УДК 621.3.011.74.005

Мирошниченко В.В.
Институт енергосбереження та енергоменеджменту НТУУ «КПІ», вул. Борщагівська 115, Киев, 05036, Україна.

ОСОБЛИВОСТІ ОЦІНКИ СТІЙКОСТІ ТА ЕМС РОБОТИ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ З РОЗОСЕРЕДЖЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

Аннотація

Оценки устойчивости работы ОЭС Украины и локальных электроэнергетических систем. Проведен расчет запаса устойчивости локальной электроэнергетической системы с гибридным фильтром. Определены величины искажений, которые вносит в сеть само устройство и оценить величину запаса устойчивости данной системы.
Ключевые слова: *ОЭС Украины, локальные системы, устойчивость*

Annotation

The methods of estimation of stability of the IPS of Ukraine and local electricity systems are described. The calculation of the stability of local electricity supply system with hybrid filter was made. Formulas were used for determining the value of distortions, made the network and the device itself and to assess the magnitude of stability reserve of the system.
Key words: *IPS of Ukraine, the local system stability*

Зі зростанням кількості приладів керування та нелінійних електричних апаратів, проблема за-безпечення електромагнітної сумісності в сучасних системах електропостачання дедалі стає більш актуальною. В будь - якій точці простору ми зустрічаємо різноманітні електромагнітні явища природного та штучного походження. Сукупність електромагнітних явищ, які відбуваються в даному місці, визначаються як електромагнітне оточення(ЕМО).

Розташовуючи обладнання (або систему) в певну ЕМО, ми маємо забезпечити надійну роботу цього обладнання і не завадити надійні роботі іншого обладнання, тобто забезпечити електромагнітну сумісність(ЕМС).

Для аналізу та оцінки рівня ЕМС у локальних електроенергетичних системах (ЕЕС) пропонується використовувати показники стійкості системи та декомпозицію реактивної потужності Фризе (Q_ϕ).

Особливістю функціонування ЕЕС з джерелами розосередженої генерації є різнорідність режимів роботи генеруючого обладнання та наявність пристроїв силової електроніки (СЕ), які як вносять спотворення сигналів, так і забезпечують корекцію режимів роботи мережі. Забезпечення стійкої та надійної роботи виділених систем є важливою задачею, яка потребує свого вирішення.

Особливістю локальних ЕЕС є те, що вони поєднують властивості великих енергетичних та малих електротехнічних систем з застосуванням пристроїв СЕ та мікропроцесорних систем керування, в реальному часі. У виділених системах значною є частка джерел обмеженої потужності, нетрадиційних відновлюваних джерел енергії та джерел, що працюють на органічному паливі.

Через складність явищ та процесів, що відбуваються у великих електроенергетичних системах, «фізичне» поняття стійкість для зручності моделювання традиційно розкладають на складові. В країнах колишнього СРСР була досить поширена математична декомпозиція

стійкості на поняття «стійкість паралельної роботи енергосистем» та «стійкість навантаження» [1]. У той же час, в країнах Європейського енергетичного об'єднання використовується дещо інша класифікація цього явища: «стійкість за кутом» та «стійкість за напругою» [1,3-5]. Використання підходу до оцінки стійкості системи за напругою дозволяє більш чітко розділити загальне поняття на окремі математичні складові.

Вимоги до стійкості енергосистем можуть забезпечуватись за рахунок: посилення електричної мережі; зменшення часу відключення КЗ шляхом удосконалення та оптимізації настроювання пристроїв АПВ; використання автоматичного захисту підстанцій (АЗПС); зміни режимів роботи енергосистем.

Значення показників стійкості для електроенергетичних систем нормуються згідно [2] для різних груп збурень у високовольтних мережах ОЕС України напругою 110-750 кВ. В таких системах оцінювання рівня безпеки режимів енергосистем, може проводитися на основі підходу [1], який передбачає створення проблемно-орієнтованої системи моніторингу режимів ОЕС України.

Зазначимо, що при аналізі техніко-економічних характеристик поняття стійкості розглядається як властивість системи поглинати зовнішні збурення, а саме зберігати стан рівноваги або незначно відхилятися від нього під дією цих збурень.

У радіоелектронних системах та електротехнічних системах з пристроями СЕ невеликої потужності поняття стійкості означає спроможність системи протидіяти малим збуренням, дія яких направлена на виведення її зі стану рівноваги та можливість системи повернутися до цього стану. Для оцінки стійкості таких систем використовуються алгебраїчні та частотні критерії стійкості (критерії стійкості по Ляпунову, критерії Найквіста та Михайлова), що дозволяють визначати стійкість даних систем без вирішення складних характеристичних рівнянь.

Практично в ЕЕС оцінка стійкості може полягати у визначенні запасу стійкості або ж ступеня стійкості системи у відповідності до режимів та процесів.

Згідно з вищевикладеним поняття статичної стійкості – це спроможність системи повертатися до початкового стану після припинення дії малих збурень, які вивели її з цього стану. За умовами статичної стійкості енергосистем нормують мінімальні коефіцієнти запасу з активної потужності в перетинах і мінімальні коефіцієнти запасу з напруги у вузлах навантаження [2]. Крім того, встановлюють групи збурень, за яких повинні забезпечуватись як динамічна стійкість, так і нормативні запаси статичної стійкості в післяаварійних режимах, а в допустимій області режимів має забезпечуватись відсутність саморозхитування системи.

При оцінці стійкості у виділених системах важливими показниками є керованість та спостережуваність режимів, як обладнання так і системи в цілому. Розрізняють такі сторони аналізу стійкості, як термічна стійкість ліній, стійкість щодо відпрацювання сигналів регулювання, стійкість на основі оцінки обмінних процесів, стійкість щодо зміни параметрів генераторів та стійкість відносно пропускної спроможності ліній електропередачі. Важливим критерієм забезпечення керованості процесів в локальних ЕЕС є стійкість по відпрацюванню сигналів регулювання від гібридного фільтру (ГФ). Для забезпечення даної складової стійкості в локальних ЕЕС виконується оцінка величин збурень, що вносять в систему окремі споживачі, та спроможність ГФ, який складається з активного АФ та пасивного ПФ фільтрів, компенсувати величини цих збурень. Така оцінка важлива з точки зору підвищення рівня стійкості та надійності роботи локальної системи шляхом заміни обладнання на більш ефективне у вузлах порушення стійкості роботи локальних ЕЕС.

ПФ є частотно-залежними, вони дозволяють змінювати гармонійний склад

несинусоїдальних струмів і напруг. Проте їм властиві два основні недоліки: обмежені функціональні можливості та некерованість. Використання АФ дає можливість керування параметрами ГФ, що, в свою чергу, забезпечує керованість процесів в локальних ЕЕС. Задача оцінки стійкості в локальних ЕЕС з ГФ зводиться до визначення запасу стійкості у виділених системах, тобто спроможності ГФ скомпенсувати реактивні складові при їх зміні в заданому діапазоні.

Розглянемо систему, в якій здійснюється компенсація реактивної складової струму генератора. Струм, який генерує ГФ, – $i_{ГФ}(t)$, складається зі струму, що генерується ПФ, – $i_{P,ПФ}(t)$ та струму, що генерується АФ, $-i_{P,АФ}(t)$: $i_{ГФ}(t)=i_{P,ПФ}(t)+i_{P,АФ}(t)$. В ідеальному випадку гібридний фільтр повністю компенсує обидві складові. У реальних умовах частка струму, яка буде скомпенсована ПФ, – $i_{P,ПФ}(t)'$. Має місце рівність $i_{P,ПФ}(t)'\neq i_{P,ПФ}(t)$. У залежності від схемотехнічної реалізації ПФ нев`язка $\Delta=\left\|i_{P,ПФ}(t)-i_{P,ПФ}(t)'\right\|$ характеризує відмінність струмів як за амплітудами $\{i(t)_A\}$, так і за початковими фазами $\{i(t)_\psi\}$, обумовлену появою «нескомпенсованої» складової струму $i_{P,ПФ}(t)''=i_{P,ПФ}(t)'-i_{P,ПФ}(t)$, яку ПФ не може скомпенсувати.

Досвід використання нормативних документів показав доцільність їхнього доповнення додатковими характеристиками та показниками, які дозволяють характеризувати процеси в системах постійного струму при наявності спотворюючи вищих гармонік струму. Окремо необхідно виділити складові втрат активної потужності від різних факторів неякісності електромагнітних процесів(складові Q_ϕ)

Застосувавши декомпозиції Q_ϕ у загальному випадку має вигляд:[4]

$$Q_\phi^2=U^2\frac{I_{m(1)}^2\sin^2(\varphi_k)}{2}+U^2\Big[(I_0-\frac{PU_0}{U^2})^2+\sum_{n,k,n=k}\frac{\left(I_{m(k)}\cos\varphi_n-PU_{m(k)}/U^2\right)^2}{2}+$$

$$+\sum_{n,n\neq k}\frac{I_{m(n)}^2}{2}+\frac{1}{2}\sum_{k,k\neq n}\left(PU_{m(k)}/U^2\right)\Big]$$

При розгляді реальних систем ця формула (1) перетворюється, та можна наводити припущення що значно спростять вираз. Ці спрощення наведені в таблиці 1 Таблиця 1

Спрощенні рівняння для визначення величини Q_ϕ^2

Далі буде наведено розрахунок реактивної потужності формулами 2.1 та 2.3 для такої системи:

{Г} - {П} - {Н}.

Розраховуємо перетоки реактивної потужності в перерізі {П} - {Н}.

Форму напруги можна описати рівнянням: $u(t)=U_0+U_1\sin(\omega t+\psi_1^u)$,де:

U_0 - постійна складова напруги,

U_1 - напруга першої вищої гармонічної складової

Форма струму описується:

$i(t)=I_0+I_1\sin(\omega t+\psi_1^i)+I_3\sin(3\omega t+\psi_3^i)$ I_0 - постійна складова струму;

I_1, I_3 - струми спотворення.

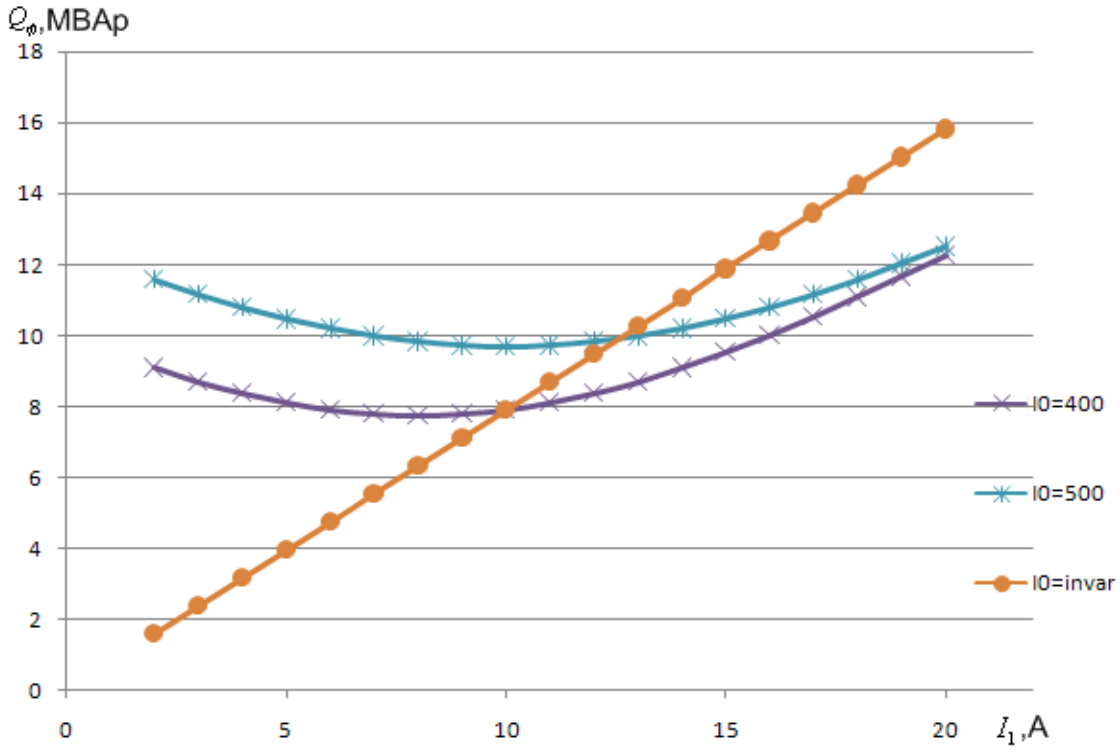
I_1 змінюється від 2А до 20А з кроком 1А;

I_0 змінюється від 400А до 500А з кроком 100А.

Результат розрахунків приведено на малю-нку 2

Мал.2 залежність Q_ϕ від I_1

№	Математичний опис системи	Допущення	Величина Q_ϕ^2 після спрощення
1.1	$u(t)=U_0+U_1\sin(\omega t+\psi_1^u)$ $i(t)=I_0+I_1\sin(\omega t+\psi_1^i)$	$U_1=0$	$\frac{U_0^2 I_1^2}{2}$
1.2		$I_0=0\Rightarrow P_0=0$	$\frac{I_1^2(U_0^2+U_1^2)}{2}$
2.1	$u(t)=U_0+U_1\sin(\omega t+\psi_1^u)$ $i(t)=I_0+I_1\sin(\omega t+\psi_1^i)+I_3\sin(3\omega t+\psi_3^i)$	$P_1\approx 0$	$I_0^2U_1^2+\frac{U_0^2+U_1^2}{2}(I_1^2+I_3^2)-P_0P_1$
2.2		$U_1=0$	$P_1^2+\frac{U_0^2}{2}(I_1^2+I_3^2)$
2.3		$I_0=0\Rightarrow P_0=0$	$\frac{\left(U_0^2+U_1^2\right)}{2}\left(I_1^2+I_3^2\right)$
3.1	$u(t)=U_0+U_1\sin(\omega t+\psi_1^u)+U_3\sin(3\omega t+\psi_3^i)$ $i(t)=I_0+I_1\sin(\omega t+\psi_1^i)$	$P_1\approx 0$	$\left(U_0^2+U_1^2+U_3^2\right)\left(I_0^2+\frac{I_1^2}{2}\right)-P_1P_0-P_0^2$
3.2		$U_1=0$	$U_3^2\left(I_0^2+\frac{I_1^2}{2}\right)+\frac{I_1^2}{2}U_0^2+P_1$
3.3		$I_0=0\Rightarrow P_0=0$	$\frac{I_1^2}{2}\left(U_0^2+U_1^2+U_3^2\right)$
4.1	$u(t)=U_0+U_1\sin(\omega t+\psi_1^u)+U_3\sin(3\omega t+\psi_3^u)$ $i(t)=I_0+I_1\sin(\omega t+\psi_1^i)+I_5\sin(5\omega t+\psi_5^i)$	$P_1,U_1=0$	$I_0^2U_3^2+\frac{U^2}{2}\left(I_1^2+I_5^2\right)$
4.2		$U_1=0$	$\frac{\left(U_0^2+U_3^2\right)}{2}\left(I_1^2+I_5^2\right)+$ $+\frac{P_1^2U_3^2-(P_0^2+P_0P_1)U_0^2}{2}$
4.3		$I_0=0\Rightarrow P_0=0$	$\frac{(U_0^2+U_1^2+U_3^2)}{2}(I_1^2+I_5^2)$



Формули 2.1 та 2.3 відрізняються на складову $I_0^2U_1^2 - P_0P_1$. Ця складова виявляє вплив зв'язку між параметрами постійного струму та вищих гармонійних складових.Отже, цей підхід дозволяє точніше визначити Q_ϕ.

Як можна бачити з малюнка, функція Q_ϕ, при врахуванні I_0- нелінійна. Знайдемо екстремуми цих функцій:

$$\frac{dQ_\phi^2}{dI_0} = 2I_0U_1^2 - P_1U_0 = 0 \quad (6)$$

$$\frac{dQ_\phi^2}{dU_1} = 2U_1I_0^2 - U_1\left(I_1^2 + I_3^2\right) - I_1P_0\cos\varphi_1 = 0 \quad (7)$$

$$\frac{dQ_\phi^2}{dU_0} = U_0\left(I_1^2 + I_3^2\right) - I_0P_1 = 0 \quad (8)$$

$$\frac{dQ_\phi^2}{dI_1} = I_1\left(U_0^2 + U_1^2\right) - U_1P_0\cos\varphi_1 = 0 \quad (9)$$

Розв'язавши рівняння (9),отрамаємо значення струму I_1, при якому значення Q_ϕ буде міні-мальне без застосування коменсуючих пристроїв.

Для заданої системи $Q_\phi \to \min$ при: $I_1 = 9,994$ А та $I_0 = 400$ А;

$I_1 = 12,492$ А та $I_0 = 500$ А.

Отже, наведений вище підхід дозволяє, розв'язавши оптимізаційну задачу, визначити оптимальні режими електропостачання з точки зору додаткових втрат.

Бібліографічний список

1. Буткевич О.Ф., Запаси статичної стійкості та пропускна спроможність контрольованих перетинів енергосистем – деякі ретроспекції та сьогодення // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2007. – Вип. 18. – С. 3 – 12.

2. ГКД 34.20.575-2002 // Стійкість енергосистем, керівні вказівки / К.: – ОЕП «Гріфре», – 23с.

3. Денисюк С.П., Оптимізація режимів електропостачання в локальних системах з розосередженою генерацією / Денисюк С.П., д.т.н., Дерев'янко Д.Г., Колесник П.С. // Зб. пр. Ін-ту електродинаміки. Спец. вип.. – 2011. – С. 30-37.

4. Денисюк С.П., Аналіз електромагнітної сумісності елементів систем електропостачання при змінних параметрах генератора та навантажень / Денисюк С.П., Рибіна О. Б., Дерев'янко Д.Г. // Спец. випуск Праць Ін-ту електродинаміки НАН України (Матеріали І Міжнародної конференції «Інтелектуальні енергетичні системи – ІЕС'10») – К.: ІЕД НАНУ, 2010.

5. Кириленко О.В., Аналіз стійкості енергетичних систем за напругою // Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зорін Є.В., // Технічна електродинаміка. – К.: ІЕД НАНУ, – 2010. –№3, – С. 59 – 67.