

Кафедра «Электрические станции и энергетические системы»

Дисциплина: «Электрические сети и системы»

Лекция №11, 12 «Режимы работы электроэнергетических систем» (2 часа)

Содержание лекции:

- 1) Баланс реактивной мощности;
- 2) Лавина напряжения;
- 3) Регулирование напряжения в ЕЭС Казахстана.

Цель лекции: изучение режимов работы электроэнергетических систем

Баланс реактивной мощности

Характерной особенностью установившегося режима работы ЭЭС является одновременность процессов генерирования и потребления одного и того же количества мощности. Следовательно, в установившемся режиме работы ЭЭС в каждый момент времени соблюдается баланс как активной, так и реактивной мощностей.

Уравнение баланса реактивной мощности для ЭЭС имеет вид :

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Delta Q_{\Sigma} = \Sigma Q_{\text{п}},$$

где ΣQ_{Γ} – суммарная реактивная мощность, генерируемая в ЭЭС, включая реактивную мощность, поступающую из соседних ЭЭС;

$\Sigma Q_{\text{н}}$ – суммарная реактивная мощность потребителей ЭЭС, включая реактивную мощность, отдаваемую в соседние ЭЭС;

$\Sigma Q_{\text{сн}}$ – суммарная реактивная мощность собственных нужд электростанций;

ΔQ_{Σ} – суммарные потери реактивной мощности;

$\Sigma Q_{\text{п}}$ – суммарное потребление реактивной мощности в ЭЭС.

Генерация реактивной мощности ΣQ_{Γ} в ЭЭС осуществляется не только генераторами электростанций, но и высоковольтными воздушными и кабельными линиями электропередачи (за счет их емкостной проводимости), а также специально устанавливаемыми в ЭЭС источниками реактивной мощности, называемых также компенсирующими устройствами (КУ). Таким образом, уравнение баланса реактивной мощности можно записать более подробно:

$$\Sigma Q_{\text{эс}} + \Sigma Q_{\text{с}} + \Sigma Q_{\text{к}} = \Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Delta Q_{\Sigma} = \Sigma Q_{\text{п}},$$

где $\Sigma Q_{\text{эс}}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, включая реактивную мощность, поступающую из соседних ЭЭС;

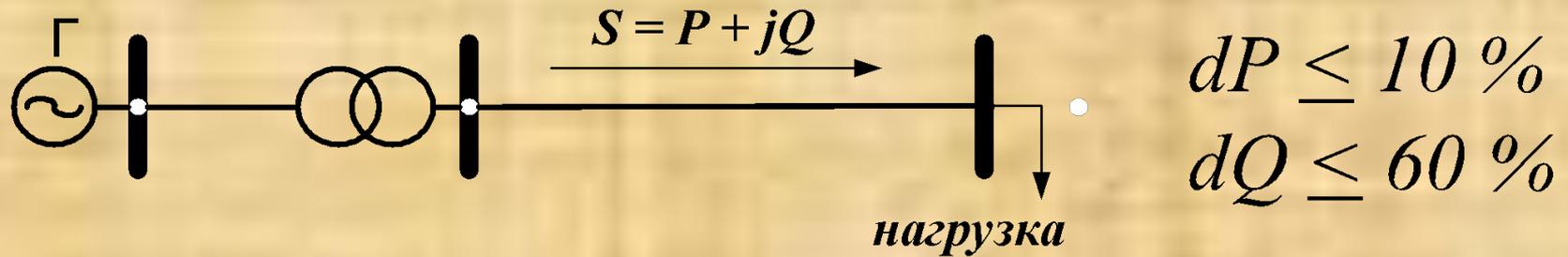
$\Sigma Q_{\text{с}}$ – суммарное генерирование реактивной мощности воздушными и кабельными линиями электропередачи;

$\Sigma Q_{\text{к}}$ – суммарная мощность КУ.

Баланс реактивной мощности по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узловых точках сети электрической системы в той или иной степени отличаются от среднего уровня, причем это отличие определяется конфигурацией сети, нагрузкой и другими факторами, от которых зависит падение напряжения. Баланс реактивной мощности для всей системы в целом не может исчерпывающе определить требования, предъявляемые к мощности источников реактивной мощности. Надо оценивать возможность получения необходимой реактивной мощности как по системе, так и по отдельным ее районам.

Необходимость в оценке баланса реактивной мощности возникает прежде всего при проектировании подсистемы регулирования напряжения — реактивной мощности АСДУ (автоматизированной системы диспетчерского управления). В ряде случаев оценка изменений условий баланса производится и в практике эксплуатации, например при вводе новых регулирующих устройств, установленных мощностей электростанций, изменениях схемы сети.

Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением



Если передача активной мощности по сети вызывает потери до 10%, то потери реактивной мощности достигают 60%, отсюда следует, что наличие в системе достаточного количества реактивной мощности еще не означает, что возможна ее передача к месту потребления.

Это вызвано тем, что активные сопротивления элементов сети сравнительно невелики, индуктивные сопротивления воздушных линий определяются расстоянием между фазами и следовательно зависят от класса напряжения. В целом индуктивные сопротивления питающей сети энергосистем на порядок выше активных (с учетом индуктивных сопротивлений трансформаторов), поэтому передача по ним реактивной мощности приводит к большим потерям напряжения.

Нарушение баланса реактивной мощности приводит к изменению уровня напряжения в сети. Если генерируемая реактивная мощность становится больше потребляемой ($\Sigma Q_{\Gamma} > \Sigma Q_{\Pi}$), то напряжение в сети повышается. При дефиците реактивной мощности ($\Sigma Q_{\Gamma} < \Sigma Q_{\Pi}$) напряжение в сети понижается. Для пояснения указанной связи напомним, что, например, емкостный ток линии на холостом ходу повышает напряжение на ее конце. Соответственно избыток генерируемой реактивной мощности приводит к повышению, а ее недостаток — к понижению напряжения.

В дефицитных по активной мощности энергосистемах уровень напряжения, как правило, ниже номинального. Недостающая для выполнения баланса активная мощность передается в такие системы из соседних энергосистем, в которых имеется избыток генерируемой мощности.

Обычно энергосистемы дефицитны по активной мощности, дефицитны и по реактивной мощности. Однако недостающую реактивную мощность эффективнее не передавать из соседних энергосистем, а генерировать в компенсирующих устройствах, установленных в данной энергосистеме.

Баланс реактивной мощности рассчитывается, как правило, для режима наибольшей нагрузки. Реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций $\Sigma Q_{эс}$, определяется их загрузкой активной мощностью и коэффициентом мощности $\cos\phi$, номинальное значение которого составляет 0,8...0,9. Генераторы являются основными источниками реактивной мощности и вырабатывают около 60% требуемой в ЭЭС реактивной мощности.

Суммарная реактивная мощность потребителей $\Sigma Q_{п}$ определяется на основании данных о расчетных активных нагрузках потребителей и коэффициентах мощности этих потребителей.

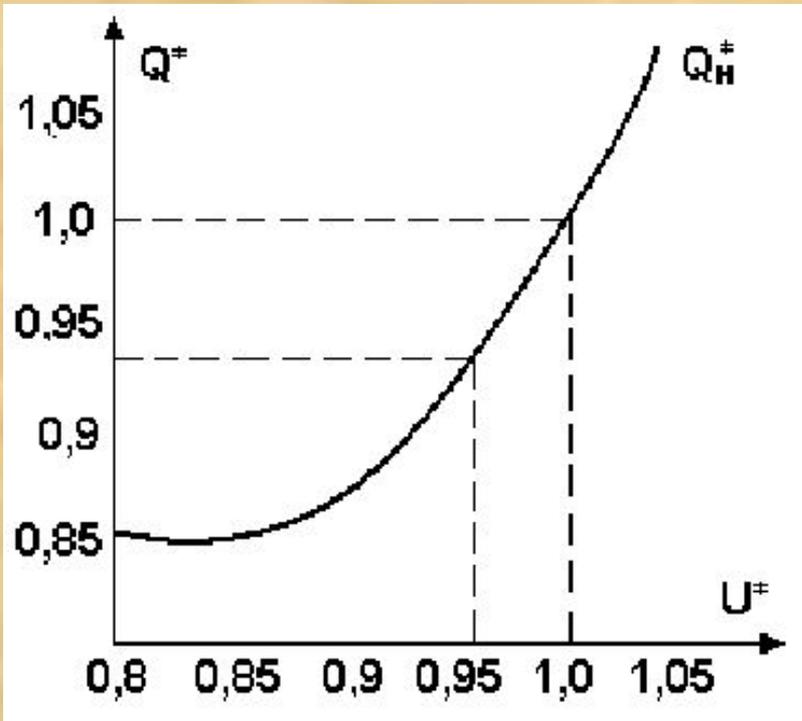
Потери реактивной мощности в трансформаторах зависят от их загрузки и достигают при одной трансформации 10...12% от полной передаваемой мощности.

Потери реактивной мощности в линиях зависят от их протяженности и загрузки и могут достигать 10% от передаваемой по линиям полной мощности.

Реактивная составляющая нагрузки собственных нужд электростанций $\Sigma Q_{сн}$, включая потери мощности в трансформаторах собственных нужд, определяется по активной мощности собственных нужд с учетом $\cos\phi \approx 0,7$. Генерация реактивной мощности высоковольтными линиями электропередачи $\Sigma Q_{с}$ составляет около 20% требуемой в ЭЭС реактивной мощности.

После оценки значений всех составляющих баланса реактивной мощности рассчитывается требуемая мощность компенсирующих устройств $Q_{к}$, которую необходимо разместить в ЭЭС.

Для понимания процессов в ЭЭС, возникающих при нарушении баланса реактивной мощности, рассмотрим статическую характеристику комплексной реактивной нагрузки по напряжению.



Обобщенная статическая характеристика реактивной мощности комплексной нагрузки по напряжению

Из рисунка видно, что при изменении напряжения в узле меняется реактивная мощность, потребляемая в этом узле. При уменьшении напряжения приблизительно до $0,85U_{ном}$ реактивная мощность уменьшается вследствие уменьшения намагничивающей мощности асинхронных двигателей и трансформаторов. При дальнейшем снижении напряжения асинхронные двигатели, составляющие 60...70% комплексной нагрузки, начнут затормаживаться вследствие уменьшения их вращающегося момента. Потребление реактивной мощности этими двигателями увеличивается.

В результате увеличения потребления реактивной мощности увеличиваются потери напряжения в сети, что приводит к дальнейшему уменьшению напряжения на нагрузке. Процесс уменьшения напряжения приобретает лавинообразный характер и носит название лавины напряжения. При такой ситуации асинхронные двигатели останавливаются (опрокидываются).

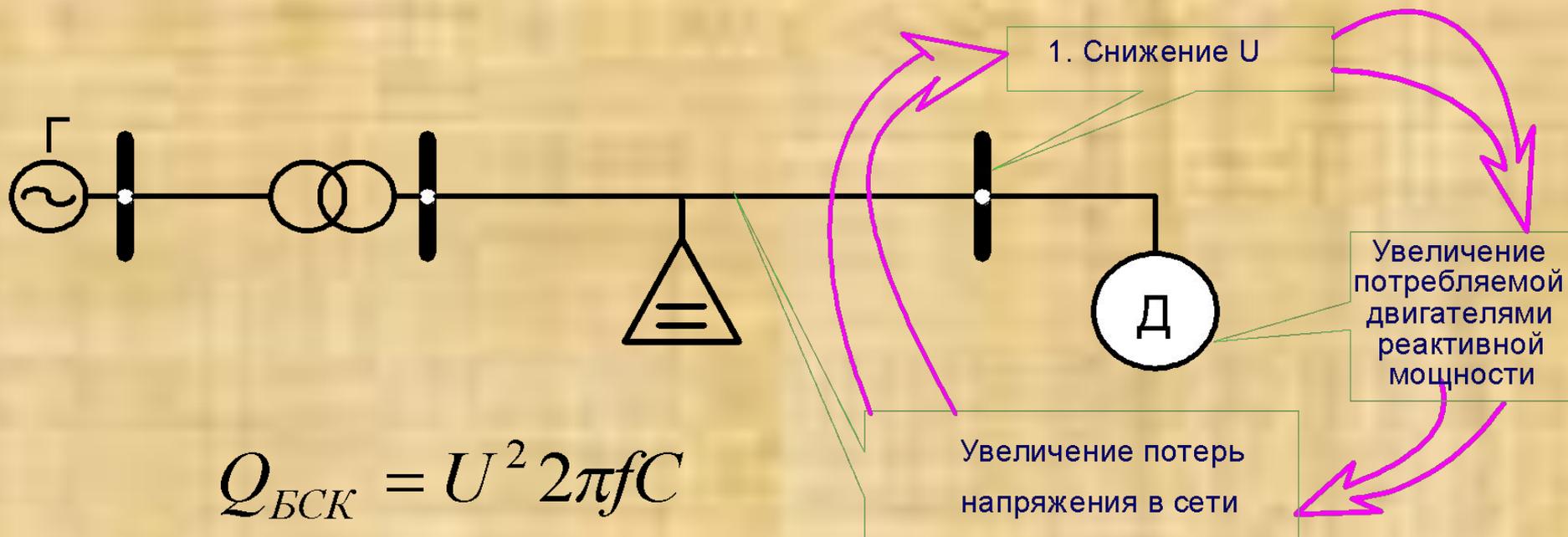
Лавина напряжения

При снижении напряжения ниже критического $U_{кр}$ происходит рост реактивной нагрузки потребителей, что в свою очередь приводит к росту потерь напряжения ΔU и дальнейшему снижению напряжения (лавины напряжения).

Лавина напряжения возможна в узлах с преобладанием двигательной нагрузки.

Основной причиной развития лавины напряжения является “опрокидывание” двигателей.

“Опрокидывание” асинхронных двигателей выражается в снижении скорости асинхронных двигателей и Увеличении потребляемой ими реактивной мощности, напряжение при этом снижается. При неконтролируемом развитии процесса двигатель остановится, а напряжение снизится еще больше.



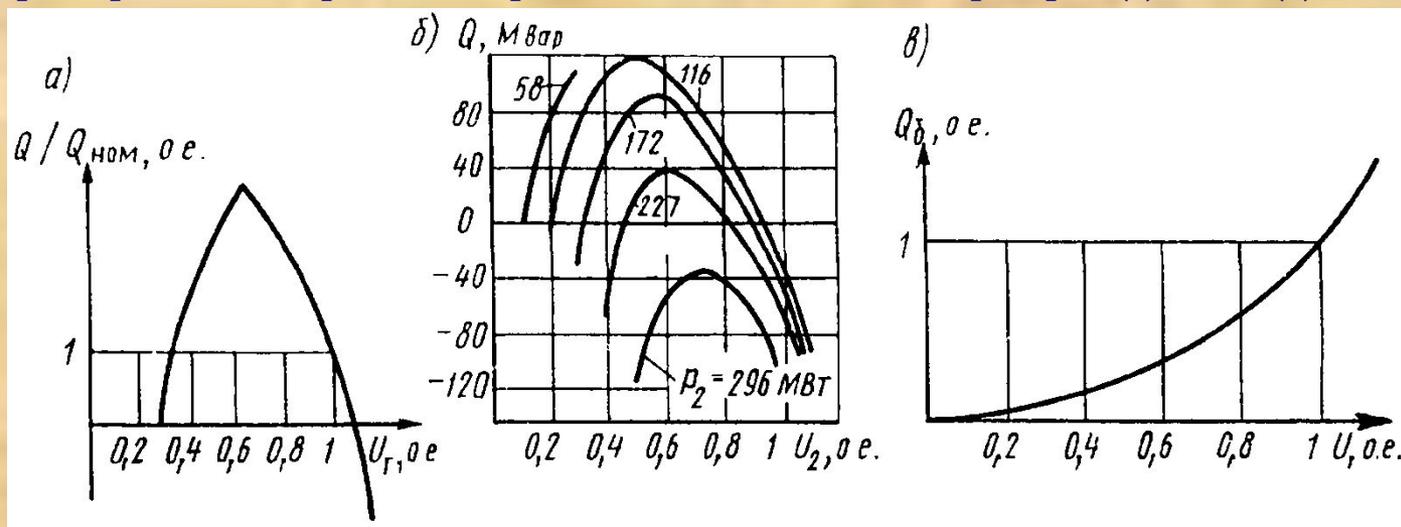
$$Q_{БСК} = U^2 2\pi f C$$

Для предотвращения лавины напряжения применяется форсировка возбуждения синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных двигателей, а также отключение части нагрузки. Поскольку существует зависимость потребляемой реактивной мощности от напряжения, очевидно, что существует и обратная зависимость между этими величинами. Изменение поступающей в узел нагрузки реактивной мощности вызовет изменение напряжения в этом узле. Следовательно, требуемый уровень напряжения в отдельных узлах электрической сети может быть обеспечен лишь при определенном распределении реактивных мощностей. Всякое отклонение от этого распределения реактивных мощностей вызовет отклонения напряжения в узлах сети от требуемого уровня.

При дефиците реактивной мощности в каком-то узле напряжение в этом узле уменьшается, а при избытке реактивной мощности – увеличивается.

Лавина напряжения в энергосистеме - явление лавинообразного снижения напряжения вследствие нарушения статической устойчивости энергосистемы и нарастающего дефицита реактивной мощности.

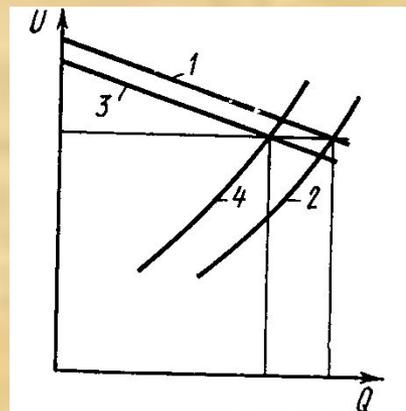
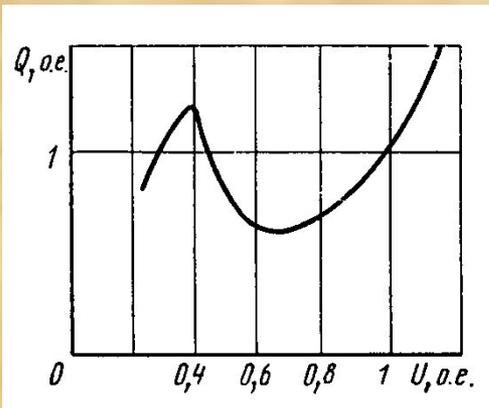
Характеристики напряжения и реактивной мощности генераторов (а), ЛЭП (б), БК (в)



Качественное представление о характере процессов дает сопоставление характеристик генерирующих источников и нагрузки потребителей. Характеристики источников реактивной мощности приведены на рисунке а. Правая нарастающая ветвь характеристики синхронного генератора (рис. а) соответствует росту тока возбуждения, обусловленному действием АРВ. При некотором снижении напряжения ток возбуждения достигает предельного (потолочного) значения и в дальнейшем реактивная мощность синхронного генератора уменьшается, что характеризуется левой снижающейся ветвью характеристики. Обычно генераторы работают через повышающий трансформатор и результирующая характеристика уменьшена за счет потери реактивной мощности в трансформаторе.

Характеристики $Q_2=f(U_2)$ линии электропередачи (см. рисунок,б) зависят от передаваемой активной мощности, но также имеют выпуклость вверх. Характеристика БК определяется выражением $Q_K=U_2/X_K$.

Характеристика питающей системы представляет собой сложное сочетание приведенных характеристик и БК, имеет выпуклость, направленную вверх. Характеристики БК, если их мощность значительна, приводят к смещению экстремума характеристики питающей системы в область более высоких напряжений.



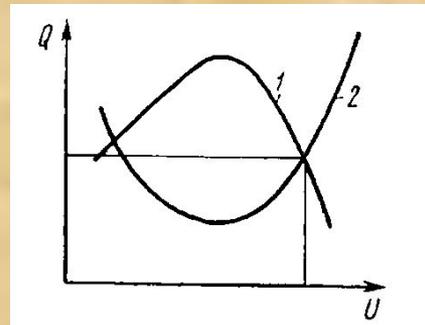
Характеристика нагрузки Сочетание статических характеристик системы (1 и 3) и нагрузки (2 и 4), обеспечивающих нормальный режим

На рисунке приведена характеристика нагрузки. При уменьшении напряжения потребляемая ею реактивная мощность снижается. Большое уменьшение напряжения вызывает останов не отключившихся от сети асинхронных двигателей, в результате чего потребляемая ими реактивная мощность увеличивается. Практически это увеличение ограничено тем, что магнитные пускатели, использующиеся в качестве коммутационного аппарата на основных двигателях, отключаются.

Это снижает нагрузку, и характеристика смещается вниз; она имеет выпуклость, направленную вниз.

В исходном нормальном режиме баланс реактивной мощности узла системы обуславливается пересечением характеристик нагрузки и генерации в области, соответствующей наличию резерва реактивной мощности. Поддержание требуемых уровней напряжения при различной нагрузке обеспечивается преднамеренным изменением токов возбуждения генераторов и переключением ответвлений трансформаторов, что равносильно смещению характеристики питающей системы.

В аварийных режимах, связанных с резким смещением характеристик (рисунок), на пересечении правых ветвей характеристик системы и нагрузки установившийся аварийный режим оказывается устойчивым. Напряжение, установившееся в аварийном режиме, может оказаться недостаточным для сохранения статической устойчивости нагрузки или обеспечения технологических процессов производств.



Достижение установившегося режима в аварийных условиях в точке пересечения характеристики системы (1) и нагрузки (2)

Различают несколько причин возникновения лавины напряжения.

Сопутствующая лавина понижения напряжения возникает одновременно с лавиной частоты вследствие разделения ЭЭС на части, которые иногда приводят к потере части генерирующей реактивной мощности и зарядной мощности сети сверхвысокого напряжения, существенной для баланса. Кроме того, большое снижение частоты из-за его влияния на работу АРВ приводит к изменению напряжения на выводах генераторов.

Известно, что измерительные органы АРВ пропорционального действия обладают индуктивностью, в результате чего они реагируют на снижение частоты как на эквивалентное ему повышение напряжения. В результате эти АРВ приводят к некоторому уменьшению напряжения. В среднем при снижении частоты на 1% напряжение уменьшается на 1,4%.

АРВ сильного действия, реагируя на производную частоты, наоборот, воспринимают снижение частоты как уменьшение напряжения, что увеличивает возбуждение генераторов.

Реакции АРВ обоих типов противоположны и в целом влияние изменения частоты на напряжение зависит от их удельного веса в ЭЭС.

Процесс снижения напряжения при сопутствующей лавине протекает в два этапа. На первом этапе напряжение скачком уменьшается до установившегося значения, соответствующего балансу реактивной мощности (рисунок). На втором этапе при снижении частоты, происходящем с постоянной времени $T=2\sim 3$ с, напряжение дополнительно уменьшается из-за характеристик АРВ. Изменение напряжения, влияя на мощность, потребляемую нагрузкой, в свою очередь оказывает некоторое воздействие на изменение частоты.

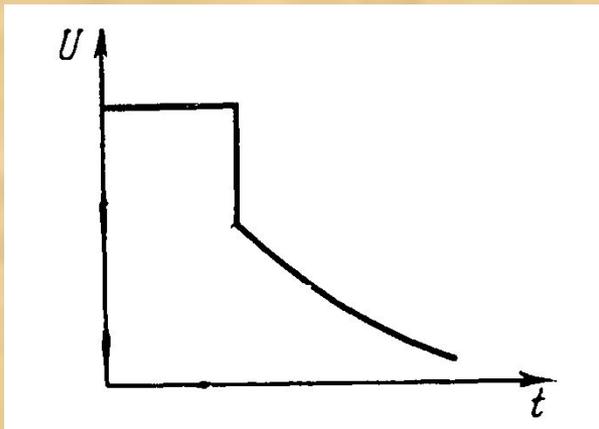


График снижения напряжения в аварийном режиме

При успешной работе частотной разгрузки ликвидируются дефициты как активной, так и реактивной мощностей.

Главная опасность сопутствующей лавины напряжения заключается в том, что большие снижения напряжения могут вызвать отказы частотной автоматики, предназначенной для поддержания частоты в безопасных пределах. Возможны также отказы отключения выключателей на подстанциях с оперативным переменным током.

Во избежание отказов необходимо, чтобы принцип действия реле частоты исключал влияние напряжения на их уставку, а цепи отключения выключателей на подстанциях с оперативным переменным током питались от стабилизаторов напряжения.

Лавина понижения напряжения нагрузочного узла возникает в результате аварийного уменьшения пропускной способности сети из-за отключения части питающих ЛЭП. На приемной стороне оставшихся в работе питающих ЛЭП напряжение может снизиться до значений, недостаточных для обеспечения технологических процессов производства.

К лавинам понижения напряжения может привести также преждевременный съем форсировки возбуждения генераторов, связанный с неполным использованием их перегрузочного ресурса.

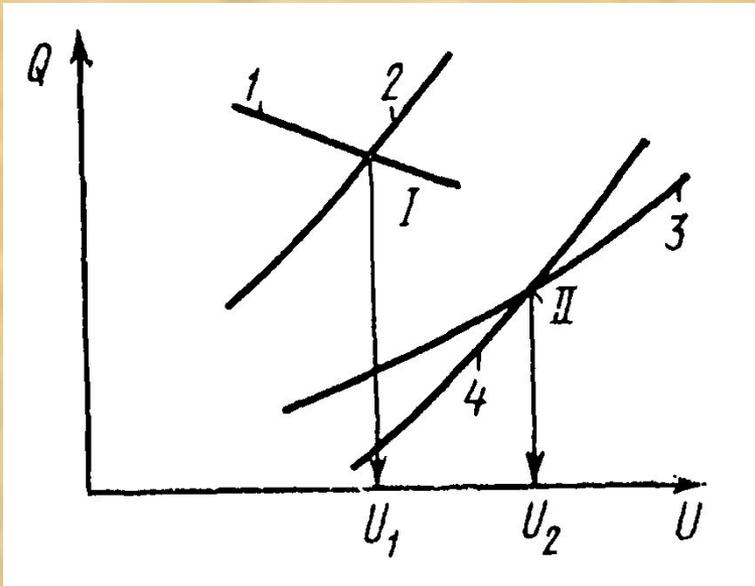
Ситуация может усугубиться несоразмерно большой мощностью конденсаторных установок, смещающих экстремум характеристики генерации в сторону более высоких напряжений. В этом случае баланс реактивной мощности соответствует пересечению характеристики нагрузки с левой ветвью характеристики генерации, при котором нарушается устойчивость режима напряжения узла нагрузки.

При возникновении лавины понижения напряжения узла нагрузки необходимо отключить часть потребителей по признаку уменьшения напряжения для того, чтобы наиболее ответственные потребители могли продолжать работу, даже если напряжение осталось пониженным.

Увеличение напряжения, свидетельствующее о восстановлении пропускной способности сети, должно сопровождаться автоматическим включением в работу всех потребителей.

Лавина повышения напряжения возникает при резком увеличении нерегулируемой составляющей генерируемой реактивной мощности. Обычно это связано с избыточной зарядной мощностью сети сверхвысокого напряжения в условиях пониженного потребления реактивной мощности. Например, в процессе лавины частоты питающая сеть вследствие работы АЧР разгружается, и потери реактивной мощности в ней уменьшаются, а оставшаяся нагрузка потребляет реактивную мощность, меньшую чем ее зарядная мощность.

Для сохранения баланса реактивной мощности при допустимом напряжении генераторы с помощью АРВ переводятся в режим недовозбуждения. При этом может потребоваться столь большое уменьшение возбуждения, что генераторы приходится разгружать по активной мощности. Это, в свою очередь, может привести к лавине частоты. Ситуация, складывающаяся в этих условиях, изображена на рисунке. Линии 1 и 3 представляют собой характеристики системы до аварии и после нее, линии 2 и 4 — соответственно характеристики нагрузки.



В связи с тем, что зарядная мощность пропорциональна квадрату напряжения, приложенного к емкостным проводимостям сети,

$$Q_3 = U^2 / X_c,$$

и учитывая, что в этом случае речь идет о большой емкости сети сверхвысокого напряжения, наклон характеристики системы может измениться на противоположный (линия 3). Аварийный режим устанавливается в точке II при напряжении, которое может оказаться опасным не только для потребительских установок, но и для изоляции трансформаторов и сети.

Переход из нормального режима (I) в режим повышения напряжения (II)

При исчерпаниии возможностей перевода генераторов в режим недовозбуждения единственным средством борьбы с лавиной повышения напряжения является временное отключение части линий сверхвысокого напряжения (по возможности без разделения системы). В процессе нормализации режима линии вновь включаются в работу.

Регулирование напряжения (Электросетевые правила РК (Приказ от 18. декабря 2014 г_ № 210)

Задачей регулирования напряжения в электрических сетях 220-500-1150 кВ ЕЭС Казахстана являются:

- обеспечение требуемого качества напряжения у пользователя сети в соответствии ГОСТ-13109-97;
- обеспечение уровней напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей;
- обеспечение устойчивости и надежной параллельной работы электростанций и ЕЭС Казахстана в целом;
- снижение потерь электроэнергии в электрических сетях на ее транспорт.

Способы регулирования напряжения в электрических сетях ЕЭС Казахстана:

- автоматическое изменение возбуждения генераторов электростанций;
- отключение-включение шунтирующих реакторов ПС 1150-35 кВ;
- изменение положения регуляторов напряжения автотрансформаторов и трансформаторов с устройством регулирования напряжения (РПН, ПБВ), регулирование вольтодобавочными трансформаторами, фазоповоротным трансформатором;
- изменение перетока активной и реактивной мощности по межсистемным связям;
- вывод в резерв ненагруженных линий электропередачи 110-500 кВ;
- отключение линейного разъединителя (или расщелейфовка ВЛ при отсутствии АР) выводимых в резерв ВЛ-500 кВ с включением в работу линейного реактора 500 кВ;
- при исчерпании всех вышеперечисленных методов применяется ввод ограничений потребления.

Системный оператор выполняет регулирование напряжения в НЭС, энергопередающие организации осуществляет в региональных электрических сетях.

Автоматические регуляторы возбуждения (далее - АРВ) обеспечиваются постоянно включенными в работу. Отключение АРВ или отдельных элементов (ограничение минимального возбуждения) производится для ремонта или проверки.

В случаях, если генерирующая установка не имеет АРВ, либо настройка АРВ не обеспечивает устойчивой работы генератора, системный оператор накладывает ограничения на работу генерирующей установки в той степени, в какой это необходимо для обеспечения надежности ЕЭС Казахстана, вплоть до отключения генерирующей установки.

Регулирование напряжения в электрической сети ЕЭС Казахстана осуществляется в контрольных пунктах в соответствии с графиком напряжения, утвержденным системным оператором.

График напряжения для контрольных пунктов разрабатываются не реже, чем один раз в квартал и корректируются, в случае необходимости, при краткосрочном планировании режима.

Графики напряжения разрабатываются на основе расчета режимов электрической сети ЕЭС Казахстана по оптимизации реактивной мощности. Критерий оптимизации расчетов - минимум потерь активной мощности в сети на ее транспорт при обеспечении нормальных уровней напряжения у пользователя сети.

График напряжения содержит:

- 1) Оптимальные уровни напряжения в контрольных пунктах;
- 2) Аварийные пределы снижения напряжения;
- 3) Положение анцапф РПН (ПБВ) автотрансформаторов и трансформаторов;
- 4) Количество постоянно включенных реакторов;
- 5) Количество коммутируемых реакторов.

Определение контрольных пунктов диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»

- **Определение КП должно осуществляться на основании результатов расчетов установившихся электроэнергетических режимов.**
- **При проведении и анализе результатов расчетов должны оцениваться:**
 - *взаимная зависимость уровней напряжения в узлах расчетной модели;*
 - *возможность и эффективность регулирования напряжения с использованием имеющихся средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;*
 - *диапазон изменения напряжения в узлах расчетной модели при использовании регулировочных возможностей имеющихся средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.*
- **В качестве КП должны назначаться шины 110 кВ и выше объектов электроэнергетики (электростанций и/или подстанций), изменение напряжения на которых:**
 - *определяет возможность выполнения требований к устойчивости;*
 - *позволяет эффективно регулировать напряжение на большом количестве объектов электроэнергетики в прилегающей электрической сети;*
 - *может быть выполнено с использованием установленных на объекте электроэнергетики (электростанции и/или подстанции) или в прилегающей электрической сети средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.*
- **Для каждого КП может быть установлен только один диспетчерский центр, осуществляющий регулирование напряжения в КП (количество диспетчерских центров, осуществляющих контроль напряжения в КП, не ограничивается).**

Определение контрольных пунктов диспетчерского центра

Выбор контрольных пунктов должен выполняться:

- 1) при изменении схемы электрических соединений энергосистемы,
 - 2) при вводе нового генерирующего оборудования на электростанциях
 - 3) при вводе компенсирующих устройств на подстанциях,
- но не реже одного раза в три года.*

Выбор контрольных пунктов по напряжению производится, исходя из «коэффициента влияния» на потери активной мощности в сети, за счет использования имеющихся в данном пункте средств регулирования напряжения и реактивной мощности.

Коэффициент влияния (K_v) рассчитывается по формуле:

$$K_v = \frac{\Delta P_{\max} - \Delta P_{\min}}{\Delta P_o};$$

где ΔP_{\max} , ΔP_{\min} – соответственно максимальное и минимальное значения потерь активной мощности в сети при оптимальных значениях параметров режима во всех узлах, кроме проверяемого, и изменении режима в проверяемом узле в диапазоне от Q_{\min} до Q_{\max} для источников реактивной мощности или изменении коэффициента трансформации от $K_{T\min}$ до $K_{T\max}$ для трансформаторов с РПН и ВДТ.

ΔP_o - потери активной мощности при оптимальном режиме (расчет при оптимальной генерации реактивной мощности и положений РПН в узлах).

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!