

ЗАДАЧА СИНХРОНІЗАЦІЇ ГЕНЕРАТОРА, ЩО ПРАЦЮЄ В ЛОКАЛЬНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ

Вінницький національний технічний університет

Анотація. В даній роботі розглядається принцип роботи та недоліки системи синхронізації, яка була розроблена та перевірена для роботи генератора в локальній мережі, а також відповідні обмеження синхронізації, які відіграють ключову роль у підтримці надійної роботи обладнання електростанцій та підвищенні стабільності енергосистеми. Зростає кількість випадків несинхронних включень, що призводять до пошкодження генераторів та трансформаторів, з'єднаних з ними. На практиці синхронізація часто супроводжується значними труднощами, що можуть призводити до технічних проблем і зниження надійності роботи енергосистеми.

Ключові слова : синхронізація, фазовий кут, синхроскоп, регулятор швидкості, перехідний процес, несинхронне включення, крутний момент, генератор, первинний двигун.

Abstract. This paper discusses the principle of operation and shortcomings of the synchronization system that has been developed and tested for generator operation in a local network, as well as the corresponding synchronization limitations, which play a key role in maintaining reliable operation of power plant equipment and increasing the stability of the power system. The number of cases of unsynchronized start-ups is growing, leading to damage to generators and transformers connected to them. In practice, synchronization is often accompanied by significant difficulties, which can lead to technical problems and reduced reliability of the power system.

Keywords: synchronization, phase angle, synchroscope, speed controller, transient, asynchronous operation, torque, generator, primary motor.

Вступ

Паралельно працюючі СГ складають основу регіональної, національної або континентальної електроенергетичної системи (мережі).

Вважається, що мережа має нескінченну потужність, тобто фіксовану напругу, частоту та фазу. Для того, щоб підключити СГ до електромережі без великих перехідних процесів по струму та потужності, амплітуда, частота, послідовність та фаза напруги холостого ходу СГ повинні співпадати з тими ж параметрами електромережі. Оскільки вимикач реагує не миттєво, деякі перехідні процеси відбуватимуться завжди. Однак вони повинні бути обмежені. Автоматична синхронізація СГ з енергосистемою зазвичай здійснюється за допомогою узгодженого регулювання швидкості (частоти і фази) і струму збудження СГ, що працюють паралельно. Приєднання синхронних генераторів до енергосистеми відбувається по черзі [1].

Для синхронізації генератора з енергосистемою використовуються трансформатори напруги (ТН) на вході (з боку генератора) і виході (з боку системи) вимикача. Ці ТН вимірюють напругу генератора та енергосистеми, що може бути використано для розрахунку напруги величини, фази та частоти.

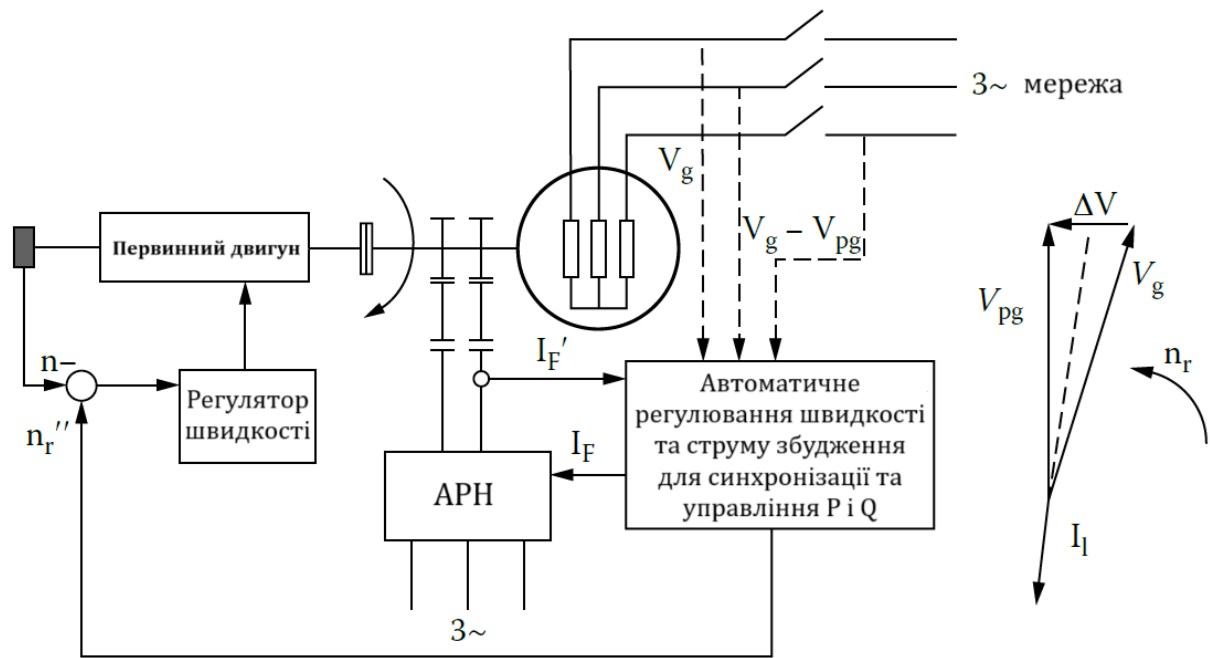


Рис. 1. Підключення синхронного генератора до енергосистеми (структурна схема)

На Рис. 2 показано один цикл осцилограми однофазної напруги генератора та енергосистеми з різною величиною напруги, частотою та кутом зсуву фаз між ними [2].

ΔV – різниця величини напруги генератора та мережі;

$\Delta \Phi$ – різниця фазового кута напруг генератора та мережі;

Δf – різниця частот генератора та мережі;

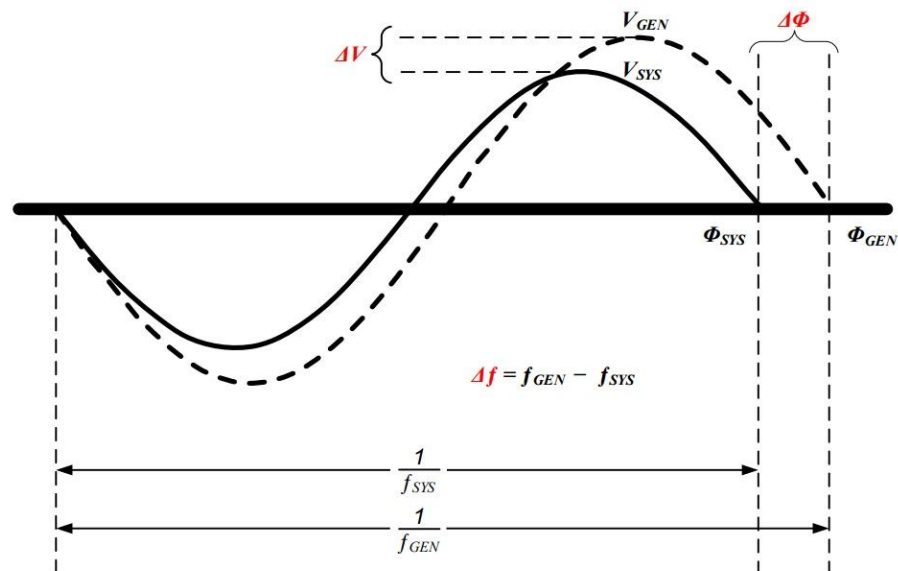


Рис.2. Синхронізація (Один період)

Наслідки увімкнення генератора на шини системи за недотримання умов синхронізації

Різниця в напрузі на контактах вимикача безпосередньо перед його замиканням може спричинити потік реактивної потужності після підключення. Якщо напруга генератора на одиницю нижча за напругу системи, це призводить до поглинання ним реактивної потужності з мережі. Така взаємодія може викликати зниження напруги в системі, до якої підключено генератор. Якщо синхронізується потужний генератор із системою зі значно нижчою напругою, це може спричинити нестабільність напруги [3]. Додаткове споживання реактивної потужності призводить до підвищеного падіння напруги на лініях, що з'єднують із розподільчим пристроєм, це може спричинити неконтрольоване зниження напруги та, зрештою, колапс системи. Це особливо небезпечно для електрично слабких мереж або мереж без локальних джерел реактивної потужності [4].

Стандарти IEEE Std C50.12 [5] та IEEE Std C50.13 [6] вимагають, щоб система синхронізації генератора була спроектована таким чином, щоб витримувати різницю напруги від 0% до 5% під час увімкнення до шин енергосистеми.

Надмірна різниця кутів зсуву фаз напруги між генератором і системою призводить до протікання струму значної величини через місце електричного з'єднання двох систем. Кут зсуву фаз синхронізуючої напруги менше 10 градусів необхідний для того, щоб крутильні та електричні навантаження на генератор під час синхронізації були в межах його номінальних значень [5], [6]. Підключення до системи з похибкою кута, більшою за це значення, може призвести до пошкодження генератора перехідними процесами.

Більшість реальних аварій в процесі синхронізації відбуваються з різницею частот, що збігається з фазовою різницею кутів. Хоча механічний удар від одного лише фазового зсуву є гіршим, ніж тільки від різниці частот, різниця швидкостей під час надмірного кутового зсуву може мати помітний вплив, якщо різниця швидкостей достатньо значна, щоб спричинити кілька циклів ковзання, перш ніж генератор вирівняє свою швидкість зі швидкістю системи. Коливання, що виникають можуть збігатися з механічною резонансною частотою машини і призвести до пошкодження валу.

Стандарти IEEE Std C50.12 і IEEE Std C50.13 вимагають, щоб генератори витримували різницю частоти $\pm 0,067$ Гц між генератором і енергосистемою.

Недоліки наявної системи синхронізації в контексті її функціонування в межах локальної системи

Синхронізація синхронних генераторів із мережею є критично важливим процесом, що забезпечує їхнє коректне включення в паралельну роботу з іншими елементами електроенергетичної системи (ЕЕС). Цей процес охоплює як підключення нововстановленого обладнання та агрегатів після ремонту, так і вимушене введення резервних генераторів у разі аварійних ситуацій. Однак на практиці синхронізація часто супроводжується значними труднощами, що можуть призводити до технічних проблем і зниження надійності роботи енергосистеми.

Однією з основних проблем є те, що синхронізація часто виконується в момент, коли генератор уже несе локальне навантаження. У такій ситуації будь-яка похибка у фазовому куті, частоті або напрузі може спричинити значні перехідні процеси, що впливають як на сам генератор, так і на енергосистему загалом. Особливо це критично для слабких локальних мереж, де коливання напруги можуть виникати через підключення інших генераторів або зміни навантаження. Відсутність ефективної компенсації реактивної потужності лише ускладнює процес, оскільки може призвести до додаткових нестабільностей, аж до ризику повного колапсу вузла мережі.

Додатковою складністю є обмежений час для узгодження параметрів генератора із мережею. У разі аварійних ситуацій необхідне швидке введення резервних джерел генерації, однак наявні системи синхронізації не завжди здатні забезпечити таку гнучкість. Більшість традиційних методів синхронізації передбачають використання лише одного способу узгодження параметрів, що не завжди є ефективним. У деяких випадках потрібен адаптивний підхід, що враховує поточний режим

роботи енергосистеми. Відсутність інтелектуальних алгоритмів синхронізації, здатних працювати в умовах невизначеності, є ще одним суттєвим недоліком.

Ручний режим синхронізації також залишається слабким місцем у багатьох системах, оскільки він залежить від людського фактора. Оператор може неправильно оцінити параметри включення або помилитися у виборі моменту замикання комутаційного апарата, що призведе до значних електромеханічних навантажень, зносу обладнання або навіть його пошкодження. Додатково ускладнює ситуацію те, що синхронізуючий пристрій (вимикач) має певний час реакції, а отже, навіть незначні затримки можуть викликати відхилення параметрів синхронізації та небезпечні перехідні процеси.

Крім того, традиційні методи синхронізації не завжди враховують можливість виникнення резонансних явищ у валопроводах генератора, особливо якщо має місце значна різниця частот або фазових кутів. Такі механічні коливання, навіть якщо вони не призводять до миттєвих аварій, поступово накопичуються, викликаючи прискорене старіння обладнання. У підсумку, наявні системи синхронізації потребують вдосконалення, зокрема впровадження інтелектуальних алгоритмів управління, що дозволять здійснювати автоматичну адаптацію до поточного стану енергосистеми та мінімізувати ризики аварійних ситуацій

Висновки

Проведене дослідження засвідчило, що процес синхронізації синхронних генераторів з енергосистемою є визначальним фактором забезпечення стабільної та надійної роботи електроенергетичних об'єктів, особливо в умовах локальних мереж. Аналіз функціонування наявної системи синхронізації виявив низку недоліків, зокрема обмежену швидкодію, відсутність адаптивності до змін режимів роботи системи, а також критичну залежність від людського фактора у разі ручного керування.

Наявність суттєвих фазових та частотних відхилень під час підключення генератора до мережі значно підвищує ризики виникнення аварійних режимів, що можуть супроводжуватися як електричними, так і механічними перевантаженнями.

З огляду на зазначене, обґрунтовано необхідність удосконалення існуючих систем синхронізації шляхом впровадження інтелектуальних алгоритмів управління, що дозволяють автоматично адаптуватися до динамічних змін параметрів енергосистеми, скорочують час реакції системи та підвищують точність узгодження електричних величин. Такий підхід сприятиме мінімізації перехідних процесів, зниженню аварійності та підвищенню загальної ефективності функціонування електроенергетичних систем.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] I. Boldea, "Synchronous generators" (The electric power engineering series), Chapter 4, p.145, 2006.
- [2] W. G. Hartmann, "Automatic Synchronizing for Generation and Tie Lines," proceedings of the 18th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 1991.
- [3] M. Nagpal, L. Gu, R. Barone, R. Chowdhury, and M. Thompson, "A Tale of Two Out-of-Phase Synchronizing Events at BC Hydro," proceedings of the 9th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2022.
- [4] M. C. Jackson and S. D. Umans, "Turbine-Generator Shaft Torques and Fatigue: Part III - Refinements to Fatigue Model and Test Results," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, no. 3, pp. 1259–1268, May 1980.
- [5] IEEE Std C50.12, IEEE Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above.
- [6] IEEE Std C50.13, Standard for 50 and 60 Hz Synchronous Generators for NonHydraulic Applications Rated 10 MVA and Above.

Андрушко Станіслав Леонідович – аспірант кафедри електричних станцій та систем, факультет електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, головний інженер ТОВ «Поділлятехналадка» м. Вінниця, приватний підприємець, ел.пошта : stanislav.andrushko@gmail.com.

Науковий керівник : **Володимир Володимирович Кулик** – професор кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця.

Andrushko Stanislav L. - Postgraduate student of Electrical Stations and Systems Department, Faculty of Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, Vinnytsia National Technical University, Chief Engineer of Podillyatechnaladka LLC. Vinnytsia, private entrepreneur, e-mail: stanislav.andrushko@gmail.com.

Scientific supervisor Volodymyr V. Kulyk - Professor of the Electrical Stations and Systems Department, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia