

П.І. МАТВЄЄНКО, В.В. ШЕВЧЕНКО, канд.техн.наук, доцент

Необхідність і особливості роботи турбогенератора в режимі синхронного компенсатора

Компенсація реактивної потужності на великих промислових підприємствах приводить до розвантаження підключених мереж живлення від значних перетікань реактивної потужності, що суттєво знижує втрати напруги й поліпшує якість електроенергії в розподільних мережах. Існують різні засоби керування балансом реактивної потужності в електромережах. Проблема компенсації реактивної енергії (РЕ) завжди займала важливе місце в загальному комплексі питань підвищення ефективності передачі, розподілу і споживання електричної енергії. Раціональна компенсація РЕ передбачає економію грошових і матеріальних ресурсів, призводить до зниження втрат активної потужності із-за перетікань РЕ, забезпечує належну якість електроенергії, що споживається, за рахунок регулювання і стабілізації рівня напруги в електромережах.

Слідством роботи з підвищеними напругами є прискорений знос і підвищена аварійність електрообладнання. Для вирішення цієї проблеми вживаються спеціальні заходи, які нерідко приводять до погіршення показників стійкості і економічності роботи енергосистем. Зокрема, для нормалізації рівнів напруги, персонал електростанцій, що працюють на шини 110÷500 кВ, вимушений переводити турбогенератор (ТГ) в режими споживання РЕ, що дозволяє декілька понизити рівні напруги. Це з часом приводить до прискореного зносу ТГ, а, у ряді випадків, і до аварійних відключень із-за руйнування торцевих зон статорів, оскільки ТГ не розраховані на ці режими. Також не менш важливими і все більш актуальними є проблеми підвищення стійкості і надійності роботи електроенергетичних систем в цілому з урахуванням тенденції до збільшення перетікань потужності по існуючих лініях електропередач і забезпечення транспорту електроенергії на значні відстані.

СК може працювати в режимі поліпшення $\cos\varphi$ або в режимі стабілізації напруги. Звичайно електрична мережа, що живить електроенергією промислові підприємства, навантажена струмом I_n , що відстає по фазі від напруги мережі U_c . Для поліпшення $\cos\varphi$ мережі СК повинен працювати в режимі перезбудження. При цьому струм збудження регулюється так, щоб струм якоря I_a СК випереджав на 90° напругу мережі U_c і був приблизно рівний реактивній складовій I_{Nreact} струму навантаження I_N . В результаті мережа завантажується тільки активним струмом навантаження $I_c = I_{Nact}$. При роботі в режимі стабілізації напруги струм збудження СК встановлюється постійним, такого значення, щоб ЕРС компенсатора E_0 дорівнювала номінальній напрузі мережі $U_{c.N}$. У мережі при цьому є деякий струм I_n , що визначає падіння напруги

$$\Delta U \approx I_N R_c \cos\varphi + I_N X_c \sin\varphi, \text{ В}$$

де R_c і X_c – активні і індуктивні опори мережі;

φ – кут здвигу фаз між векторами напруги і струму мережі.

Якщо напруга мережі в точці підключення СК дещо знижується із-за зростання струму навантаження I_N і стає меншим за його номінальне значення, то СК починає забирати з мережі реактивний випереджаючий струм I_a . Це зменшує падіння напруги в ній на величину $\Delta U_k = I_a X_c$. При підвищенні напруги в мережі, коли $U_c > U_{cN}$, СК завантажує мережу реактивним відстаючим струмом I_a , що приводить до збільшення падіння напруги на величину $\Delta U_k = I_a X_c$.

Останнім часом для усунення перегріву лопаток застосовують схеми вентиляції турбін невеликою кількістю пари, що дозволяє використовувати потужні ТГ, як СК, без від'єднання від турбіни. Регулюючи збудження, можна примусити СК працювати з перезбудженням, тобто віддавати реактивну потужність в мережу, або з недозбудженням, тобто споживати реактивну потужність з мережі. У тому і другому випадках СК споживає з мережі активну потужність, яка витрачається на покриття втрат, як в самому СК, так і на обертання турбіни. Тому для зниження втрат необхідно від'єднувати турбіну від валу ТГ або зменшувати опір її обертанню. Від'єднати парову турбіну від валу ТГ можна і це проводиться, коли генератор повинен працювати в режимі СК тривало. Як правило, пуск від'єданого від турбіни СГ проводиться частотним засобом.

Реабілітація зношеного електрообладнання не завжди рентабельна. У ряді випадків для підтримки необхідного рівня напруги в системі доцільно завжди ТГ використовувати, як СК. Для ТГ потужністю до 200 МВт, які потребують капітального ремонту, перспективно розглядати зміну режиму експлуатації. Необхідність інтенсивного регулювання реактивної потужності в енергосистемах робить актуальною пропозицію по переводу встановлених ТГ в режим СК. За кордоном є певний досвід в цьому питанні. Наприклад, вперше процедуру переводу ТГ в режим СК провели в кінці 80-х років французькі енергетики на ТЕС «Нанте-Шевіре».

Рішення проблеми компенсації реактивної потужності в енергосистемі України вимагає ухвалення рішень на урядовому рівні: введення заборони на демонтаж генераторного устаткування старих енергоблоків потужністю до 200 МВт включно і використання його як СК. Треба визначити механізм стимулювання електричних станцій за підтримку рівня напруги і регулювання реактивної енергії в енергосистемі, проводити комплексний, науково - обґрунтований розгляд питань компенсації реактивної енергії в діючих енергосистемах із залученням фахівців провідних організацій України і досвіду зарубіжних енергетичних організацій.

Список літератури:

1. Шевченко В.В. Оценка технической и экологической перспективы развития энергетики Украины // Якість технологій та освіти. Збір. наук. праць. - Вип. 2. – 2011. - Харків. - С. 19-25.
2. Шевченко В.В., Матвеенко П.И. О целесообразности перевода турбогенераторов в режим синхронных компенсаторов // Вісник НТУ «ХПИ» №51 - 2013 - С. 76-81.
3. Шевченко В.В., Матвеенко П.И. Способы регулирования реактивной мощности в энергосистемах // Збірник 5-ї міжвузівської НТК викладачів, молодих вчених та студентів «Енерго- та ресурсозберігаючі технології при експлуатації машин та устаткування», 11-12 грудня 2013 р., Донецький інститут залізничного транспорту. – Донецьк. – С. 53-54.