

УДК 621.311.2+621.316.1

СИНХРОНІЗАЦІЯ АВТОНОМНОГО ГЕНЕРАТОРА В МЕРЕЖІ ОБМЕЖЕНОЇ ПОТУЖНОСТІ

В.С. Козлов, канд. техн. наук

ДВНЗ «Криворізький національний університет»,
вул. В. Матусевича, 11, м. Кривий Ріг, 50027, Україна

Розглянуто питання синхронізації автономного генератора з мережею обмеженої потужності. В якості базового способу синхронізації обрано метод дискретного перетворення Фур'є (ДПФ), який у випадку трифазної системи обчислюється для вектора напруги першої гармоніки прямої послідовності. Запропоновано модернізувати зазначений спосіб шляхом додавання контура лінійної синхронізації нестандартної частоти. Доведено незначну похибку запропонованого методу. Зазначена модернізація робить систему нечутливою до фазових стрибків напруги та коливань частоти. За результатами моделювання встановлено нелінійно зростаючий характер втрат потужності в мережі за наявності похибки синхронізації. Бібл. 6, рис. 3.

Ключові слова: Smart Grid, інвертор, перетворення Фур'є, синхронізація, ФАПЧ.

Проблема та її зв'язок з науковими і практичними завданнями. Автономний генератор (АГ) з вихідним каскадом у вигляді силового напівпровідникового інвертора напруги є однією зі складових сучасних електромереж та складних електроенергетичних об'єктів [1, 3, 5]. Зазначена електротехнічна система передбачає одно- або двосторонню передачу потужності та використовується у таких електротехнічних комплексах, як станції заряджання електротранспорту, генератори для джерел альтернативної енергії [3], активні випрямлячі поодиноких та групових електроприводів, силові активні фільтри тощо. Особливу увагу слід звернути на використання інверторів у складі мережевих накопичувачів енергії та систем безперебійного живлення малої та великої потужностей [5]. Як відомо, ці пристрої відіграють важливу роль у функціонуванні «інтелектуальної енергосистеми» (англ. Smart Grid). Оптимальне керування потужностями таких локальних генераторів є однією з основних задач інтелектуальних електромереж.

Незважаючи на переваги, АГ бракує ґрунтовних досліджень щодо електромагнітної сумісності реальних генераторів зі слабкою мережею обмеженої потужності. Особливо актуальним є питання аналізу електромагнітних процесів різних режимів роботи АГ у такій мережі. Щодо системи керування АГ наразі існує невирішена проблема надійної синхронізації такого генератора зі слабкою мережею, в якій присутні нелінійні навантаження.

Отже, об'єктом досліджень обрано електромагнітну сумісність мережі обмеженої потужності та АГ. Метою роботи є розробка методів надійної синхронізації АГ, який працює в режимах генератора або коректора показників якості електроенергії.

Аналіз досліджень та публікацій. Найбільш розповсюдженою силовою схемою АГ є схема повномостового дворівневого одно- або трифазного інвертора напруги із LC, LCL або більш складним вихідним фільтром [5]. Застосування більш складних топологій може бути економічно недоцільним [5]. У загальному випадку такий інвертор підключено до мережі обмеженої потужності, в якій також працюють лінійні та нелінійні споживачі (рис. 1). Особливістю такої мережі є відносно велике значення її еквівалентного опору $Z_{\text{мер}}$ по відношенню до опору навантаження $Z_{\text{навант}}$.

Залежно від функціонування інвертора виділяють два основні режими його роботи:

- режим синусоїдного джерела потужності (англ. "Island mode"), в якому інвертор є джерелом синусоїдної напруги. Для реалізації такого режиму застосовують ШІМ керування АГ із вихідним пасивним фільтром;
- режим генератора струму, основою для якого є керування типу «струмовий коридор». Для названого режиму можливе також функціонування інвертора як коректора показників якості електроенергії (активного фільтра).

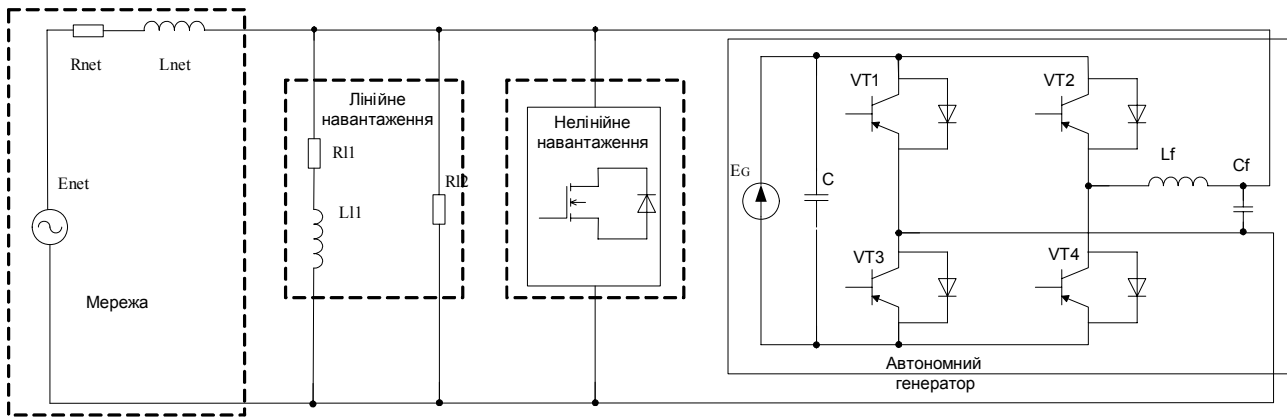


Рис. 1

Стосовно взаємодії АГ та мережі відомо, що для забезпечення електромагнітної сумісності необхідно виконати такі умови [2]: рівність ЕРС генератора та мережі, рівність частот, рівність фаз генератора та мережі.

Невиконання однієї з умов призведе до виникнення зрівнювальних струмів та може негативно вплинути на стабільність усієї мережі в цілому.

Існує багато методів синхронізації АГ та мережі [3,5,6], які умовно можна поділити на такі групи: методи на основі фазової автопідстройки частоти ФАПЧ (англ. *PLL, Phase Locked Loop*), «потужнісні» методи на основі координатних перетворень систем А-В-С, α - β , d-q; частотні методи на основі перетворення Фур'є. Найбільш популярним із названих алгоритмів є метод ФАПЧ, який є вразливим до вищих гармонік та завад у каналі виміру [3]. Також застосування ФАПЧ може призвести до зриву синхронізації в слабкій мережі з нелінійним еквівалентним опором у моменти збільшення впливу власних гармонік АГ та нелінійного навантаження на напругу в точці підключення генератора [4].

Викладення матеріалу та результати. Основним способом запропонованого в роботі методу синхронізації є метод дискретного перетворення Фур'є (ДПФ) [6]. У найбільш складному режимі роботи (активний фільтр та генератор потужності) ДПФ виконується для першої гармоніки прямої послідовності:

$$\begin{aligned} \bar{U}_{(1)} = & \frac{2}{3 \cdot N} \left(\sum_{n=0}^{N-1} u_A(n) \cdot \cos\left(2 \cdot \pi \cdot n \cdot \frac{1}{N}\right) - j \cdot \sum_{n=0}^{N-1} u_A(n) \cdot \sin\left(2 \cdot \pi \cdot n \cdot \frac{1}{N}\right) + \right. \\ & + \sum_{n=0}^{N-1} u_B(n) \cdot \cos\left(2 \cdot \pi \cdot \left(n + \frac{1}{3} N\right) \cdot \frac{1}{N}\right) - j \cdot \sum_{n=0}^{N-1} u_B(n) \cdot \sin\left(2 \cdot \pi \cdot \left(n + \frac{1}{3} N\right) \cdot \frac{1}{N}\right) + \\ & \left. + \sum_{n=0}^{N-1} u_C(n) \cdot \cos\left(2 \cdot \pi \cdot \left(n + \frac{2}{3} N\right) \cdot \frac{1}{N}\right) - j \cdot \sum_{n=0}^{N-1} u_C(n) \cdot \sin\left(2 \cdot \pi \cdot \left(n + \frac{2}{3} N\right) \cdot \frac{1}{N}\right) \right), \end{aligned} \quad (1)$$

де $\bar{U}_{(1)}$ – вектор першої гармоніки прямої послідовності; $u_A(n)$, $u_B(n)$, $u_C(n)$ – миттєві значення фазних напруг; N – кількість точок дискретизації сигналу за період; n – поточний крок дискретизації; $j = \sqrt{-1}$.

Замінивши значення косинусів та синусів на попередньо обчислені обертові коефіцієнти $W_{RE}[i]$ та $W_{IM}[i]$

$$\begin{cases} W_{RE}[n] = \cos\left(\omega t \frac{n}{N}\right) \\ W_{IM}[n] = \sin\left(\omega t \frac{n}{N}\right) \end{cases} \quad (2)$$

та згрупувавши синусні та косинусні складові, можна отримати проміжні проекції вектора $\bar{U}_{(1)}$ на осі нерухомої координатної системи α - β :

$$\begin{cases} X_{\alpha}[n] := u_A[n] \cdot W_{IM}[n] + u_B[n] \cdot W_{IM}[n + \frac{1}{3}N] + u_C[n] \cdot W_{IM}[n + \frac{2}{3}N] \\ X_{\beta}[n] := u_A[n] \cdot W_{RE}[n] + u_B[n] \cdot W_{RE}[n + \frac{1}{3}N] + u_C[n] \cdot W_{RE}[n + \frac{2}{3}N], \end{cases} \quad (3)$$

де $X_{\alpha}[n]$, $X_{\beta}[n]$ – миттєві проміжні проекції узагальненого вектора напруги першої гармоніки на осі нерухомої системи координат α - β .

Самі проекції вектора $\bar{U}_{(1)}$ обраховуються «ковзаючим методом», який дає змогу отримувати оновлену інформацію про інтегральну величину на кожному кроці дискретизації:

$$\begin{cases} u_{f\alpha}[n] := u_{f\alpha}[n] - X_{\alpha}[n - N] + X_{\alpha}[n] \\ u_{f\beta}[n] := u_{f\beta}[n] - X_{\beta}[n - N] + X_{\beta}[n], \end{cases} \quad (4)$$

де $u_{f\alpha}[n]$, $u_{f\beta}[n]$ – миттєві проекції вектора $\bar{U}_{(1)}$ на осі нерухомої системи координат α - β .

Фаза вектора першої гармоніки прямої послідовності знаходиться згідно з тригонометричним виразом:

$$\varphi[n] = \arctan\left(\frac{u_{f\beta}[n]}{u_{f\alpha}[n]}\right), \quad (5)$$

де $\varphi[n] = \omega \cdot t \frac{n}{N}$ – фаза вектора напруги першої гармоніки прямої послідовності.

Велика кількість методів синхронізації обумовлена необхідністю подолання таких негативних явищ мереж обмеженої потужності, як варіювання частоти напруги, фазовий стрибок, вищі гармоніки напруги, згасаюча постійна складова тощо. Для підвищення надійності наведеного способу синхронізації запропоновано ввести додатковий контур лінійної синхронізації на основі ДПВ для нестандартної частоти.

Сутність рішення ґрунтується на наступному факті: швидкість зміни різниці фаз синусоїди мережі та еталонної синусоїди 50 Гц ДПФ є константою:

$$\frac{d(\omega_{net}^{(1)}t - \omega_{DPF}t)}{dt} = \omega_{DPF} - \omega_{net} = \omega_{err} = const, \quad (6)$$

де $\omega_{net}^{(1)}$ та ω_{DPF} – миттєві значення частот першої гармоніки напруги мережі та опорного сигналу ДПФ; ω_{err} – кутова частота напруги мережі по відношенню до еталонного синусоїдного сигналу 50 Гц ДПФ.

Таким чином, вирішивши диференціальне рівняння та отримавши інформацію про різницю фаз між двома сусідніми періодами ДПФ, можна отримати остаточний вираз фази напруги:

$$\varphi_{DPF}^{(1)} \approx \varphi_{net} + 2\omega_{err} \cdot \Delta t, \quad (7)$$

де $\varphi_{DPF}^{(1)}$ та φ_{net} – отримана цифровою системою фаза напруги мережі та реальна фаза напруги мережі; Δt – інтервал часу, який відповідає різницям фаз напруги мережі та еталонної напруги ДПФ.

Вираз (7) має незначну похибку, якою можна нехтувати, оскільки у діапазоні припустимо можливих частот напруги (45...55 Гц) функція похибки кута синхронізації є лінійною. Останній факт можна довести, побудувавши графік залежності похибки кута синхронізації від частоти мережі та початкової фази напруги. Через значний обсяг математичних викладок наведемо остаточний результат:

$$\varphi_{err}(f_{net}, \varphi_{start}) = \frac{f_{net} \left(2 \sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot f_{net}}{2 \cdot f_{DPF}}\right)^2 - 2 \sin\left(\frac{\varphi_{start}}{2}\right) \right)}{f_{DPF} \left(\sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot f_{net} + \varphi_{start} \cdot f_{DPF}}{f_{DPF}}\right) - \sin(\varphi_{start}) \right)}, \quad (8)$$

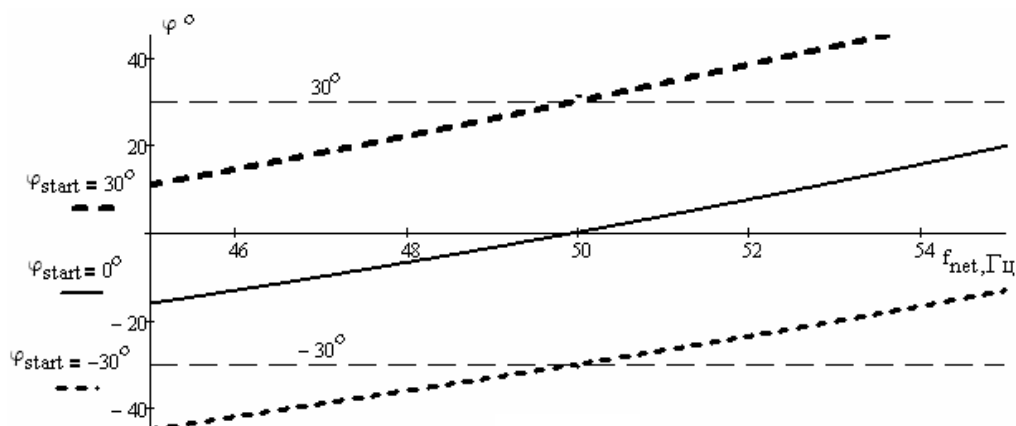


Рис. 2

де φ_{err} – похибка фаз напруги мережі та фази, визначеної за допомогою ДПФ; φ_{start} – початкова фаза напруги мережі; f_{net} , f_{DPF} – частота мережі та еталонна частота ДПФ у герцах.

Графік залежності для початкових фаз 0° , 30° та -30° зображено на рис. 2. Аналогічно величина останнього доданку виразу (7) обраховується другим контуром для нестандартної частоти (наприклад, 40 Гц). Порівняння значень результату обчислення фази за двома контурами робить систему нечутливою до фазових стрибків та коливання частоти.

Експериментальна перевірка результатів. Для експериментального підтвердження аналітичних результатів було проведено моделювання роботи однофазного АГ у мережі 0,4 кВ. Параметри моделі такі: діюче значення ЕРС мережі змінного струму 220 В; еквівалентний активний опір мережі 0,7 Ом; еквівалентна індуктивність мережі 8 мГн; опір навантаження 10 Ом. Інвертор виконано на основі повномостової схеми з трикутним сигналом завдання 5 кГц для ШІМ модуляції. Параметри вихідного LC фільтра: $L_f = 6$ мГн та $C_f = 2,2$ мкФ відповідно. Моделювання виконано у середовищі PSIM. Результати моделювання представлені на рис. 3.

За результатами моделювання втрати в мережі мінімальні при куті 8° . Незначний зсув ЕРС АГ пояснюється зсувом напруги в точці підключення по відношенню до ЕРС мережі через наявність реактивного опору мережі та фільтра АГ. Зазначимо, що синхронізація з ЕРС мережі, а не з напругою в точці загального підключення є важливою задачею для окремих досліджень.

У цій же точці потужність АГ наближається до потужності навантаження – за умовами моделювання, АГ має працювати в режимі додаткового живлення навантаження. Подальше збільшення різниці ЕРС АГ та мережі призводить до значного зростання потужності АГ, яке спричинено зрівнювальними струмами. Втрати при цьому нелінійно зростають.

Висновки. У роботі наведено огляд способів синхронізації автономного генератора із мережею обмеженої потужності, серед яких перевагу надано способу на основі дискретного перетворення Фур'є. Наведений спосіб модернізовано такими рішеннями:

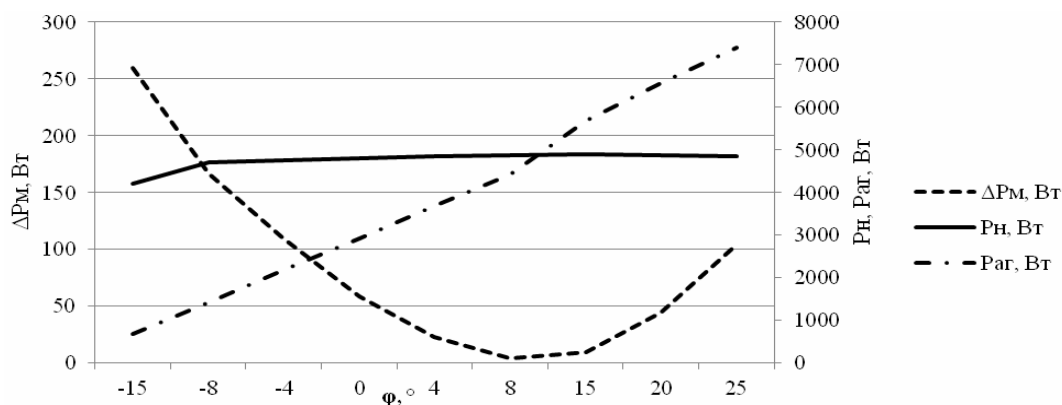


Рис. 3

1. Запропоновано використовувати для трифазного АГ «ковзаючий» метод проектування вектора напруги першої гармоніки прямої послідовності на осі нерухомої системи координат α - β .
2. До системи синхронізації інтегровано додатковий контур лінійної синхронізації нестандартної частоти. Такий крок робить систему нечутливою до фазового стрибка та коливання частоти.

У ході моделювання зазначено на важливості синхронізації із ЕРС мережі, а не з напругою в точці загального підключення. Фаза ЕРС АГ має бути незначно збільшеною через вплив реактивних складових повного опору структури «мережа – АГ» на напругу в точці підключення. Також показано нелінійно зростаючий характер втрат у мереж при збільшенні різниці кутів похибки синхронізації.

1. Мальшиков Г.М. Параллельная работа инверторов // Практическая силовая электроника. – 2009. – № 3 (35). – С. 3–8.
2. Труднев С.Ю. Исследование параллельной работы ШИМ-инвертора и однофазной сети // Вестник Государственного университета морского и речного флота им. адм. С.О. Макарова. – 2014. – № 6. – С. 60–66.
3. Bauer J., Lettl J. Solar power station output inverter control design // Radioengineering. – 2011. – Vol. 20, No. 1. – P. 258–262.
4. Martins A.P., Ferreira J.C. Robust converter synchronization to a weak grid through a DFT-based method // Renewable Energy & Power Quality Journal. – 2006. – Vol. 1, No.4. – P. 57–63.
5. Uemura H. System-level optimization of three-phase three-level T-type UPS system: dissertation for the degree of Doctor of Sciences / ETH. – Zurich, 2015. – 168 p.
6. Yang J.-Z., Liu C.-W. A precise calculation of power system frequency and phasor // IEEE Transactions on Power Delivery. – April 2000. – Vol. 15, No 2. – P. 494–499.

УДК 621.311.2+621.316.1

В.С. Козлов, канд. техн. наук

ГВУЗ «Криворожский национальный университет»,
ул. В. Матусевича, 11, Кривой Рог, 50027, Украина

Синхронизация автономного генератора в сети ограниченной мощности

Рассмотрены вопросы синхронизации автономного генератора с сетью ограниченной мощности. В качестве базового способа синхронизации выбран метод дискретного преобразования Фурье, который в случае трёхфазной системы вычисляется для вектора напряжения первой гармоники прямой последовательности. Предложено модернизировать упомянутый способ путём добавления контура линейной синхронизации нестандартной частоты. Доказана незначительность погрешности предложенного метода. Такой шаг делает систему нечувствительной к фазовым скачкам напряжения и колебаниям частоты. По результатам моделирования установлен нелинейно растущий характер потерь мощности в сети при наличии ошибки синхронизации. Библ. 6, рис. 3.

Ключевые слова: Smart grid, инвертор, преобразование Фурье, синхронизация, ФАПЧ.

V.S. Kozlov

SHEE “Kryvyi Rih National University”

Vitalij Matusevych st., 11, Kryvyj Rig, 50027, Ukraine

Converter Synchronization in a Weak Grid

The article describes the synchronization issues of parallel generator in weak supply grids. The proposed synchronization system is based on the Discrete Fourier Transform method (DFT). For three-phase systems it is proposed to implement DFT for first voltage harmonic of positive sequence. The article describes the way of DFT synchronization method modernization. The essence is to add to a system the linear synchronization DFT loop of non-standard frequency. It was proven minor error of proposed modernization method. The proposed addition increases the stability of synchronization system when the phase step of frequency derivations is occurred. The article includes the modeling results of generator working in weak grid. According to these results it was found the non-linear dependence of power losses in supply grid in case of wrong synchronization. References 6, figures 3.

Key words: Smart grid, inverter, Fourier Transform, synchronization, PLL.

Надійшла 07.09.2017

Received 07.09.2017