

# **1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ УПРАВЛЕНИЯ И ВЕДЕНИЯ РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ**

## **1.1. Характеристика и тенденции развития электроэнергетической отрасли. Основы государственной политики в области энергетики**

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики России. Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики, бесперебойное снабжение потребителей – основа поступательного развития экономики страны.

В настоящее время электроэнергетическая отрасль Российской Федерации переживает процесс реформирования, стратегической задачей которого является перевод электроэнергетики в режим устойчивого развития на базе применения прогрессивных технологий и рыночных принципов функционирования.

В 2003 году был принят Федеральный закон «Об энергетике», устанавливающий правовые основы экономических отношений в сфере электроэнергетики, определяющий полномочия органов государственной власти на регулирование этих отношений, основные права и обязанности субъектов электроэнергетики при осуществлении деятельности в сфере электроэнергетики.

Согласно данному Федеральному закону:

1. Технологическую основу функционирования электроэнергетики составляют Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть, территориальные распределительные сети, по которым осуществляется передача электрической энергии, и Единая система оперативно-диспетчерского управления.

2. Экономической основой функционирования электроэнергетики является обусловленная технологическими особенностями функционирования объектов электроэнергетики система отношений, связанных с производством и оборотом электрической энергии на оптовом и розничных рынках.

3. Субъекты электроэнергетики обязаны соблюдать требования технических регламентов в сфере функционирования Единой энергетической системы России.

Общими принципами организации экономических отношений и основами государственной политики в сфере электроэнергетики являются:

- обеспечение энергетической безопасности Российской Федерации;
- технологическое единство электроэнергетики;

- бесперебойное и надежное функционирование электроэнергетики в целях удовлетворения спроса на электрическую энергию потребителей, обеспечивающих надлежащее исполнение своих обязательств перед субъектами электроэнергетики;

- свобода экономической деятельности в сфере электроэнергетики и единство экономического пространства в сфере обращения электрической энергии с учетом ограничений, установленных федеральными законами;

- соблюдение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической и тепловой энергии;

- использование рыночных отношений и конкуренции в качестве одного из основных инструментов формирования устойчивой системы удовлетворения спроса на электрическую энергию при условии обеспечения надлежащего качества и минимизации стоимости электрической энергии;

- обеспечение недискриминационных и стабильных условий для осуществления предпринимательской деятельности в сфере электроэнергетики, обеспечение государственного регулирования деятельности субъектов электроэнергетики, необходимого для реализации принципов, установленных настоящим законом, при регламентации применения методов государственного регулирования, в том числе за счет установления их исчерпывающего перечня;

- содействие посредством мер, предусмотренных федеральными законами, развитию российского энергетического машиностроения и приборостроения, электротехнической промышленности и связанных с ними сфер услуг;

- обеспечение экономически обоснованной доходности инвестированного капитала, используемого при осуществлении субъектами электроэнергетики видов деятельности, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию.

## 1.2. Задачи и организация управления энергосистемами на различных уровнях

В процессе реформирования электроэнергетики должна быть сохранена и укреплена единая система оперативно-диспетчерского управления отраслью.

Основными принципами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике являются:

- обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии;

- подчиненность субъектов оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня оперативным диспетчерским командам и распоряжениям субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня;

- безусловное исполнение субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой указаний субъектов оперативно-диспетчерского управления по регулированию технологических режимов работы объектов электроэнергетики (оперативных диспетчерских команд и распоряжений);

- осуществление мер, направленных на обеспечение безопасного функционирования электроэнергетики и предотвращение возникновения аварийных ситуаций;

- принятие мер, направленных на обеспечение в Единой энергетической системе России нормированного резерва энергетических мощностей;

- обеспечение долгосрочного и краткосрочного прогнозирования объема производства и потребления электрической энергии;

- приоритетность режимов комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в осенне-зимний период регулирования режимов работы генерирующего оборудования;

- экономическая эффективность оперативных диспетчерских команд и распоряжений, основанная на оптимизации режимов работы Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии;

- ответственность субъектов оперативно-диспетчерского управления и их должностных лиц перед субъектами оптового и розничных рынков за результаты действий, осуществляемых с нарушением законодательства Российской Федерации, порядка оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и правил оптового рынка, утверждаемых Правительством Российской Федерации [1].

Верхним уровнем в системе оперативно-диспетчерского управления электроэнергетикой является системный оператор Единой энергетической системы России (СО – системный оператор), осуществляющий:

- обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России и качества электрической энергии;

- управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики в порядке, устанавливаемом основными положениями функционирования оптового рынка и правилами оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации;

- участие в организации деятельности по прогнозированию объема производства и потребления в сфере электроэнергетики, прогнозирование объема производства и потребления в сфере электроэнергетики и участие в процессе формирования резерва производственных энергетических мощностей;

- согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства и энергетических объектов по производству электрической и тепловой энергии, а также ввода их после ремонта и в эксплуатацию;

- выдачу субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии с управляемой нагрузкой обязательных для исполнения оперативных диспетчерских команд и распоряжений, связанных с осуществлением функций системного оператора;

- разработку оптимальных суточных графиков работы электростанций и электрических сетей Единой энергетической системы России;

- регулирование частоты электрического тока, обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, системной и противоаварийной автоматики;

- организацию и управление режимами параллельной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств;

- участие в формировании и выдаче при присоединении субъектов электроэнергетики к единой национальной (общероссийской) электрической сети и территориальным распределительным сетям технологических требований, обеспечивающих их работу в составе Единой энергетической системы России.

Тактические задачи в зависимости от их сложности и требуемых ресурсов могут решаться на более низких иерархических уровнях, что обеспечивает оперативность принятия решений, а в большинстве случаев и более высокую точность.

Для этого на каждом энергообъекте (электростанции, электрической сети, тепловой сети и подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом) должно быть организовано оперативно-диспетчерское управление, задачами которого являются:

- ведение требуемого режима работы;
- производство переключений, пусков и отключений;
- локализация аварий и восстановление режима работы;
- подготовка к производству ремонтных работ.

Для каждого уровня оперативно-диспетчерского управления должны быть установлены две категории управления оборудованием:

- оперативное управление;
- оперативное ведение.

В оперативном управлении диспетчера должно находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередач, устройства релейной защиты, аппаратура систем режимной и противоаварийной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми оперативно-диспетчерский персонал данного уровня выполняет непосредственно, или если эти операции требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных измерений на нескольких объектах.

Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться оперативно-диспетчерским персоналом непосредственно или под руководством диспетчера, в оперативном управлении которого находится данное оборудование и устройства.

Так, например, электрическая линия отключается в ремонт персоналом как минимум двух объектов, расположенных по ее концам. В этом случае вышестоящий оперативный персонал сам дает указания для производства всех операций, требующих координации действий на различных объектах. Такая координация необходима при действиях с коммутационной аппаратурой и противоаварийной автоматикой, имеющей общесистемное значение.

В оперативном ведении диспетчера должно находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередач, устройства релейной защиты, аппаратура систем режимной и противоаварийной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв электростанций и энергосистемы в целом, режим и надежность сетей, а также настройку противоаварийной автоматики.

Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться с разрешения диспетчера. Так, например, по указанию диспетчера энергосистемы

персонал электростанции пускает котлы и турбогенераторы, проводя самостоятельно весь комплекс операций, необходимых для этого. Аналогично проводятся операции, связанные с остановом оборудования и выводом его в ремонт.

Все линии электропередачи, теплопроводы, оборудование и устройства электростанций и сетей должны быть распределены по уровням оперативно-диспетчерского управления.

Взаимоотношения персонала различных уровней оперативно-диспетчерского управления должны быть регламентированы соответствующими типовыми положениями и договорами на участие собственников энергообъектов в параллельной работе в составе ЕЭС России. Уклонение от заключения договоров не допускается.

Помимо территориальной иерархии существует и временная иерархия управления энергосистемами.

Исходя как из собственно временного аспекта, так и из содержания решаемых задач выделим следующие временные уровни управления:

- долгосрочное планирование;
- краткосрочное планирование;
- оперативное управление;
- автоматическое управление.

К долгосрочному планированию относятся задачи планирования на период времени: месяц – квартал – год.

При краткосрочном планировании решаются задачи, связанные главным образом с подготовкой работы режима энергосистемы на ближайшие сутки или несколько суток. Одной из основных задач здесь является составление диспетчерского графика.

К уровню оперативного управления относятся задачи, решаемые оперативным персоналом в течение смены и обеспечивающие:

- выполнение запланированных режимов и их коррекцию при отклонении реальных условий производства, распределения и потребления электроэнергии от расчетных;
- предотвращение возникновения аварий и медленно развивающихся нарушений режима;

- ликвидация затянувшихся аварийных режимов;
- восстановление нормальной схемы сети и электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах;
- организацию ремонтных и восстановительных работ.

К автоматическому управлению относятся задачи управления текущими режимами, а также ликвидация аварий, осуществляемая с помощью местных и централизованных устройств автоматики.

Помимо территориальной и временной иерархии, в управлении ЭЭС существует и, так называемая, ситуативная иерархия режимов. Дело в том, что в зависимости от ситуации и временного уровня в системе управления можно выделить достаточно независимые подсистемы со своим комплексом задач и технической базой.

Цель управления электрической системой в нормальных режимах – обеспечение всех потребителей энергией при соблюдении нормативов по качеству и надежности с наибольшей экономичностью. Это управление осуществляется оперативным персоналом на базе АСДУ и различных устройств автоматики нормального режима.

Цель управления электрической системой в аварийном режиме – минимизация потерь от ограничения электропотребления и повреждения электрооборудования за счет своевременной мобилизации ресурса воздействий и их оптимального использования. Для этого в аварийном режиме необходима быстрая ликвидация источника возмущения, а также локализация последствий аварии. Здесь управление осуществляется устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики. Высокая скорость протекания процессов исключает участие человека в управлении.

Цель управления электрической системой в послеаварийном режиме – предотвращение развития аварии с помощью воздействий, отвечающих минимуму ущерба электрической системе и потребителей.

Цель управления электрической системой в восстановительном режиме – возврат системы к нормальному функционированию.

### 1.3. Управление нормальным режимом работы

Оперативное управление режимами работы объектов оперативно-диспетчерского управления в нормальных условиях осуществляется в соответствии

с заданным диспетчерским графиком (разработанным при краткосрочном планировании).

Коррекция диспетчерского графика осуществляется при изменении режимных условий и фиксируется в оперативно-диспетчерской документации с указанием причин коррекции. Обо всех вынужденных отклонениях от заданного диспетчерского графика оперативно-диспетчерский персонал обязан немедленно доложить диспетчеру вышестоящего уровня.

Электростанции обязаны по распоряжению диспетчера энергосистемы немедленно повышать нагрузку до полной рабочей мощности или снижать ее до минимума. При необходимости диспетчер вышестоящих уровней (ЦДУ, ОДУ, ЦДС) должен дать распоряжение о включении агрегатов из резерва или вывод их в резерв.

На электростанциях АО «Энерго», ОЭС, ЕЭС России должно осуществляться непрерывное круглосуточное регулирование текущего режима по частоте и активной мощности, обеспечивающее:

- исполнение заданных графиков активной мощности;
- поддержание частоты в нормированных пределах;
- поддержание перетоков активной мощности, исходя из условий обеспечения надежности функционирования ОЭС и ЕЭС России;
- корректировку заданных диспетчерских графиков и режимов работы ОЭС и ЕЭС России при изменении режимных условий [2].

Регулирование частоты и перетоков активной мощности должно осуществляться совместным действием систем первичного и вторичного регулирования.

1 этап – первичное регулирование. Осуществляется всеми электростанциями путем изменения мощности под действием автоматических регуляторов скорости (АРС). Эффективность первичного регулирования частоты зависит от статизма регулятора скорости.

2 этап – вторичное регулирование (для дополнительной корректировки). Осуществляется оперативно либо автоматически (с использованием систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности – АРЧМ) выделенными для этих целей электростанциями. В целях непротиводействия первичному регулированию вторичное регулирование должно осуществляться с коррекцией по частоте.



После изменения мощности, вызванного изменением частоты, персонал электростанций вправе вмешиваться в процесс регулирования мощности в следующих случаях:

- после восстановления частоты 50 Гц;
- с разрешения диспетчера ЦДС;
- при выходе мощности за допустимые при данном состоянии оборудования пределы.

При регулировании напряжения в электрических сетях должно быть обеспечено:

- соответствие уровня напряжения требованиям ГОСТ 13109–97;
- соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимого эксплуатационного повышения напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов изготовителей и циркуляров);
- необходимый запас устойчивости энергосистемы;
- минимум потерь электроэнергии в электрических сетях.

Регулирование напряжения должно осуществляться средствами автоматики и телемеханики, а при их отсутствии – оперативно-диспетчерским персоналом энергообъектов под контролем диспетчера вышестоящего уровня.

Помимо этого, выполняя свои функции по ведению нормального режима, диспетчеры всех высших уровней и дежурный персонал оперативных подразделений более низких ступеней управления производят:

- контроль и изменение схемы электрической сети;
- вывод оборудования и ввод его в работу;
- контроль за устройствами оперативного управления, РЗ и противоаварийной автоматики, вывод из работы и ввод в работу;
- проведение испытаний, ввод нового оборудования в работу;
- передачу оперативной информации и ведение оперативной отчетности.

#### 1.4. Управление энергосистемами в аварийном режиме

Все технологические нарушения в электрических системах можно условно разбить на три группы:

- 1) нарушения на электростанциях;
- 2) нарушения на подстанциях и в электрических сетях;
- 3) нарушения, вызывающие расстройство работы энергосистемы в целом.

Преобладающая часть (80-90 %) всего недоотпуска электроэнергии приходится на аварии в электрических сетях. Аварии на электростанциях приводят к 10-20 % суммарного недоотпуска и этот недоотпуск в значительной мере вызван авариями в районах со слабыми электрическими связями или на изолированно работающих электростанциях.

Наиболее тяжелыми являются системные аварии. Одиночные отключения элементов обычно приводят к перераспределению потоков мощности по оставшимся в работе элементам без ущерба для электроснабжения.

К системным авариям относятся аварии с нарушением устойчивости и разделением энергосистемы, вызывающие отключение потребителей общей мощностью более 5 % нагрузки отделившейся части, а также длительная работа энергосистемы с частотой ниже установленного предела (для обычных условий – ниже 49,5 Гц длительностью более 1 часа). К системным авариям отнесены также вызванные стихийными явлениями массовые повреждения линий электропередачи, приведшие к отключению потребителей общей мощностью более 10 % всей нагрузки энергосистемы.

Для большинства системных аварий характерно каскадное развитие аварийных процессов. Анализ аварий показывает, что их перерастание в системные аварии обычно является следствием ряда утяжеляющих аварийные процессы факторов.

Важнейшими из них являются:

- ограниченность резервов мощности;
- недостаточная пропускная способность электрических связей;
- неправильная работа устройств РЗ и А;
- недостаточная оснащенность энергообъектов средствами ПА;
- недостаточно надежная работа выключателей;
- неправильные действия персонала.

Как отмечалось ранее, высокая скорость протекания аварийных процессов практически исключает возможность участия человека в управлении аварийными режимами в электрических системах.

Однако персонал должен ориентироваться в сложных аварийных ситуациях, понимать их сущность и уметь правильно действовать в случаях, когда автоматическая ликвидация аварии не успешна.

В первую очередь для понимания принципов эксплуатации энергосистем необходимо иметь представление об опасностях развития лавинных аварийных процессов. Поэтому далее рассмотрим типичные лавинные аварийные процессы, имеющие место в ЭЭС.

#### 1.5. Лавина перегрузки и отключений линий электропередачи

Лавина перегрузки и отключений ЛЭП вызывает перегрузку и отключение сильно загруженных питающих ЛЭП вплоть до полного отселения от ЭЭС района, получающего значительную мощность извне.

Существует три причины возникновения лавины перегрузки и отключения ЛЭП.

1. Перегрузка ЛЭП в результате протекания по сечению сети (рис. 1.1) значительных мощностей, что приводит к нарушению статической устойчивости и прекращению передачи мощности. Потоки мощности перераспределяются на другие сечения, которые могут, в свою очередь, перегрузиться и т.д.

2. Отключение ЛЭП в сильно загруженном сечении сети вызывает перегрузку другой ЛЭП, ее отключение и т.д., что приводит к каскадному выходу ЛЭП из работы и к разделению электрической системы.

3. Аварийный останов крупного генерирующего источника вызывает начальную перегрузку какого-нибудь сечения с последующим развитием лавинного процесса.

Лавина данного типа приводит не только к отключению ЛЭП одного сечения, но может вызвать перегрузки других сечений сети, приводя к распространению аварийного процесса на большие пространства. Чтобы ее избежать используют три типа средств.

1. Ограничение потоков мощности значениями, обеспечивающими достаточные запасы по статической устойчивости в нормальных режимах. В ряде случаев потоки мощности в нормальном режиме ограничиваются величинами, обеспечивающими статическую устойчивость в послеаварийном режиме, наступающем после отключения одной линии электропередачи большой пропускной способности или после аварийного останова крупного турбогенератора. При этом использование пропускной способности сечения сети ограничивается, что не всегда допустимо. Поэтому возникает необходимость в быстросействующем

изменении потоков мощности в момент возникновения аварийного события, сохраняющем устойчивость параллельной работы.

2. Быстродействующее изменение потоков мощности с помощью аварийного воздействия на снижение мощности генерирующих источников на передающей стороне сечений сети и иногда увеличение мощности на их приемной стороне.

3. Быстродействующее увеличение мощности электростанций на приемной стороне опасных сечений сети. Для этого могут использоваться не полностью загруженные генерирующие источники ТЭС (за счет аккумулялирующих способностей котлов) и ГЭС (за счет агрегатов, работающих в режиме СК).

Средства предотвращения лавины перегрузки и отключения ЛЭП образуют две системы управления.

Первая система управления – система управления с обратной связью. Поддерживает статическую устойчивость в нормальном, а иногда и в послеаварийном режиме ограничением потоков мощности в сечениях сети. Наличие обратной связи повышает точность в выборе управляющих воздействий, однако значительно снижает быстродействие.

Вторая система управления – быстродействующая система управления статической устойчивостью (в послеаварийном режиме) и динамической устойчивостью, не содержащая элементов обратной связи. Дозы управления определяются в доаварийном режиме для различных ситуаций. Подобное управление может иметь два исхода: успешный (когда доза управления выбрана точно) и неуспешный (когда доза выбрана неточно), что приводит к нарушению устойчивости.

В тех случаях, когда пропускная способность оставшихся в работе ЛЭП не обеспечивает параллельной работы частей электрической системы или их перегрузка приводит к повреждениям самих ЛЭП, применяется автоматическое разделение, отключающее все линии сечения сети.

#### 1.6. Лавина асинхронных режимов

Асинхронные режимы могут возникать вследствие:

- перегрузки линий электропередачи по условиям статической устойчивости;
- нарушений динамической устойчивости в результате аварийных возмущений;
- несинхронного включения линий электропередачи, генераторов;

- потери возбуждения генераторов.

Векторы ЭДС частей энергосистемы, между которыми нарушается устойчивость, вращаются друг относительно друга, проходя углы от 0 до 360 .

При угле между ЭДС, равном 180 , в сети имеется точка, напряжение в которой равно нулю, называемая электрическим центром качаний.

С учетом периодического характера процесса изменения напряжения его опасное снижение происходит в определенном диапазоне изменения угла (рис. 1.2). Так, например, уменьшение напряжения, соответствующее  $U/E < 0,5$ , происходит в диапазоне углов от 120 до 240, т.е.  $\Delta\delta = 120$  .

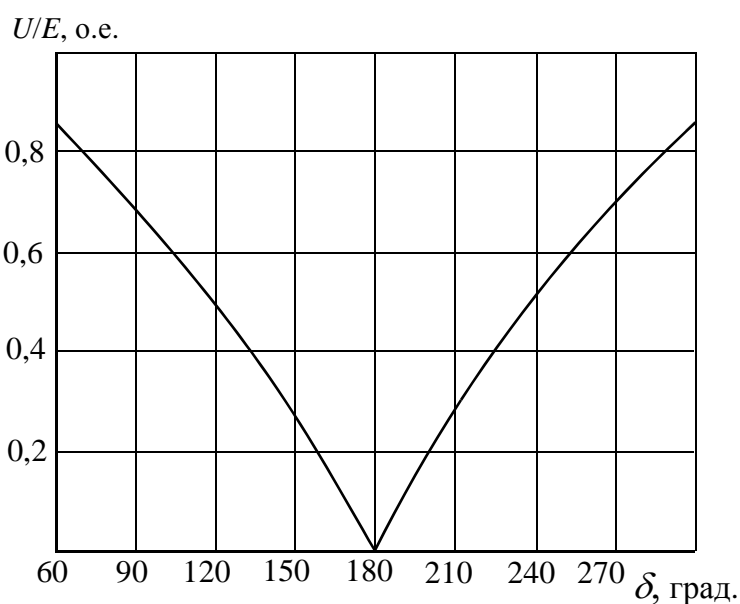


Рис. 1.2. Изменение напряжения в области электрического центра качаний

При малых разностях частот время, в течение которого напряжение в электрическом центре ниже минимального допустимого уровня, может достигать нескольких секунд.

Схема энергосистемы может быть такой, что в зоне низких напряжений, образующихся вокруг электрического центра, будут примыкать протяженные,

сильно загруженные ЛЭП.

Пропускная способность ЛЭП по условиям статической устойчивости упрощенно определяется:

,

где  $E$  – ЭДС генерирующего источника;

$U$  – напряжение на приемной стороне ЛЭП;

$X_{ЭС}$  – эквивалентное индуктивное сопротивление электрической системы.

Большое снижение напряжения на длительное время приводит к значительному уменьшению пропускной способности, которая может оказаться ниже передаваемой

мощности. В результате снижения напряжения могут возникнуть вторичные нарушения устойчивости в других сечениях электрической сети.

Так, например, в схеме, изображенной на рис. 1.3, при нарушении устойчивости системы 1 электрический центр оказывается вблизи шин I и нарушается устойчивость системы 2 (рис. 1.4). Теперь существуют три электрических центра, обусловленных асинхронным режимом между системами 1–2; 1–3,4 и 2–3,4. Последний электрический центр может оказаться вблизи шин II, из-за чего нарушается устойчивость между системами 3 и 4.

Из рассмотренного следует, что нарушение устойчивости на одной связи может вызвать лавинный вторичный асинхронный режим в ряде сечений сети энергосистемы.

В тех случаях, когда существует возможность возникновения вторичных асинхронных режимов, необходимо первый асинхронный режим прекратить прежде, чем напряжение в области электрического центра снизится до опасных значений, т.е. при углах, меньших  $180^\circ$ . Для этого части ЭЭС разделяются.

Идеальным местом разделения является точка токораздела доаварийного режима. В этом случае в обеих частях энергосистемы сохранится баланс мощности, а частоты будут близки к нормальным. Однако такое разделение часто нереально, так как асинхронный режим обычно возникает не вблизи точки токораздела, а напротив – вблизи сильно загруженных сечений сети.

Поэтому разделение производят в местах, которым соответствует минимальный небаланс мощности из числа возможных.

Кроме этого, ликвидация асинхронного режима может быть выполнена путем ресинхронизации частей энергосистемы, вышедших из синхронизма. При ликвидации асинхронного режима путем ресинхронизации рекомендуется предусматривать выполнение мероприятий, улучшающих условия втягивания в синхронизм сразу после его выявления. Например, разгрузку генераторов электростанций в избыточной части энергосистемы и отключение нагрузки в избыточной части.

### 1.7. Лавина частоты

Разделение частей ЭЭС в точке сети, через которую в доаварийном режиме протекала значительная мощность, приводит к нарушению баланса активной мощности.

Если в части ЭЭС, получавшей мощность извне, резервы недостаточны, то возникает дефицит активной мощности, что приводит к снижению частоты. Глубокое снижение или значительное повышение частоты недопустимо по режимам работы электростанций.

В частности, для тепловых электростанций снижение частоты ниже 49,0 Гц недопустимо по режиму работы котлов, имеющих питательные электронасосы. Работа на пониженной частоте может привести к разрушению лопаточного аппарата паровых турбин. Если частота оказывается ниже значения, при которой производительность насосов, работающих на противодавлении (питающие насосы котлов) недостаточна, то нарушается работа котлоагрегатов и электростанция может быть остановлена. Частота в дефицитной части ЭЭС дополнительно снижается, что приводит к нарушению работы других и т.д., вплоть до полного останова всех генерирующих источников.

Таким образом, лавина частоты может вызвать тяжелую многочасовую энергетическую аварию на большой территории.

На атомных электростанциях без ограничения по времени допускается работа энергоблоков в составе энергосистемы при частоте от 49,0 до 50,4 Гц.

#### Предотвращение и ликвидация аварийных небалансов активной мощности

В нормальных и расчетных аварийных условиях частота в энергосистеме поддерживается системой регулирования частоты, состоящей из подсистем первичного, вторичного и третичного регулирования.

Первичное регулирование частоты является основным средством ограничения отклонений частоты. Оно осуществляется регуляторами скорости генерирующих установок, которые инициируют быстрое изменение моментов турбин энергоблоков на электростанциях в зависимости от направления и величины отклонения скорости вращения турбин от заданной.

Вторичное регулирование частоты корректирует действие регуляторов скорости на электростанциях, выделенных для астатического регулирования и внешних перетоков в зоне регулирования. Оно обеспечивает, спустя некоторое время, восстановление частоты в энергосистеме, диапазонов первичного регулирования.

Третичное регулирование частоты восстанавливает возможности вторичного регулирования, оптимизирует распределение возникшего в зоне регулирования

небаланса между электростанциями с использованием расчетов, основанных на измерениях, проводимых в режиме реального времени.

Ограничение электроснабжения потребителей, в том числе путем отключения их энергопринимающих установок, может применяться при возникновении аварийного режима с внезапно образовавшимся недостатком электрической мощности, вызвавшим снижение частоты электрического тока ниже 49,8 Гц:

- после исчерпания резервов генерации;
- незамедлительно, если частота снизится ниже 49,6 Гц.

Для скорейшего восстановления электроснабжения потребителей, энергопринимающие установки которых были отключены действием автоматической частотной разгрузки (АЧР), предусматривается автоматика их частотного повторного включения (ЧАПВ). Она подключает потребителей по мере восстановления частоты за счет ввода резервов генерирующих мощностей.

#### 1.8. Лавины напряжения

Лавины напряжения, случающиеся также в электроэнергетических системах, связаны с нарушением баланса реактивной мощности, который определяется соотношением характеристик генерирующих источников и потребителей.

Различают несколько причин возникновения лавины напряжения.

##### Сопутствующая лавина пониженного напряжения

Возникает одновременно с лавиной частоты. Причины данной лавины напряжения могут быть следующие.

1. Разделение ЭЭС на части, часто приводящее к дефициту реактивной мощности в отделившейся части, вследствие потери источников реактивной мощности и линий сверхвысокого напряжения (СВН).

2. Изменение напряжения на выводах генератора из-за влияния изменения частоты на работу АРВ. Вследствие того, что измерительные органы АРВ ПД обладают индуктивностью, они реагируют на снижение частоты как на эквивалентное ему увеличение напряжения. В среднем, при снижении частоты на 1 % напряжение уменьшается на 1,4 %. АРВ СД напротив, воспринимают снижение частоты, как уменьшение напряжения. То есть реакции их противоположны и влияние изменения частоты на изменение напряжения зависит от удельного веса АРВ обоих типов.



Главная опасность сопутствующей лавины напряжения заключается в том, что при существенном снижении напряжения возможны отказы частотной автоматики и отказы отключения выключателей на подстанциях с оперативным переменным током.

#### Лавина пониженного напряжения нагрузочного узла

Причины данной лавины напряжения следующие.

1. Аварийное уменьшение пропускной способности сети из-за отключения части питающих ЛЭП. На приемной стороне оставшихся в работе линий напряжение может снизиться до значений, недостаточных для осуществления технологических процессов.

2. Преждевременный съем форсировки возбуждения генератора, связанный с неполным использованием их перегрузочного резерва.

#### Лавина повышения напряжения

Возникает при резком увеличении нерегулируемой составляющей генерируемой реактивной мощности. Это связано с избыточной зарядной мощностью сети сверхвысокого напряжения в условиях понижения потребления реактивной мощности.

#### Предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений

##### напряжения

Обеспечение резервов реактивной мощности. При планировании режимов работы энергосистемы для обеспечения требуемого уровня напряжения в сети должно быть предусмотрено достаточное число генераторов, синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов, реакторов, связанных с сетью на напряжении класса 220 кВ и выше, которые могут участвовать в выработке или потреблении реактивной мощности.

На всех электростанциях должно быть предусмотрено автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности.

Если напряжение в узлах сети снижается до или ниже аварийного предела, установленного стандартами организации, допускается использование перегрузочной способности генераторов и компенсаторов. При этом напряжение в других узлах сети не должно превышать максимально допустимых значений для оборудования.

При работе с пониженным напряжением и возникновении тенденции снижения напряжения со скоростью 5 кВ за 5 минут принимаются меры по ограничению энергопотребления.

Если после принятых мер напряжение остается ниже аварийно-допустимого значения, отключают очередями энергопринимающие установки потребителей в том узле, где произошло снижение напряжения.

В случае снижения напряжения ниже установленных минимально допустимых значений, на основе опроса оперативного персонала, показаний устройств телеизмерений и телесигнализации определяют причины снижения напряжения и, в зависимости от их характера, принимают следующие меры:

- 1) отключают шунтирующие реакторы;
- 2) включают батареи статических конденсаторов;
- 3) изменяют коэффициенты трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- 4) снижают перетоки мощности по линиям электропередачи;
- 5) увеличивают загрузку СК и генераторов по реактивной мощности вплоть до уровня предельных аварийных перегрузок. При этом предусматриваются меры, предотвращающие возможное отключение генераторов защитой от перегрузки по току ротора.

В случае повышения напряжения сверх допустимых значений определяют причины повышения напряжения и, в зависимости от их характера, принимают следующие меры по его снижению:

- 1) путем отключения батарей статических конденсаторов;
- 2) включают шунтирующие реакторы;
- 3) изменяют коэффициенты трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- 4) вывода в резерв линий электропередачи в районе повышенного напряжения (только выключателями), дающих наибольший эффект снижения напряжения, определяемый по стоку реактивной мощности с контролем напряжения и перетоков мощности по внутренним и внешним связям;
- 5) снижения загрузки по реактивной мощности генераторов электростанций и СК, работающих в режиме ее выдачи, перевода в режим потребления реактивной мощности.

При одностороннем отключении линии электропередачи и повышении напряжения сверх допустимого значения эта линия включается в транзит, а при отсутствии такой возможности – с нее снимается напряжение.

Наибольшими рабочими напряжениями для объектов разных номинальных напряжений являются:

7,2 для 6 кВ; 12 для 10 кВ; 40,5 для 35 кВ; 126,0 для 110 кВ; 252,0 для 220 кВ; 363,0 для 330 кВ; 525,0 для 500 кВ; 787,0 для 750 кВ; 1200,0 для 1150 кВ [6].

#### 1.9. Основные меры по предотвращению и ликвидации технологических нарушений

Ликвидация аварийных ситуаций производится персоналом в случаях, когда автоматическая ликвидация аварии не успешна.

Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при ликвидации технологических нарушений является:

- предотвращение развития нарушений, исключение травмирования персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;
- быстрое восстановление энергоснабжения потребителей и нормальных параметров отпускаемой электроэнергии;
- создание наиболее надежных послеаварийной схемы и режима работы;
- выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности включения его в работу, восстановление схемы сети.

Распределение функций по ликвидации технологических нарушений между диспетчерами различных уровней регламентируется соответствующими инструкциями.

Правильное распределение этих функций представляет сложную задачу, на решение которой влияют два противоречивых фактора:

1. Стремление предоставить оперативному персоналу возможно большую самостоятельность при ликвидации технологических нарушений.
2. Необходимость ограничить самостоятельность действия персонала по аварийному регулированию мощности.

Таким образом, сочетание наибольшей допустимой самостоятельности подчиненного персонала и строжайшей диспетчерской дисциплины – важнейшее

условие своевременного предупреждения технологических нарушений и быстрой их ликвидации.

Согласно ПТЭ (п. 6.5.2), на каждом диспетчерском пункте и щите управления энергообъектом должна быть местная инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений, составленная в соответствии с типовой инструкцией и инструкцией вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления.

Ликвидацией технологических нарушений на электростанции должен руководить начальник смены станции, на подстанции – дежурный подстанции, оперативно-выездная бригада, мастер или начальник группы подстанции (в зависимости от типа обслуживания подстанции).

В электрических сетях технологические нарушения, имеющие местное значение, ликвидируются под руководством диспетчера электрических сетей или диспетчера опорной подстанции (в зависимости от района распространения нарушений и структуры управления сетями).

В энергосистеме, если затронут режим работы только одной энергосистемы, ликвидация нарушений производится под руководством диспетчера энергосистемы. Если затронут режим работы нескольких энергосистем – диспетчера системного оператора.

В случае необходимости оперативные или административные руководители вышеуказанных лиц имеют право поручить руководство ликвидации технологических нарушений другому лицу или взять руководство на себя, сделав запись в оперативном журнале. О замене ставится в известность как вышестоящий, так и подчиненный персонал.

Приемка и сдача смены во время ликвидации технологических нарушений запрещается. При затянувшейся ликвидации допускается сдача смены с разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала. Если ликвидация нарушений производится на оборудовании, не находящемся в оперативном ведении или управлении вышестоящего персонала, сдача смены допускается с разрешения руководящего административно-технического персонала энергообъединения, где произошло нарушение.

Согласно ПТЭ (п. 6.5.6), оперативно-диспетчерский персонал несет полную ответственность за ликвидацию технологических нарушений, принимая решение независимо от присутствия лиц из числа административно-технического персонала.

#### 1.10. Восстановление ЭЭС после крупных аварий

Восстановление энергосистем после тяжелых системных аварий представляет собой сложный и продолжительный процесс. Для сложных ЭЭС решение проблемы восстановления не является тривиальным, при этом предъявляются жесткие требования к скорости и достоверности оценок состояния ЭЭС и возможных действий диспетчера. Рис. 1.5 характеризует общую картину процессов восстановления ЭЭС. Конкретные ситуации являются частными случаями и содержат некоторые конкретные наборы действий в зависимости от последствий аварии.

Процесс восстановления энергосистем начинается с определения послеаварийного состояния, включающего ряд операций, таких как:

- оценка состояния работоспособности объектов системы (в смысле наличия поломок, разрушений и возможности объекта выполнять свои функции хотя бы в частичном объеме);
- оценка наличия связей объекта с другими, электрической связности ЭЭС;
- оценка готовности объектов к включению и набору нагрузки, в том числе для потребителей.

Процесс восстановления ЭЭС, в соответствии с рис. 1.5, представляет собой наращивание структуры ЭЭС во времени при согласовании подготовки и ввода множества взаимосвязанных объектов, сохранивших работоспособность после аварии, а также объектов, работоспособность которых восстанавливается действиями персонала. Этот процесс можно представить последовательностью во времени состояний (ситуаций) энергосистемы, каждое из которых характеризуется сочетанием работоспособных потребителей электроэнергии, энергоисточников,

сетевых элементов, а также уровнями нагрузки потребителей, мощности энергоисточников и пропускной способности элементов сети.

В процессе восстановления для каждого состояния и при переходах от одного состояния к другому должны выполняться определенные схемно-технологические и режимные требования и ограничения. В частности, необходим учет технологической взаимосвязи объектов ЭЭС. Мощности энергоисточников не должны увеличиваться до тех пор, пока потребители не готовы к приему электроэнергии, а восстановление электросетевых объектов не выполнено в необходимом объеме.

Режимные требования и ограничения в процессе восстановления ЭЭС связаны с обеспечением существования электрических режимов при выполнении

нормативных ограничений на параметры режимов (напряжения, частоты, потоков мощности по связям). Указанные режимные условия и ограничения должны выполняться для устранения возможности срыва процесса восстановления, усугубления аварийной ситуации с тяжелыми последствиями для потребителей. Опыт анализа имевших место системных аварий показывает достаточно высокую вероятность подобного срыва процесса восстановления при недостаточном внимании к выполнению режимных ограничений, а также в результате ошибочных действий персонала.

В результате реализации процесса восстановления с учетом перечисленных его особенностей энергосистема переводится в конечное состояние, соответствующее исходному или несколько сниженному уровню функционирования энергосистемы.