

№ 4. ВІДДІЛ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

УДК 311:621.316

ПРОБЛЕМА ІНТЕГРАЦІЇ ГНУЧКИХ ПЕРЕДАЧ ЗМІННОГО СТРУМУ В ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ. АНАЛІЗ ТА КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ

Б.С. Стогній¹, акад. НАН України, **В.В. Павловський²**, докт. техн. наук, **М.Ф. Сопель³**, канд. техн. наук

1–3 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Розглянуто проблему інтеграції гнучких передач змінного струму в електричні системи. Наведено основні результати досліджень відділу автоматизації електричних систем Інституту електродинаміки НАН України за напрямком: керування режимами енергосистем з гнучкими передачами змінним струмом. Бібл. 8, рис. 6.

Ключові слова: електричні системи, управління режимами, гнучкі передачі змінного струму, стійкість.

За останні 10–15 років світова і особливо вітчизняна електроенергетика значно змінилась. У світовій електроенергетиці крім постійного процесу інтенсивного технологічного розвитку, який призвів до створення концепції Smart Grid [4], суттєвим процесом стало утворення крупних енергооб'єднань шляхом об'єднання регіональних енергосистем, інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), частка яких у структурі генерації постійно зростає. Однак, з іншого боку, це збільшило напруженість міжсистемних зв'язків, ускладнило процеси координації керування режимами енергооб'єднань та стало призводити до виникнення крупних системних аварій.

Принциповими змінами в енергетиці України є запровадження структурних реформ. Відмова від вертикально-інтегрованих компаній, дерегуляція та застосування ринкових механізмів змінили характер та структуру керування в електроенергетиці. На жаль, це призвело до певних протиріч між новими економічними відносинами та вимогами забезпечення надійності роботи Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Крім того, суттєвою проблемою, що постала останнім часом перед енергетикою нашої країни, є приведення ОЕС України до рівня світових вимог для забезпечення можливості її об'єднання на паралельну роботу з енергетичним об'єднанням європейських країн (ENTSO-E).

Вирішення зазначених проблем перебуває на шляху підвищення рівня автоматизації, інформатизації та обґрунтованості застосування нових засобів діагностування обладнання [5] та режимів його експлуатації з урахуванням реальних умов, що створились в електроенергетиці країни. Закордонний досвід у цьому аспекті показав особливе значення гнучких передач змінним струмом (ГПЗС), перш за все з використанням статичних тиристорних компенсаторів (СТК) та тиристорних установок поздовжньої компенсації (ТУПК), які використовують найсучасніші технології силової електроніки та надають властивостей гнучкості електричним системам.

Системи ГПЗС спрямовані на швидке, економічне ефективне та технічно досконале вирішення проблеми «вузьких місць» в енергосистемах шляхом підвищення стійкості режимів, стабілізації рівнів напруги в опорних вузлах, збільшення пропускної спроможності мереж. Враховуючи те, що системи ГПЗС є динамічними системами великої потужності з достатньо складним алгоритмом керування, мають значний вплив на усталені та перехідні режими, їх ефективне використання потребує методологічного поєднання та подальшого розвитку існуючих методів моделювання, аналізу та управління режимами електричних систем. Таким чином, інтеграція ГПЗС в електричні системи є важливою науково-технічною про-

блемою для вітчизняної електроенергетики. Наукова складова цієї проблеми відповідає одному з основних наукових напрямків Інституту електродинаміки НАН України, а саме – аналіз, оптимізація й автоматизація режимів електроенергетичних систем та їх елементів.

Для вирішення проблеми необхідно було розвинути теорію моделювання та управління електричними системами, теорію стійкості режимів роботи енергосистем. У відділі автоматизації електричних систем Інституту електродинаміки НАН України протягом останніх 10...15 років створено підґрунтя, одержано наукові результати з методів, засобів та систем інформатизації та автоматизації управління в електроенергетиці, що дозволило підійти до розв’язання проблеми інтеграції ГПЗС в електричні системи.

Одним із найголовніших аспектів інтеграції ГПЗС, який дає змогу обґрунтувати їх застосування, є ідентифікація та класифікація “вузьких місць” в енергосистемах. “Вузькі місця” в енергосистемах – це “проблемні” енергорайони та перетини, в яких існують режимні обмеження щодо передачі потужності, труднощі у “веденні” режимів та підтримці необхідних запасів по стійкості. На базі проведеного аналізу проблеми стійкості енергосистем за напругою визначені основні найбільш сучасні методи її дослідження. Показано, що методи QV-, PV-кривих та VQ-чутливості дозволяють виявити “слабкі” шини в складних енергосистемах та визначити величину критичної напруги [1]. Набув подальшого розвитку “принцип надійності N-1”, поширений на задачу ідентифікації “вузьких місць” за напругою в енергосистемах. Запропоновано класифікацію, розроблено і апробовано алгоритм ідентифікації “вузьких місць” [3]. Одержані теоретичні результати дозволили шляхом математичного моделювання режимів роботи ідентифікувати “вузькі місця” за напругою в ОЕС України для існуючої та перспективної схеми 2015 року [7]. Для усунення “вузьких місць” та нормалізації рівнів напруги в ОЕС України з урахуванням досвіду енергосистем ENTSO-E розроблено конкретні заходи, які включають встановлення систем ГПЗС, зокрема СТК, у визначених місцях Кримської, Центральної та Західної енергосистем.

Для вирішення задачі вибору типу, потужності та місць встановлення пристроїв ГПЗС, по-перше, було запропоновано технічний критерій оцінки ефективності їх застосування. Це – збільшення пропускної здатності перетину (ΔP_{zp}) на одиницю потужності пристрою ГПЗС ($Q_{ГПЗС}$):

$$K_{P_{ГПЗС}+Q} = \frac{\Delta P_{zp}}{Q_{ГПЗС}}.$$

По-друге, визначено п’ять основних індексів чутливості, що ранжують системи шин (СШ) та ЛЕП за привабливістю щодо встановлення СТК та ТУПК:

$$V_Q = \frac{\partial V}{\partial Q}; V_{V_0} = \frac{V}{V_0}; P_{P_Q} = \frac{\partial P_{zp}}{\partial Q}; Q_P = \frac{\partial \Delta Q}{\partial P}; P_{P_X} = \frac{\partial P_{zp}}{\partial X},$$

де V – напруга на СШ підстанції (ПС); Q – реактивна потужність, приєднана до СШ; V_0 – напруги на СШ у режимі відсутності навантаження; X – реактивний опір ЛЕП; ΔQ – втрати реактивної потужності в ЛЕП; P – перетік активної потужності за перетином.

Для врахування особливостей ОЕС України, зокрема тривалого часу існування неоптимальної схеми основної мережі внаслідок частих ремонтів зношеного обладнання, розроблено новий метод вибору оптимального типу, потужності та місць встановлення пристроїв ГПЗС в електричних системах [2]. Розроблений метод ремонтно-аварійних схем відрізняється від існуючих тим, що враховує, по-перше, різні схеми мережі та, по-друге, протиаварійну автоматику (ПА) та дозволяє суттєво (майже вдвічі) збільшити ефективність СТК згідно з введеним технічним критерієм. Метод реалізований в алгоритмі вибору систем ГПЗС та використовується в НЕК “Укренерго” у складі методології підвищення ефективності використання існуючих зв’язків проблемних перетинів ОЕС України [7]. Таким чином, було удосконалено методологію інтеграції ГПЗС з включенням до неї:

- теоретичних методів, які ґрунтуються на індексах чутливості та наукових положеннях теорії чутливості;

- евристичного підходу, що базується на експертних знаннях режимів конкретного перетину та включає оптимізацію усталених режимів;
- методу повного перебору варіантів, що ефективний при звуженні кількості варіантів компенсації;
- розробленого методу ремонтних та ремонтно-аварійних схем електричних систем.

Узагальнюючи методологічні результати, пропонуємо алгоритм вибору систем ГПЗС (рис. 1).

Практичне значення результату обумовлено тим, що використання розробленого алгоритму забезпечило для дефіцитних енергосистем ОЕС України технічну ефективність СТК на рівні 0,5...0,6 МВт/Мвар, у той час як ефективність більшості відомих впроваджень СТК у світі складає лише 0,2...0,3 МВт/Мвар.

У рамках досліджень проблеми вимушено обмеженої пропускної здатності перетинів у роботі проведено порівняльний аналіз двох найбільш поширених підходів до зняття режимних обмежень, а саме: застосування СТК та впровадження компактних ЛЕП (ЛЕП підвищеної натуральної потужності з керованими шунтувальними реакторами (КШР)). Для проведення порівняльного аналізу введено співвідношення натуральної потужності ($P_{нат}$) до ідеальної межі потужності ЛЕП ($P_{гр}$) та доведено, що це співвідношення залежить лише від довжини ($l_{ЛЕП}$) ЛЕП:

$$\frac{P_{нат}}{P_{гр}} = \sin\left(\frac{l_{ЛЕП} \cdot (M)}{6 \cdot 10^6 (M)} \cdot 2\pi\right).$$

На основі цієї залежності визначено зони ефективності СТК та компактних ЛЕП (рис. 2).

До зони недовикористання пропускної здатності “потрапляють” ЛЕП з ідеальною межею потужності, що значно більше, ніж їх натуральна потужність. Останнє характерне саме для коротких ЛЕП. Якщо така ЛЕП у режимі максимуму навантажень енергосистеми “несе” потужність, більшу, ніж натуральна, але значно меншу, ніж гранична, то такий режим не є економічним через значні втрати реактивної потужності, а пропускна здатність вимушено обмежена за умов статичної стійкості за напругою. Встановлення СТК дає змогу покращити режим роботи та підвищити ефективність використання пропускної здатності таких ЛЕП. Враховуючи зазначене, було сформульовано положення, відповідно до якого для збільшення пропускної здатності “коротких” ЛЕП (до 300 км), “перевантажених” за натуральною потужністю, застосування СТК є більш ефективним засобом, ніж конструктивні заходи по збільшенню її натуральної потужності шляхом реконструкції та застосування КШР. Це дозволило обґрунтувати рекомендації щодо вибору ГПЗС.

На базі проведених у роботі комплексних досліджень стійкості режимів енергосистем з ГПЗС одержані нові висновки щодо впливу систем ГПЗС, зокрема, показано стан з критичною напругою в граничних режимах дефіцитних енергосистем з потужними СТК та запро-

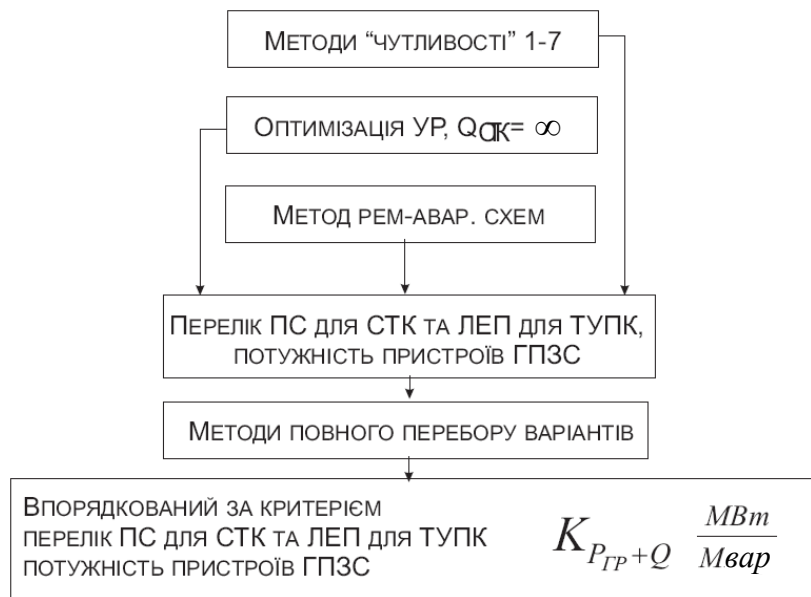


Рис. 1

поновано використання активного резерву з реактивної потужності як критерію наближення до межі втрати стійкості за напругою.

Розглянемо питання критичної напруги. Моделювання впливу систем ГПЗС на граничні режими за статичною аперіодичною стійкістю показало, що порушення стійкості відбувається або “за кутом”, або “за напругою”. Останнє притаманне саме дефіцитним енергосистемам. Поєднання характеристики генерування реактивної потужності СТК з залежностями напруги від перетоку активної потужності (у формі PV - кривих) дозволило виявити [рис. 3 – поєднання характеристики генерування реактивної потужності СТК (1) з PV кривими за наявності (2) та відсутності СТК (3)], що у перетинах дефіцитних енергосистем одночасно зі збільшенням граничного перетоку з $P_{гр}^{ГКД}$

до $P_{гр}^{СТТ}$ завдяки СТК також збільшується критична напруга $U_{кр}$ до 80...95 % від номінальної, що значно перевищує нормативне значення у 70 %, яке зараз використовується на практиці. Це пояснюється характеристикою СТК та його поведінкою у разі досягнення ним межі регулювання реактивної потужності $Q_{СТК\ MAXC}$. Моделювання впливу СТК, а саме отримані залежності напруги від перетоку за перетинами ОЕС України – Крим та ОЕС України – Одеса, Молдова, підтверджують достовірність зробленого висновку щодо підвищення критичної напруги у разі встановлення СТК.

Таким чином, виявлено новий ефект збільшення рівня критичної напруги на шинах дефіцитної частини енергосистеми, який виникає одночасно зі збільшенням пропускної здатності перетину при застосуванні СТК. Важливість виявленого ефекту збільшення критичної напруги полягає у наступному. Внаслідок похибок розрахунку та ймовірного характеру граничного перетоку $P_{гр}^{ГКД}$ надійність режимів

забезпечується роботою з перетоками не більше максимально допустимих $P_{м.д.}^{ГКД}$ з нормативними запасами зі стійкості за активною потужністю k_p та за напругою k_U , що відповідає існуючим критеріям допустимості режимів. У разі встановлення СТК, існуючий критерій допустимості режиму за нормативним (16 %) запасом зі стійкості за напругою втрачає сенс через збільшення $U_{кр}$. Тому необхідно знайти новий критерій.

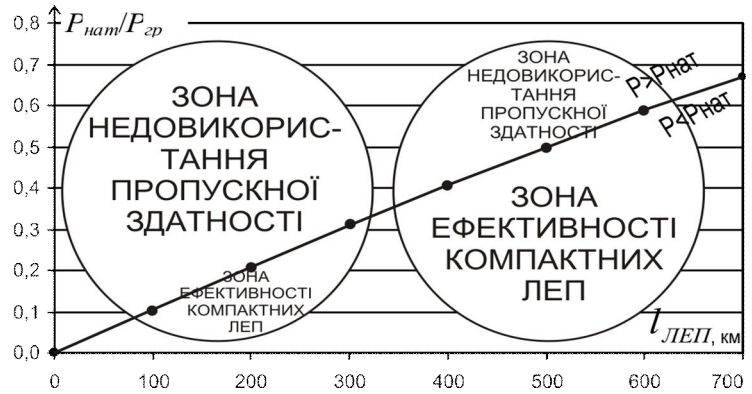


Рис. 2

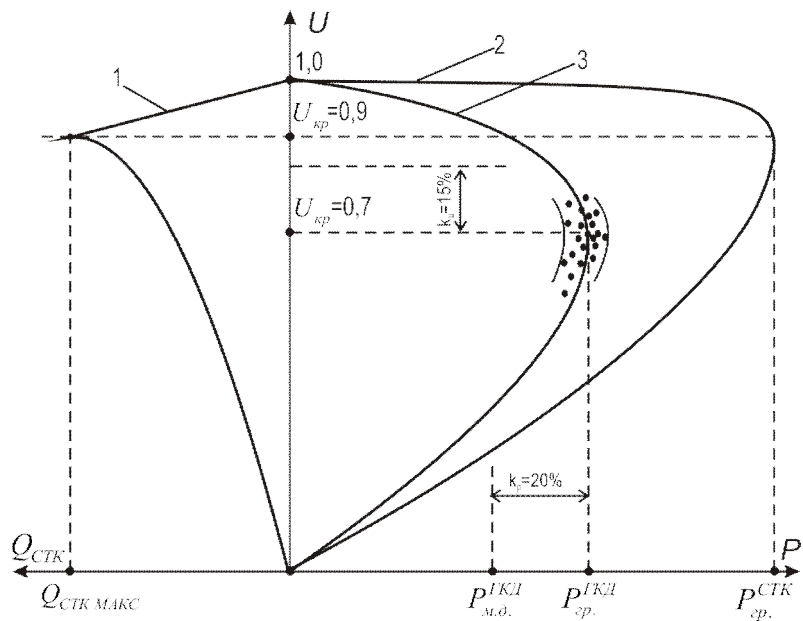


Рис. 3

забезпечується роботою з перетоками не більше максимально допустимих $P_{м.д.}^{ГКД}$ з нормативними запасами зі стійкості за активною потужністю k_p та за напругою k_U , що відповідає існуючим критеріям допустимості режимів. У разі встановлення СТК, існуючий критерій допустимості режиму за нормативним (16 %) запасом зі стійкості за напругою втрачає сенс через збільшення $U_{кр}$. Тому необхідно знайти новий критерій.

В якості такого критерію наближення до межі втрати стійкості за напругою можливо використати значення активного резерву з реактивної потужності. У перетинах дефіцитних енергосистем з СТК настання граничного режиму при відносно високих значеннях критичної напруги обумовлюється досягненням СТК у процесі регулювання власної межі реактивної потужності. Зазначимо, що в дефіцитних енергосистемах у об'єднаних режимах інші резерви з реактивної потужності, зокрема на генераторах електростанцій, вичерпані. Тоді, на перший погляд, виникає ідея використання поточного резерву з реактивної потужності на СТК як критерію оцінки відстані до точки втрати стійкості. Однак результати чисельних розрахункових досліджень показали, що для окремих енергосистем з розподіленою по мережі генерацією стійкість за напругою може бути втрачена навіть за наявності резервів реактивної потужності на генераторах та СТК. Такі резерви – це “замкнена” реактивна потужність, тобто реактивна потужність, яка не може бути використана для підтримки напруги. Для врахування “замкненої” реактивної потужності було введено та формалізовано поняття активного резерву з реактивної потужності.

Активний резерв з реактивної потужності визначається як різниця між мінімальним значенням реактивної потужності в точці втрати стійкості ($Q_{Г,j(N-1)}^*$) для випадків вимкнення одного з елементів у зоні регулювання згідно з відомим принципом надійності ($N-1$) та поточним значенням реактивної потужності генератора (Q_G):

$R_{Г,Q}^*(N-1) = \min_{j=1;N-1} [Q_{Г,j(N-1)}^*] - Q_G$, у той час як звичайний резерв реактивної потужності

$R_{Г,Q}(P_G) = Q_G^{\max}(P_G) - Q_G$, де $Q_G^{\max}(P_G)$ – максимальна реактивна потужність генератора згідно з його характеристикою потужності; P_G – активна потужність генератора (рис. 4 – звичайний та реактивний резерви з реактивної потужності).

Тоді критерій наявності “замкненої” реактивної потужності $R_{Г,Q}(P_G) \geq R_{Г,Q}^*(N-1)$ та критерій наближення до граничного режиму набувають виду $R_{Г,Q}^*(N-1) = 0$.

Отже, запропоновано використання активного резерву з реактивної потужності $R_{Г,Q}^*(N-1)$ в якості критерію граничного режиму, який відрізняється від існуючих тим, що враховує наявність мережевих обмежень з видачі реактивної потужності, тобто “замкнену” потужність на електростанціях та СТК і, таким чином, дозволяє оцінити наближення поточного режиму до точки втрати стійкості за напругою у разі вимкнення найбільш критичного елемента перетину в зоні регулювання.

Важливою особливістю проблеми інтеграції систем ГПЗС в ОЕС України є необхідність дослідження “сумісної роботи” пристроїв ГПЗС з розповсюдженою у вітчизняних енергосистемах протиаварійною автоматикою (ПА). Показано, що замість ПА з керуючою дією на вимкнення навантажень (наприклад, ПА типу АЗПС) пропускна здатність перетину може бути збільшена шляхом застосування СТК, який дозволяє збільшити граничний перетік за перетином. Але через те, що пропускна здатність, за принципом N-1 обмежується мінімальним з аварійно-допустимих перетоків при втраті найбільш впливового елемента перетину,

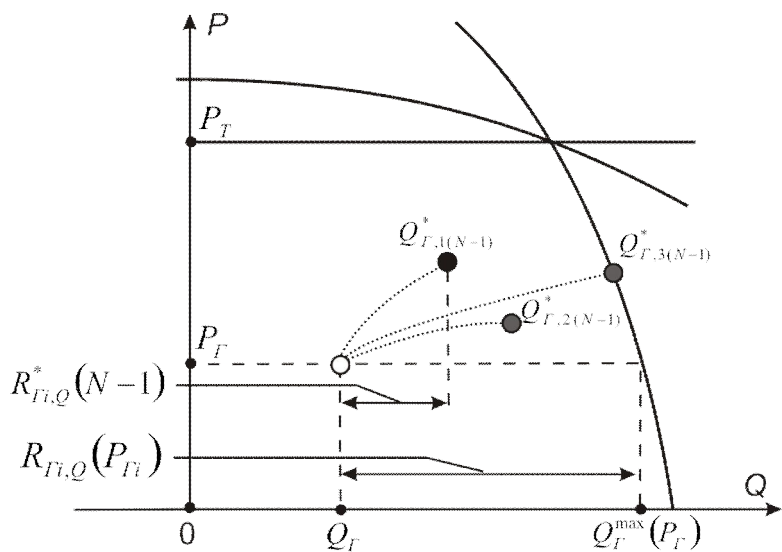


Рис. 4

було сформовано критерій обмеження максимальної потужності СТК. Максимальна потужність СТК має бути не більшою такої величини, щоб аварійно-допустимий перетік у разі вимкнення СТК був найменшим серед всіх аварійно-допустимих перетоків, пов'язаних з вимкненням одного будь-якого елемента перетину. За результатами досліджень встановлено, що в перетинах з СТК та ПА максимально можливе збільшення пропускної здатності шляхом застосування СТК визначається не тільки потужністю СТК, але й потужністю споживачів, "заведених під ПА".

Враховуючи те, що інтеграція систем ГПЗС повинна починатися на етапі довгострокового планування режимів, було сформульовано основні науково-технічні принципи перспективного розвитку енергосистем на базі ГПЗС, основною ідеєю яких є підвищення ступеня гнучкості та керованості перспективної схеми ОЕС України. Принципи покладено в основу розробленої методики інтеграції ГПЗС, що дозволило сформулювати та обґрунтувати конкретні рекомендації з застосування ГПЗС та визначити необхідність у цих засобах при перспективному розвитку ОЕС України.

Зокрема, для збільшення на 200 МВт пропускної здатності перетину ОЕС України – Крим та нормалізації рівнів напруги в мережі півострова, особливо в режимах мінімуму навантажень, необхідно встановити СТК потужністю -150/+350 Мвар (150 Мвар – споживання

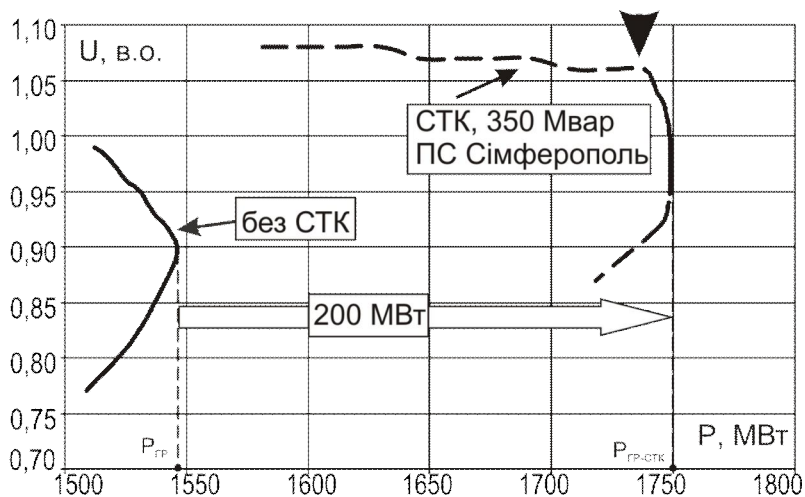


Рис. 5

реактивної потужності та 350 Мвар – генерація) на ПС 330 кВ "Сімферопольська" (рис. 5). Останнє також дасть змогу зменшити втрати електроенергії та дещо стабілізувати перспективні перехідні режими у разі приєднання значних обсягів розподіленої генерації від ВДЕ в Криму. Вартість реалізації проекту близько 130 млн. гривень.

Надано рекомендації щодо впровадження шести СТК в енергосистемах ОЕС України (рис. 6). Потреба в засобах ГПЗС в ОЕС України

враховує перспективне будівництво до 2015 року. Впровадження СТК у визначених місцях дозволить вирішити проблему гнучкості управління режимами за рахунок зняття мережових обмежень, усунення вузьких місць та збільшення пропускної здатності перетинів. Згідно з наданими рекомендаціями розпочато реалізацію проекту з інтеграції першого системного СТК у Кримській енергосистемі.

Доцільність подальших досліджень за напрямком проблеми інтеграції систем ГПЗС в ОЕС України обумовлюється планами України щодо впровадження значної кількості генерації від ВДЕ в умовах нарощування неманевреної потужності на блоках АЕС та проектів будівництва нерегульованих (з точки зору реактивної потужності) ЛЕП-750 кВ. Особливої актуальності у таких умовах набудуть проблеми дослідження перехідних режимів роботи енергосистем, питання забезпечення динамічної та коливальної стійкості. Вітчизняна система моніторингу перехідних процесів [6], розроблена у відділі автоматизації електричних систем Інституту електродинаміки НАН України, впроваджується в ОЕС України та створює необхідне інформаційне підґрунтя для побудови та верифікації моделі динамічних режимів ОЕС України, яка в свою чергу необхідна для проведення зазначених досліджень.

Таким чином, у відділі автоматизації електричних систем Інституту електродинаміки НАН України розв'язана важлива для електроенергетики науково-прикладна проблема інте-

градії систем ГПЗС в електричні системи на базі розвитку теорії стійкості та моделювання режимів, вдосконалення моделей протиаварійного управління, які враховують особливості ОЕС України, що дозволило сформулювати рекомендації з застосування ГПЗС, спрямовані на збільшення пропускної здатності перетинів та підвищення економічності передачі електроенергії.

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зорін Є.В. Аналіз стійкості енергетичних систем за напругою // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 3. – С. 59–66.
2. Павловський В.В., Левконюк А.В. Вибір оптимального типу, місця і потужності пристроїв адаптивної компенсації // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України. – 2008. – Вип. 21. – С. 23–28.
3. Стелюк А.О., Зайченко В.Б., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Макогончук В.С. Ідентифікація та класифікація «критичних місць за напругою» в енергосистемах на базі моделювання режимів за принципом «N-1» // Енергетика і електрифікація. – 2010. – № 6. – С. 10–13.
4. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.
5. Стогній Б.С., Пилипенко Ю.В., Сопель М.Ф., Тутик В.Л. Аппаратно-программный комплекс непрерывного диагностирования основной изоляции трансформаторов тока и высоковольтных вводов силовых трансформаторов // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр.– К.: ІЕД НАН України. – 2010. – Вип. 26. – С. 38–45.
6. Стогній Б.С., Сопель М.Ф. та ін. Створення технічних засобів системи моніторингу перехідних режимів енергосистем та їх метрологічне забезпечення // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України. – 2007. – №1(16), Ч.1. – С. 16–22.
7. Уцяповський К.В., Зайченко В.Б., Павловський В.В., Левконюк А.В., Макогончук В.С. Основні положення методології оптимального вибору систем FACTS при перспективному розвитку ОЕС України // Новини енергетики. – 2009. – № 4. – С. 30–36.
8. Уцяповський К.В., Зайченко В.Б., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Теличко Р.К., Стелюк А.О. «Вузькі місця» за напругою та планування резервів з реактивної потужності в ОЕС України // Новини енергетики. – 2010. – № 6. – С. 38–45.

УДК 311:621.316

Б.С. Стогній¹, акад. НАН України, **В.В. Павловський²**, докт. техн. наук, **М.Ф. Сопель³**, канд. техн. наук
1–3 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Проблема интеграции гибких передач переменного тока в электрические системы. Анализ и управление режимами
Рассмотрена проблема интеграции гибких передач переменным током в электрические системы. Приведены основные результаты исследований отдела автоматизации электрических систем Института электродинамики НАН Украины по направлению: управление режимами энергосистем с гибкими передачами переменным током. Библ. 8, рис. 6.

Ключевые слова: электрические системы, управление режимами.

B.S. Stognii¹, V.V. Pavlovskiy², M.F. Sopol³

1–3 – Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,
Peremogy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

Facts integration issue. power systems states analysis and control

FACTS integration issue has been analysed. The main results of the research of the power system automation department of the Institute of electrodynamics in the area of power systems control with FACTS have been presented. References 8, figures 6.

Key words: power systems, operation and control, facts, stability.

Надійшла 05.03.2011

Received 05.03.2011