

УДК 621.311:681.5

О.І. СКРИПНИК¹ (д-р техн. наук), В.С. КОНОВАЛ² (канд. техн. наук, доц.)¹ ТЗОВ «ЕЛЕКС»² Національний університет «Львівська політехніка»soi@eleks.com volodymyr.konoval@eleks.com

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ВІТРОГЕНЕРАТОРА ТИПУ DFIG ДЛЯ АНАЛІЗУ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

Розглянуто аспекти моделювання вітрогенератора типу DFIG для аналізу усталених режимів та стійкості електричних систем. Наведено особливості цифрової реалізації модуля вітрогенератора в комплексі ДАКАР та результати тестових розрахунків стійкості вітрової станції, приєднаної до електричної системи під час аварійних збурень.

Ключові слова: *стійкість енергетичних систем, асинхронний генератор з подвійним живленням, вітрова станція, математична модель.*

Постановка проблеми. В останні роки проглядається тенденція до проникнення потужних вітро- та сонячних електростанцій в енергосистему України. Це ускладнює і процеси керування режимами роботи енергосистеми, і забезпечення стійкості як традиційних централізованих електростанцій, так і об'єктів розподіленого генерування. І якщо моделі, методи та підходи до аналізу стійкості синхронних генераторів відомі й давно застосовуються на практиці інженерами-електротехніками, то питання моделювання як самих нетрадиційних джерел енергії, так і їх впливу на існуючі об'єкти енергосистеми є дуже актуальними. Особливо, враховуючи наявність різних технологій генерування електроенергії цими об'єктами розподіленого генерування.

Аналіз попередніх досліджень та публікацій. За останнє десятиріччя багато уваги стали приділяти дослідженню різних аспектів функціонування як самих вітрових електростанцій, так і впливу їх на роботу електричних мереж та електроенергетичних систем. Особливо це стосується авторів з тих країн, де використання нетрадиційних джерел енергії найбільше. Це такі країни як Данія, Німеччина, Швеція, Іспанія, Китай, США та інші. Для своїх досліджень автори публікацій використовували, як правило, комплекси програм MathLAB Simulink [1], PSS E та Windtrap (Siemens-PTI) [2], PSLF (General Electric) [3], Power Factory (DIgSILENT) [4], EUROSTAG (Tractebel Engineering GDF SUEZ & RTE) [5]. Було проведено багато досліджень зі співставлення результатів моделювання на цих комплексах [6-13] та зроблено рекомендації до вибору математичних моделей і сфери їх застосування [14, 15].

В Україні також багато науковців та інженерів-електротехніків займаються питанням моделювання та дослідження режимів роботи ЕЕС з об'єктами відновлюваних джерел енергії [16, 17].

Постановка задачі. На даний час в енергосистемах, енергопостачальних компаніях, проектних організаціях України та Росії широко використовується програмний комплекс ДАКАР [18, 19] для аналізу стійкості режимів роботи енергосистем. Перед колективом розробників постала задача розробки математичних моделей та реалізації відповідних цифрових моделей нетрадиційних джерел енергії, що розширить функціональність комплексу й поставить його на рівні кращих світових аналогів.

Вітрогенератор та системи керування ним становлять дуже складну електромеханічну систему. Незважаючи на те, що можна детально відобразити всі функції, зазвичай це не є необхідним, оскільки багато серед них не мають відношення до предметної області. Нас будуть цікавити два основні види розрахунків, що здійснюються інженерами з експлуатації енергосистеми: розрахунок усталених режимів та розрахунок динамічної стійкості.

Метою розрахунку усталеного режиму є визначення перетоку потужностей на лініях передачі та трансформаторах, а також напруг на шинах системи. З позиції вітрової станції, ці дослідження в першу чергу покликані визначити чи згенерована потужність може бути успішно передана споживачу без перевантаження обладнання чи проблем з напругою [20]. Також дуже важливим є моделювання можливості (чи відсутності можливості) вітрової станції контролювати напругу шляхом керування вихідною реактивною потужністю вітрогенераторів.

Модель вітрової станції має два потенційні рівні відображення:

- Деталізована модель вітрової станції, що відображає індивідуальні одиниці, а також зв'язки між цими одиницями і системою. Модель може використовуватися для перевірки/розробки засобів контролю напруги чи алгоритмів видачі реактивної потужності на вітрової станції. Одним з прикладів такого алгоритму є взаємодія між центральним регулятором напруги та локальними регуляторами потужності.

- Вітрова станція може бути змодельована з огляду на систему. Тут увага акцентується не на окремих вітрових турбінах, а на сумарному ефекті отриманому енергосистемою від всієї станції. Цей рівень моделювання зазвичай використовується у розрахунках динамічної моделі у випадку, коли суттєвим є вплив на системні перетоки та напруги, а внутрішні умови на вітрової станції не потребують визначення.

© Скрипник О.І., Коновал В.С., 2013

Об'єктом дослідження динамічної стійкості є розрахунок реакції системи на конкретний набір аварій, зазвичай однофазних або трифазних КЗ, які можна усунути шляхом вимкнення ліній передачі. Виконується перевірка реакції генераторів для того, щоб переконатися, що все обладнання функціонує синхронно, згасання коливань в енергосистемі залишаються на допустимому рівні і відновлення напруги після аварії відбувається належним чином [17]. Ці розрахунки є важливою частиною процесу планування та розробки конструкції внутрішніх зв'язків вітрової станції. Вони виконуються за різних функціональних умов, схожих до тих, що було описано вище, коли йшлося про дослідження усталених режимів.

Моделювання динаміки на вітровій станції повинно враховувати всі відповідні впливи в часових рамках, що становлять інтерес, зазвичай кілька секунд після виникнення аварії, що є об'єктом аналізу перехідних режимів. Також необхідно точно відтворити реакцію системи з огляду на частоту зафіксованих коливань. Зазвичай, коливання в енергосистемі виникають в діапазоні від 0,2 до 2 Гц. Також дуже важливим є моделювання здатності (або нездатності) вітрової станції контролювати напругу в цих часових рамках.

Виклад основного матеріалу. На даний момент всі вітрогенератори поділяють на чотири основних типи в залежності від використаного обладнання:

- безпосередньо під'єднані до електричної мережі асинхронні генератори (Тип I, рис.1);
- асинхронні генератори з подвійним живленням (DFIG) в яких струм ротора контролюється перетворювачем потужності (Тип II, рис.2);
- генератори з фазним ротором, в яких зовнішній опір контролюється перетворювачем потужності (Тип III, рис.3);
- підключені через перетворювач потужності синхронний або асинхронний генератори (Тип IV, рис.4).

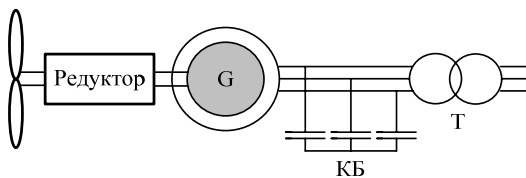


Рисунок 1 – Вітрогенератор з фіксованою швидкістю обертання (Тип I)

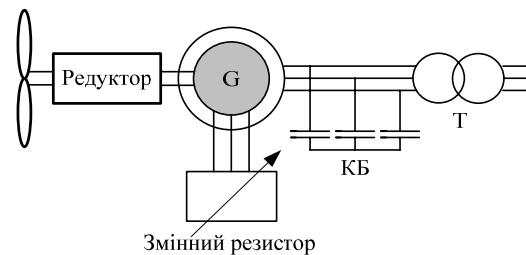


Рисунок 2 – Вітрогенератор зі змінною швидкістю обертання та змінним опором ротора (Тип II)

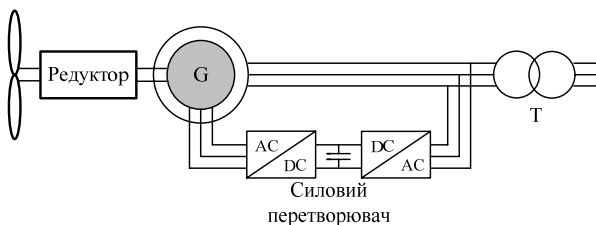


Рисунок 3 – Вітрогенератор зі змінною швидкістю обертання на базі індукційного генератора з подвійним живленням DFIG (Тип III)

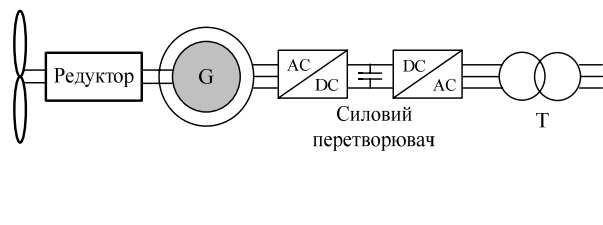


Рисунок 4 – Вітрогенератор з повним перетворювачем (Тип IV)

В останні роки найрозповсюдженішими типами генераторів, які використовують в потужних вітроелектростанціях є генератори типу III та IV.

Розглянемо особливості моделювання вітрогенератора типу III на базі асинхронного генератора з подвійним живленням DFIG для аналізу стійкості. За основу використано рекомендації з моделювання динамічних процесів вітрогенераторів типу DFIG від одного з найбільших у світі виробників вітрогенераторів компанії General Electric [15].

Для побудови повної моделі вітрогенератора використовують моделі трьох пристроїв: модель Генератор/Перетворювач; модель Електричного управління; модель турбіни та модуля управління турбіною.

Модель Генератор/Перетворювач

Ця модель є фізичним еквівалентом генератора і забезпечує інтерфейс між генератором з вітровою турбіною (ВТГ) та мережею. На відміну від звичайної моделі генератора ця модель не містить механічних змінних стану ротора машини - вони включені в модель турбіни. Крім того, на відміну від звичайних моделей генератора, всі змінні стану електричного потоку були змінені, щоб відобразити ефективне реагування на команди вищого рівня з блоку електричного управління (тобто перетворювача). Кінцевим результатом є алгебраїчне, контрольоване джерело струму, яке визначає необхідну величину струму, що передається в мережу у відповідь на команди про перетік та активний струм з моделі збудження (перетворювача). Для даного кроку зміни часу, модель тримає синфазні (активна потужність) складові постійного струму і постійну напругу по осі q (потік по осі d) за надперехідним реактансом (x''). Модель має дві невеликі постійні часу (≈ 20 мс) для відтворення дій перетворювача (рис.5).

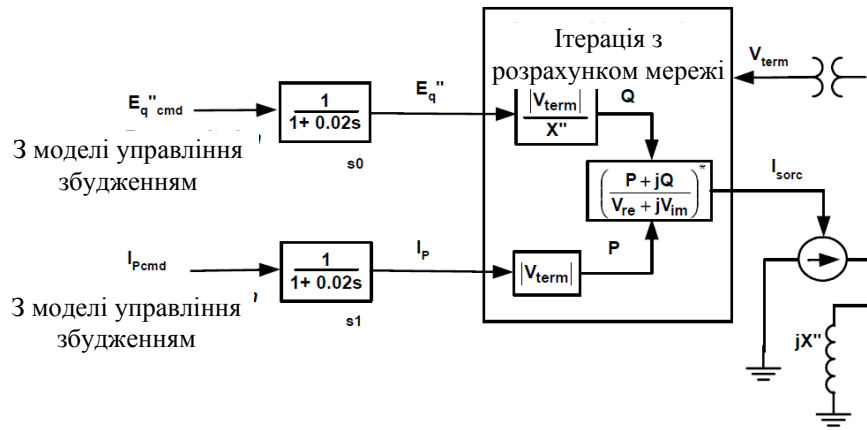


Рисунок 5 – Модель Генератор/Перетворювач

Модель враховує деякі обмеження і функції відключення, пов'язані з апаратними можливостями. Генератор буде вимкнений через відповідний час, якщо напруга на клеммах відхиляється від номінальної більше, ніж на певний рівень. Ці рівні можуть бути різними для різних станцій. Крім того, сигнали на вимкнення від моделі збудника (перетворювача) і моделі турбіни також можуть викликати вимкнення генератора.

Модель управління збудженням (Перетворювача)

Модель Збудника, який видає активну та реактивну потужності в мережу, базується на вхідних сигналах з моделі турбіни (P_{ord}) і з VAR контролера (Q_{ord}). Q_{ord} можна отримати з окремої моделі або з емулятора функції DVAR включеної в модель управління збудником. Філософія задуму в тому, щоб значно спростити модель по відношенню до фактичної реалізації, що використовуються в обладнанні, при збереженні тих аспектів, які мають вирішальне значення для відтворення динамічних характеристик системи. Модель складається з таких блоків управління:

- WindVAR Емулятор.
- Відкритий контур логіки управління.
- Електричний контролер.

Загальна блок-схема моделі Електричного управління показана на рис. 6.

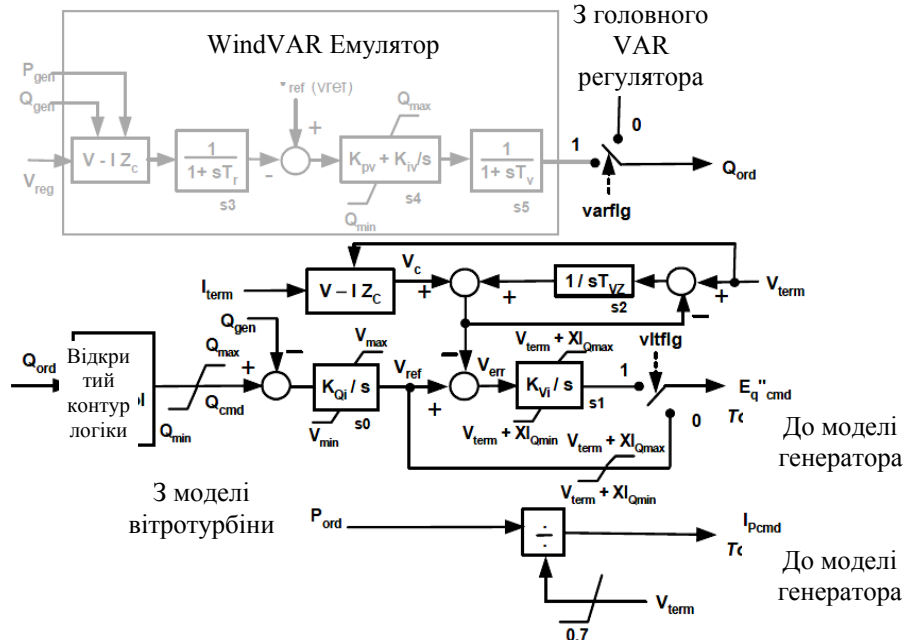


Рисунок 6 – Модель Електричного управління

WindVAR Емулятор. WindVAR Емулятор представляє собою спрощений еквівалент пристрою керування реактивною потужністю для всієї вітрової станції. Його функція – контролювати задану напругу на шині, з додатковою компенсацією падіння напруги в лінії, і порівнювати її з опорною напругою. Сам регулятор є PI-регулятором з постійною часу T_v . Постійна часу відображає затримки, пов'язані з часом відсутності зв'язку з окремими вітрогенераторами, а також додатково високочастотне ослаблення, необхідні для підтримання стійкості. Затримка вимірювання представлена постійною часу T_r .

Відкритий контур логіки управління. Відкритий контур логіки управління реагує на великі зміни напруги системи, а не реагує, коли напруга на клеммах знаходиться в межах нормального діапазону. Відкритий контур управління був реалізований для підвищення продуктивності системи при великих відхиленнях напруги в результаті збурень в системі. Ця особливість була використана в деяких вітрових електростанціях WTGs до реалізації теперішнього локального електричного контролера замкненого типу, описаного нижче. Відкритий контур управління логіки змінює реактивну потужність до заданих рівнів якщо зберігається відхилення напруги. Як і всі контролери відкритого контуру такого типу, щоб уникнути хитань необхідно враховувати гістерезис. Як тільки напруга переходить границю видається команда з відкритого контуру логіки реактивної потужності, границя напруга зміщується вгору (або вниз для завищеної напруги) на зазначену величину V_{hyst} . Для нових модифікацій вітрогенераторів (випуску після середини 2003 року) цей блок не використовується.

Електричний регулятор. Модель Електричного регулятора спрощено представляє систему конвертор/збудник. Він моніторить реактивну потужність генератора Q_{gen} і напругу терміналу U_{term} (віддалено компенсує спад напруги), для розрахунку команд по напрузі і струму E_q^{cmd} і I_{pcmd} . Якщо перемикач $vlflg$ встановлено в 1, напруга терміналу порівнюється з опорною напругою U_{ref} і формується напруга помилки U_{err} . Цей сигнал потім множиться на коефіцієнт посилення і інтегрується для обчислення команди напруги E_q^{cmd} . Величина коефіцієнта посилення визначає ефективну постійну часу, пов'язану з контуром управління напругою. Якщо перемикач $vlflg$ встановлено в 0, інтеграл від різниці між Q_{cmd} і Q_{gen} використовується безпосередньо для обчислення команди E_q^{cmd} для регулювання Q_{gen} . В обох випадках E_q^{cmd} обмежується залежно від змінної в часі межі, що відображає апаратні характеристики і запобігає нереально високим або низьким значенням.

Команда I_{pcmd} обчислюється шляхом ділення потужності P_{ord} від моделі вітротурбіни на напругу на клеммах генератора U_{term} .

Моделі вітрової турбіни та блоку управління турбіною. Модель вітрової турбіни забезпечує спрощене уявлення про дуже складну електромеханічну систему. Блок-схема моделі показана на рис.7. Говорячи простими словами, функцією вітрових турбін є видати стільки потужності з доступного вітру, скільки можливо без перевищення допустимого значення для обладнання. Модель вітротурбіни відтворює всі важливі елементи управління і механічну динаміку вітрової турбіни. Блок під назвою "Модель енергії вітру" є середньої складності алгебраїчними співвідношеннями, які керують механічною потужністю на валу, яка залежить від швидкості вітру, швидкості обертання ротора і кута нахилу лопастей.

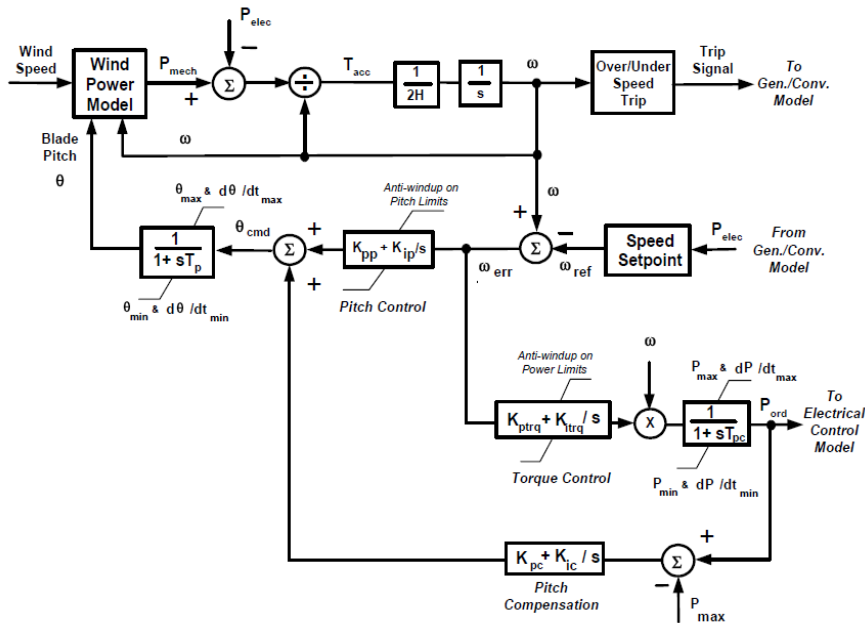


Рисунок 7 – Блок-схема моделі вітрової турбіни

Механічна модель ротора. Верхня частина рис.7 включає рівняння інерції ротора вітрогенератора. Це рівняння використовує механічну потужність з Моделі енергії вітру та електричну потужність з Моделі Генератор/Перетворювач для обчислення швидкості обертання ротора. Ця частина моделі може бути розширена включенням моделі двомасового ротора, з розділенням маси турбіни та генератора. Це розширення можливе для відносно невисоких власних кутових частот, типових для вітрових систем.

В модель також входить логіка відключення при перевищенні (більше 1,3) та зниженні (менше 0,7) швидкості.

Модель управління турбіною. У нижній частині рис.7 наведена модель управління турбіною. Практичним змістом управління турбіною є те, що при перевищенні допустимої потужності вітру, лопасті нахиляються для зменшення механічної потужності (P_{mech}), переданої на вал до номінального значення (1,0 в.о.). Якщо доступна

потужність вітру є менша за номінальну, лопасті встановлюються на мінімальний кут нахилу для максимізації механічної потужності. У будь-якому випадку, блок управління турбіною відчуває швидкість валу і намагається повернути машину до номінальної швидкості. Швидкість управління кутом нахилу є досить великою, і може мати значний вплив на результати моделювання динаміки.

Модель управління турбіною посилає команду до Блоку електричного управління, щоб перетворювач передав цю потужність в мережу. Електричне управління може чи не може бути успішним в здійсненні цієї команди. Електрична потужність фактично передана в мережу повертається в модель турбіни, для використання в розрахунку уставки швидкості ротора. Як зазначалося вище, динаміка електричного управління є надзвичайно швидкою.

Для рівнів потужності, нижче номінальної, швидкість турбіни буде контролюватися, в першу чергу, командою електричної потужності до зазначеної заданої швидкості. Для рівнів потужності, вище номінальної, частота обертання ротора буде контролюватися, в першу чергу, управлінням кута нахилу, дозволяючи швидкості піднятися вище заданої короткочасно.

У цій моделі, привід положення лопастей має обмежену величину і є на короткий час константою, пов'язаною з впливом кута лопастей на вихідну потужність (механічну). Управління кутом нахилу не робить різниці між відповідним прискоренням валу за рахунок збільшення швидкості вітру чи через збурення в системі. У будь-якому випадку, реакція є відповідною і відносно повільною у порівнянні з електричним управлінням.

Блок задання швидкості повільно відстежує зміни потужності з постійною часу приблизно 5 секунд.

Управління турбіною діє таким чином, щоб згладити коливання електричної потужності через коливання потужності на валу. Дозволяючи варіювати швидкість машини навколо заданої швидкості, інерція машини діє як буфер при змінах механічної енергії.

Модель не включає в себе вимикання турбіни при високій чи низькій швидкості вітру. У ситуаціях, де робота системи залежить від такої поведінки, користувач може просто вимкнути машину.

Дослідження. Математичну модель DFIG, реалізовану в комплексі ДАКАР, було протестовано на різних схемах електричних мереж (тестова схема GE [15], схема приєднання вітрової станції Бориславська ВЕС ПАТ «Львівобленерго»). На рис.8 показано часові зміни напруги на шинах терміналу U_{term} (а), активної потужності ВЕС P_{gen} (б), реактивної потужності ВЕС Q_{gen} (в), сигналу на виході WindVAR емулятора Q_{ord} (г), сигналу на виході моделі турбіни P_{ord} (д), куту нахилу лопастей вітрової турбіни θ (е) після трифазного КЗ на шинах 110 кВ Бориславської ВЕС тривалістю 30 періодів (0,6 с).

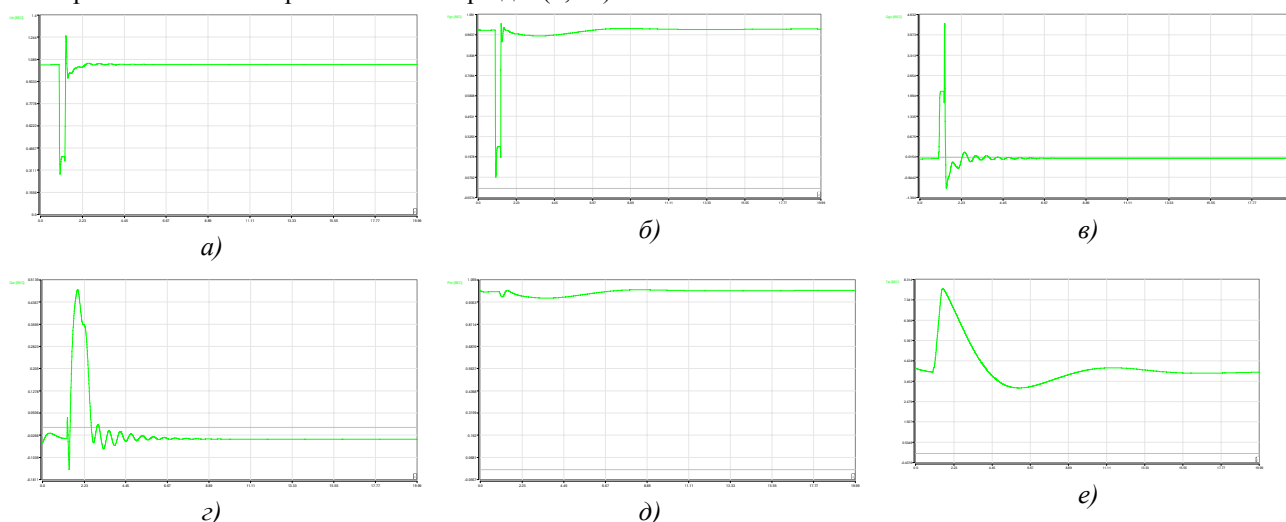


Рисунок 8 – Часові залежності параметрів ВЕС після трифазного КЗ на шинах 110 кВ ВЕС тривалістю 60 мс

Висновки. Моделювання вітрових турбін для дослідження стійкості електричної системи є важливим аспектом. Точніша модель може допомогти операторам ЕЕС у вивченні динамічних характеристик енергосистеми під час аварій і прогнозувати їх реальну поведінку. Реалізована в комплексі ДАКАР математична модель вітрогенератора типу DFIG дозволяє достатньо точно відтворювати процеси пов'язані зі зміною і регулюванням напруги та реактивної потужності за різних збурень в енергосистемі. І може бути використана для вивчення динаміки великих енергосистем з об'єктами розподіленого генерування.

Результати цієї роботи будуть базою для майбутніх досліджень. Наступний етап роботи – це реалізація моделі вітрогенератора з повним конвертором (тип IV).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. The MathWorks, "SimPowerSystems For Use with Simulink", User's Guide Version 4.
2. Siemens PTI Power Technologies Inc., PSS/E 33, Program Application Guide, vol. II (May 2011).

3. Murdoch. C.: PSLF/plot manuals. GE PSLF. Modified 20 (2005).
4. DlgSILENT PowerFactory [Електронний ресурс]. – Реж. дост.: <http://www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html>
5. The Reference For Power System Dynamic Simulation [Електронний ресурс]. – Реж. дост.: <http://www.eurostag.be/en/products/eurostag/the-reference-power-system-dynamic-simulation/>
6. E. Muljadi. Validation of Wind Power Plant Dynamic Models/ E. Muljadi, A. Ellis // Invited panel discussion presented at the IEEE Power Engineering Society, General Meeting, Pittsburgh, PA, July 20-24, 2008.
7. Bousseau P. Grid impact of different technologies of wind turbine generator systems (WTGS) / Pierre Bousseau, Eric Gautier // Paper presented at EWEC “European Wind Energy Conference”. June 16-19, 2003. – Madrid. – P. 1-11.
8. V. Akhmatov. System stability of large wind power networks: A Danish study case, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 28 (2006), P. 48-57.
9. K. E Okedu. A Study of Wind Farm Stabilization Using DFIG or STATCOM Considering Grid Requirements. Journal of Engineering Science and Technology Review 3 (1) (2010) 200-209.
10. 1. Hansen A. D., Michalke G., Fault ride-through capability of DFIG wind turbines, Renewable Energy, 2007, 32, P. 1594-1610.
11. Naimi D., Bouktir T., Impact of Wind Power on the Angular Stability of a Power System, Leonardo Electronic Journal of Practices and Technologies, Issue 12, January-June 2008, P. 83-94.
12. Akhmatov V. A small test model for the transmission grid with a large offshore wind farm for education and research at Technical University of Denmark. Wind Engineering, vol.30, No. 3, 2006, P. 255-263.
13. Kayikci M., Anaya-Lara O., Milanovic J.V., Jenkins N., Strategies for DFIG voltage control during transient operation, CIRED, 18th Int. Conference on Electricity Distribution, Turin, 2005, 5 p.
14. Yuriy Kazachkov. PSS E Wind and Solar Models. UWIG/EnerNex/DOE Workshop. NYISO, Rensselaer, NY. July 5-6, 2011.
15. Nicholas W. Miller, William W. Price, Juan J. Sanchez-Gasca. Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 Wind Turbine-Generators. GE-Power Systems Energy Consulting. Version 4.1. Jan.2008.
16. Кириленко О.В. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах // О.В. Кириленко, В.В. Павловський, Л.М. Лук'яненко. // Технічна електродинаміка, 2011. - № 1. - С. 46-53.
17. Павловський В.В., Ленга О.В., Вишневський М.В. Дослідження стійкості режимів енергосистем з потужними сонячними та вітроелектростанціями. Методологічні питання. [Електронний ресурс]. – Реж. дост.: www.dmcc.com.ua, 2012. - 22 с.
18. Коновал В.С. ДАКАР – комплекс програм для дослідження режимів роботи інтелектуальних енергетичних систем / В.С. Коновал, А.Б. Козовий, О.І. Скрипник, Т.О. Товстяк // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. – Київ. – 2011. – С. 56-64.
19. ДАКАР. Діалоговий автоматизований комплекс аналізу режимів [Електронний ресурс]. – Реж. дост.: <http://www.dakar.eleks.com>.
20. Коновал В.С. Дослідження впливу вітрової електростанції на режими роботи електричної мережі / В.С. Коновал, А.Ю. Кучинський, О.І. Горак // Вісник Національного університету «Львівська політехніка» “Електроенергетичні та електромеханічні системи”. – 2012. – № 736. – С. 64-69.

REFERENCES

1. The MathWorks, "SimPowerSystems For Use with Simulink", User's Guide Version 4.
2. Siemens PTI Power Technologies Inc., PSS/E 33, Program Application Guide, vol. II (May 2011).
3. Murdoch. C.: PSLF/plot manuals. GE PSLF. Modified 20 (2005).
4. DlgSILENT PowerFactory. – Available online at: <http://www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html>
5. The Reference For Power System Dynamic Simulation. – Available online at: <http://www.eurostag.be/en/products/eurostag/the-reference-power-system-dynamic-simulation/>
6. E. Muljadi, A. Ellis, "Validation of Wind Power Plant Dynamic Models", invited panel discussion presented at the IEEE Power Engineering Society, General Meeting, Pittsburgh, PA, July 20-24, 2008.
7. Pierre Bousseau, Eric Gautier. Grid impact of different technologies of wind turbine generator systems (WTGS). Paper presented at EWEC “European Wind Energy Conference”. June 16-19, 2003. – Madrid. – P. 1-11.
8. V. Akhmatov, System stability of large wind power networks: A Danish study case, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 28 (2006), P. 48-57.
9. K. E Okedu. A Study of Wind Farm Stabilization Using DFIG or STATCOM Considering Grid Requirements. Journal of Engineering Science and Technology Review 3 (1) (2010) 200-209.
10. 1. Hansen A. D., Michalke G., Fault ride-through capability of DFIG wind turbines, Renewable Energy, 2007, 32, P. 1594-1610.
11. Naimi D., Bouktir T., Impact of Wind Power on the Angular Stability of a Power System, Leonardo Electronic Journal of Practices and Technologies, Issue 12, January-June 2008, P. 83-94.
12. Akhmatov V. A small test model for the transmission grid with a large offshore wind farm for education and research at Technical University of Denmark. Wind Engineering, vol.30, No. 3, 2006, P. 255-263.

13. Kaykici M., Anaya-Lara O., Milanovic J.V., Jenkins N., Strategies for DFIG voltage control during transient operation, CIRED, 18th Int. Conference on Electricity Distribution, Turin, 2005, 5 p.
14. Yuriy Kazachkov. PSS E Wind and Solar Models. UWIG/EnerNex/DOE Workshop. NYISO, Rensselaer, NY. July 5-6, 2011.
15. Nicholas W. Miller, William W. Price, Juan J. Sanchez-Gasca. Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 Wind Turbine-Generators. GE-Power Systems Energy Consulting. Version 4.1. Jan.2008.
16. Kyrylenko O.V., Pavlovskiy V.V., Lukianenko L.M. Technical aspects implementation of distributed generation in electrical networks. *Technichna elektrodynamika*. 2011; 1: 46-53.
17. Pavlovskiy V.V., Len'ga O.V., Vyshnevs'kyj M.V. Investigation of the power systems stability with powerful solar power and wind power. *Methodological issues*. // Available on-line at www.dmcc.com.ua, 2012. 22 c.
18. Konoval V.S., Kozoviy A.B., Skrypnyk O.I., Tovstiyak T.O. DAKAR – program to study energy smart systems. *Praci Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2011; Special: 56-64.
19. DAKAR. Power Design And Analysis Solution. – Available on-line at <http://www.dakar.eleks.com>
20. Konoval V.S., Kuchynskiy A.Y., Gorak O.I. The influence of wind power plant on the electric grid. *Visnyk Nacionalnogo universytetu "Lvivska politechnika" "Elektroenergetychni ta elektromechanichni systemy"*. 2012; 736: 64-69.

Надійшла до редакції 27.03.2013

Рецензент: В.Ф. Сивокобиленко

А.И. СКРЫПНИК¹, В.С. КОНОВАЛ²

¹ООО «ЭЛЕКС»

²Национальный университет «Львовская политехника»

Математическая модель ветрогенератора типа DFIG для анализа устойчивости электрических систем. Рассмотрены аспекты моделирования ветрогенератора типа DFIG для анализа установившихся режимов и устойчивости электрических систем. Приведены особенности цифровой реализации модуля ветрогенератора в комплексе ДАКАР и результаты тестовых расчетов устойчивости ветровой станции, присоединенной к электрической системе при аварийных возмущениях.

Ключевые слова: *устойчивость электрических систем, асинхронный генератор с двойным питанием, ветровая станция, математическая модель, динамическая модель.*

О. SKRYPNYK¹, V. KONOVAL²

¹ELEKS Ltd

²National University "Lviv Politechnik"

DFIG Wind Turbine Mathematical Model For Power Systems Stability Analysis. To construct a complete WTG model, three device models are used: Generator/converter model, Electrical control model, Turbine and turbine control model. The generator/converter model injects real and reactive current into the network in response to control commands, and represents low and high voltage protective functions. This model is the equivalent of the generator and field converter, and provides the interface between the WTG and the network. The electrical control model includes both closed and open loop reactive power controls, and voltage regulation detailed model. The WindCONTROL emulator function represents a simplified equivalent of the supervisory VAR controller portion of the entire wind farm management system. The function monitors a specified bus voltage and compares it against the reference voltage. The wind turbine model provides a simplified representation of a very complex electro-mechanical system. In simple terms, the function of the wind turbine is to extract as much power from the available wind as possible without exceeding the rating of the equipment. The wind turbine model represents the relevant controls and mechanical dynamics of the wind turbine. The turbine control model represents the mechanical controls, including blade pitch control and power order (torque order in the actual equipment) to the converter; under speed trip; rotor inertia equation; wind power as a function of wind speed, blade pitch, rotor speed; and active power control. The results of this work can be basic point for future studies. The dynamic model for the full converter and fixed-speed wind turbines also can be introduced.

Key words: *Power System stability, doubly fed induction generator, wind power farm, mathematic model, dynamic model.*