

УДК 621.327

В. В. КУЗЬМИН, д-р техн. наук, проф.

И. Г. КИРИСОВ, ассистент кафедры «Электроэнергетика»

Украинская инженерно-педагогическая академия, г. Харьков

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА В РЕЖИМАХ СИНХРОННОГО КОМПЕНСАТОРА НА ЭНЕРГОБЛОКАХ ТЭС, ВЫВОДИМЫХ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В статье проанализирована необходимость регулирования напряжения в энергосистеме Украины, указана роль реактивной энергии на изменение напряжения. Проведен анализ существующих систем компенсации реактивной энергии, сформулировано предложение по передаче роли основной компенсирующей системы установленным на электростанциях синхронным турбогенераторам малой мощности и выработавшим срок эксплуатации, путем перевода их в режим синхронных компенсаторов.

У статті проаналізована необхідність регулювання напруги в енергосистемі України, визначена роль реактивної енергії на зміну напруги. Проведено аналіз існуючих систем компенсації реактивної енергії, сформульована пропозиція по передачі ролі основної системи, що компенсує, встановленим на електростанціях синхронним турбогенераторам малої потужності, які відробили термін експлуатації, шляхом переведу їх у режим синхронних компенсаторів.

Введение

В энергосистеме Украины сложилась критическая ситуация с поддержанием (регулированием) параметров электроэнергии в электрических сетях. Повышение уровня напряжения и изменение частоты обусловлено рядом причин: неравномерностью графиков нагрузки в течение суток и времен года, наличием слабо загруженных высоковольтных линий электропередачи, недостаточной степенью компенсации реактивной мощности в электрических сетях.

Длительное повышение напряжения сверх допустимого на трансформаторах и автотрансформаторах, шунтирующих реакторах, ограничителях перенапряжений и других видах оборудования приводит к резкому сокращению срока службы и росту аварийности этого оборудования, а также снижает надежность работы генераторов электростанций.

Регулирование напряжения (т. е. фактически реактивной мощности) в сетях Украины сейчас осуществляется: автоматическими регуляторами возбуждения синхронных генераторов (СТГ), на электростанциях; синхронными и статическими тиристорными компенсаторами на подстанциях; шунтирующими реакторами (ШР), трансформаторами с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН), батареями статических конденсаторов (ВСК), устанавливаемых, в основном, у потребителя.

Применение в качестве регулятора реактивной мощности ШР, РПН, ВСК позволяет компенсировать избыточную реактивную мощность не плавно, а ступенчато. Кроме того, такое регулирование осуществляется на практике, как правило, эпизодически из-за недостаточного коммутационного ресурса воздушных выключателей, а также низкой надежности РПН.

Основная часть

В Украине впервые актуальность рассматриваемой проблемы вышла на первый план в 70-х годах прошлого века, когда Бурштынская ТЭС начала работать на энергосистемы стран Европы через выделенные ЛЭП 330 кВ «Бурштын-Европа». Специфика нагрузочных режимов ЛЭП Европы резко изменилась при переходе большинства ее стран на работу с двумя выходными днями в неделю. Как следствие, в ЛЭП высокого напряжения резко снижалась активная нагрузка, в то время, как реактивная мощность ЛЭП (емкостного характера)

оставалась на том же уровне. При этом автоматическим регулятором возбуждения синхронный турбогенератор (ТГ) переводили (для поддержания требуемого напряжения в сети) в режим потребления реактивной мощности (работа в режиме недовозбуждения).

Синхронные турбо- и гидрогенераторы способны в определенных пределах регулировать реактивную мощность, однако эти пределы ограничены. В турбогенераторах старых серий потребление реактивной мощности ограничено (иногда исключено). Это ограничение связано с повышенным нагревом, увеличением механических усилий в торцевых зонах статоров, в частности, в крайних пакетах сердечника, а также требованиями по обеспечению условий устойчивости.

Эти требования (нормализации и регулирования уровней напряжения в электрических сетях энергосистем) не могут быть обеспечены только традиционными синхронными турбогенераторами, (СТГ), рассчитанными на номинальный режим работы с перевозбуждением (т. е. с конденсаторным характером реактивности). Практика эксплуатации показала, что серийные СТГ непригодны для работы в режимах недовозбуждения и требуют модернизации. Регулирование же параметров энергосистемы путем изменения режимов работы СТГ, установленных на АЭС, недопустимо.

Необходима либо дополнительная установка в сетях устройств регулирования реактивной энергии (статических или электромашинных), либо установка на электростанциях, кроме обычных крупных СТГ, специальных турбогенераторов, роль которых заранее будет определена, как не столько генерирующих систем электроэнергии, как машин, способных устойчиво работать в режимах глубокого потребления реактивной мощности. Т.е. необходимо было понять, какие типы машин будут достаточно мощными, чтобы оказывать реальное влияние на энергосистему и регулировать ее параметры, но при этом не снижать уровень безопасности работы энергосистемы. Во всем мире решение этой проблемы возложено на гидрогенераторы ГАЭС, которые исходно определены для работы в режиме мотор – генератор. Однако существуют и другие пути регулирования баланса реактивной мощности в энергосистеме. И, на наш взгляд, наиболее перспективным способом регулирования реактивной мощности в сети является установка на электростанциях асинхронизированных генераторов. В то же время, значительный износ электрооборудования электростанций, в частности, турбогенераторов, ставит вопрос о демонтаже и замене СТГ. Но исследования показали, что установка новых генераторов мощностью 50, 60, 100 и даже 160 кВт при современной мощности энергосистем нерентабельно.

В 1985 году впервые в мировой практике НПО «Электротяжмаш» (г. Харьков) был изготовлен и введен в эксплуатацию на блоке № 10 Бурштынской ТЭС асинхронизированный турбогенератор (АСТГ) типа АСТГ-200 мощностью 200 МВт, 3000 мин-1 для максимально возможного расширения диапазона регулирования реактивной энергии в системе, преимущественно потребления реактивной мощности. В 1990 г. на той же ТЭС был введен в эксплуатацию второй такой же СТГ.

Как известно, главное преимущество АСТГ, по сравнению с обычными СТГ, заключается в том, что они могут быть использованы не только для получения активной энергии, но для выполнения роли источника реактивной энергии с большим диапазоном регулирования. Перспективно также введение в современные энергосети асинхронизированных компенсаторов.

В настоящее время АСТГ Бурштынской ТЭС надежно работают в режимах выдачи и глубокого потребления реактивной энергии, обеспечивая оптимальные режимы работы энергосистемы, устойчивое значение напряжения. Успешные испытания и данные эксплуатации машин на этой станции послужили основой для развития нового направления исследований в крупном электромашиностроении. К сожалению, после развала СССР, эти работы были свернуты и только недавно возобновлены в России, где, на базе советских разработок, НПО «Электросила» (г. Санкт-Петербург) организовала серийное производство

асинхронизированных синхронных компенсаторов (АССК) для национальных энергосетей.

При одинаковой актуальности решения проблемы поддержки напряжения в высоковольтных ЛЭП для Украины и России (при снижении активной нагрузки напряжение в сетях доходит до 110 % от номинального значения), именно Россия первая возобновила исследования по разработке и установлению АССК в энергосистеме. Можно считать, что начало этих исследований было положено после ЧП в центре Москвы, когда на ТЭЦ, расположенной напротив Кремля, взорвался силовой трансформатор, не выдержавший перенапряжения [3].

До середины XX века в качестве компенсаторов реактивной мощности использовались синхронные явнополюсные генераторы, предназначенные, в основном, для работы в режимах перевозбуждения. Использование таких машинных компенсаторов было эквивалентно подключению к сети конденсатора большой емкости, т.к. реактанс сети в то время носил устойчивый индуктивный характер. Развитие силовой электроники привело к тому, что для стабилизации напряжения сетей стали применять статические компенсаторы. Они в ряде случаев составляют серьезную конкуренцию машинным компенсаторам, и до конца прошлого века доминировали на энергетических рынках.

В 80-х годах для создания линий сверхвысокого напряжения в СССР, в частности, на линии «Экибастуз-Центр» напряжением 1150 кВ, потребовались компенсаторы «супердроссельного» типа, способные компенсировать избытки реактивности ЛЭП емкостного характера.

Достигнутый к этому времени прогресс в создании быстроходных турбогенераторов асинхронизированного типа позволил приступить к созданию синхронных компенсаторов (СК) с продольно-поперечным возбуждением [2].

Такой СК типа КСП-320(± 320 Мвар, 20 кВ, 3000 мин-1) был разработан на НПО «Электротяжмаш» (г. Харьков) [3], но после развала СССР этот проект не был реализован вследствие консервации строительства ЛЭП 1150 кВ. В начале нового века на базе этих разработок НПО «Электросила» освоила выпуск СК такого типа с воздушным охлаждением [4].

Актуальность применения подобных решений в энергосистеме Украины основывается на приоритете использования мощностей АЭС (коэффициент использования установленной мощности ТЭС не превышает 27 %).

Общая установленная мощность электростанций Украины, сжигающих органическое топливо, составляет 36,4 млн кВт или 67% общей установленной мощности всех электростанций страны. В тоже время большая часть этих генераторов была введена в эксплуатацию в 1960–1970 годах и в настоящее время 98 из 104 энергоблоков (мощностью 150, 200 и 300 МВт) отработали свой расчетный ресурс, 66 из них выработали предельный ресурс [6]. Энергоблоки мощностью до 160 МВт включительно к тому же имеют недопустимо низкие эколого-экономические показатели, вследствие чего планируется их снятие с эксплуатации.

Очевидно, что крайне необходима замена физически изношенного оборудования. При замене необходимо учитывать прогресс в генераторостроении и внедрять оборудование с качественно новыми техническими характеристиками, например, АСТГ, которые, благодаря своим техническим возможностям, допускают многоцелевое применение. Однако сегодня это требует крупных капиталовложений, что экономически невозможно для Украины.

В сетях энергосистемы Украины, содержащих высоковольтные ЛЭП 500 и 750 кВ, сложилась критическая ситуация с поддержанием (регулированием) уровня напряжения, поскольку эти ЛЭП являются мощными источниками реактивной мощности емкостного характера. При существующей на данный момент длине сетей 330-750 кВ их суммарная зарядная мощность составляет 13 Гвар, в т. ч. на линиях 750 кВ – около 8 Гвар, на линиях 330 кВ – около 5 Гвар. При ограниченной способности установленных СГТ «отбирать» из сети эту

емкостную энергию, работая в режиме недовозбуждения, и в периоды снижения потребления активной энергии, возникает недопустимое повышение напряжения в сети, и, как следствие, снижение уровня надежности, как оборудования самих ЛЭП, так и турбогенераторов, особенно на АЭС, [5]. Для компенсации реактивной мощности в линиях 330–750 кВ, в основном, используются шунтирующие реакторы – довольно дорогие и ненадежные дроссели высокого напряжения, однако и их количественный состав недостаточен для радикального решения проблемы. Поэтому мы считаем, что необходимо:

- 1) при модернизации ТЭС шире практиковать замену обычных СТГ на АСТГ;
- 2) при выводе из эксплуатации или ремонте устаревших энергоблоков мощностью до 160 МВт переводить СТГ в синхронные компенсаторы путем проведения необходимых мероприятий, с учетом опыта отечественного электромашиностроения и данных эксплуатации зарубежных энергосистем.

За рубежом накоплен определенный опыт в этом вопросе. Например, впервые процедуру перевода СТГ в режим синхронного компенсатора провели в конце 80-х годов французские энергетики на ТЭС «Нанте-Шевирэ», где турбогенераторы мощностью 250 МВт были переделаны в синхронные компенсаторы [1].

Для этого машинный комплекс был, подвергнут незначительной модернизации, включающей:

- восстановительный ремонт самого генератора;
- дополнительное оснащение его осевым подшипником и системой пуска;
- доработку системы возбуждения, контроля, смазки и охлаждения.

Анализ этой разработки показал, что такой вариант экономически более целесообразен (как по материальным затратам, так и по качеству регулирования), чем установка новых статических компенсаторов реактивной мощности. К тому времени выработка электроэнергии на АЭС Франции превысила 75 % её общего количества, что снизило потребность в использовании мощностей ТЭС.

Выполненные на ООО «Элта-инжиниринг» (г. Харьков), совместно с ВНИИЭ (г. Москва), расчеты подтверждают высокую технико-экономическую эффективность преобразования СТГ в синхронные компенсаторы.

Так, по данным ВНИИЭ, капитальные затраты на создание нового компенсационного узла обходится примерно в 60–90 \$/квар. Переделка же выведенного из эксплуатации СТГ в СК в максимально востребованном объеме (для обеспечения глубокого потребления реактивной мощности) требует не более 10 \$/квар, т. к. в работе останется основной электротехнический комплекс энергоблока, включая силовые трансформаторы и оборудование ОРУ.

Выводы

Решение проблемы компенсации реактивной мощности в энергосистеме Украины описанным путем требует принятия ряда решений на правительственном уровне, в частности:

- 1) введение запрета на демонтаж основного и вспомогательного генераторного оборудования, устаревших энергоблоков мощностью до 160 МВт включительно, с целью его использования в качестве синхронных компенсаторов;
- 2) определение механизма стимулирования электрических станций за поддержание уровня напряжения и регулирования реактивной энергии в энергосистеме;
- 3) проведение комплексного, научно - обоснованного рассмотрения вопросов компенсации реактивной энергии в действующих энергосистемах с привлечением специалистов ведущих организаций Украины и опыта зарубежных энергетических организаций.

Список литературы

1. J. M. Guillard, M. Robin, J. Verseille Using nantes-chevire 250 MW turbogenerators as synchronous condensers //CIGRE. – 1994.
2. Шакарян Ю. Г., Мамиконянц Л. Г. и др. Пути создания мощных синхронных

компенсаторов продольно-поперечного возбуждения // Электричество . – 1984. – № 10.

3. Кузьмин В.В. Шпатенко Т.В. Опыт создания и эксплуатации асинхронизированных турбогенераторов производства НПО «Электротяжмаш»// Электротехника . – 2010. – № 2.

4. Антонюк О. В., Кади-Оглы И. А., Пинчук Н. Д., Сидельников А. В. Проектируемые и выпускаемые в ОАО «Силовые машины» асинхронизированных турбогенераторов // Электротехника . – 2010. – № 2.

5. Чевычелов В. А. К проблеме регулирования реактивной мощности в сетях Украины //Гидроэнергетика Украины. – 2005. – № 1.

6. Воробьев И. Е., Тодорович Е. Г. Реабилитация ТЭС и ТЭЦ: пути, эффективность. Пособие для теплоэнергетиков //Сер. Энергетика: реабилитация, развитие. – Киев: энергетика и электрификация, 2000. – Вып.1. – 256 с., ил.

PROSPECTS OF USE OF THE TURBOGENERATOR MODES OF THE SYNCHRONOUS COMPENSATOR ON POWER UNITS TES DEDUCED FROM OPERATION

V.V. KUZMIN, Dr.Tech.Scie.,Pf.,
I.G.KIRISOV, assistant

In this work a situation is analysed in the electric networks of Ukraine related to adjusting of tension. The modes of generation and consumption of reactive-power synchronous generators are considered . As one of ways of decision of problem of consumption of surplus reactive-power, it is suggested to use the synchronous generators of energy-blocks of TES power to 160 MVt inclusive, guided out of exploitation, as synchronous sceaies.

Поступила в редакцию 04.11 2011 г.