

ДЕКОМПОЗИЦІЙНИЙ АНАЛІЗ КОЛИВАНЬ ПОТУЖНОСТІ ПО МЕРЕЖІ ОЕС УКРАЇНИ

В.М. Авраменко*, докт.техн.наук, **О.В. Мартинюк****, канд.техн.наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна,

e-mail: avr@ied.org.ua

Запропоновано і досліджено методику декомпозиційного аналізу коливань потужності в лініях ОЕС шляхом використання системи гармонічних функцій з експоненціально змінюваною амплітудою та алгоритм розрахунку їхніх параметрів з перспективою використання цих функцій для оцінки рівня або виявлення загрози порушення коливної статичної стійкості електроенергетичної системи. На прикладі перетину ОЕС України Захід-Вінниця проаналізовано можливість виникнення низькочастотних коливань потужності по лініях ОЕС, розрахованих чисельним інтегруванням нелінійних рівнянь перехідних процесів після малого скінченного збурення. Бібл. 6, рис. 2, табл. 1.

Ключові слова: апроксимаційна модель, низькочастотні коливання, гармонічні функції, електроенергетична система, статична стійкість.

Досвід світової електроенергетики показує [1-4], що в мережі сучасних об'єднаних електроенергетичних системах (ОЕС) час від часу виникають низькочастотні коливання (НЧК) потужності, які створюють загрозу поділу ОЕС на несинхронні погано збалансовані підсистеми, наслідком чого можуть стати вимикання потужних енергоблоків електростанцій і значних об'ємів навантаження. Тому задача аналізу умов виникнення НЧК актуальна для ОЕС України, особливо зважаючи на заплановану інтеграцію до європейської мережі системних операторів передачі електроенергії ENTSO-E.

Попередні дослідження [5,6] показали перспективність визначення рівня статичної стійкості електроенергетичних об'єднань шляхом спектрального аналізу коливань потужності по лініях об'єднання. Вирішення цієї задачі вимагає обґрунтування і розроблення методики декомпозиції складного збуреного руху ОЕС і виділення в ньому домінуючих складових, ступінь загасання яких можна використати як міру запасу стійкості системи. Метою даної роботи є визначення можливості використання гармонічних функцій зі змінною амплітудою та запропонованого алгоритму розрахунку їхніх параметрів для декомпозиції коливань потужності по мережі ОЕС України. Об'єктом дослідження є процеси коливань потужності в перетині ОЕС України Захід-Вінниця, предметом – коливна статична стійкість електроенергетичних систем.

Вихідні умови розрахунку. Схема для дослідження сформована на основі режиму зимового максимуму навантаження 2016 р. ОЕС України. У дослідній схемі її східна частина, яку використовують у Центральному диспетчерському пункті ДП НЕК «Укренерго» для планування режимів, була видалена і замінена ін'єкціями потужності у вузлах розрізу. Таким чином, отримано розрахункову схему, яка має 224 вузли, 332 гілки, 43 генератори, з перетоком потужності по перетину 1254 МВт. Щоб наблизитися до граничного режиму, перетин був додатково обважнений збільшенням генерації Хмельницької і Рівненської АЕС з одночасним таким самим зростанням навантаження Київського енерговузла. В результаті потужність по перетину збільшилася до 1610 МВт.

Аналізується стійкість післяаварійного режиму, який виникає внаслідок вимикання ПЛ-330 кВ Шепетівка-Житомир у режимі, в якому виведено в позаплановий ремонт ПЛ-750 кВ РАЕС – Київська-750. На рис. 1, 2 наведено коливання активної потужності по лініях 750 кВ контрольованого перетину після малого скінченного збурення, яким є небаланс $P_{pi} - P_{ti}$ для кожного i -го агрегату генератор-турбіна, що виникають внаслідок похибки ітераційного розрахунку усталеного доаварійного режиму. Для розрахунку використано програмний комплекс АВР-74, розроблений у Інституті електродинаміки НАН України. Автоматичні регулятори збудження сильної дії (АРЗ-СД) враховувалися для генераторів 1000 МВт ХАЕС і РАЕС. Розрахунки перехідного процесу виконувалися з урахуванням АРЗ, коефіцієнт регулювання за відхиленням напруги становив -21, що відповідає реально встановленому на електростанціях значенню.

Апроксимаційна модель перетоку потужності в лінії. Запропонована методика декомпозиції вихідних даних перетоку потужності передбачає визначення апроксимаційної математичної моделі перетоку потужності в лінії як системи гармонічних функцій з експоненційно змінною амплітудою і включає алгоритм розрахунку параметрів такої моделі. Початкова ідентифікація кількості гармонік проводиться на основі періодограми шляхом аналізу максимумів спектральної щільності розкладеної в ряд Фур'є вихідної часової послідовності значень перетоку потужності.

При аналізі розрахункових даних наведеного вище прикладу виявлено дві домінуючі гармоніки. Таким чином, апроксимація здійснювалася за допомогою наступної математичної моделі:

© Авраменко В.М., Мартинюк О.В., 2018

ORCID: * <http://orcid.org/0000-0002-6068-1237>; ** <http://orcid.org/0000-0002-5278-4789>

$$P_t = P_1 + P_2, \quad (1)$$

де $P_1 = A_0 + A_1 e^{(t_0-t)/T_1} \cos(2\pi f_1(t-t_0))$; $P_2 = A_2 e^{(t_0-t)/T_2} \cos(2\pi f_2(t-t_0))$; A_0 – середнє значення перетоку потужності на інтервалі даних, що досліджується; A_1, A_2 – початкові значення амплітуд гармонічних функцій; T_1, T_2 – постійна експоненціального загасання/зростання амплітуд; f_1, f_2 – частоти гармонічних функцій апроксимації; t_0, t – початковий і поточний час процесу; t'_0 – зсув фази другої гармоніки.

Визначення параметрів функції апроксимації (1) перетоку потужності проводиться з урахуванням наведених нижче особливостей.

Зокрема, відповідно до (1), початковий час відліку t_0 має відповідати максимуму основної гармоніки P_1 ($t=t_0 \Rightarrow P_1 = A_0 + A_1$). Такий підхід дозволяє зменшити на одиницю кількість невідомих параметрів апроксимаційної моделі.

Параметри $A_0, A_1, A_2, T_1, T_2, f_1, f_2, t'_0$ кривих апроксимації визначаються в результаті розв'язання задачі мінімізації цільової функції. Залежно від вихідних даних P_t^f як цільова функція використовувалася

$$N^{-1} \sum_t |P_t^f - P_t(A_0, A_1, A_2, f_1, f_2, T_1, T_2, t'_0)| \rightarrow \min \quad \text{або} \quad N^{-1} \sqrt{\sum_t (P_t^f - P_t(A_0, A_1, A_2, f_1, f_2, T_1, T_2, t'_0))^2} \rightarrow \min \quad (\text{середня}$$

абсолютна помилка апроксимації, САП чи середньоквадратичне відхилення, СКВ відповідно), N – загальний обсяг вибірки даних, що досліджуються.

Для мінімізації цільових функцій використано метод градієнтного спуску. Цей метод є чутливим до початкового наближення вихідних параметрів в умовах складної поверхні цільових функцій за наявності локальних мінімумів. З метою прискорення процедури збіжності і забезпечення досягнення глобального мінімуму за початкове наближення амплітуди (A_1, A_2) і частоти (f_1, f_2) функції апроксимації (1) у ряді випадків доцільно використовувати відповідні значення доміантних гармонік, отриманих внаслідок спектрального аналізу вихідного ряду значень перетоку потужності.

У разі ідентифікації іншої кількості доміантних частот апроксимаційна функція (1) відповідним чином модифікується – збільшується чи зменшується кількість її адитивних складових, параметри яких розраховуються внаслідок процедури мінімізації цільової функції СКВ чи САП.

При появі суттєвих похибок апроксимації доцільно проводити моделювання на попередньо виділених характерних фрагментах часового ряду. В наведеному прикладі перехідні процеси, що мали місце протягом перших 1,5 с після збурення, спотворювали вигляд функції апроксимації і тому були виключені з підготовленої для моделювання вибірки даних.

Аналіз перетоку потужності по лінії 750 кВ ПС Західно-Українська – ПС Вінницька 750 кВ.

Динаміку коливань перетоку потужності в перетині за перші 30 секунд (1500 точок) після збурення наведено на рис. 1 (графік – «вихідні дані»). Спостерігається слабо затухаюче низькочастотне коливання типу биття. В цьому випадку шляхом графічного аналізу складно визначити ефективні початкові наближення параметрів апроксимаційної моделі (1) (зокрема – частот і амплітуд) для мінімізації цільових функцій методом

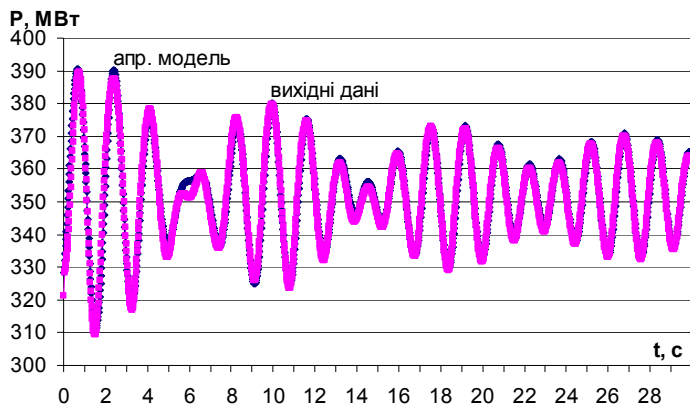


Рис. 1.

градієнтного спуску. Тому застосовано спектральний аналіз із розкладом вихідної часової послідовності в ряд Фур'є. Виявлено дві близькі доміантні частоти 0,66 Гц та 0,53 Гц з періодограмою і амплітудами, значно вищими за найближчі сусідні значення (таблиця).

f, Гц	A, МВт	Знач. періодограми
0,66	12,74	121725,60
0,53	12,54	117888,30
0,63	5,39	21816,20
0,50	4,36	14260,10
0,70	4,03	12201,00

Слід зазначити, що розклад вихідних даних у ряд Фур'є із використанням наведених у таблиці п'яти гармонійних функцій гарантував би високу точність апроксимації значень перетоку потужності на заданому відрізку даних, проте отримані гармоніки не відповідали б фізичній природі процесу. Таку модель було б неможливо використати в задачі оцінювання стійкості режиму на основі аналізу загасання або зростання амплітуди коливань. Тому наведені у таблиці дані використано лише як початкові наближення параметрів двокомпонентної апроксимаційної моделі (1) при вирішенні оптимізаційної задачі її ідентифікації: $f_1 = 0,66 \text{ с}^{-1}$; $A_1 = 12,74 \text{ МВт}$; $f_2 = 0,53 \text{ с}^{-1}$; $A_2 = 12,54 \text{ МВт}$. Інші вихідні дані розрахунку функції апроксимації – $t_0 = 1,5 \text{ с}$, $t_{кин} = 29,98 \text{ с}$; критерій пошуку параметрів – мінімум цільової функції СКВ. Отримано наступні параметри функції апроксимації (1) на зазначеному часовому

інтервалі: $A_0 = 351,8$ МВт; $T_1 = -334,31$ с; $A_1 = -13,9$ МВт; $f_1 = 0,655$ с⁻¹; $T_2 = 13,42$ с; $A_2 = -26,9$ МВт; $f_2 = 0,535$ с⁻¹; $t'_0 = 0,04$ с; САП = 1,24 МВт; СКВ = 1,7 МВт. Відповідно до наведених на рис. 1 графіків та результатів оцінки похибок (СКВ та САП) отримана модельна функція забезпечує високу точність апроксимації на всьому 30-ти секундному інтервалі часу.

Розрахована середня відносна похибка апроксимації становить 0,35% по відношенню до середнього перетоку A_0 , тобто математична модель достовірно описує вихідні дані перетоку потужності на заданому часовому відрізку. У цьому випадку низькочастотні коливання перетоку спричинені взаємними коливаннями генераторів двох енергоблоків на близьких частотах. Слід відзначити, що низькочастотні коливання перетоку потужності по ПЛ 750 кВ, спричинені умовно «другим» генератором, досить швидко загасають ($f_2 = 0,535$ с⁻¹, $T_2 = 13,42$ с), а «першим» – повільно наростають на частоті $f_1 = 0,655$ с⁻¹ (значення постійної експоненціального загасання від'ємне: $T_1 = -334,31$ с).

Аналіз перетоку активної потужності по лінії 750кВ Хмельницька АЕС – ПС Київська-750кВ.

На рис. 2 наведено вихідні дані перетоку потужності за 30 секунд (1500 точок) та результати їхньої апроксимації з використанням математичної моделі (1). Динаміка перетоку по лінії 750 кВ ХАЕС–ПС Київська-750 кВ подібна до перетоку по лінії 750 кВ ПС Західно-Українська–ПС Вінницька 750 кВ. Після попереднього спектрального аналізу, аналогічного наведеному вище, визначено тип (двохкомпонентна модель) та початкові

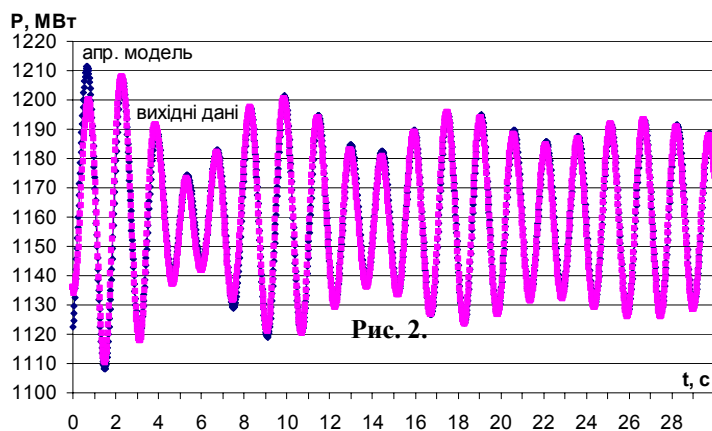


Рис. 2.

наближення параметрів апроксимаційної моделі (1). Як критерій пошуку уточнених параметрів функції апроксимації використано мінімум СКВ на інтервалі даних $t_0 = 1,5$ с, $t_{кін} = 29,98$ с. Розраховані параметри моделі: $A_0 = 1159,90$ МВт; $T_1 = 12,95$ с; $A_1 = -21,6$ МВт; $f_1 = 0,54$ с⁻¹; $T_2 = -5643,7$ с; $A_2 = -30,0$ МВт; $f_2 = 0,65$ с⁻¹; $t'_0 = -0,06$ с; САП = 1,38 МВт; СКВ = 1,79 МВт.

Відповідно до наведених на рис. 2 графіків та результатів оцінки похибок (СКВ та САП) отримана аналітична математична модель забезпечує високу точність апроксимації вихідних даних на інтервалі 1,5 – 30 с.

Усереднена похибка апроксимації у цьому випадку становить 0,12% по відношенню до середнього перетоку A_0 , тобто отримана математична модель перетоку потужності з високою достовірністю відповідає вихідним даним на заданому часовому відрізку. Частота і швидкість загасання першої гармоніки коливань потужності по лінії ХАЕС–ПС Київська-750 кВ близькі до параметрів другої гармоніки коливання потужності по лінії ПС Західно-Українська–ПС Вінницька 750 кВ. Це дві лінії 750 кВ у перетині Захід–Вінниця і коливання потужності в них спричинені коливаннями ротора одного з генераторів електростанцій, для яких враховувалося регулювання збудження (ХАЕС, РАЕС). Швидкість зростання амплітуди коливань другої гармоніки внаслідок впливу іншого генератора значно повільніша ($T_2 = -5643,7$ с), ніж у попередньому розрахунку. На цій частоті протягом тривалого часу (сотні секунд) коливання потужності відбуваються з амплітудою, що змінюється несуттєво.

Висновки.

Показано, що запропонована методика декомпозиції розрахованих коливань потужності в лінії після малого скінченного збурення з використанням системи гармонічних функцій з експоненціально змінюваними амплітудами забезпечує ефективну апроксимацію вихідних даних. Такий підхід потенційно дозволяє виявити загрозу порушення коливної стійкості ОЕС шляхом ідентифікації зростання амплітуди окремих домінуючих гармонік НЧК потужності в лінії.

В особливих ситуаціях, коли аварійні вимикання ліній призводять до знеструмлення у контрольованому перетині одночасно двох ліній (750 кВ і 330 кВ), через саморозхитування АРЗ-СД генераторів енергоблоків АЕС може виникнути порушення коливної статичної стійкості ОЕС і тривалі низькочастотні коливання потужності великої амплітуди по лініях ОЕС.

1. Буткевич О.Ф., Чижевський В.В. Ідентифікація в реальному часі низькочастотних коливань параметрів режиму енергосистеми. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 4. С. 35-37.
2. Pavlovskiy V., Lukianenko L., Lenga O., Lambillon V., Rese L. Analysis of Electromechanical Oscillation in the IPS of Ukraine using Eurostag and Digsilent Powerfactory Software Tools. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 5. С. 42-51.
3. Prasertwong K., Mirthulanathan N., Thakur D. Understanding low frequency oscillation in power systems. *International Journal of Electrical Engineering Education*. 2010. Vol. 47. No 3. Pp. 248–262.
4. UCTE. Final Report – System Disturbance on 4 November 2006.

URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf (дата звернення 25.12.2017)

5. Авраменко В.М., Мартинюк О.В., Гуреева Т.М. Спектральний аналіз коливань потужності і методика моніторингу статичної стійкості енергосистеми. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 5. С. 52-54.
6. Авраменко В.М., Прихно В.Л., Мартинюк О.В., Юнеєва Н.Т. Адаптивні засоби забезпечення стійкості та живучості об'єднаної енергосистеми України. К.: Принт-лайн, 2016. 100 с.

УДК 621.311.004.942

ДЕКОМПОЗИЦИОННЫЙ АНАЛИЗ КОЛЕБАНИЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ ОЭС УКРАИНЫ

В.Н. Авраменко, докт.техн.наук, **А.В. Мартынюк**, канд.техн.наук
Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев, 03057, Украина,
e-mail: avr@ied.org.ua .

Предложена методика декомпозиционного анализа колебаний мощности в линиях ОЭС путем использования системы гармонических функций с экспоненциально изменяемой амплитудой, а также алгоритм расчета их параметров с перспективой их использования для оценки уровня или выявления угрозы нарушения колебательной статической устойчивости электроэнергетической системы. На примере сечения ОЭС Украины Запад-Винница проанализирована возможность возникновения низкочастотных колебаний мощности по линиям ОЭС, рассчитанных численным интегрированием нелинейных уравнений переходных процессов после малого конечного возмущения. Библ. 6, рис. 2, табл. 1.

Ключевые слова: аппроксимационная модель, низкочастотные колебания, гармонические функции, электро-энергетическая система, статическая устойчивость.

DECOMPOSITION ANALYSIS OF ACTIVE POWER OSCILLATIONS IN THE IPS OF UKRAINE

V. Avramenko, **O. Martyniuk**
Institute of Electrodynamics of National Academy of Sciences of Ukraine
Peremohy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine,
e-mail: avr@ied.org.ua .

A method is proposed and investigated for decomposition analysis of active power oscillations in the IPS of Ukraine using harmonic functions with exponentially changing amplitude to determine steady state stability level of EPS.. On the example of IPS section West-Winnitsa the analysis of possibility of low-frequency oscillations origin is executed, using numerical integration of non-linear EPS dynamics equations, for obtaining transient processes in EPS after small finite disturbance. References. 6, figures 2, table 1.

Key words approximation model, low-frequency oscillations, harmonic functions, electric power system, steady state stability

1. Butkevych O.F., Chyzhevskiy V.V. Real – time identification of flow – frequency oscillations of power system's mode parameters. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2014. No 4. Pp. 35-37. (Ukr)
2. Pavlovskiy V., Lukianenko L., Lenga O., Lambillon V., Rese L. Analysis of Electromechanical Oscillation in the IPS of Ukraine using Eurostag and Digsilent Powerfactory Software Tools. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2015. No 5. С. 42-51.
3. Prasertwong K., Mirthulanathan N., Thakur D. Understanding low frequency oscillation in power systems. *International Journal of Electrical Engineering Education*. 2010. Vol. 47. No 3. Pp. 248–262.
4. UCTE. Final Report – System Disturbance on 4 November 2006.
URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf (available at 25.12.2017)
5. Avramenko V., Martyniuk O., Hurieieva T. Study of Amplitude-Frequency Spectra of Active Power through Power System Transmission Lines. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2015. No 3. Pp. 48-51. (Ukr)
6. Avramenko V., Pryhno V., Martyniuk O., Yunieieva N. Adaptive means of ensuring stability and vitality of united power system of Ukraine. Kyiv: Print-line. 2016. 100 p. (Ukr)

Надійшла 03.02.2018
Остаточний варіант 16.04.2018