Конспект лекций

Сайт:	Интернет-институт ТулГУ	Напечатано::	Веселков Александр Валентинович
Курс:	Управление режимами работы электроэнергетических систем	Дата:	воскресенье, 13 сентября 2026, 10:22
Книга:	Конспект лекций		

Оглавление

1. Режимы работы ЭЭС и управление ими
1.1. Классификация режимов ЭЭС
1.2. Переходные режимы и процессы
1.3. Нормативные показатели устойчивости и их обеспечение
1.4. Средства управления режимами и их функции
1.5. Основные принципы диспетчерского управления
1.6. Иерархическая система диспетчерского управления ЕЭС России
1.7. Временные уровни управления режимами ЭЭС
1.8. Автоматизированная система диспетчерского управления
1.9. Структура системы противоаварийной автоматики

2. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах
2.1. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением
2.2. Потребители и источники реактивной мощности
2.3. Компенсация реактивной мощности
2.4. Регулирование напряжения в электрических сетях
2.5. Регулирование частоты и мощности в энергосистемах

3. Список рекомендуемой литературы

1. Режимы работы ЭЭС и управление ими

1.1. Классификация режимов ЭЭС
1.2. Переходные режимы и процессы
1.3. Нормативные показатели устойчивости и их обеспечение
1.4. Средства управления режимами и их функции
1.5. Основные принципы диспетчерского управления
1.6. Иерархическая система диспетчерского управления ЕЭС России
1.7. Временные уровни управления режимами ЭЭС
1.8. Автоматизированная система диспетчерского управления
1.9. Структура системы противоаварийной автоматики

1.1. Классификация режимов ЭЭС

Электроэнергетическая система состоит из элементов, которые можно разделить на три группы:

---

1. **основные (силовые) элементы** – генерирующие агрегаты электростанций, преобразующие энергию воды или пара в электроэнергию; трансформаторы, автотрансформаторы, выпрямительные установки, преобразующие значения и вид тока и напряжения; линии электропередач (ЛЭП), передающие электроэнергию на расстояние; коммутирующая аппаратура (выключатели, разъединители), предназначенные для изменения схемы ЭЭС и отключения поврежденных элементов;
2. **измерительные элементы** – трансформаторы тока и напряжения, предназначенные для подключения измерительных приборов, средств управления и регулирования;
3. **средства управления** – релейная защита, регуляторы, автоматика, телемеханика, связь, обеспечивающие оперативное и автоматическое управление схемой и работой ЭЭС.

Состояние ЭЭС на заданный момент или отрезок времени называется **режимом**. Режим определяется составом включенных основных элементов ЭЭС и их загрузкой. Значения напряжений, мощностей и токов элементов, а также частоты, определяющие процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, называются **параметрами режима**.

Если параметры режима неизменны во времени, то режим ЭЭС называется **установившимся**, если изменяются – то **переходным**.

Строго говоря, понятие установившегося режима в ЭЭС условное, так как в ней всегда существует переходный режим, вызванный малыми колебаниями нагрузки. Установившийся режим понимается в том смысле, что параметры режима генераторов электростанций и крупных подстанций практически постоянны во времени.

Основная задача энергосистемы – экономичное и надежное электроснабжение потребителей без перегрузок основных элементов ЭЭС и при обеспечении заданного качества электроэнергии. В этом смысле основной режим ЭЭС – нормальный установившийся. В таких режимах ЭЭС работает большую часть времени.

По тем или иным причинам допускается работа ЭЭС в утяжеленных установившихся (вынужденных) режимах, которые характеризуются меньшей надежностью, некоторой перегрузкой отдельных элементов и, возможно, ухудшением качества электроэнергии. Длительное существование утяжеленного режима нежелательно, так как при этом существует повышенная опасность возникновения аварийной ситуации.

Наиболее опасными для ЭЭС являются аварийные режимы, вызванные короткими замыканиями и разрывами цепи передачи электроэнергии, в частности, вследствие ложных срабатываний защит и автоматики, а также ошибок эксплуатационного персонала. Длительное существование аварийного режима недопустимо, так как при этом не обеспечивается нормальное электроснабжение потребителей и существует опасность дальнейшего развития аварии и распространения ее на соседние районы. Для предотвращения возникновения аварии и прекращения ее развития применяются средства автоматического и оперативного управления, которыми оснащаются диспетчерские центры, электростанции и подстанции.

После ликвидации аварии ЭЭС переходит в послеаварийный установившийся режим, который не удовлетворяет требованиям экономичности и не полностью соответствует требованиям надежности и качества электроснабжения. Он допускается только как кратковременный для последующего перехода к нормальному режиму.

Для завершения классификации режимов ЭЭС отметим еще нормальные переходные режимы, вызванные значительными изменениями нагрузки и выводом оборудования в ремонт.

Уже из перечисления возможных режимов ЭЭС следует, что этими режимами необходимо управлять, причем для разных режимов задачи управления различаются:

1. для нормальных режимов – это обеспечение экономичного и надежного электроснабжения;
2. для утяжеленных режимов – это обеспечение надежного электроснабжения при длительно допустимых перегрузках основных элементов ЭЭС;
3. для аварийных режимов – это максимальная локализация аварии и быстрая ликвидация ее последствий;
4. для послеаварийных режимов – быстрый и надежный переход к нормальному установившемуся режиму;
5. для нормальных переходных режимов – быстрое затухание колебаний.

1.2. Переходные режимы и процессы

Переходные режимы делятся на две большие группы по величине возмущающих воздействий или возмущений:

1. Переходные режимы при малых возмущениях, т.е. установившиеся режимы. ЭЭС должна работать устойчиво при малых возмущениях, иначе говоря, она должна обладать статической устойчивостью.

> **Статическая устойчивость** – это способность ЭЭС восстанавливать исходный режим после малого его возмущения.

2. Переходные режимы при больших возмущениях, возникающих как в нормальных, так и в аварийных условиях работы ЭЭС. По отношению к большим возмущениям вводится понятие динамической устойчивости ЭЭС.

Динамическая устойчивость – это способность ЭЭС восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или состояние, практически близкое к исходному и допустимое по условиям эксплуатации ЭЭС. Если после большого возмущения синхронная работа ЭЭС сначала нарушается, а затем после некоторого, допустимого по условиям эксплуатации, асинхронного хода восстанавливается, то считается, что система обладает **результирующей устойчивостью**.

Переходный режим ЭЭС представляет собой целую гамму переходных процессов, различающихся скоростью протекания:

1. волновые переходные процессы (1 – 100 мкс);
2. электромагнитные переходные процессы (10 – 500 мс);
3. электромеханические переходные процессы (0,1 – 10 с);
4. длительные электромеханические переходные процессы, возникающие, например, при каскадном развитии аварий (от нескольких минут до десятков минут).

Различная скорость протекания этих процессов позволяет в большинстве случаев рассматривать их по отдельности, упрощая тем самым математическое описание ЭЭС.

Так, при рассмотрении волновых процессов линии электропередач и обмотки электрических машин и трансформаторов представляют в виде систем с распределенными параметрами и при этом не учитывают изменение скоростей роторов этих машин, полагая, что за время протекания волновых процессов они постоянны.

При рассмотрении электромагнитных переходных процессов допустимо все элементы ЭЭС считать элементами с сосредоточенными параметрами и также не учитывать изменения скоростей роторов машин.

При рассмотрении электромеханических (взаимосвязанных электромагнитных и механических) переходных процессов не учитываются динамические свойства статических элементов ЭЭС (ЛЭП, трансформаторов, обмоток статора электрических машин), но обязательно учитывается изменение скоростей роторов электрических машин [1].

Задачи управления разными переходными процессами различны:

1. волновые процессы – облегчение изоляции ЛЭП и других основных элементов ЭЭС за счет снижения атмосферных, коммутационных и рабочих перенапряжений с помощью разрядников и реакторов;
2. электромагнитные процессы – отыскание эффективных способов ограничения токов короткого замыкания и согласование их значений с параметрами оборудования электрических сетей различных напряжений (использование токоограничивающих устройств: реакторов, трансформаторов с расщепленными обмотками, резонансных устройств и др.);
3. электромеханические процессы – обеспечение устойчивости ЭЭС.

1.3. Нормативные показатели устойчивости и их обеспечение

Электроэнергетическая система должна работать так, чтобы некоторые изменения (ухудшения) режима не приводили к нарушению устойчивости ее работы. Простейшая оценка ее запаса устойчивости основывается на сопоставлении показателей проверяемого (исходного) режима и показателей, характеризующих режим, предельный по устойчивости.

Статическая устойчивость. Запас статической устойчивости по напряжению ЭЭС в целом в нормальном режиме должен быть не менее 10%. Запас по напряжению определяется для каждой из основных узловых точек ЭЭС по формуле, %:

$$k_U = \frac{U_{\text{н}} - U_{\text{к р}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100,$$

где $U_{\text{н}}$ – длительно поддерживаемое напряжение в рассматриваемой узловой точке ЭЭС;

$U_{\text{к р}}$ – критическое напряжение в этой же точке, при котором нарушается статическая устойчивость работы ЭЭС.

Запас статической устойчивости ЭЭС в целом оценивается по наименьшему запасу, полученному для основных узловых точек (т.е. по наихудшей точке). Если наихудшая точка известна заранее, то достаточно рассчитать запас для этой точки.

Запас статической устойчивости электропередачи, связывающей электростанцию (или группу электростанций) с энергосистемой, должен быть не менее 20% в нормальном режиме и 8% в кратковременном послеаварийном режиме (до вмешательства персонала в регулирование режима).

Запас статической устойчивости по мощности определяется по формуле, %:

$$k_p = \frac{P_{пр} - P}{P} \cdot 100,$$

где P – передаваемая мощность;

$P_{пр}$ – предельная передаваемая мощность, определенная из условий устойчивости режима с учетом действия автоматических устройств.

Статическая устойчивость работы ЭЭС в послеаварийных режимах обеспечивается, как правило, за счет мероприятий, не требующих дополнительных капитальных вложений:

1. кратковременного повышения напряжения на зажимах генераторов;
2. быстрого снижения нагрузки электропередачи путем отключения части генераторов на электростанциях и т.п.

Кроме того, существуют мероприятия, повышающие статическую устойчивость, но требующие некоторых капитальных вложений:

1. применение быстродействующей системы возбуждения генераторов;
2. использование синхронных компенсаторов на промежуточных подстанциях;
3. использование статических тиристорных компенсаторов;
4. продольная емкостная компенсация индуктивного сопротивления электропередачи с помощью статических конденсаторов и т.п.

Практически все эти мероприятия позволяют повысить и динамическую устойчивость.

В эксплуатации, в тех случаях, когда это необходимо для предотвращения ограничения потребителей или потери гидроресурсов, допускается длительная работа электропередачи в нормальном режиме с запасом статической устойчивости, уменьшенным до 5 – 10% в зависимости от роли электропередачи в энергосистеме и последствий возможного нарушения устойчивости.

Динамическая устойчивость. Расчеты динамической устойчивости имеют своей целью выявление характера динамического перехода от одного режима энергосистемы к другому. Если при этом переходе ни одна мощная электростанция не выпадает из синхронной работы, то переход считается благополучным. Обычно проверка устойчивости энергосистемы производится при коротких замыканиях, происходящих в наиболее опасных (в смысле возможного нарушения устойчивости) точках энергосистемы при наибольшей возможной нагрузке электропередачи. Динамическая устойчивость должна обеспечиваться при наиболее характерных для данного элемента энергосистемы возмущениях и режимах, принятых за расчетные.

В качестве расчетных в соответствии со сказанным следует рассматривать режимы нормальной работы, отвечающие наиболее длительно передаваемым мощностям по данной электропередаче, или режимы нагрузки, когда по электропередаче передается максимально возможная мощность данной электростанции или энергосистемы, если обоснована возможная длительная работа в таком режиме. Режимы, вызванные ремонтом оборудования, не рассматриваются, если нагрузка может быть снижена до величины, требующейся по условиям пропускной способности и условиям статической и динамической устойчивости.

Даже если в качестве расчетного принимается однофазное или двухфазное короткое замыкание, необходимо принять меры, чтобы нарушение устойчивости при более тяжелых авариях (двухфазных на землю, трехфазных) было маловероятным. Однако применение всякого устройства для улучшения устойчивости должно быть оправдано как анализом его стоимости, так и выявлением убытка от

данного вида аварии. Одновременно оценивается возможность и целесообразность пофазного повторного включения ЛЭП или ее работы без одной фазы.

Согласно действующим нормативам по расчетам динамической устойчивости, она должна обеспечиваться в наиболее тяжелых точках энергосистемы при следующих видах коротких замыканий:

1. для сетей 35 кВ – при трехфазном коротком замыкании;
2. для сетей 110 – 1150 кВ – при двухфазном коротком замыкании на землю.

1.4. Средства управления режимами и их функции

Управление режимами ЭЭС осуществляется оперативным персоналом, а также автоматическими регуляторами и устройствами **противоаварийной автоматики** (ПА). Практически вся автоматика в настоящее время построена на основе микропроцессорных систем. Настройка автоматических систем управления производится в соответствии с заранее выбранными характеристиками так, чтобы обеспечить экономичность работы ЭЭС и соответствие требованиям качества отпускаемой потребителям электроэнергии.

Выбор видов используемых автоматических устройств, оценка их эффективности и влияния на надежность работы ЭЭС производятся на основе специальных оптимизационных расчетов. Управление режимами ЭЭС должно быть оптимальным, т.е. дающим наилучший технико-экономический эффект в условиях действия противоположных факторов. Например, желая увеличить передаваемую по ЛЭП мощность, можно вызвать аварийное отключение этой линии из-за нарушения устойчивости ее работы.

Для ЭЭС как объекта управления характерны наличие большого числа сложных прямых и обратных связей между многочисленными ее элементами и целевая направленность процесса функционирования.

Перечислим наиболее важные автоматические устройства и их назначение.

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных машин поддерживают напряжение на их шинах на требуемом уровне и, в случае необходимости, форсируют возбуждение, улучшая тем самым устойчивость работы ЭЭС.

Автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ) турбин генераторов поддерживают требуемую частоту вращения роторов генераторов и тем самым частоту в ЭЭС.

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) поддерживает неизменными баланс активной мощности и частоту с учетом возможностей межсистемных электропередач по пропускной способности, т.е. ограничений по передаваемой активной мощности.

Релейная защита (РЗ) элементов ЭЭС действует на сигнал или на отключение элементов энергосистемы в случае их повреждения или ненормальной работы. Информация о состоянии защищаемого объекта непрерывно поступает в защитное устройство, которое обрабатывает ее и в случае нарушения нормального режима работы устанавливает место и вид повреждения.

Автоматическое включение резерва (АВР) осуществляет ввод резервного оборудования при аварийном отключении основного.

Автоматическое повторное включение (АПВ) повышает надежность электроснабжения потребителей за счет повторного включения ЛЭП после ее автоматического отключения посредством релейной защиты.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) ЭЭС обеспечивает сохранение баланса мощности при тяжелой аварии, если она сопровождается значительным понижением частоты в энергосистеме (ниже допустимого уровня). В этом случае АЧР отключает ряд наименее ответственных, заранее выбранных потребителей, чтобы предотвратить значительное снижение частоты и напряжения в ЭЭС, следовательно, сохраняет устойчивость работы ЭЭС.

Автоматический частотный пуск (АЧП) агрегатов ГЭС осуществляется при снижении частоты в ЭЭС ниже допустимого уровня в связи с тем, что время набора мощности агрегатами ГЭС составляет около 1 мин.

1.5. Основные принципы диспетчерского управления

Основная особенность **энергетической системы**, заключающаяся в единстве технологического процесса и неразрывной связи отдельных ее элементов, требует единого управления процессом работы всей системы. В связи с этим с начала развития энергетических систем стала развиваться и техника управления ими из единого центра.

Необходимость централизации управления энергосистемами выявилась еще на заре их организации. Для этой цели в первом десятилетии XX в. была создана особая должность «распределителя нагрузок» (диспетчера).

Диспетчерское управление – это вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием ЭЭС проводятся только по распоряжению диспетчера (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится.

В оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала или согласованных изменений в релейной защите и автоматике.

В основе построения диспетчерского управления ЕЭС лежит следующее:

1. разграничение диспетчерских и общехозяйственных функций, т.е. обеспечение независимости системы диспетчерского управления (в пределах ее функций) от административно-хозяйственной деятельности руководства энергокомпаний;
2. иерархическое построение системы с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени управления персоналу более высокой ступени;
3. представление персоналу каждой ступени максимальной самостоятельности в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокой ступени;
4. четкое разграничение функций и ответственности оперативного персонала всех ступеней управления по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных ситуаций;
5. строжайшая диспетчерская дисциплина.

Первоначальной задачей диспетчера было именно только распределение мощности. В дальнейшем его функции резко расширились. На диспетчера энергосистемы было возложено управление режимом или по крайней мере контроль над режимом всех элементов энергосистемы и ликвидация аварий. В настоящее время функции диспетчера энергетической системы значительно шире и охватывают регулирование всех процессов в ней, имеющих существенное значение для всей энергосистемы, а не для отдельных ее элементов. Диспетчер системы осуществляет руководство:

1. распределением активной и реактивной мощностей между отдельными электростанциями энергосистемы;
2. регулированием частоты во всей энергосистеме и напряжений в основных ее точках;
3. регулированием потоков мощности по отдельным участкам электрической сети;
4. производством всех коммутационных переключений в основных сетях системы и на электростанциях;
5. вводом в работу и выводом из работы отдельных агрегатов электростанций и сетей как для целей ремонта, так и в резерв;
6. ликвидацией аварий на электростанциях и в основных сетях энергосистемы;
7. регулированием режима и водотока ГЭС;
8. изменением настройки релейной защиты и т.д.

Диспетчеру энергетической системы подчиняется весь старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей.

Для правильного осуществления своих функций диспетчер энергосистемы должен иметь:

1. надлежащую, надежную и хорошо резервированную связь со всем подчиненным ему оперативным персоналом, позволяющую диспетчеру непосредственно сноситься с подчиненным ему персоналом;
2. надлежащее оборудование телеизмерительными установками и устройствами телесигнализации от важнейших пунктов системы, позволяющее диспетчеру получить необходимые сведения о состоянии основных параметров энергосистемы;
3. надлежащее оборудование установками телеуправления, позволяющее диспетчеру самому осуществлять необходимые и неотложные операции в основной сети;
4. инструктивно-справочные материалы, которые позволяют диспетчеру произвести заранее продуманные необходимые действия в сложной обстановке быстроменяющихся в энергосистеме процессов, а также решить в случае необходимости любой вопрос, касающийся режима системы;
5. материалы по запланированному режиму энергетической системы, которые позволяют диспетчеру сосредоточить свое внимание главным образом на отклонениях от запланированного режима, что облегчает его работу.

1.6. Иерархическая система диспетчерского управления ЕЭС России

ЕЭС России состоит из 6 параллельно работающих ОЭС: Центра, Северо- Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири, которые в свою очередь связаны как с ОЭС и ЭЭС бывшего СССР – Беларуси, Украины, Казахстана, Прибалтики (в ее состав входят ЭЭС Латвии, Литвы и Эстонии), Закавказья (в ее состав входят ЭЭС Армении, Азербайджана и Грузии), так и ЭЭС Польши, Финляндии, Турции, Монголии, Норвегии. Кроме того, в состав ЕЭС России входит ОЭС Востока, которая связана слабой межсистемной связью 220 кВ с ОЭС Сибири.

В России функционируют 73 районные ЭЭС (АО-энерго), из них 66 входят в состав ЕЭС России. В ОЭС Востока параллельно работают три ЭЭС: Амурская, Хабаровская и Дальневосточная, остальные четыре ЭЭС на востоке России работают изолированно.

Режимы работы ЕЭС России осложнены тем, что ряд ОЭС и ЭЭС России связаны с основной частью ЕЭС через сети ОЭС и ЭЭС, не входящие в состав ЕЭС России. Основная межсистемная связь 500 кВ между ОЭС Сибири и Урала проходит по территории Казахстана. Основной поток мощности между ОЭС Центра и Северного Кавказа проходит по ЛЭП СВН ОЭС Украины. ЭЭС Калининграда связана с ОЭС Северо-Запада через ЭЭС Литвы.

ОЭС Северо-Запада передает электроэнергию в Финляндию, которая входит в состав ОЭС NORDEL, через вставку постоянного тока.

Передачу электроэнергии между почти всеми ОЭС России обеспечивают в основном ЛЭП 500 и 220 кВ.

Иерархическая (централизованно-ступенчатая) система диспетчерского управления ЕЭС России имеет три ступени: Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС, объединенные диспетчерские управления (ОДУ) ОЭС, центральные диспетчерские службы (ЦДС) ЭЭС.

В оперативном ведении диспетчера:

1. ЭЭС находится все оборудование данной энергосистемы, обеспечивающее производство и распределение электроэнергии, оперативное управление энергетическими объектами, играющими особо важную роль в ОЭС и ЕЭС, только в виде исключения оно может быть поручено диспетчеру ОДУ или ЦДУ;
2. ОДУ находятся суммарная рабочая мощность и резерв мощности ЭЭС, электростанции и агрегаты большой мощности, межсистемные связи и объекты основных средств, влияющих на режим ОЭС; в оперативное управление диспетчера ОДУ передается оборудование, операции с которым требуют координации действий диспетчеров ЭЭС;
3. ЦДУ ЕЭС находятся суммарная рабочая мощность и резерв мощности ОЭС, электрические связи между ОЭС, а также важнейшие связи внутри ОЭС и объекты, режим работы которых решающим образом влияет на режим работы ЕЭС.

1.7. Временные уровни управления режимами ЭЭС

Задачи управления режимами ЭЭС делятся на четыре временных уровня (для каждой ступени территориальной иерархии):

1. Долгосрочное планирование режимов (на месяц, год).
   Задачи этого уровня:

   - прогнозирование потребления энергии и характерных графиков нагрузки;
   - разработка балансов мощности и электроэнергии (годовых, квартальных, месячных);
   - оптимизация планов использования энергоресурсов и проведения плановых ремонтов;
   - разработка схем и режимов для характерных периодов года (осенне-зимний максимум, период паводка и др.), а также в связи с вводом новых объектов и расширением состава параллельно работающих ЭЭС;
   - решение всего комплекса вопросов повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, внедрения и совершенствования средств диспетчерского управления и систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами;
   - разработка диспетчерских инструкций.
2. Краткосрочное планирование режимов (на сутки, неделю).
   Задачи этого уровня:

   - корректировка решений 1-го уровня по мере изменения и уточнения условий работы ЕЭС (уровень потребления, обеспеченность гидроресурсами, топливная конъюнктура и т.п.); ряд решений 1-го уровня выступает здесь в виде ограничений (недельные или суточные расходы гидроресурсов, мощности агрегатов, выведенных в ремонт, и т.п.).
3. Оперативное управление текущими режимами.
   Задачи этого уровня:

   - оперативное ведение текущего режима по суточным планам-графикам;
   - корректировка (дооптимизация) режима при отклонении параметров режима от плановых значений.
4. Автоматическое управление нормальными и аварийными режимами.
   Задачи этого уровня:

   - автоматическое управление, проводимое централизованными и местными системами и устройствами автоматического регулирования режима, устройствами релейной защиты и противо-аварийной автоматики.

1.8. Автоматизированная система диспетчерского управления

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС представляет собой иерархически построенную человеко-машинную систему, обеспечивающую по всей территории, охватываемой электрическими сетями, сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме энергосистемы, формирование на основе собранной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой (за счет располагаемых средств) функций надежного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей [1.2].

АСДУ включает в себя:

1. управляющие вычислительные центры (УВЦ) в ЦДУ ЕЭС, ОДУ ОЭС, ЦДС ЭЭС, диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);
2. автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) электростанций, энергоблоков электростанций и подстанций;
3. централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления.

Все элементы АСДУ ЕЭС объединяет единая первичная сеть сбора и передачи оперативной информации и управляющих команд.

Основной составляющей АСДУ в УВЦ являются оперативные информационно-управляющие комплексы (ОИУК), с помощью которых диспетчерский персонал ЦДУ, ОДУ и ЦДС осуществляет: контроль за текущим состоянием управляемой энергосистемы (схемой, режимами и средствами управления), ретроспективный анализ происшедших событий, оценку перспективных режимов. Используя информацию о текущем и перспективном состоянии ЭЭС, графиках нагрузки, планах проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов, диспетчерский персонал обеспечивает:

1. выработку воздействий на управляемые объекты (регулирование режима ЭЭС по активной и реактивной мощности, включая регулирование графиков нагрузки электростанций);
2. вывод оборудования и средств автоматического и оперативного управления в ремонт и ввод их в работу после ремонта;
3. ввод в работу нового оборудования и средств управления;
4. изменение схемы контролируемой сети;
5. ликвидацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима работы ЭЭС;
6. ведение оперативной отчетности;
7. передачу оперативной информации.

Управляющие воздействия передаются диспетчерским персоналом ЦДУ, ОДУ, ЦДС на оперативно подчиненные объекты через диспетчерский персонал этих объектов или непосредственно на АСУТП и системы автоматического регулирования и управления энергообъектами с помощью устройств телеуправления. Управляющие воздействия обеспечивают изменение:

1. схемы электрической сети;
2. состава оборудования электростанций и подстанций;
3. алгоритмов и параметров настройки средств автоматического и оперативного управления;
4. устройств автоматики;
5. нагрузки агрегатов электростанций;
6. нагрузки потребителей;
7. напряжений в контрольных точках электрической сети (посредством воздействия на возбуждение синхронных машин, включения или отключения устройств компенсации реактивной мощности, переключения анцапф трансформаторов).

Все задачи управления, которые обеспечивают формирование управляющих решений, делятся на оптимизационные и оценочные. Решение оптимизационных задач достигается при удовлетворении какого-либо критерия оптимизации, а оценочных задач – при удовлетворении соответствующих уравнений состояния объекта.

Основной задачей управления ЕЭС является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение, поэтому основным критерием при выработке управляющих решений на всех уровнях иерархии управления ЕЭС, когда это возможно, используется минимум затрат в течение рассматриваемого периода времени. Хозяйственная самостоятельность отдельных территорий, охватываемых сетями ЕЭС, может приводить к тому, что критерии управления для различных частей ЕЭС (ОЭС, ЭЭС) окажутся разными и потребуется их взаимное согласование с использованием специальных алгоритмов. При формировании и решении задач в АСДУ необходимо обеспечить требования по качеству электрической и тепловой энергии и по надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей.

Информационное обеспечение АСДУ состоит из следующей информации:

1. прогноза метеорологической обстановки – для повышения точности прогнозирования нагрузки и вероятностей отказов оборудования;
2. маневренных характеристик агрегатов и электростанций – для расчета их располагаемой и рабочей мощности и состава работающего и резервного оборудования на них;

3. отказов основного оборудования ЕЭС – для расчета и прогнозирования его показателей надежности;
4. качества топлива, которое поставляется на ТЭС;
5. состояния основного оборудования (генераторов, ЛЭП, трансформаторов и др.) – для принятия решения о времени вывода его в ремонт (определяется заблаговременно в процессе его диагностики);
6. фактически обеспечиваемой надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей – для выбора оптимальных способов ее повышения;
7. прогноза притока воды в водохранилища ГЭС – для оптимизации выработки электроэнергии на ГЭС.

Необходимая информация поступает извне или вырабатывается внутри ЕЭС в процессе управления. В процессе управления наибольшие объемы информации вырабатываются и используются в темпе процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. Разные управляемые процессы изменяются по-разному: быстро, недостаточно быстро и медленно, соответственно и задержки в реализации управляющих воздействий будут различные, различным будет и время получения и использования информации.

Информация, которая обеспечивается средствами телемеханики, называется **телемеханической**.

Рассмотрим примерные допустимые диапазоны ее задержки при передаче от объектов управления в центр управления (контрольная информация) и обратно (командная информация):

1. информация для автоматических противоаварийных систем (телеотключение) – десятки миллисекунд;
2. телесигнализация положения выключателей и разъединителей – секунды;
3. телеизмерения контролируемых параметров (мгновенные значения) – единицы и десятки секунд;
4. телеизмерения, телерасчет (интегральные значения) – несколько десятков секунд;
5. телеизмерения и телекоманды для систем автоматического регулирования – до 1 с;
6. телеуправление (ТУ) – несколько секунд;
7. ответная телесигнализация (после ТУ) – до 10 с;
8. межуровневый машинный обмен между информационными базами данных ЭВМ ОИУК – несколько минут;
9. диспетчерская ведомость по производству и потреблению энергии – 1 раз в час.

Качество телемеханической информации определяется погрешностью (классом точности) всех устройств, входящих в цепочку передачи информации, и лежит в пределах от долей процента до нескольких процентов.

Кроме того, существенное влияние на качество телеинформации оказывает запаздывание телепередачи. Чтобы уменьшить это запаздывание, приходится увеличивать частоту производимых измерений и скорость передачи информации, что требует расширения каналов связи и увеличения их стоимости. Применение существующих каналов связи без их расширения требует использования методов сжатия информации, адаптивных алгоритмов передачи сообщений, системы приоритетов и т.п.

1.9. Структура системы противоаварийной автоматики

Одной из основных задач АСДУ является противоаварийное управление с целью локализации аварий и ликвидации аварийного режима работы ЭЭС или отдельных ее частей.

Для такого управления в настоящее время разработан ряд устройств про- тивоаварийной автоматики (ПА). Для решения этой задачи во всех энергосистемах введена система ПА, структура которой показана на рисунке 1.1. В соответствии с требованиями, которые предъявляются к каждому элементу системы ПА, ее структуру можно разделить на три подсистемы:

1. предупредительную;
2. локализующую;
3. восстановительную.

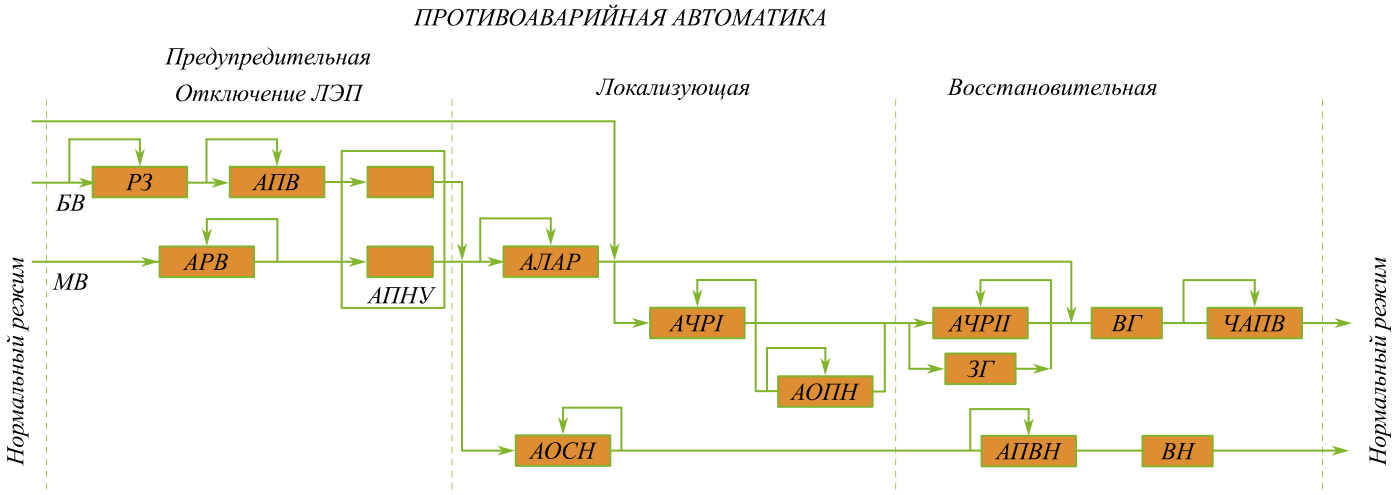


Рисунок 1.1 – Структура противоаварийной автоматики ЭЭС:
БВ – большое возмущение; МВ – малое возмущение; РЗ – релейная зашита; АПВ – автоматическое повторное включение;
АРВ – автоматическое регулирование возбуждения; АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
АЛАР – автоматика ликвидации асинхронною хода; АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;
АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения; АЧР – автоматическая частотная нагрузка;
ЗГ – загрузка генераторов; ВГ – включение гидрогенераторов; ЧАПВ – АПВ по частоте;
АПВН – АПВ по напряжению; ВН – включение нагрузки

Предупредительная подсистема необходима для обнаружения и предотвращения аварийной ситуации. Она включает в себя:

1. релейную защиту (РЗ), которая обнаруживает аварийные ситуации и дает сигнал готовности к возможному действию остальным устройствам ПА; состоит из большого числа элементов, каждый из которых отвечает за определенный участок системы или за определенный вид аварии;
2. автоматическое повторное включение (АПВ); это устройство пытается восстановить нормальную работу энергосистемы после отключения того элемента, в котором обнаружена аварийная ситуация, путем включения этого элемента;
3. автоматическое регулирование возбуждения (АРВ) синхронных генераторов; это устройство путем воздействия на ток возбуждения генератора пытается удержать параметры энергосистемы (напряжение на зажимах генератора) в допустимых границах;
4. автоматику предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) параллельной работы энергосистем; это устройство осуществляет непрерывный контроль частоты в энергосистеме и режимов работы межсистемных связей, что позволяет ему в случае возникновения аварийной ситуации путем воздействия на регуляторы скорости турбин не только перераспределять нагрузку электростанций между собой, но и регулировать частоту в энергосистеме или отдельных ее частях.

В свою очередь АПНУ включает в себя следующие виды автоматики разгрузки, действующие при:

1. отключении одной или двух ЛЭП (автоматика разгрузки одной ЛЭП (АРОЛ) или двух ЛЭП (АРОДЛ)), т.е. при отключении по какой-либо причине одной или двух параллельных ЛЭП, входящих в состав межсистемных связей, и нарушении нормального режима ЭЭС, что вызывает снижение частоты в одной части ЭЭС и ее повышение в другой части ЭЭС, АПНУ перераспределяет нагрузку электростанций с целью возвращения частоты к номинальному значению;
2. статической перегрузке ЛЭП (автоматика разгрузки при статической перегрузке (АРСП)), в этом случае АПНУ стремится сохранить статическую устойчивость работы ЭЭС;
3. динамической перегрузке ЛЭП (автоматика разгрузки при динамической перегрузке (АРДП)), в этом случае АПНУ стремится сохранить динамическую устойчивость работы ЭЭС;
4. отключении генераторов (автоматика разгрузки при отключении генераторов (АРОГ)), т.е. при отключении генераторов по каким- либо причинам и снижении частоты в ЭЭС, АПНУ перераспределяет нагрузку этих генераторов другим электростанциям;

5. близких или затяжных коротких замыканиях (автоматика разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ)), в этих случаях АПНУ стремится сохранить динамическую устойчивость путем разгрузки генераторов электростанций.

С целью выполнения своих функций АПНУ может воздействовать на:

1. отключение генераторов;
2. кратковременную (импульсную) или длительную разгрузку турбин;
3. отключение части нагрузки потребителей;
4. частотный пуск гидрогенераторов и перевод их из режима синхронного компенсатора в режим генерации активной мощности;
5. загрузку гидро- и турбогенераторов;
6. электрическое торможение агрегатов;
7. отключение шунтирующих реакторов;
8. форсировку устройств продольной и поперечной компенсации;
9. форсировку возбуждения генераторов;
10. изменение уставки АРВ по напряжению генераторов.

В случае, если автоматика предупредительной подсистемы не смогла ликвидировать аварийную ситуацию, используется автоматика локализующей и восстановительной подсистем.

Локализующая подсистема включает в себя:

1. **автоматику ликвидации асинхронного режима (АЛАР) части энергосистемы или всей энергосистемы**; это устройство контролирует перегрузку ЛЭП или группы ЛЭП по току и активной мощности, а также может отслеживать разницу фаз напряжений между узлами, ограничивающими межсистемные ЛЭП, в случае появления больших колебаний скоростей роторов генераторов и соответственно частоты в ЭЭС АЛАР разгружает генераторы электростанций;
2. **автоматику ограничения снижения напряжения (АОСН)**; в случае снижения напряжения ниже допустимого уровня это устройство может воздействовать не только на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов, но и на отключение шунтирующих реакторов, которые обычно включают с целью снижения напряжения на ЛЭП СВН и УВН при небольших потоках мощности по ним;
3. **автоматику ограничения повышения напряжения (АОПН)**; в случае повышения напряжения выше допустимого уровня это устройство может воздействовать на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов и на включение шунтирующих реакторов (противоположное АОСН действие);
4. **автоматическую частотную разгрузку (АЧР) 1-й очереди**; это устройство отключает часть нагрузки энергосистемы (обычно это потребители III категории по надежности электроснабжения) в случае снижения частоты ниже допустимого уровня, т.е. когда все другие возможности регулирования частоты исчерпаны.

На АЛАР возлагаются следующие функции:

1. деление ЭЭС;
2. ресинхронизация частей энергосистемы, вышедших из синхронной работы;
3. предварительное деление ЭЭС с последующей ресинхронизацией частей ЭЭС, работающих раздельно.

Восстановительная подсистема включает в себя:

1. АЧР 2-й очереди, т.е. когда АЧР 1-й очереди исчерпала свои возможности по предотвращению дальнейшего снижения частоты в энергосистеме;
2. АПВ по напряжению (АПВН); это устройство восстанавливает работу тех элементов энергосистемы, которые отключила АОСН;
3. АПВ по частоте (ЧАПВ); это устройство восстанавливает электроснабжение потребителей, отключенных АЧР.

Кроме того, в объединенной ЭЭС существуют:

1. **автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ)**, которая выполняет следующие функции:
    - автоматическую частотную разгрузку (АЧР);
    - дополнительную разгрузку, действующую при больших местных дефицитах мощности в целях предотвращения лавины частоты и напряжения;
    - мобилизацию резервов активной мощности;
    - выделение электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой, выделение генераторов на питание собственных нужд электростанций;
    - восстановление питания отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ);
2. **автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ)**, которая осуществляет отключение генераторов электростанций в случае повышения частоты выше допустимого уровня;
3. **автоматика разгрузки оборудования (АРО)**, которая снижает ток в контролируемом оборудовании в случае недопустимой его перегрузки; в зависимости от перегрузки АРО может:
    - разгрузить турбину, отключить генераторы электростанций;
    - отключить нагрузку;
    - разделить сеть;

- отключить перегруженное оборудование.

2. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах

2.1. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением
2.2. Потребители и источники реактивной мощности
2.3. Компенсация реактивной мощности
2.4. Регулирование напряжения в электрических сетях
2.5. Регулирование частоты и мощности в энергосистемах

2.1. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением

В ЭЭС, содержащей источники и потребители электрической энергии, в любой момент времени выполняется закон сохранения энергии. Отражением этого закона является выполнение баланса мощности. Выработка и потребление электрической энергии на переменном токе характеризуются передачей по электрической сети как активной, так и реактивной мощности. Поэтому в каждый момент времени в ЭЭС существует баланс полной мощности. Для **реактивной мощности** условие баланса имеет следующий вид:

$$\sum Q_г= \sum Q_н+\sum \Delta Q,\tag{2.1}$$

где $\sum Q_г$ – суммарная генерируемая мощность;
$\sum Q_н$ – суммарная мощность нагрузки потребителей;
$\sum \Delta Q$ – суммарные потери реактивной мощности в элементах сети.

Балансу реактивной мощности соответствует некоторый уровень узловых напряжений. Так как передача мощности по электрической сети сопровождается потерями напряжения в ее элементах, то, в отличие от частоты, напряжения в узлах сети будут различаться. Изменение какой-либо из составляющих баланса приводит к изменению напряжений в сети: увеличение нагрузок к уменьшению напряжений и наоборот.

Так же как и по отношению к активной мощности, электроэнергетические системы могут быть дефицитными или избыточными по реактивной мощности. При этом дефицитные ЭЭС характеризуются пониженными уровнями напряжений. Дефицит реактивной мощности в ЭЭС определяется той недостающей мощностью источников реактивной мощности, добавление которой в ЭЭС позволит поднять узловые напряжения до допустимых значений. Избыток генерируемой реактивной мощности вызывает повышение напряжений. Этот избыток реактивной мощности определяется той величиной, на которую ее нужно уменьшить, чтобы ввести узловые напряжения в допустимую область. Дефицитные и избыточные ЭЭС могут обмениваться реактивной мощностью. Однако передавать реактивную мощность из избыточных в дефицитные ЭЭС не всегда оказывается экономичным, а в ряде случаев и невозможным из-за потерь реактивной мощности и напряжения при такой передаче. Решить данную проблему позволяет установка в ЭЭС специальных компенсирующих устройств (КУ) или, иными словами, компенсация реактивной мощности.

2.2. Потребители и источники реактивной мощности

Рассмотрим более подробно **составляющие баланса реактивной мощности** в ЭЭС. В уравнении баланса к мощности генераторов электростанций должна быть добавлена реактивная мощность компенсирующих устройств \(\sum Q_{КУ}\), а также реактивная мощность, генерируемая емкостью высоковольтных линий электропередачи \(\sum Q_C\)

\[\sum {Q_г}+\sum Q_{КУ} = \sum Q_н + \sum \Delta Q+ \sum Q_C,\tag{2.2} \]

Потребители реактивной мощности. Каждый потребитель электроэнергии характеризуется потребляемой активной мощностью \(P\), преобразуемой механизмами и приборами в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую и др.). Потребление реактивной мощности \(Q\) нагрузкой определяется коэффициентом мощности \(\tan \varphi= { Q }/{P } \). Основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели (\(\tan \varphi\) = 0,75 – 1,3), индукционные печи (\(\tan \varphi\)= 1 – 2,7), вентильные преобразователи (\(\tan \varphi\) = 0,75 – 1,2), сварочные агрегаты (\(\tan \varphi\) = 1,5 – 2,7) и т.д. Промышленные предприятия – это основные потребители реактивной мощности, и доля асинхронной нагрузки в потребляемой ими реактивной мощности достигает 60 – 70%. В городских электрических сетях потребление реактивной мощности меньше. Реактивная нагрузка квартир зависит от насыщенности электробытовой техникой и типа плит для приготовления пищи. В часы вечернего максимума нагрузки для квартир с газовыми плитами \(\tan \varphi\) = 0,5, для квартир с электроплитами \(\tan \varphi\) = 0,35. Силовая нагрузка общедомовых электроприемников (лифты, насосы, вентиляция и т.п.) увеличивает потребление реактивной мощности на вводе в дом, так как для привода этих электроприемников используются асинхронные электродвигатели.

Потери реактивной мощности. Основная часть потерь реактивной мощности приходится на потери в трансформаторах и воздушных линиях (ВЛ) электрической сети. Так, потери реактивной мощности в трансформаторе составляют 10 – 12% передаваемой полной мощности. При передаче электроэнергии от электростанции до электроприемников происходит не менее четырех трансформаций, и поэтому эти потери могут достигать приблизительно 50% полной мощности электроприемников. Потери реактивной мощности в ВЛ зависят от длины линии и протекающего по ней тока. Передаваемая по линии мощность может быть оценена по пропускной способности линии, которая, в свою очередь, может характеризоваться натуральной мощностью \(P_{нат}\). При передаче по ВЛ натуральной мощности потери реактивной мощности равны реактивной мощности \(Q_C\), генерируемой линией. Величина \(P_{нат}\) слабо зависит от сечения проводов, определяется волновым сопротивлением линии и в среднем равна: для ВЛ 110 кВ – 30 МВт, 220 кВ – 135 МВт, 500 кВ – 900 МВт.

Зарядная мощность линий. Емкостная проводимость ВЛ учитывается при напряжениях 110 кВ и выше. Зарядная мощность линии \(Q_C\) зависит от номинального напряжения и ее длины. Например, генерация реактивной мощности в линии длиной 100 км составляет: при напряжении 110 кВ – 3,5 Мвар, 220 кВ – 14 Мвар, 500 кВ – 90 Мвар. Для средних длин линий, характерных для каждого номинального напряжения, зарядная мощность составляет от 6 до 30% натуральной мощности линии, повышаясь с увеличением напряжения ВЛ.

Генераторы электростанций являются основными источниками реактивной мощности. Номинальный коэффициент мощности генераторов, равный отношению активной мощности генератора \(P_г\) к его полной мощности \(S_г \left(cos \varphi _г = { P_г }/{ S_г } \right) \), составляет 0,85 – 0,9, и, значит, выработка реактивной мощности генераторами не может превышать 0,5 – 0,6 генерируемой ими активной мощности. Это означает, что генераторы электростанций не могут обеспечить всей потребности в реактивной мощности. Поэтому в ЭЭС широко применяются компенсирующие устройства. К ним относятся:

1. **конденсаторные батареи** (КБ), применяемые в основном на напряжении 0,22 – 10 кВ. Будучи установленными в узлах нагрузки, они позволяют частично разгрузить электрические сети от передачи по ним реактивной мощности;
2. **синхронные компенсаторы** (СК) – синхронные машины, работающие без нагрузки на валу, т.е. в режиме холостого хода. Синхронные компенсаторы выпускаются сравнительно большой мощности (50 – 320 МВ \(\cdot\) А) и устанавливаются, как правило, на районных подстанциях, где график нагрузки меняется в широких пределах, в связи с чем существенно изменяется баланс реактивной мощности. Как правило, это подстанции напряжением 330 – 500 кВ и выше, где СК устанавливаются на шинах низшего напряжения (10 – 20 кВ). Синхронный компенсатор может быть снабжен устройством автоматического регулирования возбуждения, и при снижении напряжения он автоматически будет увеличивать выработку реактивной мощности, тем самым стабилизируя напряжение;
3. **статические тиристорные компенсаторы** (СТК) состоят из параллельно включенных управляемых реакторов и КБ, которые подключаются к сети высокого напряжения через трансформатор. Для регулирования реактивной мощности используются тиристоры. Такое сочетание реакторов и КБ позволяет использовать СТК как для генерации (при преобладании емкостного элемента), так и для потребления реактивной мощности (при преобладании индуктивного элемента). Статические тиристорные компенсаторы выпускаются большой номинальной мощности и устанавливаются на промежуточных и конечных подстанциях мощных электропередач, а также в крупных узлах нагрузки для стабилизации режима сети при резкопеременном характере нагрузки. Использование СТК в питающих сетях позволяет: стабилизировать напряжение в месте подключения СТК; уменьшить потери активной мощности в электропередаче; увеличить пропускную способность линии и тем самым устранить необходимость сооружения новой линии; улучшить условия регулирования напряжения; демпфировать колебания мощности и напряжения;
4. **шунтирующие реакторы** (ШР) используются для потребления излишней реактивной мощности в ЭЭС и ввода напряжений в допустимую область. Реакторы абсолютно необходимы при наличии в ЭЭС протяженных воздушных линий сверхвысокого напряжения, которые, как указывалось выше, генерируют реактивную мощность, вследствие чего возможно увеличение

напряжений на элементах ЭЭС сверх допустимых значений. Устанавливаются реакторы на конечных и промежуточных подстанциях длинных линий электропередач, их включение и отключение производится дежурным персоналом по распоряжению диспетчера ЭЭС. Использование регулируемых ШР позволяет осуществить стабилизацию напряжения в точке подключения реактора.

2.3. Компенсация реактивной мощности

Задача **компенсации реактивной мощности** (КРМ) состоит в определении количества (мощности) и мест установки КУ в электрической сети. Это оптимизационная задача. Критерий оптимальности зависит от постановки задачи.

Рассмотрим одну из наиболее распространенных задач: **целесообразность установки КБ в электрической сети**. Установка и эксплуатация КБ сопряжены с определенными затратами, зависящими от мощности КБ и их количества. Для того чтобы установка КБ была экономически целесообразной, эти затраты должны окупаться вследствие уменьшения иных затрат в электрической сети после размещения в ней КБ. Так как КБ является источником реактивной мощности, то ее установка позволяет разгрузить электрическую сеть от потоков реактивной мощности и, следовательно, уменьшить токи в элементах электрической сети. Это приводит к уменьшению потерь активной мощности и электроэнергии в активных сопротивлениях элементов сети. Затраты на возмещение этих потерь будут уменьшаться, и если за расчетный период уменьшение этих затрат окажется больше затрат, связанных с установкой и эксплуатацией КБ, то использование КБ в электрической сети экономически целесообразно. При возможности установки КБ в нескольких узлах сети она должна быть установлена в первую очередь в том узле сети, где это приводит к наибольшему снижению потерь электроэнергии.

Так как после установки КБ общее потребление реактивной мощности от основных источников уменьшается, то эффективность установки каждой последующей КБ будет уменьшаться. Поэтому алгоритм оптимальной КРМ с помощью КБ может быть следующим. Определяются затраты, связанные с установкой и эксплуатацией КБ за расчетный период. Это может быть средний срок службы КБ, равный 8 – 10 годам. Далее определяется целесообразность КРМ в данной сети, исходя из окупаемости этих затрат за счет уменьшения потерь электроэнергии в сети после установки КБ в узле сети, обеспечивающем наибольшее их уменьшение. Если КРМ оказывается целесообразной, далее определяются места установки второй, третьей и последующих КБ. Количество размещаемых в сети КБ увеличивается до тех пор, пока затраты на очередную КБ еще будут окупаться.

В дефицитных по реактивной мощности ЭЭС необходимость установки КБ диктуется техническими условиями. Необходимая мощность и количество КБ определяются из условия обеспечения баланса реактивной мощности. Алгоритм решения задачи оптимального размещения этих КБ в электрической сети будет тем же, но критерий оптимизации изменится. Так как количество КБ уже определено, то затраты на них будут постоянны независимо от их размещения в электрической сети. Критерием оптимальности их размещения в данном случае может быть максимальное снижение потерь мощности в сети в результате размещения КБ.

Аналогичная оптимизационная задача возникает при размещении в ЭЭС шунтирующих реакторов. Избыток реактивной мощности в ЭЭС приводит к повышению узловых напряжений. В ряде случаев они могут превысить допустимые значения. Установка ШР позволяет ввести напряжения в допустимую область. Целью оптимизации в данном случае будет ввод напряжений в ЭЭС в допустимую область с помощью минимального количества ШР или при минимальных затратах на установку и эксплуатацию ШР с учетом изменения потерь активной мощности и электроэнергии в сетях. Изменения узловых напряжений могут определяться с помощью коэффициентов чувствительности, характеризующих изменение напряжения в узле i при бесконечно малом изменении реактивной мощности в узле j.

Решение перечисленных оптимизационных задач для современных ЭЭС сопряжено с большим объемом вычислений и выполняется на ЭВМ с помощью специально разработанных для решения таких задач программ.

2.4. Регулирование напряжения в электрических сетях

Протекание тока по элементам электрической сети сопровождается **потерями напряжения**. В результате по мере удаления от источника питания напряжение уменьшается. В то же время для нормальной работы электроприемников подводимое к ним напряжение может только незначительно отличаться от **номинального напряжения** и должно находиться в допустимых пределах. Согласно ГОСТ 13109-97 на качество электроэнергии для большинства электроприемников отклонение напряжения от номинального значения не должно превышать $\pm 5\%$. В послеаварийных режимах работы, длительность которых сравнительно невелика, допустимое отклонение напряжения увеличивается еще на 5%. В электрических сетях высокого напряжения, к которым электроприемники непосредственно не присоединяются, также существуют допустимые пределы изменения напряжения. В частности, в установках высокого напряжения максимальное рабочее напряжение определяется условиями надежной работы изоляции и составляет от 105 до 120% номинального значения, увеличиваясь по мере уменьшения номинального напряжения. Допустимые снижения напряжений в ЭЭС определяются условиями устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и узлов нагрузки. В питающих сетях нижние допустимые отклонения напряжений достигают 10 – 15%. При оценке уровней напряжения следует иметь в виду, что нагрузки в течение суток непрерывно изменяются и, следовательно, изменяются потери напряжения и уровни напряжений у электроприемников.

Обеспечить выполнение требований к отклонениям напряжений в современных ЭЭС без применения специальных мер и устройств невозможно, что наглядно демонстрируется схемой передачи электроэнергии (рисунок 2.1). Если принять, что на пути от генераторов электростанций до приемников электрическая энергия претерпевает четыре трансформации, при каждой трансформации потери напряжения составляют 5%, а в каждой из сетей – 10%, то суммарные потери напряжения могут составить 60%.

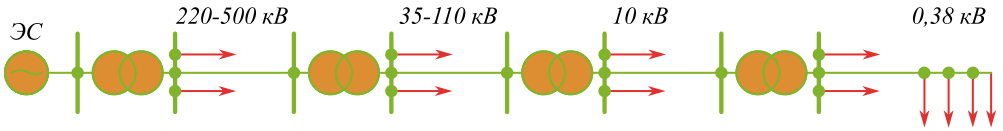


Рисунок 2.1 – Схема передачи электроэнергии в сети

Для обеспечения допустимых уровней напряжения в ЭЭС используются специальные технические средства – регулирующие устройства. Их назначение – уменьшение или компенсация потерь напряжения в сетях.

Для **анализа возможностей уменьшения потерь напряжения** в элементах ЭЭС (линиях, трансформаторах) воспользуемся выражением для их определения:

$$\Delta U= \dfrac{ PR+QX }{U }, \tag{2.3}$$

где $P,\, Q$ – активная и реактивная мощности в элементе сети;
$R,\, X$ – активное и реактивное сопротивления элемента;
U – напряжение на том конце элемента, где заданы мощности.

Из выражения следует, что **потери напряжения уменьшаются при увеличении напряжения** сети. Этим, в частности, объясняется, что с ростом передаваемой мощности увеличивается напряжение электропередачи. В условиях эксплуатации изменение номинального напряжения электрической сети требует ее реконструкции. Кроме того, увеличение номинального напряжения позволяет уменьшить потери напряжения, но его нельзя рассматривать как средство регулирования напряжения. Решение об уровне номинального напряжения принимается на основании данных о передаваемой мощности и расстоянии, на которое передается эта мощность.

Другая возможность – **изменение мощности**. Уменьшение активной мощности связано с ее недоотпуском потребителям и поэтому не может быть использовано. Уменьшить потоки реактивной мощности можно, как было показано выше, с помощью установки у потребителей источников реактивной мощности. При полной КРМ можно достичь нулевого потока реактивной мощности по элементу сети, хотя экономически это делать нецелесообразно.

Еще одна возможность влияния на потери напряжения связана с **изменением сопротивления линии**. Уменьшение активного сопротивления связано с увеличением сечения проводов ВЛ или с включением параллельно работающих элементов, что делать экономически нецелесообразно. Кроме того, эффективность такой меры для питающих сетей не столь высока, так как в них активные сопротивления элементов существенно меньше реактивных. Уменьшить реактивное сопротивление линии электропередачи можно, включив в нее установку продольной компенсации (УПК), которая представляет собой емкость с сопротивлением X_C (рисунок 2.2).

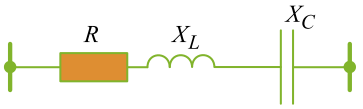


Рисунок 2.2 – Использование установки продольной компенсации в линии

В результате суммарное сопротивление линии уменьшается и становится равным $X_{л\sum} = X_L- X_C$, где X_L – индуктивное сопротивление линии. Но использование УПК только с целью уменьшения потерь напряжения также экономически не оправдано. Устройства продольной компенсации используются в целях повышения пропускной способности электропередач, повышения статической устойчивости ЭЭС.

Таким образом, наиболее эффективным и используемым средством уменьшения потерь напряжения является КРМ, однако при этом следует отметить, что основным ее назначением остается все-таки снижение потерь активной мощности и электроэнергии в сети. Основным же средством **регулирования напряжения** является **использование специальных технических средств**, которые рассматриваются ниже.

Синхронные генераторы. Будучи основным источником реактивной мощности в ЭЭС, генераторы электростанций одновременно являются важнейшим из средств регулирования напряжения. У большинства генераторов напряжение на его зажимах \(U_г\) может изменяться в пределах

\[0{,}95U_{ном} \leq U_г \leq 1{,}05 U_{ном}. \tag{2.4} \]

Заданное значение напряжения может поддерживаться **автоматическим регулятором возбуждения** (АРВ). Напряжение на шинах генератора удается поддерживать на заданном уровне только в том случае, если генерируемая им реактивная мощность \(Q_г\) находится в допустимых пределах

\[Q_{min} \leq Q_г \leq 1{,}05 Q_{max}.\tag{2.5} \]

При достижении реактивной мощностью предельного значения она фиксируется на этом значении и напряжение генератора уже будет изменяться следующим образом: при достижении нижнего предела изменения мощности – повышаться, при достижении верхнего предела – понижаться. Номинальная реактивная мощность генератора определяется номинальным коэффициентом мощности \(\cos \varphi_г \). Если требуется загрузить генератор по реактивной мощности больше номинальной, то это возможно в некоторых пределах за счет снижения его активной мощности, так как увеличение реактивной мощности будет ограничиваться токами в статоре и роторе машины. Например, для турбогенераторов при номинальных активной мощности и коэффициенте мощности \(\cos \varphi_г \) = 0,85 реактивная мощность генератора составляет 0,6 его активной мощности.

Уменьшение активной мощности до нуля позволяет увеличить реактивную мощность генератора только до 0,8 его активной мощности, таким образом, снижение активной мощности не дает существенного увеличения реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы позволяют поддерживать и регулировать напряжение в пределах \(\pm \)5% в точке подключения за счет изменения тока возбуждения. Как и у генераторов, регулирование напряжения возможно при изменении реактивной мощности СК в допустимых пределах.

Ту же задачу решают СТК, с тем отличием от СК, что благодаря тиристорной системе управления регулирование осуществляется практически мгновенно. Это особенно важно для стабилизации переходных процессов в ЭЭС.

Трансформаторы, автотрансформаторы. Перечисленные выше регулирующие устройства изменяли режимные параметры – напряжение и реактивную мощность. Кроме них в ЭЭС широко используются линейные регулирующие устройства, позволяющие изменять параметры ветвей схемы замещения. К ним относятся **двухобмоточные трансформаторы** понижающих подстанций, **автотрансформаторы** и **трехобмоточные трансформаторы** для связи сетей различного номинального напряжения, **линейные регуляторы**, работающие в блоке с автотрансформаторами.

В этих устройствах одна из обмоток имеет несколько регулировочных ответвлений, с помощью которых можно изменять количество рабочих витков обмотки и тем самым изменять коэффициент трансформации. Изменение коэффициента трансформации приводит к изменению напряжения на шинах нагрузки при одном и том же подведенном к трансформатору напряжении.

Трансформаторы выполняются двух типов: с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ); с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Трансформаторы первой группы имеют сравнительно небольшой регулировочный диапазон (\(\pm \)2\(\times \)2,5 %), применяются в распределительных электрических сетях напряжением 6 – 35/0,4 кВ, и с их помощью осуществляется сезонное регулирование напряжения, так как выполнение переключения требует отключения потребителей на это время. Трансформаторы второй группы снабжены специальным переключательным устройством, позволяющим осуществлять переключения по мере необходимости без отключения потребителей. Такие трансформаторы имеют большее число регулировочных ответвлений и больший диапазон регулирования напряжения. Наличие в трансформаторе устройства РПН обозначается буквой Н в указании его типа. Так, например, трансформатор ТДН-10000/110 имеет мощность 10000 кВ·А, напряжение обмотки НН \(U_{ННном}\) = 11 кВ, напряжение основного ответвления обмотки ВН \(U_{ВНном}\) = 115 кВ и возможность изменения этого напряжения в пределах \(\pm \)9\(\times \)1,78%, т.е. в диапазоне \(\pm \)16%. Устройство РПН выполняется на обмотке ВН, так как она имеет меньший ток, и это позволяет сделать переключающее устройство более компактным, а его работу более надежной.

Действие трансформатора как регулирующего устройства показано на рисунке 2.3, а. От шин подстанции системы через сеть (\(Z_э\) и трансформатор питается нагрузка с мощностью \(S_н\).

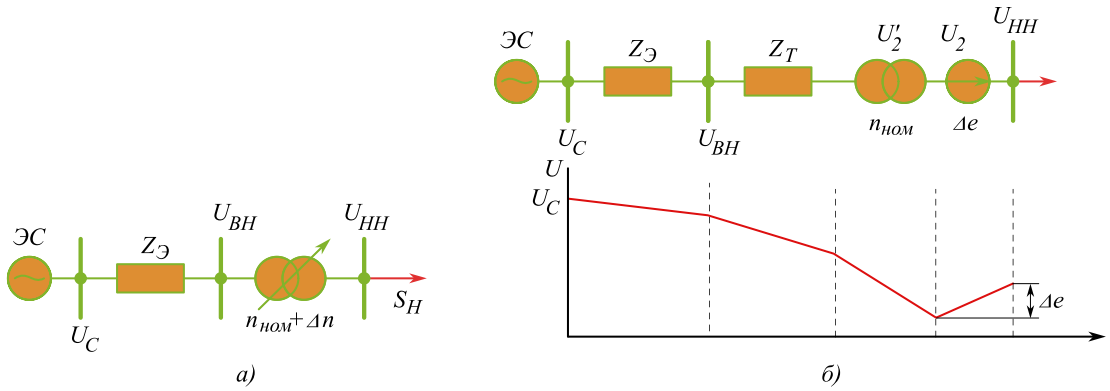


Рисунок 2.3 – Изменение напряжения в электропередаче при использовании трансформатора с РПН:
а – схема узла нагрузки с трансформатором; б – схема замещения с эпюрой изменения напряжения

В схеме замещения (рисунок 2.3, б) трансформатор представлен сопротивлением обмоток \(Z_т\) и идеальным трансформатором без потерь с коэффициентом трансформации \(n\), который может регулироваться. Номинальный коэффициент трансформации равен \(n_{ном} = U_{ВНном}/U_{ННном}\) и за счет РПН может изменяться на величину \(\Delta n\). Пределы регулирования, осуществляемого ступенями, у понижающих трансформаторов достигают \(\pm \)(12 – 16 %). Так, у трансформатора ТДН-10000/110 номинальный коэффициент трансформации равен \(n_{ном}\) = 115/11 = 10,455, а величина \(\Delta n\) будет составлять

\[\Delta n= \pm9 \cdot \dfrac{ 115 }{ 11 } \cdot \dfrac{ 1{,}78 }{ 100 }= \pm9 \cdot 0{,}1. \]

Изменение коэффициента трансформации на \(\Delta n\) вызывает изменение напряжения на шинах НН на величину \(\Delta U_2 = \Delta e\), и оно становится равным

\[U_2+ \Delta U_2= \dfrac{ U'_2 }{ n_{ном}+ \Delta n } , \]

т.е. изменяется на

\[\Delta U_2= \Delta e=-U_2 \cdot \dfrac{ \Delta n }{n_{ном}+ \Delta n } . \]

Например, если при номинальном коэффициенте трансформации напряжение на нагрузке равно \(U_2\) = 9,5 кВ, то после приведения его к стороне ВН оно будет равно \(U'_2= U_2n_{ном}\) = 9,5 \(\cdot \) 115/11 = 99,32 кВ. Выполнив переключение РПН на пять ответвлений в отрицательную сторону, мы изменим коэффициент трансформации на \(\Delta n\) = –5 \(\cdot \) 0,186 = –0,93 и тем самым увеличим напряжение на \(\Delta U_2= \Delta e=-0{,}95 \cdot \dfrac{ -0{,}93 }{ 10{,}455-0{,}93 }=0{,}93 \) кВ. В результате такого изменения коэффициента трансформации напряжение на нагрузке станет равным 99,32 / (10,455 – 0,93) = 10,43 кВ.

Трехобмоточные трансформаторы и **автотрансформаторы** связывают сети трех номинальных напряжений: высшего (ВН), среднего (СН) и низшего (НН). **Трехобмоточные трансформаторы** выпускаются на следующие сочетания номинальных напряжений: 220/35/6(10), 110/35/6(10) и 35/10/6 кВ. Так же как и двухобмоточные трансформаторы, они имеют устройство РПН со стороны нейтрали обмотки ВН, что позволяет одновременно изменять коэффициенты трансформации между обмотками ВН – СН и ВН – НН. Диапазон регулирования составляет \(\pm \)(12 – 16)%.

Автотрансформаторы устанавливаются на мощных узловых подстанциях системообразующих и районных сетей. От шин среднего напряжения таких подстанций получают питание, как правило, целые районы с большим количеством пунктов потребления. По этой причине устройство РПН у автотрансформаторов установлено со стороны основного вывода обмотки среднего напряжения, что позволяет обеспечить регулирование напряжения на шинах СН подстанции с целью поддержания его желаемого уровня, исходя из требований питаемой сети. Таким образом, автотрансформаторы обеспечивают независимое от НН регулирование коэффициента трансформации \(n_{В—С}\) с ВН на СН. Диапазон регулирования составляет \(\pm \)(10 – 12)%. Как и в случае с двухобмоточным трансформатором, коэффициент трансформации изменяется на \(\Delta n\), но при расположении РПН со стороны СН изменяется напряжение только на шинах СН. Коэффициент трансформации \(n_{В—Н}\) не изменяется, и напряжение на шинах НН определяется режимом сети ВН. В этой ситуации могут не обеспечиваться требования к напряжению на шинах НН. В таких случаях регулирование напряжения на шинах НН производится либо имеющимися на мощных узловых подстанциях компенсирующими устройствами (СК, СТК), либо специально устанавливаемыми в цепи НН **линейными регулировочными трансформаторами** (ЛРТ). Последние имеют номинальный коэффициент трансформации, равный 1, и за счет РПН могут изменять его на \(\pm \)15%, обеспечивая независимость режима сети НН.

В распределительных сетях городских, сельских, промышленных потребителей электроэнергия распределяется от центров питания (ЦП), представляющих собой мощные подстанции энергосистемы. Обычно ЦП сооружаются в непосредственной близости или внутри достаточно обособленного района электропотребления. Внутри района распределение электроэнергии производится сначала на напряжении 6 – 20 кВ. Линии 6 – 20 кВ, воздушные и кабельные, сооружаются от ЦП до подстанций, питающих группы близко расположенных мелких потребителей. Их питание осуществляется через сети напряжением 220 – 380 В (в сетях промышленных предприятий применяется также напряжение 660 В). Трансформация электроэнергии со ступени 6 – 20 кВ на ступень 220 – 380 В осуществляется распределительными трансформаторами (РТ). Более крупные потребители, имеющие номинальное напряжение 6 – 20 кВ, присоединяются непосредственно к ЦП по индивидуальным линиям.

В таких сетях в силу их массовости предусматриваются наиболее простые и дешевые регулирующие устройства: **распределительные трансформаторы с ПБВ, нерегулируемые конденсаторные батареи**. Изменение отпаек РТ может производиться только при снятой нагрузке и не чаще 1 – 2 раз в год при сезонном изменении нагрузки. Отключение-включение КБ также в большинстве случаев подчиняется сезонным и суточным изменениям нагрузки. Применение более дорогих оперативно и автоматически регулируемых устройств часто оказывается нецелесообразным как из-за увеличения затрат, так и из-за отсутствия точной исходной информации о текущих режимных параметрах сетей.

При такой ситуации оперативное управление режимом напряжений в распределительных сетях сосредоточивается в ЦП, который влияет на режим напряжений всей присоединенной к нему сети. В этом смысле регулирование напряжения является централизованным. Необходимость регулирования напряжения у отдельных потребителей (их групп), или, иными словами, местного регулирования, возникает тогда, когда регулирование в ЦП не позволяет обеспечить требуемый режим напряжений во всей сети.

Понижающие трансформаторы на крупных подстанциях оборудуются локальными системами автоматического регулирования – **автоматическими регуляторами напряжения трансформатора** (АРНТ). Они реагируют на изменение напряжения на шинах НН и ток нагрузки и переключают отпайки РПН в соответствии с принятым законом регулирования напряжения. Широко используется **закон встречного регулирования напряжения**. Смысл этого закона состоит в следующем. При увеличении электрической нагрузки увеличиваются потоки мощности в линиях и, как следствие, **потери напряжения** в них. В результате напряжения у **электроприемников** снижаются. При уменьшении нагрузок картина обратная. Поэтому логично при увеличении нагрузки для компенсации возрастающих потерь напряжения увеличивать напряжение на шинах НН центра питания, доводя его до максимально допустимого значения в часы максимума нагрузки, равного $1,05U_{ном}$. С уменьшением нагрузки напряжение снижается, достигая при минимальной нагрузке номинального значения $U_{ном}$. Этого вполне достаточно, чтобы у наиболее электрически удаленных **приемников** напряжение не оказывалось ниже допустимого уровня. Для того чтобы не было лишних переключений при случайных кратковременных отклонениях напряжения, АРНТ работают с выдержкой времени.

В **электрических сетях** с напряжением $U_{ном}$ 110 кВ **регулирование напряжения** имеет свои особенности. Эти сети имеют сложно-замкнутую структуру и оснащены устройствами телемеханики, позволяющими передавать в диспетчерский центр управления информацию о режимных параметрах в различных точках сети, а из центра управления – команды на изменение параметров регулирующих устройств. В настоящее время управление режимами ЭЭС осуществляется с помощью автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ). При решении задачи регулирования напряжения в таких сетях следует учитывать некоторые их особенности:

1. сети различных номинальных напряжений в режимном отношении тесно взаимосвязаны, и необходим учет системного эффекта регулирующих устройств, т.е. необходимо централизованное координированное регулирование напряжения с помощью АСДУ;
2. режимы питающих и местных сетей, присоединенных к ЦП питающей сети, можно рассматривать независимо друг от друга, поэтому для расчетов по регулированию напряжения местную сеть можно представить приведенной нагрузкой на шинах ВН соответствующего ЦП;
3. в питающих сетях возможны большие перетоки реактивной мощности, вызванные ее местным дефицитом либо избытком, которые приводят к увеличению потерь активной мощности. В этом случае задачей регулирования напряжения является снижение потерь активной мощности при соблюдении допустимых уровней напряжения.

Из сказанного следует, что основной критерий регулирования напряжения в питающих сетях – экономический (минимум потерь активной мощности) при соблюдении режимных и технических ограничений по допустимым уровням напряжений и диапазону регулирующих устройств.

При рассмотрении сетей с $U_{ном}$ 330 кВ необходимо кроме перечисленных выше особенностей учитывать **потери активной мощности на корону в линиях электропередачи**.

Вопросы регулирования напряжения в электрических сетях ЭЭС решаются как при их проектировании, так и при управлении режимами.

При проектировании развития ЭЭС и их реконструкции комплексно решаются вопросы обеспечения баланса реактивной мощности и выявления условий регулирования напряжения в сетях, обоснования пунктов размещения регулирующих устройств, выбора их типа и мощности. Одновременно должны прорабатываться вопросы развития АСДУ в части включения в состав задач управления задачи регулирования напряжения, в части информационного и алгоритмического ее обеспечения, развития системы сбора и обработки информации.

При проектировании прежде всего необходимо обеспечить **управляемость ЭЭС по напряжению и реактивной мощности**. Под этим понимается возможность обеспечения допустимых напряжений во всех точках ЭЭС в нормальных и послеаварийных режимах ее работы, обусловленных изменением нагрузок и состава работающего оборудования. Управляемость достигается как правильным выбором мест размещения и регулировочных диапазонов устройств регулирования, так и координированным воздействием на них.

Управляемость ЭЭС – необходимое условие для решения задачи регулирования напряжения, обеспечивающее качественные показатели режима напряжений и его надежность с точки зрения работы оборудования и устойчивости. Только обеспечив управляемость ЭЭС, можно на последующих этапах проектирования предусмотреть возможность установки дополнительных регулирующих устройств (либо расширить диапазоны уже установленных устройств) с целью снижения потерь активной мощности. При этом, как правило, предусматривается установка дополнительных источников реактивной мощности.

Расстановка дополнительных источников реактивной мощности в ЭЭС с целью снижения потерь активной мощности – задача технико-экономическая, поскольку здесь, как указывалось выше, следует сопоставить затраты на установку нового оборудования с эффектом от экономии потерь.

При управлении режимами ЭЭС с помощью АСДУ задача регулирования напряжения решается на этапах **планирования режимов** и **оперативного управления** и состоит в наиболее полном использовании имеющихся устройств для достижения экономического эффекта.

При планировании режимов на основе прогнозов нагрузки и состава работающего оборудования заблаговременно рассчитываются оптимальные режимы напряжений на заданный интервал времени, например на следующие сутки. Полученные таким образом графики оптимальных напряжений передаются на энергообъекты (электростанции, подстанции с регулирующими устройствами), где и должны выдерживаться оперативным персоналом или автоматическими устройствами.

При оперативном управлении используется информация о фактическом состоянии ЭЭС и ее режиме, получаемая на основе телеизмерений и телесигнализации. Она вводится в ЭВМ АСДУ, обрабатывается и представляется диспетчеру в удобном для восприятия виде. В наиболее современных АСДУ наряду с представлением фактической режимной информации вырабатываются рекомендации диспетчеру по коррекции плановых графиков напряжений.

2.5. Регулирование частоты и мощности в энергосистемах

В настоящее время все производство, практически все распределение и большая часть потребления электроэнергии в энергосистемах выполняются на переменном токе. Поэтому параметры переменного тока – частота, величина и форма кривой напряжения – приобрели значение унифицированных параметров, в соответствии с которыми конструируются все источники, средства передачи и приемники электрической энергии. В особенности это относится к частоте. Практически сохранилось лишь два стандартных значения частоты – 50 Гц в странах Европы, в том числе в России, и 60 Гц в США и Канаде.

В процессе работы энергосистемы все параметры переменного тока могут изменяться. Чем ближе они поддерживаются к номинальным, т.е. расчетным для оборудования, значениям, тем ближе режим к оптимальному. Таким образом, частота приобретает значение показателя, характеризующего качество продукции энергетической промышленности, качества электроэнергии. Согласно ГОСТ 13109–97 на качество электрической энергии частота в энергосистемах России в нормальном режиме должна поддерживаться с точностью $\pm 0{,}2$ Гц (95% времени суток). Допускается кратковременная (не более 72 мин в сутки) работа энергосистем с отклонением частоты в пределах $\pm 0{,}4$ Гц.

Столь жесткие требования объясняются тем, что частота переменного тока непосредственно связана с частотой вращения агрегатов, преобразующих механическую энергию в электрическую, т.е. генераторов, и агрегатов, преобразующих электрическую энергию в механическую, т.е. двигателей. Изменение же частоты вращения, даже небольшое, существенно влияет на режим работы вращающихся механизмов. Снижение частоты приводит к падению производительности насосов и других механизмов.

Примером механизма, предъявляющего весьма жесткие требования к точности поддержания частоты вращения, является паровая турбина. Турбостроительные заводы требуют, чтобы частота не оставалась длительно ниже 49,5 Гц и выше 50,5 Гц, иначе возможно повреждение лопаток турбин. Таким образом, наиболее серьезные требования к точности регулирования частоты предъявляются самими электростанциями.

Частота является не только показателем качества электроэнергии, но и важнейшим параметром режима энергосистемы. Непрерывность производства электроэнергии, отсутствие возможности запасать энергию и непрерывное изменение потребления требуют столь же непрерывного контроля за соответствием производства и потребления. Параметром, характеризующим это соответствие, и является частота.

Частота в энергосистеме определяется общим балансом генерируемой и потребляемой активной мощности. Если баланс соблюдается, то частота неизменна. При нарушении баланса мощности, т.е. при появлении небаланса мощности, возникает переходный процесс изменения частоты. По скорости и направлению изменения частоты можно судить о величине и знаке возникшего в энергосистеме **небаланса активной мощности**. Если частота в энергосистеме уменьшается, то для восстановления нормальной частоты надо увеличить активную мощность, вырабатываемую на электростанциях.

Задача регулирования частоты подразделяется на три взаимосвязанные части:

1. первичное регулирование частоты, обеспечивающее стабильность частоты, т.е. удержание отклонений частоты в допустимых рамках при нарушении общего баланса мощности в любой части энергосистемы;
2. вторичное регулирование, обеспечивающее восстановление нормального уровня частоты и плановых режимов обмена мощностью между частями энергосистемы или регионами;
3. третичное регулирование, под которым можно понимать оперативную корректировку балансов мощности регионов с целью оказания взаимопомощи регионам и предотвращения опасных перегрузок транзитных линий электропередачи.

Рассмотрим более подробно первичное регулирование частоты. Оно осуществляется автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ) турбин. Каждая турбина снабжена регулятором, который при изменении частоты вращения турбоагрегата, изменяя положение регулирующих органов турбины (регулирующих клапанов у тепловой турбины или направляющего аппарата у гидротурбины), меняет впуск энергоносителя (пара или воды).

При повышении частоты вращения регулятор прикрывает регулирующие органы турбины и уменьшает впуск энергоносителя, а при снижении частоты открывает регулирующие органы и увеличивает впуск энергоносителя. Статические характеристики двух параллельно работающих агрегатов, снабженных АРЧВ, показаны на рисунке 2.4.

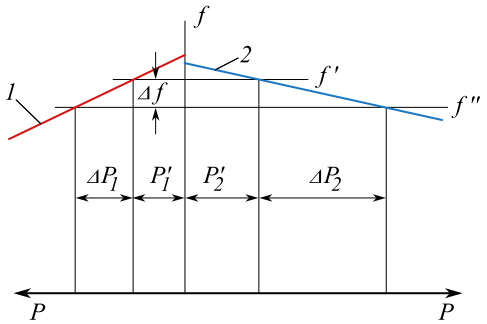


Рисунок 2.4 – Статические характеристики агрегатов с АРЧВ

Из рисунка 2.4 видно, что при снижении частоты с \(f'\) до \(f''\) в соответствии со статическими характеристиками регулируемых агрегатов вырабатываемая ими активная мощность увеличивается на \(\Delta P_1\) и \(\Delta P_2\) соответственно, что способствует поддержанию уровня частоты в энергосистеме. Приращение мощности \(\Delta P\) пропорционально номинальной мощности агрегата и зависит от наклона характеристики. А наклон характеризуется величиной **статизма**. При более пологой характеристике 2 меньше статизм и больше изменение мощности \(\Delta P\). У агрегата с более крутой характеристикой 1 статизм больше. Таким образом, суммарное приращение мощности распределяется между агрегатами пропорционально номинальной мощности и обратно пропорционально статизму регулирования. Если необходимо, чтобы агрегат принимал большее участие в первичном регулировании частоты, надо, чтобы у этого агрегата были большая мощность и меньший статизм характеристики.

Существенное влияние на процесс регулирования оказывает **зона нечувствительности** автоматического регулятора частоты вращения, которая необходима для отстройки от малых случайных колебаний нагрузки в энергосистеме. При наличии зоны нечувствительности регулятора появляется диапазон неопределенности в распределении нагрузки между агрегатами.

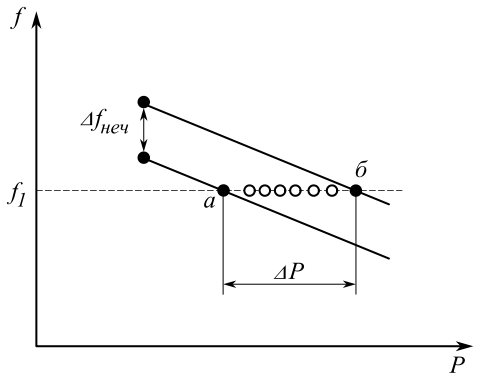


Рисунок 2.5 – Зона нечувствительности АРЧВ

На рисунке 2.5 две параллельные линии, отстоящие друг от друга по вертикали на величину зоны нечувствительности \(\Delta f_{неч}\), ограничивают область возможных состояний регулятора и агрегата. Состояние характеризуется частотой \(f\) и нагрузкой \(P\) (так называемая рабочая точка). В установившемся режиме при данной частоте, например \(f_1\), рабочие точки всех агрегатов расположены на линии \(f= f_1\), но могут занимать случайные положения между указанными выше граничными линиями (между точками \(а\) и \(б\) на рисунке 2.5).

Диапазон неопределенных значений нагрузок при параллельной работе агрегатов с регуляторами, имеющими зону нечувствительности, прямо пропорционален зоне нечувствительности регулятора \(\Delta f_{неч}\) и обратно пропорционален **статизму** характеристики регулирования. Чтобы повысить качество регулирования частоты, необходимо по возможности добиваться меньшего статизма. Однако при меньшем статизме существенно увеличивается неопределенность нагрузки агрегата. Поэтому на регуляторах, обладающих большей нечувствительностью, приходится устанавливать больший коэффициент статизма. Величина статизма на гидротурбинах обычно поддается оперативному изменению. Зона нечувствительности отечественных регуляторов гидротурбин не превосходит 0,03 Гц. Зона нечувствительности у отечественных паровых турбин составляет по техническим условиям до 0,15 Гц. Величина статизма оперативному изменению не поддается и составляет обычно 0,04 – 0,05 (4 – 5%). Точность распределения нагрузки, обеспечиваемая регуляторами паровых турбин, невелика: 6 – 7%. Но идти на дальнейшее увеличение статизма нельзя, так как это угрожает опасным для целости турбины увеличением максимального отклонения частоты вращения при сбросе нагрузки.

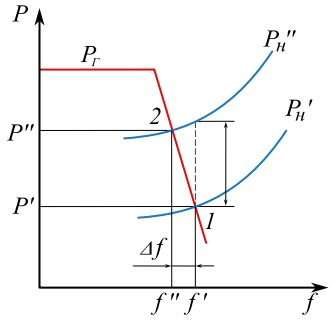


Рисунок 2.6 – Влияние изменения нагрузки на частоту энергосистемы

Статические характеристики регуляторов отдельных турбин определяют статическую характеристику энергосистемы в целом. На рисунке 2.6 показаны характеристика эквивалентного генератора \(P_г(f)\) и зависимость мощности суммарной нагрузки энергосистемы \(P_н\) от частоты.

Мощность, потребляемая различными типами электроприемников, по-разному зависит от частоты. Например, мощность, потребляемая лампами накаливания и другими термическими установками, от частоты практически не зависит. Но мощность, потребляемая двигателями металлообрабатывающих станков, насосами и вентиляторами, сильно зависит от частоты. В целом зависимость от частоты мощности комплексной нагрузки энергосистемы, состоящей из электроприемников всех типов, имеет примерно такой вид, как на рисунке 2.6.

То, что мощность, потребляемая нагрузкой, уменьшается при снижении частоты, облегчает задачу первичного регулирования (\(P'' — P' < \Delta P\) на рисунке 2.6). При увеличении мощности нагрузки и переходе с кривой \(P'_н\) на кривую \(P''_н\) частота уменьшается, и под действием автоматических регуляторов частоты вращения турбин генерируемая мощность увеличивается с \(P'\) до \(P''\). В течение нескольких секунд осуществляется переход из точки 1 в точку 2 (рисунок 2.6). При этом восстанавливается баланс мощности, но при пониженной частоте.

Чем круче идет характеристика генерации \(P_г(f)\), тем эффективнее **первичное регулирование** и меньше отклонение частоты \(\Delta f\), т.е. стабильнее частота в энергосистеме. Из рисунка 2.6 видно, что в энергосистеме есть резерв генерируемой мощности, поэтому есть возможность увеличивать эту мощность при увеличении мощности нагрузки. Но если не у всех агрегатов есть резерв генерирующей мощности, то крутизна эквивалентной характеристики генерации \(P_г(f)\) уменьшается и отклонение частоты \(\Delta f\) увеличивается, т.е. эффективность первичного регулирования падает.

Следует отметить, что при любой степени эффективности первичное регулирование частоты хотя и ограничивает отклонения частоты, но не способно восстановить нормальный уровень частоты после появления небаланса мощности.

Задачу восстановления нормального уровня частоты решает **вторичное регулирование**. В отличие от первичного регулирования вторичное регулирование осуществляется в течение нескольких минут. В результате действия вторичного регулирования и восстановления нормальной частоты ликвидируются изменения режима, вызванные первичным регулированием частоты. Электростанции и потребители возвращаются в исходный режим работы. Компенсацию всего первоначально возникшего небаланса мощности принимают на себя электростанции вторичного регулирования частоты до тех пор, пока не будет нормализован режим в месте его первоначального нарушения.

Электростанции вторичного регулирования частоты должны быть достаточно мощными и поддерживать необходимый диапазон регулирования, обладать хорошими маневренными качествами. Энергоблоки ТЭС рассчитаны на базисный режим работы. Однако в настоящее время они все шире привлекаются к регулированию суточного графика нагрузки, причем диапазон регулирования их ограничен. Предельно допустимая разгрузка блоков зависит от вида сжигаемого топлива и составляет 20 – 40% при работе на угле и 40 – 60% при работе на газе и мазуте. Разгрузка энергоблоков неизбежно приводит к снижению их экономичности. Уже при нагрузках 50% номинальной их экономичность ухудшается на 5 – 6% при работе на газомазутном топливе и на 7 – 8% при работе на угле. Гидроагрегаты имеют существенно больший диапазон регулирования (за исключением периода паводка), меньшую зону нечувствительности АРЧВ. Поэтому обычно именно гидроэлектростанции участвуют во вторичном регулировании частоты.

Вторичное регулирование осуществляется за счет перемещения характеристики АРЧВ агрегата параллельно самой себе при помощи механизма управления турбиной. Соответственно перемещается и характеристика эквивалентного генератора, как показано на рисунке 2.7.

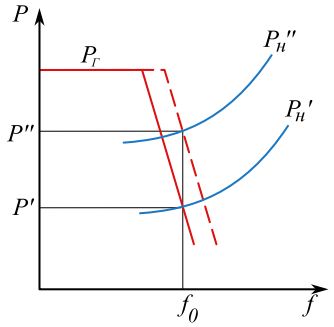


Рисунок 2.7 – Перемещение характеристики турбины при вторичном регулировании частоты

В крупных энергосистемах появляется необходимость поддержания соответствия производства и потребления электроэнергии не только в энергосистеме в целом, но и в отдельных ее частях (регионах). Эта необходимость может быть связана с хозяйственной самостоятельностью частей энергосистемы или с недостаточной пропускной способностью линий электропередачи, ограничивающей обмен мощностью между частями энергосистемы. Поддержание соответствия между потреблением и производством внутри регионов требует регулирования не только частоты, но и перетоков мощности.

С ростом энергосистем и их объединением колебания частоты уменьшаются, необходимость же в регулировании перетоков обычно возрастает, так как увеличивается вероятность появления слабых связей, имеющих недостаточную пропускную способность. Поэтому регулирование перетоков мощности становится во многих случаях задачей не менее важной, чем регулирование частоты. Поскольку вручную решать эту задачу весьма сложно, создаются системы **автоматического регулирования частоты и мощности**.

В объединенных энергосистемах применяются два основных **принципа вторичного регулирования частоты и мощности**:

1. централизованное регулирование частоты в сочетании с региональным регулированием мощности электростанций;
2. децентрализованное комплексное регулирование частоты и перетоков мощности.

В основе **централизованного принципа** лежит регулирование одной энергосистемой частоты, т.е. баланса мощности во всем энергообъединении независимо от места возникновения небаланса мощности, и регулирование своих перетоков мощности другими энергосистемами независимо от частоты. Этот принцип обладает достаточной эффективностью, если у регулирующей энергосистемы

имеются достаточный резерв мощности и диапазон регулирования и если межсистемные линии электропередачи не ограничивают своей пропускной способностью возможность компенсации небаланса мощности, возникающего в любой энергосистеме.

Основным недостатком данного принципа являются неравноправные взаимоотношения энергосистем объединения, одна из которых несет затраты на содержание регулировочных мощностей для всех энергосистем.

Принцип децентрализованного вторичного регулирования наиболее распространен в мировой практике регулирования режима в межгосударственных объединениях энергосистем различных стран (UCTE, NORDEL и др.).

Основным преимуществом данного принципа является справедливое и равноправное участие партнеров по параллельной работе в поддержании нормального уровня частоты и согласованных перетоков мощности. При этом обеспечивается устранение в данной энергосистеме небаланса мощности независимо от того, является ли он единственной причиной отклонения частоты или существует одновременно с наличием небалансов в других энергосистемах.

К недостаткам принципа относится необходимость оперативного вмешательства для восстановления частоты при неустранении энергосистемой – «виновницей» своего небаланса. В этом случае осуществляется **третичное регулирование режима**.

В заключение рассмотрим кратко современное состояние регулирования частоты и мощности в Единой энергетической системе России. Анализируется и исследуется возможность создания энергообъединения «Восток – Запад» на основе использования уже существующих линий электропередачи переменного тока 400 – 750 кВ между Украиной и странами Центральной Европы. В связи с этим проведены исследования качества регулирования частоты в Западной и Восточной зонах будущего энергообъединения. Исследования показали более низкую стабильность частоты в Восточной зоне (среднесуточные отклонения частоты на Западе 10 – 20 мГц, а на Востоке – большие значения). Особенно большие отклонения на Востоке происходят весной и во второй половине ночи, что говорит об отсутствии гибкости средств регулирования, особенно энергоблоков ТЭС, о трудностях разгрузки энергоблоков и о недостаточности средств краткосрочного регулирования, что объясняется в основном следующими причинами:

1. величина и характеристики вращающегося резерва не являются жестко регламентированными;
2. крупные тепловые и тем более атомные электростанции в регулировании частоты практически не участвуют из-за их низкой маневренности и неготовности к этому оборудования и технологической автоматики;
3. вследствие неудовлетворительной структуры генерирующих мощностей (недостаточная мощность ГЭС, одна ГАЭС на всю Россию, отсутствие на ТЭС энергоблоков с хорошей маневренностью и т.п.) нет возможности поддерживать баланс мощности при нормальной частоте в отдельные ночные часы и в период паводка из-за недостаточного регулировочного диапазона ТЭС. Энергоблоки мощностью 300 и 800 МВт в первичном и вторичном регулировании частоты недоиспользуются. Одной из причин этого является отсутствие материальной заинтересованности электростанций в активном участии в регулировании частоты в энергосистеме.

В настоящее время прорабатываются мероприятия, которые позволят повысить качество регулирования частоты в ЕЭС России, что важно не только в связи с перспективой создания энергообъединения «Восток – Запад», но и для самой ЕЭС России.

3. Список рекомендуемой литературы

1. Электрические системы. Электрические сети / Под ред. Веникова В.А., Строева В.А.. М.: Высшая школа, 1998.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1985.
4. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергетических специальностей вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. М.: Высшая школа, 1985.