

Podejście ENTSO-E i operatorów do technologii Grid Forming

Podejście ENTSO-E i operatorów do technologii Grid Forming

Mateusz Szablicki, Piotr Rzepka – PSE Innowacje, Politechnika Śląska
Robert Trębski – Polskie Sieci Elektroenergetyczne

Streszczenie

Transformacja europejskiego systemu elektroenergetycznego, związana z dynamicznym wzrostem udziału źródeł opartych na przekształtnikach, powoduje istotne wyzwania w obszarze stabilności częstotliwościowej, napięciowej oraz kątowej. W odpowiedzi na malejącą inercję i moc zwarciovą, ENTSO-E oraz krajowi operatorzy systemów przesyłowych coraz większą wagę przywiązują do technologii grid-forming, umożliwiającej jednostkom wytwórczym i magazynowym aktywne kształtowanie napięcia i częstotliwości. W artykule przedstawiono podejście ENTSO-E do grid-forming jako kluczowej zdolności przyszłego systemu elektroenergetycznego, znajdującej odzwierciedlenie m.in. w pracach nad nowelizacją kodeksów sieciowych, w szczególności NC RfG 2.0 oraz w opublikowanym raporcie z dnia 3 października 2025 r. [30]. Przedstawiono zakres funkcjonalny grid-forming, wymagania techniczne stawiane modułom parku energii oraz magazynom energii elektrycznej.

1. Wstęp

Struktura generacji we współczesnym systemie elektroenergetycznym (SEE) szybko przechodzi w kierunku odnawialnych źródeł energii (OZE). Dodatkowo coraz silniej uwidacznia się dynamiczny przyrost liczbowy i mocy magazynów energii. Charakterystyczną cechą tych obiektów jest obecność przekształtnika energoelektronicznego w torze wyprowadzenia mocy, przez co obiekty te w literaturze często określa się mianem IBR (ang. *inverter based resources*). Ogólnodostępne prognozy wskazują, że w najbliższych latach IBR będą nadal dynamicznie się rozwijać, stopniowo wypierając konwencjonalne, synchroniczne jednostki wytwórcze, aż do osiągnięcia dominującej roli w strukturze wytwarzania energii elektrycznej (w Europie i w Polsce taki stan ma zostać osiągnięty do roku 2050) [1].

Wraz ze wzrostem udziału IBR w SEE pojawia się jedno z najistotniejszych wyzwań dla współczesnej elektroenergetyki, które związane jest z bezpieczeństwem operacyjnym SEE, a więc utrzymaniem stabilności pracy SEE na poziomie gwarantującym jego bezpieczną i niezawodną pracę. W SEE nasyconym IBR może występować znaczące osłabienie stabilności, determinowane zmniejszaniem się inercji, mocy zwarciovą, sztywności sieci, tłumienności oscylacji itp. [2-6]. Dotychczasowe zarządzanie stabilnością SEE, oparte na dziesięcioleciach doświadczeń, zapewnia poprawne funkcjonowanie SEE przede wszystkim w sytuacji, gdy w strukturze sektora wytwórczego nadal dominują konwencjonalne, synchroniczne jednostki wytwórcze.

Odpowiedzią na te wyzwania ma być grid forming (GFM) [3]. Zakłada się, że odpowiednie sterowanie parametrami elektrycznymi IBR ze zdolnością GFM będzie wspierać stabilność, elastyczność i odporność SEE w stanach zakłóceń. Zakłada się, że dzięki wdrożeniu GFM możliwe będzie wykorzystanie zasobów IBR, w tym magazynów energii, farm fotowoltaicznych i farm wiatrowych, do znacznego udziału w stabilizacji warunków pracy SEE. Przy malejącym udziale konwencjonalnych, synchronicznych jednostek wytwórczych w SEE GFM jest wręcz traktowany jako niezbędny składnik zasobów IBR.

W artykule przedstawiono charakterystykę wyzwań związanych ze stabilnością pracy SEE o wysokim nasyceniu OZE, charakterystykę technologii GFM, jako nowej zdolności technicznej IBR, oczekiwania wobec tej technologii formułowane przez operatorów systemów przesyłowych (OSP), w szczególności przez ENTSO-E oraz podejście PSE do zagadnienia GFM.

2. GFM jako środek poprawy stabilności SEE

Od dwóch dekad podejmowane są działania mające na celu poprawę współpracy źródeł OZE z SEE. Znalazło to odzwierciedlenie m.in. w stopniowym zwiększaniu wymagań technicznych stawianych tym obiektom oraz systematycznym opracowywaniu nowych wymagań, które były implementowane najpierw w krajowych kodeksach sieci (Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci), następnie w kodeksach sieci i ich kolejnych aktualizacjach.

Wymagania te dotyczące m.in. przejścia przez zwarcie, wstrzykiwania prądu zwarciovą, tłumienia oscylacji, przejścia przez zaburzenie częstotliwości miały na celu:

- ograniczenie odłączania OZE (uogólniając, IBR) w stanach przejściowych,
- zwiększenie stabilności funkcjonowania OZE w stanach przejściowych,
- zwiększenie wsparcia w stanach zakłóceń.

Rosnące nasycenie IBR w SEE, przejawiające się sytuacjami, w których w pewnych przedziałach czasowych zaczynają one dominować w strukturze sektora wytwórczego, implikowało jednak dalsze problemy z utrzymaniem stabilności i nakładało kolejne wyzwania.

Problemy te wynikały głównie z nieodpowiednich zachowań źródeł IBR, które bazowały na koncepcjiysterowania grid-following (GFL). Historycznie przekształtniki współpracujące z siecią projektowano w technologii GFL, która zakłada, że sieć posiada już stabilne napięcia i częstotliwość w miejscu przyłączenia utrzymywane przez jednostki konwencjonalne. Urządzenia GFL synchronizują się z tym napięciem za pomocą pętli synchronizacji fazy (PLL. ang. *Phase-Locked Loop*) „wstrzykując” prąd do SEE [3, 10]. Przy wysokim udziale IBR i niskiej „sile” SEE (ang. *low system strength*), charakteryzującej się niskim współczynnikiem zwarcia (SCR. *Short Circuit Ratio*), pętla PLL traci stabilność, co prowadzi do ryzyka masowych wyłączeń i w konsekwencji zagrożenia powstania awarii o charakterze kaskadowym.

Dlatego w okresie ostatnich kilku lat opracowano i zaczęto coraz bardziej dynamicznie wdrażać koncepcję GFM. Technologia grid-forming odwraca tę zależność (patrz zestawienie cech GFL i GFM przedstawione w tab. 1). Inwerter GFM jest projektowany tak, aby zachowywał się jak źródło napięcia za impedancją wewnętrzną, autonomicznie ustalając kąt fazowy i amplitudę napięcia bez konieczności polegania na zewnętrznym sygnale odniesienia. Takie podejście pozwala na imitację właściwości fizycznych maszyn synchronicznych, takich jak inercja czy zdolność do natychmiastowej odpowiedzi na skoki fazy, co jest niezbędne w systemach o niskiej sztywności sieci [11-14].

Cecha	Technologia GFL	Technologia GFM
Model teoretyczny	Sterowane źródło prądu	Sterowane źródło napięcia
Mechanizm synchronizacji	Pętla synchronizacji fazy PLL	Autonomiczna regulacja kąta fazowego
Reakcja na niskie SCR	Wysoka wrażliwość, ryzyko niestabilności	Zdolność do pracy przy $SCR < 1$
Wsparcie inercyjne	Możliwe (jako odpowiedź na pomiar)	Inherentne (natychmiastowa odpowiedź)
Zdolność do black startu	Brak	Możliwa (wymaga projektu)

Tabela 1. Porównanie cech technologii GFM vs GFL

3. GFM – istota i funkcjonalność

W generalnym ujęciu można określić, że GFM to zdolność obiektu lub zespołu obiektów (np. modułu parku energii, magazynu energii, systemu HVDC, STATCOM'u itp.) do aktywnego kształtowania napięcia i częstotliwości w punkcie przyłączenia do SEE, co umożliwia stabilne funkcjonowanie tego obiektu w warunkach „słabej sieci”. W praktyce można wskazać, że IBR z GFM [9-25]:

- powinno zachowywać się jak źródło napięcia, wyrażone np. poprzez źródło Thevenina, które nie polega wyłącznie na zewnętrznym sygnale napięcia i częstotliwości z sieci, ale samo aktywnie je tworzy i utrzymuje;
- posiada zdolność do szybkiego i stabilnego reagowania na zmiany warunków pracy sieci wywołane np. zwarciami, nagłymi zmianami obciążenia i częstotliwości czy operacjami łączeniowymi;
- przyczynia się do tłumienia oscylacji w SEE;
- może przyczyniać się do poprawy jakości energii elektrycznej;
- może pracować w układzie wyspowym i świadczyć usługę black start.
- zapewnia dużo większą stabilność i odporność na zakłócenia występujące w pracy sieci niż IBR wykorzystujący technologię GFL.

Podkreśla się, że kształtowanie pożądanego zachowania IBR z GFM to bardzo złożone zagadnienie, na które składa się wiele funkcjonalności cząstkowych.

Z dokonanego przeglądu pozycji [9-27] wynika, że podejście do definiowania oczekiwanych funkcjonalności GFM przez różne organizacje branżowe i operatorów może być różne – w praktyce występuje w tym zakresie stosunkowo duża rozbieżność. Zestaw przykładowych funkcjonalności przedstawiono w tabeli 2. Zamieszczone w tabeli funkcjonalności podstawowe GFM należy interpretować jako funkcjonalności bazowe, które powinny posiadać większość IBR z GFM przyłączonych do SEE. Natomiast funkcjonalności dodatkowe należy interpretować jako funkcjonalności, które mogą być wymagane w zależności od oczekiwań/potrzeb występujących: u danego operatora, w danej lokalizacji SEE lub możliwości dla danego typu IBR.

Funkcjonalności podstawowe	Funkcjonalności dodatkowe
Zachowanie jak źródło napięciowe (dynamiczna regulacja względem wartości zadanej napięcia)	Praca w układzie wyspowym (na wydzielony fragment sieci)
Odpowiedź inercyjna (syntetyczna inercja)	Black start
Udział w prądzie zwarciovym	Kompensacja wyższych harmonicznych
Tłumienie oscylacji / zapobieganie niekorzystnym interakcjom regulacji	Kompensacja asymetrii
Praca na sieć słabą / Zachowanie w pracy po utracie ostatniej maszyny synchronicznej	---

Tabela 2. Funkcjonalności GFM

4. Podejście operatorów do GFM na świecie

Transformacja SEE przyspiesza, powodując zwiększenie złożoności technicznej i funkcjonalnej SEE. Znacząco zwiększa to skomplikowanie procesu zarządzania pracą SEE. Operatorzy (w szczególności OSP) są zobligowani do takiego prowadzenia pracy SEE, aby była ona bezpieczna i stabilna. W warunkach występujących zmian wymaga to m.in. wdrażenie nowych rozwiązań, dotychczas niestosowanych lub niepowszechnie wykorzystywanych w SEE. Jednym z takich rozwiązań jest GFM. W przeciągu ostatniej dekady na świecie podejście OSP do technologii GFM ewoluowało z fazy "ciekawostki technologicznej" do poziomu kluczowej technologii będącej fundamentem bezpieczeństwa operacyjnego SEE [10-29].

GFM jest obecnie szeroko rozważany lub wdrażany praktycznie u wszystkich operatorów OSP, którzy cechują się dużym nasyceniem OZE.

Australię można bez wątplenia uznać za światowego lidera we wdrażaniu IBR z GFM [12,15,18]. Tamtejszy operator systemu przesyłowego AEMO zarządza SEE, w którym regularnie odnotowuje się chwilowe udziały generacji OZE przekraczające 68% całkowitego zapotrzebowania na moc. Region Australii Południowej wielokrotnie funkcjonował w warunkach, w których OZE pokrywały ponad 100% lokalnego zapotrzebowania. Tym samym Australia wykształciła swego rodzaju pierwszy na świecie poligon doświadczalny w zakresie wykorzystania tej technologii na szeroką skalę.

Wielka Brytania jako pierwsza zaimplementowała wymagania GFM bezpośrednio do krajowego kodeksu sieci [11,15]. Dokument GC0137 pod nazwą „Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability” uzyskał zatwierdzenie brytyjskiego regulatora w lutym 2022 r. Wcześniejsza nazwa – Virtual Synchronous Machine – dobrze oddaje intencję GFM, która według GFM wdrażanego w Wielkiej Brytanii ma istotnie dążyć do naśladowania zachowania maszyny synchronicznej.

W ślad za formalnymi wymaganiami realizowane jest ciągłe wsparcie operacyjne, czego efektem jest opublikowanie w kwietniu 2023 r. przez brytyjskiego operatora systemu (wówczas National Grid ESO, obecnie NESO) przewodnika dobrych praktyk GFM (Best Practice Guide), a we wrześniu 2023 r. – szczegółowych wytycznych. Dokument z czerwca 2025 r. (Issue 6, Revision 33) podsumowuje szereg zmian, co wskazuje na wczesne stadium implementacji GFM i potrzebę ciągłego rozwoju tej kwestii.

W Stanach Zjednoczonych na uwagę zasługuje w szczególności działalność organizacji UNIFI (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters), które działa na poziomie badań, standaryzacji i interoperacyjności, finansowany przez Departament Energii Stanów Zjednoczonych [20, 21, 23]. W 2024 r. opublikowano wersję 2 specyfikacji UNIFI, która definiuje wymagania zarówno na poziomie SEE, jak i na poziomie przekształtnika – z intencją, by zapewnić interoperacyjność rozwiązań różnych producentów w dowolnym systemie zasilania.

ENTSO-E również publikuje szereg dokumentów dotyczących GFM [10, 22], także przedstawiło propozycję aktualizacji kodeksu sieci w zakresie wymagań dla jednostek wytwórczych (NC RfG) i systemów prądu stałego HVDC (NC HVDC). zatwierdzoną przez ACER. Projekt dokumentu, określany jako NC RfG 2.0 [26] oraz NC HVDC 2.0 [27], wprowadza nieobowiązkowe w warstwie szczegółowej, lecz ramowo wiążące wymagania GFM dla modułów wytwórczych będących elementami składowym modułów parków energii (PPM – power park modules).

Pytanie, które dzisiaj staje przed OSP na całym świecie, brzmi: jak tę nową zdolność zdefiniować, wymagać i testować? Dlatego obecnie, poza rozwojem analitycznym GFM, uruchamia się programy i projekty badawczo-rozwojowe w tym zakresie. Wskazuje się, że zapewnienie zdolności GFC powinno odbywać się z poszanowaniem ograniczeń technologicznych specyficznych dla różnych typów IBR i związanych z tym kosztów.

5. Podejście ENTSO-E – Raport dt. wymagań technicznych GFM

Podejście ENTSO-E do GFM jest obecnie jednym z kluczowych elementów europejskiej strategii działań rozwojowych związanych z dążeniem do utrzymania stabilności SEE przy bardzo wysokim udziale IBR. Stanowisko ENTSO-E wskazuje na potraktowanie GFM jako niezbędną funkcjonalność przyszłego systemu, a nie jako opcjonalne „ulepszenie” przekształtników [10, 26, 27].

W celu wsparcia implementacji wymagań GFM u operatorów europejskich 3 października 2025 r. na stronie ENTSO-E został opublikowany Raport pn.: *Grid Forming Capability of Power Park Modules - Report On Technical Requirements* [30]. Celem tego dokumentu jest przedstawienie rekomendacji dotyczących technicznych wymagań GFM dla PPM (ang. *Power Park Module*), przy jednoczesnym zachowaniu neutralności technologicznej (m.in. wobec konkretnego rozwiązania sterowania przekształtników oraz typu źródła). W raporcie wskazano, że zawarte w nim rekomendacje dotyczą również modułów magazynowania energii elektrycznej (MEE), przy czym podkreślono, że zgodnie z najnowszymi wymaganiami określonymi w NC RfG 2.0 jednostki MEE powinny spełniać wymagania techniczne w zakresie grid-forming (GFM) we wszystkich trybach pracy, tj. zarówno w trybie oddawania, jak i poboru energii elektrycznej z SEE. W odniesieniu do klasy mocy jednostek, wymagania techniczne określone w raporcie mogą dotyczyć wszystkich kategorii jednostek, tj. PPM i ESM typów A–D (w NC RfG 2.0 ESM traktuje się jako podzbiór PPM – w dalszej części artykułu jako PPM traktuje się łącznie PPM i ESM, chyba że wskazano inaczej).

Szczegółowe zrozumienie GFM wymaga wnikliwej lektury praktycznie wszystkich części raportu, który składa się z następujących zasadniczych części (dwóch rozdziałów oraz kilku załączników):

- Rozdział 2 – określa ramowe wymagania GFM dotyczące PPM proponowanych jako rozwinięcie propozycji dt. GFM zawartych w projekcie NC RfG 2.0, który ACER przedłożył Komisji Europejskiej do zatwierdzenia.
- Rozdział 3 – zawiera zalecenia dotyczące weryfikacji zgodności z wymaganiami poprzez testowanie i/lub symulacje jednostek GFM PPM.
- Załącznik A – przedstawia specyficzne potrzeby nordyckiego obszaru synchronicznego w celu ograniczenia przejściowych odchyłen częstotliwości.
- Załącznik B – zawiera opis przykładowej pętli sterowania opartej na trybie droop GFM oraz parametryzacji dla trybu implementacji wirtualnej maszyny synchronicznej.
- Załącznik C – analizuje fizyczne koncepcje leżące u podstaw tych potrzeb i wymagań, w tym fizyczną reakcję idealnego systemu na zakłócenia.
- Załącznik D – opisuje zdolność niektórych przekształtników do przełączania się z funkcji GFM na funkcje GFL i odwrotnie.
- Załącznik E – przedstawia specyfikacje dotyczące wymagań dla inercji.
- Załącznik F – proponuje przykłady numeryczne do oceny syntetycznego wkładu inercji jednostki generujących energię (PGU, ang. *Power Generation Unit*).

Informacje zawarte w tym raporcie dostarczają dodatkowego tła niezbędnego do zrozumienia wymagań technicznych przedstawionych jako minimalna implementacja GFM w obiektach PPM. Ze względu na obszerność raportu w dalszej części artykułu przedstawiono tylko wybrane zagadnienia.

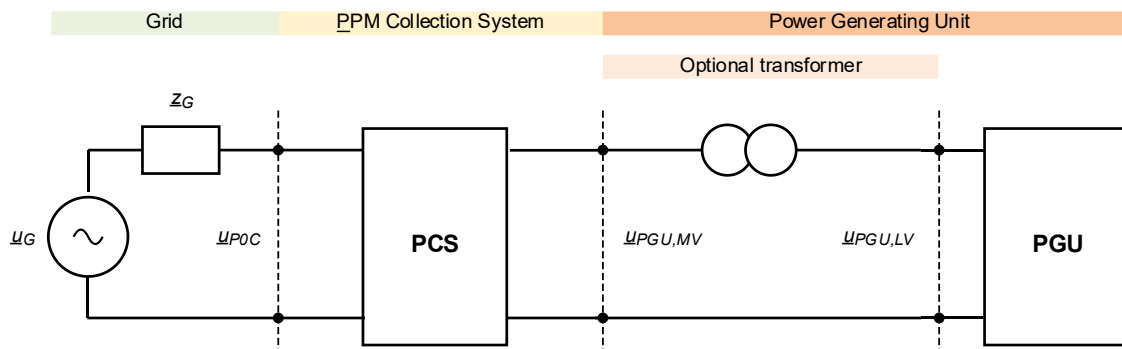
Miejsce (punkt w sieci) spełnienia wymagań GFM

W projekcie NC RfG 2.0 wszystkie wymagania dla PPM są definiowane w punkcie przyłączenia (PoC, ang. *Point of Connection*).

Natomiast w raporcie [30] wskazuje się, że część wymagań technicznych dotyczących zachowania się GFM PPM jako źródła napięcia powinna być zdefiniowana na zaciskach poszczególnych PGU, a nie tylko dla PoC. Dodatkowo należy podkreślić, że w kontekście spełnienia wymagań GFM raport daje pewną dowolność w zakresie uwzględnienia transformatora „blokowego” w strukturze PGU oraz wskazuje różne wymagania w zależności od dokonanego wyboru.

Na rysunku 1 przedstawiono podział struktury PPM na PGU i sieć wewnętrzną tego PPM (PCS, ang. *Power Collection System*) łączącą poszczególne PGU.

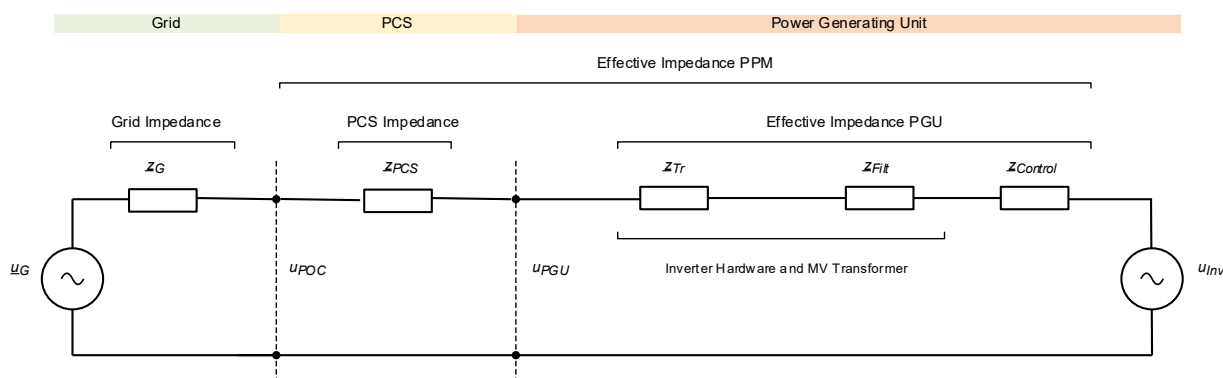
Raport [30] nakłada na właściciela PPM obowiązek zapewnienia i wykazania, że PCS umożliwi PGU oczekiwane „zachowanie się” w PoC jako źródło napięciowe za impedancją.



Rys. 1. Schemat ideowy PPM przyłączonego do SEE, z wyróżnieniem jednostki PGU (na podstawie [30])

Równoważna reprezentacja PGU jako obwód zastępczy

Dla ułatwienia interpretacji wymagań w raporcie [30] zamieszczono schemat obwodu elektrycznego przedstawiający reprezentację PGU przyłączonego do SEE poprzez PCS (patrz rysunek 2). Schemat ten ma stanowić podstawę do oceny reakcji PGU na zdarzenia sieciowe wymuszające zachowania GFM.



Rys. 2. Schemat obwodu elektrycznego przedstawiający reprezentację PGU i PCS przyłączonych do SEE (na podstawie [30])

Wymagania techniczne GFM rozważa się, zakładając następujące wartości przedstawionych na (rys. 2):

- $\underline{u}_{inv}$ reprezentuje wewnętrzny fazor napięcia (amplitudę i fazę napięcia, częstotliwość) zastępczego źródła napięciowego dla danego PGU.
- Parametry przekształtnika (fizyczne parametry) podawane jako impedancje zespolone ($\underline{Z}_{Tr}$ i $\underline{Z}_{Fit}$) i przyjmowane jako stałe dla danego PGU przy częstotliwości synchronicznej (50 Hz). Wewnętrzna impedancja zespolona zastępczego źródła napięciowego jest dana przez sumę geometryczną impedancji fizycznej $\underline{Z}_{Tr}$ i $\underline{Z}_{Fit}$ oraz impedancji „wirtualnej” ($\underline{Z}_{Control}$) wynikającej ze sterowania GFM PGU i będzie określana jako efektywna impedancja $\underline{Z}_{Eff}$. Efektywna impedancja jest definiowana przy częstotliwości synchronicznej (50 Hz).
- PCS jest reprezentowany przez impedancję $\underline{Z}_{PCS}$.
- SEE jest reprezentowany przez system zastępczy z napięciem $\underline{u}_G$ i impedancją zespoloną $\underline{Z}_G$.

Oczekiwana odpowiedź PPM z GFM na zakłócenia w SEE

Definiując wymagania GFM dla PPM, zakłada się reprezentację PGU w postaci źródła napięciowego za impedancją wewnętrzną (rys. 2). W źródle tym napięcie wewnętrzne $\underline{u}_{inv}$ oraz impedancja efektywna $\underline{Z}_{Eff}$ są wielkościami definiującymi zachowanie PGU na zakłócenia w SEE w stanie przed osiągnięciem ograniczeń np. ograniczeń prądowych. W tym ujęciu przekształtnik z GFM nie steruje bezpośrednio parametrami prądu $\underline{i}_{PGU}$, lecz napięcia $\underline{u}_{inv}$, a prąd wynika z następującego wzoru:

$$i_{PGU} = \frac{u_{inv} - u_{PGU}}{z_{Eff}}. \quad (1)$$

Dokonując założenia, że rezystancja jest bardzo mała $r_{Eff} \ll x_{Eff}$, tzn. występuje dominacja składowej reaktancyjnej impedancji ($x_{Eff} \approx z_{Eff}$) oraz zakładając warunki stacjonarne pracy obwodu (tzn. że wszystkie szybkie sygnały przejściowe zanikły), zależność (1) można zapisać w postaci rozdzielonej na składową czynną prądu $i_{P,PGU}$ (2) oraz składową bierną prądu $i_{Q,PGU}$ (3) w postaci:

$$i_{P,PGU} \approx -\frac{u_{inv}}{x_{Eff}} \sin(\delta), \quad (2)$$

$$i_{Q,PGU} \approx \frac{1}{x_{Eff}} (u_{PGU} - u_{inv} \cos(\delta)), \quad (3)$$

gdzie: δ jest różnicą kątów napięcia u_{PGU} oraz u_{inv} , którą można przedstawić za pomocą następującego wzoru:

$$\delta = \varphi_{UPGU} - \varphi_{UInv}. \quad (4)$$

W sytuacji wystąpienia zakłóceń niesymetrycznych, prąd składowej przeciwnej $i_{Q,PGU,neg}$ może być aproksymowany za pomocą równania (5):

$$i_{Q,PGU,neg} \approx \frac{1}{x_{Eff,neg}} u_{PGU,neg}. \quad (5)$$

Formułując te przybliżenia, w raporcie założono:

- zgodnie z projektem NC RfG 2.0, zarówno wewnętrzny fazor napięcia przekształtnika u_{inv} (oraz jego amplituda, faza i częstotliwość), jak i zespolona impedancja efektywna z_{Eff} są uważane za niezmiennie (stałe) na początku zakłóceń sieciowych, dopóki nie zostaną osiągnięte w PGU limity prądu, energii lub napięcia.
- stosunek r_{Eff}/x_{Eff} impedancji PGU pozostaje niewielki, tak że wpływ części rezystancyjnej z_{Eff} można pominąć w opisie oczekiwanej odpowiedzi prądowej.

Relacje te stanowią podstawę definicji GFM, tzn. parametry wprowadzanych wielkości elektrycznych do SEE mają wynikać bezpośrednio z modelu elektrycznego, a nie z przyjętej struktury układu regulacji przekształtnika. Dzieje się tak, ponieważ równania (2) i (3) bezpośrednio wiążą „odpowiedź” prądową PGU z wielkościami napięciowymi, eliminując potrzebę „odgórnego” definiowania wartości prądu, mocy czynnej i biernej oddawanej do SEE, co jest szczególnie trudnym zadaniem w stanach przejściowych.

Takie zachowanie prowadzi do „naturalnej” (zbieżnej z odpowiedzią maszyny synchronicznej) odpowiedzi PGU na zmiany parametrów napięcia na zaciskach PGU. Równania te wykazują też „naturalne” powiązanie pomiędzy mocą czynną a różnicą kątów fazowych napięć oraz pomiędzy mocą bierną a różnicą amplitud napięć, co jest jednym z fundamentalnych założeń regulacji parametrów SEE.

Jak można zauważyć z przedstawionych zależnościach (2) i (3) na „odpowiedź” PGU na zjawiska występujące w SEE decydujący wpływ ma impedancja z_{Eff} . Przyjęcie zbyt dużej impedancji z_{Eff} może znacząco ograniczać „siłę odpowiedzi” PPM/PGU na SEE. Natomiast przyjęcie zbyt niskiej wartości z_{Eff} może prowadzić do zbyt silnej odpowiedzi, w szczególności uderów prądowych i w efekcie do potencjalnych uszkodzeń elementów składowych PGU (w szczególności przekształtników). Dlatego w tabelach 3 i 4 przedstawiono zalecane w raporcie [30] maksymalne wartości impedancji składowej zgodnej z_{Eff} dla PGU i PPM.

Miejsce (punkt) odniesienia dla oceny wymagań	Maksymalna wartość $z_{Eff,PGU}$ (w pu)
Zaciski niskiego napięcia PGU	0,27
Zaciski średniego napięcia PGU	0,35
Zaciski wysokiego napięcia PGU	0,45

Tabela 3. Proponowane maksymalne wartości efektywnej impedancji składowej zgodnej $Z_{Eff,PGU}$ (przy 50 Hz) dla PGU podłączonego do sieci średniego, wysokiego i najwyższego napięcia

Miejsce (punkt) odniesienia dla oceny wymagań	Maksymalna wartości $Z_{Eff,PPM}$ (w pu)
Punkt przyłączenia PPM na SN	0,35
Punkt przyłączenia PPM na WN	0,50
Punkt przyłączenia PPM na NN	0,50

Tabela 4. Proponowane maksymalne wartości efektywnej impedancji składowej zgodnej $Z_{Eff,PPM}$ (przy 50 Hz) dla PPM podłączonego do sieci średniego, wysokiego i najwyższego napięcia (zwykle typy C i D PPM)

Przyjęcie właściwych maksymalnych wartości Z_{Eff} jest niezwykle ważne, gdyż bezpośrednio będzie przekładać się na minimalną oczekiwaną zdolność PGU/PPM do generowania „odpowiedzi” na zakłócenia w SEE przejawiające się zmianą wartości i kąta napięcia w SEE i tym samym podtrzymania stabilnych warunków pracy tego SEE.

Podkreśla się, że informacje te są szczególnie ważne dla producentów i projektantów przekształtników, PGU i PPM. Niewłaściwe zaprojektowanie układu może spowodować niespełnienie wymagań stawianych jednostkom z GFM.

6. Podsumowanie.

Rosnąca liczba IBR dużej mocy w SEE stwarza nowe zagrożenia dla bezpiecznej i niezawodnej pracy SEE. Problem malejącej stabilności pracy dotyczy wszystkich SEE, w których występuje rosnące nasycenie OZE. Z tego względu technologia GFM jest obecnie szczegółowo analizowana przez większość operatorów SEE na Świecie.

W obszarze europejskich operatorów sieci przesyłowej ENTSO-E jednym z kamieni milowych wdrażania GFM jest opublikowanie raportu *Grid Forming Capability of Power Park Modules - Report On Technical Requirements* opisanego w niniejszym artykule. W skrócie, raport ten stanowi opracowanie techniczne definiujące minimalny zestaw wymagań GFM, które powinny być spełnione przez PPM (w tym ESM) w europejskim SEE. Dokument ten postrzegany jest jako kluczowym element przygotowań do wdrożenia nowych wymagań zawartych NC RfG 2.0 i może stanowić techniczny punkt odniesienia dla operatorów sieci elektroenergetycznych, regulatorów oraz producentów technologii. Należy podkreślić, że informacje zawarte w tym raporcie dostarczają dodatkowego tła niezbędnego do zrozumienia wymagań technicznych przedstawionych jako minimalna implementacja GFM w PPM.

W PSE również rozpoczęto szeroko zakrojone prace nad rozpoznaniem technologii GFM [28, 29]. Działania te znalazły odzwierciedlenie w opublikowanej Strategii PSE [28], która wskazuje na całkowitą zmianę obrazu KSE w przeciągu najbliższych 15 lat i konieczność wdrażania technologii, które pozwolą zachować oczekiwany poziom bezpieczeństwa. W strategii tej traktuje się GFM jak jedno z kluczowych zagadnień do szybkiego wdrożenia w KSE. Generalnie rozpoznanie prowadzi się praktycznie dla wszystkich typów IBR, niezależnie od zastosowanych rozwiązań technologicznych, tj.: źródła wiatrowe (lądowe i morskie), źródła fotowoltaiczne i inne obiekty SEE, takie jak systemy HVDC i urządzenia STATCOM. Jednym z najpilniejszych obecnie zadań jest opracowanie wymagań technicznych GFM dla ESM, jako obiektu o najlepszych predyspozycjach do realizacji GFM, oraz wdrożenie ich do obowiązujących regulacji krajowych.

Literatura

- [1] Raport: Polska Energetyka 2050: Czas odważnych decyzji, McKinsey, raport 23 kwietnia 2025
- [2] Raport: ENTSO-E Research, Development & Innovation Roadmap 2024–2034, 10 lipca 2024
- [3] Matevosyan J. et al., Grid-Forming Inverters: Are They the Key for High Renewable Penetration?, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 17, no. 6, pp. 89-98, Nov.-Dec. 2019, doi: 10.1109/MPE.2019.2933072
- [4] Ł. Kocewiak, Ch. Buchhagen, R. Blasco-Gimenez, J. B. Kwon, M. Larsson, Y. Sun, X. Wang et al., Multi-frequency stability of converter-based modern power systems, Technical Brochure 928, Page(s) 1-147, CIGRE, (2024)
- [5] Rzepka P., Szablicki M, Trębski R.: Grid Forming Capability – idea, definicja, motywacja stosowania. Konferencja Aktualne Problemy Elektrotechniki 2025
- [6] Raport: Projekt MIGRATE: The Massive Integration of Power Electronic Devices (2019)

- [7] Paska J., Anders G., Kłos A.: Pojęcia bezpieczeństwa elektroenergetycznego i niezawodności systemu elektroenergetycznego w różnych horyzontach czasowych. *Archiwum Energetyki*, tom XXXIX (2009), nr 1, 47-63
- [8] Rzepka P., Szablicki M., Halinka A., Nowe zagrożenia w systemie elektroenergetycznym, *Wiadomości Elektrotechniczne*, 2019, vol. R. 87, nr 7, s.16-22
- [9] Raport: National Renewable Energy Laboratory (NREL): Research Roadmap on Grid-Forming Inverters (2020)
- [10] Raport: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid-Forming Converters (2020)
- [11] Raport: National Grid Electricity System Operator (NGESO): GC0137: Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability (2021)
- [12] Raport: Australian Energy Market Operator (AEMO) Application of Advanced Grid-Scale Inverters in the NEM (2021)
- [13] Raport: Netztransparenz: 4-TSO Paper on Requirements for Grid-Forming Converters, 2022
- [14] Raport: National Grid Electricity System Operator (NGESO): Great Britain Grid Forming Best Practice Guide (2023)
- [15] Raport: Australian Energy Market Operator (AEMO): Voluntary Specification for Grid-Forming Inverters (2023)
- [16] Raport: FINGRID: Specific Study Requirements for Grid Energy Storage Systems (2023)
- [17] North American Electric Reliability Corporation (NERC): Grid Forming Functional Specifications for BPS-Connected Battery Energy Systems (2023)
- [18] Raport: Australian Energy Market Operator (AEMO): Voluntary Specification for Grid-Forming Inverters: Core Requirements Test Framework (2024)
- [19] Raport: VDE FNN: Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve (2024)
- [20] Raport: UNIFI: Specifications for Grid-forming Inverter-based Resources, Version 2 (2024)
- [21] Raport: Midcontinent Independent System Operator (MISO): MISO Grid-Forming Battery Energy Storage Capabilities, Performance, and Simulation Test Requirements Proposal (2024)
- [22] Raport: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Grid Forming Capability of Power Park Modules: First Interim Report on Technical Requirements (2025)
- [23] Raport: Electric Reliability Council of Texas (ERCOT): Advanced Grid Support Energy Storage Resource (AGS-ESR) Functional Specification and Test Framework for the ERCOT Grid, Version 1.0 (2024)
- [24] Raport: FINGRID: Grid Code Specifications for Grid Energy Storage Systems SJV2024 (2025)
- [25] Raport: VDE FNN: Technical Requirements for Grid-Forming Capabilities Including Provision of Inertia (2025)
- [26] Aktualizacja Kodeksu Sieci RfG – Kodeks sieci dt. wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci (Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r.) (2023)
- [27] Aktualizacja Kodeksu Sieci HVDC – Kodeks sieci dt. wymogów w zakresie przyłączenia systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r.) (2024)
- [28] Raport: Strażnik i Architekt Strategia PSE do roku 2040, 16 grudnia 2025, [Online]. Dostępne: www.pse.pl. [Dostęp 01.03.2026]
- [29] PSE rozpoczynają prace nad kształtowaniem parametrów sieci przez magazyny energii elektrycznej, 7 stycznia 2026, [Online]. Dostępne: www.pse.pl. [Dostęp 01.03.2026]
- [30] Raport: Grid Forming Capability of Power Park Modules - Report On Technical Requirements. ENTSO-E, 3 październik 2025 r. [Dostęp 10.11.2025]