28тм-т1

УДК 621.311

Руководящие указания по выбору средств компенсации мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110-1150 кВ.

Указано назначение и рассмотрены основные особенности применения средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110-1150кВ, рекомендованы расчетные условия для их выбора в современных энергосистемах.

В качестве средств компенсации реактивной мощности рассмотрены шунтирующие реакторы, шунтовые батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, статические компенсаторы реактивной мощности, управляемые реакторы и асинхронизированные турбогенераторы.

Руководящие указания предназначены для инженерно-технического персонала проектных и эксплуатирующих организаций.

РАЗРАБОТАНО институтом "Энергосетьпроект" (головная организация)
Руководители темы к.т.н. Лысков Ю.И. и к.т.н. Хвощинская З.Г.

УТВЕРЖДЕНО Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России"
"04" апреля 1997г.
Начальник Берсенев А.П.

УТВЕРЖДЕНО Департаментом электрических сетей РАО "ЕЭС России"
"04" апреля 1997г.
Начальник Дементьев Ю.А.

gost.e-ecolog.ru

СОДЕРЖАНИЕ

1. Область применения..... 4

2. Назначение средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110 - 1150 кВ..... 4

3. Расчетные условия для выбора типа, мощности и размещения средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110 - 1150 кВ..... 6

4. Рекомендации по применению средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110 - 1150 кВ..... 11

Список литературы..... 16

Приложение 1. Основные технические характеристики средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110-1150 кВ..... 17

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Настоящие Руководящие указания (РУ) распространяются на выбор средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), их вида, мощности, размещения и способа присоединения к электрической сети, а также регулируемых трансформаторов и автотрансформаторов (далее "трансформаторов") в сооружаемых и реконструируемых электрических сетях 110-1150 кВ и не распространяются на выбор и размещение источников реактивной мощности для повышения коэффициента мощности электрической нагрузки потребителей.

1.2. Настоящие РУ следует применять при разработке схем развития энергосистем и схем выдачи мощности электростанций, при разработке проектов линий электропередачи и подстанций, как при новом строительстве, так и при их расширении, реконструкции и техническом перевооружении, а также при проектировании отдельных установок компенсации реактивной мощности в связи с изменением режимов и конфигурации электрической сети.

1.3. Настоящие РУ основываются на ранее разработанных нормативных документах [1-6], исследованиях, опыте проектирования и эксплуатации электрических сетей энергосистем.

2. НАЗНАЧЕНИЕ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРУЕМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110 - 1150 кВ.

2.1. Средства компенсации реактивной мощности и регулируемые трансформаторы в электрических сетях 110-1150 кВ предназначаются для поддержания уровней напряжения в пределах, рекомендуемых ГОСТ 13109-87 "Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения", а также Действующими Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей [6] с целью обеспечения нормируемых сроков службы оборудования, снижения влияния напряженности электрического поля

на окружающую среду вблизи линий электропередачи 330-1150 кВ, снижения электромагнитных и акустических помех от короны на проводах ВЛ и ОРУ подстанций, улучшения условий работы коммутационной аппаратуры.

Средства компенсации реактивной мощности могут применяться также для

- поддержания величины реактивной мощности генераторов в допустимых пределах,
- снижения потерь мощности в электрических сетях энергосистем,
- повышения пропускной способности линий электропередачи по условиям статической и динамической устойчивости,
- повышения устойчивости нагрузки и предотвращения "лавины напряжения".

Возможно использование СКРМ также для снижения перенапряжений при плановых и аварийных коммутациях, а регулируемых трансформаторов - при плановых коммутациях длинных линий сверхвысокого напряжения, а также для уменьшения перевозбуждения магнитопроводов трансформаторов и автотрансформаторов.

Кроме того, СКРМ и регулируемые трансформаторы при пофазном управлении могут использоваться для симметрирования режимов работы трехфазных линий электропередачи, для гашения дуги при применении однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) линий электропередачи.

2.2. СКРМ могут применяться самостоятельно для выполнения функций, указанных в п.2.1. Однако комплексное использование СКРМ и регулируемых трансформаторов в системообразующих и распределительных сетях 100 - 500 кВ расширяет их функциональные возможности и дает наибольший технико-экономический эффект.

Средства компенсации реактивной мощности должны обеспечивать допустимые уровни напряжения, как правило, при нормальных режимах работы электрической сети, в том числе при минимальных ее нагрузках, и номинальных коэффициентах трансформации у трансформаторов.

За счет регулируемых трансформаторов должны обеспечиваться допустимые уровни напряжения в ремонтных схемах и в послеаварийных режимах при выбранной мощности и расстановке СКРМ.

3. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ВЫБОРА ТИПА, МОЩНОСТИ И РАЗМЕЩЕНИЯ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРУЕМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110 - 1150 кВ.

3.1. Выбор СКРМ и регулируемых трансформаторов следует основывать на расчетах потокораспределения мощности, уровней напряжения и устойчивости в электрической сети, которые выполняются для нормальной (полной) схемы и для ремонтных схем электрической сети при отключении одного или двух ее элементов, наиболее сильно влияющих на режим сети. В качестве таких элементов могут быть рассмотрены трехфазная группа шунтирующих реакторов, наиболее мощный трансформатор, генератор, линия электропередачи.

3.2. Для выбора СКРМ и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110-1150 кВ следует рассматривать максимальный диапазон изменения реактивной мощности по линиям электропередачи распределительных и системообразующих сетей.

3.2.1. Для выбора установленной мощности СКРМ и необходимого диапазона регулирования должны рассматриваться режимы максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы в пределах суток в летний и зимний периоды.

Если известно, что потоки по линиям электропередачи могут изменяться в более широких пределах в другие периоды года или суток, то такие режимы также должны быть рассмотрены и рассчитаны.

Кроме того, при большой доле участия ГЭС в балансе мощности энергосистемы следует рассматривать режимы в паводковый период.

3.2.2. При проектировании энергосистем на перспективу 5÷10 лет, когда имеются данные только о предполагаемом режиме суточного максимума нагрузки в зимний период, для получения расчетного режима суточного минимума рекомендуется снизить нагрузку во всех узлах энергосистемы на 30%.

При этом в зависимости от предполагаемых условий регулирования напряжения на каждой электростанции рекомендуется сохранять неизменными уровни напряжения на шинах среднего или высшего напряжения электростанции либо на шинах генераторов, не изменять коэффициенты трансформации трансформаторов напряжением 500 кВ и выше, не

изменять число включенных шунтирующих реакторов (ШР) и батарей конденсаторов (БК) во всех узлах.

При расчете режима суточного максимума нагрузки в летний период рекомендуется расчетную нагрузку в узлах сети принять равной 70% уровня нагрузки зимнего максимума, а режим суточного минимума нагрузки рассчитывать при уровне нагрузок на 30% ниже, чем в режиме максимума нагрузки летнего периода.

При рассмотрении режимов, относящихся к различным периодам года, число включенных ШР, БК, коэффициенты трансформации трансформаторов и уровни напряжения на шинах электростанций могут быть разными, и должны выбираться в соответствии с требованиями нормализации напряжения для каждого периода.

3.3. В качестве расчетного режима при выборе СКРМ для линий электропередачи напряжением 110 кВ*) и выше необходимо рассматривать также режим одностороннего включения линии, особенно тогда, когда линия подключается к энергосистеме небольшой мощности. Такой расчетный режим должен рассматриваться, если отношение зарядной мощности линии к мощности короткого замыкания в месте ее включения больше 0,1.

3.4. При выборе СКРМ для энергосистем, нагрузка которых содержит более 20% крупных синхронных двигателей (например, единичной мощностью 4 МВт и выше), необходимо выполнять расчеты послеаварийных режимов при расчетных возмущениях, указанных в п. 3.13, чтобы с помощью СКРМ обеспечить допустимый уровень напряжений в этих режимах.

Выбор СКРМ и их размещение в распределительных сетях энергосистем, питающих потребителей с синхронными двигателями, следует выполнять таким образом, чтобы синхронные двигатели, как правило, работали с выдачей реактивной мощности, что повышает их устойчивость.

3.5. Расчетные напряжения на шинах электростанций в режиме максимума нагрузок в соответствии с требованиями "Руководящих указаний и нормативов по проектированию развития энергосистем и электрических сетей" [2] принимаются выше номинальных для 750 кВ - на

---

*) При длине ВЛ 110 кВ свыше 200 км

2,5%, для 500 и 330 кВ - на 5%, для 220 и 110 кВ - на 10% и сохраняются неизменными при переходе к расчету минимального режима в пределах суток.

3.6. Выбор СКРМ должен производиться с учетом ограничений, установленных для генераторов по величине и длительности потребления ими реактивной мощности в соответствии с Типовой инструкцией по эксплуатации генераторов на электростанциях [5], требованиями заводов-изготовителей и эксплуатационных директивных материалов РАО "ЕЭС России".

3.7. Если сведения об указанных в п.3.6 ограничениях отсутствуют, то при выборе СКРМ должны быть учтены следующие ограничения на режимы работы генераторов:

- для синхронных турбогенераторов единичной мощностью 100 - 300 МВт, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток прием реактивной мощности не допускается в нормальных режимах;
- для синхронных турбогенераторов 500, 800, 1000, 1200 МВт прием реактивной мощности не допускается в любых режимах;
- для асинхронизированных турбогенераторов должна учитываться возможность их использования для потребления реактивной мощности из сети в зависимости от загрузки по активной мощности (табл.П-1.5) во всех режимах энергосистем.

3.8. Для гидрогенераторов с косвенным охлаждением допускаются следующие режимы работы:

- потребление реактивной мощности при выдаче активной мощности при условии, чтобы полная мощность генератора не превышала его номинальную величину ($S \leqslant S_{ном}$);
- выдача или потребление реактивной мощности, не превышающей номинальную величину, при работе в режиме синхронного компенсатора с отжатием воды из гидротурбины.

3.9. При расчетах режимов работы системообразующих сетей допускается использование эквивалентных нагрузок на шинах среднего или низшего напряжения подстанций.

Реактивная составляющая или коэффициент реактивной мощности ($tg\varphi$) эквивалентной нагрузки на шинах соответствующих подстанций при

проектировании должны быть заданы на основании данных энергосистем, проектных данных по схемам развития отдельных энергосистем либо в пределах, установленных Руководящими указаниями и нормативами по проектированию развития энергосистем и электрических сетей [2].

3.10. При распределении суммарной мощности СКРМ между сетями 110-220 кВ и системообразующими сетями более высокого напряжения следует стремиться к полной компенсации потоков реактивной мощности в сетях на каждом уровне напряжения.

3.11. Выбор СКРМ при проектировании [8] должен производиться таким образом, чтобы уровень напряжения в электрических сетях 110 - 1150 кВ не превышал наибольшего рабочего напряжения электрооборудования 126, 252, 363, 525, 787 и 1200 кВ соответственно).

В расчетном режиме максимальной нагрузки энергосистемы на понижающих подстанциях, являющихся центрами питания распределительных сетей, уровень напряжения на вторичной стороне трансформаторов, как правило, должен быть не ниже 1,05 номинального, а в послеаварийном режиме не ниже номинального [2].

3.12. При выборе СКРМ, предназначенных для снижения перенапряжений, следует учитывать, что повышение напряжения на разомкнутом конце линии в режиме одностороннего включения не должно превышать 1,1 от наибольшего рабочего напряжения на время до 20 минут и 1,07 на время до 60 минут.

Определяющими для установки СКРМ по условиям перенапряжений являются квазиустановившиеся перенапряжения на промышленной частоте и при самовозбуждении 2-й гармоники.

Выбор вида, мощности и расстановки СКРМ определяется этими перенапряжениями при односторонних включениях и отключениях линий (при неполнофазных коммутациях, ОАПВ, отключениях несимметричных КЗ на линиях и при асинхронном ходе).

При этом уровни установившихся перенапряжений не должны превышать допустимые для применяемых ограничитнлей перенапряжений нелинейных (ОПН). Если эти перенапряжения выше допустимых для данного типа ОПН, то при проектировании рекомендуется либо выбрать другой тип ОПН,либо дополнительно установить СКРМ (или изменить мощность и расстановку уже выбранных СКРМ).

3.13. Выбор СКРМ для повышения пропускной способности электропередачи должен производиться на основе расчетов статической и динамической устойчивости в соответствии с требованиями, определяемыми "Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем" [3].

Достаточность выбранных СКРМ допустимо проверять только в тех расчетных схемах и режимах и при тех расчетных видах возмущений первой группы, регламентированных в [3], при которых устойчивость должна сохраняться без применения управляющих воздействий от устройств противоаварийной автоматики.

3.14. Расчет потокораспределения высших гармоник тока в электрической сети, генерируемых СКРМ, следует производить с такими углами управления СКРМ, при которых значение тока каждой гармоники максимально, чтобы исключить возникновение резонансных повышений напряжения на оборудовании энергосистемы и влияние на технические средства связи.

3.15. С помощью СКРМ следует обеспечить степень компенсации зарядной мощности линий не менее 80-100% - на 500 кВ, 100-110% - на 750кВ и 110-120%-на 1150кВ.

Целесообразно равномерно распределить суммарную мощность реакторов вдоль линий 500,750 и 1150 кВ.

В узлах примыкания сети к электростанциям должна быть обеспечена компенсация зарядной мощности примерно половины длины всех примыкающих линий с учетом ограничений по реактивной мощности генераторов и с учетом потребления реактивной мощности местной нагрузкой.

В линиях электропередачи, питающих тяговую нагрузку, необходимо выбирать размещение и мощность СКРМ с учетом неравномерности потоков мощности по их отдельным участкам.

3.16. Технический эффект от применения СКРМ рекомендуется оценивать с помощью соотношений, характеризующих изменение напряжения, уменьшение потерь мощности или энергии на единицу установленной мощности СКРМ соответственно:

$\Delta U / \Delta Q$ (кВ/кВ.А); $\Delta П / \Delta Q$ (кВт/кВ.А); $\Delta Э / \Delta Q$ (кВт.ч/кВ.А)

Эффект от использования непрерывно регулируемых СКРМ дополнительно оценивается по отношению $\Delta P / \Delta Q$ (кВт/кВ.А), характеризующему увеличение пропускной способности сети.

Близкие к оптимальному варианты размещения СКРМ в электрической сети отбираются по наибольшим значениям этих соотношений, определенным для совокупности узлов сети.

3.17. Места размещения, тип и мощность СКРМ следует выбирать на основе технико-экономических расчетов.

Экономический эффект от применения СКРМ зависит от их стоимости, ущерба от ускоренного износа оборудования из-за повышения напряжения, стоимости потерь мощности и энергии, стоимости дополнительно полученной пропускной способности линий электропередачи, а также затрат на альтернативные мероприятия, направленные на нормализацию уровней напряжения в энергосистеме.

4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРУЕМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110 - 1150 кВ.

4.1. В распределительных и системообразующих электрических сетях 110÷1150 кВ могут применяться средства компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения следующих видов:

4.1.1. Нерегулируемые или регулируемые с недельным (сезонным) циклом, в том числе:
шунтирующие реакторы,
шунтовые батареи конденсаторов,
трансформаторы с переключением ответвлений обмоток без возбуждения (ПБВ).

4.1.2. Непрерывно автоматически регулируемые,
в том числе:
синхронные генераторы,
синхронные компенсаторы,
синхронные двигатели,
асинхронизированные турбогенераторы (АСТГ);
статически тиристорные компенсаторы,
управляемые реакторы.*)

4.1.3. Дискретно автоматически регулируемые,
в том числе:
трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН),
статические компенсаторы со ступенчатым управлением.*)

---

*) Находятся в стадии разработки и освоения промышленностью России.

4.2. Для компенсации зарядной мощности линий электропередачи 110-1150 кВ, регулирования напряжения и снижения перенапряжений в системообразующих и распределительных сетях следует применять шунтирующие реакторы, параметры которых приведены в таблице П-1.1 Приложения 1.

Шунтирующие реакторы могут присоединяться к линиям электропередачи или к сборным шинам электростанций и подстанций.

Шунтирующие реакторы следует подключать к линии электропередачи для снижения перенапряжений при односторонних включениях и отключениях линии, а также для гашения дуги на линии в цикле ОАПВ, причем, как правило, они должны подключаться к линии через коммутационные аппараты и лишь в редких случаях без них.

Для коммутации шунтирующих реакторов на напряжении 750 и 1150 кВ следует использовать включатели-отключатели (в том числе с демонтированными искровыми промежутками). Элегазовые выключатели следует применять на напряжении 110 и 500 кВ.

Для ограничения перенапряжений при аварийных коммутациях линий электропередач 500-1150 кВ следует использовать быстродействующее включение реакторов с помощью искровых промежутков, шунтирующих часть контактов выключателей.

Для ограничения перенапряжений при плановых коммутациях линий рекомендуется применять шунтирующие реакторы в сочетании с регулированием трансформаторов.

В случае, когда нет необходимости подключать шунтирующие реакторы к линиям электропередачи по условиям о-дностороннего включения, отключения и ОАПВ отходящих линий, их следует подключать через коммутационные аппараты к сборным шинам электростанций и подстанций.

Рекомендуется при проектировании предусматривать возможность переключения шунтирующих реакторов с линий на сборные шины подстанций при ремонте линий.

При использовании на подстанции нескольких групп однофазных шунтирующих реакторов одного напряжения рекомендуется предусматривать установку резервной фазы на 2-3 группы, а на напряжении 1150 кВ - при установке даже одной группы.

Допускается применение неполнофазного включения шунтирующих реакторов при условии, что будет выполнена соответствующая отстройка в действии на отключение последних ступеней резервных релейных защит линий и трансформаторов на подстанции, где они установлены.

4.3. Для нормализации уровней напряжения и снижения потерь мощности в распределительных сетях на узловых подстанциях 110кВ и выше применяются шунтовые конденсаторные батареи с установленной мощностью 52 и 108 МВАр.

При проектировании новых объектов в сетях 110 кВ рекомендуется применять шунтовые конденсаторные батареи модульного типа из блоков заводского изготовления с конденсаторами типа КЭП и др. с экологически безопасными материалами.

При установке на подстанции конденсаторных батарей общее число нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) по условиям гашения энергии при кратности перенапряжений 3,0 для сетей 110 кВ должно быть увеличено с 2-х (обычно устанавливыемых на шинах или трансформаторах) до 4-6 в зависимости от мощности конденсаторных батарей, а также от схемы первичных соединений и типа оборудования распределительного устройства подстанции.

4.4. Для непрерывного плавного регулирования реактивной мощности и напряжения в системообразующей сети и повышения ее пропускной способности по условиям статической и динамической устойчивости следует применять автоматически регулируемые СКРМ (п.4.1), автоматические регуляторы которых должны обеспечивать устойчивую работу и полное использование их регулировочного диапазона.

4.4.1. Синхронные компенсаторы (табл.П-1.2) обеспечивают непрерывное регулирование реактивной мощности во всем диапазоне выдачи - потребления. При этом для синхронных компенсаторов типа КСВБ 50, КСВБ 100, КСВБ 160 с единичной мощностью 50, 100 и 160 МВА максимальная величина потребляемой реактивной мощности составляет порядка 50% их номинальной мощности. Синхронные компенсаторы типа КСВБО с двумя обмотками на роторе и реверсивной быстродействующей системой возбуждения со специальным автоматическим регулятором возбуждения обеспечивают потребление реактивной мощности до 80%.

В режиме выдачи реактивной мощности синхронные компенсаторы допускают кратковременную полуторакратную перегрузку [6], которая необходима для повышения устойчивости энергосистемы в переходных режимах.

4.4.2. Статические тиристорные компенсаторы (СТК) реактивной мощности (табл.П-1.3а,б) являются наиболее быстродействующими из всех непрерывно автоматически регулируемых средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения, указанных в п.4.1.

СТК содержат модули в виде тиристорно-реакторных групп наружной установки (табл.П-1.3б), которые совместно с конденсаторными батареями подключаются к третичным обмоткам трансформаторов.

Требуемая по условиям расчётов мощность статических компенсаторов обеспечивается выбором соотвествующего количества параллельно включённых модулей с общей системой регулирования.

Наряду с непрерывно регулируемыми СТК могут применяться статические компенсаторы со ступенчатым управлением, в которых реакторные группы коммутируются дискретно с помощью вакуумных выключателей. Следует выбирать величину ступени управления такого статического компенсатора и сравнивать техническую и экономическую эффективность его использования с непрерывно регулируемым статическим тиристорным компенсатором реактивной мощности.

Для повышения устойчивости нагрузки и предотвращения "лавины напряжения" в распределительных сетях 35-220 кВ следует применять непрерывно регулируемые быстродействующие статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности.

4.4.3. В системообразующих сетях 500 кВ при необходимости непрерывного регулирования реактивной мощности и напряжения в суточном или недельном циклах следует применять управляемые реакторы, в том числе с подмагничиванием магнитопровода (например, управляемые реакторы РТУДЦ-180000/500 У1 с номинальным напряжением $525/\sqrt{3}$ кВ и номинальной мощностью трех фаз 180 МВА).

4.4.4. При технико-экономическом обосновании новых электростанций, а также при расширении, реконструкции и техническом перевооружении существующих электростанций следует рассматривать различные варианты по выбору СКРМ, в том числе по применению асинхронизированных турбогенераторов (АСТГ).

Асинхронизированные турбогенераторы могут длительно работать с глубоким потреблением реактивной мощности при номинальной величине активной мощности и более устойчивы по сравнению с синхронными генераторами.

Применение АСТГ позволяет в ряде случаев отказаться от использования шунтирующих реакторов, устанавливаемых с целью нормализации уровней напряжения вблизи электростанций.

Типы и параметры АСТГ приведены в табл.П-1.5 Приложения 1.

4.5. Для регулирования напряжения и перераспределения реактивной мощности, а также уменьшения потерь мощности в распределительных сетях 110 - 330 кВ, необходимо применять трансформаторы и автотрансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

При применении регулирования трансформаторов с помощью РПН рекомендуется выбирать коэффициенты трансформации близкие к оптимальным на заданный период времени (неделю, месяц, сезон) и тем самым снизить требуемое количество переключений (метод так называемых временно-стабильных коэффициентов).

Для обеспечения требуемого коэффициента трансформации и его сезонного изменения на автотрансформаторах с номинальным напряжением обмоток 750/330кВ взамен РПН устанавливают переключатели без возбуждения в диапазоне ±(2х2,5)% в нейтрали.

Для автотрансформаторов с номинальным напряжениеми обмоток 1150/500 кВ предусмотрено применение переключения нерегулируемых последовательных трансформаторов в нейтрали.

4.6. Эффективность регулирования напряжения с помощью регулируемых трансформаторов обеспечивается только при достаточной располагаемой реактивной мощности в узлах электрической сети. Поэтому рекомендуется использовать регулируемые трансформаторы совместно с рааличными средствами компенсации реактивной мощности с целью нормализации уровней напряжения и уменьшения потерь мощности в электрических сетях, в том числе и потерь на корону в электропередачах напряжением 500 кВ и выше.

4.7. Для повышения эффективности непрерывно и дискретно регулируемых СКРМ в аварийных режимах следует рассматривать их применение в комплексе с другими средствами противоаварийного управления, предназначенными для повышения устойчивости и автоматического ограничения снижения (или повышения) напряжения, например, форсировка возбуждения генераторов, форсировка конденсаторов, отключение шунтирующих реакторов [9].

Список литературы

1. "Правила устройства электроустановок", М., Энергоатомиздат, 1986.

2. "Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем и электрических сетей", Энергосетьпроект, М., 1995.

3. "Руководящие указания по устойчивости энергосистем",СПО Союзтехэнерго, М.,1984.

4. "Методические указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности на подстанциях и в линиях электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения при проектировании", ЦДУ ЕЭС СССР, Энергосетьпроект, М., 1987.

5. "Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях" РД 34.45.501-88, Союзтехэнерго, М., 1989.

6. "Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей", Энергоатомиздат, М., 1989.

7. ГОСТ 13109-87 "Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения."

8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем, под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро, Энергоатомиздат, М., 1985.

9. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения), Союзтехэнерго, М., 1987.

Приложение 1

Таблица П-1.1

Параметры шунтирующих реакторов 110 - 1150 кВ (однофазных)

Тип	Uном кВ	Sном МВ.А	Δ P кВт
РОДВС-33333/110	121/√3	33,3	180
РОДЦ-60000/500	525/√3	60	205
РОДЦГ-110000/750	787/√3	110	350
РОДЦ-300000/1150	1200/√3	300	900

Таблица П-1.2

Параметры синхронных компенсаторов

N	Тип компенсатора	Мощность емкостн. режим МВ.А	Мощность индуктивн. режим МВ.А	Напряжение кВ	Частота вращ об/мин	Потери кВт	GD^2 $тм^2$
1	КСВБ 50-11У1	50	20	11	750	800	31
2	КСВБО 50-11У1	50	33	11	750	800	31,5
3	КСВБ 100-11У1	100	50	11	750	1350	55
4	КСВБО100-11У1	100	82,5	11	750	1350	56,5
5	КСВБ 160-15У1	160	80	15,75	750	1750	75,8
6	КСВБО160-15У1	160	130	15,75	750	1750	79

N	Xd	X'd	X"d	Xq	X"q	Xo	Tdo	T'd	T"d	Ta
	отн. ед						С			
1,2	2,2	0,43	0,26	1,18	0,29	0,12	7,6	1,5	0,06	0,2
3,4	2,1	0,4	0,2	1,26	0,21	0,1	9,5	1,8	0,06	0,2
5,6	2,0	0,45	0,2	1,3	0,21	0,12	9,2	2,06	0,06	0,2

Таблица П-1.3а

Параметры статических тиристорных компенсаторов реактивной мощности

Тип	$U_{ном}$, кВ	$Q_{ном}$, МВА	Диапазон регулирования Q, МВА
СТК/ТКРМ/-25/10	11	27,5	±27,5
СТК-50/10	11	55	±55
СТК-40/10	11	40	±40
СТК-40/35	35	40	±40
СТК-55/110	110	55	±55

Таблица П-1.3б

Параметры модулей статических тиристорных компенсаторов

Тип	$U_{ном}$, кВ	$Q_{ном}$, МВА	Диапазон регулирования Q, МВА
СТМ-25/10	11	27,5	±27,5
СТМ-40/10	11	27,5	±40
СТМ-50/15	15,75	55	±55
СТМ-80/20	20	80	±80

Таблица П-1.4

Параметры устройств регулирования напряжения на трансформаторах и автотрансформаторах

ТИП трансформатора, автотрансформатора	Устр. регули-рования	Пределы регулирования	Место включения в обмотку
номинальное напряжение 1150 кВ			
АОДЦТ -667000/1150/500/20	ПРТ	от -8% до 0%	коммут.выкл в нейтрали
номинальное напряжение 750 кВ			
АОДЦТН-417000/750/500	рпн	от -5% до +5%	в нейтр.
АОДЦТН-333000/750/330	рпн	от -10% до +10%	-"-
АОДЦТН-267000/750/220	рпн	от -10% до +10%	-"-
номинальное напряжение 500 кВ			
АОДЦТН-267000/500/220	рпн	от -8х1,4% до +8х1,4%	в н.
АОДЦТН-167000/500/220	рпн	от -8х1,5% до +8х1,5%	н/с СН
АОДЦТН-167000/500/220	рпн	от -6х2,1% до +6х2,1%	н/с СН
АТДЦТН-500000/500/220	рпн	от -8х1,2% до +8х1,0%	в н.
АТДЦТН-250000/500/110	рпн	от -8х1,4% до +8х1,4%	в н.
номинальное напряжение 330 кВ			
АТДЦН -400000/330/150	рпн	от -6х2,0% до +6х2,0%	н/с СН
АТДЦТН-250000/330/150	рпн	от -6х2,0% до +6х2,0%	-"-
АТДЦТН-200000/330/110	рпн	от -6х2,0% до +6х2,0%	-"-
АТДЦТН-125000/330/110	рпн	от -6х2,0% до +6х2,0%	-"-
ТРДНС - 40000/330	рпн	от -8х1,5% до +8х1,5%	в н.ВН
номинальное напряжение 220 кВ			
АТДЦТН-250000/220/110	рпн	от -6х2,0% до +6х2,0%	н/с СН
АТДЦТН-200000/220/110	рпн	от -6х2,0% до +6х2,0%	-"-
АТДЦТН-125000/220/110	рпн	от -6х2,0% до +6х2,0%	-"-
АТДЦТН- 63000/220/110	рпн	от -6х2,0% до +6х2,0%	-"-
ТДТН - 40000/220	рпн	от-12х1,0% до+12х1,0%	в н.ВН
ТДТНЖ - 40000/220	рпн	от -8х1,5% до +8х1,5%	-"-
ТДТНЖ - 25000/220	рпн	от -8х1,5% до +8х1,5%	-"-
ТДТН - 25000/220	рпн	от-12х1,0% до+12х1,0%	-"-
ТДЦ -200000/220	пбв	от -2х2,5% до +2х2,5%	-"-
ТРДЦН -160000/220	рпн	от -8х1,5% до +8х1,5%	-"-
ТДЦ -125000/220	пбв	от -2х2,5% до +2х2,5%	-"-
ТРДЦН -100000/220	рпн	от -8х1,5% до +8х2,5%	-"-
ТДЦ - 80000/220	пбв	от -2х2,5% до +2х2,5%	-"-
ТРДЦН - 63000/220	рпн	от -8х1,5% до +8х1,5%	-"-
ТРДН - 40000/220	рпн	от -8х1,5% до +8х1,5%	-"-
номинальное напряжение 110 кВ			
ТДТН - 80000/110	рпн	от -9х1,78%до +9х1,78%	-"-
ТДЦТН - 80000/110	рпн	от -9х1,78%до +9х1,78%	-"-
ТДЦТНК- 80000/110	рпн	от -9х1,78%до +9х1,78%	-"-
ТДТН - 63000/110	рпн	от -9х1,78%до +9х1,78%	-"-
ТДЦТН - 63000/110	рпн	от -9х1,78%до +9х1,78%	-"-
ТДТН - 40000/110	рпн	от -9х1,78%до +9х1,78%	-"-
ТДТНЖ - 40000/110	рпн	от -8х1,50%до +8х1,5%	н/с ВН

Обозначения

ком.выкл. -коммутируемый выключателем
в н.ВН -в нейтрали обмотки высокого напряжения
н/с СН -на стороне среднего напряжения
н/с ВН -на стороне высшего напряжения

Таблица П-1.5

Параметры асинхронизированных турбогенераторов.

Наименование параметра характеристики	Един. измерения	Тип асинхронизированного генератора					
		АСТГ-200	ТАП-220	ТЗВА-110	ТЗВА-220	ТЗВА-320	АСТГ-800
1	2	3	4	5	6	7	8
Мощность	МВт	200	220	110	220	320	800
Номинальное напряжение	кВ	15,75	15,75	10,5	15,75	20,0	24,0
Коэффициент мощности: при выдаче реактивной мощности	-	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,9
при потреблении реактивной мощности	-	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,9
К.П.Д.: при выдаче реактивной мощности	%	98,5	98,6	98,0	98,2	98,3	98,8
при потреблении реактивной мощности		98,6					98,9
Максимальная потребляемая реактивная мощность: при P=Pном	МВАр	124	136	68	136	186	387
при P=0		235	258	129	259	353	889
Максимальная активная нагрузка в длительном синхронном режиме	МВт	150	180	84	174	228	710
при потребляемой реактивной мощности)	МВАр	(180)	(150)	(98)	(192)	(269)	(530)
Охлаждающие среды: обмотки статора		вода	воздух	вода	вода	вода	вода
обмотки ротора		водород	воздух	вода	вода	вода	вода
сердечник статора		водород	воздух	вода	вода	вода	вода
сердечник ротора		водород	воздух	воздух	воздух	воздух	воздух
возбудитель		ПО Электротяжмаш	ПО Электротяжмаш	АО Электросила	АО Электросила	АО Электросила	ПО Электротяжмаш (АО Электросила)

gost.e-ecolog.ru