

Moc bierna farm PV i wiatrowych – kompensacja i zdolności regulacyjne w KSE – podstawy prawne

Reactive power of PV and wind farms – compensation and regulation capacity in National Grid – legal basis

Jarosław Woźnicki^{*}

Słowa kluczowe: OZE, kompensacja mocy biernej, usługi regulacyjne, stan prawny, IRIESD

Streszczenie

Artykuł omawia zagadnienia kompensacji mocy biernej oraz konieczność uczestnictwa farm odnawialnych źródeł energii (OZE) w stabilizacji krajowego systemu elektroenergetycznego. Koncentruje się na regulacjach prawnych oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRIESD). Analizie poddano obowiązujące przepisy krajowe i unijne oraz ich wpływ na funkcjonowanie farm OZE w systemie elektroenergetycznym.

Keywords: RES, reactive power compensation, regulatory ability, legal status, IRIESD

Abstract

This paper discusses the issues of reactive power compensation and the necessity for renewable energy sources (RES) farms to participate in stabilizing the national power system. It focuses on legal regulations and the Grid Operation and Maintenance Instructions (IRIESD). The analysis examines applicable national and EU regulations and their impact on the operation of RES farms within the power system.

1. Wstęp

System elektroenergetyczny, zarówno w kraju jak i w Europie, podlega bardzo dynamicznym zmianom. Transformacja energetyczna wynika z realizacji polityki klimatycznej oraz z konieczności dywersyfikacji produkcji energii elektrycznej z różnych źródeł energii, w tym ze źródeł odnawialnych. Polityka klimatyczna jest następstwem obserwacji ocieplania się klimatu, w wyniku emisji gazów cieplarnianych, w tym emitowanych ze spalania paliw kopalnych, co potwierdzają gremialnie środowiska naukowe na całym świecie. Niestety implementacja działań korekcyjnych nie wszędzie przebiega prawidłowo, lecz to temat do innego artykułu. W 1992 roku odbyła się II Konferencja w Rio de Janeiro, podczas której uchwalono ramową konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie ochrony klimatu. Konwencja ta następnie została uzupełniona przez protokół z Kioto, wynegocjowany w 1997 r., a który wszedł w życie w 2004 r. Sygnatariusze tego traktatu międzynarodowego zobowiązali się do redukcji własnych emisji gazów cieplarnianych [5], [6].

Po niespełna trzech dekadach przyczynkiem przyspieszającym proces transformacji była pandemia COVID-19, ze względu na jej konsekwencje w wyniku przerwania łańcucha dostaw oraz przestojów w gospodarce. Doprowadziło to do zwiększenia udziału

źródeł OZE w generacji energii elektrycznej oraz spadku wykorzystania paliw kopalnych. Zjawisko to pozytywnie wpłynęło na trend dekarbonizacji [2].

Jednakże gwałtowna dynamika transformacji energetycznej w UE została wyegzekwowana przez geopolitykę, wskutek wybuchu wojny w Ukrainie w 2022 r i konieczność niezależnienia się od rosyjskich węglowodorów [8].

Polska stoi przed głęboką transformacją energetyczną, wynikającą z dominującej roli węgla w krajowej energetyce, funkcjonowania konwencjonalnych elektrowni ciepłych oraz konieczności przeniesienia produkcji energii elektrycznej z południa na północ. Wraz z dekarbonizacją powstanie nowy mikś energetyczny, w którym kluczową rolę odegrają odnawialne źródła energii. Elektrownie węglowe będą stopniowo wycofywane z eksploatacji i zastępowane energetyką jądrową i gazową. Transformacja obejmie również elektryfikację ciepłownictwa i transportu, co stanowi dodatkowe wyzwanie dla stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Farmy OZE w szczególności muszą być odpowiednio skompenrowane i przygotowane do uczestnictwa w regulacji stabilności systemu elektroenergetycznego poprzez generację i odbiór mocy biernych.

^{*} Jarosław Woźnicki, mgr inż., absolwent Politechniki Gdańskiej, Wydział Elektrotechniki i Automatyki. Kierownik projektów inwestycji w branży OZE oraz infrastruktury elektroenergetycznej w WSP Polska. Obszar zainteresowań naukowych: transformacja energetyczna, zagadnienia techniczne oraz regulacje prawne związane z tym procesem. E-mail: jw@pro.wp.pl

2. Moc bierna w prawie polskim

Moc bierna przywoływana jest w aktach prawnych z zakresu prawa gospodarczego, aczkolwiek ustawodawca w żadnym z nich nie podaje jej definicji. Biorąc pod uwagę dokumenty normatywne, należy założyć, że chodzi o moc bierną w rozumieniu klasycznym [1]. I tak w ustawie Prawo energetyczne [14] przewidziano w sprawie opłat za energię, że sposób ustalania opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy, będzie określany w rozporządzeniu właściwego ministra do spraw energii (art. 46 ust. 4 pkt 9).

W rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29.11.2022 r. kształtującego taryfy oraz sposoby rozliczeń w obrocie energią elektryczną [11], w § 47.1. przez ponadumowny pobór energii biernej przez odbiorcę, rozumie się ilość energii biernej, odpowiadającą współczynnikowi mocy $tg\phi$ wyższemu od umownego współczynnika $tg\phi_0$ (niedokompensowanie) i stanowiącą nadwyżkę energii biernej indukcyjnej ponad ilość, odpowiadającą wartości współczynnika $tg\phi$ lub indukcyjnemu współczynnikowi mocy, przy braku poboru energii elektrycznej czynnej lub pojemnościowemu współczynnikowi mocy (przekompensowanie), zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku jej poboru. Jeżeli wartość współczynnika $tg\phi_0$ nie została określona w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, do rozliczeń przyjmuje się wartość $tg\phi_0 = 0,4$. Wartość współczynnika mocy $tg\phi_0$ nie może być niższa od wartości 0,2. W dalszej części rozporządzenia (§ 48. 1. ust. 3 pkt 1 i 2) reguluje kwestię opłat za przekroczenie mocy umownej, to jest opłata w wysokości stanowiącej iloczyn składnika stałego stawki sieciowej oraz sumy dziesięciu największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną lub dziesięciokrotnej maksymalnej wielkości mocy pobranej ponad moc umową, w zależności od możliwości rejestracji średnich lub maksymalnych mocy w okresach piętnastominutowych lub w okresach godzinowych.

W ustawie o Efektywności energetycznej [15] celem poprawy efektywności energetycznej służy przedsięwzięcie polegające na ograniczeniu strat związanych z poborem energii biernej (art. 19 ust. 1 pkt 5 lit. a).

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 22.03.2023 r. [12] wprost odnosi się w § 4. ust. 5 do wytwórcy energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne, iż warunki ich przyłączenia określają wymagany stopień skompensowania mocy biernej, podczas postoju wymagającego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez wytwórcę energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej.

Zgodnie z § 4. ust. 2 pkt 14 warunki przyłączeniowe określają wymagany stopień skompensowania mocy biernej. W § 35 ust. 1 zawarta jest regulacja dotycząca obowiązku zakupu usług systemowych, o którym mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy Prawo energetyczne [14], który operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego realizuje, dokonując zakupu mocy bilansujących, usługi udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, usługi pracy kompensatorowej, usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej lub usług w zakresie generacji wymuszonej względami systemowymi.

W Rozporządzeniu w § 45 ust. 1 określono parametry jakościowe energii elektrycznej, oraz zawarto w pkt 3 warunek, iż operator systemu elektroenergetycznego zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego pod warunkiem, że m.in. użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej.

W dalszej części Rozporządzenia [15] w Załączniku nr 1 Część II. Wymagania techniczne dotyczące modułów wytwarzania energii, w pkt 5.1. określono wymogi dla układów regulacji napięcia i mocy biernej, co realizuje zagadnienie bilansowania systemu elektroenergetycznego, o czym mowa w § 1 ust. 5, ust. 14 (str. 1-2) Rozporządzenia.

Zgodnie z tymi wymogami, operator systemu, do którego sieci przyłączony jest moduł wytwarzania energii typu B i C ma prawo wymagać przystosowania układu regulacji napięcia i mocy biernej układu wytwarzania energii do skoordynowanej pracy z nadrzędnym układem regulacji. Moduł wytwarzania energii typu D przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, musi posiadać układ regulacji napięcia i mocy biernej przystosowany do skoordynowanej pracy z nadrzędnym układem regulacji właściwego operatora systemu funkcjonującego na stacji, do której moduł wytwarzania jest przyłączony, o ile właściwy operator systemu nie postanowi inaczej. Niezależnie od skoordynowanej współpracy z nadrzędnym układem regulacji, moduł parku energii ma posiadać zdolność do zdalnej zmiany trybu pracy regulacji napięcia i mocy biernej oraz wartości zadanych w czasie rzeczywistym z poziomu systemów operatora systemu elektroenergetycznego. Opis parametrów modułów wytwarzania i parków energii typu A, B, C, D oraz wizja działania systemu elektroenergetycznego na terenie Unii Europejskiej wynika z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 [13], o którym mowa w dalszej części artykułu.

3. Regulacje unijne i wynikające z nich wymogi

Współpraca jednostek rozporoszonych z systemem elektroenergetycznym wymaga spełnienia rygorystycznych wymagań zawartych w obowiązującym kodeksie sieciowym w danym kraju [1]. Obowiązujący w Unii Europejskiej, a co za tym idzie także w Polsce katalog usług regulacyjnych, w jakich muszą uczestniczyć jednostki wytwórcze określa Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci, zwany dalej Kodeksem Sieci NC RfG [13], (w skrócie NC RfG z ang. The Network Code on Requirements for Generators) [7].

W tymże Kodeksie Sieci NC RfG, rynek energii (obszar UE) jest w pełni funkcjonującym wzajemnym systemem, dla którego priorytetem jest bezpieczeństwo dostaw energii, zwiększenie konkurencyjności i umożliwienie odbiorcom zakupu energii w przystępnej cenie.

Bezpieczeństwo to zależy od aspektów technicznych modułów wytwarzania energii elektrycznej, dlatego też należy regularnie koordynować działanie systemu na poziomie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz działanie urządzeń przyłączonych do sieci z odpowiednią odpornością, aby redukować zakłócenia i wspierać system przed wystąpieniem przerw w jego funkcjonowaniu lub pomagać w przywróceniu do działania po załamaniu. W warunkach

kach zakłóceń systemu szczególnie wpływ na jego funkcjonowanie ma reakcja modułów wytwarzania energii na odchylenie od napięcia referencyjnego i częstotliwości znamionowej. Stąd też bezpieczne działanie systemu możliwe jest wyłącznie pod warunkiem ścisłej współpracy między właścicielami zakładów wytwarzania energii, a operatorami systemów.

Jednostka wytwórcza w Kodeksie Sieci RfG została zdefiniowana jako „moduł wytwarzania energii”, co oznacza synchroniczny moduł wytwarzania energii albo „moduł parku energii” („PPM”), określony jako jednostkę lub zestaw jednostek wytwarzających energię elektryczną, przyłączonych do sieci w sposób niesynchroniczny lub poprzez układy energoelektroniki przez jeden punkt przyłączenia do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego. Realizując zapisy art. 5 ust. 2 Kodeksu Sieci RfG, Operatorzy Systemu Przesyłowego (OSP) we współpracy z Operatorami Systemu Dystrybucyjnego (OSD) i sąsiednimi OSP, przeprowadzili proces ustalania progów granicznych mocy dla poszczególnych typów modułów wytwarzania energii, przy równoczesnym uwzględnieniu poziomu napięcia w punkcie ich przyłączenia. Proces ten podlegał publicznym konsultacjom zgodnie z art. 10 Kodeksu Sieci RfG. Dla przewidzianych typów modułów wytwarzania energii przewidziane zostały odmienne wymagania dla przyłączania do sieci, przy czym jednostki typu wyższego ($A < B < C < D$) spełniać muszą jednocześnie wymagania przewidziane dla jednostek typu niższego. Oznacza to, że moduł typu D musi spełniać jednocześnie wymagania przewidziane dla modułów typu B, C i D. Po uzyskaniu opinii sąsiednich OSP, PSE S.A. jako operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, w myśl zapisów art. 5 ust. 3 Kodeksu Sieci RfG, przedłożyły propozycję wartości progów maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C, D do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). W dniu 16 lipca 2018 r. przez Prezesa URE została wydana decyzja zatwierdzająca wartości progów maksymalnych zgodnie z propozycją PSE S.A. Wartości te przedstawiono w tabeli 1. [10]. Moduł wytwarzania typu A obejmuje instalacje o mocy maksymalnej większej niż 0,8 kW, a mniejszej niż 200 kW [4].

Tabela 1. Wartości graniczne progów dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D
Table 1. Limits for thresholds for type B, C and D power-generating modules

Obszar	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu B	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu C	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu D
Napięcie punktu przyłączenia	< 110 kV	< 110 kV	≥ 110 kV Moduł zalicza się także do typu D, jeżeli punkt przyłączenia ma napięcie < 110 kV i moc maksymalną na poziomie lub powyżej progu zgodnie z poniższą komórką
Polska	0,2 MW	10 MW	75 MW

Wśród licznych wymogów dotyczących modułów wytwarzania energii i modułów parku energii, w zakresie regulacji mocy biernej w Kodeksie NC RfG znajdują się:

1. Wymogi dotyczące synchronicznych modułów wytwarzania energii w zakresie generacji mocy biernej:
 - a) Synchroniczne moduły wytwarzania typu B – w zakresie zdolności do generacji mocy biernej operator systemu ma prawo do określenia zdolności modułu do wytwarzania energii do zapewnienia mocy biernej (art. 17 ust. 2 lit. a);
 - b) Synchroniczne moduły wytwarzania typu C – muszą spełniać dodatkowe wymagania dotyczące stabilnego poziomu napięcia. Może to się wiązać ze zdolnością do generacji uzupełniającej mocy biernej linii wysokiego napięcia lub kabla pomiędzy zaciskami wysokiego napięcia transformatora blokowego synchronicznego modułu wytwarzania energii lub na zaciskach prądnicy (gdy nie występuje transformator blokowy), a punktem przyłączenia (art. 18 ust. 2 lit. a). W odniesieniu do zdolności generacji mocy biernej przy mocy maksymalnej, operator systemu przesyłowego określa wymagania dotyczące możliwości do zapewnienia generacji mocy biernej w funkcji zmieniającego się napięcia (art. 18 ust. 2 lit. b);
 - c) Synchroniczne moduły wytwarzania typu D – muszą spełniać wymagania z wyżej cytowanego art. 18 ust. 2 lit. b.

Na podstawie Kodeksu Sieci NC RfG krajowy Operator PSE opracował *Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 [...] w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci* [9]. W zależności od kwalifikacji modułu parku energii (B, C, D), z tego dokumentu wynikają wymagania dotyczące regulacji mocy biernej dla danego modułu parku energii. I tak dla przykładu – zgodnie z art. 20 ust. 2 lit. a), jeżeli OS nie postanowi inaczej, moduł parku energii typu B musi mieć zdolność do zapewnienia w punkcie przyłączenia, przy mocy maksymalnej, mocy biernej wynikającej z $\cos \varphi = 0,95$ w kierunku poboru i produkcji mocy biernej. Przy obciążeniu PPM mocą czynną w zakresie poniżej mocy maksymalnej do 0,1 mocy maksymalnej należy udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie z możliwościami technicznymi, jednak nie mniej niż wynika to z $\cos \varphi = 0,95$ (dla aktualnej mocy czynnej), zarówno w kierunku poboru jak i produkcji mocy biernej. Przy obciążeniu PPM mocą czynną w zakresie poniżej 0,1 mocy maksymalnej należy udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie z możliwościami technicznymi, przy czym szczegółowe wymagania dla modułu wytwarzania energii do generacji mocy biernej będą ustalone indywidualnie z właściwym OS [9].

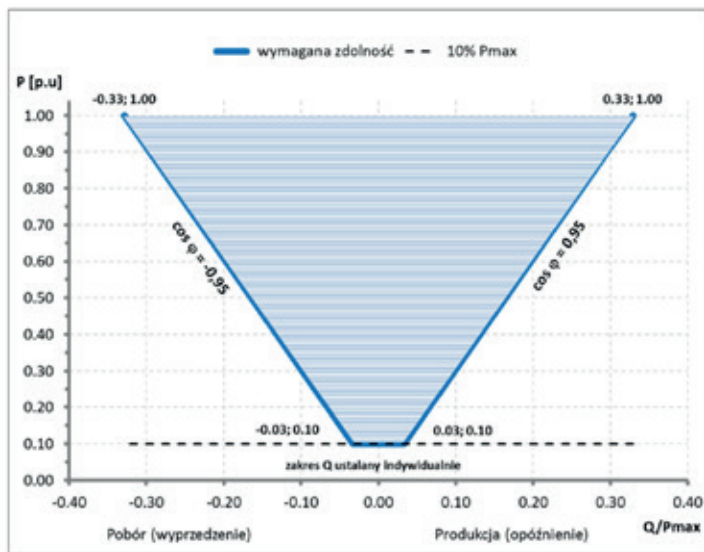
Profil $P-Q/P_{\max}$ modułu parku energii typu B przedstawiono na rys. 1.

Dla pozostałych parków modułów energii typu C i D, w Wymogach również przedstawiono wymagania regulacji mocy biernej. Wykres profilu $P-Q/P_{\max}$ znajduje się na rys. 2.

Dodatkowo dla parku modułu typu D przyłączonego do sieci 110 kV i powyżej, regulacja mocy biernej ma być zapewniona w pełnym zakresie napięć, zgodnie z charakterystyką przedstawioną na rys. 3.

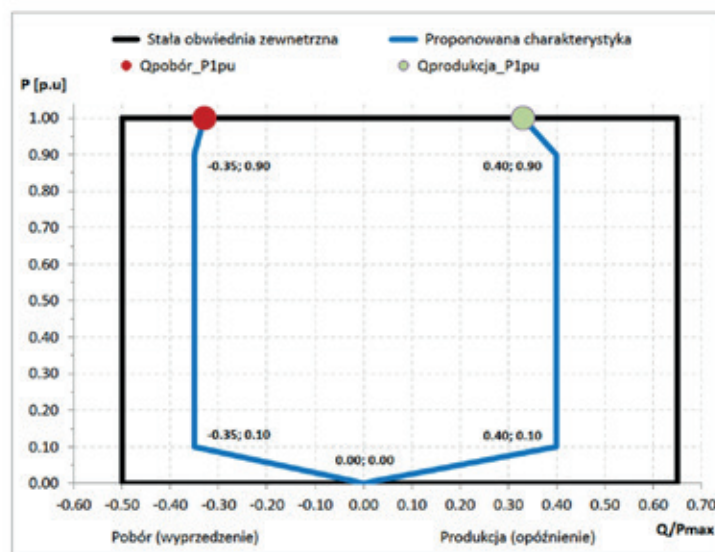
4. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

Krajowi Operatorzy Dystrybucyjni, tacy jak np. Energa Operator, wprowadzają własne Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRIESD) [3] na podstawie przepisów ustawy Prawo energetyczne. Instrukcja tego operatora reguluje szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek



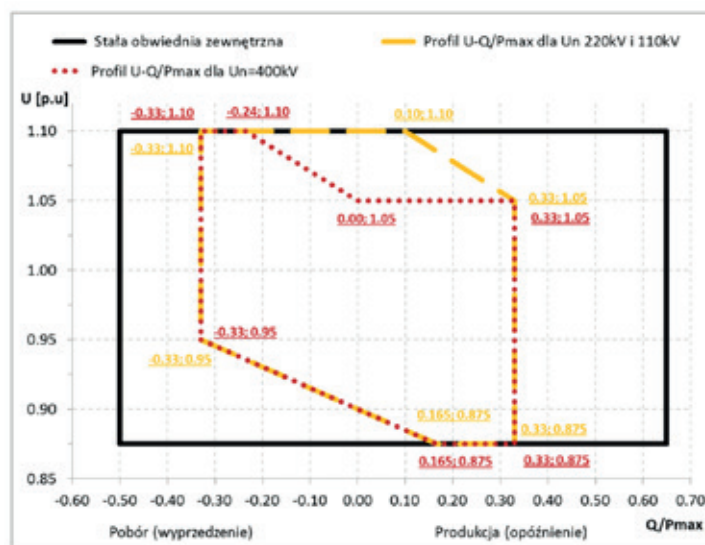
Rys. 1. Profil $P-Q/P_{\max}$ modułu parku energii typu B [9]

Fig. 1. $P-Q/P_{\max}$ profile of the power park module type B



Rys. 2. Profil $P-Q/P_{\max}$ modułu parku energii typu C i D [9]

Fig. 2. $P-Q/P_{\max}$ profile of the power park module type C and D



Rys. 3. Profil $U-Q/P_{\max}$ modułu parku energii typu C i D [9]

Fig. 3. $U-Q/P_{\max}$ profile of the power park module type C and D

wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. W zakresie kompensacji mocy biernej określono:

1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa Operator.
2. Nie wymaga się kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek fotowoltaicznych). W pozostałych przypadkach należy realizować kompensację mocy biernej. W przypadku elektrowni charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, wymaga się zastosowania układów automatycznej regulacji mocy biernej, w szczególności dotyczy to elektrowni wiatrowych.
3. Moc bierna w generatorach synchronicznych regulowana jest przy pomocy wzbudzenia. W elektrowniach ze zmienną mocą należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
4. Dla generatorów asynchronicznych układ automatycznego lub ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej uniemożliwia załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów jest realizowane w tym samym czasie.
5. Jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej przez falowniki sieciowzbudne mają warunki załączania i odłączania jak kondensatory oraz warunki ich doboru jak dla generatorów asynchronicznych. W przypadku falowników niezależnych kompensacji mocy biernej nie jest wymagana [3].

Ponadto w przedmiotowym IRiESD określono dodatkowe wymagania dla farm wiatrowych w zakresie regulacji napięcia i mocy czynnej, takie jak zdolność do utrzymywania określonych warunków napięciowych, możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w trybie autonomicznym i nadrzędnym. Farma przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,95 (charakter indukcyjny) do 0,95 (charakter pojemnościowy) w pełnym zakresie obciążenia farmy. Przy obciążeniu mocą czynną niższą od mocy osiągalnej, farma musi udostępnić całą osiągalną moc bierną poza wymaganym zakresem. Operator systemu w trybie operatywnym może zmieniać zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy ze stałym współczynnikiem mocy, w zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej [3].

Jak wykazano w innej analizie autora oraz jak można zaobserwować na rynku elektrowni OZE, inwestorzy muszą instalować zdecydowanie większe moce w miejscu generacji, aby sprostać przede wszystkim wymogom zdolności generacji mocy biernej zgodnie z wymogami NC RfG. W przykładowej analizie farmy PV o mocy przyłączeniowej 50 MW i przyłączy o długości 20 km, w modelu należało zainstalować falowniki o mocy 56,78 MVA (56,78 MW dla $\cos \varphi = 1$), aby w punkcie przyłączenia móc dostarczać nie więcej niż 50 MW, spełniając przy tym wymogi NC RfG.

Im dalej elektrownia jest zlokalizowana od miejsca przyłączenia, tym bardziej wzrastają koszty możliwości kompensacji energii biernej.

5. Podsumowanie

Kompensacja oraz możliwość generacji i poboru mocy biernej są kluczowym aspektem funkcjonowania farm OZE – zarówno wiatrowych, jak i fotowoltaicznych. Unijne regulacje, w tym Kodeks Sieci NC RfG, wprowadzają rygorystyczne wymogi dla jednostek wytwórczych, dotyczące zarówno parametrów jakościowych energii elektrycznej, jak i zdolności do współpracy z systemem elektroenergetycznym. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) dodatkowo precyzują wymagania dla farm OZE, w tym obowiązek stosowania układów regulacji napięcia i mocy biernej. Przepisy te wymuszają stosowanie zaawansowanych systemów automatycznej regulacji. Koszty kompensacji i możliwości regulacji mocy biernej mogą znacząco zwiększać nakłady inwestycyjne na farmy OZE, szczególnie w przypadku ich znacznej odległości od punktu przyłączenia. Wymusza to stosowanie większej mocy zainstalowanej np. w falownikach, niż możliwa do dostarczenia deklarowana moc przyłączeniowa w punkcie przyłączenia.

LITERATURA

- [1] Bielecki Sławomir. 2019. „Aspekty użytkowania i zarządzania mocą bierną w energetyce”. Warszawa. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej.
- [2] Górka Anna. 2023. „Wpływ pandemii COVID-19 na ubóstwo energetyczne w UE”. *Przegląd Politologiczny* 1: 109-128.
- [3] Energa Operator S.A. 2023. „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej”.
- [4] Energa Operator S.A. 2025. [Online]. Dostęp: <https://energa-operator.pl/przylaczenie-do-sieci/kodeksy-sieciowe/rfg/typ-a>. [Data uzyskania dostępu: 01.02.2025].
- [5] Hanzelka Zbigniew, Piątek Krzysztof, Topolski Łukasz i inni. 2024. Instalacje fotowoltaiczne w systemie elektroenergetycznym, Warszawa. Wydawnictwo Naukowe PWN S.A.
- [6] Kamrat Waldemar, Paska Józef i Minkiewicz Tomasz. 2023. Gospodarka energetyczna w warunkach rynkowych. Warszawa. Wydawnictwo Naukowe PWN S.A.
- [7] Mazanek Patryk, Łabno Jarosław. 2019. Procedura objęcia istniejącego modułu wytwarzania energii wymogami Rozporządzenia NC RfG w przypadku modernizacji lub wymiany. Konstancin Jeziorna.
- [8] Popczyk Jan. 2022. „II edycja Konferencji "Fotowoltaika dziś i jutro. Energetab 2022". Powszechna Platforma Transformacyjna Energetyki 2050. Bielsko-Biała.
- [9] PSE. 2018. Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG).
- [10] PSE. 2024. [Online]. Dostęp: <https://www.pse.pl/rfg>. [Data uzyskania dostępu: 05.05.2024].
- [11] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29.11.2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną. (Dz.U. 2022 poz. 2505)
- [12] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. (Dz.U. 2023 poz. 819)
- [13] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci.
- [14] Ustawa Prawo energetyczne – Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. (Dz.U. nr 54 z 1997 r.poz. 348 z późn. zm.)
- [15] Ustawa o efektywności energetycznej – Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej. (Dz.U. z 2016 r. poz 831. z późn. zm.)