

БУРБЕЛО МИХАЙЛО ЙОСИПОВИЧ – доктор технічних наук, завідувач кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту, Вінницький національний технічний університет; м. Вінниця, Україна; <https://orcid.org/0000-0002-4510-2911>; e-mail: burbelo.m.j@vntu.edu.ua.

МЕЛЬНИЧУК СЕРГІЙ МИКОЛАЙОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, керівник групи оперативно-розрахункового відділу РЗ та ПА, РДЦ Південно-Західного регіону, НЕК «Укренерго»; м. Вінниця, Україна; <https://orcid.org/0009-0009-7649-5752>; e-mail: melnichuk7sm@gmail.com.

ПІДТРИМАННЯ НАПРУГИ ТА ДЕМПФУВАННЯ НИЗЬКОЧАСТОТНИХ КОЛИВАНЬ НА ВЕЛИКИХ ОБ'ЄКТАХ ІНВЕРТОРНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В МЕРЕЖАХ 110 КВ

У статті виконано порівняльний аналіз трьох архітектур підтримання напруги та регулювання реактивної потужності для великих об'єктів інверторної генерації потужністю понад 100 МВт, що приєднуються до мереж 110 кВ. Актуальність роботи зумовлена зростанням частки сонячних і вітрових електростанцій та систем накопичення енергії в енергосистемах, де зменшується роль синхронних машин як природного джерела інерції, регулювання збудження та демпфування електромеханічних коливань. Розглянуто три варіанти побудови системи підтримання напруги: класичний статичний синхронний компенсатор у поєднанні з інвертором, орієнтованим на мережу; інвертор з формуванням напруги без окремого компенсатора; гібридну архітектуру, що поєднує інвертор з формуванням напруги та статичний синхронний компенсатор зменшеної потужності. Показано, що застосування режиму фіксованого коефіцієнта потужності для інверторів, орієнтованих на мережу, створює небажаний зв'язок між активною та реактивною потужністю. За швидкого зменшення активної генерації такий зв'язок може послаблювати або навіть погіршувати підтримання напруги, особливо у слабких вузлах мережі та ремонтних схемах. Для прийнятого розрахункового сценарію зі швидким зменшенням активної потужності в електрично близькій зоні встановлено, що архітектури з формуванням напруги забезпечують більш незалежний від активної потужності та швидший відгук реактивної потужності. Особливо проаналізовано вплив коефіцієнта короткого замикання в точці загального приєднання на вибір архітектури. Запропоновано матрицю попереднього вибору технічного рішення для нормальних і ремонтних схем мережі. Обґрунтовано доцільність використання гібридної архітектури у вузлах з низьким коефіцієнтом короткого замикання та за наявності вимог до демпфування низькочастотних міжзональних коливань. Сформульовано пропозиції щодо уточнення нормативних вимог України до великих об'єктів інверторної генерації, зокрема щодо врахування коефіцієнта короткого замикання, пріоритетності регулювання реактивної потужності за напругою над режимом фіксованого коефіцієнта потужності та запровадження вимог до інверторів з формуванням напруги.

Ключові слова: інверторна генерація (IBR); інвертор з формуванням напруги (GFM); статичний синхронний компенсатор (STATCOM); реактивна потужність; підтримання напруги; коефіцієнт короткого замикання (SCR); міжзональні коливання; мережа 110 кВ.

Вступ. Постановка проблеми: структурна зміна балансу генерації. Енергосистеми Європи та України переживають якісно новий етап трансформації: інтенсивне впровадження інверторної генерації на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) – сонячних (СЕС) і вітрових (ВЕС) електростанцій та систем накопичення енергії (Battery Energy Storage System, BESS). Якщо на початку 2010-х років частка джерел на базі інверторів (Inverter-Based Resources, IBR) у більшості енергосистем не перевищувала 10–15 % від встановленої потужності й вони приєднувалися до шин 10–35 кВ підстанцій розподільних мереж, то з початку 2020-х років великі IBR-об'єкти потужністю 100–500 МВт приєднуються безпосередньо до мереж 110–330 кВ, у тому числі «в розсічку» транзитних ліній, і за своєю часткою в балансі денного максимуму конкурують із тепловими та атомними енергоблоками.

Ця структурна зміна породжує принципове технічне протиріччя. Традиційна енергосистема спиралась на три фізичні властивості синхронних машин, що виконували стабілізуючу роль автоматично, без додаткового керування: механічну інерцію, яка обмежує швидкість зміни частоти при збудженнях, автоматичне регулювання збудження, що підтримує напругу з заданою характеристикою $Q(U)$ і часом відгуку 50–200 мс, а також демпфування низькочастотних коливань потужності за допомогою

стабілізаторів енергосистеми (Power System Stabilizer, PSS) [1].

IBR з архітектурою відстеження мережі (Grid-Following, GFL) – тобто більшість СЕС та ВЕС, які сьогодні перебувають в експлуатації, – жодної з цих трьох функцій в природному вигляді не виконують. GFL-інвертор синхронізується з мережею через блок фазового автоналагодження (Phase-locked loop, PLL), відслідковує вектор напруги, що вже існує у вузлі приєднання, і функціонує як джерело струму з керованою активною та реактивною складовими. При відхиленні напруги він реагує, але не демпфує системних коливань.

Іберійський блекаут 28 квітня 2025 року: перший системний прецедент. 28 квітня 2025 року о 12:33 за центральноєвропейським літнім часом енергосистеми континентальної Іспанії та Португалії зазнали повного блекауту. Відновлення тривало 12–16 годин. Фінальний звіт Експертної групи Європейської мережі операторів систем передачі електроенергії (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E), опублікований 20 березня 2026 року, підкреслює безпрецедентний характер події: це перший випадок в синхронній зоні Континентальної Європи, коли каскадне вимкнення генерувальних одиниць разом із зростанням напруги призвело до блекауту [2].

© М. Й. Бурбело, С. М. Мельничук, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

Механізм каскадного вимкнення принципово відрізнявся від усіх попередніх великих системних аварій. За висновком Експертної групи ENTSO-E, блекаут став наслідком швидкого, некерованого зростання напруги та каскадних вимкнень генерувальних потужностей, насамперед в Іспанії. Інцидент ініціювався поєднанням осциляційної нестійкості (0,63 Гц – локальні та 0,2 Гц – міжзональні коливання), недостатнього керування напругою та дефіциту реактивної потужності [3, 4]. Останні дослідження іспанської енергосистеми підтверджують, що запобігання подібним блекаутам вимагає переходу від традиційних систем до удосконалених статичних синхронних компенсаторів (Grid-Forming Enhanced Static Synchronous Compensator (E-STATCOM)) [4].

Хронологія фінальної фази каскадного вимкнення задокументована з точністю до секунди. З 12:32:00 напруга в численних вузлах почала зростати. Близько 500 МВт великої відновлюваної генерації в Іспанії знизили виробіток, і оскільки ці станції працювали в режимі фіксованого коефіцієнта потужності, то споживання реактивної потужності ними знизилося пропорційно, додатково підвищивши напругу. Ще 208 МВт розподіленої вітрової та сонячної генерації різко знизили виробіток або вимкнулись. О 12:32:57 трансформатор 400/220 кВ поблизу Гранади спрацював від захисту перенапруги, вимкнувши додатково 355 МВт генерації від мережі [2]. До 12:33:16 вимкнення в регіоні Бадахос ще знизили 727 МВт сонячної генерації. Ще 928 МВт вимкнулись у п'яти провінціях протягом наступних двох секунд. Загалом було втрачено понад 2,5 ГВт генерації при нарузі, що перевищила 435 кВ [2].

Мета та задачі дослідження. Мета дослідження – порівняти три архітектури підтримання напруги та реактивної потужності для великих об'єктів інверторної генерації, що приєднуються до мереж 110 кВ, за критеріями швидкодії регулювання реактивної потужності, здатності до демпфування низькочастотних міжзональних коливань, стійкості роботи при низькому коефіцієнті короткого замикання та відповідності вимогам проходження аварійних режимів за напругою.

Для досягнення мети поставлено такі **задачі**:

- 1) проаналізувати обмеження архітектури з інверторами, орієнтованими на мережу, у режимі фіксованого коефіцієнта потужності;
- 2) порівняти швидкодію регулювання реактивної потужності класичного статичного синхронного компенсатора, інвертора з формуванням напруги та гібридної архітектури;
- 3) оцінити вплив коефіцієнта короткого замикання на вибір архітектури;
- 4) сформулювати рекомендації щодо застосування таких архітектур у мережах 110 кВ Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України.

У роботі порівнюються три архітектури:

- архітектура А – класичний статичний синхронний компенсатор у поєднанні з інвертором, орієнтованим на мережу;

- архітектура Б – інвертор з формуванням напруги без окремого статичного синхронного компенсатора;

- архітектура В – інвертор з формуванням напруги у поєднанні зі статичним синхронним компенсатором зменшеної потужності як резервом реактивної потужності.

Обґрунтування розрахункового сценарію. Для порівняння архітектур використано розрахунковий сценарій, призначений для оцінювання відносної ефективності різних способів підтримання напруги. Як збурення прийнято швидке зменшення активної потужності на 200 МВт в електрично близькій зоні до точки загального приєднання об'єкта інверторної генерації. Таке збурення може відповідати втраті частини генерації, груповому обмеженню інверторних джерел, вимкненню суміжного генерувального вузла або різкій зміні балансу в локальному районі мережі.

Для часткового врахування впливу початкових умов результати інтерпретуються для декількох характерних рівнів коефіцієнта короткого замикання (Short-Circuit Ratio, SCR): сильний вузол ($SCR \geq 3,0$), проміжний вузол ($SCR = 2,0-3,0$), слабкий вузол ($SCR = 1,5-2,0$) та ремонтна або електрично слабка схема ($SCR < 1,5$). Такий підхід дозволяє сформулювати матрицю попереднього вибору архітектури без прив'язки до однієї конкретної топології мережі.

Критерії порівняння: швидкість первинного регулювання реактивної потужності, глибина гасіння низькочастотної міжзональної складової 0,2 Гц, відповідність вимогам проходження провалу та підвищення напруги за таблицями 6.1–6.2 і рисунками 6.2–6.3 СОУ НЕК 341-001-2019, а також стійкість роботи при критично низькому коефіцієнті короткого замикання.

Обмеження дослідження. Отримані результати базуються на еквівалентній моделі мережевого вузла та одному базовому сценарію збурення. У роботі не моделюються всі можливі варіанти топології мережі 110 кВ, конструкції повітряних ліній, параметри трансформаторів, режими компенсації реактивної потужності та взаємодія з пристроями релейного захисту. Тому сформульовані рекомендації мають характер технічних критеріїв попереднього вибору архітектури і повинні уточнюватися при виконанні проектних розрахунків для конкретної схеми приєднання.

1. Вимоги нормативних документів. Відповідно до СОУ НЕК 341-001-2019 [5], СЕС та ВЕС потужністю понад 75 МВт, а також будь-які електростанції з напругою приєднання 110 кВ і вище відносяться до типу D і підпадають під найбільш жорсткі вимоги щодо регулювання реактивної потужності та напруги.

Діапазон регулювання $\cos\varphi$ (п. 6.4.4.4 СОУ) для електростанцій потужністю понад 20 МВт у діапазоні частот 49,6–50,2 Гц:

$$\cos\varphi \in [0,950_{ind}; 0,950_{cap}]. \quad (1)$$

Характеристика $Q(U)$ зі «статизмом» (п. 6.4.4.8 СОУ) описується таким чином. Станційний регулятор у межах «зони нечутливості» ΔU_{db} діє як регулятор реактивної потужності з фіксованою уставкою Q_{set} . При виході напруги за межі зони нечутливості реалізується характеристика з коефіцієнтом «статизму» σ :

$$Q = Q_{set} + \frac{1}{\sigma} \cdot (U_{ref} - U), |U_{ref} - U| > \Delta U_{db}, \quad (2)$$

де σ – коефіцієнт статизму (відношення відносних відхилень напруги і реактивної потужності, визначених відносно їх номінальних значень).

Точність виконання уставок (п. 6.4.4.5 та п. 6.4.4.6 СОУ) для об'єктів типу D:

- фіксація уставок напруги з точністю 0,1 кВ;
- похибка регулювання: $\pm 2\%$ від значення уставки або $\pm 0,5\%$ від номінальної потужності – застосовується жорсткіший критерій;
- зміна уставок регулювання: приймається протягом 2 с, набуває чинності не пізніше 30 с після команди оператора систем передачі (ОСП).

Вимоги функціонування при низькій напрузі (low-voltage ride-through, LVRT) або здатності до роботи при перенапрузі (over-voltage ride-through, OVRT) (п. 6.4.1.9, рис. 6.2 та 6.3 СОУ) для електростанцій потужністю понад 1 МВт визначають обов'язкову роботу без вимкнення при провалі напруги до $20\% U_{ном}$ в точці загального приєднання (ТЗП) (область А та В на рис. 6.2 стандарту). В області В ($20\text{--}90\% U_{ном}$) генерація реактивної потужності є пріоритетною:

$$I_Q \geq K_{LVRT} \cdot \frac{U_{ref} - U_s}{U_{ref}} \cdot I_n, \text{ при } U_s < 0,9 \cdot U_{ref}, \quad (3)$$

де K_{LVRT} – коефіцієнт підсилення реактивного струму при LVRT (типово 2–4 відн.од.),

I_n – номінальний струм.

Відновлення нормальної потужності генерації – не пізніше 5 с після повернення параметрів в ТЗП до нормальних значень.

Відповідно до п. 2.5 глави III Кодексу систем передачі (КСП) [6], кожна лінія видавання потужності ВЕС та СЕС повинна бути обладнана захистом від підживлення електростанціями струму короткого замикання (КЗ) у зовнішній мережі 110(150) кВ при недопустимому зниженні напруги в точці приєднання (табл. 1). Це вимагає від інвертора здатності точно і швидко реагувати на зниження напруги.

Таблиця 1 – Захисні уставки за напругою для електростанцій потужністю понад 20 МВт (таблиці 6.1–6.2 СОУ НЕК 341-001-2019)

Функція захисту	Уставка	Час спрацювання
Перенапруга, крок 3 ($U \gg \gg$)	$1,20 \cdot U_n$	5–100 мс
Перенапруга, крок 2 ($U \gg$)	$1,15 \cdot U_n$	200 мс
Перенапруга, крок 1 ($U >$)	$1,10 \cdot U_n$	60 с
Зменшення напруги ($U <$)	$0,90 \cdot U_n$	10–60 с

Для нормального режиму роботи (п. 6.2.3.5б СОУ): ВЕС та СЕС не повинні вимикатися від мережі дією власних захистів при відхиленні напруги в ТЗП до $\pm 10\% U_{ном}$. Порогові уставки захисту, наведені вище, стосуються перехідних режимів та аварійних ситуацій.

Зв'язок з уроком іберійського блекауту: одним із задокументованих факторів каскадного вимкнення стало спрацювання захистів перенапруги IBR при порогах, нижчих за нормативні вимоги, а також вимірювання напруги не в точці загального приєднання, а у внутрішній мережі станції, де рівень перенапруги був вищим через падіння напруги на трансформаторах центральної підстанції у зворотному напрямку [2].

2. Характеристика елементів регулювання. **STATCOM** – це перетворювач напруги (Voltage Source Converter, VSC) на основі повністю керованих силових ключів (Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT) або Integrated Gate-Commutated Thyristor (IGCT)), приєднаний до шин мережі через реактор зв'язку. Зовнішній контур STATCOM реалізує характеристику $Q(U)$ – залежність генерованої/споживаної реактивної потужності від відхилення напруги у вузлі приєднання від уставки:

$$Q = K_Q \cdot (U_{ref} - U_s) + Q_0, \quad (4)$$

де K_Q – коефіцієнт крутизни характеристики (МВАр/кВ),

U_{ref} – уставка напруги,

Q_0 – початкова точка регулювання.

У разі, якщо напруга мережі перевищує уставку напруги ($U_s > U_{ref}$) STATCOM споживає реактивну потужність (індуктивний режим, $Q < 0$), а при зниженні напруги ($U_s < U_{ref}$) – генерує реактивну потужність (ємнісний режим, $Q > 0$). Діапазон регулювання симетричний: $Q \in [-Q_{max}, +Q_{max}]$.

Час повного відгуку STATCOM на ступеневе збурення напруги визначається смугою пропускання внутрішнього контуру струму:

$$t_{відгук} \approx \frac{2,3}{\omega_{cc}} \approx \frac{2,3 \cdot L_c}{R_c + K_{pi}}, \quad (5)$$

де ω_{cc} – частота зрізу контуру струму;

L_c, R_c – індуктивність та активний опір реактора зв'язку;

K_{pi} – пропорційний коефіцієнт PI-регулятора, приведений до еквівалентного активного опору.

На практиці час від виникнення збурення до досягнення 90% уставки реактивного струму для сучасних STATCOM становить 10–20 мс [7].

GFL інвертор функціонує як керований генератор струму (Current Source) з орієнтацією на зовнішній опорний вектор напруги, отриманий за допомогою PLL [7]. Затримка відстеження фазового кута при ступеневій зміні напруги визначається часом встановлення PLL:

$$t_{PLL} \approx \frac{4}{\zeta\omega_n} \approx 80 - 200 \text{ мс}, \quad (6)$$

Де ω_n – власна частота PLL (типово 20–50 рад/с для мереж 50 Гц),

ζ – коефіцієнт демпфування (типово 0,7).

Протягом цього часу GFL-інвертор оперує застарілим кутом вектора напруги, що вносить помилку в розрахунок d - та q -складових і спотворює Q -регулювання. При швидкому зростанні напруги (наприклад, зі швидкістю 5–10 кВ/с, характерною для іберійського сценарію) PLL не встигає відстежити зміну, і q -канал регулятора фактично вимкнений до завершення перехідного процесу PLL.

Саме ця різниця у швидкодії є критичною при швидких каскадних вимкненнях типу іберійського блекауту, де від початку зростання напруги до вимкнення першого трансформатора минуло менше 60 с, а більша частина генерації вимкнулась за 2–3 с.

Крім того, GFL-інвертор характеризується нестійкістю при низькому коефіцієнті КЗ [4, 8, 9]:

$$SCR = \frac{S_{cc,ТЗП}}{P_{ном,IBR}} < 1,5 \dots 2, \quad (7)$$

де $S_{cc,ТЗП}$ – потужність КЗ у ТЗП, МВ·А;

$P_{ном,IBR}$ – номінальна активна потужність IBR, МВт.

Для нових СЕС в Україні, що приєднуються до мережі 110 кВ, рівень SCR у ТЗП нерідко знаходиться в діапазоні 1,5–2,5. При виводі в ремонт паралельного кола або суміжної підстанції SCR може тимчасово опускатися нижче критичного рівня – і GFL-інвертор входить у режим нестійких коливань або вимикається.

Якщо GFL-інвертор налаштований на режим фіксованого коефіцієнта потужності $\cos\phi$, реактивна потужність жорстко пов'язана з активною:

$$Q = P_e \cdot \tan\phi. \quad (8)$$

При зниженні активної потужності P_e (наприклад, внаслідок хмарності або планового обмеження) реактивна потужність знижується пропорційно – незалежно від стану напруги в мережі. Саме цей механізм задокументований як один з ключових факторів іберійського каскадного вимкнення: зниження $P \approx 500$ МВт великих ВДЕ-об'єктів за фіксованого $\cos\phi$ автоматично зменшило споживання Q , що еквівалентно генеруванню реактивної потужності в систему з уже підвищеною напругою [2].

Інвертор, що формує мережу (**Grid-Forming, GFM**) – це перетворювач напруги, що самостійно формує опорний вектор напруги $\vec{U}_{ref} = E(t) \cdot e^{j\theta(t)}$ у точці приєднання, не потребуючи зовнішнього опорного сигналу для синхронізації.

У теперішній час використовують два основних принципи керування GFM, що відрізняються математичною структурою та фізичною аналогією: віртуальна синхронна машина (Virtual Synchronous Machine, VSM); керування за статизмом (droop).

У VSM Q -контур емулює автоматичне регулювання збудження (АРЗ) синхронного генератора [8, 10]. Спрощена модель першого порядку:

$$\tau_E \frac{dE}{dt} = E_{ref} - E + K_Q(Q_{ref} - Q_e), \quad (9)$$

де E – амплітуда вихідної напруги VSM;

E_{ref} – уставка напруги;

τ_E – постійна часу контуру збудження (типово 0,01–0,05 с для GFM, на відміну від 0,1–0,5 с для АРЗ синхронного генератора);

K_Q – коефіцієнт підсилення Q -регулятора;

Q_e – поточна реактивна потужність.

Статична характеристика в усталеному режимі ($dE/dt = 0$):

$$E = E_{ref} + K_Q(Q_{ref} - Q_e), \quad (10)$$

що є прямим аналогом характеристики STATCOM.

Для того, щоб GFM-інвертор виконував функцію Virtual STATCOM (тобто автономно підтримував напругу у вузлі приєднання при нульовій або малій активній потужності), необхідно виконання трьох умов:

Умова 1. Наявність буфера постійного струму (DC). При $P_e \approx 0$ (нічний час, хмарність) GFM-інвертор не може обмінюватись активною потужністю з джерелом (фотомодулями) [9]. Тому підтримка Q -ін'єкції вимагає резервної енергії в DC-ланці. Мінімумально необхідна енергія W_{min} для підтримки Q_{max} протягом часу Δt при коефіцієнті корисної дії перетворювача η :

$$W_{min} = \frac{Q_{max} \cdot \Delta t}{\eta}. \quad (11)$$

Для $Q_{max} = 66$ МВАр, $\Delta t = 10$ с, $\eta = 0,98$:

$$W_{min} \approx \frac{66 \cdot 10^6 \cdot 10}{0,98} \approx 673 \text{ МДж} \approx 0,187 \text{ МВт} \cdot \text{год}. \quad (12)$$

Для великої СЕС 200 МВт це еквівалентно BESS приблизно 0,2–0,3 МВт·год – відносно невеликий обсяг порівняно з буферними BESS, що зазвичай встановлюються для частотного регулювання.

Умова 2. Пріоритет Q -каналу над P -каналом. У законі керування необхідно встановити ієрархію: при конкуренції між P -завданням та Q -завданням за струмовий ресурс інвертора пріоритет надається Q -каналу. Це відповідає вимозі п. 6.4.7 СОУ НЕК 341-001-2019 [5] та рисунку 6.3 стандарту (область В: Q -пріоритет при LVRT).

Умова 3. Достатня крутизна $Q(U)$ -характеристики. Для ефективного гасіння коливань коефіцієнт підсилення Q -регулятора K_Q повинен забезпечувати високу швидкість регулювання реактивної потужності, порівнянну із STATCOM. Мінімумально вимога: зміна Q на 10 % Q_{max} за час, не більший за 20 мс при відхиленні напруги на 1 % від уставки.

Droop-керування реалізує статичні характеристики, що безпосередньо пов'язують відхилення вимірюваних змінних (частоти та напруги) з командами на активну та реактивну потужність [11, 12]:

$$\omega = \omega_0 - m_P(P - P_{ref}); \quad (13)$$

$$E = E_0 - n_Q(Q - Q_{ref}), \quad (14)$$

де m_P – коефіцієнт P-droop (рад/(с·Вт));

n_Q – коефіцієнт Q-droop (В/ВАр).

Зв'язок n_Q зі «статизмом» σ СОУ НЕК 341-001-2019 [5]:

$$n_Q = \sigma \cdot \frac{U_{ном}}{Q_{max}}, \quad (15)$$

де нормовані одиниці переводяться в фізичні через номінальні параметри об'єкта. При $\sigma = 0,05$ (5% статизм, типовий для регулювання напруги синхронних генераторів) та $Q_{max} = 0,329 \cdot P_{ном}$:

$$n_Q = 0,05 \cdot \frac{U_{ном}}{0,329 \cdot P_{ном}}. \quad (16)$$

На відміну від VSM, у чистому droop-контролері відсутня явна інтегральна ланка рівняння руху. Проте при реалізації через фільтрацію вимірюваних P та Q (з постійною часу τ_f) система набуває динамічної поведінки першого порядку:

$$\tau_f \frac{d\omega}{dt} = \omega_0 - m_P P_e - \omega. \quad (17)$$

Час відгуку на збурення активної потужності:

$$t_{90\%} \approx 2,3 \cdot \tau_f. \quad (18)$$

Для досягнення часу відгуку, еквівалентного синхронній машині з $H = 5$ с ($t_{90\%} \approx 1,5$ с), необхідно $\tau_f \approx 0,65$ с. При менших τ_f (наприклад, 0,05–0,1 с для підвищення швидкодії Q-каналу) система поводить себе як «безінерційний» GFM – що є перевагою для функції Virtual STATCOM, але не для зменшення коливань потужності в енергосистемі.

Droop Q-U характеристика за структурою ідентична характеристиці STATCOM (п. 2.1.2) і безпосередньо відповідає вимозі «статизму» п. 6.4.4.8 СОУ НЕК 341-001-2019 [5]. Це робить налаштування droop-GFM більш прозорим для нормативної верифікації порівняно з VSM.

Додатково droop-керування природно забезпечує паралельну роботу кількох GFM-інверторів без комунікаційного зв'язку між ними: рівний розподіл реактивної потужності між n паралельними одиницями досягається при однакових n_Q :

$$Q_i = Q_{ref,i} + \frac{E_0 - E_{bus}}{n_{Q,i}}, \quad i = 1, \dots, n. \quad (19)$$

З урахуванням вимог СОУ НЕК 341-001-2019 [5] та практики приєднання СЕС до мережі 110 кВ ОЕС України, оптимальним вибором для Virtual STATCOM є: VSM – при вимозі активного демпфування міжзонних коливань (наявність BESS, об'єкт у «слабкому» вузлі мережі); Droop-керування – при пріоритеті простоти верифікації нормативних вимог та при паралельній роботі кількох IBR-одиниць в одному вузлі. У табл. 2 наведено порівняльну характеристику основних технічних та експлуатаційних параметрів STATCOM, а також GFL- і GFM-інверторів.

Таблиця 2 – Порівняльна таблиця: STATCOM, GFL- та GFM-інвертори

Характеристика	STATCOM	GFL-інвертор	GFM-інвертор
Опорний вектор напруги	Власний (VSC)	Зовнішній (PLL)	Власний (внутрішній осцилятор)
Час відгуку	10–20 мс	80–200 мс	10–30 мс
Робота при SCR < 1,5	Стійка	Нестійка	Стійка
Демпфування коливань	Ні (без спеціального контуру демпфування)	Ні	Так (D-коефіцієнт)
LVRT при $U = 0,2 \cdot U_n$	Повна (апаратна)	Обмежена (PLL)	Повна (при DC-буфері)
OVRT (Q-поглинання)	Миттєве	Затримка PLL	Миттєве
Залежність від DC-буфера	Ні	Частково	Так (для Q при P = 0)
Нормативна база (Україна)	КСП, ПУЕ	СОУ НЕК 341-001-2019	Відсутня (прогалина)

З таблиці видно: GFM-інвертор за більшістю технічних параметрів є функціональним еквівалентом STATCOM, але з суттєвою умовою – наявністю достатнього DC-буфера для підтримки Q-ін'єкції при нульовій або малій активній генерації. Ця умова і є центральним обмеженням, яке відрізняє архітектуру B від архітектури V.

3. Порівняльний аналіз трьох архітектур. В архітектурі A GFL-інвертор у режимі фіксованого $\cos\varphi$ реактивна потужність жорстко пов'язана з активною, а тому сумарний Q-відгук архітектури A:

$$\Delta Q_A = \Delta Q_{ST} - \Delta P_e(t) \cdot \tan\varphi. \quad (20)$$

STATCOM компенсує частину реактивної потужності, але при швидких збуреннях компонента GFL може перевищити Q-відгук STATCOM. Кількісна умова «небезпечності»:

$$\tan\varphi \cdot \left| \frac{dP_e}{dt} \right| > K_{Q,ST} \cdot \left| \frac{dU}{dt} \right|. \quad (21)$$

Підставивши типові параметри: $P_{ном} = 200$ МВт, $\cos\varphi = 0,95$,

$K_{Q,ST} = 5$ МВАр/кВ, $dU/dt = 1$ кВ/с, дістанемо:

$$\left| \frac{dP_e}{dt} \right| > \frac{5}{0,329} \approx 15,2 \text{ МВт/с.} \quad (22)$$

Планове обмеження (градієнт $10\%/x_B = 0,33 \text{ МВт/с}$) не є небезпечним. Але при аварійному вимкненні або LVRT-реакції (dP_e/dt може досягати $50\text{--}200 \text{ МВт/с}$) архітектура А стає дестабілізуючою.

В архітектурі Б (GFM) Q-відгук не залежить від P_e , оскільки канали розв'язані через внутрішній вектор напруги. В архітектурі В до цього додається апаратний резерв STATCOM.

Показники порівняння:

t_{rec} – час відновлення напруги до $\pm 2\%$ від U_{ref} ;

δ_{osc} – декремент загасання $0,2 \text{ Гц}$ моди за 5 с :

$$\delta_{osc} = 20 \lg_{10}(A(0)/A(5)), \text{ дБ.} \quad (23)$$

Результати порівняння

1. Швидкість відгуку. Час досягнення 90% цільової Q-ін'єкції: $t_{90\%} \approx 2,3/\omega_{cl}$.

А: $\omega_{cl}^A \approx 300 \text{ рад/с}$ (STATCOM), $t_{90\%}^A \approx 7,7 \text{ мс}$, проте ефективний відгук деградований деструктивним P-Q зв'язком GFL у режимі фіксованого $\cos\phi$ (компенсація $\sim 6,6 \text{ МВАр}$ у протилежному напрямку для СЕС 200 МВт);

Б: при $\tau_f = 0,005 \text{ с}$: $t_{90\%}^B \approx 11,5 \text{ мс}$, без деструктивного зв'язку – ефективна швидкодія вища за А;

В: $t_{90\%}^B \approx 9,2 \text{ мс}$, без деструктивного зв'язку – найкращий результуючий відгук.

2. Декремент загасання міжзональних коливань.

А: STATCOM не має демпфування коливань потужності, GFL не демпфує. $\zeta_A \approx 0,05\text{--}0,10$, $\delta_{osc}^A \approx 8\text{--}9 \text{ дБ}$;

Б: VSM з D_p , $\zeta_B = 0,4$; $\delta_{osc}^B \approx 11,9 \text{ дБ}$;

В: GFM + STATCOM з демпфуванням коливань потужності, $\zeta_B \approx 0,5$; $\delta_{osc}^B \approx 14,8 \text{ дБ}$ [9, 13].

У табл. 3 наведено матрицю рекомендацій щодо вибору архітектури за SCR.

Таблиця 3 – Матриця рекомендацій щодо вибору архітектури за SCR

Умова	Мінімальна архітектура	Рекомендована
$SCR_{norm} \geq 3,0$ та $SCR_{maint} \geq 2,0$	А (з Q(U)-режимом GFL)	А або Б
$SCR_{norm} \geq 2,0$ та $SCR_{maint} \geq 1,5$	Б або В	В
$SCR_{norm} < 2,0$ або $SCR_{maint} < 1,5$	Б або В обов'язково	В
Вузловий транзит, вимога демпфування коливань потужності	В обов'язково	В (VSM з тюнінгом D_p)

4. Рекомендації щодо застосування в ОЕС України.

Нормативні прогаліни. Аналіз чинних СОУ НЕК 341-001-2019 [5] та КСП [6] виявляє три категорії прогаліни:

- Відсутність критерію SCR як умови вибору архітектури в ТУ на приєднання;
- Відсутність поняття GFM та вимог до закону керування інвертора;
- Відсутність вимоги функції демпфування коливань потужності для IBR типу D в системних вузлах з виявленими міжзональними модами.

Ці прогаліни є критичними: проєктант може обрати GFL-архітектуру для вузла з $SCR < 1,5$ – і жодна чинна норма цього не забороняє.

Примітка. Міжнародні стандарти, такі як IEEE 2800-2022 [14], та британська модифікація Grid Code GC0137 передбачають класифікацію GFL- та GFM-технологій і встановлюють вимоги до динамічних властивостей IBR. Новітні дослідження, зокрема, роботи з адаптивним модельно-прогнозним керуванням GFM-інверторами [15], демонструють практичні шляхи підвищення стійкості та відповідності таким нормативним вимогам.

Запропоновані зміни до нормативної бази:

1. СОУ НЕК 341-001-2019

Доповнення до п. 6.2.3: мінімальний SCR як умова застосовності GFL: «Для IBR-об'єктів типу D з GFL-архітектурою SCR у ТЗП повинен становити не менше $2,0$ у нормальному та не менше $1,5$ у ремонтному режимі. При неотриманні – обов'язкове застосування GFM або STATCOM потужністю $\geq 0,25 \cdot P_{ном}$ ».

Доповнення до п. 6.4.4: заборона фіксованого $\cos\phi$ як основного режиму для типу D: «IBR-об'єкти типу D повинні реалізовувати Q(U)-регулювання (п. 6.4.4.8) як основний режим. Режим фіксованого $\cos\phi$ допустимий лише за командою ОСП».

Новий п. 6.2.3.6: визначення GFM та мінімальні вимоги: «GFM-інвертор – перетворювач, що формує опорний вектор напруги без зовнішнього сигналу синхронізації. Вимоги: а) час відгуку не перевищує 50 мс (90% при $\Delta U = 5\%$); б) стійка робота при SCR від $0,5$ до 20 в.о. ; в) $\zeta \geq 0,3$; г) Q(U) відповідно до п. 6.4.4.8.»

Доповнення до п. 6.4.6.2: вимога демпфування коливань потужності при $\zeta_{mode} < 0,05$, $f_{mode} \in [0,1; 0,8] \text{ Гц}$.

2. Кодекс систем передачі

• Розділ III (ТУ): обов'язковий розрахунок SCR у складі вихідних даних;

• Додаток 5 (регламент ОДУ): декларування режиму Q-регулювання при заявці на паралельну роботу.

Висновки.

1. У межах прийнятої розрахункової моделі показано, що архітектура з інвертором, орієнтованим на мережу, у режимі фіксованого коефіцієнта потужності має структурний недолік: реактивна

потужність залежить від активної потужності, що за швидких змін генерації може послаблювати підтримання напруги. Тому для великих об'єктів інверторної генерації в слабких вузлах мережі режим фіксованого коефіцієнта потужності не доцільно використовувати як основний режим регулювання.

2. Для розглянутого сценарію інвертор з формуванням напруги забезпечує швидке та більш незалежне від активної потужності регулювання реактивної потужності порівняно з інвертором, орієнтованим на мережу. Виконання функції віртуального статичного синхронного компенсатора потребує наявності достатнього енергетичного буфера в колі постійного струму. Для наведеного прикладу мінімальна розрахункова енергія становить близько 0,187 МВт·год, а практичне значення з урахуванням запасів, температурних факторів та старіння може бути прийняте на рівні 0,8–0,9 МВт·год.

3. Гібридна архітектура, що поєднує інвертор з формуванням напруги та статичний синхронний компенсатор зменшеної потужності, у прийнятій моделі забезпечує найкраще демпфування низькочастотної міжзональної складової коливань 0,2 Гц. Отриманий результат слід розглядати як порівняльну оцінку, що потребує подальшої перевірки на багатовузлових моделях реальних фрагментів ОЕС України.

4. Запропоновано напрями уточнення нормативних вимог до великих об'єктів інверторної генерації: урахування коефіцієнта короткого замикання при видачі технічних умов, пріоритет режиму $Q(U)$ над фіксованим коефіцієнтом потужності та введення вимог до інверторів з формуванням напруги для системно значущих вузлів.

Перспективні напрями досліджень:

- Нелінійне багатовузлове моделювання архітектур Б та В для реальних ділянок ОЕС України (Вінницький, Хмельницький, Одеський, Закарпатський вузли);

- Розробка користувацьких моделей (User-Defined Model, UDM) GFM для PSS/E та Power Factory у співпраці з НЕК «Укренерго»;

- Визначення порогової частки GFM $\alpha_{GFM} = S_{GFM}/S_{IBR,total}$ для $\zeta_{system} \geq 0,05$ (попередні оцінки: $\alpha_{GFM} \approx 0,15-0,30$ [16]);

- Верифікація сумісності GFM з автоматикою ліквідації асинхронного режиму (АЛАР) та універсальною автоматикою повторного ввімкнення (УАПВ) для $S_{GFM} \geq 200$ МВ·А.

Список використаних джерел

1. Kundur P. S., Malik O. P. Power system stability and control. 2nd ed. New York : McGraw-Hill Education, 2022. 976 p.
2. 28 April 2025 Blackout. ENTSO-E. URL: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>.
3. Red Eléctrica de España (REE). Blackout in the Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025. 2025. 15 p. URL: https://d1n1o4zeyfu21r.cloudfront.net/WEB_Incident_%2028A_SpanishPeninsularElectricalSystem_18june25.pdf.
4. Increasing grid access capacity for renewable integration through a grid-forming E-STATCOM under Spanish regulation / C. M. Martín

et al. *Renewable Energy Focus*. 2025. Vol. 56. 100786. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2025.100786>.

5. СОУ НЕК 341-001-2019. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України. Чинний від 2019-01-28. Вид. офіц. Київ, 2019. 41 с.
6. Про затвердження Кодексу системи передачі : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комунал. послуг від 14.03.2018 № 309 : станом на 1 січ. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>.
7. Yazdani A., Iravani R. Voltage-Sourced converters in power systems: modeling, control, and applications. Hoboken, New Jersey : Wiley & Sons, Incorporated, John, 2010. 451 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9780470551578>.
8. D'Arco S., Suul J. A. Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids. 2013 *IEEE Grenoble PowerTech*, Grenoble, France, 16–20 June 2013. DOI: <https://doi.org/10.1109/ptc.2013.6652456>.
9. Bridging control paradigms: a state-of-the-art review of grid-forming BESS-STATCOMs for enhanced power system stability / S. S. Rangarajan et al. *Frontiers in Energy Research*. 2026. Vol. 14. 1750315. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2026.1750315>.
10. Zhong Q.-C., Weiss G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2011. Vol. 58, no. 4. P. 1259–1267. DOI: <https://doi.org/10.1109/tie.2010.2048839>.
11. Control of power converters in AC microgrids / J. Rocabert et al. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2012. Vol. 27, no. 11. P. 4734–4749. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpel.2012.2199334>.
12. Thomas V., Kumaravel S., Ashok S. Virtual synchronous generator and its comparison to droop control in microgrids. 2018 *International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*, Thrissur, India, 18–20 January 2018. 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/picc.2018.8384798>.
13. Wang F., Xu J., Li G. A variable virtual impedance current limitation strategy of grid-forming energy storage-STATCOM. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2024. Vol. 39, no. 6. P. 3450–3461. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2024.3476913>.
14. IEEE Std 2800-2022. IEEE standard for interconnection and interoperability of inverter-based resources (IBRs) interconnecting with associated transmission electric power systems. Effective from 2022-04-22. Official edition. IEEE, 2022. 180 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEEESTD.2022.9762253>.
15. Improving frequency stability in grid-forming inverters with adaptive model predictive control and novel COA-jDE optimized reinforcement learning / M. Z. Yameen et al. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15, no. 1. 16540. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-00896-5>.
16. High penetration of power electronic interfaced power sources (HPoPEIPS). Effective from 2017-03-29. Official edition. Brussels : ENTSO-E, 2017. 37 p. URL: https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-3/user_uploads/igd-high-penetration-of-power-electronic-interfaced-power-sources.pdf.

References

1. P. S. Kundur and O. P. Malik, *Power System Stability and Control*, 2nd ed. New York: McGraw-Hill Educ., 2022.
2. “28 April 2025 Blackout.” ENTSO-E. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>
3. Red Eléctrica de España (REE), “Blackout in the Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025,” Jun. 2025. [Online]. Available: https://d1n1o4zeyfu21r.cloudfront.net/WEB_Incident_%2028A_SpanishPeninsularElectricalSystem_18june25.pdf
4. C. M. Martín, S. Arnaltes, F. Arredondo, J. Alonso-Martínez, and J. L. Rodríguez-Amenedo, “Increasing grid access capacity for renewable integration through a grid-forming E-STATCOM under Spanish regulation,” *Renewable Energy Focus*, vol. 56, Nov. 2025, Art. no. 100786, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2025.100786>
5. *Vymohy do vitrovykh ta soniachnykh elektrostantsii pry yikh roboti paralelno z obiednanoi enerhetychnoiu systemoiu Ukrainy [Requirements for wind and solar power stations when operating in*

- parallel with Ukraine's integrated power system], SOU NEK 341-001-2019, Scientific and Design Centre for the Development of the United Energy System of Ukraine, NPC 'Ukrenergo' (SDC UES of Ukraine), Kyiv, 2019. (in Ukrainian)
6. Ukraine, National Commission for State Regulation in the Spheres of Energy and Public Utilities. (2018, Mar. 14). *Resolution of the National Commission for State Regulation in the Spheres of Energy and Public Utilities no. 309, Pro zatverdzhennia Kodeksu systemy peredachi [On approval of the Transmission System Code]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (in Ukrainian)
 7. A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*. Hoboken, New Jersey: Wiley & Sons, Inc., John, 2010, doi: <https://doi.org/10.1002/9780470551578>
 8. S. D'Arco and J. A. Suul, "Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids," in *2013 IEEE Grenoble PowerTech*, Grenoble, France, Jun. 16–20, 2013. IEEE, 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/ptc.2013.6652456>
 9. S. S. Rangarajan, C. K. Shiva, N. Vinoth Kumar, R. Balakrishnan, E. Randolph Collins, and T. Senjyu, "Bridging control paradigms: A state-of-the-art review of grid-forming BESS-STATCOMs for enhanced power system stability," *Frontiers in Energy Research*, vol. 14, Mar. 2026, Art. no. 1750315, doi: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2026.1750315>
 10. Q.-C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, Apr. 2011, doi: <https://doi.org/10.1109/tie.2010.2048839>
 11. J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, "Control of power converters in AC microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012, doi: <https://doi.org/10.1109/tpel.2012.2199334>
 12. V. Thomas, S. Kumaravel, and S. Ashok, "Virtual synchronous generator and its comparison to droop control in microgrids," in *2018 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*, Thrissur, India, Jan. 18–20, 2018. IEEE, 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/picc.2018.8384798>
 13. F. Wang, J. Xu, and G. Li, "A variable virtual impedance current limitation strategy of grid-forming energy storage-STATCOM," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 39, no. 6, pp. 3450–3461, 2024, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2024.3476913>
 14. *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting With Associated Transmission Electric Power Systems*, IEEE Std 2800-2022, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9762253>
 15. M. Z. Yameen, Z. Lu, F. F. M. El-Sousy, W. Younis, B. A. Zardari, and A. K. Junejo, "Improving frequency stability in grid-forming inverters with adaptive model predictive control and novel COA-jDE optimized reinforcement learning," *Scientific Reports*, vol. 15, no. 1, May 2025, Art. no. 16540, doi: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-00896-5>
 16. *High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS)*, European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brussels, 2017. [Online]. Available: https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-3/user_uploads/igd-high-penetration-of-power-electronic-interfaced-power-sources.pdf

Надійшла (Received) 25.04.2026

Прийнята (Accepted) 05.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.311

MYKHAILO BURBELO – Doctor of Technical Sciences, Head of the Department of Electrical Systems of Power Consumption and Energy Management, Vinnytsia National Technical University; Vinnytsia, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4510-2911>; e-mail: burbelo.m.j@vntu.edu.ua

SERHII MELNYCHUK ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Head of the Operational and Calculation Group of Relay Protection and Emergency Automation Department, South-Western Region Regional Dispatch Centre, NPC "Ukrenergo"; Vinnytsia, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-7649-5752>; e-mail: melnichuk7sm@gmail.com

VOLTAGE SUPPORT AND DAMPING OF LOW-FREQUENCY OSCILLATIONS AT LARGE INVERTER-BASED GENERATION FACILITIES IN 110 KV NETWORKS

The paper presents a comparative analysis of three architectures for voltage support and reactive power control at large inverter-based generation facilities with a rated power above 100 MW connected to 110 kV networks. The relevance of the study is determined by the increasing penetration of photovoltaic and wind power plants, as well as battery energy storage systems, in power systems where the stabilizing contribution of synchronous machines is gradually decreasing. In such systems, inertia, excitation control and damping of electromechanical oscillations can no longer be regarded as inherent properties of the generation fleet and must be provided by appropriately designed converter control systems. Three technical solutions are considered: a conventional static synchronous compensator combined with a grid-following inverter; a grid-forming inverter without a dedicated compensator; and a hybrid configuration combining a grid-forming inverter with a reduced-rating static synchronous compensator. It is shown that fixed power factor operation of grid-following inverters introduces an undesirable coupling between active and reactive power. During rapid active power reduction this coupling may weaken voltage support or even act in the opposite direction, especially in weak network nodes and maintenance configurations. For the adopted calculation scenario with a fast decrease in active power in an electrically close area, grid-forming architectures demonstrate a faster and more independent reactive power response. The influence of the short-circuit ratio at the point of common coupling on the selection of the appropriate architecture is also analyzed. A preliminary selection matrix is proposed for normal and maintenance network configurations. The hybrid architecture is shown to be preferable for nodes with a low short-circuit ratio and for cases where damping of low-frequency inter-area oscillations is required. The paper also formulates proposals for improving Ukrainian regulatory requirements for large inverter-based generation facilities, including the introduction of short-circuit ratio criteria, prioritization of reactive-power–voltage control over fixed power factor operation, and specification of minimum requirements for grid-forming inverter control.

Keywords: inverter-based resources (IBR); grid-forming inverter (GFM); static synchronous compensator (STATCOM); reactive power; voltage support; short-circuit ratio (SCR); inter-area oscillations; 110 kV network.