

М. С. Сегеда¹
О. Б. Дудурич²

ШВИДКІСТЬ ЗМІНИ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ В РЕЗУЛЬТАТІ ЗБІЛЬШЕННЯ ЧАСТКИ ГЕНЕРОВАНОЇ ПОТУЖНОСТІ ВІТРОВИМИ ЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ

¹Національний університет «Львівська політехніка»;
²ПАТ «Львівобленерго»

Отримано результати обчислення сумарної інерції синхронних генераторів електроенергетичної системи та швидкості зміни частоти з різними частками генерованої потужності вітровими електростанціями для різних варіантів під час зміни балансу генерованої та спожитої потужностей. Розглянуто вимоги систем регулювання частоти і типи контролерів для емуляції (наслідування) інерції.

Ключові слова: асинхронний генератор з подвійним живленням, вітрова електрична станція, вітроелектрична установка змінної частоти обертання, вітроелектрична установка постійної частоти обертання, електроенергетична система, «реакція» інерції (інерційний відгук), регулювання частоти, синхронний генератор з перетворювачем номінальної потужності.

Вступ

Використання енергії вітру для виробництва електричної енергії — це один з перспективних шляхів вирішення зростаючих проблем енергозабезпечення. Про це свідчить досвід багатьох країн, таких як США, Німеччина, Данія, Великобританія, Іспанія, Італія, Франція, Ірландія та інші. Істотними перевагами цих джерел є невичерпна ресурсна база та екологічна чистота. Протягом останніх 25 років вітроенергетика розвивається найшвидше серед інших видів ВДЕ [1].

Низка технічних проблем, пов'язаних з ефективною роботою електроенергетичної системи (ЕЕС), її управлінням та якістю електроенергії можуть виникнути зі збільшенням частки встановленої потужності вітрових електричних станцій (ВЕС). Збільшення виробітку електроенергії ВЕС призводить до зменшення кількості традиційних генераторів (звичай синхронних), які використовуються на теплових, гідравлічних, атомних станціях, теплоелектроцентралях (ТЕС, ГЕС, АЕС, ТЕЦ). Зменшення кількості традиційних генераторів, у свою чергу приводить до зниження інерційності ЕЕС і збільшення швидкості зміни частоти (ШЗЧ), що ускладнює регулювання частоти ЕЕС. Причиною зменшення інерції ЕЕС є те, що сучасні вітроелектричні установки змінної частоти обертання (ВЕУ ЗЧО) не впливають на регулювання частоти [2—6, 7, 8].

Під час дисбалансу в ЕЕС, наприклад, збільшення чи зменшення навантаження, змінюється частота ЕЕС. ШЗЧ особливо важлива, тому що ця проблема може призвести до додаткових втрат генерованої потужності і збільшення ризику аварійного вимкнення ЕЕС.

Мета роботи — визначити залежність інерції ЕЕС від кількості синхронних генераторів (СГ) і генераторів ВЕУ та отримати кількісні результати обчислення ШЗЧ ЕЕС з різними частками генерованої потужності ВЕС під час різних змін в генерованій чи спожитій потужностях; розглянути вимоги систем регулювання частоти і типи контролерів для емуляції (наслідування) інерційності.

Результати проведеної роботи

Принцип роботи ВЕУ. Принцип роботи ВЕУ включає в себе два процеси перетворення, які здійснюються за допомогою його основних компонентів: ротора ВЕУ, який перетворює кінетичну енергію вітру в енергію обертання вала ротора, і генератора ВЕУ, який перетворює цю енергію в електричну енергію. Загальна схема ВЕУ показана на рис. 1.

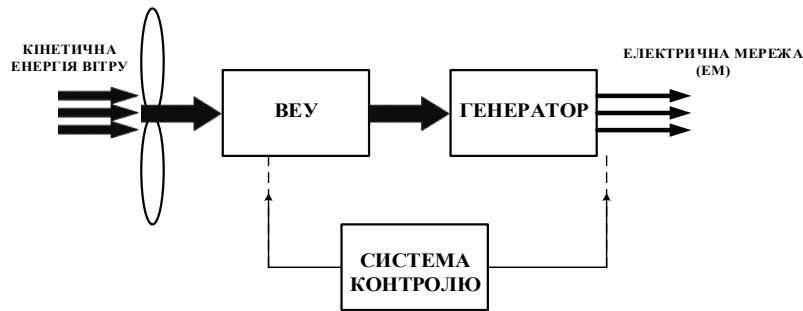


Рис. 1. Загальна схема вітроелектричної установки

ВЕУ є складною системою, для створення якої потрібні знання в галузях аеродинаміки, механіки, будівництва, електротехніки і автоматики. Щоб підвищити ефективність ВЕУ, забезпечити відповідність вимогам ЕЕС щораз більше нових технологій застосовуються до них.

Аеродинаміка ВЕУ. Максимальна механічна потужність (P_{mec}), яка створює потік вітру на лопатях ротора ВЕУ обчислюється як [7]

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p(\lambda, \beta), \quad (1)$$

де ρ — густина повітря, кг/м^3 ; A — площа, яку перетинає вітровий потік, м^2 ; V — швидкість вітру, м/с ; C_p — коефіцієнт продуктивності; β — кут нахилу лопаті, град; λ — співвідношення окружної швидкості.

Контролер кута нахилу використовується для регулювання кроку лопатей ВЕУ за високих швидкостей вітру, так щоб частоту обертання ротора підтримувати в межах допустимого діапазону. Змінення кроку лопатей здійснюється за допомогою пропорційно-інтегрального контролера разом з механізмом спостереження для стабілізації реакції. Відхилення фактичної частоти обертання ротора ($\omega_{R.meas}$) і заданої частоти обертання ($\omega_{R.ref}$) є керувальним сигналом для контролера кута.

Пристрій моделювання ВЕУ і кута нахилу контролюється спільно з системою спостереження. Задана швидкість $\omega_{R.ref}$ обчислюється як відношення заданої активної потужності $P_{R.ref}$, у. о. до вимірюваного механічного обертового моменту T_{mec} , у. о.

$$\omega_{R.ref} = \frac{P_{R.ref}}{T_{mec}}. \quad (2)$$

Типи ВЕУ. На сьогодні використовуються два основних типи ВЕУ:

- постійної (фіксованої) частоти обертання (ПЧО);
- змінної (регульованої) частоти обертання (ЗЧО).

Від початку 90-х років минулого століття широке використання отримали ВЕУ ПЧО [7, 9]. Цей тип ВЕУ використовує асинхронний генератор з короткозамкненим ротором (АГКЗР) чи фазним ротором (АГФР), який безпосередньо підключений до електричної мережі (ЕМ) (рис. 2).

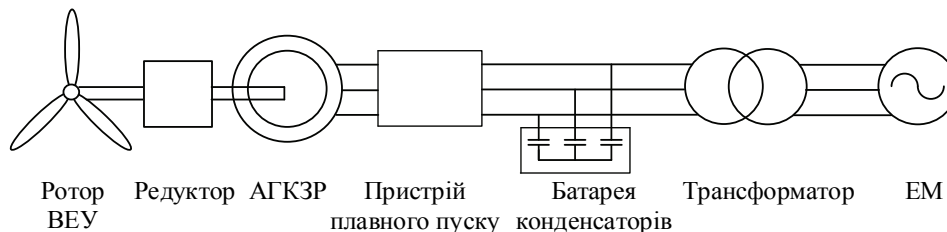


Рис. 2. Вітроелектрична установка постійної частоти обертання з АГКЗР

Як правило ВЕУ ПЧО працюють за однієї швидкості, що пов'язано з їхнім ковзанням і визначається частотою ЕМ, передавальним числом редуктора і конструкцією генератора.

Генератори такого типу ВЕУ укомплектовують двома наборами обвиток: зазвичай 8 полюсів

для роботи за низьких швидкостей вітру і 4—6 полюсів для роботи за високих швидкостей вітру, що збільшує виробіток електроенергії. Також вони можуть бути укомплектовані двома генераторами, але такі покращення відповідно збільшують їхню вартість. Оскільки ці ВЕУ укомплектовані асинхронними генераторами (АГ), то потрібна батарея конденсаторів або статичний компенсатор для компенсації реактивної потужності. Пристрій плавного пуску повільно створює магнітний потік для зменшення перехідних струмів під час пуску. Основні переваги ВЕУ ПЧО: проста і дешева електрична система, міцність, надійність, низькі капітальні витрати. На сьогодні цей тип ВЕУ добре вивчений. Основні недоліки: неконтрольоване споживання реактивної потужності, обмежений контроль якості електричної енергії і механічні напруження. Механічні напруження пов'язані зі сталою швидкістю роботи, оскільки всі зміни швидкості вітру приводять до змін обертового моменту і як наслідок відбуваються зміни у електричній енергії, яка передається у ЕМ, що призводить до коливань напруги і значних втрат.

ВЕУ ЗЧО набули широкого використання протягом останніх років. Два типи генераторів у ВЕУ ЗЧО використовуються на сьогодні: асинхронний генератор з подвійним живленням (АГПЖ) та синхронний генератор з перетворювачем номінальної потужності (СГПНП) (рис. 3а, б). ВЕУ ЗЧО приєднані до ЕМ через силові перетворювачі.

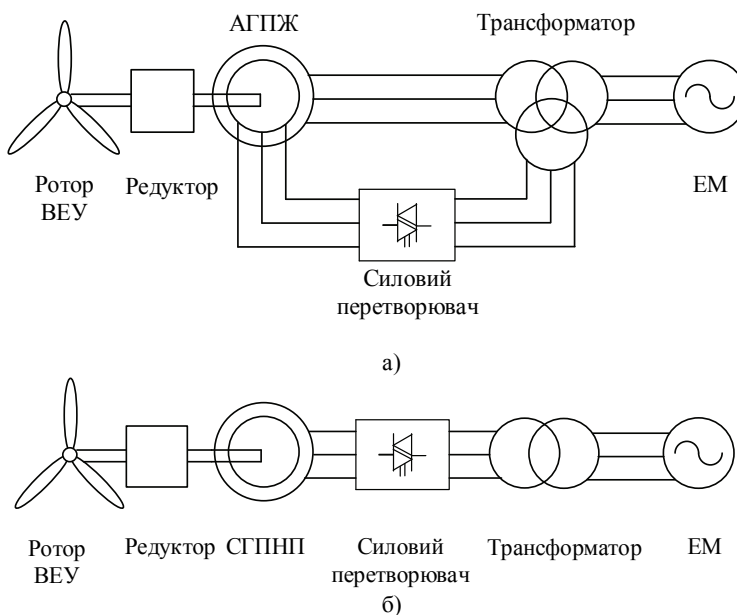


Рис. 3. Вітроелектричні установки змінної частоти обертання :
а — з АГПЖ; б — з СГПНП

Використання перетворювача для контролю струмів дозволяє регулювати активну і реактивну потужності, які видаються в ЕМ з боку статора, незалежно від частоти обертання генератора. У підсинхронному режимі енергія передається від ЕМ до ротора, а в надсинхронному режимі навпаки — від ротора до ЕМ.

Основні переваги АГПЖ: здатність контролювати напругу і коефіцієнт потужності, потребує перетворювача невеликої номінальної потужності, що зменшує його вартість, системи контролю постійно удосконалюються. Звичайно цей тип генераторів має і низку недоліків: складна система перетворювача, потрібні редуктор та контактні кільця. Незважаючи на це, на сьогодні він найчастіше використовується [7, 9].

Вимоги мережевих стандартів весь час зростають, тому СГПНП як один з найсучасніших генераторів ВЕУ, розроблений для перетворення всієї потужності. Потужність перетворювача цього типу ВЕУ відповідає номінальній потужності генератора.

ВЕУ з ПНП можуть бути з редуктором або без нього та з різними типами генераторів (асинхронним, синхронним генератором з фазним ротором, синхронним генератором з постійними магнітами). В цій роботі розглядається СГПНП. У такого типу ВЕУ генератор приєднаний до ЕМ через перетворювач номінальної потужності. Оскільки потужність від генератора передається через перетворювач, приєднаний до статора, генератор є ефективно ізольованим від ЕМ. Як і в АГПЖ, частота генератора може змінюватися, оскільки змінюється швидкість вітру, що дозволяє цьому типу ВЕУ працювати за різних швидкостей вітру і не залежати від частоти і напруги ЕМ. Взагалі контроль роботи таких ВЕУ і потік потужності залежить від застосованого типу перетворювача.

Перевага СГПНП полягає в цілковитому відокремленні від ЕМ. Тобто, перетворювач виконує роль буфера між генератором і ЕМ, тому між ними не має взаємовпливу. Завдяки ширшому діапазону роботи, цей тип ВЕУ набуває все більшої популярності. Наразі основним недоліком ВЕУ з ПНП є висока вартість.

На рис. 4 показано залежність вихідної потужності ВЕУ від частоти обертання ротора за різних швидкостей. За швидкості вітру V_1 , ВЕУ працює з оптимальною швидкістю n_1 , яка генерує поту-

жність P_1 і є максимальною для цієї швидкості. Зі збільшенням швидкості вітру від V_1 до V_2 , і якщо швидкість ВЕУ є фіксованою при n_1 , вихідна потужність буде P_2 .

Проте, для швидкості вітру V_2 , оптимальна потужність P_3 генеруватиметься за частоти обертання ротора n_2 . ВЕУ ЗЧО може працювати зі швидкістю n_2 за швидкості вітру V_2 , і, таким чином, може генерувати максимальну потужність P_3 за цієї швидкості вітру. Тому для захоплення оптимальної енергії від вітрових ресурсів, ВЕУ ЗЧО є кращим вибором. Доведено, що використання енергії вітру ВЕУ ЗЧО є на 8—15 % більше, ніж ВЕУ ПЧО [2]. Приводи ВЕУ ЗЧО дозволяють системі контролю адаптувати частоту обертання ротора до миттєвої швидкості вітру у відносно широкому діапазоні.

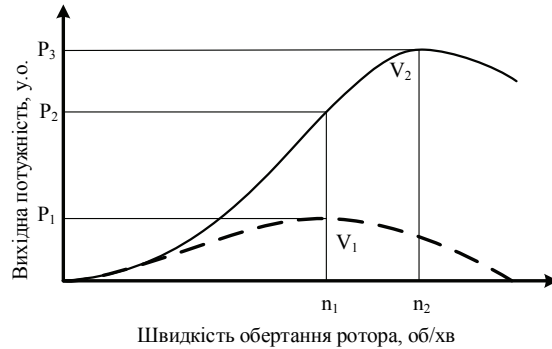


Рис. 4. Залежність вихідної потужності ВЕУ ЗЧО від частоти обертання ротора за різних швидкостей вітру

Інерція і швидкість зміни частоти (ШЗЧ) ЕЕС з великою часткою ВЕС

В загальному інерція ЕЕС — це своєрідний опір, який перешкоджає змінам частоти системи. Таким «опором» в системі є СГ. Відомо, що інерція всієї ЕЕС пропорційна сумі кінетичної енергії всіх генераторів системи.

Кінетична енергія, яка накопичується в обертових масах генераторів визначається за рівнянням

$$E = \frac{1}{2} J \omega_{mec}^2, \quad (3)$$

де J — це момент інерції синхронного генератора, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$; ω_{mec} — частота обертання СГ, рад/с .

Зазвичай в електроенергетиці використовують поняття постійної інерції H (с), яка визначається

$$H = \frac{J \omega_{mec}^2}{2S}, \quad (4)$$

де S — це повна номінальна потужність СГ, $\text{МВ} \cdot \text{А}$.

Коли виникає дисбаланс між виробленою потужністю і спожитою потужністю, ротори генераторів збільшують чи зменшують свою частоту обертання, що відповідно і змінює (збільшує або зменшує) частоту ЕЕС. Тобто частота ЕЕС в першу чергу залежить від частоти обертання генераторів, а саме від їх інерції. Це явище називають «реакцією» інерції чи інерційним відгуком [10]. Причинами дисбалансу, тобто коливання частоти ЕЕС можуть бути короткі замикання (к. з.), вимкнення ліній, збільшення чи зменшення навантаження, зміни в генерованій потужності тощо. Для підтримки стійкої роботи системи весь час потрібно підтримувати баланс в системі.

Зміна потужності визначається з рівняння

$$J \omega_{mec} \frac{d\omega_{mec}}{dt} = P_{gen} - P_{load} = \Delta P, \quad (5)$$

де P_{gen} — загальна вироблена потужність, МВт ; P_{load} — потужність навантаження, МВт ; ΔP — зміна потужності, МВт .

Після зміни частоти, тобто після виникнення дисбалансу в ЕЕС, СГ негайно звільняють кінетичну енергію обертових мас. Величина постійної інерції СГ варіює в межах 2...9 секунд в залежності від типу генератора, від його потужності і від номінальної частоти обертання [7].

ШЗЧ визначається дисбалансом в системі і інерцією ЕЕС. Чим більша інерція, тим менша ШЗЧ. ШЗЧ в Гц/с визначається за таким рівнянням з використання постійної інерції:

$$\frac{df}{dt} = \frac{d\omega_{mec}}{dt} = \Delta P \frac{f}{2SH}, \quad (6)$$

де f — частота ЕЕС, Гц .

Мережеві стандарти країн, де вітроенергетика розвивається динамічно, вимагають підтримувати ШЗЧ в межах 0,5 Гц/с [9], оскільки збільшення ШЗЧ може привести до аварійних ситуацій в ЕЕС.

В ЕЕС, де домінують СГ, вони забезпечують їх інерцією. Зі збільшенням частки ВЕУ в ЕЕС, кількість СГ зменшується. Багато публікації [4—6, 8] підтвердили, що ВЕУ ПЧО з АГКЗР, подібно до традиційних генераторів, беруть участь в регулюванні частоти. На сьогодні ВЕУ ЗЧО використовуються більше, у зв'язку з їх вищою продуктивністю [9]. Очевидно, що ВЕУ ЗЧО не беруть участь в регулюванні частоти, оскільки вони відокремлені від ЕМ через силові перетворювачі. Незважаючи на те, що інерція ВЕУ ЗЧО «прихована» від ЕМ, як правило, вона становить 2...6 секунд [7]. В результаті збільшення частки ВЕУ ЗЧО зменшується загальна інерція ЕЕС, збільшується відхилення частоти і ШЗЧ.

Дослідження. Розглянуто умовну ЕЕС з 10 СГ номінальною потужністю 100 МВт кожний і з ВЕУ ЗЧО з номінальною потужністю 5 МВт кожна (рис. 5).

Зроблено такі припущення: 1) для кожного дослідження всі СГ видають максимальну потужність; 2) всі генератори ВЕУ ЗЧО працюють за однієї швидкості, тобто їх вихідна потужність однакова і максимальна; 3) знехтувано всіма втратами на власні потреби ВЕС (зазвичай вони дуже малі) та в ЕМ (лініях, трансформаторах тощо), тобто кількість генерованої потужності дорівнює кількості споживаної потужності; 4) частка ВЕУ в системі змінювалася від 0 до 50 %.

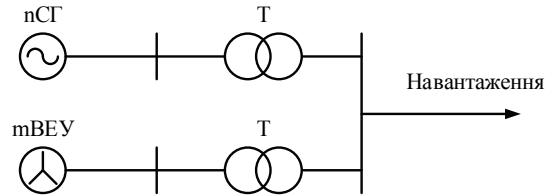


Рис. 5. Спрощена схема ЕМ

1. Визначено зміну інерції ЕЕС зі зміною кількості СГ та ВЕУ ЗЧО $n(m)SH$, $MB \cdot A \cdot c$, де n і m — кількість СГ і ВЕУ, відповідно, шт; $S_{SG}(S_{WT})$, $MB \cdot A$ — номінальна потужність СГ і ВЕУ, відповідно; $H_{SG} = 5$ с — постійна інерція СГ, $H_{WT} = 0$ с — постійна інерція ВЕУ (в цьому варіанті не враховується).

Приклад розрахунку:

$$nS_{SG}H_{SG} = 9 \cdot 100 \cdot 5 = 4500 \text{ MB} \cdot A \cdot c;$$

$$mS_{WT}H_{WT} = 20 \cdot 5 \cdot 0 = 0 \text{ MB} \cdot A \cdot c.$$

На рис. 6 показано залежність зміни SH , $MB \cdot A \cdot c$ від кількості СГ та ВЕУ ЗЧО в ЕЕС (інерція генераторів ВЕУ ЗЧО не враховується). За формулою (6) обчислено ШЗЧ в ЕЕС під час зміни генерованої чи спожитої потужностей від 1 до 10 %, а результати розрахунків відображено у табл. 1.

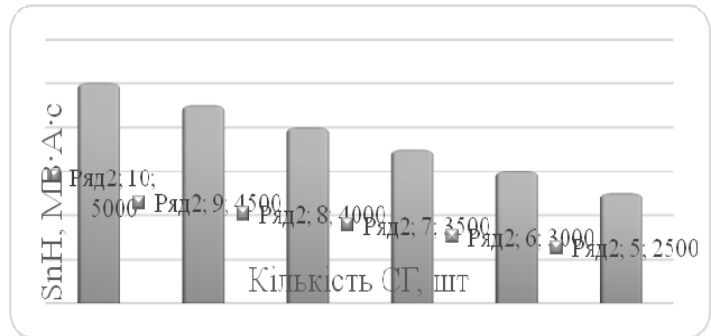


Рис. 6. Зміна SH , $MB \cdot A \cdot c$ в залежності від кількості СГ та ВЕУ ЗЧО в ЕЕС (інерція генераторів ВЕУ ЗЧО не враховується)

Таблиця 1

ШЗЧ ЕЕС під час зміни генерованої чи спожитої потужностей від 1 до 10 % (інерція генераторів ВЕУ ЗЧО не враховується)

Кількість, шт		$SH, MB \cdot A \cdot c$		Зміна навантаження									
СГ	ВЕУ	СГ	ВЕУ	1 %	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %
10	0	5000	0	0,050	0,100	0,150	0,200	0,250	0,300	0,350	0,400	0,450	0,500
9	20	4500	0	0,056	0,111	0,167	0,222	0,278	0,333	0,389	0,444	0,500	0,556
8	40	4000	0	0,063	0,125	0,188	0,250	0,313	0,375	0,438	0,500	0,563	0,625
7	60	3500	0	0,071	0,143	0,214	0,286	0,357	0,429	0,500	0,571	0,643	0,714
6	80	3000	0	0,083	0,167	0,250	0,333	0,417	0,500	0,583	0,667	0,750	0,833
5	100	2500	0	0,100	0,200	0,300	0,400	0,500	0,600	0,700	0,800	0,900	1,000

Приклад розрахунку для випадку, коли працює 9 СГ та 20 ВЕУ ЗЧО:

$$\frac{df}{dt} = \Delta P \frac{f}{2(n_{SG}S_{SG}H_{SG} + m_{WT}S_{WT}H_{WT})} = 100 \frac{50}{(2 \cdot 9 \cdot 100 \cdot 5 + 0)} = 0,5 \text{ Гц/с.}$$

Аналізуючи отримані результати (табл. 1), можна зробити висновок, що ШЗЧ пропорційна кількості СГ, оскільки під час зміни генерованої чи спожитої потужностей на 10 % у ЕЕС з дев'ятьма СГ і без врахування постійної інерції ВЕУ ЗЧО, ШЗЧ досягне максимально дозволеного значення 0,5 Гц/с згідно з мережевими стандартами (виділено жирним), а у ЕМ з п'ятьма СГ під час зміни — удвічі меншій, тобто 5 %.

2. Визначено зміну інерції ЕЕС зі зміною кількості СГ та ВЕУ ЗЧО $n(m)SH, MB \cdot A \cdot c$, де n і m — кількість СГ і ВЕУ, відповідно, шт; $S_{SG}(S_{WT}), MB \cdot A$ — номінальна потужність СГ і ВЕУ, відповідно; $H_{SG} = 5 c$ — постійна інерція СГ, $H_{WT} = 2 c$ — постійна інерція ВЕУ (в цьому варіанті враховується).

Приклад розрахунку:

$$nS_{SG}H_{SG} = 9 \cdot 100 \cdot 5 = 4500 \text{ MB} \cdot A \cdot c;$$

$$mS_{WT}H_{WT} = 20 \cdot 5 \cdot 2 = 200 \text{ MB} \cdot A \cdot c.$$

На рис. 7 показано залежність зміни $SH, MB \cdot A \cdot c$ від кількості СГ та ВЕУ ЗЧО в ЕЕС (інерція генераторів ВЕУ ЗЧО враховується). За формулою (6) обчислено ШЗЧ в ЕЕС під час зміни генерованої чи спожитої потужностей від 1 до 10 %, а результати розрахунків відображено у табл. 2.

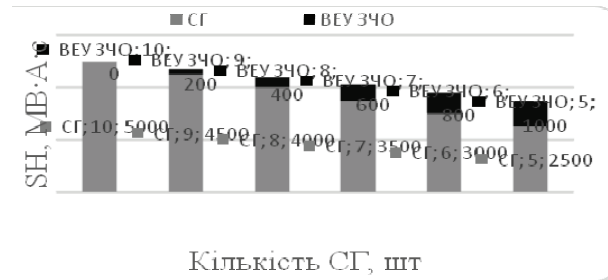


Рис. 7. Зміна $SH, MB \cdot A \cdot c$ в залежності від кількості СГ та ВЕУ ЗЧО в ЕЕС (інерція генераторів ВЕУ ЗЧО враховується)

Таблиця 2

ШЗЧ ЕЕС під час зміни генерованої чи спожитої потужностей від 1 до 10 % (інерція генераторів ВЕУ ЗЧО враховується)

Кількість, шт		$SH, MB \cdot A \cdot c$		Зміна навантаження									
СГ	ВЕУ	СГ	ВЕУ	1 %	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %
10	0	5000	0	0,050	0,100	0,150	0,200	0,250	0,300	0,350	0,400	0,450	0,500
9	20	4500	200	0,053	0,106	0,160	0,213	0,266	0,319	0,372	0,426	0,479	0,532
8	40	4000	400	0,057	0,114	0,170	0,227	0,284	0,341	0,398	0,455	0,511	0,568
7	60	3500	600	0,061	0,122	0,183	0,244	0,305	0,366	0,427	0,488	0,549	0,610
6	80	3000	800	0,066	0,132	0,197	0,263	0,329	0,395	0,461	0,526	0,592	0,658
5	100	2500	1000	0,071	0,143	0,214	0,286	0,357	0,429	0,500	0,571	0,643	0,714

Приклад розрахунку для випадку, коли працює 5 СГ та 100 ВЕУ ЗЧО:

$$\frac{df}{dt} = \Delta P \frac{f}{2n_{SG}S_{SG}H_{SG} + 2n_{WT}S_{WT}H_{WT}} = 100 \frac{50}{2 \cdot 5 \cdot 100 \cdot 5 + 2 \cdot 100 \cdot 5 \cdot 2} = 0,714 \text{ Гц/с.}$$

Аналізуючи отримані результати (табл. 2), можна зробити висновок, що ШЗЧ зменшується, оскільки під час зміни генерованої чи спожитої потужностей на 10 % у ЕМ з дев'ятьма СГ і з 20 ВЕУ ЗЧО враховуючи їх постійну інерцію, ШЗЧ досягне максимально дозволеного значення 0,5 Гц/с згідно з мережевими стандартами (виділено жирним), а у ЕМ з п'ятьма СГ під час зміни на 7 %.

Вимоги систем управління і типи контролерів для емуляції (наслідування) інерції

Результати численних досліджень доводять, що ВЕУ ЗЧО можуть також впливати на збільшення інерції ЕЕС і, отже, зменшити ШЗЧ різними методами [2, 4—6, 8, 11]. В останні роки у багатьох публікаціях розглянуто контроль частоти ЕЕС з великими частками ВЕС. Зокрема, у багатьох роботах запропоновано використовувати додаткові контролери частоти АГПЖ. Наприклад, в [5, 6] запропоновано підтримувати інерцію для контролю частоти, випускаючи кінетичну енергію обертових мас. В [2, 5] автори запропонували контроль спаду, імітуючи початкові характеристики частоти/спаду як у СГ. У деяких дослідженнях [3, 4] запропоновано використовувати вторинне регулювання частоти. Ті ж автори [3, 4] запропонували змінити режим роботи ВЕУ за точкою максимальної потужності на підоптимальний режим і таким чином використовувати потенційні резерви ВЕУ. Методи, описані вище, включають встановлення контролерів в перетворювачі потужності ВЕУ ЗЧО для доступу до додаткової потужності. Крім того, в [8] запропоновано контро-

лювати частоту за різних швидкостей вітру.

У більшості робіт досліджується можливість контролю АГПЖ [3—6, 8], і тільки в деяких — СГПНП [2, 6]. Наприклад, в [2] досліджена здатність контролювати і підтримувати частоту СГПНЧ. Через те, що цей тип ВЕУ відносно новий, він вимагає ретельного вивчення з урахуванням збільшення його застосування. Наразі близько 20 % від встановленої потужності є СГПНЧ [2].

Низка вимог ставиться до контролерів генераторів ВЕУ ЗЧО для забезпечення можливостей емуляції (наслідування) інерції [10]:

- мають бути визначені як пропорційно-інтегральні контролери з коефіцієнтом підсилення;
- контролери повинні збільшувати чи зменшувати їх активну потужність на 0,05 у. о. за 50 мс;
- зона нечутливості зміни частоти визначається як ± 10 мГц;
- контролери повинні бути вимкнені коли рівень напруги нижче 0,85 у. о.;
- для отримання необхідних рівнів насичення — накопичення енергії потрібно для 10 % збільшення чи зменшення активної потужності.

Два типи контролерів, описаних в літературі [2, 5], для збільшення інерції ЕЕС і ліквідації негативного впливу на частоту зі збільшенням частки ВЕС у ЕЕС показані на рис. 8.

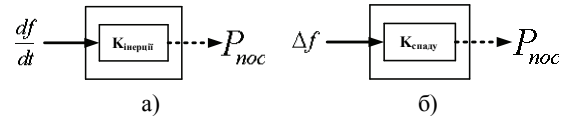


Рис. 8. Види контролерів: а — контролер інерції; б — контролер спаду

Перший контролер інерції (df/dt) тимчасово

збільшує активну потужність, пов'язану з ШЗЧ, чим покращує демпфування в ЕЕС. Другий контролер спаду (Δf), який допускає контроль активної потужності, пов'язаний з відхиленням частоти і поводить себе подібно до традиційного контролю частоти. Контролер спаду не поліпшує ШЗЧ, він тільки змінює частоту нижньої точки. Він не перетворює будь-яку додаткову кінетичну інерцію ротора, як це робить контролер інерції, тому потрібен деякий резерв потужності для такого типу контролера.

Висновки

Збільшення частки ВЕУ ЗЧО в ЕЕС зумовлює зниження інерційності ЕЕС і збільшення ШЗЧ. Отримані кількісні результати обчислення інерції ЕЕС та ШЗЧ з різними частками генерованої потужності ВЕС ЗЧО та з різним відсотком зміни генерованої чи спожитої потужностей дозволяють визначити максимальну потужність ВЕС з ВЕУ ЗЧО, яка не впливатиме на частоту ЕЕС та дозволяють оцінити вплив зменшення інерції системи на ШЗЧ і внесок ВЕС у інерційність ЕЕС.

Питання «реакції» інерції є актуальним не тільки для діючих ВЕС, а й для ВЕС на стадії проектування, адже це дозволить полегшити контроль частоти в ЕЕС з новими ВЕС.

Для правильної роботи ЕЕС, вимоги та особливості ЕЕС і ВЕС повинні обов'язково враховуватись.

Вивчення поведінки ВЕС із запропонованими контролерами передбачається провести в подальших дослідженнях.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Wind in power [Electronic resource] // 2013 European statistics, February 2014, 12 p. — Access mode: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2014.pdf>
2. Conroy J. F. Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation / J. F. Conroy, R. Watson // IEEE Trans. Power Systems. — Vol. 23, No. 2. — Pp. 649—656, May 2008.
3. De Almeida R. Primary frequency control participation provided by doubly fed induction wind generators / De Almeida R. G., Lopes J. A. P. // in Proc. 15th Power Systems Computation Conf., Liege, Belgium. — Pp. 22—26, Aug. 2005.
4. De Almeida R. G. Optimum generation control in wind parks when carrying out system operator request / De Almeida R. G., Castronuovo Edgardo D., Lopes J. A. P. // IEEE Trans. Power Systems. — 2006. — Vol. 21, No. 2, May.
5. Ekanayake J. Comparison of the Response of Doubly Fed and Fixed-Speed Induction Generator Wind Turbines to Changes in Network Frequency / Ekanayake J., Jenkins N. // IEEE Trans. Power System. — 2004. — Vol. 19, No. 4. — Pp. 800—802.
6. Ping-Kwan Keung. Kinetic energy of wind-turbine generators for system frequency support / Ping-Kwan Keung, Pei Li, Hadi Banakar, Boon Teck Ooi // IEEE Trans. Energy Systems. — 2009. — Vol. 24, No. 1. — Pp. 270—287.
7. Wind power in power systems / Edited by Thomas Ackermann // John Wiley&Sons, Ltd., 2005. — 691 p.
8. Zhang Z.-S. Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants / Zhang Z.-S., Sun J. Lin Y.-Z., Li G. J. // IET Renew. Power Gen. — 2012. — Vol. 6. — No. 1. — Pp. 38—47.
9. Zhang Y. Comparison and evaluation of three main types of wind turbines / Zhang Y., Ula S. // Transmission and Distribution Conference and Exposition IEEE/PES, Chicago. — 2008. — Pp. 1—6.
10. Яндульський О. С. Автоматичне регулювання частоти та перетоків активної потужності в енергосистемах : навч. посіб. / Яндульський О. С., Стелюк А. О., Лукаш М. П. ; під заг. ред. О. С. Яндульського. — К. : НТУУ «КПІ», 2010. — 88 с.

11. Technical requirements for wind power and photovoltaic installations and any generating facilities whose technology does not consist on a synchronous generator directly connected to the grid, issued by Red Electrica, October 2008, O.P. (translated in English by: www.aeolica.es).

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 20.10.2016

Сегеда Михайло Станкович — д-р техн. наук, професор, завідувач кафедри електричних станцій; e-mail: mseheda@ukr.net;

Національний університет «Львівська політехніка», Львів;

Дудурич Олександра Борисівна — інженер сектору координації роботи з надання техумов виробничо-технічного відділу виконавчої дирекції.

ПАТ «Львівобленерго», Львів

M. S. Seheda¹
O. B. Dudurych²

Rate of Change of Frequency of Power Systems as a Result of the Increased Share of Power Generation by Wind Power Plants

¹Lviv Polytechnic National University;

²PJSC «Lvivoblenergo»

There have been received the results of the calculation of the total inertia of the power system synchronous generators and the rate of change of frequency with different shares of wind power for various options the balance of generated and consumed power changing. There have been considered the systems requirements of frequency control and the controllers types for emulation (imitation) inertia.

Keywords: double-fed induction generator, wind power plant, variable speed wind turbine, constant speed wind turbine, power system, inertia response, frequency control, fully rated converter synchronous generator.

Seheda Mykhailo S. — Dr. Sc. (Eng.), Professor, Head of the Chair of Power Stations; e-mail: mseheda@ukr.net;

Dudurych Oleksandra B. — Engineer of the Coordination Sector in Providing Technical Conditions of Production and Technical Department at the Executive Management

M. S. Seheda¹
A. B. Dudurych²

Скорость изменения частоты электроэнергетических систем в результате увеличения доли генерируемой мощности ветроэлектростанциями

¹Национальный университет «Львовская политехника»;

²ОАО «Львовоблэнерго»

Получены результаты вычисления суммарной инерции синхронных генераторов электроэнергетической системы и скорости изменения частоты с разными долями генерируемой мощности ветровыми электростанциями для различных вариантов при изменении баланса генерируемой и потребляемой мощности. Рассмотрены требования систем регулирования частоты и типы контроллеров для эмуляции (подражание) инерции.

Ключевые слова: асинхронный генератор с двойным питанием, ветровая электростанция, ветроэлектрическая установка изменяющейся частоты вращения, ветроэлектрическая установка постоянной частоты вращения, электроэнергетическая система, «реакция» инерции (инерционный отзыв), регулирования частоты, синхронный генератор с преобразователем номинальной мощности.

Сегеда Михаил Станкович — д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой электрических станций; e-mail: mseheda@ukr.net;

Дудурич Александра Борисовна — инженер сектора координации работы по предоставлению техусловий производственно-технического отдела исполнительной дирекции