, \quad l_{\text{ДП-ПС2}} = 25 \text{ км}, \quad v = 20 \text{ км / ч},$$

$$K_{кр} = 1,3, \quad K_{рз10} = 0,015, \quad K_{рз110} = 0,01, \quad \omega_{010\Sigma} = 1,25 \text{ год}^{-1}, \quad \omega_{0110\Sigma} = 0,3 \text{ год}^{-1},$$

параметр потока отказов одной цепи ВЛ 110 кВ равен  $\omega_{0110} = 0,06 \text{ год}^{-1}$ , время

восстановления одной цепи ВЛ 110 кВ равно  $T_{В110} = 4,8 \text{ ч}$ , время

восстановления двух цепей ВЛ 110 кВ равно  $T_{В110}^{(2)} = 5,8 \text{ ч}$ , время

восстановления одной цепи после преднамеренного отключения равно

$$T_{\text{пр}110В110}^{(2)} = 6 \text{ ч}.$$

### Решение.

Определение показателей надежности в точке А.

Представим схему сети, приведенную на рис. 6.33, в следующем виде для пояснения расчета (см. рис. 6.34):

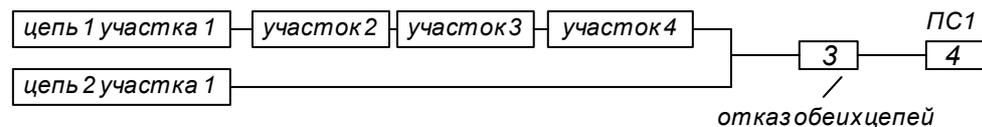


Рис.6.34. Структурная расчетная схема

Составим схему замещения по структурной схеме сети (см. рис. 6.35)

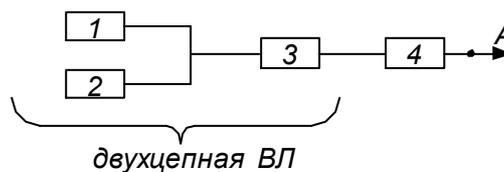


Рис.6.35. Схема замещения сети для расчета надежности в точке А

Рассчитываем показатели надежности элементов, входящих в схему замещения сети.

Элемент 1 – отказ цепи 1 участка 1 и участков 2, 3, 4 ВЛ 110 кВ:

$$\omega_1 = \omega_{1(\text{цепи})} + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 = \omega_{0110} (l_1 + l_2 + l_3 + l_4) = \omega_{0110} l_{\Sigma} = 0,06 \cdot 30 = 1,8 \text{ год}^{-1};$$

$$T_{В1} = T_{В110} = 4,8 \text{ ч};$$

$$\omega_{\text{пр}1} = \omega_{\text{пр}110}^0 (l_1 + l_2 + l_3 + l_4) = 0,1 \cdot 30 = 3 \text{ год}^{-1};$$

$$T_{np1} = T_{np110} = 6ч.$$

Элемент 2 – отказ цепи 2 участка 1 ВЛ 110 кВ:

$$\omega_2 = \omega_{0110} l_1 = 0,06 \cdot 15 = 0,9200 \delta^{-1};$$

$$\omega_{np2} = \omega_{np110}^0 l_1 = 0,1 \cdot 15 = 1,5200 \delta^{-1};$$

$$T_{B2} = T_{B110} = 4,8ч;$$

$$T_{np2} = T_{np110} = 6ч.$$

Элемент 3 – одновременный отказ обеих цепей участка 1 ВЛ 110 кВ:

$$\omega_3 = \omega_{одн0} = 0,008 \cdot 15 = 0,12200 \delta^{-1};$$

$$T_{B3} = 5,8ч;$$

$$\omega_{np} = T_{np} = 0.$$

Элемент 4 – отказ двухтрансформаторной ПС1 с питанием по двум ВЛ-110кВ с двумя линейными выключателями при ручном резервировании по сети 10 кВ от соседней ПС:

$$\omega_{p310} = \omega_{0\Sigma10} l_{\Sigma10} K_{p310} = 1,25 \cdot 30 \cdot 0,015 = 0,5625200 \delta^{-1};$$

$$l_{\Sigma110} = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 = 15 \cdot 2 + 3 + 5 + 7 = 45км;$$

$$\omega_{p3110} = \omega_{0\Sigma110} l_{\Sigma110} K_{p3110} = 0,3 \cdot 45 \cdot 0,01 = 0,135200 \delta^{-1};$$

$$\omega_{4.110} = 0,2 + \omega_{p310} + \omega_{p3110} = 0,2 + 0,5625 + 0,135 = 0,9200 \delta^{-1};$$

$$T_{онПС1} = 0,3 + l_{ДП-ПС} K_{кр} v^{-1} = 0,3 + 20 \cdot 1,3 \cdot 20^{-1} = 1,6ч.$$

Годовая продолжительность отключений элемента 4:

$$\theta_4 = 0,6 (\omega_{p310} + \omega_{p3110}) T_{он} = 0,6 (0,5625 + 0,135) 1,6 = 1,72ч / год;$$

$$\omega_{np4} = T_{np4} = 0.$$

3) Производится поэтапное преобразование схемы замещения и определение показателей надежности в расчетной точке А.

Элемент 5 – отказ параллельно соединенных элементов 1 и 2:

$$\omega_5 = \left[ \omega_I \omega_2 (t_{B1} + t_{B2}) + \omega_I \omega_{np2} T_{np2} + \omega_2 \omega_{np1} T_{np1} \right] \cdot \frac{1}{8760} = \omega^I + \omega^{II} + \omega^{III} =$$

$$= \left[ 1,8 \cdot 0,9(4,8 + 4,8) + 1,8 \cdot 1,5 \cdot 6 + 0,9 \cdot 3 \cdot 0,6 \right] \cdot \frac{1}{8760} = 4,6 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}$$

$$T'_B = \frac{T_{B1} T_{B2}}{T_{B1} + T_{B2}} = \frac{4,8^2}{2 \cdot 4,8} = 2,4 \text{ ч};$$

$$T''_B = T'''_B = \frac{4,8 \cdot 6}{4,8 + 6} = 2,72 \text{ ч}.$$

Годовая продолжительность отключений элемента 5:

$$\theta_5 = \omega^I T'_B + \omega^{II} T''_B + \omega^{III} T'''_B = 12,26 \cdot 10^{-3} \text{ ч/год};$$

$$T_{o5} = \theta_5 \omega_5^{-1} = 2,66 \text{ ч}; \quad \omega_{np5} = 0; \quad T_{np5} = 0$$

Показатели надежности в расчетной точке А (последовательно соединенные элементы 5,3,4):

$$\omega_A = \omega_5 + \omega_3 + \omega_4 = 4,6 \cdot 10^{-3} + 0,12 + 0,9 = 1,025 \text{ 1/год};$$

$$\theta_A = \theta_5 + \omega_3 T_{B3} + \theta_4 = 12,26 \cdot 10^{-3} + 0,12 \cdot 5,8 + 1,72 = 2,34 \text{ ч/год};$$

$$T_{BA} = \frac{\theta_A}{\omega_A} = 2,4 \text{ ч}; \quad \omega_{npA} = 0; \quad T_{npA} = 0.$$

Определение показателей надежности в расчетной точке В.

1) Составляется схема замещения сети по расчетной схеме сети 110 кВ (см. рис. 6.36).



Рис.6.36. Схема замещения сети относительно точки В

2) Производится расчет надежности элементов схемы замещения.

Элемент 1 (отказ цепи 1 и участков 2,3,4 ВЛ 110 кВ) – показатели определяются аналогично элементу 1 для расчетной точки А:

$$\omega_1 = 1,8 \text{ 1/год}; \quad T_{B1} = 4,8 \text{ ч}; \quad \omega_{np1} = 3 \text{ 1/год}; \quad T_{np1} = 6 \text{ ч}.$$

Элемент 2 (отказ трансформаторной подстанции ПС2, питание по одной

ВЛ 110 кВ):

$$\omega_{p310_{\text{ПС}2}} = \omega_{10\Sigma}^o l_{\Sigma 10} K_{p310} = 1,25 \cdot 50 \cdot 0,015 = 0,94 \text{ год}^{-1};$$

$$T_{\text{онПС}2} = 0,3 + 25 \cdot 1,3 \cdot 20^{-1} = 1,925 \text{ ч.}$$

Без резервирования по сети 10 кВ:

$$\omega_2^{\delta/p} = 0,05 + \omega_{p310} = 0,05 + 0,94 = 0,99 \text{ 1/год};$$

$$\theta_2^{\delta/p} = 1,8 + \omega_{p310} T_{\text{нерПС}2} = 1,8 + 0,94 \cdot 1,925 = 3,61 \text{ ч/год}.$$

Резервирование вручную от соседней подстанции:

$$\omega_2^{p/p} = \omega_{p310} = 0,94 \text{ 1/год};$$

$$\theta_{B2}^{p/p} = \omega_{p310} T_{\text{нерПС}2} = 1,81 \text{ ч/год}.$$

Автоматическое резервирование от соседней подстанции:

$$\omega_2^{a/p} = 0,2 + \omega_{p310} = 1,14 \text{ 1/год};$$

$$\theta_{B2}^{a/p} = 2,5 + \omega_{p310} T_{\text{нерПС}2} = 4,31 \text{ ч/год}.$$

3) Определяются показатели надежности в расчетной точке В:

$$\omega_B^{\delta/p} = \omega_1 + \omega_2^{\delta/p} = 2,89 \text{ 1/год};$$

$$\theta_B^{\delta/p} = \omega_1 T_{B_1} + \theta_2^{\delta/p} = 12,25 \text{ ч/год}.$$

$$\omega_B^{p/p} = 1,8 + 0,94 = 2,74 \text{ 1/год};$$

$$\theta_B^{p/p} = 1,8 \cdot 4,8 + 1,81 = 10,45 \text{ ч/год}.$$

$$\omega_B^{a/p} = 1,8 + 1,14 = 2,94 \text{ 1/год};$$

$$\theta_B^{a/p} = 1,8 \cdot 4,8 + 4,31 = 12,95 \text{ ч/год}.$$

## 6.6. Особенности расчета надежности петлевых схем

Петлевые схемы характерны для городских сетей и имеют особенности в расчете надежности. Для расчета надежности рассматриваются отдельно части

схемы, заключенные между источником питания и узлом нагрузки. Как правило, петлевые схемы функционируют в разомкнутом режиме, при этом один из коммутационных аппаратов находится в отключенном состоянии. В такой схеме отказ любого участка полуцепочки приводит к обесточиванию потребителей на время прибытия оперативно-выездной бригады, поиска и локализации повреждения. Пример петлевой схемы приведен на рис. 6.37.

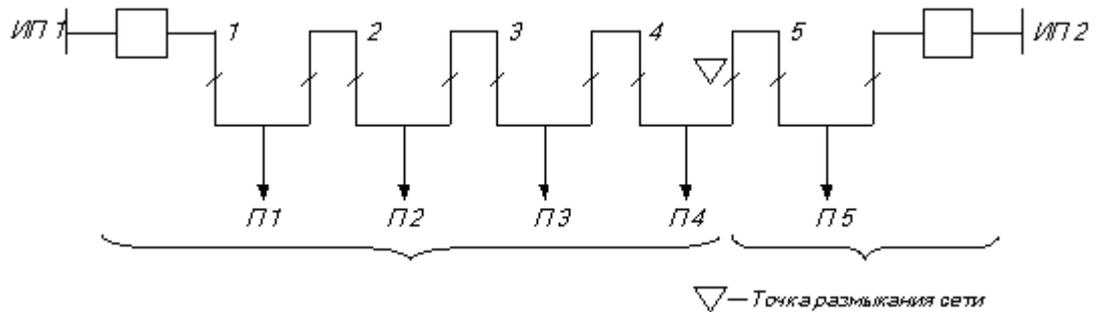


Рис.6.37. Петлевая схема с двумя независимыми источниками питания и точкой размыкания сети на подстанции 4

Для нормального режима длительность восстановления полуцепочки определяется следующим образом:

$$T = T_0 + T_{пу} = T_0 + T' + T''(n), \quad (6.32)$$

где  $T_0$  - время от момента отказа до момента пробного включения линии;

$T_{пу}$  - время поиска и локализации поврежденного участка;

$T'$  и  $T''(n)$  - соответственно зависящая и не зависящая от числа  $n$  ТП в полуцепочке составляющие времени поиска и локализации поврежденного участка.

Параметр потока отказов узла нагрузки рассчитывается по схеме замещения, показанной на рис. 6.38

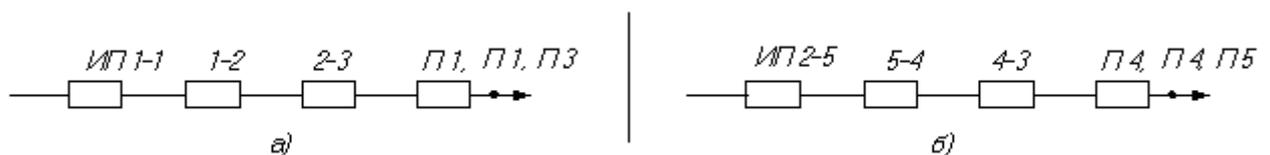


Рис.6.38. Схема замещения полуцепочек петлевой сети

Параметр потока отказов,  $\omega$ , для потребителей П1, П2, П3 определяется суммой параметров потока отказов  $\omega_i$  элементов соответствующей полуцепочки а); для потребителей П4, П5  $\omega$  находится аналогично по схеме б).

Повышение надежности ответственных потребителей в случаях наложения отказов резервных линий на плановые ремонты основных рабочих линий обеспечивается дополнительным резервированием как показано на рисунке 6.39.

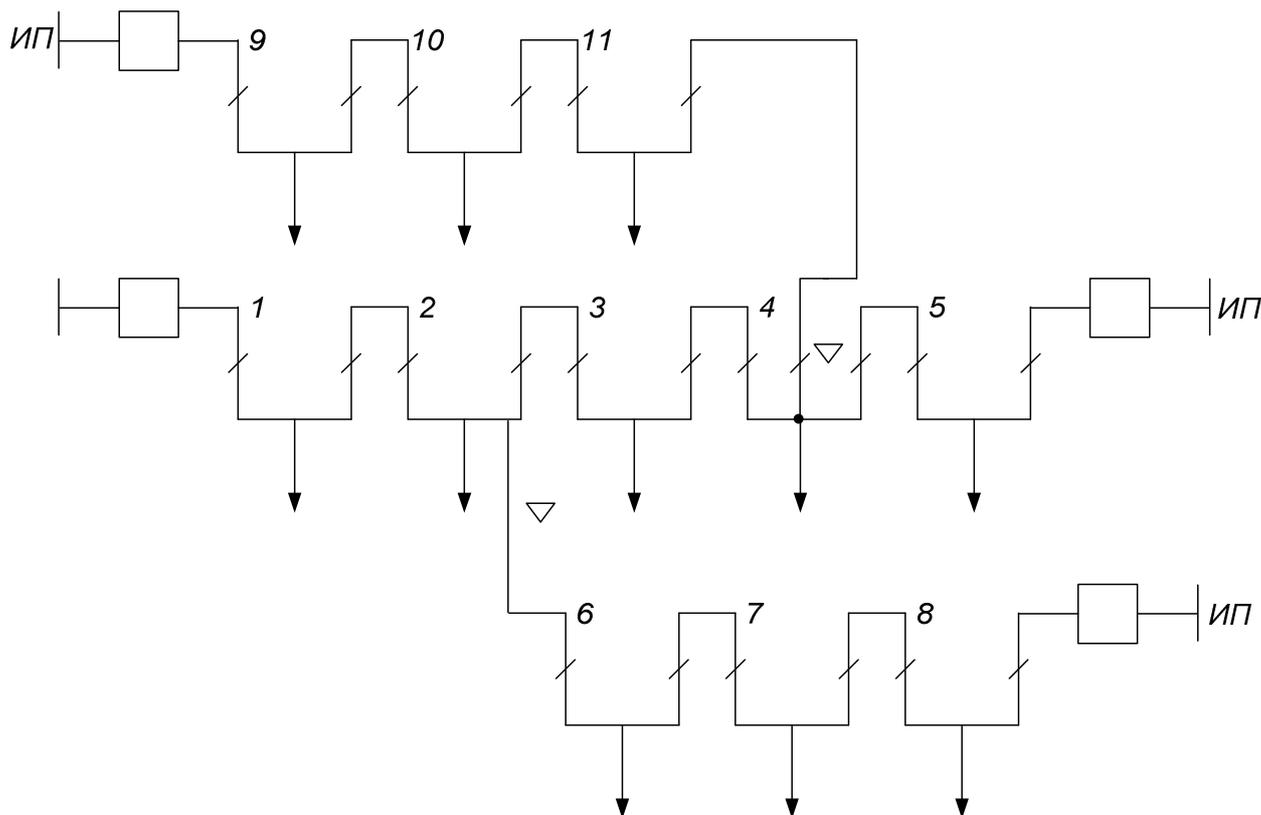


Рис.6.39. Петлевая схема сети с дополнительным резервированием

Расчет параметра потока отказов и длительности восстановления электроснабжения по отношению к отдельным узлам нагрузки осуществляется аналогично предыдущему случаю

Вероятность одновременного отказа нескольких линий в таких схемах мала, но возможность одновременного обслуживания двух и более линий не исключается в ремонтных режимах. При отключении линий 10-11, 2-3, 6-7 схемы (рис. 6.39), все потребители получают питание, но из-за отсутствия действующего в данный момент резерва надежность их электроснабжения в таких режимах существенно уменьшается, поэтому анализ надежности с учетом

ремонтного режима осуществляется на основе ситуационного моделирования [30].

Расчет надежности схем при наличии АВР должен производиться с учетом преднамеренных отключений и по формулам параллельного соединения элементов; то же для многолучевых схем.

Показатели надежности питания  $i$ -го узла нагрузки рассчитываются следующим образом:

$$\omega_i = \sum_{r=1}^R \omega_{r(i)}; \quad T_i = \omega_i^{-1} \sum_{r=1}^R \omega_{r(i)} T_{r(i)}, \quad (6.33)$$

где  $R$  – число учитываемых структурно-иерархических уровней;

$\omega_{r(i)}$ ,  $T_{r(i)}$  - показатели надежности в расчетной точке  $r$ -го уровня по отношению к  $i$ - му потребителю.

### **6.7. Учет надежности коммутационных аппаратов и устройств релейной защиты**

В случае воздействия на коммутационный аппарат устройств релейной защиты для выполнения ими основных функций по включению (отключению) может произойти отказ в удовлетворении требования на срабатывание. Такие отказы называются отказами функционирования. К ним относятся отказы в срабатывании (невыполнение релейной защитой и коммутационным аппаратом заявок на срабатывание), излишние срабатывания (срабатывание релейной защиты и коммутационного аппарата при поступлении заявки на срабатывание на данное устройство, а не на другое); ложные срабатывания (срабатывание коммутационного аппарата и релейной защиты при отсутствии требований на срабатывание).

Особенности учета применяемых коммутационных аппаратов и средств релейной защиты в распределительных сетях рассмотрим на примере следующих показателей.

Вероятность несрабатывания релейной защиты и коммутационного аппарата равна:

$$q_{PЗ и КА} = q_A = \frac{m_{PЗ} + m_{КА}}{M}, \quad (6.34)$$

где  $m_{PЗ}, m_{КА}$  - число несрабатываний за время  $t$  соответственно релейной защиты и коммутационной аппаратуры;

$M$  – общее число заявок на работу релейной защиты и коммутационного аппарата за время  $t$ .

Параметр потока отказов в расчетной точке сети равен:

$$\omega_A = a q_A, \quad (6.35)$$

где  $a$  – ожидаемая частота заявок на срабатывание коммутационных аппаратов и релейной защиты (для ВЛ):

$$a = K_n \omega_{oВЛ} l_{ВЛ}.$$

$K_n$  - коэффициент увеличения числа требований на срабатывание за счет неустойчивых отказов;

$\omega_{oВЛ}$  - удельный параметр потока отказов ВЛ;

$l_{ВЛ}$  - длина защищаемой линии;

$q_A$  - частота требований, поступающих на релейную защиту и коммутационный аппарат, определяемая числом отказов защищаемого оборудования.

Показатели надежности участка ВЛ, включающего коммутационные аппараты с обеих сторон:

$$\begin{aligned} \omega_{уч} &= \omega_B + \omega_{oВЛ} l_{ВЛ} + \omega_B; \\ q_{уч} &= 2\omega_B \cdot t_{ВБ} + \omega_{oВЛ} l_{ВЛ} t_{ВВЛ}. \end{aligned} \quad (6.36)$$

Частота отказов шин РУ как узлов систем электроснабжения:

1) отказ шин на время их ремонта

$$\omega_{ш} = \omega_{ош} N_{пр}; \quad (6.37)$$

2) отказ любого присоединения ячейки РУ на время, необходимое для отсоединения и подачи питания

$$\omega_{пр} = \sum_1^N \omega_{яч.i}; \quad (6.38)$$

3) отказ рабочего питания секции и несрабатывание релейной защиты и коммутационного аппарата на питающей линии или АВР и секционного выключателя на время, необходимое для подачи питания на секцию шин вручную:

$$\omega_{P3} = \omega_{раб} (q_{P3} + q_{ABP}); \quad (6.39)$$

4) отказ в срабатывании релейной защиты и коммутационных аппаратов отходящих линий на время отсоединения ячейки и подачи питания на шины:

$$\omega_{отх} = \sum_I^n \omega_{ли} \cdot K_{ни} q_{P3i}. \quad (6.40)$$

## 6.8. Надежность функционирования оперативных (диспетчерских) эргатических систем в электрических сетях

Под *эргатической* системой (ЭР) понимается человеко-машинная система, в которой эргатическим элементом является человек [36].

По целям функционирования эргатические системы подразделяются на:

а) производственные, результатом функционирования которых является новый материальный продукт труда (например, выработка и передача электроэнергии);

б) информационные, результатом функционирования которых является новая информация об объекте;

в) эксплуатационные, результатом выполнения которых является новое состояние объекта (изменение структуры, ремонт, обслуживание).

Под надежностью функционирования эргатической системы понимают свойство системы сохранять устойчивость процесса, заключающееся в отсутствии отказов неэргатических элементов и ошибок эргатических элементов.

Параметрами надежности неэргатических, т.е. технических элементов являются их показатели надежности, определяемые по рассмотренным уже методам. Показатели надежности человека различают в зависимости от степени потери работоспособности и условий функционирования.

Эргатические системы в электроэнергетике имеют свои специфические особенности, которые относятся к деятельности человека. Например, деятельность диспетчера охватывает большой комплекс оборудования, отличающегося разнородностью и сложностью функционирования. Сюда относится технологическое, электротехническое, информационное оборудование, оборудование связи, АСДУ и т.п. Цена отказа (ошибки диспетчера) здесь велика, и это обстоятельство предъявляет повышенные требования к надежности эргатической системы. Фактором повышения надежности функционирования эргатической системы является передача ряда ответственных операций компьютеру.

Надежность диспетчера в эргатической системе характеризуется следующими параметрами:

- демографический отказ – неработоспособное состояние человека, в т.ч. биологический отказ (смерть);
- физиологический отказ – временная потеря работоспособности после 16-24 часов непрерывного функционирования (вероятность отказа увеличивается после 6-8 часов непрерывной работы);
- психологический отказ – ошибки персонала вследствие стресса или испуга.

Надежность системы во многом зависит от структуры информации диспетчера, ее систематизации, глубины, связей. Информация, которой пользуется диспетчер, делится на:

- основную, т.е. информацию о протекании технологического процесса управления системой;
- дополнительную, т.е. информацию, поступающую от других диспетчеров;
- нормативную и справочную;
- сведения о внешних воздействиях.

Она количественно оценивается следующим показателем:

$$R_{ЭРИ} = R_{И} + R_{СКС} - R_{И}R_{СКС}, \quad (6.41)$$

где  $R_{ЭРИ}$  – вероятность достоверной информации;

$R_{И}$  – вероятность правильной оценки информации диспетчером;

$R_{СКС}$  – вероятность безотказной работы систем контроля, измерения и сигнализации.

По результатам оценки информации принимается решение по ведению режима.

**Пример.** На подстанции, схема которой приведена на рис. 6.40, произошло погашение одной из двух секций шин 10 кВ, питающих промышленное предприятие с потребителями I категории по надежности. Каждая из секций шин подстанции имеет автоматическое включение резерва (АВР) от постороннего источника питания.

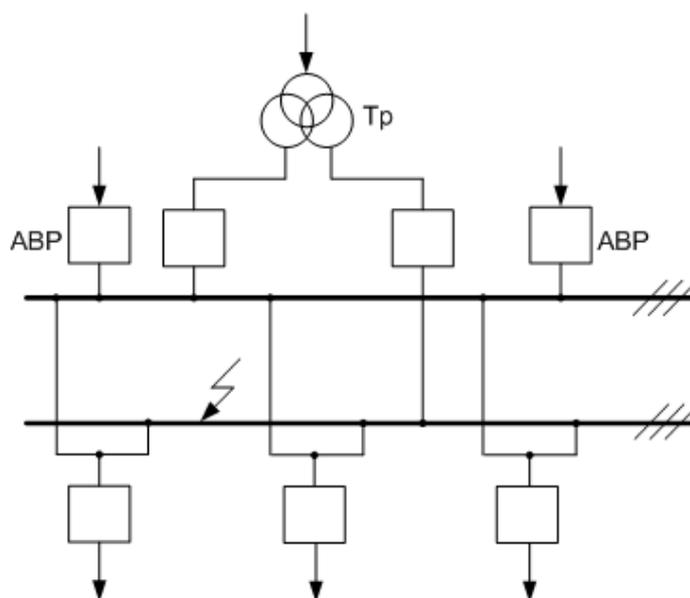


Рис.6.40. Схема РУ 10 кВ подстанции

Перед дежурным электромонтером стоят следующие задачи по бесперебойному электроснабжению потребителя:

1. Необходимость принятия решения по подаче напряжения на обесточенную секцию:
  - а) если АВР сработало неуспешно, то дежурный электромонтер должен повторно подать напряжение;
  - б) если АВР сработало успешно, то никаких оперативных действий электромонтер не предпринимает.

Вероятность необходимости принятия решения в обоих случаях –  $R_{II}$ ;

2. Выбор альтернативного варианта в случае устойчивого короткого замыкания на шинах отключившейся секции:

а) отключить присоединения от поврежденной секции;

б) перевести присоединения с поврежденной секции на другую, рабочую.

Выбор альтернативного варианта осуществляется после принятия решения к действию и может привести к успешному или неуспешному исходу.

Успешный исход выбора альтернативного варианта может произойти с вероятностью:

$$R_A = R_{II} \cdot R_{\alpha}, \quad (6.42)$$

где  $R_{\alpha}$  – вероятность правильного выбора варианта.

В случае отклонения правильного варианта (ошибка первого рода  $\alpha$ ) приходится продолжать поиск альтернативного варианта. В случае принятия неправильного варианта (ошибка второго рода  $\beta$ ) произойдет неуспешный исход с вероятностью

$$P_A = R_{II} \cdot P_{\beta}. \quad (6.43)$$

В процессе реализации принятых решений взаимодействие человека, эргатического элемента и машинной системы носит вероятностный характер, зависящий от условий функционирования и состояния элементов эргатической системы. В качестве основного критерия функциональной надежности принята вероятность безотказной работы эргатической системы  $R_{ЭР}$ , характеризующая вероятность успешного исхода. Вероятность отказа  $P_{ЭР}$  является противоположным событием и характеризует неуспешный исход функционирования эргатической системы.

Элементарной моделью эргатической системы является система, состоящая из эргатического и технического элементов, которые вступают во взаимодействие в процессе реализации принятых решений. Их действия подразделяются по роду этого взаимодействия на следующие ситуации.

1. Действие эргатического элемента (человека),  $\mathcal{Э}$ , одновременно с работой

системы (техники),  $T$ , без компенсации отказов.

Процесс представляется как совместные события, элементы соединены последовательно в смысле надежности. Вероятность безотказной работы системы в этом случае равна:

$$R_C = R_{\mathcal{E}} R_T. \quad (6.44)$$

## 2. Эргатическая система с компенсацией отказов $\mathcal{E}$ и $T$ .

Действие  $\mathcal{E}$  происходит одновременно с работой  $T$  с компенсацией отказов или заменой одного элемента другим, т.е. в любой момент  $\mathcal{E}$  компенсирует отказы  $T$  или  $T$  устраняет ошибки  $\mathcal{E}$ .

Вероятность безотказной работы системы в этом случае равна:

$$R_C = R_{\mathcal{E}} + R_T - R_{\mathcal{E}} R_T; \quad (6.45)$$

## 3. Последовательность действий $\mathcal{E}$ и работы $T$ .

События функционирования  $\mathcal{E}$  и  $T$  происходят в двух несовместных состояниях, определяемых вероятностными множествами  $\Phi$  и  $\bar{\Phi}$ .

Вероятность безотказной работы системы определяется так:

$$R_C = R_{\mathcal{E}} \varphi_i + R_T (1 - \varphi_i), \quad (6.46)$$

$$\varphi_i \in \Phi; \quad \bar{\varphi}_i \in \bar{\Phi}; \quad \varphi_i + \bar{\varphi}_i = 1.$$

При  $\varphi=1$  решение принято и  $R_C = R_{\mathcal{E}}$ . При  $\varphi=0$  человек не участвует в управлении системой (автоматизация процессов управления) и эргатическая система состоит только из элемента  $T$ .

## 4. Аварийное воздействие элемента $\mathcal{E}$ при отказах $T$ .

В этом случае присутствуют обратные стохастические связи, которые отражают воздействие элементов систем защиты и автоматики на техническую систему при условии возникновения отказов ее элементов и при действии внешних факторов. Для эргатических систем это понятие характерно, когда отказ  $T$  вызывает необходимость прекращения процесса функционирования эргатической системы посредством действий человека, т.е. элемента  $\mathcal{E}$ .

Работоспособные состояния  $T$  и  $\mathcal{E}$  совместны при возникновении аварийной ситуации  $\Phi$ . В эргатической системе присутствуют начальный и конечные узлы  $\theta, n$ . Тогда вероятность этих состояний для узла  $\theta$  равна:

$$R_0 = R_{\mathcal{E}} R_T \varphi_i, \quad \varphi_i \in \Phi. \quad (6.47)$$

Работоспособные состояния  $T$  и  $\mathcal{E}$  несовместны в вероятностной области  $\bar{\Phi}$ , тогда вероятность безотказной работы эргатической системы в узле  $n$  равна:

$$R_n = R_T (1 - \varphi). \quad (6.48)$$

В то же время состояния эргатической системы несовместны с вероятностями этих состояний  $R_0$  и  $R_n$ , т.е. возмущающий фактор исключает противоположное событие: управляющее воздействие в одном узле, а оценка надежности в другом. Тогда

$$R_c = \frac{R_T (1 - \varphi_i)}{1 - R_{\mathcal{E}} R_T \varphi_i}. \quad (6.49)$$

В частном случае, когда  $\varphi_i = 0$  процесс в эргатической системе происходит без возмущений и вмешательства человека, т.е. элемента  $\mathcal{E}$ .

В отличие от элементарных моделей в реальных эргатических системах количество и взаимосвязь элементов  $\mathcal{E}$  и  $T$  варьируются в процессе функционирования. Представление реальных эргатических систем в виде направленного графа дает возможность получить математическое описание процессов функционирования в общем виде.

Вероятность процесса функционирования системы и ее работоспособного состояния также определяют в зависимости от взаимодействий  $\mathcal{E}$  и  $T$  по выражениям:

а) эргатическая система без компенсации отказов  $\mathcal{E}$  и  $T$

$$R_n = \frac{\varphi(F_0) R_{\mathcal{E}i} R_{Tj}}{D_0 D_n}, \quad (6.50)$$

где  $\varphi(F_0)$  – процесс принятия решения по результатам оценки информации, идентифицируемый с воздействием фактора  $F_0$  в начальном узле с вероятностью, принимающей дискретное значение  $\varphi(F_0) = 0$  или  $1$ .

$$D_0 = \frac{1}{R_{\mathcal{E}P_{i0}}}; \quad D_n = \frac{1}{R_{\mathcal{E}P_{in}}}, \quad (6.51)$$

где  $R_{\mathcal{E}P_{i0}}$ ,  $R_{\mathcal{E}P_{in}}$  - вероятность достоверной информации, зависящая от

надежности системы информации, которая может быть эргатической, здесь  $o$  – прием,  $n$  – оценка.

1) ЭР с компенсацией отказов Э и Т (рис. 6.41), система «слежения».

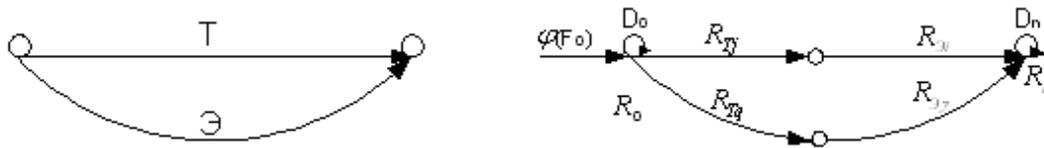


Рис.6.41. Эргатическая система с компенсацией (слежение)

$$R_n = \varphi(F_0) [R_{Эi} \cdot R_{Tj} + (1 - R_{Эi} \cdot R_{Tj}) \cdot R_{Эγ} \cdot R_{Tq}] / D_0 \cdot D_n. \quad (6.52)$$

2) Эргатическая система с прямой связью (рис. 6.42), система «коррекции».

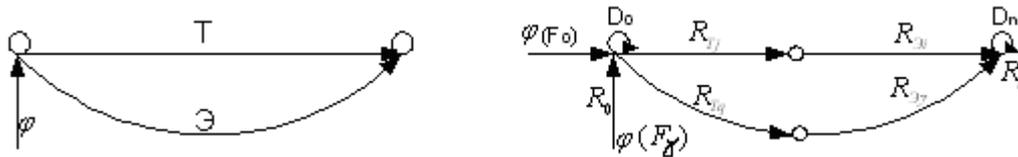


Рис.6.42. Коррекция

$$R_n = \left\{ [\varphi(F_0) - \varphi(F_\gamma)] R_{Эi} \cdot R_{Tj} + \varphi(F_\gamma) \cdot R_{Э\gamma} \cdot R_{Tq} \right\} / D_0 \cdot D_n, \quad (6.53)$$

где  $\varphi(F_\gamma)$  - интенсивность воздействия фактора изменения режима  $F_\gamma$ .

3) Эргатическая система с обратной связью (рис. 6.43), система «аварийного воздействия».

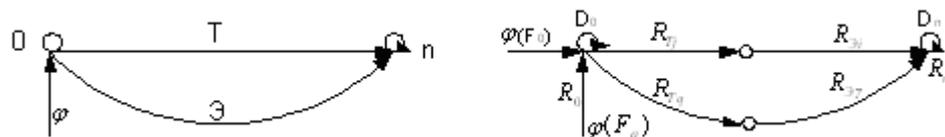


Рис.6.43. Аварийное воздействие

$$R_n = [\varphi(F_0) - \varphi(F_q)] R_{Эi} \cdot R_{Tj} / [D_0 \cdot D_n - \varphi(F_q) R_{Эi} R_{Tj} R_{Э\gamma} \cdot R_{Tq}], \quad (6.54)$$

где  $\varphi(F_q)$  - интенсивность воздействия фактора изменения режима  $F_q$ .

### Оперативные переключения на подстанциях

Оперативные переключения осуществляются эргатической системой, состоящей из одного, двух или более лиц оперативного персонала и из

технических элементов. Деятельность эргатической системы подразделяется по видам следующих действий.

### 1. Прием и оценка информации.

Состояние схемы электрических соединений электроустановки определяется положением рукояток ключей управления, показаниями приборов, сигнальных ламп, оперативной схемой и записями в оперативном журнале. Нормативными документами служат инструкции, ПТЭ и ПТБ. К источникам информации также относятся связь и сообщения по ней подчиненного и вышестоящего персонала. Вероятность достоверной информации является критерием оценки состояния схемы электрических соединений.

### 2. Принятие решений.

Процесс принятия решений при производстве оперативных переключений состоит в выборе одного из нескольких альтернативных вариантов, например: составить бланк переключений; воспользоваться типовым бланком; переключения производить без бланка двумя лицами или единолично и т.д.

Правильность решения зависит от сложности переключений и особенностей конструктивного исполнения РУ.

При выполнении операции двумя лицами равной квалификации вероятность безотказной работы определяется по выражению:

$$R_{\text{э}} = 2 R_{\text{э}\alpha} - R_{\text{э}\alpha}^2, \quad (6.50)$$

где  $R_{\text{э}}$  – оценка действий оператора – вероятностное событие.

Или

$$R_{\text{э}} = 2 R_{\text{э}\beta} - R_{\text{э}\beta}^2. \quad (6.51)$$

На основе принятого решения оперативный персонал осуществляет действия.

### 3. Совершение действий оперативного персонала.

Оперативный персонал совершает организационные и технические мероприятия согласно ПТЭ, ПТБ и инструкциям.

В перечне мероприятий расписываются отдельные действия, например: составление бланка переключений; уведомление потребителей о предстоящих переключениях; вызов представителей службы релейной защиты для переключения защит в случае необходимости; проверка изолирующих средств; отключение или включение коммутационных аппаратов и заземляющих ножей; вывешивание плакатов по ТБ и установка ограждений.

Для эргатической системы с тремя операторами: Э<sub>1</sub> – старший в смене; Э<sub>2</sub> – лицо, контролирующее переключения; Э<sub>3</sub> – лицо, выполняющее переключения, вероятность безотказной работы можно записать в общем виде:

$$R_C = R_{\mathcal{E}_1} R_{\mathcal{E}_2} R_Q^L R_{QS}^M R_{QSG}^N / D_0 D_n, \quad (6.52)$$

где  $R_{\mathcal{E}_i} = R_{\mathcal{E}_a}$  - вероятность признать электроустановку работоспособной;

$R_{\mathcal{E}_2}$  - вероятность принятия решения по тому, как производить оперативные переключения:

для типового бланка переключений  $R_{\mathcal{E}_2} = 1$ ;

при составлении бланка  $R_{\mathcal{E}_2} = R_{\mathcal{E}_1} + R_{\mathcal{E}_2} - R_{\mathcal{E}_1} R_{\mathcal{E}_2}$ ;

при выполнении переключений без бланка  $R_{\mathcal{E}_2} = R_{\mathcal{E}_3}$ ;

$L, M, N$  – количество выключателей, разъединителей, заземляющих ножей;

$R_Q, R_{QS}, R_{QSG}$  - соответственно вероятность успешного проведения операции с выключателем, разъединителем, заземляющим ножом.

Вероятность успешного проведения операций с выключателем равна:

$$R_Q = R_{\mathcal{E}_{3,2}} p_Q, \quad (6.53)$$

где  $R_{\mathcal{E}_{3,2}} = R_{\mathcal{E}_2} + R_{\mathcal{E}_3} - R_{\mathcal{E}_2} R_{\mathcal{E}_3}$  - для переключений, выполняемых двумя лицами;  $R_{\mathcal{E}_{3,2}} = R_{\mathcal{E}_2}$  - для переключений, выполняемых единолично;

$p_Q$  - вероятность безотказной работы выключателя.

Вероятность успешного проведения операций с разъединителем равна:

$$R_{QS} = R_{\mathcal{E}_{3,2}} p_{QS} \left[ R_{np.d} + (1 - R_{np.d}) R_{np.p} R_{\mathcal{E}_3} \right], \quad (6.54)$$

где  $P_{QS}$  - вероятность безотказной работы разъединителя;

$R_{np.\delta}$ ,  $R_{np.p}$  - вероятность успешного срабатывания дистанционного и ручного приводов разъединителей.

Вероятность успешного проведения операций с заземляющими ножами определяется как

$$R_{QSG} = R_{\varepsilon_{3,2}} P_{QSG}, \quad (6.55)$$

где  $P_{QSG}$  - вероятность безотказной работы заземляющих ножей.

## **7. УЩЕРБЫ ОТ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

### **7.1. Понятие ущерба от отказа**

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

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

Ущерб включает в себя:

- потери ресурсов при отказах;
- затраты на снижение потерь ресурсов при отказах;
- затраты на компенсацию негативных последствий отказов;
- затраты на снижение вероятности отказов;
- затраты на изменение критериев отказов (изменение минимального времени перерыва при отказе).

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

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

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

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

Все отмеченные составляющие ущерба можно определить оценочно с помощью удельных ущербов: ущерб в расчете на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии  $y_1$ ; на 1 кВт отключенной мощности  $y_2$ , на 1 ч перерыва электроснабжения  $y_3$ .

Уточним взаимосвязь между объемом недовыпущенной продукции и объемом недоотпущенной потребителю электроэнергии. Величина недовырабатываемой предприятием продукции зависит не только от объема недополученной им электроэнергии, но и глубины ограничения, т.е. от

соотношения между отключенной мощностью предприятия  $\Delta P$  и его максимальной нагрузкой в часы максимума нагрузки энергосистемы  $P_{max}$ .

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

Коэффициент эластичности недовыпуска продукции по недоотпуску электроэнергии равен:

$$\varepsilon = \frac{\Delta \Pi / \Pi_n}{\Delta W / W}, \quad (7.1)$$

где  $\Pi_n$  – плановый выпуск продукции;

$W$  – объем годового электропотребления при плановом выпуске продукции.

Отсюда объем недовыпущенной продукции определяется как

$$\Delta \Pi = \Pi_n \frac{\varepsilon' \Delta W}{W}, \quad (7.2)$$

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

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

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

$$\varepsilon = \frac{\Delta P}{P_{max} - P_{техн.бр.}} \quad \text{при } 0 < \Delta P \leq P_{max} - P_{техн.бр.};$$

$$\varepsilon = 1 \quad \text{при } P_{max} - P_{техн.бр.} < \Delta P \leq P_{max}. \quad (7.3)$$

При этом полный ущерб потребителя от перерыва электроснабжения и недоотпуска электроэнергии для случая  $0 < \Delta P \leq P_{max} - P_{техн.бр.}$  определяется как [30]:

$$Y = y_1 \Delta W, \quad (7.4)$$

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

$$Y = y_{nl} \frac{\Delta P^2 T_B}{P_{max} - P_{техн.б.р.}}. \quad (7.5)$$

Рассмотрим составляющую ущерба, связанную с фактором внезапности отключения потребителей.

Ущерб, связанный с фактором внезапности определяется следующим образом [30]:

$$Y_{BH} = y_w [W_{\delta} + W_{m.\delta} \alpha_c (1 - K_{ucn})] + \begin{cases} y_p W_B & \text{при } W_B + W_{ав} \leq W_{рез}; \\ y_p W_B + y_w (W_B - W_{рез} - W_{ав}) & \\ \text{при } W_B + W_{ав} > W_{рез}. \end{cases} \quad (7.6)$$

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

$$W_{\delta} = W_u \frac{t}{t_u},$$

где  $W_u$  - энергия, необходимая на технологический цикл;

$t_u$  - время цикла.

$$W_{m.\delta} = W_u \frac{t_u - t}{t_u} - \text{ энергия, потраченная на изготовление бракованной}$$

продукции, т.к. часть продукции будет не изготовлена;

$W_B$  - электроэнергия, которую необходимо затратить после восстановления электроснабжения до доведения технологического цикла от начала до того состояния, при котором произошло отключение;

$K_{ucn}$  - коэффициент, упорядочивающий степень возможного использования бракованной продукции;

$\alpha_c$  - доля сырья в стоимости выпускаемой продукции;

$y_w$  - удельный ущерб от недоотпуска (дефицита) электроэнергии;

$W_{ав}$  - электроэнергия, недоданная во время ограничения;

$y_p$  - удельный ущерб по мощности;

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

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

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

Полагая  $t = \frac{1}{2}t_u$ , в предыдущую формулу подставляем  $t = \frac{1}{2}t_u$ , тогда:

$$Y_{вн} = 0,5 y_w W_u [1 + \alpha_c (1 - K_{исп})] + \begin{cases} 0,5 y_p W_u & \text{при } W_u \leq 2(W_{рез.} - W_{ав.}) \\ 0,5 y_p W_u + y_w (0,5 W_u - W_{рез.} + W_{ав.}) & \\ \text{при } W_u > 2(W_{рез.} - W_{ав.}). & \end{cases} \quad (7.7)$$

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

$$Y_{вн} \approx y_w W_u. \quad (7.8)$$

В практических расчетах можно пользоваться удельными величинами ущерба.

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

В первом случае

$$y_{вн} = Y_{вн} / P_{техн.бр.} \quad (7.9)$$

Во втором

$$y_{вн} = Y_{вн} / P_{max}. \quad (7.10)$$

Удельный (в расчете на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии) ущерб потребителя при ограничении или отключении электроэнергии с

предупреждением определяется по формулам [30]:

$$y_n = y_{nl} \frac{\Delta P}{P_{max} - P_{техн.бр.}} \text{ при } \Delta P \leq P_{max} - P_{техн.бр.};$$

$$y_n = y_{nl} \text{ при } \Delta P > P_{max} - P_{техн.бр.} \quad (7.11)$$

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

$$y_B = y_{nl} \frac{\Delta P}{P_{max} - P_{техн.бр.}} \text{ при } \Delta P \leq P_{max} - P_{техн.бр.};$$

$$y_B = y_{nl} + y_{вн} \text{ при } \Delta P > P_{max} - P_{техн.бр.} \quad (7.12)$$

Ущерб потребителей из-за плановых ограничений

$$Y_{огр}^{nl} = W_{огр}^{nl} y_{nl} \text{ или для одного часа } Y_{огр}^{nl} = P_{огр}^{nl} y_{nl},$$

где  $P_{огр}^{nl}$  - плановые ограничения потребителя в час;

$y_{nl}$  - удельный ущерб потребителя при плановых ограничениях.

Аналогично ущерб потребителей из-за диспетчерских ограничений

$$Y_{огр}^{дисп} = P_{огр}^{дисп} y_o^{дисп} \text{ или } Y_{огр}^{дисп} = \tau_{рем} P_{огр}^{дисп} y_o^{дисп} \cdot 8760. \quad (7.13)$$

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

$$W_{\Sigma} \frac{P_{вн}}{P_{огр}} \tau_{пр} \frac{y_{o(вн)}}{y_{o(огр)}} > 1, \quad (7.14)$$

где  $W_{\Sigma}$  - суммарная частота отказов элементов, приводящих к системной аварии;

$P_{вн}$  - мощность потребителей, отключенных при системной аварии;

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

$y_{o(вн)}$  - средний удельный ущерб при внезапном отключении потребителей [руб/кВт·ч];

$P_{озр}$  - мощность потребителей, отключенных при ограничении;

$y_{o(озр)}$  - средний удельный ущерб ограничиваемых потребителей.

## 7.2 Определение ущербов от перерывов электроснабжения

Различают два вида ущербов: основной и ущерб внезапности.

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

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

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

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

$$Y_N = Z_{рез} = y_N \mathcal{E}_{нед}, \quad (7.15)$$

где  $Z_{рез}$  - величина тех затрат, которые изъяты из доходов предприятия на создание резервов;

$y_N$  - удельный ущерб на создание резервов предприятия;

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

При полном отсутствии резервов у потребителя аварийная недодача

энергии потребителю прямо связана с невозполнимой недовыработкой продукции.

Ущерб внезапности определяется по выражению:

$$Y_{BH}^{max} = y_{BH} (t_B) P^{max}, \quad (7.16)$$

где  $y_{BH} (t_B)$  - удельный ущерб внезапности;

$P^{max}$  - максимальная нагрузка потребителя

или

$$Y_{BH} = y_{BH}^{max} (t) \Delta P^{\alpha}, \quad (7.17)$$

где  $\Delta P$  - отключаемая мощность потребителя;

$\alpha$  - показатель степени, определяемый по [18].

Ущерб каждого потребителя при отключении составит:

$$y = y_0 P_n t_{огр} + (y_0 + y_{BH} / t_{огр}) P_{техн.бр.} t_{огр}, \quad (7.18)$$

где  $y_0$  - удельный основной ущерб;

$P_n$  - мощность потребителя, отключаемая в первую очередь;

$t_{огр}$  - длительность ограничения;

$P_{техн.бр.}$  - мощность технологической брони, отключаемая во вторую очередь при необходимости.

При плохой системе управления мощностью отсутствует взаимная информация между энергоснабжающими организациями и потребителем о резервах, поэтому они при авариях не используются. Тогда ущерб потребителя увеличивается.

### 7.3. Задачи надежности в условиях эксплуатации субъектов энергетики

Следуя системному подходу, можно структурировать общую задачу надежности так, как показано на рис. 7.1. Здесь стрелками дана последовательность решения задач, которая в общем случае является итеративной, с использованием их подразделения на предварительные и

окончательные.

Предварительные решения задач надежности – это решения в условиях неопределенности, в то же время имеется временной запас для их реализации.

Окончательные решения задач - это решения, реализация которых требуется сразу, т.е. временной запас отсутствует.

Задачи, помещенные в таблицу на рис. 7.1, решаются последовательно сверху вниз и слева направо.



Рис.7.1. Структуризация задач надежности

Ниже приводится состав характерных, типовых задач надежности в соответствии с приведенной структуризацией.

### **Задачи законодательных органов власти**

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

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

### **Задачи исполнительных органов власти**

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

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

### **Задачи надежности независимого оператора электроэнергетического рынка**

*Задачи администратора торговой системы.* Определение состава и объемов необходимых резервов мощности и организация рынка резервов.

Решение этих задач осуществляется на основе конкретных ценовых критериев (закона спроса-предложения). В результате их решения определяются ценовые сигналы по резервам мощности, уточняются их структура, размеры, размещение в энергосистеме и др.

*Задачи системного оператора.* Определение рациональных правил, алгоритмов использования выделенных резервов мощности, пропускной

способности электрических сетей, в том числе рациональной величины включенного резерва мощности. Выявление рациональных масштабов привлечения отключаемых потребителей для обеспечения надежности энергоснабжения и разработка систем противоаварийной автоматики (автоматической частотной разгрузки, специальной автоматики отключения нагрузки и др.), разработка законов регулирования и др.

Решение этих задач осуществляется на основе экономических критериев и нормативов надежности. В результате их решения, помимо указанных выше задач, определяется уровень надежности, который системный оператор обеспечивает потребителям энергии.

### **Задачи надежности субъектов энергетического рынка**

Эти задачи описываются в соответствии с номерами задач, указанными на рис. 7.1.

#### 1.1. Определение:

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

#### 1.2. Определение:

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

#### 1.3. Планирование:

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

#### 1.4. Определение:

- требований, в том числе и по надежности к оборудованию,

поставляемому на электростанции;

- требований к ремонтному обслуживанию, осуществляемому внешними организациями.

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

2.2. Определение:

- параметров линий электропередачи (пропускная способность, материал и конструкция с учетом климатических условий прохождения и т.п.), подстанций и переключательных пунктов (схем коммутаций, управляемости, резервирования аппаратуры, трансформаторов и т.п.);
- системы ремонтно-эксплуатационного обслуживания электрических сетей (количество и размещение ремонтно-производственных баз, количество подстанций с обслуживающим персоналом на подстанции, на дому, количество оперативно-выездных бригад и т.п.).

2.3. Планирование:

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

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

3.1 – 3.4. Эти задачи по форме подобны задачам 2.1 – 2.4, отличие их состоит в функциональном значении распределительных сетей. Кроме того, отличие еще и в том, что за надежность на выходе генерирующей подсистемы и системообразующей сети в конечном итоге отвечает Системный Оператор, а за надежность на выходе распределительной сети отвечает распределительная сетевая компания.

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

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

5.1 – 5.4. Суть этих задач заключается в выборе сбытовых компаний и выработке решений по установлению договорных отношений с ней, в том числе и по надежности электроснабжения. Далее, на основе этих договорных отношений осуществляется выработка решений о степени технологического резервирования, размеров запаса и других мероприятий по снижению ущербов от ненадежности на самом объекте потребителя электроэнергии.

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

## 8. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НАДЕЖНОСТИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

### Задача 1

Система передачи электроэнергии потребителю состоит из генератора  $G$ , повышающего трансформатора  $T1$ , линии  $L$ , понижающего трансформатора  $T2$  (см. рис. 8.1).

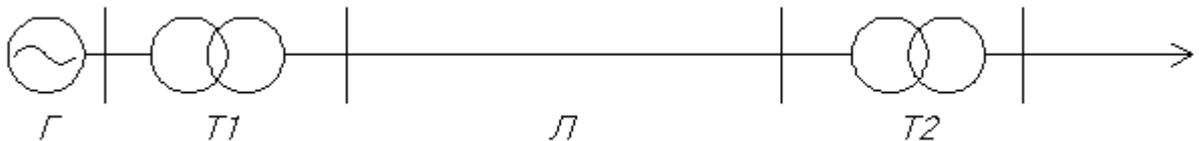


Рис.8.1. Схема электропередачи

События отказа каждого элемента - независимые вероятности отказов: генератора  $G$   $q_G = 2 \cdot 10^{-3}$ , трансформатора  $T1$   $q_{T1} = 5 \cdot 10^{-5}$ , линии  $L$   $q_L = 2 \cdot 10^{-3}$ , трансформатора  $T2$   $q_{T2} = 4 \cdot 10^{-5}$ . Определить вероятность того, что потребитель не получит электроэнергию из-за отказа системы.

### Решение

Первый способ.

Вероятность события  $A$  —  $p(A)$  определим с использованием правила умножения для совместных событий - работы всех элементов системы - только в этом случае при последовательном соединении элементов возможна передача электроэнергии потребителю.

Определим вероятность безотказной работы, рассматривая систему как систему с последовательным соединением элементов:

$$P_c = P_G P_{T1} P_L P_{T2} = (1 - q_G)(1 - q_{T1})(1 - q_L)(1 - q_{T2}).$$

Тогда вероятность того, что потребитель не получит электроэнергию из-за отказа системы определяется как противоположное событие, т.е. событие  $B$  :

$$p(B) = 1 - 0,998 \cdot 0,99995 \cdot 0,998 \cdot 0,99996 = 4,086 \cdot 10^{-3}.$$

Второй способ.

Система будет в состоянии отказа, если откажет хотя бы один элемент или группа из двух, трёх, четырёх элементов. Тогда вероятность отказа равна:

$$q_c = q_G + q_{T1} + q_L + q_{T2} - q_G q_{T1} - q_G q_{T2} - q_G q_L - q_L q_{T1} - q_{T1} q_{T2} - q_L q_{T2} + q_G q_{T1} q_L + q_G q_{T2} q_L + q_L q_{T1} q_{T2} - q_G q_{T1} q_L q_{T2} = 4,086 \cdot 10^{-3}.$$

Пренебрегая членами высшего порядка малости, получим:

$$q_c \approx q_G + q_{T1} + q_L + q_{T2} = 4,09 \cdot 10^{-3}.$$

Погрешность от не учёта членов более высокого порядка малости составляет в данном случае 0,9%.

При последовательном соединении элементов при малом их количестве практически всегда вероятность отказов системы можно определить как сумму вероятностей отказа элементов, входящих в систему.

## Задача 2

Потребитель получает электроэнергию по двум цепям линии электропередачи, сооружённым по разным трассам (см. рис. 8.2).

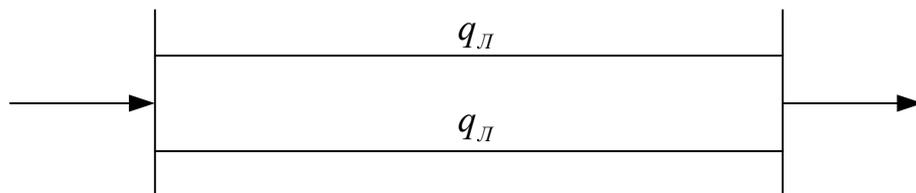


Рис. 8.2. Линия электропередачи

Вероятность отказа каждой цепи  $q_L = 4 \cdot 10^{-3}$ . События отказов цепей независимые. Каждая цепь может пропустить 50% мощности, необходимой потребителю. Считая потребление мощности в течение всего рассчитываемого периода равным 100%, определить:

1. Вероятность передачи 100% мощности.
2. Вероятность передачи 50% мощности.
3. Вероятность полной потери питания.

## Решение

Первый способ.

1. Осуществление передачи 100% мощности возможно только при одновременной работе двух цепей ЛЭП. Вероятность этого события соответствует параллельному соединению элементов:

$$P(100\%) = p_n p_n = (1 - q_n)^2 = 0.992.$$

2. Передача 50% мощности возможна тогда, когда одна из цепей находится в рабочем состоянии, вторая - в состоянии отказа, всего таких случаев два.

$$P(50\%) = p_n q_n + p_n q_n = 2 p_n q_n = 0.00752.$$

3. Полная потеря питания возможна в случае одновременного отказа обеих цепей ЛЭП

$$P(0\%) = q_n q_n = q_n^2 = 16 \cdot 10^{-6}.$$

Второй способ.

Раскрывая произведение  $\prod_1^n (p_i + q_i) = 1$ , где  $n$  - число элементов в системе, и анализируя слагаемые, которые соответствуют различным состояниям элементов, получаем

$$(p_n + q_n) \cdot (p_n + q_n) = (p_n + q_n)^2 = p_n^2 + 2 p_n q_n + q_n^2 = 1,$$

где  $p_n^2$  - вероятность работы двух цепей, т.е. передача 100% мощности равная **0,992**;

$2 p_n q_n$  - вероятность работы одной из цепей, т.е. передачи 50% мощности равная **0,00752**;

$q_n^2$  - вероятность отказа двух цепей, полной потери питание, равная  **$16 \cdot 10^{-6}$** .

Второй способ наиболее общий и может быть использован для расчёта показателей надёжности схем любой сложности, однако необходим анализ  $2^n$  состояний системы, что при большом числе элементов вызывает серьёзные

затруднения.

### Задача 3

Решить предыдущую задачу при условии, что вероятность того, что потребителю требуется 100% мощности равна 0,3, а 50% мощности равна 0,7, т.е. определить вероятность передачи всей требуемой мощности, 50% мощности и полной потери питания.

### Решение

1. Так как с вероятностью 0,7 потребителю требуется только 50% мощности, то вероятность передачи всей мощности по сравнению с предыдущим случаем увеличивается на величину  $0,7 (2 p_{л} q_{л})$ , см. рис. 8.3.

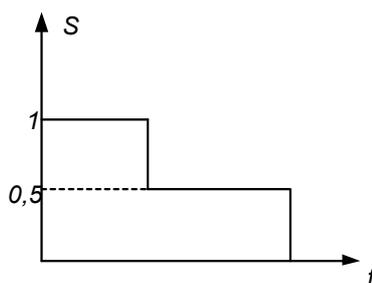


Рис. 8.3. График передачи нагрузки потребителю

$$p(100\%) = p_{л}^2(0,3 + 0,7) + 0,7 \cdot 2 p_{л} q_{л} = 0,992 \cdot 1 + 0,7 \cdot 0,00752 = 0,9974$$

2. Вероятность передачи 50% мощности равна:

$$P(50\%) = 2 p_{л} q_{л} (0,3) = 0,00226 .$$

3. Вероятность полной потери питания

$$P(0\%) = q_{л}^2 = 16 \cdot 10^{-6} .$$

В этом случае, с учётом графика нагрузки, недоотпуск электроэнергии уменьшится.

### Задача 4

Система передачи потребителю электроэнергии состоит из повышающего трансформатора Т1, двух независимых цепей линии электропередачи, двух

понижающих трансформаторов Т2 (см. рис. 8.4).

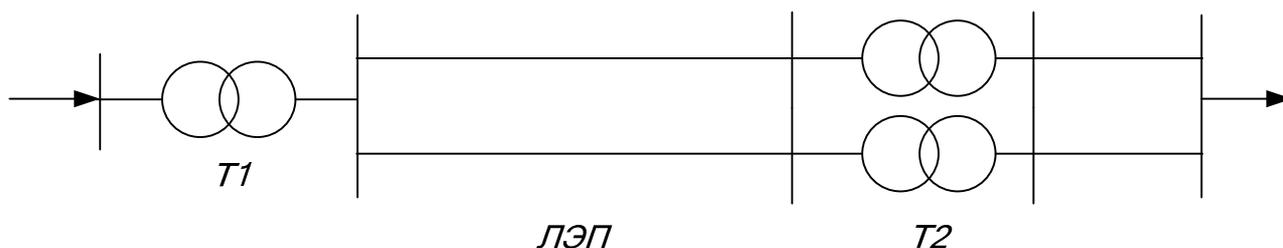


Рис. 8.4. Схема электропередачи

События отказов всех элементов системы независимы. Вероятности отказов и пропускные способности элементов приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1. Исходные данные к задаче 4

элемент	Т <sub>1</sub>	ЛЭП	Т <sub>2</sub>
пропускная способность, %	100	100/100	50/50
вероятность отказа	0,005	0,03/0,03	0,006/0,006

Считая потребление мощности неизменным и равным 100%, определить следующие вероятности передачи мощности:  $p(100\%)$ ,  $p(50\%)$ ,  $p(0\%)$ .

### Решение

1. Передача всей мощности возможна, если работает трансформатор Т1, хотя бы одна из цепей ЛЭП и два трансформатора Т2.

$$p(100\%) = p_{T1}(1 - q_n^2)p_{T2} = 0,995(1 - 0,03^2)0,994^2 = 0,982.$$

2. Передача 50% мощности возможна, если повреждён один трансформатор Т2, работает один трансформатор Т1, и хотя бы одна цепь ЛЭП

$$P(50\%) = p_{T1}(1 - q_n^2)2p_{T2}q_{T2} = 0,995(1 - 0,03^2)2 \cdot 0,006 \cdot 0,994 = 0,018.$$

3. Полная потеря питания:

$$P(0\%) = q_{T1} + q_{T2} + q_{T3}^2 = 0,005 + 0,03^2 + 0,006^2 = 0,005936 .$$

### Задача 5

Промышленное предприятие получает электроэнергию от двух источников питания ИП-1 и ИП-2. Вероятность безотказной работы первого источника 0,96, второго 0,97 . Схема электроснабжения с указанием пропускных способностей элементов и вероятностей отказов приведена на рис. 8.5. Исходные данные к задаче даны в таблице 8.2.

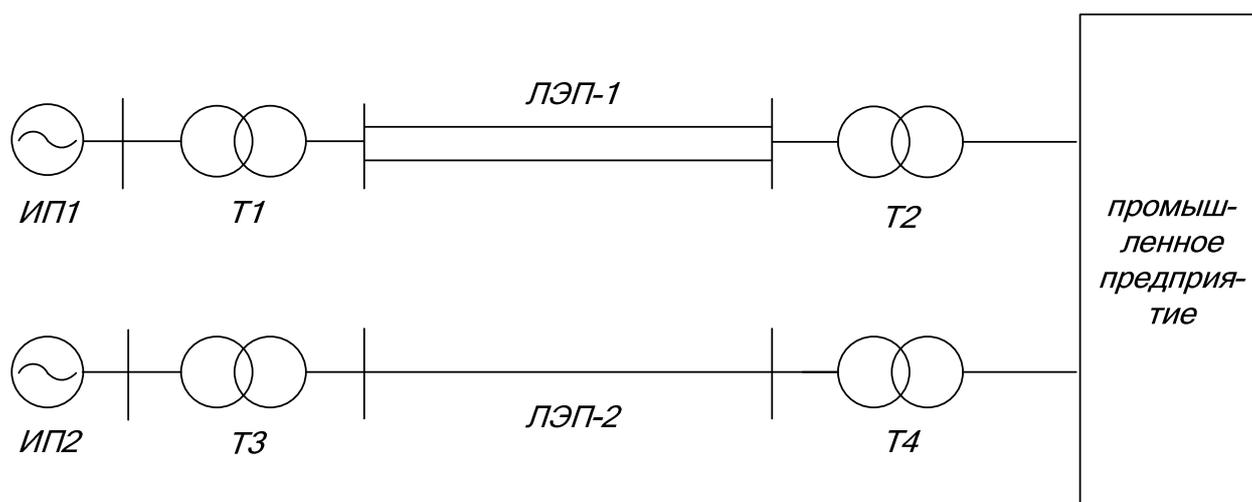


Рис.8.5. Схема электроснабжения предприятия

Таблица 8.2. Исходные данные к задаче 5

Элемент	Т1	Т2	Т3	Т4	ЛЭП-1	ЛЭП-2
пропускная способность, %	100%	100%	100%	100%	100/100	100%
Вероятность отказа	0,004	0,005	0,003	0,005	$q_I = 0.03$ $q_{II} / q_I = 0.2$	0,06

На рис. 8.5 линия ЛЭП-I сооружена на двухцепных опорах, при отказе одной цепи вероятность отказа второй цепи равна 0,2. Считая отказы остальных элементов системы независимыми, определить вероятность полной потери питания потребителем.

## Решение

Перед составлением расчётной схемы по надёжности определим эквивалентную вероятность отказа двухцепной линии электропередачи ЛЭП-1.

$$q_{л1} = q_{л} q(II / I) = 0.03 \cdot 0.2 = 0.006.$$

Расчётная схема по надёжности показана на рис. 8.6:

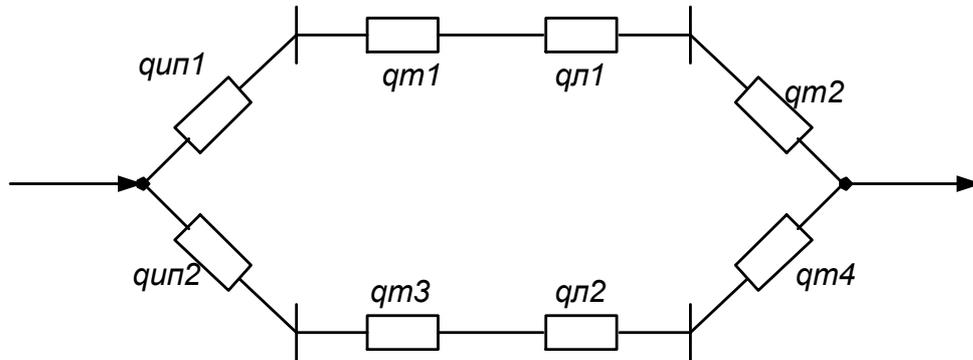


Рис.8.6. Расчётная схема по надёжности

Вероятность полной потери питания равна:

$$\begin{aligned} q_c = p(0\%) &= (q_{ип1} + q_{Т1} + q_{л1} + q_{Т2}) \cdot (q_{ип2} + q_{Т3} + q_{л2} + q_{Т4}) = \\ &= (0,02 + 0,004 + 0,006 + 0,005) \cdot (0,03 + 0,003 + 0,06 + 0,005) = 0,00343 \end{aligned}$$

## Задача 6

Система передачи электроэнергии состоит из пяти линий передачи (см. рис.8.7) и двух понижающих трансформаторов в пункте 4. Пропускная способность каждой линии относительно узла нагрузки п.4 составляет 100% мощности, передаваемой в п.4. Пропускная способность каждого понижающего трансформатора составляет 50%. Вероятности состояний отказа линии А, В, С, Д, Е соответственно равны:  $q_A=0,15$ ,  $q_B=0,1$ ,  $q_C=0,2$ ,  $q_D=0,12$ ,  $q_E=0,01$ , а каждого трансформатора Т1 равны  $q_{Т1}=0,003$ .

Считая график потребления мощности в п.4 постоянным и неизменным в течение рассматриваемого периода времени, определить вероятность передачи 100%, 50%, и 0% мощности потребителю п.4.

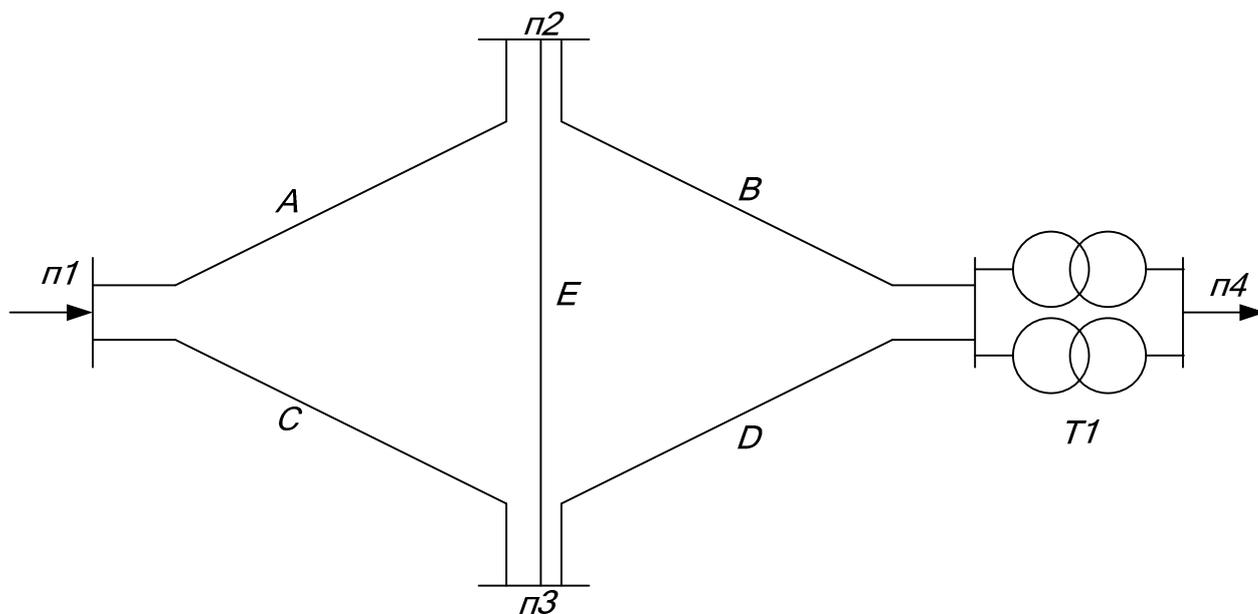


Рис.8.7. Система передачи электроэнергии

### Решение

Первый способ.

Для решения этой задачи неприменимы методы расчётов последовательных и параллельных соединений схем, т.к. есть поперечная связь, поэтому целесообразно воспользоваться формулой полной вероятности. В качестве "особого" элемента целесообразно выбрать элемент E.

1. Вероятность передачи полной мощности в п.4 равна

$$p(100\%) = p_{T1}^2 \{ p_E (1 - q_A q_C) (1 - q_B q_D) + q_E [1 - (q_A + q_B - q_A q_B)] [1 - (q_C + q_D - q_C q_D)] \} = p_{T1}^2 p(F) = 0,9486$$

2. Вероятность передачи 50% мощности:

$$P(50\%) = P(F) 2 p_{T1} q_{T1} = 0,953 \cdot 2 \cdot 0,003 \cdot 0,997 = 0,0057.$$

Здесь  $p(F)$  - вероятность надёжной работы системы относительно шин высшего напряжения ПС п.4.

3. Вероятность передачи 0% мощности, т.е. полной потери питания:

$$q = p(0\%) = 1 - p(100\%) - p(50\%) = 1 - 0,948 - 0,0057 = 0,0457$$

Второй способ.

Воспользуемся представлением исходной сложной схемы относительно узла нагрузки п. 4 структурной схемой с помощью метода путей и минимальных сечений. Заметим, что при определении вероятности передачи 100% мощности два трансформатора Т1 ПС 4 целесообразно в структурной схеме путей представить в виде одного эквивалентного элемента, с вероятностью надёжной работы  $p_{T1}^2$ .

Эквивалентная схема путей от узла источника питания п.1 до узла нагрузки п. 4 показана на рис. 8.8

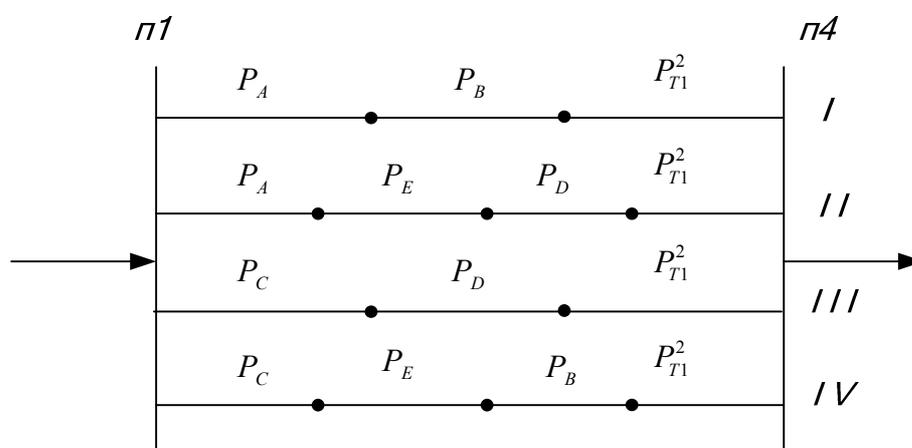


Рис.8.8. Эквивалентная схема путей от узла источника питания п.1 до узла нагрузки п. 4

1. Вероятность передачи 100% мощности определим как вероятность надёжной работы четырёх путей: I, II, III, IV.

$$\begin{aligned}
 P(100\%) &= p_I + p_{II} + p_{III} + p_{IV} - p_I p_{II} - p_I p_{III} - p_I p_{IV} - p_{II} p_{III} - p_{II} p_{IV} - \\
 &- p_{III} p_{IV} + p_I p_{II} p_{III} + p_I p_{II} p_{IV} + p_I p_{III} p_{IV} + p_{II} p_{III} p_{IV} - p_I p_{II} p_{III} p_{IV} = \\
 &= p_{T1}^2 \left\{ p_A p_B + p_A p_E p_D + p_C p_D + p_C p_E - \right. \\
 &- \left( p_A p_B p_E + p_A p_B p_C p_D + p_A p_B p_C p_E + p_A p_E p_C p_D + p_A p_E p_D p_C p_B + p_C p_D p_E p_B \right) + \\
 &+ \left. 4 p_A p_B p_C p_D p_E - p_A p_B p_C p_D p_E \right\} = p_{T1}^2 P(F) = 0,948.
 \end{aligned}$$

Здесь  $P(F)$  - вероятность надёжной работы схемы относительно шин ВН п. 4.

2. При определении вероятности передачи 50% мощности число путей в эквивалентной схеме путей увеличивается в два раза по сравнению с предыдущим случаем, если параллельно соединённые трансформаторы Т1 не представить одним эквивалентным элементом с вероятностью надёжной работы  $2p_{T1}q_{T1}$ . Тогда

$$P(50\%) = 2p_{T1}q_{T1}P(F) = 0.0057.$$

3. При определении вероятности полной потери питания целесообразно воспользоваться представлением исходной схемы с помощью минимальных сечений, как показано на рис. 8.9.

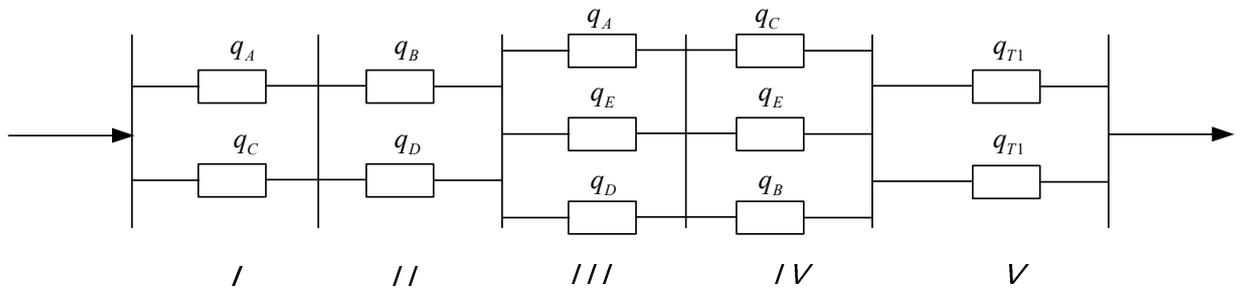


Рис.8.9. Расчетная схема замещения

Вероятность полной потери питания определим как вероятность состояний отказа пяти сечений:

$$\begin{aligned} P(0\%) &= q_I + q_{II} + q_{III} + q_{IV} + q_V \cong q_A q_C + q_B q_D + q_A q_E q_D + q_C q_E q_B + q_{T1}^2 \\ &= 0.15 \cdot 0.2 + 0.1 \cdot 0.12 + 0.15 \cdot 0.01 \cdot 0.12 + 0.2 \cdot 0.01 \cdot 0.1 + 0.01^2 = 0.0425. \end{aligned}$$

Разница по сравнению с первым способом составляет около 8%.

### Задача 7

Двухцепная линия электропередачи напряжением 110 кВ, длиной 80 км, сооружённая на одних опорах, имеет следующие показатели надёжности: среднее значение параметра потока отказов каждой цепи равно значениям

$\lambda_{01} = 0.01$  1 / км.год;  $\lambda_{02} = 0.01$  1 / км.год. Доля отказов линии, приводящих

к отключению двух цепей по одной причине равна  $\gamma = 0,3$ . Среднее время аварийного восстановления одной цепи  $t_B = 15ч$ , двух цепей –  $100 ч$ . Время планового простоя одной цепи  $t_{np} = 140ч / год$  при четырех отключениях в год. Пропускная способность каждой цепи - 100% передаваемой мощности. Схема электропередачи приведена на рис. 8.10.

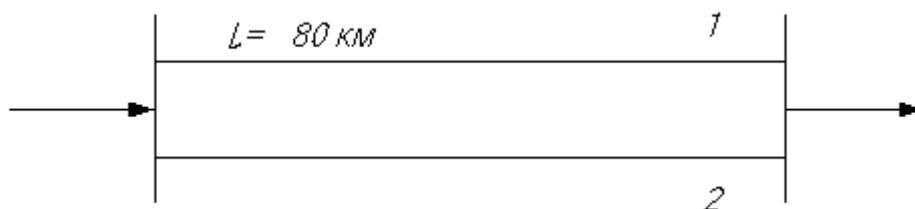


Рис.8.10. Схема электропередачи

Определить вероятность простоя и среднее эквивалентное время простоя двухцепной линии, а также суммарный параметр потока отказов.

### Решение

Как следует из условия задачи и статистических данных, все отказы двухцепных ЛЭП делятся на две группы:

1. отказы только одной цепи;
2. одновременные отказы обеих цепей, вызванные одной и той же причиной;

Поэтому при таких условиях задачи двухцепная ЛЭП в расчёте надёжности должна представляться в виде двух параллельно соединённых элементов, характеризующих параллельные отказы каждой цепи ЛЭП, и одного последовательно соединённого элемента, характеризующего одновременный отказ обеих цепей, вызванный одной и той же причиной. Схема замещения двухцепной ЛЭП показана на рис. 8.11.

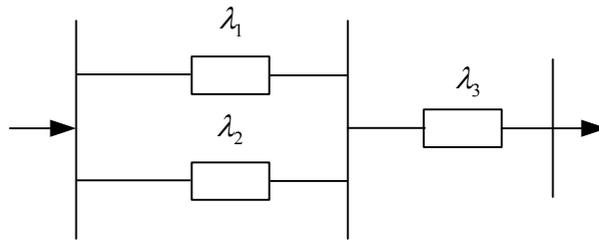


Рис.8.11. Расчётная схема по надёжности

1. Определяем параметры потоков отказов эквивалентных элементов расчётной схемы

$$\lambda_1 = \lambda_2 = (1 - \gamma) \lambda_{01} l = 0,7 \cdot 0,01 \cdot 80 = 0,56 \text{ 1 / год};$$

$$\lambda_3 = \gamma \lambda_{01} l = 0,24 \text{ 1 / год}.$$

Вероятность аварийного простоя каждой цепи ЛЭП равна

$$q_1 = q_2 = \lambda_1 t_B = 0,56 \cdot 15 / 8760 = 0,96 \cdot 10^{-3}.$$

Вероятность аварийного простоя двух цепей ЛЭП равна

$$q_3 = \lambda_3 t_{B2} = 0,24 \cdot 100 / 8760 = 2,74 \cdot 10^{-3}.$$

Вероятность простоя каждой цепи в преднамеренном отключении:

$$q_{\Pi} = t_{np} / T = 140 / 8760 = 16 \cdot 10^{-3}.$$

Параметр потока отказов двухцепной ЛЭП:

$$\begin{aligned} \lambda_{\Sigma} &= \lambda_3 + 2\lambda_1(q_1 + q_2) = 0,24 + 2 \cdot 0,56(0,96 + 16) \cdot 10^{-3} = \\ &= 0,24 + 19 \cdot 10^{-3} = 0,259 \text{ 1 / год} \end{aligned}$$

Здесь  $q_1 + q_2$  - вероятность аварийного и преднамеренного отключения одной цепи.

Вероятность простоя двухцепной ЛЭП:

$$q_{\Sigma} = q_1 q_2 + 2Kq_1 q_2 + q_3.$$

В этом выражении неизвестной величиной является коэффициент, учитывающий уменьшение вероятности совпадения аварийных и плановых ремонтов одной цепи вследствие того, что возможно лишь наложение

аварийного ремонта на плановый, а не наоборот. Его можно найти так:

$$K = \frac{t_{np1}}{t_{np1} + t_g} = \frac{35}{35 + 15} = 0,7,$$

где  $t_{np1} = \frac{t_{np}}{4} = \frac{140}{4} = 35$  часов - среднее время одного преднамеренного отключения;

$t_g$  - среднее время одного аварийного ремонта.

Тогда вероятность простоя двухцепной ЛЭП будет:

$$\begin{aligned} q_{\Sigma} &= (0,96 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 0,7 \cdot 0,96 \cdot 10^{-3} \cdot 16 \cdot 10^{-3} + 2,74 \cdot 10^{-3} = \\ &= 0,92 \cdot 10^{-6} + 21,5 \cdot 10^{-6} + 2,74 \cdot 10^{-3} = 2,7626 \cdot 10^{-3}. \end{aligned}$$

Таким образом, видно, что вероятность простоя двухцепной ЛЭП, в основном, определяется одновременными отказами двух цепей, вызванных одной и той же причиной.

Среднее эквивалентное время простоя двухцепной ЛЭП:

$$t_{\Sigma} = \frac{q_{\Sigma}}{\lambda_{\Sigma}} = \frac{2,7626 \cdot 10^{-3}}{0,259 \frac{1}{год}} = 10,7 \cdot 10^{-3} год = 93,7 \text{ часа в год.}$$

### Задача 8

Решить ту же задачу при условии, что две цепи ЛЭП сооружены на разных опорах и проходят по разным трассам, с учётом того, что время восстановления каждой цепи увеличивается в два раза  $t_g = 30 \text{ часов}$ .

### Решение

$$\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda = \lambda_{01} l = 0,01 \cdot 80 = 0,8 \text{ 1 / год};$$

$$q_1 = q_2 = \lambda_1 t_g = 0,8 \cdot 30 / 8760 = 2,74 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{II} = t_{np} / T = 140 / 8760 = 16 \cdot 10^{-3};$$

$$\lambda_{\Sigma} = 2 \lambda_1 (q_2 + q_2) = 2 \cdot 0,8 \cdot (2,74 + 16) \cdot 10^{-3} = 27,2 \cdot 10^{-3} \frac{1}{год};$$

$$q_{\Sigma} = q_1^2 + 2Kq_1q_2 = 2,74^2 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot (35 / 35 + 30) \cdot 2,74 \cdot 10^{-3} \cdot 16 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 7,5 \cdot 10^{-6} + 47,2 \cdot 10^{-6} = 54,2 \cdot 10^{-6};$$

$$t_{\Sigma} = \frac{54,2 \cdot 10^{-6}}{27,2 \cdot 10^{-3}} \approx 2 \cdot 10^{-3} = 17,5 \text{ часов в год}$$

Сравнивая полученный результат с результатом предыдущей задачи, видим, что эквивалентное время простоя двух одноцепных линий уменьшилось в  $93,7/17,5=5,35$  раз. Примерно во столько же раз, можно считать, уменьшается недоотпуск электроэнергии.

### Задача 9

Система передачи электроэнергии, приведенная на рис. 8.12, состоит из двух повышающих трансформаторов ( $T_1$ ), трёх линий ( $a, b, c$ ) и двух понижающих подстанций с трансформаторами  $T_2$  и  $T_3$ . Пропускные способности линий и трансформаторов указаны в табл. 8.3.

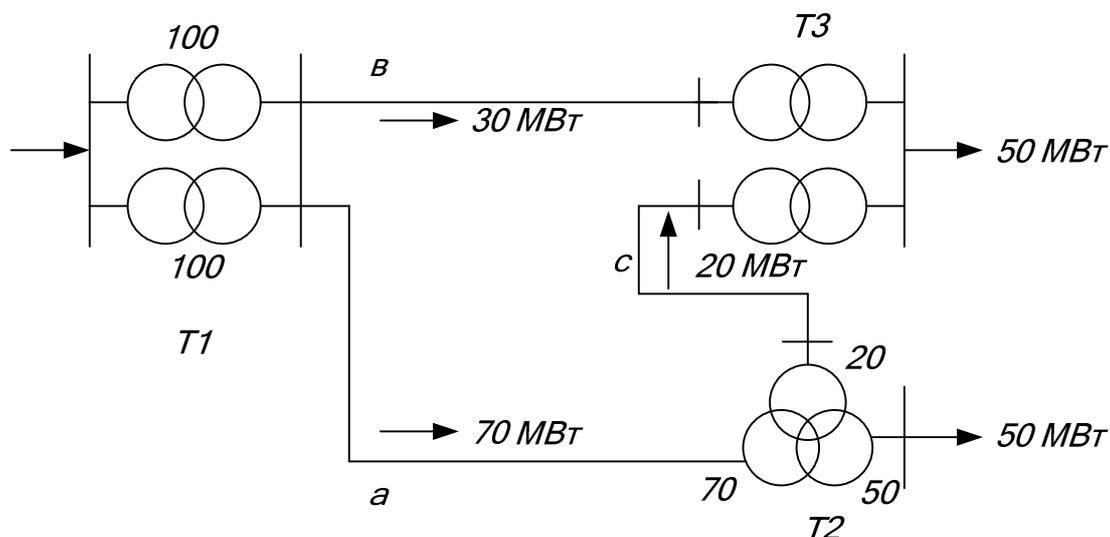


Рис.8.12. Схема электрической сети

Таблица 8.3. Исходные данные к задаче 9

Элемент сети	а	в	с	$T_1$	$T_2$	$T_3$
Пропускная способность, (МВА)	70	30	20	100/100	70/20/50	30/20
q	0,08	0,05	0,01	0,003	0,004	0,002

Определить вероятность потери потребителями 50 МВт, 70 МВт.

### Решение

При повреждении любой обмотки трёхобмоточного трансформатора он отключается. Для того чтобы потребители получали 50 МВт, необходима в любом случае работа:

1. хотя бы одного трансформатора ПС 1, т.е.  $T_1$ ;
2. обязательная работа ЛЭП - "а";
3. обязательная работа  $T_2$ .

Тогда вероятность потери потребителями 50 МВт будет равна:

$$\begin{aligned} p(P_{\text{деф}} = 50 \text{ Мвт}) &= p(P_{\text{неп}} = 50 \text{ Мвт}) = \\ &= (1 - q_{T1}^2) p_a p_{T2} [(q_a + q_{T3} - q_a q_{T3})(q_c + q_{T3} - q_c q_{T3})] = \\ &= (1 - 0,003^2)(1 - 0,08)(1 - 0,04)[(0,05 + 0,002 - 0,05 \cdot 0,002) \times \\ &\quad \times (0,01 + 0,002 - 0,01 \cdot 0,002)] = 5,73 \cdot 10^{-4}. \end{aligned}$$

Рассуждая аналогичным образом, определим вероятность потери 70 МВт и 30 МВт:

$$\begin{aligned} p(P_{\text{деф}} = 70 \text{ Мвт}) &= p(P_{\text{неп}} = 30 \text{ Мвт}) = \\ &= (1 - q_{T1}^2) p_B p_{T3} (q_a + q_{T2} - q_a q_{T2})(p_c + q_c)(p_{T3} + q_{T3}) = 7,95 \cdot 10^{-2}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} p(P_{\text{деф}} = 30 \text{ Мвт}) &= p_{T1} \{ q_{T3}^2 (1 - q_{T1}^2) [1 - q_B (q_a + q_c - q_a q_c)] + \\ &\quad + q_{T2}^2 (1 - q_{T3}^2) [1 - q_a (q_B + q_c - q_B q_c)] \} = \\ &= 0,999 \{ 0,003^2 (1 - 0,002^2) [1 - 0,06(0,07 + 0,09 - 0,07 \cdot 0,09)] + \\ &\quad + 0,002^2 (1 - 0,003^2) [1 - 0,07(0,06 + 0,09 - 0,06 \cdot 0,09)] \} = 1,292 \cdot 10^{-5}. \end{aligned}$$

### Задача 10

Система передачи электроэнергии, приведенная на рис. 8. 13, состоит из одного повышающего трансформатора  $T_1$ , трёх ЛЭП (а, б, с) и двух ПС с понижающими трансформаторами  $T_2$  и  $T_3$ . Пропускные способности ЛЭП и

трансформаторов указаны в таблице 8.4.

Таблица 8.4. Исходные данные к задаче 10

Элемент сети	а	в	с	T <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>3</sub>
Пропускная способность, МВт	60	60	60	30/30	30/30	
q	0,07	0,06	0,09	0,001	0,002	0,003

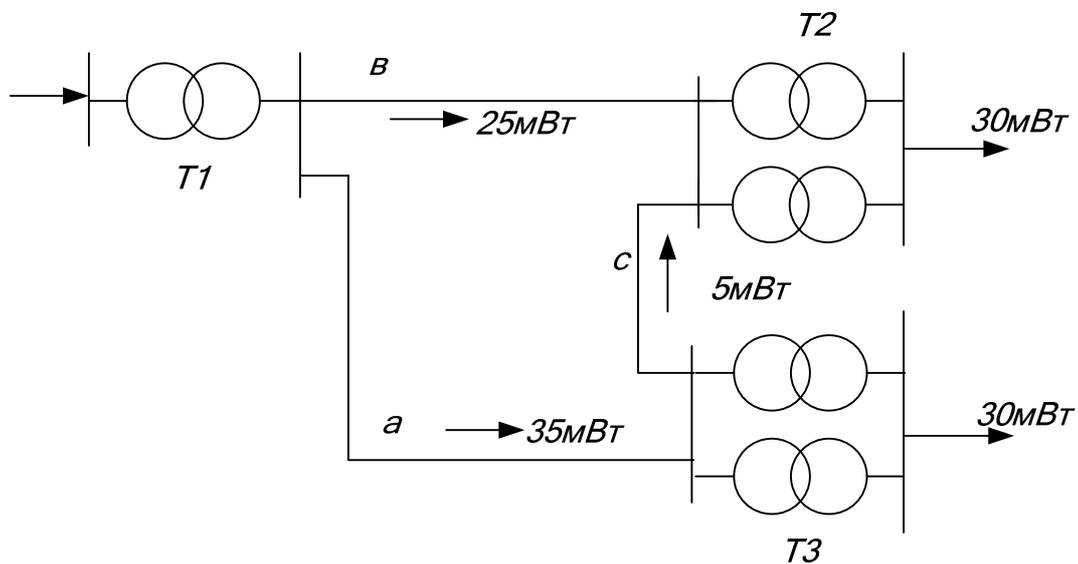


Рис.8.13. Схема электрической сети

Определить вероятность потери потребителями 30 МВт мощности.

### Решение

В любом случае должен оставаться в работе трансформатор T<sub>1</sub>, хотя бы одна ЛЭП: "а" или "в", хотя бы один из трансформаторов на подстанциях: T<sub>2</sub> или T<sub>3</sub>.

Обозначим:

$$1 - q_{T1} = p_{T1}; \quad 1 - q_b = p_b;$$

$$1 - q_{T2} = p_{T2}; \quad 1 - q_a = p_a;$$

$$1 - q_{T3} = p_{T3}; \quad 1 - q_c = p_c.$$

Тогда вероятность потери 30 МВт мощности потребителями равна

$$\begin{aligned} p(30) &= p_{T1} \left[ q_a q_c p_e (1 - q^2_{T2}) + q_e q_c p_a (1 - q^2_{T3}) \right] + \\ &+ q^2_{T3} (1 - q^2_{T2}) (p_e + p_a p_c) + q^2_{T2} (1 - q^2_{T3}) (p_e p_c + p_a) = \\ &= 0,999 \left[ 0,07 \cdot 0,09 \cdot 0,94 (1 - 0,002^2) + 0,06 \cdot 0,09 \cdot 0,93 (1 - 0,003^2) \right] + \\ &+ 0,003^2 (1 - 0,002^2) (0,94 + 0,93 \cdot 0,91) + 0,002^2 (1 - 0,003^2) (0,94 \cdot 0,91 + 0,93) = \\ &= 5,98 \cdot 10^{-3}. \end{aligned}$$

### Задача 11

Определить суммарный ущерб от перерывов в электроснабжении глиноземного завода, для предложенной схемы электроснабжения (см. рис. 8.14), и оценить надежность данной схемы.

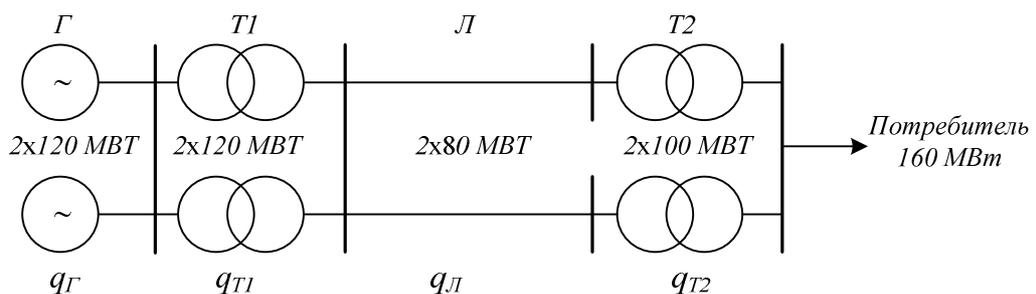
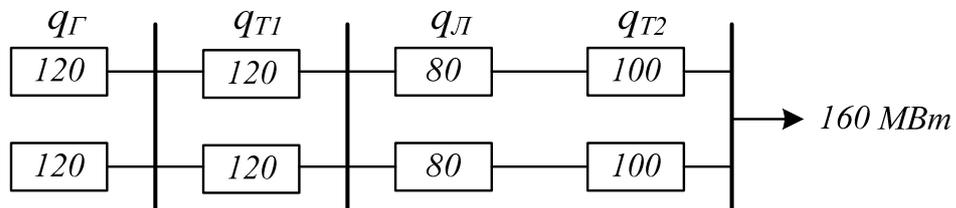
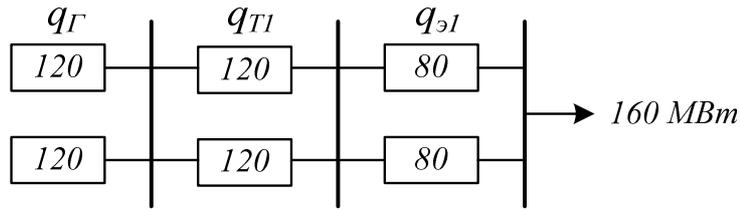


Рис. 8.14. Схема электропередачи

Составляем схему замещения:



Эквивалентрируем схему замещения до параллельных цепочек.



Вероятность отказа эквивалентного элемента равна:

$$q_{Э1} = q_{Л} + q_{Т2} = 3 \cdot 10^{-3} + 7 \cdot 10^{-4} = 0,0037$$

Определяем возможные дефициты мощности:

$$P_{деф} = \{40; 80; 160\} \text{ MBm}.$$

Определяем вероятности возможных дефицитов мощности при частичном перерыве в электроснабжении:

$$\begin{aligned} p(P_{деф} = 80) &= 2 p_{Э} q_{Э1} (p_{Г}^2 + 2 p_{Г} q_{Г}) \cdot (p_{Т1}^2 + 2 p_{Т1} q_{Т1}) = \\ &= 2 \cdot 0,9963 \cdot 0,0037 \cdot (0,99996^2 + 2 \cdot 0,99996 \cdot 0,00004) \cdot (0,9993^2 + \\ &+ 2 \cdot 0,9993 \cdot 0,0007) = 0,00737; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} p(P_{деф} = 40) &= 2 p_{Г} q_{Г} (p_{Т1}^2 + 2 p_{Т1} q_{Т1}) p_{Э1}^2 + 2 p_{Т1} q_{Т1} p_{Г}^2 p_{Э1}^2 = \\ &= 2 \cdot 0,99996 \cdot 0,00004 \cdot (0,9993^2 + 2 \cdot 0,9993 \cdot 0,0007) \cdot 0,997^2 + \\ &+ 2 \cdot 0,0007 \cdot 0,9993 \cdot 0,99996^2 \cdot 0,997^2 = 0,00147. \end{aligned}$$

Определяем длительность возможных дефицитов мощности при частичном перерыве в электроснабжении:

$$\begin{aligned} t(P_{деф}) &= p(P_{деф}) T_{Г}, \\ t(P_{деф} = 40) &= p(P_{деф} = 40) \cdot 8760 = 0,00147 \cdot 8760 = 12,877 \text{ ч}, \\ t(P_{деф} = 80) &= p(P_{деф} = 80) \cdot 8760 = 0,00737 \cdot 8760 = 64,561 \text{ ч}. \end{aligned}$$

Определяем математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии при частичном перерыве питания:

$$\bar{W}_{нео} = \sum_1^n p_{деф_i} t_i(P_{деф_i}) = 40 \cdot 12,877 + 80 \cdot 64,561 = 5679,96 \text{ MBm} \cdot \text{ч}.$$

Эквивалентуем схему до одного элемента:

$$q_{\text{пер}} = q_{\text{э2}}$$


$$q_{\text{э2}} = q_{\Gamma}^2 + q_{T1}^2 + q_{\text{э1}}^2 = 0,00004^2 + 0,0007^2 + 0,003^2 = 9,492 \cdot 10^{-6}.$$

Определяем длительность полного перерыва в электроснабжении:

$$t(p_{\text{деф}} = 160) = q_{\text{пер}} \cdot T_{\Gamma} = 9,492 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 0,083 \text{ ч}.$$

Определяем количество недоотпущенной электроэнергии при полном перерыве электроснабжения:

$$\bar{W}_{\text{пер}} = 160 t(p_{\text{деф}} = 160) = 160 \cdot 0,083 = 13,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Находим общее количество недоотпущенной электроэнергии при перерывах в электроснабжении:

$$\bar{W}_{\Sigma} = \bar{W}_{\text{нед}} + \bar{W}_{\text{пер}} = 5679,96 + 13,3 = 5693,26 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем основной ущерб, предварительно взяв по [17] значение удельного основного ущерба:

$$Y_o = 0,15 \text{ у.е.} / \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

Тогда:

$$Y_{\text{осн}} = Y_o \bar{W}_{\Sigma} = 0,15 \cdot 5693,26 \cdot 10^{-3} = 853,989 \text{ тыс.у.е.}$$

Здесь условная единица соответствует доллару США.

Определяем ущерб внезапности. Для этого по [17] находим удельную величину ущерба при продолжительности полного отключения

$$t(p_{\text{деф}} = 160) = 0,083 \text{ ч},$$

$$y_{\text{ВН}} = 10,6 \text{ у.е.} / \text{кВт}.$$

Тогда:

$$Y_{\text{ВН}} = y_{\text{ВН}} \cdot p_{\text{треб}} = 10,6 \cdot 160 \cdot 10^3 = 1696 \text{ тыс.у.е.}$$

Суммарный ущерб равен:

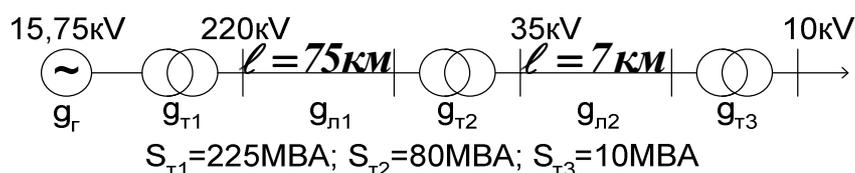
$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{осн}} + Y_{\text{ВН}} = 853,989 + 1696 = 2549,989 \text{ тыс.у.е.}$$

Вывод: предложенный вариант схемы электроснабжения глиноземного комбината ненадежен. Необходимо увеличить пропускную способность до 160 МВт. В этом случае будет только ущерб внезапности, равный 1696 тыс. у.е.

Если увеличить число резервируемых цепей, например до трех, то ущерб внезапности снизится до 37,8 у.е. Для того, чтобы выбрать окончательный вариант, необходимо рассчитать дополнительные затраты, связанные с введением третьей резервируемой цепочки в схему и сравнить с ущербом при двух резервируемых цепочках.

## 9. ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ ПРОРАБОТКИ

1. Определить вероятность безотказной работы и вероятность отказа в схеме.



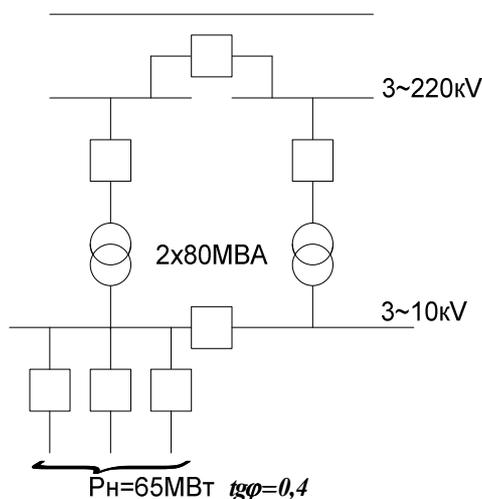
2. Определить вероятности возможных дефицитов мощности в схеме.

1	20
2	15
3	30
4	15
5	20

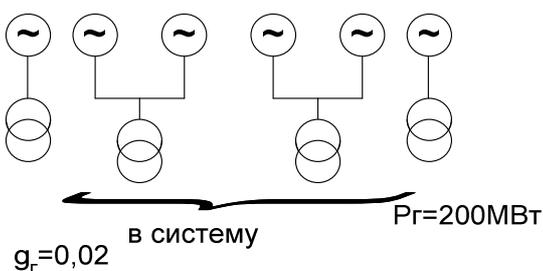
→ 100 МВт

$$q_1=q_5=0,018; q_2=q_4=0,009; q_3=0,015$$

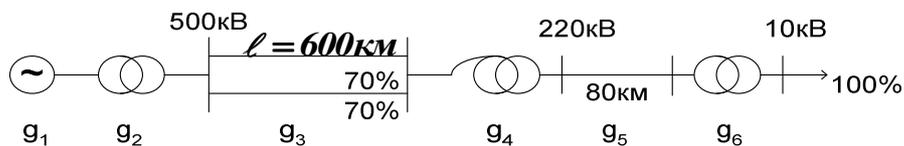
3. Определить вероятность безотказной работы и отказов в схеме без учёта секционных выключений.



4. Определить вероятности и снижение располагаемой мощности станции при отказе 1,2,3,4 генераторов.

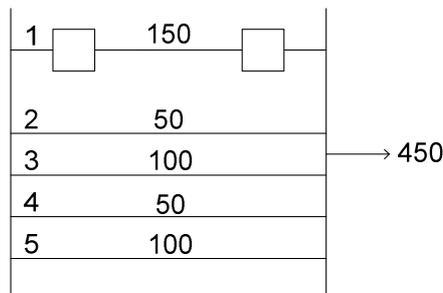


5. Определить вероятность безотказной работы и вероятность отказа в схеме.



$$q_1=0,017; q_2=0,008; q_3=0,025; q_4=0,009; q_5=0,008; q_6=0,005$$

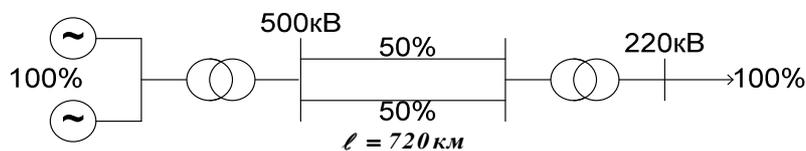
6. Определить вероятности возможных дефицитов мощности.



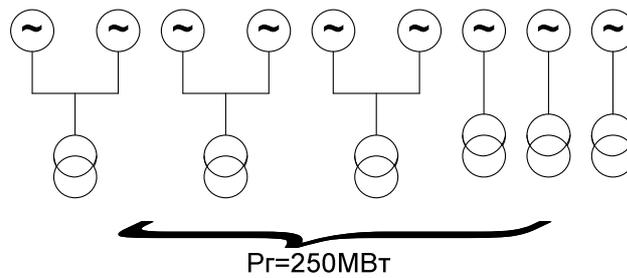
По справочнику найти недостающие показатели надёжности по линии 1, длина которой равна 130 км, напряжение 220 кВ для двух случаев:

- а) выключатели элегазовые;
- б) выключатели масляные.

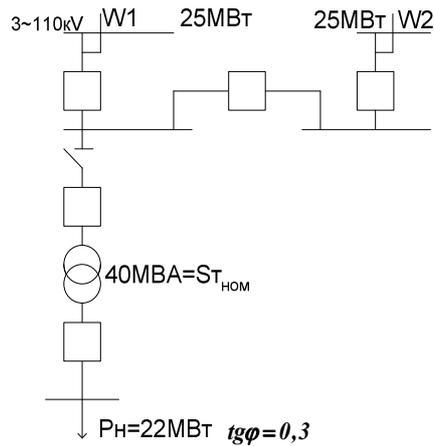
7. Определить вероятность отказа и безотказной работы в схеме.



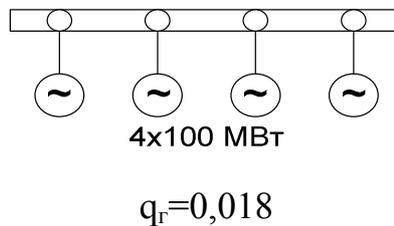
8. Определить вероятность возможных ограничений мощности и вероятность безотказной работы при передаче мощности в систему от станции число рабочих генераторов 5, резервных – 7.  $q_2=0,022$



9. Определить вероятность отказа и безотказной работы в схеме без учёта секционного выключателя.

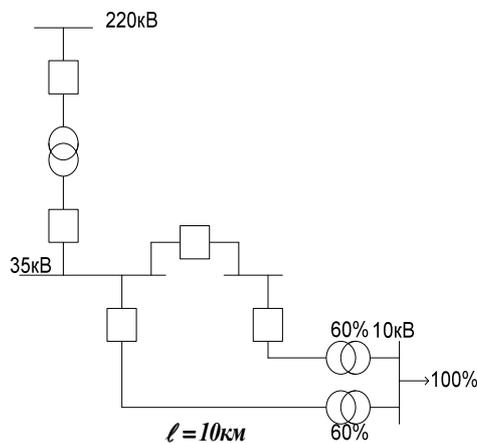


10. Определить вероятности возможных дефицитов мощности в схеме при условии, что число рабочих генераторов 4, резервных 2.

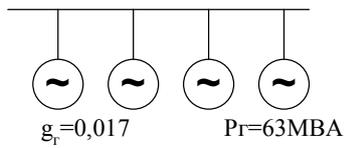


Чему равна вероятность безотказной работы?

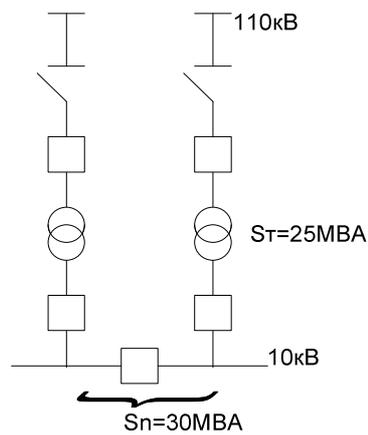
11. Определить вероятность отказа и безотказной работы в схеме.



12. Определить вероятности возможных дефицитов мощности в схеме при числе рабочих генераторов 3, резервных – 1.



13. Определить вероятность безотказной работы и вероятность отказа в схеме.



14. Определить вероятности возможных дефицитов мощности в схеме.

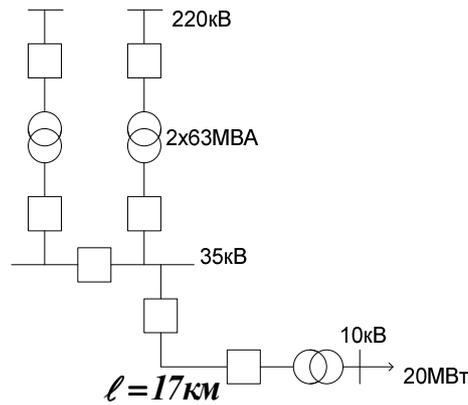
1	40	
2	20	
3	10	
4	20	
5	40	→ 190 МВт
6	20	
7	40	

$$q_1 = q_5 = q_7 = 0,007$$

$$q_2 = q_4 = q_6 = 0,01$$

$$q_3 = 0,019$$

15. Определить вероятность отказов и безотказной работы для схемы:



16. Определить вероятности возможных дефицитов мощности.

1	25
2	15
3	25
4	15
5	50
6	15

→ 145MVA

$$q_1=q_3=0,015; q_2=q_4=q_6=0,019; q_5=0,019$$

17. Определить вероятности возможных дефицитов мощности и безотказной работы в схеме.

1	15
2	30
3	15
4	30
5	15
6	30
7	15
8	30

→ 180MВт

$$q_1=q_3=q_5=q_7=0,016$$

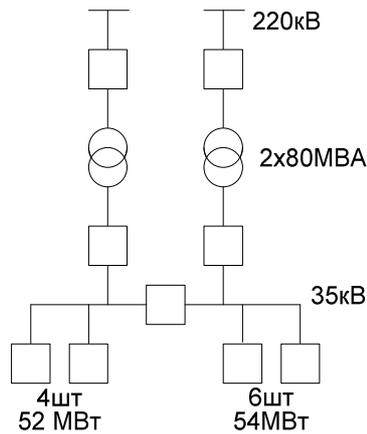
$$q_2=q_4=q_6=q_8=0,02$$

Что будет с вероятностью дефицитов мощности при снижении требуемой мощности на 50%?

18. Определить вероятность безотказной работы и отказов в схеме:

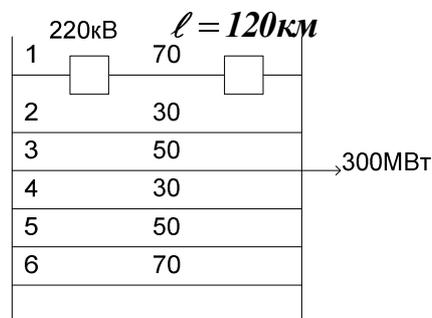


19. Определить вероятность безотказной работы и вероятность отказа в схеме.



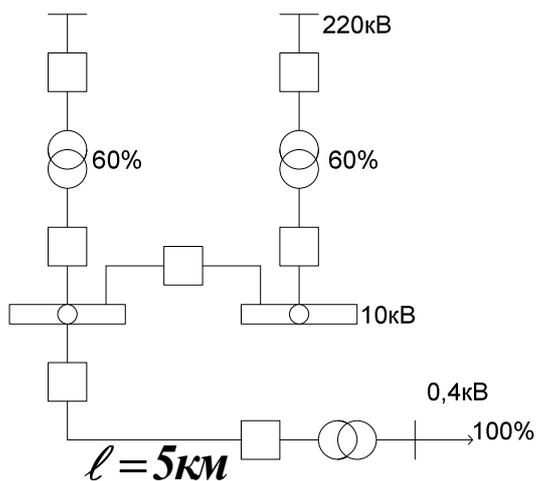
Что нужно сделать, чтобы повысить надёжность?

20. Определить вероятности возможных дефицитов в схеме.

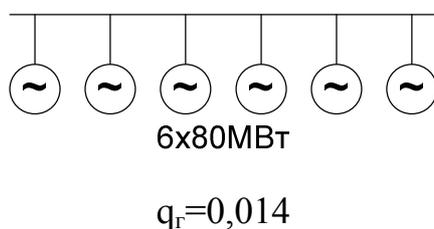


$$q_2=q_4=0,009; q_3=q_5=0,009; q_6=0,01$$

21. Определить вероятность отказа и безотказной работы в схеме.

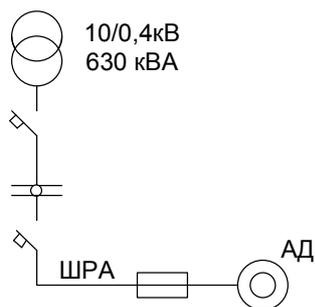


22. Определить ограничения в выдаче мощности в систему и их вероятности.

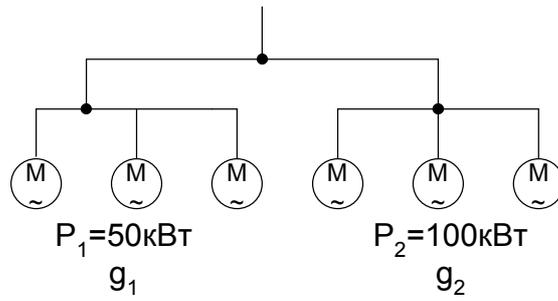


В резерве два генератора. Рассмотреть случаи, когда генераторы работают на два, на один повышающий трансформатор.

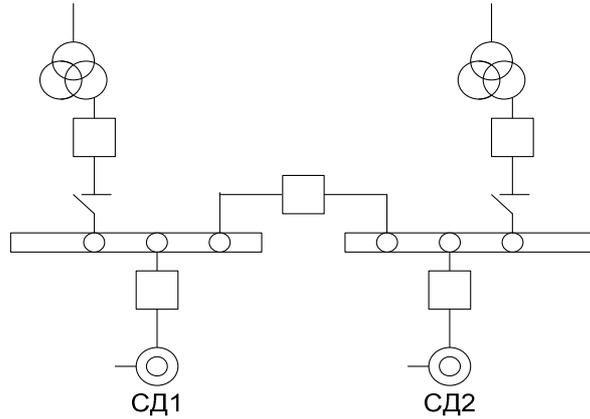
23. Определить вероятность безотказной работы и вероятность отказа в схеме.



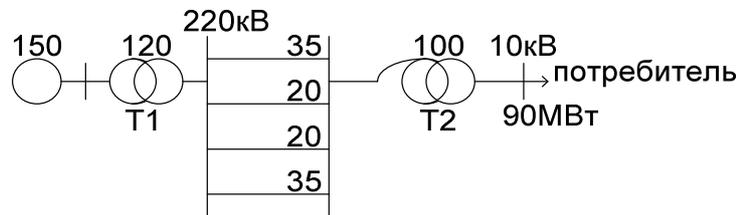
24. Определить вероятности возможных дефицитов мощности в схеме.



25. Определить вероятность безотказной работы и вероятность отказа в схеме.

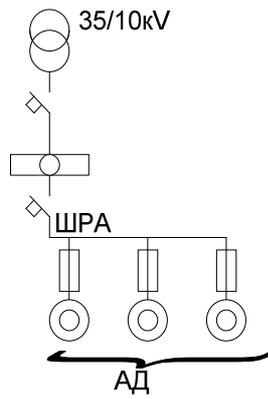


26. Определить вероятности возможных дефицитов мощности



Что изменится в схеме, если включить вместо одного два трансформатора параллельно при их пропускной способности 100 МВт?

27. Определить вероятность безотказной работы схемы и её полного и частичного отказов.

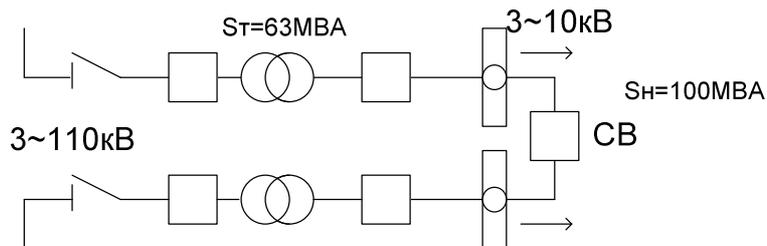


28. Определить вероятности возможных дефицитов в схеме.

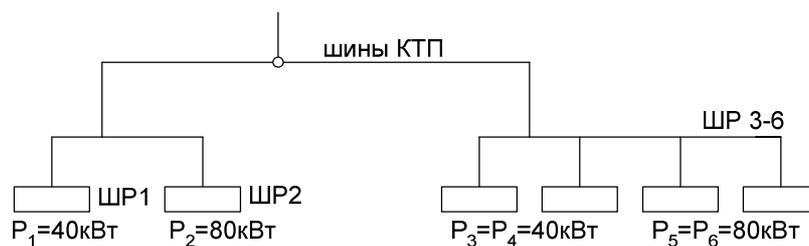
Л1	15	120МВт →
Л2	10	
Л3	20	
Л4	40	
Л5	15	
Л6	20	

$$q_1=q_5=0,004; q_2=0,0012; q_3=q_6=0,007; q_4=0,003.$$

29. Определить вероятность безотказной работы и вероятность отказа в схеме без учёта секционного выключателя.

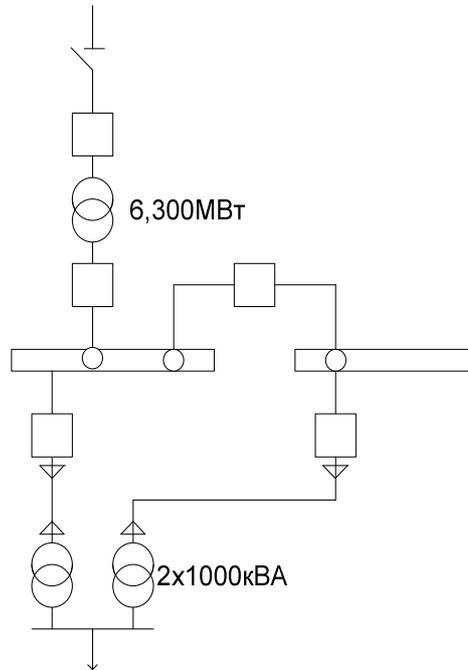


30. Определить вероятности возможных дефицитов мощности



Вероятности отказов шкафов одинаковы.

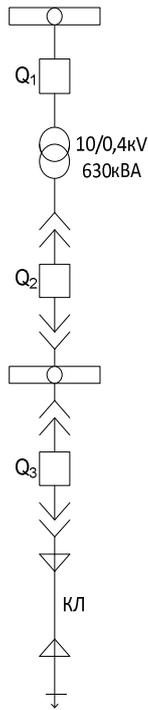
31. Определить вероятность отказа и безотказной работы схемы, вероятность частичного отказа.



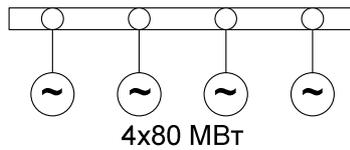
32. Определить вероятности возможных дефицитов мощности в схеме.

$g_1$	25	$200\text{МВт}$ $g_1 = g_3 = g_5$ $g_2 = g_4 = g_6$
$g_2$	40	
$g_3$	25	
$g_4$	40	
$g_5$	25	
$g_6$	40	
$g_7$	5	

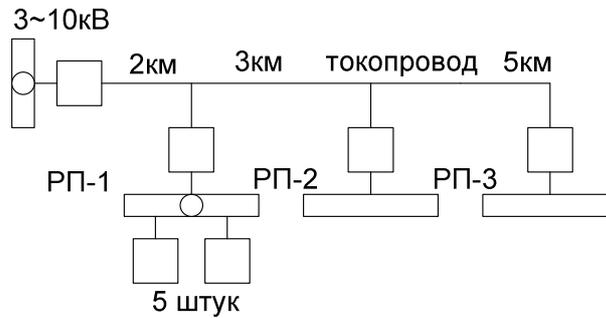
33. Оценить надёжность схемы.



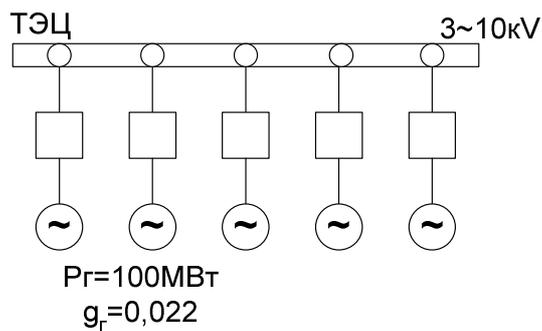
34. Определить вероятности возможных дефицитов в схеме: учесть, что один из генераторов находится в резерве.



35. Определить вероятность отказа и безотказной работы в схеме.

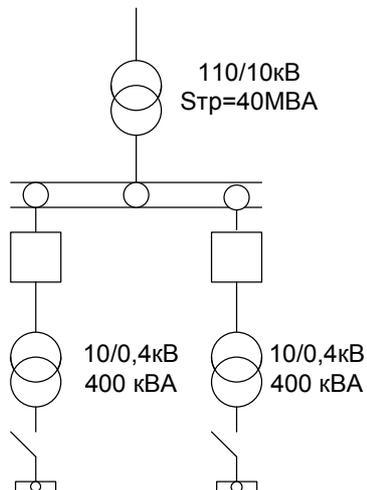


36. Определить вероятности возможных дефицитов мощности.



При анализе схемы учесть, что один из генераторов ТЭЦ находится в холодном резерве.

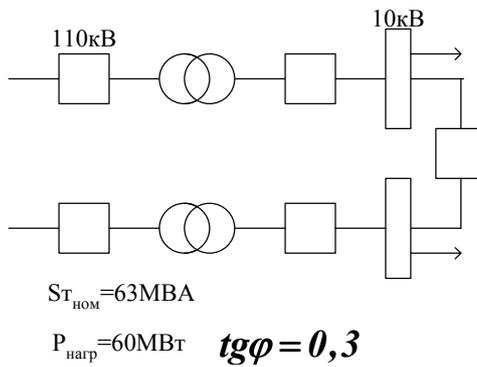
37. Оценить надёжность схемы.



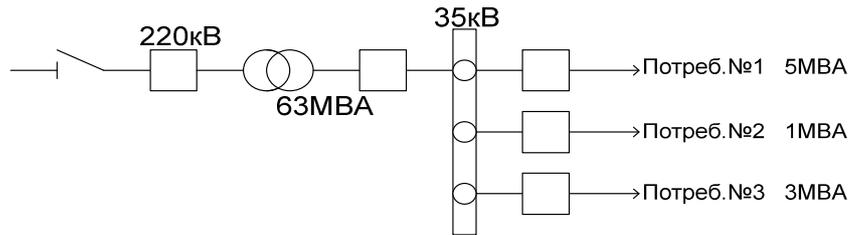
38. Определить вероятности возможных дефицитов мощности.

$g_1$	20МВт	→ P=50МВт
$g_2$	5	
$g_3$	20	
$g_4$	5	

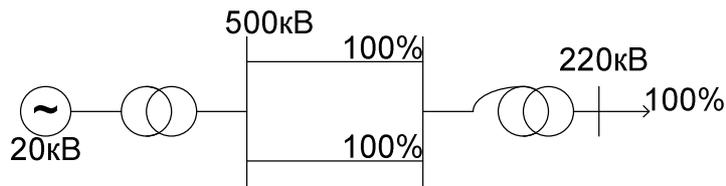
39. Определить вероятность полной работоспособности и всех частичных работоспособностей, а так же вероятность отказа в схеме.



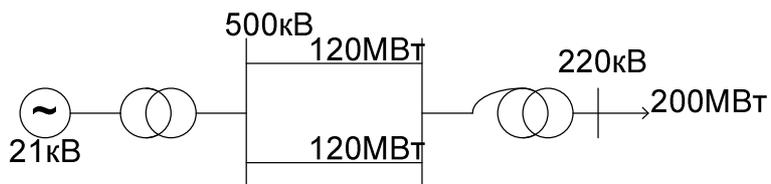
40. Определить вероятность безотказной работы и отказа для данной схемы.



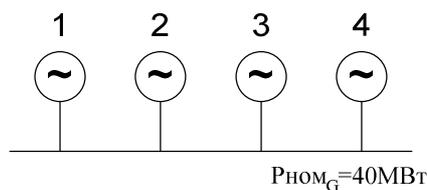
41. Определить вероятность безотказной работы и вероятность отказа схемы



42. Определить вероятность безотказной работы и вероятность полного и частичного отказа для схемы



43. Определить вероятность возможных ограничений в выдаче мощности для схемы. Здесь 3 генератора рабочих, один - в резерве



44. Определить вероятности всех возможных дефицитов мощности для схемы.

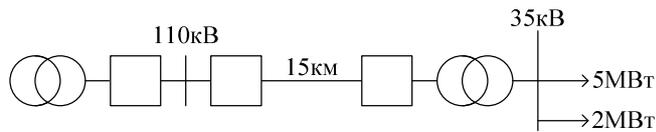
1	25
2	40
3	35
4	25
5	40
6	25

→ 210МВт

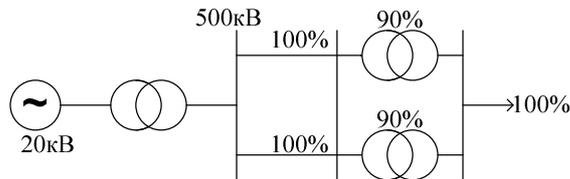
$$q_1=q_4=q_6=0,4 \cdot 10^{-2}; \quad q_2=q_5=0,1 \cdot 10^{-2}; \quad q_3=0,008$$

$$q_5=q_1=5 \cdot 10^{-2}; \quad q_4=q_2=7 \cdot 10^{-3}; \quad q_3=1 \cdot 10^{-2}$$

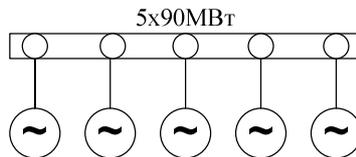
45. Определить вероятность возможных дефицитов мощности в схеме



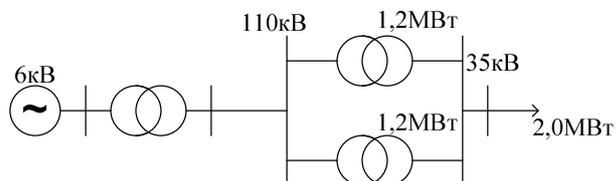
46. Определить вероятность безотказной работы и вероятность отказа схемы.



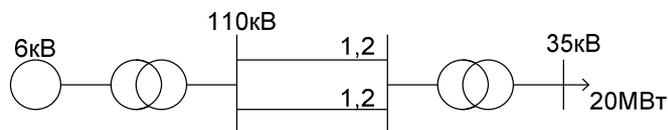
47. Определить вероятность безотказной работы схемы и вероятность отказа двух генераторов. В резерве 2 генератора.



48. Определить вероятность всех возможных состояний в схеме.



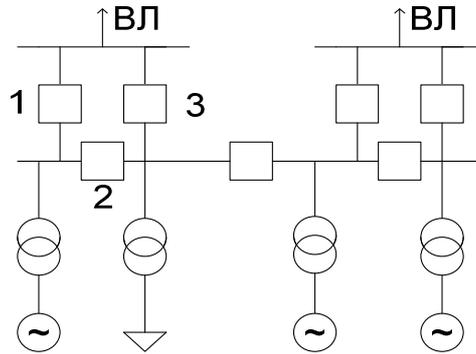
49. Определить вероятность всех возможных состояний в схеме.



### Комплексные задания

Билет №1

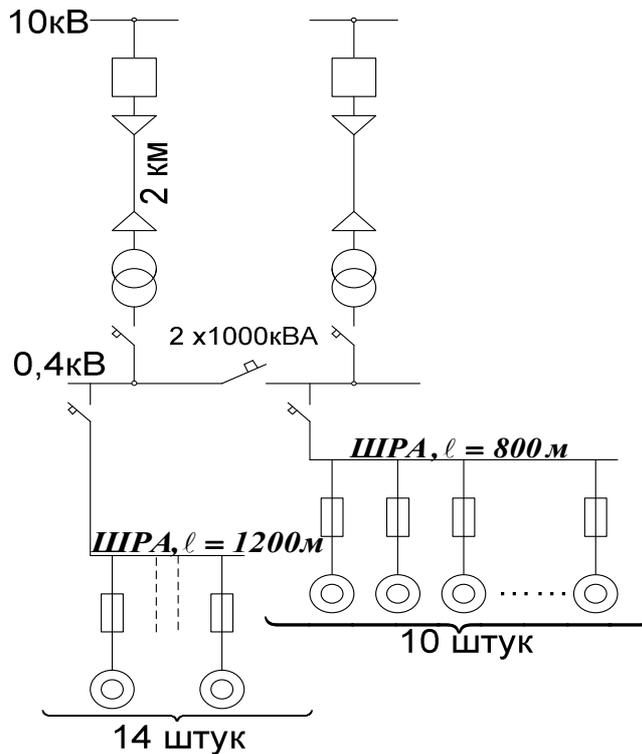
- 1) Оценить надежность схемы РУ 500кВ с учетом релейной защиты двумя методами (аналитический и логико-вероятностный метод)



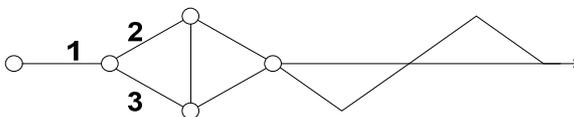
- 2) Составить граф перехода из состояния в состояние для треугольника 1-3.  
3) Методом путей и минимальных сечений оценить надежность схемы п.1.

Билет №2

- 1) Рассчитать надежность системы электроснабжения.

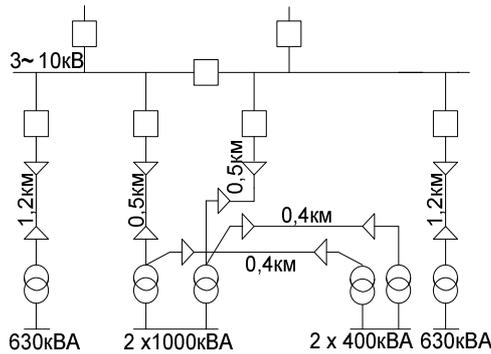


- 2) Какие показатели надежности необходимо знать для анализа схемы электроснабжения и как их рассчитать? По какому показателю определяется вероятность безотказной работы?  
3) составить граф перехода,  $K_{п.с.}$ ,  $K_{г.с.}$  по системе дифференциальных уравнений для схемы и оценить надежность, добавив пронумерованную часть схемы.



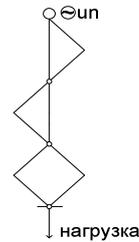
Билет №3

1) Рассчитать надежность схемы внутреннего электроснабжения при условии 100%-го резервирования.



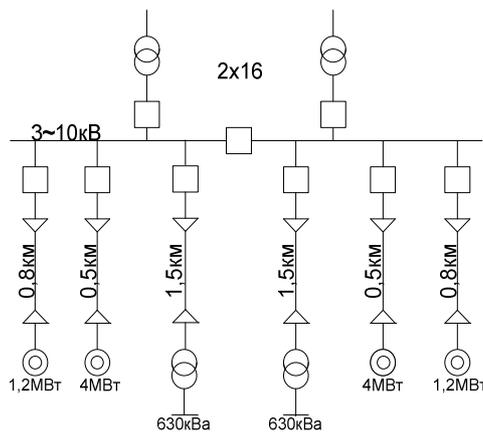
2) Записать систему дифференциальных уравнений для анализа вероятности состояний цепи, состоящей из 5 последовательно соединенных элементов и показать чему равен для нее  $K_T$  и  $K_{П}$  в стационарном состоянии.

3) Оценить надежность схемы.



Билет №4

1) Рассчитать надежность схемы внутреннего электроснабжения насосной станции двумя методами.

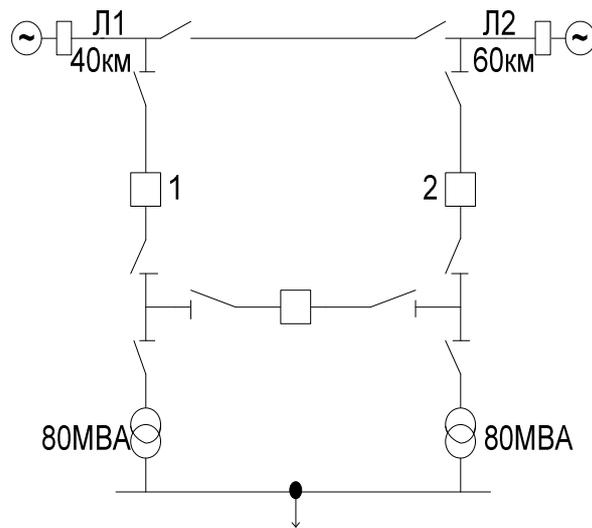


2) Записать систему дифференциальных уравнений на основе графа перехода из состояния в состояние для трех параллельно соединенных элементов и показать чему равны стационарные  $K_T$ ,  $K_{П}$ .

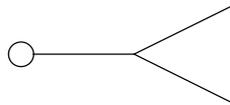
3) Определить кратность резервирования для схемы при условии, что есть резервные насосы 4МВт и 1,2МВт и определить при этом вероятность безотказной работы насосной станции.

Билет №5

1) Оценить надежность следующей схемы и рассчитать ее количественные характеристики двумя методами. Что изменится если выключатели 1, 2 будут в цепях ст.?

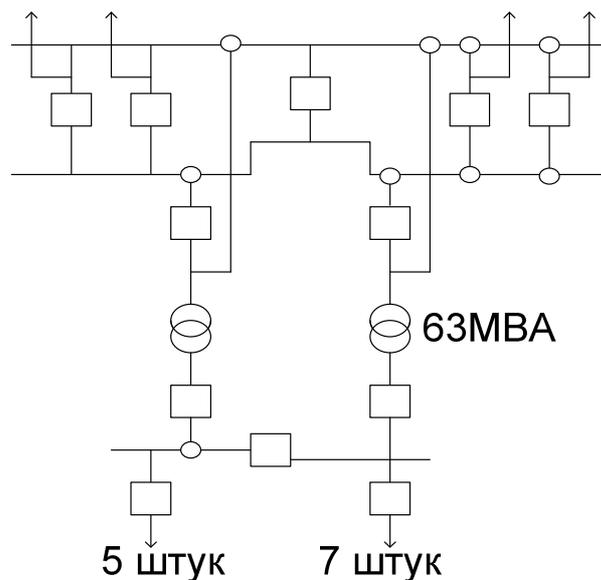


- 2) При проектировании эл. систем какая модель надежности выбирается для анализа вариантов схем районных подстанций и почему? Как оценить ущерб от перерыва в электроснабжении в такой системе? Показать на примере подстанции п. 1.
- 3) Составить граф перехода, дифференциальные уравнения,  $K_{г.с.}$ ,  $K_{п.с.}$  для схемы.

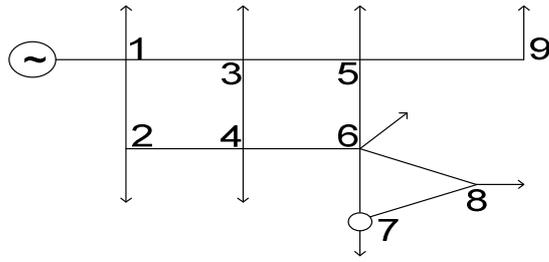


Билет №6

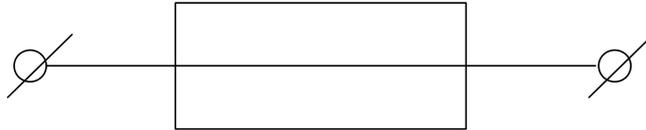
1) Рассчитать надежность схемы п/ст 110/10кВ с учетом АВР.



2) Оценить надежность схемы методом минимальных сечений относительно узла 7.

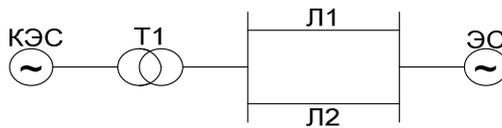


3) Составить граф перехода и оценить вероятности состояний для схемы:



Билет №7

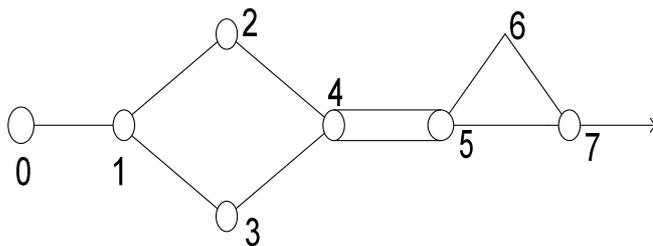
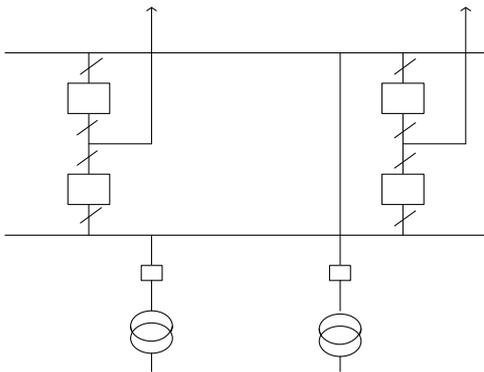
1) Составить граф переходов из состояния в состояние, записать систему дифференциальных уравнений и показать на их основе чему будут равны стационарные значения коэффициентов готовности и оперативной готовности системы:



Каждый элемент пропускает всю требуемую мощность.

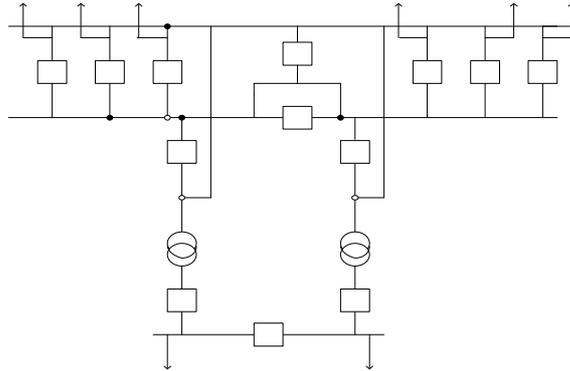
2) Оценить надежность следующей схемы в нормальном и ремонтных режимах;  $S_T=100\text{MBA}$ ,  $P_U=220\text{kV}$ ,  $S_{\text{треб}}=130\text{MBA}$

3) Методом минимальных сечений определить вероятность отказа схемы сравнить с деревом событий

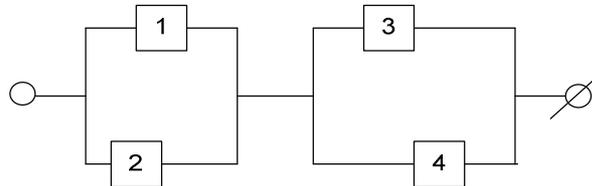


Билет №8

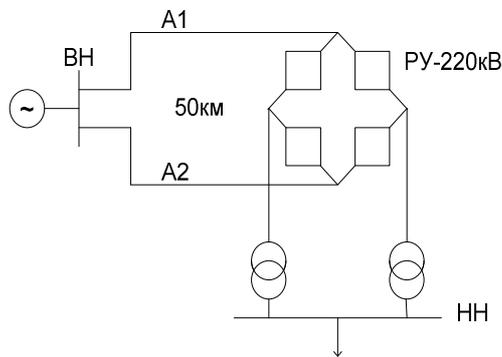
1) Оценить надежность схемы п/ст 220/10кВ.



2) Составить граф перехода и найти вероятности состояний для схемы

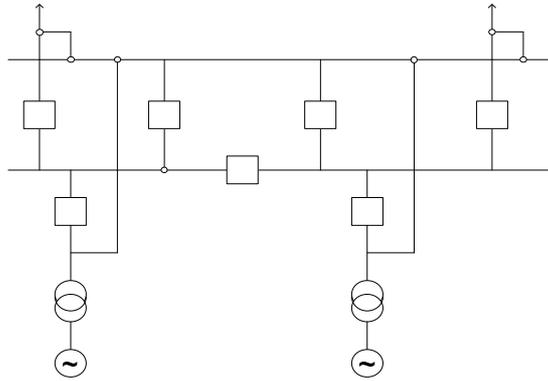


3) Методом минимальных сечений оценить надежность схемы

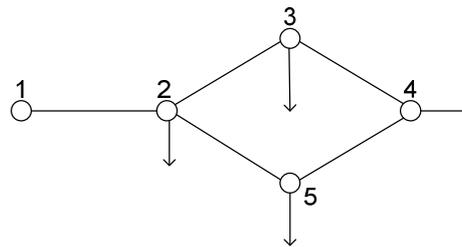


Билет №9

1) Рассчитать надежность схемы в нормальном и ремонтных режимах:  $P_{тр}=200\text{МВт}$ ;  $S_{тр}=250\text{МВА}$ ; ВЛ двухцепная длиной 100 км, выключатели воздушные РУ – 220кВ.



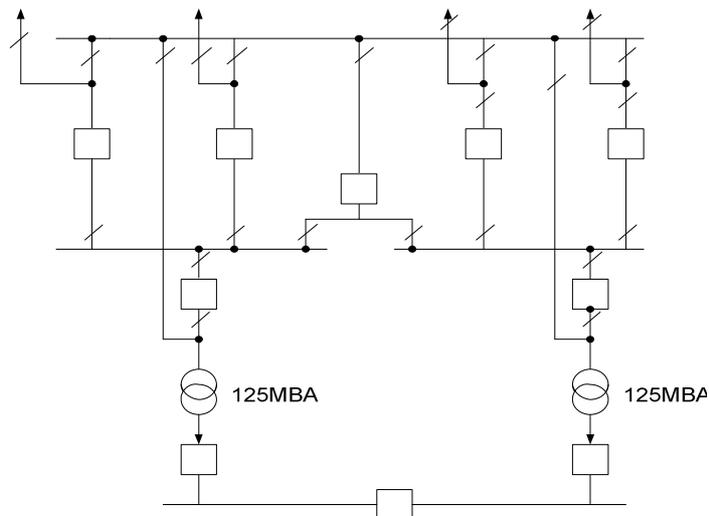
2) Составить граф перехода, систему дифференциальных уравнений и найти по ней соответствующие показатели надежности для следующей схемы относительно узла 4.



3) Рассчитать вероятность отказа методом минимальных сечений схемы п.2 относительно узла 5.

### Билет №10

1) Оценить надежность схемы районной подстанции 110кВ и рассчитать количественно показатели надежности. Учесть соответствие схемы 13А в нормальном режиме и одном из ремонтных.



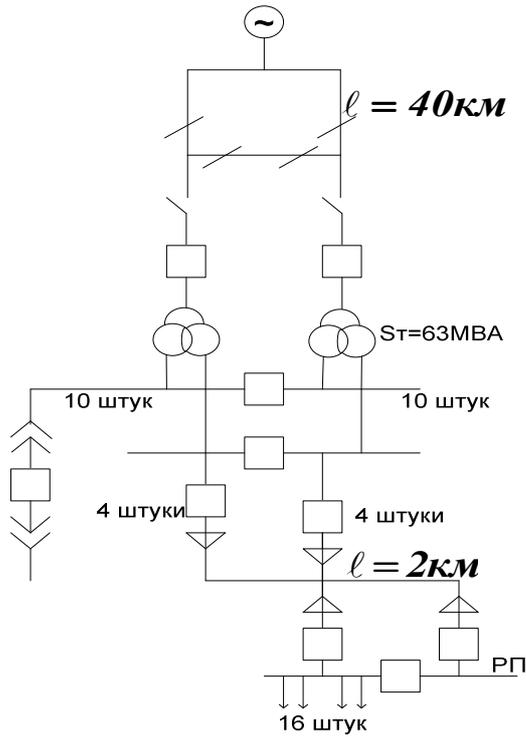
2) Чем отличаются комплексные показатели надежности от единичных? Какова их область применения? Рассмотреть по состоянию событий.

3) Как для приведенной схемы учесть секционный и межсистемные выключатели?

4) Составить граф перехода для 3-х параллельных элементов.

Билет №11

1) Рассчитать надежность системы электроснабжения двумя методами.

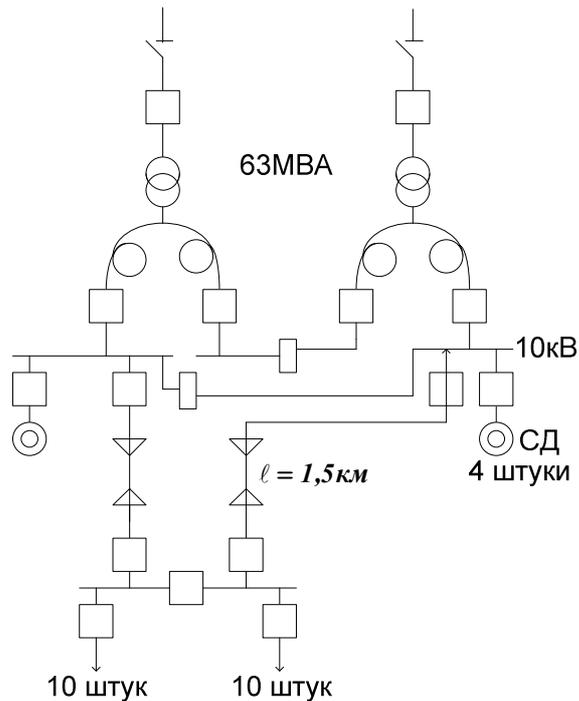


2) В каком случае оценивается температурный режим изоляции? Как рассчитать относительный износ изоляции? Приведите свой пример.

3) Составить граф перехода для одной секции шин п/ст, написать диф. уравнение и  $K_{г. с.}$ ,  $K_{п. с.}$

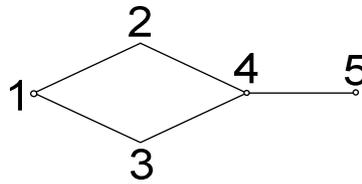
Билет №12

1) Рассчитать надежность системы электроснабжения двумя методами.



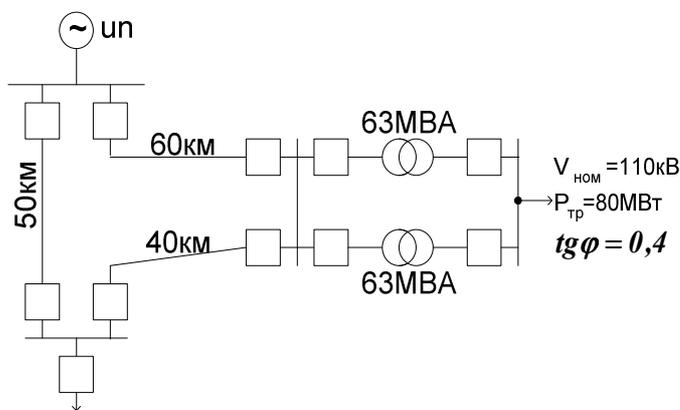
2) Какие показатели надежности нужно рассчитать для системы электроснабжения предприятия? Какими методами?

3) Составить граф перехода для схемы. Записать  $K_{г. с.}$ ,  $K_{п. с.}$



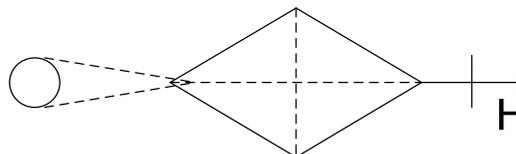
Билет №13

1) Оценить надежность следующей схемы и рассчитать количественные характеристики надежности.



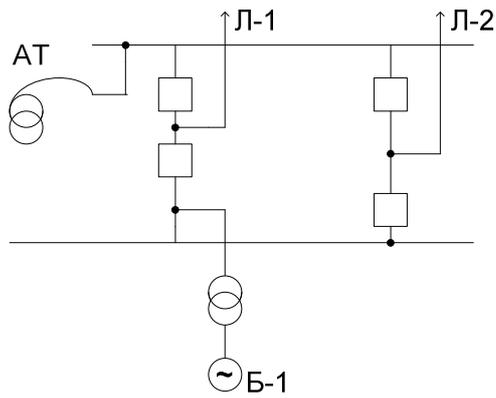
2) Чем отличаются модели отказов электроустановок и модели надежности электроустановок. Какова их область применения. Дать модель надежности силовых трансформаторов и модель отказа выключателя 220 кВ и 10 кВ.

3) Составить граф перехода для схемы, записать диф. уравнения,  $K_{г. с.}$ ,  $K_{п. с.}$ . Добавив к схеме штриховую часть методом минимальных сечений оценить ее надежность.



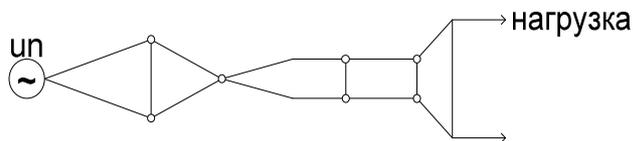
Билет №14

1) Составить граф перехода из состояния в состояние, систему дифференциальных уравнений, записать стационарные коэффициенты готовности и оперативной готовности системы (ОРУ-330кВ).



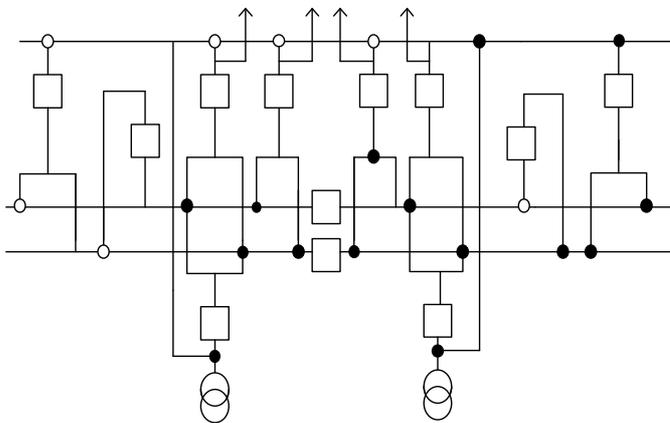
2) Определить надежность схемы при мощности генераторного блока 159МВт двумя методами: аналитическим и деревом событий.

3) Методом минимальных сечений оценить вероятность отказа относительно узла нагрузки.



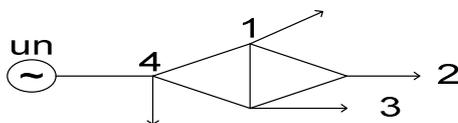
Билет №15

1) Оценить надежность схемы п/ст относительно РУ СН 220кВ.



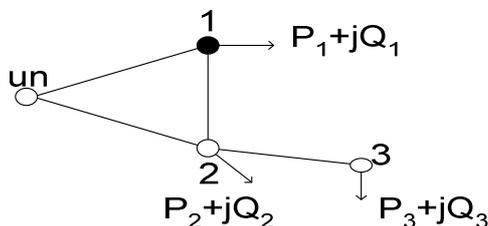
2) Покажите формирование модели отказов для группы однотипных агрегатов общим числом 7 и рабочим числом 5. Как влияет кратность резервирования на надежность.

3) Составить граф перехода относительно узла 1 и методом минимальных сечений оценить надежность схемы по графу перехода и диф. уравнениям найти вероятности состояний.



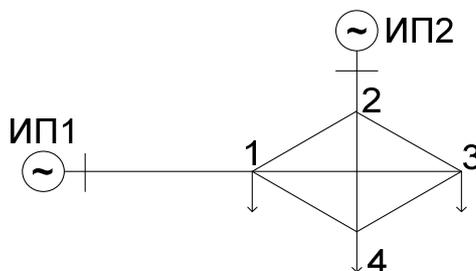
Билет №16

1) Составить граф перехода из состояния в состояние, записать систему дифференциальных уравнений и на их основе выражения для стационарных значений коэффициентов готовности и отказа для системы.



Билет №17

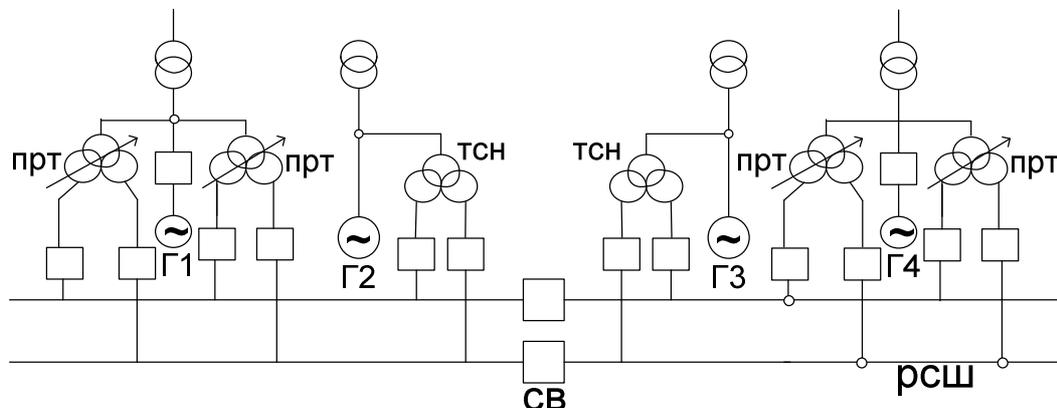
1) Составить граф перехода из состояния в состояние, записать систему дифференциальных уравнений и на их основе значения коэффициентов простоя и готовности системы для стационарного режима относительно узла 4.



- 2) Оценить надежность системы относительно узла 3 методом минимальных сечений с учетом преднамеренных отключений.
- 3) Составить схему п/ст 3, имеющей РУ-110кВ, РУ-10кВ и оценить ее надежность любым методом с учетом схем автоматики.

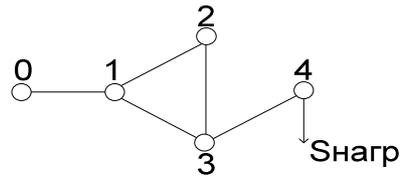
Билет №18

1) Рассчитать надежность схемы относительно РСШ вероятностным методом и аналитическим с учетом АВР и преднамеренных отключений.



2) Какой моделью учитывается вероятность отказа при постепенном износе изоляции? Показать на примере ПРТ или ТСН.

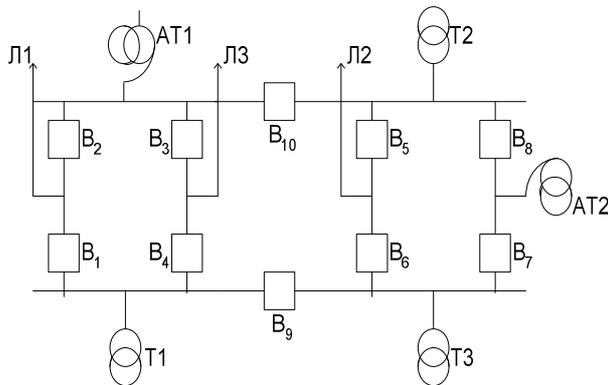
3) Составить граф перехода для схемы.



4) Методом минимальных сечений оценить надежность узла 4, предварительно соединив его с узлом 2.

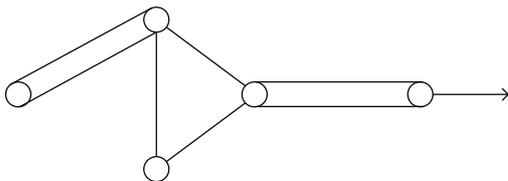
Билет №19

1) Рассчитать надежность схемы в нормальном и ремонтных режимах с учетом средств автоматики:



- а) методом дерева событий
- б) аналитическим или методом минимальных сечений

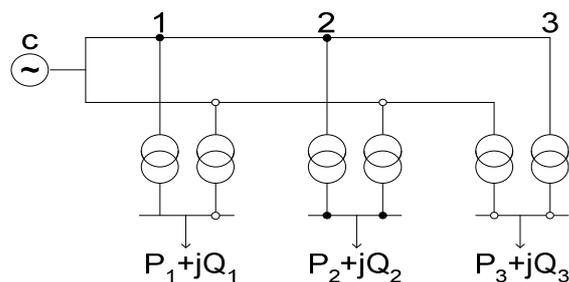
2) Составить граф перехода для схемы.



3) Учесть преднамеренные отключения при рассмотрении ремонтного режима: отключение выключателя В2.

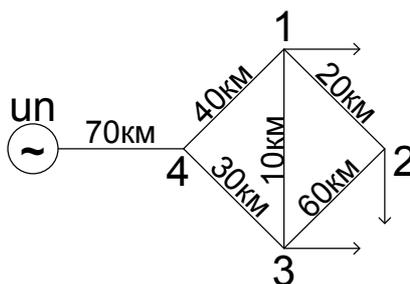
Билет №20

1) Составить граф переходов из состояния в состояние, записать систему дифференциальных уравнений и на их основе выражения для коэффициентов готовности и простоя системы.



Билет №21

1) Оценить состояние следующей системы:



а) потребители п/ст1 без питания;

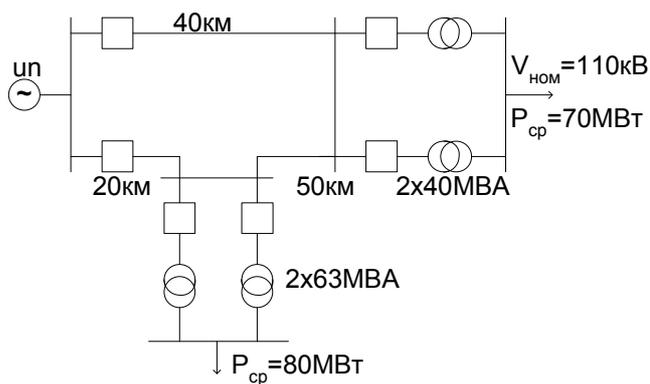
б) потребители п/ст2 без питания

с помощью графа перехода из состояния в состояние: составить систему дифференциальных уравнений,  $K_{г.с.}$ ,  $K_{п.с.}$

2) Оценить резерв и выбрать число агрегатов в узле энергосистемы, если известно, что в узле устанавливаются агрегаты мощностью 60МВт, 100МВт, 150МВт с вероятностью аварийных простоев 0,02; 0,03; 0,02 соответственно. Максимум нагрузки 1600МВт. Связь данного узла с энергосистемой осуществляется по 2-х цепной ВЛ с вероятностью отказа 0,003 для каждой цепи. Пропускная способность цепи 250МВт. По условию баланса мощности в системе в данный узел передается не более 450МВт. Намечено к установке  $n_1, n_2=0,15, n_3=4$ .

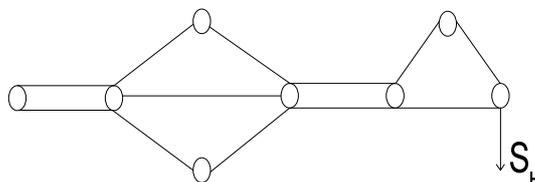
Билет №22

1) Оценить надежность и рассчитать ее количественные характеристики для следующей схемы:



2) Как учесть наложение аварийного отказа одной части системы на преднамеренные отключения другой? Пояснить на примере п.1.

3) Оценить надежность схемы любым методом:

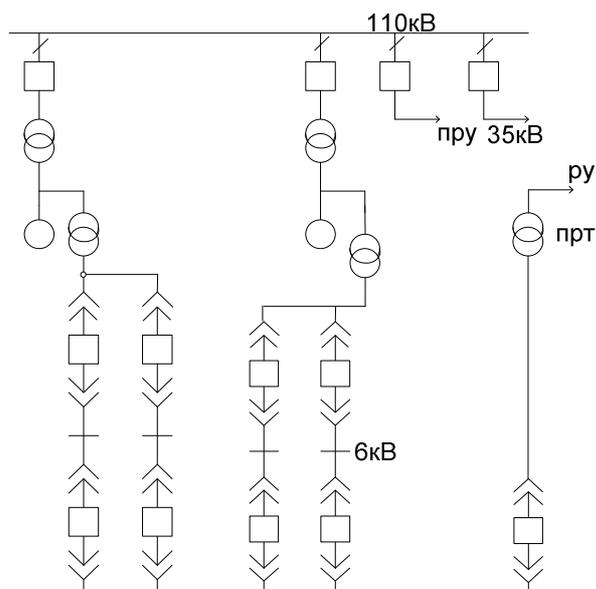


### Билет №23

- 1) Покажите формирование модели отказов для группы однотипных агрегатов общим числом 7 и рабочим числом 5. Как влияет кратность резервирования на надежность?
- 2) Рассчитать оптимальные значения аварийного резерва и число агрегатов в узле, если учесть, что номинальная мощность агрегатов I типа равна 120МВт, второго – 160МВт, вероятность их аварийных простоев соответственно 0,03 и 0,025. Максимум нагрузки  $P_{\max}=1200\text{МВт}$ . Связь данного узла с системой осуществляется по двухцепной ВЛ с пропускной способностью 300МВт и вероятностью отказа  $g = 0,0032$ . Выдача мощности из узла осуществляется по двухцепной линии с пропускной способностью 50МВт. По условию баланса мощности в данный узел передается не более 500МВт.  $n1/n2 = 0,25$ .

### Билет №24

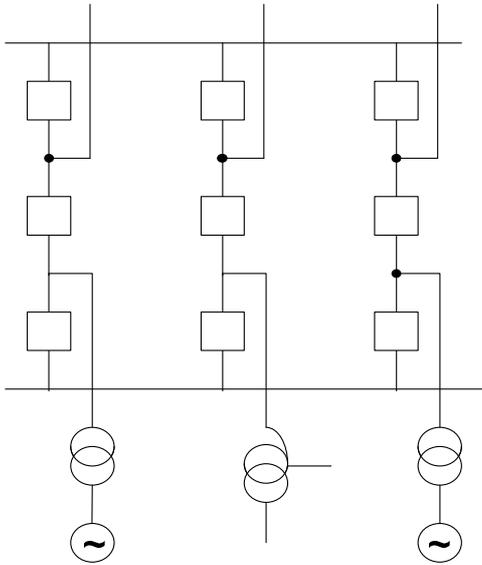
- 1) Оценить надежность схемы собственных нужд ТЭЦ логико – вероятностным методом.



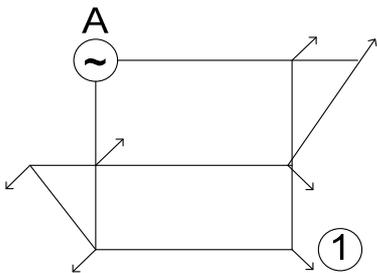
- 2) Составить граф перехода от состояния к состоянию для трех параллельно соединенных элементов, записать систему дифференциальных уравнений и коэффициент готовности через 3 года эксплуатации.
- 3) Учет преднамеренных отключений в схеме из 5 параллельно соединенных элементов в системе надежности.

Билет №25

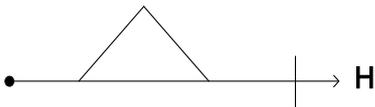
1) Рассчитать количественные характеристики схемы п/ст двумя методами,  $V_{ном}=500кВ$ .



2) Методом минимальных сечений оценить надежность схемы системного узла 1.

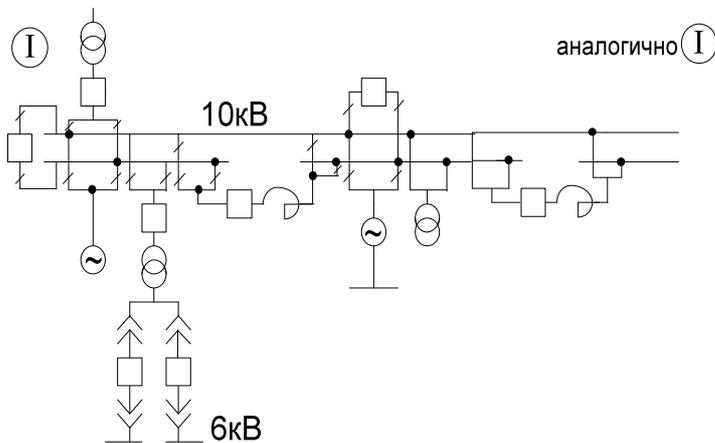


3) Составить граф перехода, систему дифференциальных уравнений, вероятности работоспособных состояний схемы.



Билет №26

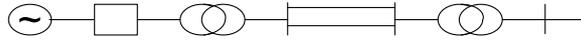
1) Оценить надежность схемы с.н. ТЭЦ:



а) аналитическим методом;

б) логико-вероятностным методом.

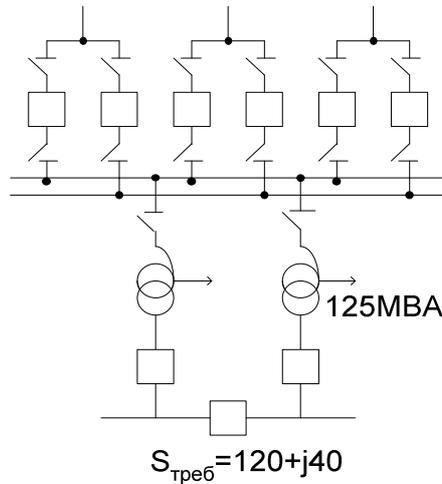
2) Составить граф переходов для схемы. Каждый элемент пропускает всю требуемую мощность.



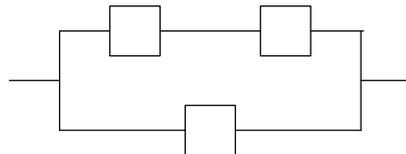
3) Составить схему минимальных сечений п/ст. 2 системы шин с обходной для  $U = 220\text{kV}$ , от которой отходят 4ВЛ. Учесть в ней средства автоматики.

Билет №27

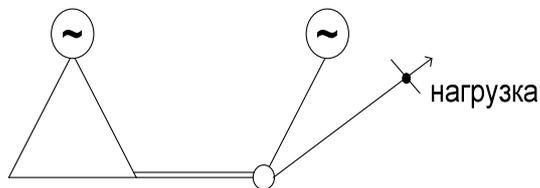
1) Определить количественные характеристики схемы подстанции.



2) Составить граф переходов, систему дифференциальных уравнений, вероятности стационарных состояний для схемы

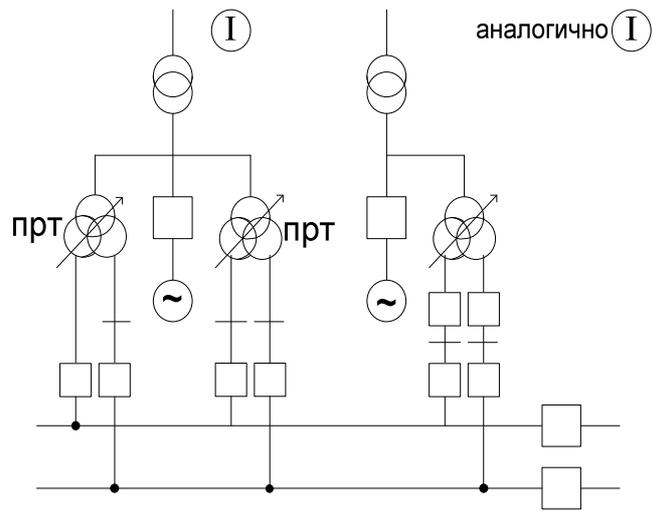


3) Методом минимальных сечений оценить надежность схемы



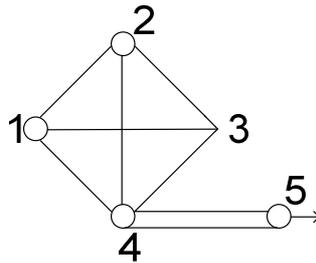
Билет №28

1) Рассчитать надежность схемы собственных нужд 6кВ КЭС аналитическим и логико-вероятностным методом и сравнить результаты с учетом преднамеренных отключений и АВР.



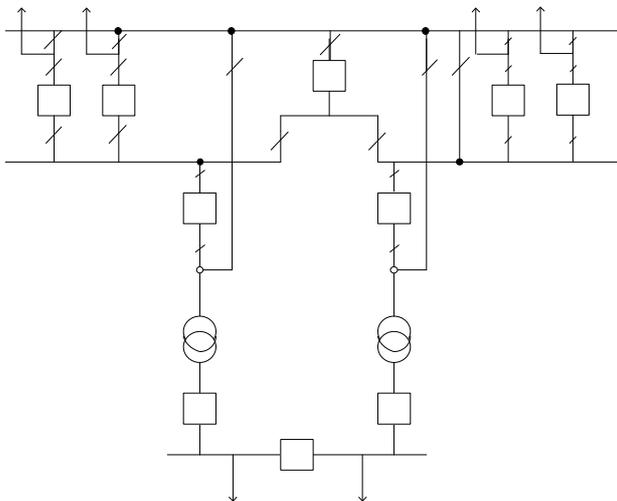
2) Покажите как формируется модель постепенных отказов на примере изоляции трансформатора.

3) Составить граф перехода для схемы относительно узла 5. И показать  $K_{г.с.}$  и  $K_{п.с.}$  для произвольного момента времени.

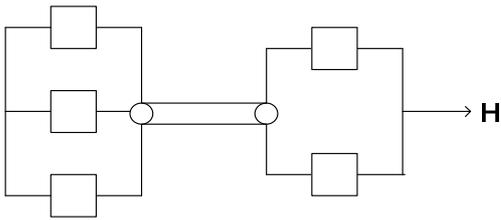


Билет №29

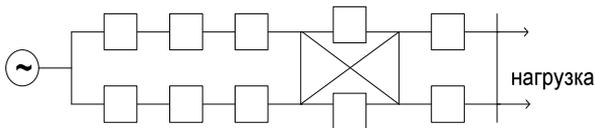
1) Оценить надежность схемы двумя методами. Учесть средства РЗ и ПВА.



2) Составить граф перехода, написать по нему систему дифференциальных уравнений, коэффициент простоя системы и  $K_{o.g.}$

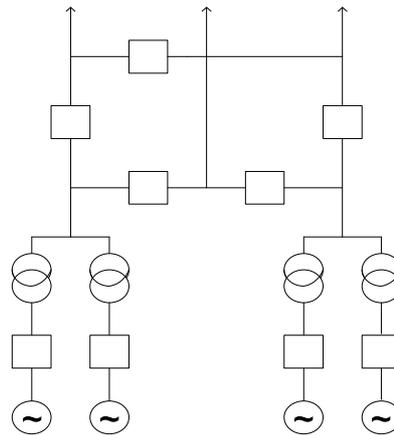


3) Методом минимальных сечений определить надежность схемы сети.



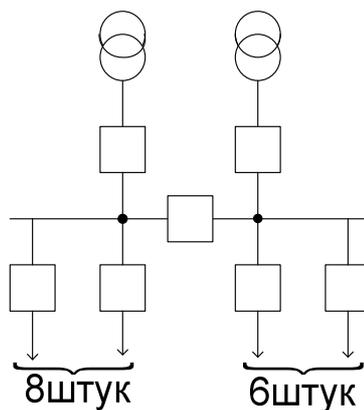
Билет №30

1) Оценить надежность главной схемы станции: с 4 турбогенераторами 220МВт с учетом средств автоматики и преднамеренных отключений:

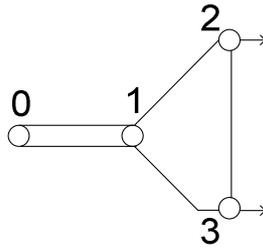


- а) аналитическим методом;
- б) логико-вероятностным.

2) Какой моделью учесть секционный выключатель при расчете надежности? Покажите на примере приведенной схемы.



3) Составить граф переходов для схемы. Рассмотреть узел 3.

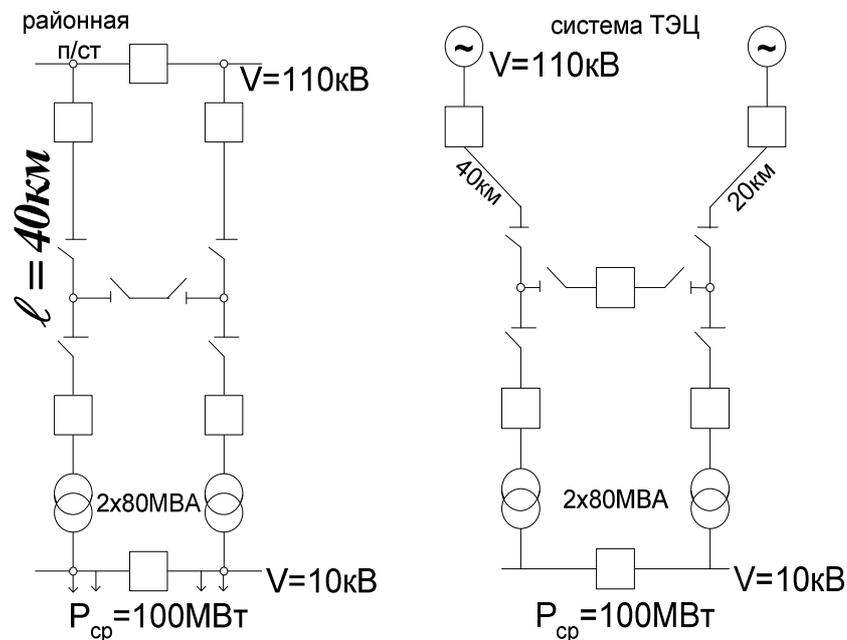


Билет №31

1) Рассчитать надежность схемы внешнего электроснабжения предприятия для двух вариантов подключения к эл. сети и выбрать более надежный:

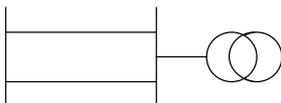
а) аналитически

б) методом минимальных сечений



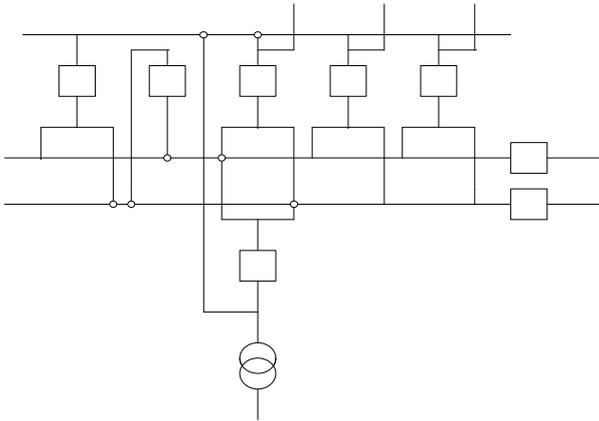
2) Какой моделью учитывается секционный выключатель, почему? Покажите как это сделать (для своей схемы).

3) Составить граф перехода, систему дифференциальных уравнений и стационарные  $K_{г.с.}$  и  $K_{п.с.}$  для схемы:

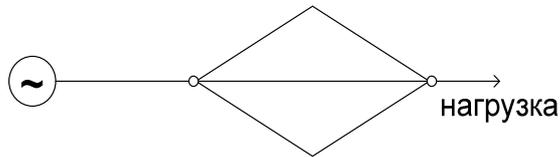


Билет №32

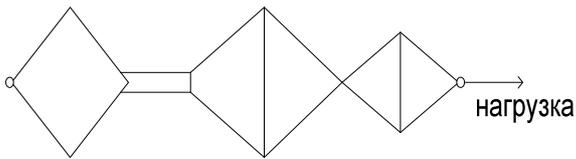
1) Оценить надежность схемы двумя методами, учесть все средства автоматики в схеме.



2) Составить граф перехода для схемы, написать стационарные коэффициенты надежности.

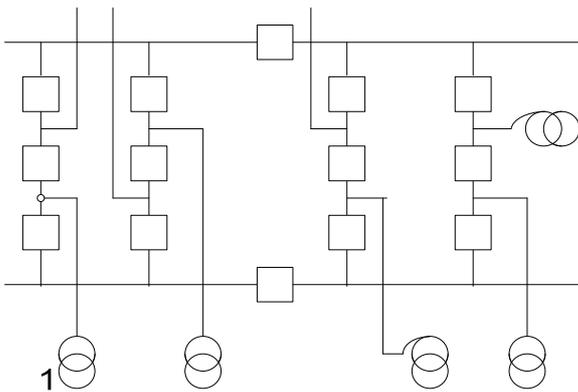


3) Методом минимальных сечений оценить надежность схемы:



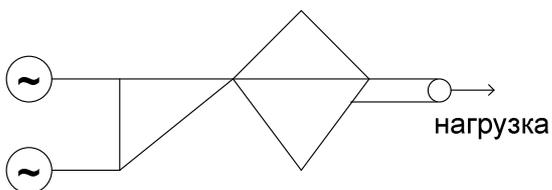
Билет №33

1) Оценить надежность схемы двумя методами, с учетом средств автоматики.



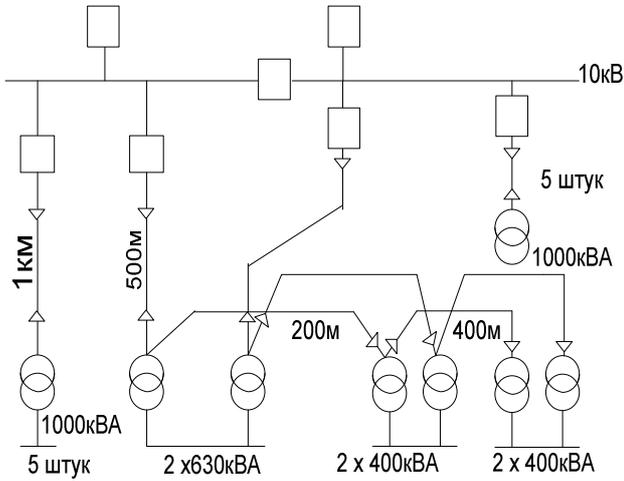
2) Составить граф перехода и вероятности стационарных состояний для присоединения 1.

3) Методом минимальных сечений оценить надежность схемы:

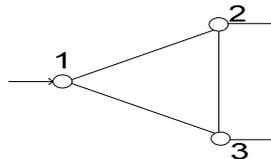


Билет №34

- 1) Рассчитать надежность схемы внутреннего электроснабжения
  - а) аналитически
  - б) методом минимальных сечений



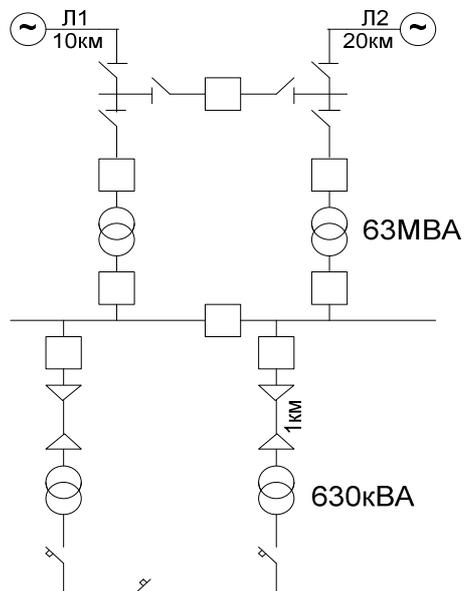
- 2) Записать граф перехода от состояния к состоянию, систему дифференциальных уравнений для трех взаиморезервируемых элементов:



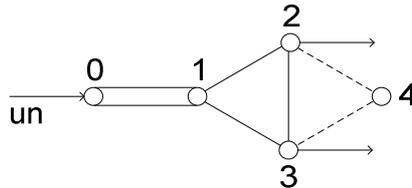
- 3) Какой моделью учитываются выключатели на стороне 10кВ и почему?

Билет №35

- 1) Рассчитать надежность схемы электроснабжения.



- 2) Оценить температурный режим изоляции СТ 63МВА, если п/аварийном режиме  $K_3 = 1,45$ , в нормальном режиме  $K_3 = 0,75$ . Длительность послеаварийного режима 8 часов: с 12ч до 20ч.
- 3) Составить граф перехода для схемы и найти по системе дифференциальных уравнений  $K_{г.с.}$  и  $K_{п.с.}$ . Добавить к схеме штриховую часть, оценить надежность относительно узла 4 методом минимальных сечений.



### Билет №36

- 1) Рассчитать надежность схемы электроснабжения.

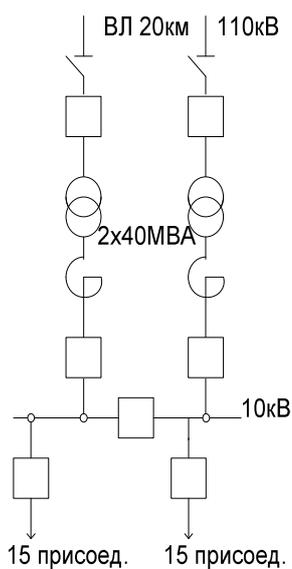


Рис.1

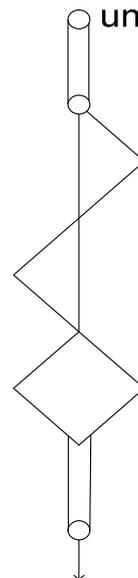
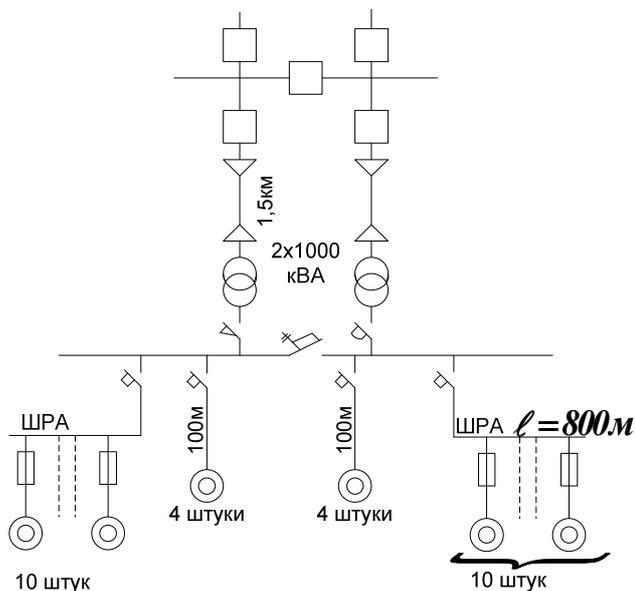


Рис.2

- а) раздельная схема 10кВ
- б) магистральная схема 10кВ (разработать самим).
- 2) Чем отличается модель внезапных отказов от модели постепенных отказов? Где они применяются? Написать модели, показать граф перехода для п/ст рис. 1.
- 3) Методом минимальных сечений оценить надежность следующей схемы (рис.2).

Билет №37

1) Рассчитать надежность схемы электроснабжения аналитическим методом и методом минимальных сечений. Все элементы пропускают 100% требуемой мощности.



2) Составить граф перехода из состояния в состояние для 4 последовательно соединенных элемента СЭС и записать на их основе дифференциальные уравнения и вероятности состояний.

3) Чем отличается резервирование замещением от постоянного резервирования. Какой вид резервирования приведен в схеме? Как его учесть в модели надежности?

Билет №38

1) Рассчитать надежность в следующей части схемы:

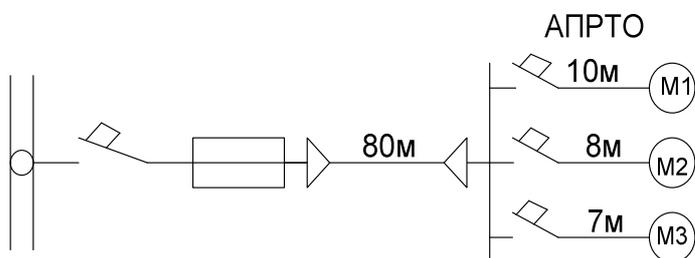
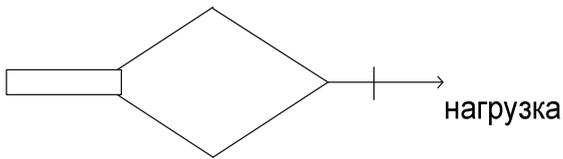


Рис.1

2) Составить граф перехода состояний, систему дифференциальных уравнений и записать выражения для стационарных значений коэффициента готовности и коэффициента простоя для схемы, приведенной на рис.1.

3) Оценить надежность схемы методом минимальных сечений.

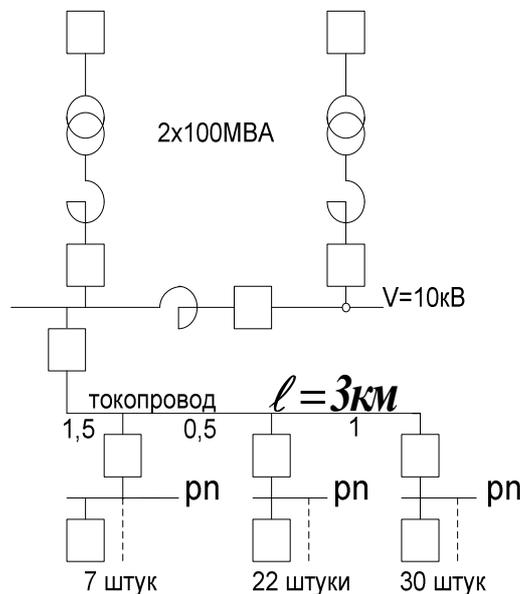


Билет №39

- 1) Выбрать сечение проводов ВЛ 110кВ длиной 30км к потребителю со следующими данными:  $M(P)=80\text{МВт}$ ,  $\sigma_m = 10\text{МВт}$ ,  $\cos\varphi=0,9$ ,  $y_1=0,6$  руб/кВт·ч.
- 2) Чем отличается расчет схем с постоянным резервированием и схем с резервированием-замещением? Что такое кратность резервирования и как она влияет на надежность?

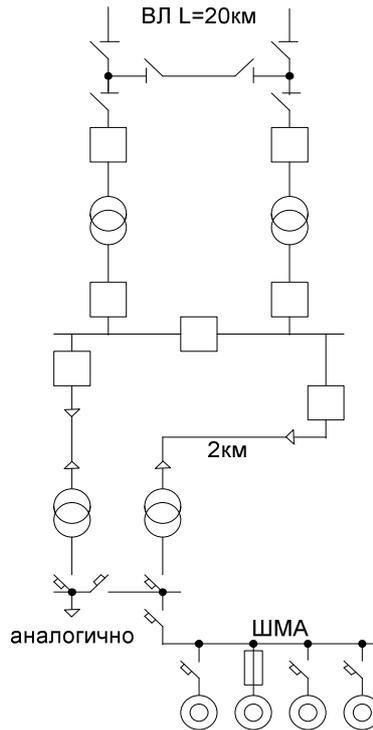
Билет №40

- 1) Рассчитать надежность схемы внутреннего электроснабжения

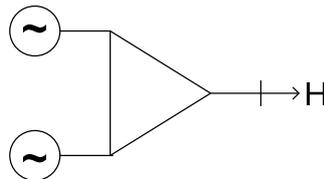


- а) аналитически
  - б) методом минимальных сечений
- 2) Как рассчитывается резерв методом удельных резервов? О каком резерве идет речь?
  - 3) Составить граф перехода для двух параллельно соединенных цепочек, состоящих из выключателя, трансформатора, реактора и выключателя.
  - 4) Как влияют преднамеренные отключения на надежность схемы и когда их учитывать?

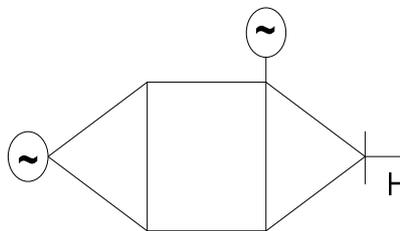
Билет №41



- 1) Рассчитать надежность системы электроснабжения, при условии частичного резервирования цепей силовых станций 110/10кВ. Каждая станция пропускает 60% требуемой мощности.
- 2) Составить граф перехода для схемы и оценить по нему надежность схемы.

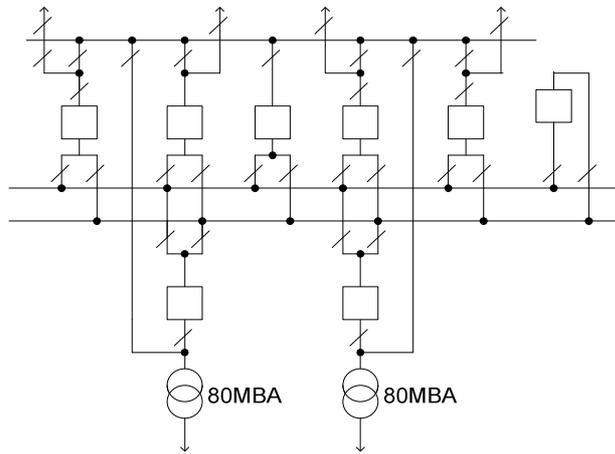


- 3) Определить надежность схемы.



Билет №42

- 1) Оценить надежность схемы районной подстанции 220кВ и рассчитать ее количественные характеристики:



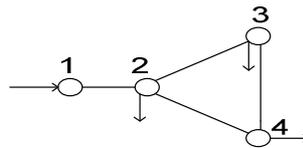
а) с помощью дерева событий

б) аналитическим методом

2) По какой модели учитывается в расчетах надежности секционный выключатель и почему?

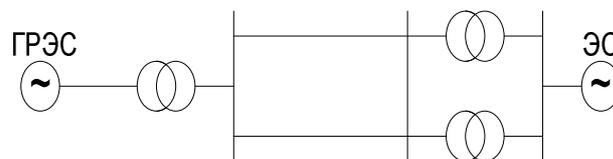
Показать на примере схемы п. 1.

3) Составить граф перехода для схемы относительно узла 3.

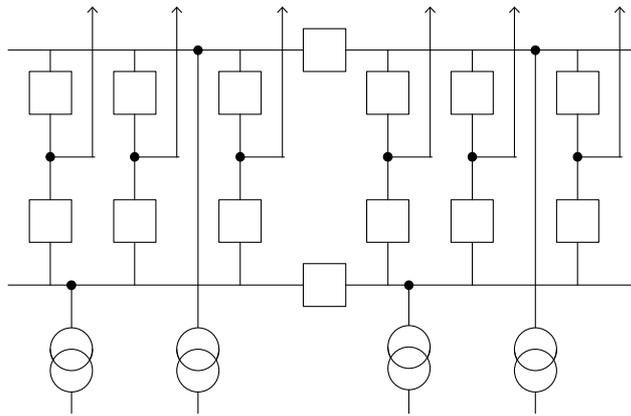


### Билет №43

1) Составить граф перехода из состояния в состояние, систему дифференциальных уравнений и на их основе выражения для стационарных коэффициентов отказа и оперативной готовности для схемы выдачи мощности ГРЭС по ВЛ 500кВ. Каждый элемент пропускает 100% требуемой мощности.



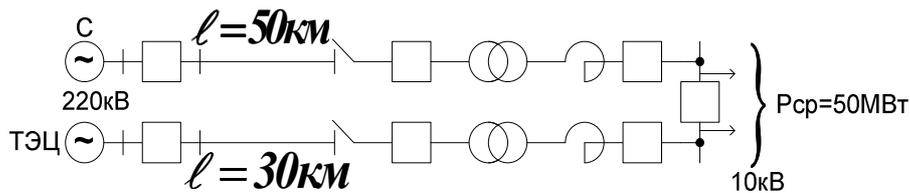
2) Определить надежность п/ст с РУ – 220кВ.



3) Методом минимальных сечений определить надежность схемы выдачи мощности ГРЭС по ВЛ 500кВ п.1.

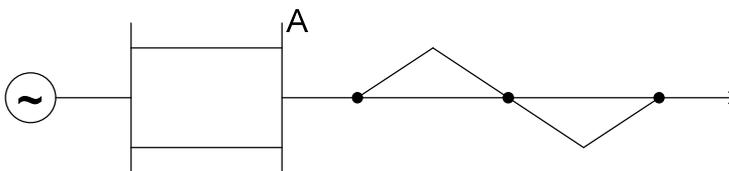
#### Билет №44

1) Рассчитать надежность следующей части схемы электроснабжения, питающей потребителей I категории.



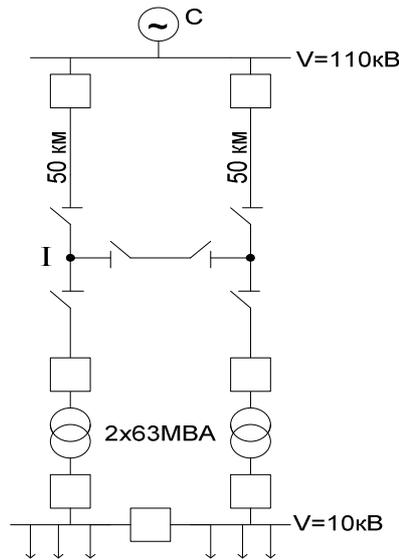
2) Как формируется модель постепенных отказов? Для каких случаев ее можно применить? Показать на примере схемы.

3) Составить граф перехода, систему дифференциальных уравнений  $K_{г.с.}$  и  $K_{п.с.}$  относительно узла А и оценить надежность схемы.



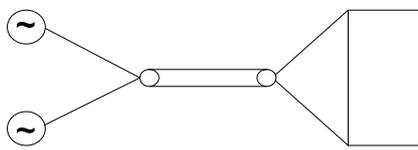
#### Билет №45

1) Рассчитать надежность системы внешнего электроснабжения предприятия с электроприемниками I, II категории, если  $P_{cp} = 80$  МВт.



2) Чем отличаются комплексные показатели надежности от единичных? Какими показателями пользуются для оценки надежности одного элемента, узла нагрузки, системы в целом? Показать на примере схемы п.1. Составить граф перехода для I присоединения, найти стационарные  $K_{г.с.}$  и  $K_{п.с.}$

3) Оценить надежность схемы



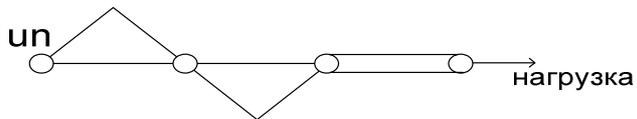
#### Билет №46

1) Рассчитать надежность системы внешнего электроснабжения предприятия, при условии, что каждая цепь пропускает 100%-ную мощность, 50%-ную мощность.



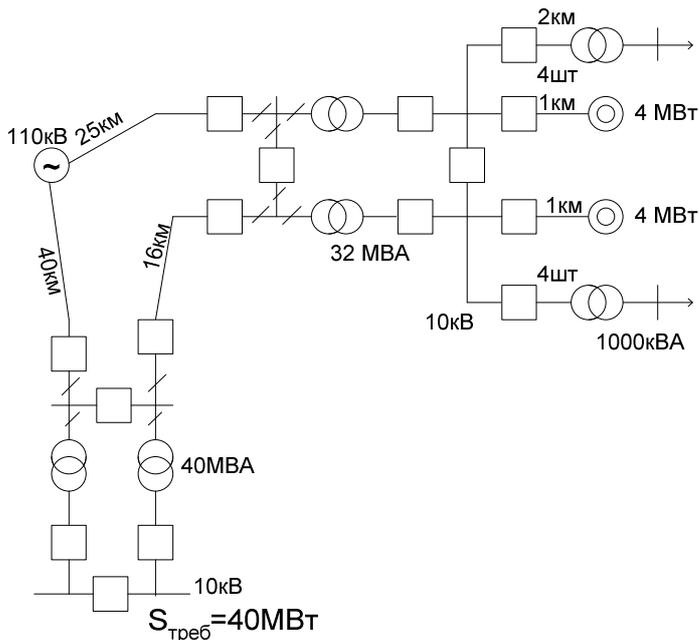
2) Где применяется модель постепенных отказов? Объясните ее и запишите для характерных элементов системы.

3) Методом минимальных сечений определить отказ схемы относительно узла нагрузки

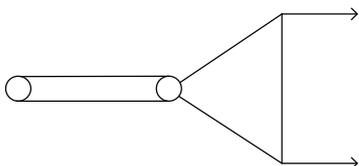


Билет №48

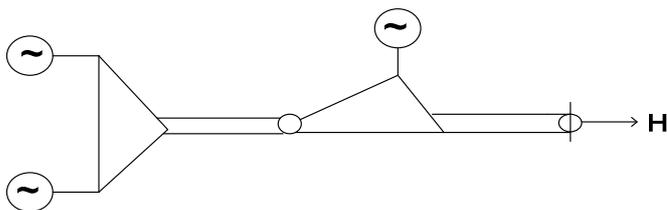
1) Определить надежность системы электроснабжения



2) Составить граф перехода схемы

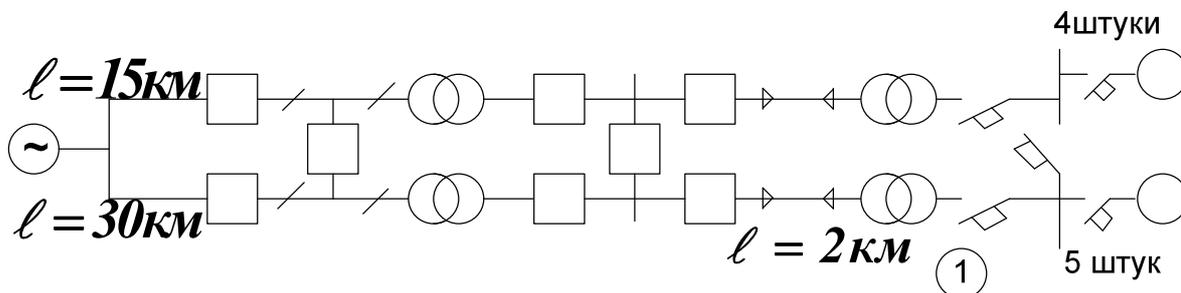


3) Методом минимальных сечений оценить надежность схемы.



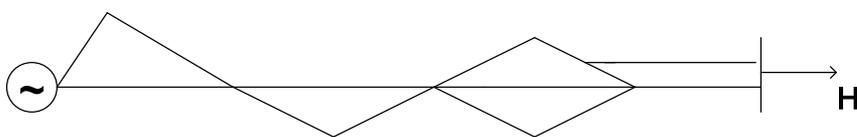
Билет №49

1) Определить надежность схемы электроснабжения. Каждый трансформатор и линия пропускают 100% требуемой мощности.



2) Составить граф перехода для присоединения 1.

3) Методом минимальных сечений оценить надежность схемы.

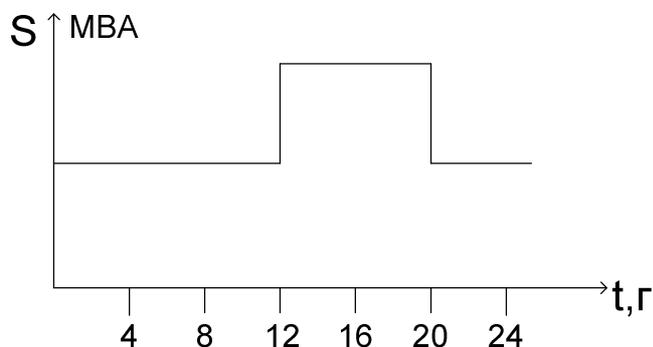


Билет №50

1) Выбрать режим работы трансформатора по условию надежной работы его изоляции при следующих исходных данных.

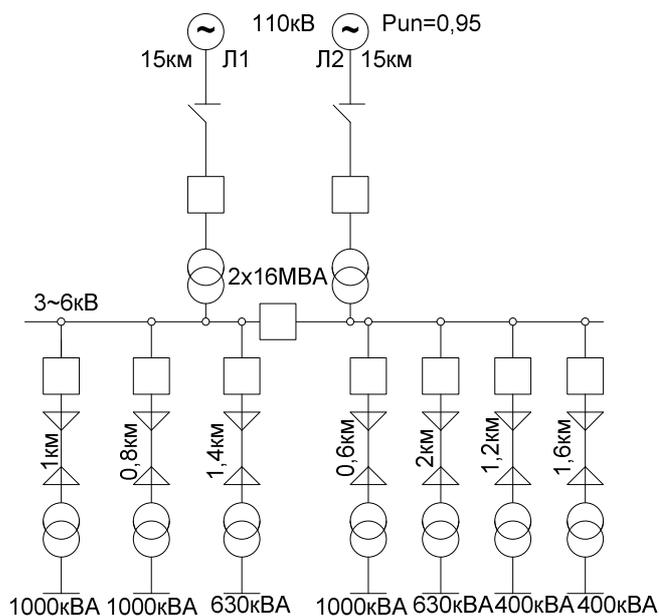
тип: ТМН-6300/35; количество – 2; график нагрузки п/ст – на рис.1.

П/ст расположена в Амурской области. За заданный срок эксплуатации произошло 2 отключения: одно – зимой и одно летом.



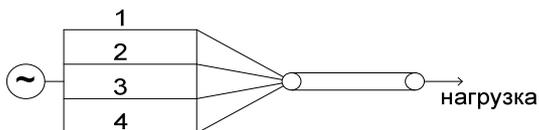
Билет №51

1) Рассчитать надежность системы электроснабжения для части схемы, показанный на рис. 1.



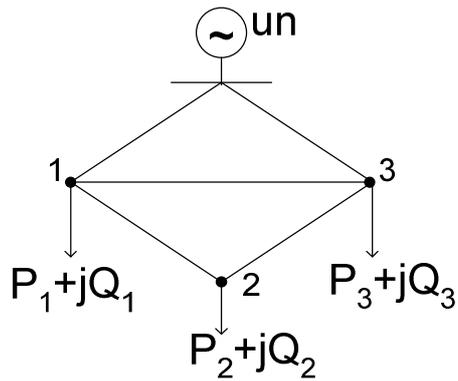
2) Чем отличаются показатель готовности и показатель оперативной готовности? Как их найти? Кокой из них важен для ОДС? Найти для схемы рис.1.

3) Найти граф перехода схемы, стационарные  $K_{г.с.}$  и  $K_{п.с.}$ . Добавив в схему непронумерованную часть схемы оценить ее надежность.



Билет №52

1) Составить граф переходов из состояния в состояние, записать систему дифференциальных уравнений и на их основе стационарные значения коэффициента простоя и оперативной готовности системы относительно узла 3.

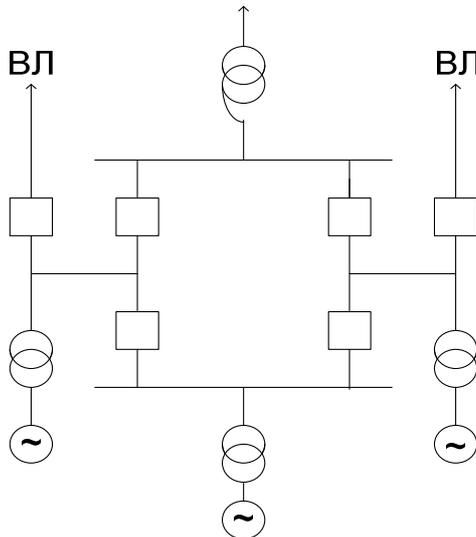


2) Для указанной схемы определить вероятность отказа узла 1 методом минимальных сечений с учетом преднамеренных отключений.

3) Принять схему РУ-220кВ для узла 1 и учесть при расчете ее надежности схемы автоматики.

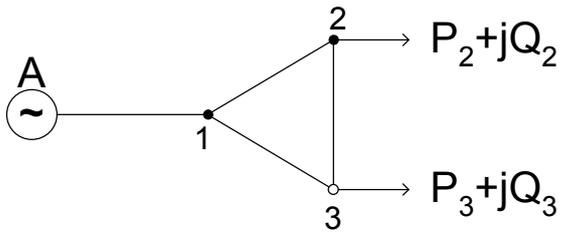
Билет №53

1) Оценить надежность схемы РУ-500кВ с учетом РЗА

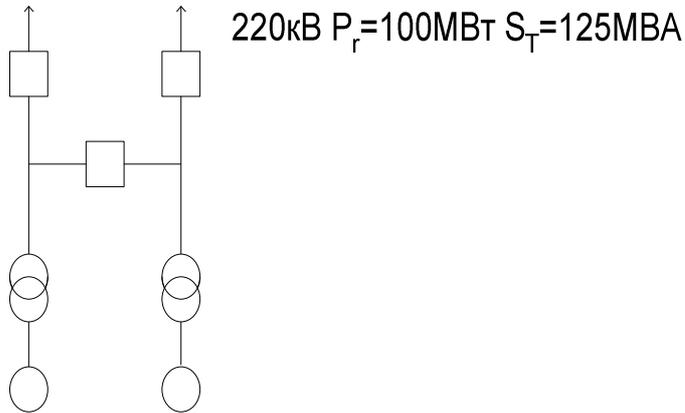


Билет №54

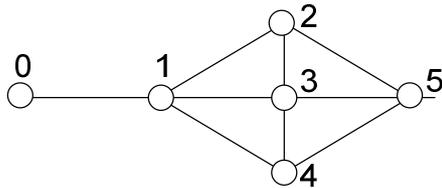
1) Составить граф переходов из состояния в состояние, записать систему дифференциальных уравнений и показать на их основе чему будут равны коэффициенты готовности и простоя следующей системы в стационарном состоянии:



2) Оценить надежность следующей схемы:

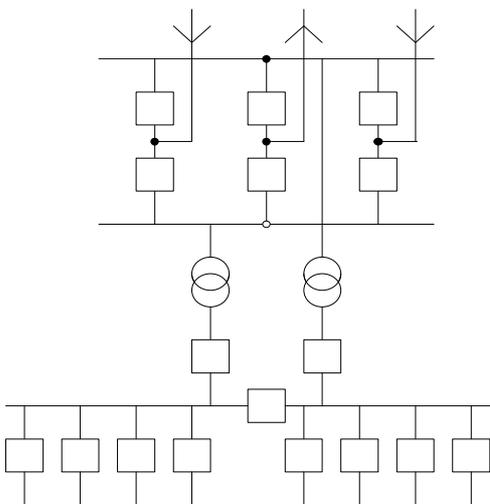


3) Определить методом минимальных сечений вероятность отказа относительно узла 5 с учетом преднамеренных отключений.

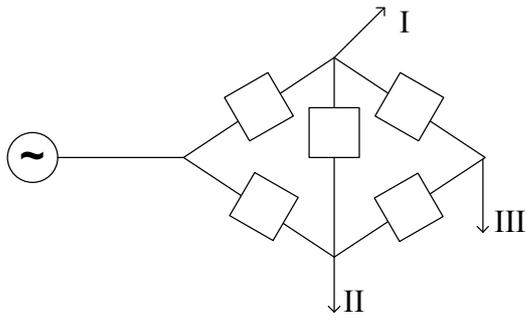


Билет №55

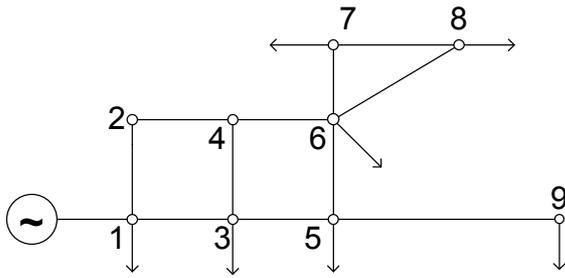
1) Рассчитать надежность следующей схемы узловой п/ст на напряжение 220/10кВ.



2) Составить граф перехода, систему дифференциальных уравнений и определить вероятности состояний для схемы относительно узлов I и II.



3) Методом минимальных сечений оценить надежность схемы относительно узла 9.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренные понятия и определения надежности отвечают на вопрос «что такое надежность» и составляют теоретическую основу надежности электроэнергетических систем и подсистем. На этой базе показано как решать реальные задачи надежности, что является предметом прикладных проблем надежности. Приведенные алгоритмы практических (инженерных) методов анализа и определения надежности позволяют получать качественные оценки ее показателей, на основе которых как в проектной, так и эксплуатационной практике можно выбирать именно те схемные решения в электроэнергетике, которые позволяют снизить до минимума ущерб от перерывов в электроснабжении.

На основе анализа эргатического фактора можно при расчете надежности учитывать влияние человека на работу технической системы и определять, как влияют ошибки персонала на показатели надежности энергетических объектов.

Приведенные в пособии решения некоторых задач по надежности, а также оценка надежности типовых схем позволит лучше усвоить изложенный в пособии материал. С этой же целью приведен целый ряд задач на разные темы для расчета надежности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анисимов Д.Н. Надежность систем автоматизации. – М.: изд-во МЭИ, 2003. – 96 с.
2. Балаков Ю.Н., Шевченко А.Т., Шунтов А.В. Надежность схем выдачи мощности электростанций. – М.: изд-во МЭИ, 1993. – 128 с.
3. Биллингтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
4. Буртаев Ю.О., Острейковский В.А. Статистический анализ надежности объектов по ограниченной информации, – М.: Энергоатомиздат, 1995.–240с.
5. Воропай Н.И. Надежность систем электроснабжения. Конспект лекций: - Новосибирск: Наука, 2006. – 205 с.
6. Глазунов Л.П., Грабовицкий В.П., Щербаков О.В. Основы теории надежности автоматических систем управления: – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 208 с.
7. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций: – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
8. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с.
9. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 224 с.
10. ГОСТ 27.002 – 83. Надежность в технике. Термины и определения. Гос. Ком. СССР по стандартам. – М., 1991.
11. ГОСТ 27.001 – 95. Система стандартов. Вып. 95. – «Надежность в технике». Основные положения. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Минск, 1996.
12. ГОСТ 14209 – 85. Силовые трансформаторы. Гос. Ком. СССР по стандартам. – М., 1985.
13. Диллон Б., Сингх Ч. Инженерные методы обеспечения надежности систем.– М. Мир, 1984. –318 с.

14. Дружинин Г.В. Надежность автоматизированных систем. – М.: Энергия, 1977. – 536 с.
15. Калявин В.П., Рыбаков Л.М. Надежность и диагностика электроустановок.– Йошкар-Ола: изд-во Мар. гос. ун-та. – 2000. – 348 с.
16. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. — М.: Высш. шк., 1984.–256 с.
17. Китушин В.Г., Тарасов Е.Д., Кучеров Ю.Н. Надежность энергетических систем. – Новосибирск, 1985. – 67 с.
18. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. – Новосибирск: Изд-во НГТУ – 2003. – 256 с.
19. Михайлов В.В. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоиздат, 1982. – 150 с.
20. Надежность схем выдачи мощности электростанций / под ред. А.Т. Шевченко, – М.: Издательство МЭИ, 1993. – 128 с.
21. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник / Под ред. Ю.Н. Руденко. Том. 1. Общие модели анализа и синтеза надежности систем энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 480 с.
22. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник в 4-х т. / под ред. М.Н. Розанова. Т 2. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.
23. Надежность и экологическая безопасность гидроэнергетических установок/ А.В.Львов, М.П. Федоров, С.Г. Шульман – СПб Из СПб ГТУ , 1999.
24. Надежность систем энергетики. Терминология. – М.: Наука, 1980.
25. Острейковский В.А. Теория надежности. – М: Высшая школа, 2003. – 463 с.
26. Потребление электрической энергии – надежность и режимы / В.В. Михайлов, М.А. Поляков, - М.: В. шк., 1989. – 146 с.
27. Поспелов Г.Е., Русан В.И. Надежность электроустановок сельскохозяйственного назначения. – Минск.: Ураджай, 1982. – 166 с.
28. Разработка САПР. Математические методы анализа производительности и

- надежности САПР / В.И. Кузовлев, П.Н. Шкатов. – М.: В.шк. 1990. – 144 с.
29. Розанов М.Н. Управление надежностью электроэнергетических систем. – Новосибирск: Наука, 1991. – 208 с.
  30. Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1989. – 328 с.
  31. Рубинчик В.А. Резервирование отключений коротких замыканий в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 120 с.
  32. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2007. – 213 с.
  33. Савина Н.В. Применение теории вероятностей и методов оптимизации в системах электроснабжения: учебное пособие. –Благовещенск: Изд - во АмГУ, 2007. – 271 с.
  34. Свешников В.И., Ф.А.Кушнарев. Надежность электроэнергетических систем при аварийном понижении частоты и напряжения. – М.: Энергоатомиздат, 1996. – 150 с.
  35. Трубицын В.И. Надежность электрической части электростанций. – М.: Изд-во МЭИ, 1993. – 112 с.
  36. Трубицын В.И. Надежность электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1997.– 240 с.
  37. Шалин А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем: – Новосибирск: Изд-во НГТУ – 2003. – 384 с.
  38. Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Оценка надежности систем электроснабжения,– М.: Энергоиздат, 1981. – 224 с.
  39. Фокин Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчетах систем электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.
  40. Фокин Ю.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем. – М.: В. шк., 1989. – 151 с.
  41. Филатов А.А. Ликвидация аварий в главных схемах электрических соединений станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 140 с.
  42. Электротехнический справочник: В 4 т ТЗ. Производство, передача и

распределение электрической энергии/Под общ. ред. профессоров МЭИ  
В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 964  
с.