

## ЗМІНИ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МІКРОМЕРЕЖІ З ГІБРИДНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

© Варецький Ю. О., Горбань В. М., Пазина Я. С., 2016

Наведено результати дослідження режимів роботи гібридної електростанції у локальній електричній мережі (мікромережі), під'єднаній до електроенергетичної системи. Проаналізовано характер змін напруги в мережі залежно від способу регулювання реактивної потужності вітрогенераторів гібридної електростанції. Показано умови оптимального регулювання реактивної потужності вітрогенераторів за умови мінімізації змін напруги.

*Ключові слова: гібридна електростанція, вітрогенератор, фотоелектричні панелі, регулювання реактивної потужності, зміни напруги в електричній мережі.*

The paper presents the study results on renewable energy hybrid system within a micro grid which is tied to bulk power system. The voltage variations character has been analyzed considering mode of wind generator reactive power control. Optimal reactive power control requirements are shown in consideration of voltage variation mitigation.

*Key words: renewable energy hybrid system, wind generator, photovoltaic panels, reactive power control, electrical network voltage variations.*

### Постановка проблеми

Обмежені натуральні ресурси і проблеми навколишнього середовища стали імпульсом до широкого використання відновлювальних джерел енергії. Електричні генератори на основі вітрових турбін і фотоелектричних панелей уже тривалий час використовуються у світовій практиці електропостачання споживачів у ізольованих і віддалених районах. Водночас, використання будь-якого з вказаних джерел енергії пов'язано з проблемою стохастичних змін цього енергоносія, що призводить до ймовірних спадів чи взагалі втрат електропостачання. Якщо використати комбінацію цих джерел енергії, то система генерування стає стабільнішою. Коли ж цю систему доповнити акумулятором, здатним запасати енергію в періоди високої вітрової і сонячної активності та підтримати електропостачання в час спаду генерування від вітрових турбін і фотоелектричних панелей, то її енергетична здатність стає ще менш залежною від випадкових змін кліматичних умов. Таку комбінацію електроенергетичних пристроїв прийнято називати гібридною електростанцією (ГС) [1–6]. У віддалених районах гібридні електростанції можна використовувати як підтримуючі джерела живлення споживачів, під'єднаних до порівняно слабких електроенергетичних мереж, істотно підвищуючи якість та надійність їх електропостачання. Проте високі питомі інвестиційні вкладення в такі системи є поважним гальмом їх широкого використання. Всебічний техніко-економічний аналіз проектів є необхідним кроком до вибору економічно обґрунтованої конфігурації гібридної електростанції, передбаченої до впровадження у заданому регіоні: типу і потужності вітрових турбін, фотоелектричних панелей, акумулятора [7, 8]. У переліку завдань аналізу важливе місце займає проблема електромагнітної сумісності гібридної електростанції у приєднаній електричній мережі, зокрема її вплив на зміни напруги (відхилення і коливання) під час експлуатаційних режимів роботи.

### Аналіз останніх досліджень

Проблемі аналізу впливу гібридних електростанцій на електричні мережі різних класів присвячено багато досліджень [5, 9], проте автори не виявили в періодичній літературі досліджень, пов'язаних з аналізом їх впливу на зміни напруги у приєднаній електричній мережі залежно від умов регулювання реактивної потужності вітроелектростанцій, що входять до її складу.

### Завдання дослідження

Завданням роботи є дослідження впливу регулювання реактивної потужності вітроелектростанцій, які працюють у складі гібридної електростанції, на зміни напруги у локальній електричній мережі (мікромережі). Якщо потужні вітроелектростанції (3–30 МВт) під'єднано до відносно потужних мереж середньої чи високої напруги, то зміни напруги в цих мережах під час роботи вітроелектростанцій не є проблемою для споживачів. Коли ж гібридні електростанції з вітровими турбінами використовуються як основні чи підтримуючі джерела живлення у відносно слабких локальних електричних мережах, то зміни напруги тут можуть викликати стурбованість споживачів.

**Характеристика електричної мережі.** На рис. 1 показано принципову схему досліджуваної мікромережі з гібридною електростанцією, яка містить вітрову електростанцію (ВЕС), фотоелектричні панелі (ФП) та узагальнений акумулятор (А) і має зв'язок з електроенергетичною системою через повітряну лінію довжиною 14 км. Усі компоненти електростанції приєднано до шин 10 кВ мікромережі через підвищувальний трансформатор 1250 кВА. Від шин 10 кВ мікромережі отримують живлення місцеві споживачі. Ці шини є пунктом спільного приєднання (ПСП) усіх елементів системи.

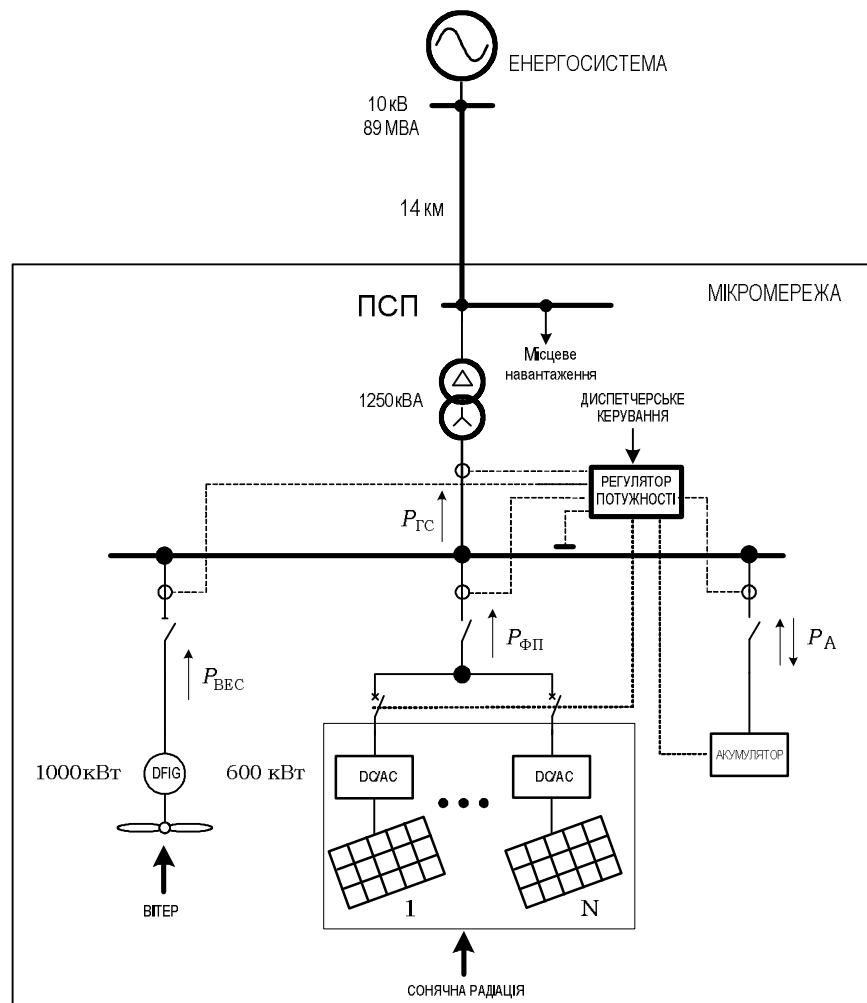


Рис. 1. Принципова схема мікромережі з гібридною електростанцією

У складі ВЕС використано асинхронний генератор з подвійним живленням (*Doubly-Fed Induction Generator – DFIG*) номінальною потужністю 1000 кВт. Автоматичне механічне і електричне регулювання генератора забезпечує максимальне генерування потужності для заданої швидкості вітру, що відповідає гарантованій виробником характеристиці потужності вітроустановки, що показана на рис. 2.

Фотоелектрична установка складається з фотопанелей сумарною потужністю 600 кВт, обчисленою за стандартних тестових умов. Блоки панелей під'єднано до шин змінної напруги через DC/AC інвертори. Фотоелектрична установка обладнана системою регулювання, що забезпечує максимальну вихідну потужність в умовах заданої сонячної радіації і температури навколишнього середовища, тобто роботу фотопанелей у так званій *точці максимальної потужності (Maximum Power Point – MPP)* [6–8, 12].

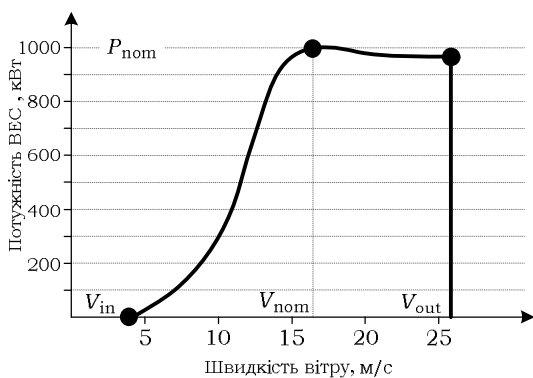


Рис. 2. Характеристика потужності ВЕС

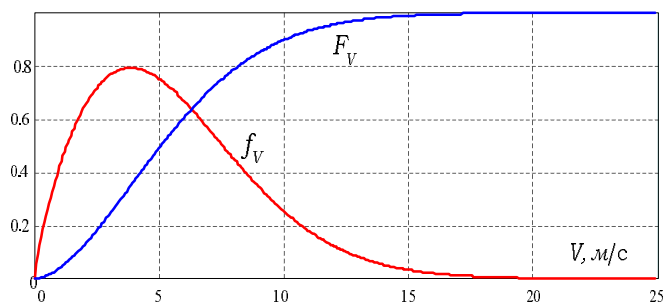


Рис. 3. Функції густини і розподілу Вейбула  $f_V$  і  $F_V$

**Моделювання режимів роботи гібридної електростанції.** Зміни вихідної потужності вітрової електростанції як функції часу можуть бути отримані на основі її характеристики потужності і відомої часової функції вітру. Це так званий енергетичний підхід, що враховує винятково усереднені швидкості вітру (за 10–15 хв) і відповідні їм значення характеристики потужності [10]. Часову функцію вітру можемо отримати на підставі статистичних даних про вітрові умови в аналізованій місцевості за визначений час (загалом за рік).

Відомо, що статистичні показники швидкості вітру для вибраної місцевості описуються функцією розподілу ймовірностей Вейбула [8–10, 12], для якої функція густини має вигляд:

$$f_V = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right),$$

де  $V$  – швидкість вітру;  $k = \left(\frac{\sigma_V}{\mu_V}\right)^{-1.086}$  – коефіцієнт форми;  $c = \frac{\mu_V}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$  – коефіцієнт масштабу;

$\mu_V$  – середня швидкість вітру;  $\sigma_V$  – середньоквадратичне відхилення;  $\Gamma$  – Гамма функція.

Для досліджуваної в роботі місцевості з експериментальних досліджень отримано такі значення середньостатистичних показників швидкості вітру:  $\mu_V = 5,9$  м/с і  $\sigma_V = 3,6$  м/с. Обчислені функції розподілу  $F_V$  і густини  $f_V$  ймовірностей для цих показників показано на рис. 3.

Використовуючи генератор випадкових чисел Вейбула і обчислені статистичні показники швидкості вітру, отримано псевдовипадкову часову функцію вітру для аналізованого часу (див. рис. 4, а).

Під час модельних досліджень проаналізовано можливі сценарії компенсації реактивної потужності в пункті приєднання електростанції для визначення їх впливу на режими електричної

мережі і споживачів. На рис. 4, *а* показано зміни активної потужності вітрової електростанції, отримані в результаті моделювання для вибраної місцевості її встановлення.

На рис. 4 наведено результати моделювання режимів роботи гібридної електростанції у випадку роботи в її складі тільки вітроелектростанції –  $P_{ГЦт} = P_{ВЕСт}$ . Залежно від способу регулювання реактивної потужності вітроелектростанції і кута повного опору системи в пункті спільного приєднання (ПСП) буде спостерігатися різний характер змін напруги (відхилень і коливань).

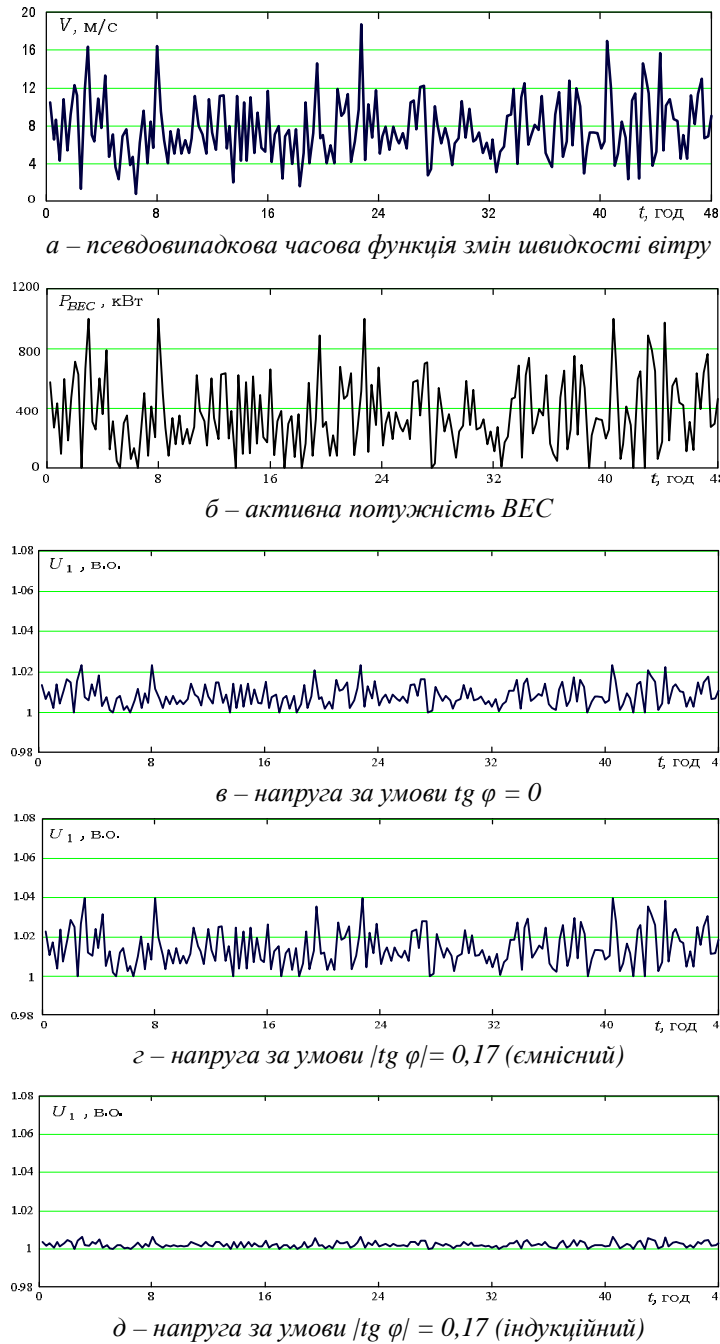


Рис. 4. Зміни напруги в пункті спільного приєднання за різних умов регулювання реактивної потужності

Для аналізу якісної картини змін напруги у ПСП під час експлуатаційних режимів роботи гібридної електростанції знехтуємо поперечною складовою спаду напруги і втратами потужності в лінії електропередачі. Розглянемо такі характерні режими.

На рис. 4, *в* показано зміни напруги у ПСП, якщо вітроелектростанція генерує в мережу тільки активну потужність ( $\operatorname{tg} \varphi = 0$ ). Для порівняння на рис. 4, *г* показано часову функцію змін напруги, коли вітроелектростанція генерує в мережу і реактивну потужність, яка залежить від величини активної потужності гібридної станції  $P_{ГЦт}$  і визначається згідно з виразом:

$$Q_{ГЦт} = P_{ГЦт} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi = 0,17$  – коефіцієнт реактивної потужності взятий для порівняльних розрахунків (відповідає специфікації генератора вітроелектростанції).

На рис. 4, *д* наведено характер змін напруги у разі споживання реактивної потужності вітроелектростанцією з тим же коефіцієнтом реактивної потужності.

Порівнюючи отримані залежності, можемо встановити принципову особливість впливу режимів роботи вітроелектростанції на характер змін напруги в електричній мережі: зниження рівня генерованої в мережу реактивної потужності призводить до зменшення відхилень і коливань напруги в приєднаній електричній мережі.

Проаналізуємо принципові залежності, котрі дозволяють оцінити вплив регулювання реактивної потужності в пункті приєднання вітроелектростанції на характер змін напруги.

Позначимо повний еквівалентний опір електричної мережі в пункті спільного приєднання, як

$$Z = z^{j\psi} = r + jx. \quad (2)$$

Коефіцієнт реактивної потужності дорівнює нулю. Згідно з взятими попередньо припущеннями, відносні зміни напруги у ПСП можемо розрахувати за виразом:

$$\Delta U_{t^*} \approx \frac{P_{ГГт} \cdot r}{U_{НОМ}^2}, \quad (3)$$

де  $U_{НОМ}$  – номінальна напруга мережі.

Коефіцієнт реактивної потужності має ємнісний характер. Це означає, що вітроелектростанція генерує реактивну потужність у мережу. Тоді відносні зміни напруги розраховуємо як:

$$\Delta U_{t^*} \approx \frac{P_{ГГт} \cdot r + Q_{ГГт} \cdot x}{U_{НОМ}^2}, \quad (4)$$

Коефіцієнт реактивної потужності має індуктивний характер. У цьому режимі вітроелектростанція споживає реактивну потужність з мережі. Відносні зміни напруги розраховуємо згідно з виразом:

$$\Delta U_{t^*} \approx \frac{P_{ГГт} \cdot r - Q_{ГГт} \cdot x}{U_{НОМ}^2}, \quad (5)$$

Покажемо принципові особливості впливу регулювання реактивної потужності вітроелектростанції на рівень змін напруги в мережі. Аналізуючи наведені вирази (3)–(5), бачимо, що відповідним вибором значення і знака реактивної потужності в кожний момент часу можемо практично стабілізувати напругу. Це стосується і повільних (відхилень), і швидких (коливань) змін напруги. Залежно від кута повного опору електричної мережі на підставі виразу (5) можемо визначити оптимальні зміни реактивної потужності вітроелектростанції для мінімізації змін напруги в ПСП. Вираз (5) подамо у вигляді

$$\Delta U_{t^*} \approx \frac{x}{U_{НОМ}^2} (P_{ГГт} \frac{r}{x} - Q_{ГГт}) = \frac{x}{U_{НОМ}^2} (P_{ГГт} \frac{1}{tg\psi} - P_{ГГт} \cdot tg\phi). \quad (6)$$

де  $\psi$  – кут еквівалентного опору електричної мережі у ПСП. Звідси впливає умова оптимального регулювання реактивної потужності:

$$Q_{ГГт} = P_{ГГт} \frac{r}{x} = P_{ГГт} \frac{1}{tg\psi}. \quad (7)$$

Аналізуючи залежності (6) і (7), можемо стверджувати: що більше значення кута еквівалентного опору електричної мережі у ПСП, то менше значення реактивної потужності потрібно для мінімізації змін напруги у мережі. Перекладаючи цю умову на конструкції повітряних ліній, отримаємо вимогу застосування проводів з більшими перерізами.

Якщо в складі гібридної електростанції працюють вітрова турбіна і фотопанелі, зміни напруги залежатимуть від характеру змін сумарних активної і реактивної потужностей, що передаються у мережу. У загальному випадку для довготривалих часових розрізів зміни сонячної радіації мають теж випадковий характер, як це показано у багатьох дослідженнях [6, 7, 9]. Проте в певні доби вона має цілком визначену часову залежність. Для прикладу, на рис. 5 показано зміни напруги в пункті спільного приєднання під час роботи обох елементів гібридної електростанції протягом двох вітрових сонячних діб за тих же умов регулювання реактивної потужності вітрової електростанції і суто активної потужності фотоелектричних панелей.

Внаслідок повільних змін активної потужності фотоелектричних панелей у сонячний денний період, коли сонячна радіація збільшується, а потім зменшується з плином часу, і відсутністю генерування ними реактивної потужності, на зміни напруги, спричинені роботою вітрогенератора, накладається повільно змінна складова. Оскільки регулювання реактивної потужності вітрової електростанції визначається винятково режимом її роботи, то неможливо впливати на зміни напруги, які вносяться роботою фотоелектричного генератора. Якщо ж в структурі гібридної електростанції можна організувати незалежне регулювання реактивної потужності, то такі зміни напруги можна мінімізувати.

Розглядаючи питання застосування акумулятора енергії в схемі гібридної електростанції мікромережі, приєднаної до загальної електроенергетичної системи, насамперед аналізують економічні критерії. Проте практичний інтерес становить також аналіз впливу його роботи на характер змін напруги. Роботу узагальненого акумулятора в складі гібридної електростанції можна описати такими співвідношеннями:

$$E_A(t) = E_A(t-1)(1-\nu) + [(P_{BEC}(t) + P_{ФП}(t) - P_{ГС}(t))\Delta t]\eta; \quad (8)$$

$$E_{Amin} \leq E_A(t) \leq E_{Amax},$$

де  $E_A(t)$  і  $E_A(t-1)$  – заряд енергії акумулятора в час  $t$  і  $(t-1)$ ;  $E_{Amin}$ ,  $E_{Amax}$  – максимально і мінімально допустимий заряд акумулятора (кВт·год);  $P_{ГС}(t)$  – поточне значення потужності генерованої потужності гібридної станції;  $\Delta t = t - (t-1)$  – крок усереднення потужності;  $\nu$  – швидкість саморозряду за час  $\Delta t$ ;  $\eta$  – коефіцієнт корисної дії.

На рис. 6 наведено приклад змін напруги у ПСП, коли в складі гібридної електростанції працюють вітрова турбіна, фотоелектричні панелі і акумулятор енергії.

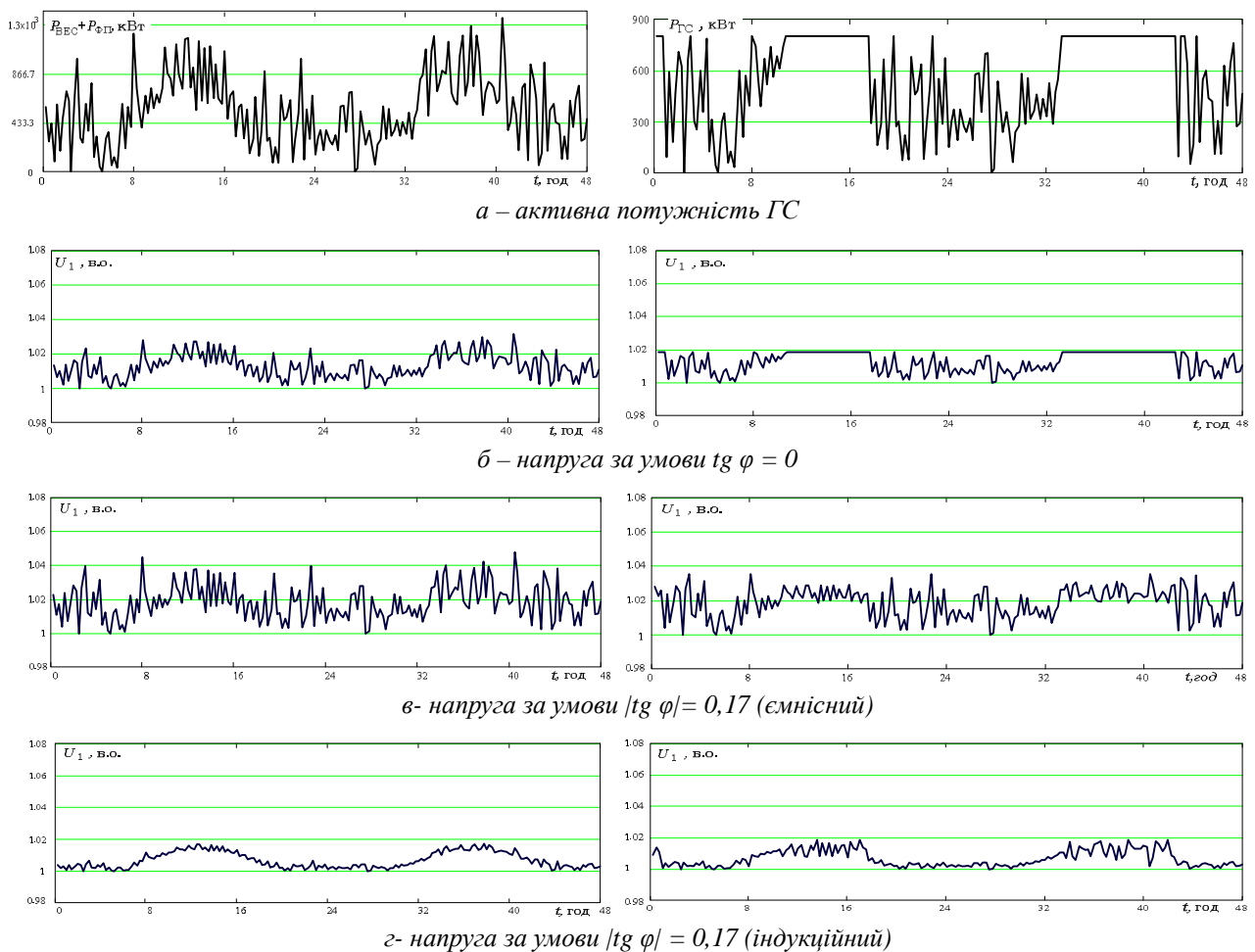


Рис. 5. Зміни напруги в пункті спільного приєднання за умови роботи вітрового та фотоелектричного генераторів

Рис. 6. Зміни напруги в пункті спільного приєднання за умови роботи вітрового та фотоелектричного генераторів і акумулятора

Зміни потужностей вітрової електростанції і фотоелектричних панелей відбувається згідно з попереднім алгоритмом, а заряд акумулятора вмикається за умови, коли настає диспетчерське обмеження сумарної генерованої активної потужності на рівні 800 кВт. Коли ж сумарна потужність вітрової електростанції і фотопанелей стає меншою від цієї величини, акумулятор “додає” потужність до сумарного генерування залежно від рівня заряду.

## Висновки

У роботі здійснено модельні дослідження режимів роботи гібридної електростанції, складеної з вітро- і фотоелектричного генераторів, а також узагальненого акумулятора. Проаналізовано вплив способу регулювання реактивної потужності вітрогенераторів на характер змін напруги в локальній електричній мережі (мікромережі). Показано, що у локальних електричних мережах зміни активної потужності вітрових і сонячних електростанцій, що спричинюються кліматичними змінами погоди, можуть викликати істотні зміни напруги у пунктах приєднання споживачів, рівень яких істотно залежить від способу регулювання реактивної потужності електростанції. Тому під час проектування і вибору обладнання відновлювальних джерел електроенергії для локальних електричних мереж повинні братися до уваги особливості регулювання їх реактивної потужності.

1. Zhou W. *Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems* / W. Zhou, C. Lou, L.Lu, H. Yang. – *Appl. Energy*. – 2010. – vol. 87, P. 380–389.
2. Ekren O. *Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using response surface methodology* / O. Ekren, and B.Y. Ekren // *Applied Energy*. – 2008. – vol. 85, P. 1086–1101.
3. J. Paska, P. Biczel, and M. K1os, *Hybrid power systems – An effective way of utilising primary energy sources* / J. Paska, P. Biczel, and M. K1os // *Renewable Energy*. – 2009. – vol. 34, P. 2414–2421.
4. Juan Y. K. *A hybrid decision support system for sustainable office building renovation and energy performance improvement* / Y. K. Juan, P. Gao., and J. Wang // *Energy and Buildings*. – 2010. – vol. 42, pp. 290–297.
5. Nema P. *A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar* / P. Nema, R.K. Nema, and S. Rangnekar. – *A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2010. – vol. 13, P. 2096–2103.
6. Ozaki Y. *Power control of a stand-alone photovoltaic/ wind/ energy storage hybrid generation system with Maximum Power Point Tracker* / Y. Ozaki, M. Miyatake, D. Iwaki. – *Int. Conf. on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*. – 2010. – P. 607–611.
7. San I. *Wind-photovoltaic hybrid systems design* / I. San Martín, P. Sanchis. – 2010 *Int. Symposium on Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM)*. – 2010. – P. 610–615.
8. Maity *Simulation and pricing mechanism analysis of a solar-powered electrical microgrid* / Maity and S. Rao. – *IEEE Systems Journal*. – 2010. – vol. 4, no. 3, P. 275–284.
9. Alireza S. *A Probabilistic Modeling of Photo Voltaic Modules and Wind Power Generation Impact on Distribution Networks* / Alireza S., Morteza A., Mehdi E. // *IEEE Systems Journal*. – 2012. – vol. 6, no. 2, P. 254–259.
10. Belu R. *Statistical and Spectral Analysis of Wind Characteristics Relevant to Wind Energy Assessment Using Tower Measurements in Complex Terrain* / R.Belu, D.Koracin. – *Journal of Wind Energy*, Article ID 739162. – 2013. – P. 1–12.
11. *Mathcad 15* – [www.ptc.com/go/mathcad](http://www.ptc.com/go/mathcad).
12. S. Alireza S. *A Probabilistic Modeling of Photo Voltaic Modules and Wind Power Generation Impact on Distribution Networks* / S. Alireza, A.Morteza, E. Mehdi // *IEEE Systems Journal*. – 2012. – vol. 6, no. 2, P. 254–259.