

DYNAMICZNE ASPEKTY PRACY FARMY WIATROWEJ – POMIARY I ANALIZY

dr inż. Tomasz Sikorski / Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o. / Wrocław
Politechnika Wrocławska

mgr inż. Edward Ziąja / Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o. / Wrocław
mgr inż. Bogusław Terlecki / Elektrownia Wiatrowa Kamieński Grupa Kapitałowa PGE Energia Odnawialna
Warszawa

1. WPROWADZENIE

Specyficzny charakter pracy elektrowni wiatrowych jest zależny od warunków wiatrowych. Z drugiej strony elastyczne możliwości dopasowania produkcji mocy czynnej i biernej, jakie dają współczesne układy energoelektroniczne, sprawiają, że integracja farm wiatrowych z krajowym systemem elektroenergetycznym jest tematem aktualnym i rozwijanym. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej IRiESD [1] oraz Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej IRiESP [2] wyodrębniają kilka grup zagadnień związanych ze współpracą farm wiatrowych z KSE. Należą do nich: regulacja mocy czynnej, praca przy różnym napięciu i częstotliwości, załączanie do pracy i wyłączenie z sieci, regulacja napięcia i mocy biernej, wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci, dotrzymywanie standardów jakości energii, koordynacja elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, monitoring i system telekomunikacji, testy sprawdzające.

Niniejsza praca obejmuje tematykę dynamiki pracy farmy wiatrowej w kontekście zdarzeń zakłóceńowych od strony sieci. W tym celu dokonano pomiarów rzeczywistych w farmie wiatrowej 30 MW, we wspólnym punkcie przyłączenia 110 kV. Wprowadzono analizę teoretyczną technicznych możliwości podtrzymania pracy farmy w warunkach podnapięciowych oraz skonfrontowano ją z wynikami pomiarów pracy farmy w reżimie stałego współczynnika mocy.

Jednocześnie warto podkreślić, że podnoszony w artykule aspekt aktywnego udziału farmy wiatrowej w procesie współpracy z KSE, zarówno jako źródło mocy czynnej i biernej, podąża za diskutowanymi obecnie najnowszymi trendami rozwoju inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Jednym z szeroko omawianych produktów w zakresie wytwarzania są tzw. elektrownie wirtualne, zrzeszające wiele generacji rozproszonych w jeden wspólny system informatyczno-sterujący, skojarzony z chwilowym zapotrzebowaniem na energię oraz udziałem na rynku energii. To pozwoliłoby na tworzenie tzw. klustrów, które w elastyczny sposób mogłyby odpowiadać na dynamiczne zmiany zapotrzebowania mocy lub mieć udział w procesie regulacji pracy systemu czy rezerwowania mocy [10, 11].

2. CHARAKTERYSTYKA BADANEJ FARMY WIATROWEJ ORAZ UKŁADU POMIAROWEGO

Badaną farmę wiatrową stanowi 15 elektrowni wiatrowych produkcji firmy Enercon GmbH typ E70 – E4 o mocy 2 MW każda. Elektrownie te połączone są wewnętrznymi kablowymi liniami energetycznymi 30 kV. Wraz z niezbędnymi urządzeniami technicznymi stanowią całościowy zespół techniczny służący do produkcji energii elektrycznej na łączną moc farmy 30 MW [3, 4].

Generator pierścieniowy synchroniczny typu E70 – E4 jest bezpośrednio napędzany przez wirnik turbiny, osiągając moc znamionową przy prędkości wirnika ok. 21,5 obr./min i prędkości wiatru 12,7 m/sek. Wyprodukowanie mocy na poziomie 0,4 kV realizuje układ energoelektroniczny WEC (ang. *Wind Energy Converter*), wykorzystujący przekształtnik częstotliwości AGDGAC w obwodzie stojana, stanowiąc przykład elastycznego roz-

Streszczenie

Niniejsza praca przedstawia wybrane wyniki rzeczywistych pomiarów farmy wiatrowej o mocy 30 MW, przyłączonej do sieci dystrybucyjnej 110 kV. Zaprezentowane analizy dotyczą dynamicznych aspektów współpracy

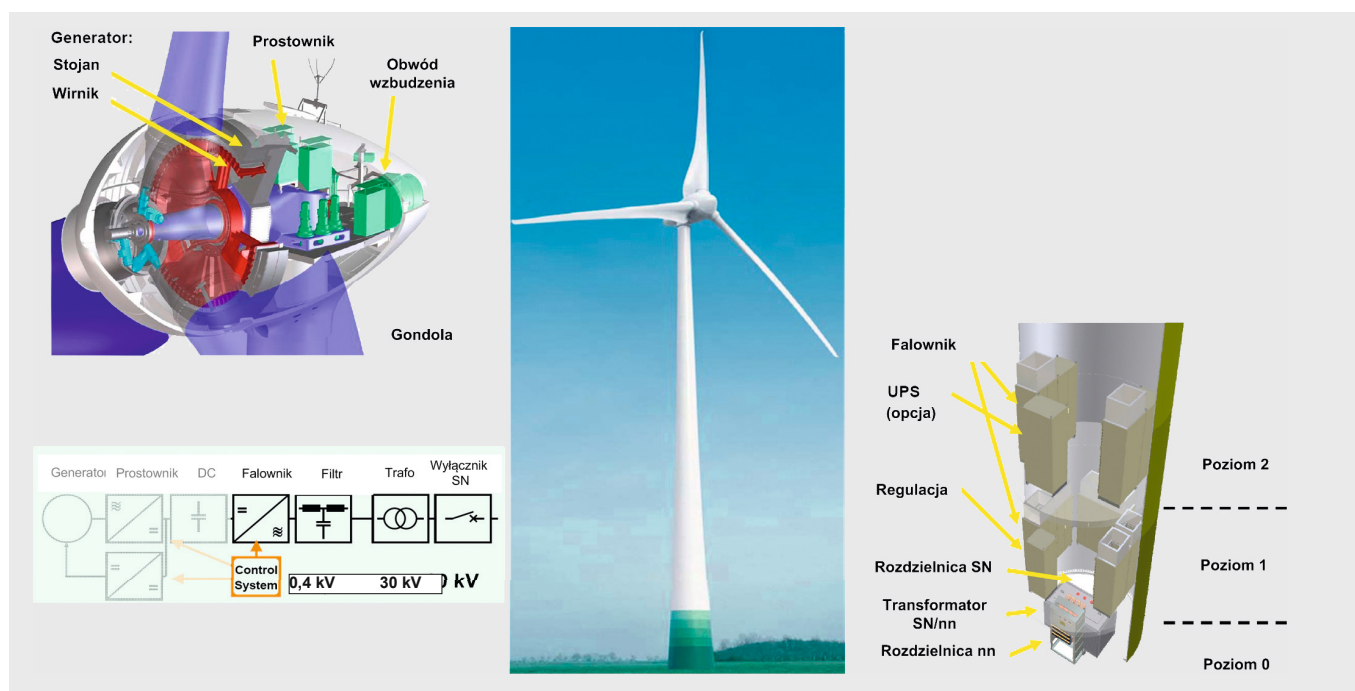
farmy z systemem w warunkach zakłóceń od strony sieci. Dyskusji poddano możliwości podtrzymania pracy elektrowni 30 MW w warunkach podnapięciowych w stosunku do wymagań operatora.

wiązania FIC (ang. *Full Converter Interface*). Skojarzenie z siecią następuje w punkcie przyłączenia z wewnętrzną siecią kablową za pomocą transformatora blokowego 30/0,4 kV. Za kontrolę parametrów konwersji odpowiedzialny jest nadrzędny system kontroli Grid Management System. System ten kontroluje również w szerokim zakresie współpracę elektrowni z systemem zarówno pod względem realizacji wymogów operatorskich, w tym koordynacji zachowania się elektrowni podczas stanów zakłóceńowych, zachowania parametrów jakości energii oraz możliwości regulacyjnych mocy i częstotliwości, napięcia i mocy biernej [5]. Wizualizację podstawowych bloków funkcjonalnych elektrowni E70 przedstawia rys. 1.

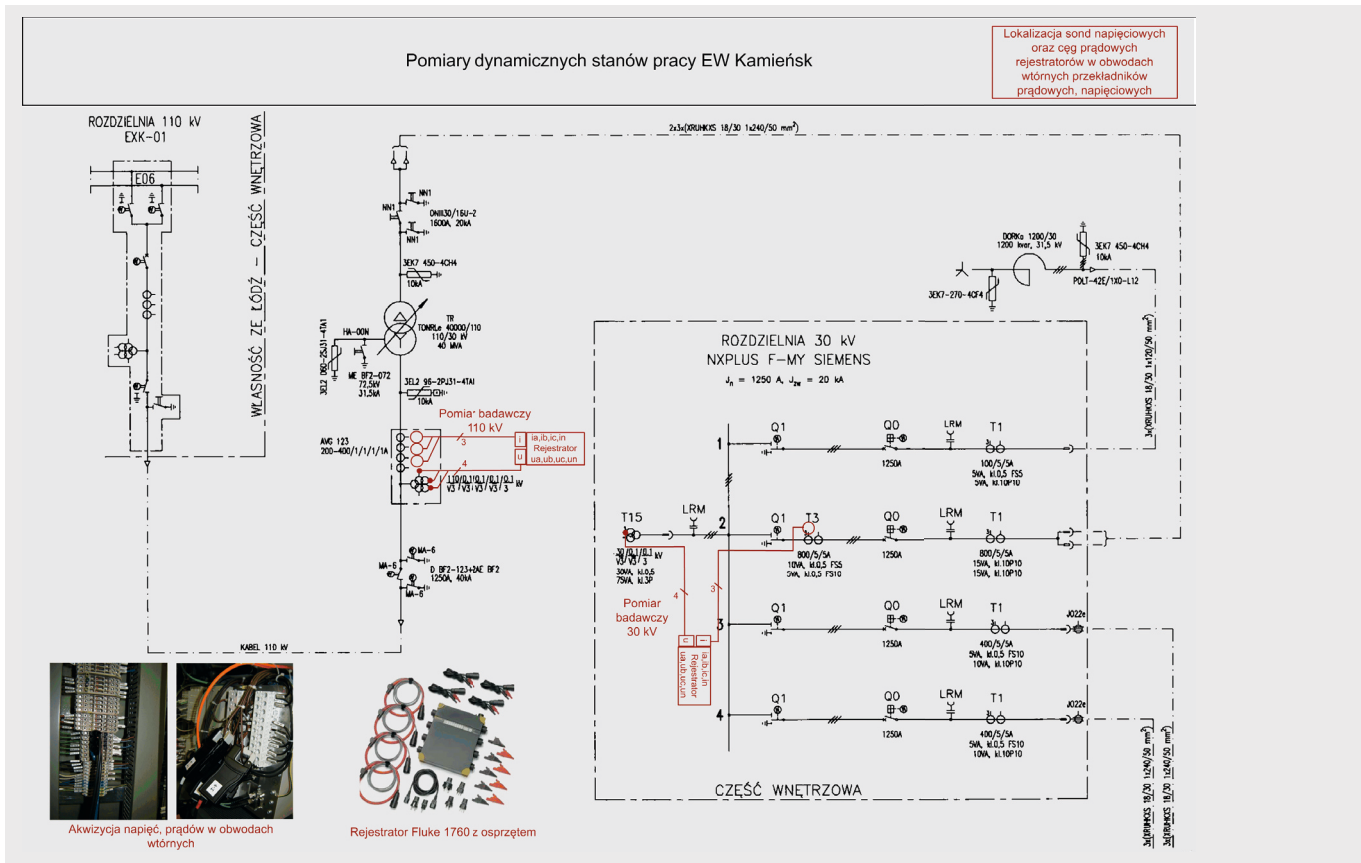
Struktura sieci wewnętrznej 30 kV podzielona jest na dwa promienie po 7 oraz 8 elektrowni E70, przy czym w każdym promieniu istnieje jedna elektrownia wyposażona dodatkowo w układ statycznej kompensacji mocy biernej STATCOM (ang. *Static Compensator*). W rozdzielni 30 kV zainstalowano regulowany dławik kompensacyjny SN.

Farma przyłączona jest do sieci dystrybucyjnej 110 kV linią kablową do GPZ-u Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD). Farmy nie obejmuje regulacja nadrzędna w ramach automatyki stacyjnej, tzn. automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym (ARNE – Automatyczna Regulacja Napięcia Elektrowni) oraz automatycznej regulacji napięcia w sieci, wykorzystująca regulacji napięcia transformatora (ARST – Automatyczna Regulacja Stacji Transformatorowej). Dodatkowo położenie farmy w pobliżu dużej klasycznej elektrowni sprawia, że warunki sieciowe należy uznać za sztywne i w dużej mierze wymuszane przez pracę elektrowni systemowej.

Pomiary wykonano w obwodach wtórnych przekładników napięciowych i prądowych strony wysokiej transformatora sieciowego 110 kV (wyprowadzenie mocy do systemu) oraz dodatkowo po stronie niskiej transformatora sieciowego 30 kV. Rejestracji dokonano za pomocą urządzeń klasy A, skonfigurowanych do zapisu ciągłego danych z uśrednianiem 1 min, 10 min, 15 min oraz wartości skutecznych 200 ms z wykorzystaniem algorytmu półkresowego. Dodatkowo wyzwalamo rejestrację 0,8 s oscyloskopowych sygnałów napięć i prądów, w zależności od przyjętych przekroczeń poziomów, w celu wychwycenia i zapamiętania zakłóceń. Podział czasu rejestracji wynosi 0,2 s/0,6 s, gdzie 0,2 s obejmuje czas przed stanem przejściowym. Częstotliwość próbkowania: 10 240 Hz. Lokalizację punktów pomiarowych na schemacie wyprowadzenia mocy z farmy przedstawia rys. 2.



Rys. 1. Wizualizacja podstawowych bloków funkcjonalnych elektrowni E70

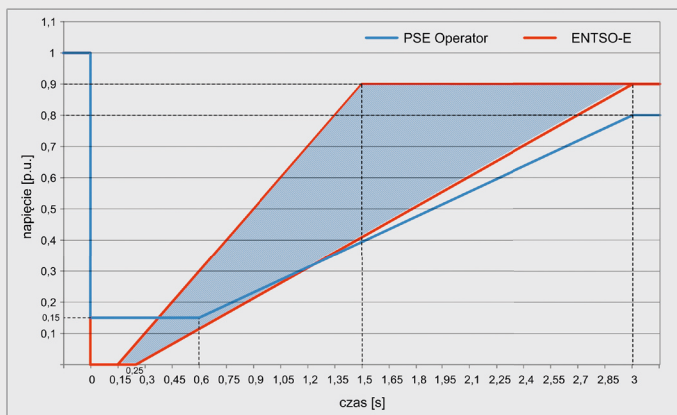


Rys. 2. Przyłączenie farmy wiatrowej do systemu oraz lokalizacja układów pomiarowych

3. ANALIZA TEORETYCZNA MOŻLIWOŚCI TECHNICZNYCH PODTRZYMANIA PRACY FARMY W SIECI

Chcąc omówić pracę farmy w warunkach zakłóceń, należy zwrócić uwagę na współdziałanie grupy zabezpieczeń elektroenergetycznych podstawowych, chroniących poszczególne elektrownie i wreszcie farmę, oraz zabezpieczeń od skutków zakłóceń w systemie. W grupie zabezpieczeń podstawowych znajdują się m.in. zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i bezzwłoczne, zabezpieczenia od zwarć doziemnych, zabezpieczenia od przecięć i zabezpieczenia temperaturowe. Do grupy zabezpieczeń od skutków zakłóceń w systemie należą zabezpieczenia podnapięciowe, nadnapięciowe, podczęstotliwościowe, nadczęstotliwościowe. Rola zabezpieczeń od skutków zakłóceń w systemie obejmuje zarówno ochronę farmy, jak np. zabezpieczenie nadnapięciowe, ale również zapobieganie zbędnemu wyłączeniu farmy z pracy w systemie. Cel ten nabiera szczególnego znaczenia w sieciach słabszych, gdzie farma może pełnić rolę wzmacniającą, lub w systemach o dużym nasyceniu lokalnym farm. Najczęściej podawane przykłady dotyczą podtrzymania pracy farmy mimo spadku częstotliwości na skutek ubytku mocy w systemie lub zachowania się elektrowni w obliczu zwarć w systemie. Szybkie wyłączenie farmy przez zabezpieczenia podczęstotliwościowe mogłoby prowadzić do dalszego niezbilansowania mocy czynnej i głębszego spadku częstotliwości. Natomiast zwarcia w systemie rozpoznawane są przez zabezpieczenia podnapięciowe elektrowni jako obniżenie napięcia. Jednocześnie zwarcia systemowa (stacyjna) reaguje na zwarcie w czasie relatywnie krótkim (kilkadziesiąt – sto kilkadziesiąt milisekund). Podobnie więc szybkie wyłączenie elektrowni przez zabezpieczenia podnapięciowe elektrowni, w czasie krótszym niż likwidacja zwarć przez automatykę systemową, może wprowadzić dodatkową deregulację w systemie [6, 7].

Ostatecznie dla elektrowni wiatrowych opracowano i podano w IRiESP oraz IRiESD, zwanych również Kodeksami Sieci (*Grid Codes*), profile punktu pracy elektrowni ze względu na warunki częstotliwościowe i napięciowe w punkcie przyłączenia. Rys. 3 ilustruje warunki napięciowe w postaci charakterystyki $U = f(t)$ wymaganego zakresu podtrzymania pracy elektrowni wiatrowej w przypadku wystąpienia zakłócenia w sieci, skutkującego obniżeniem napięcia (najczęściej z powodu zwarć). Dla zakłóceń o wartościach napięć i czasie trwania lokującym je w obszarze nad krzywą praca farmy powinna być podtrzymana [1, 2].



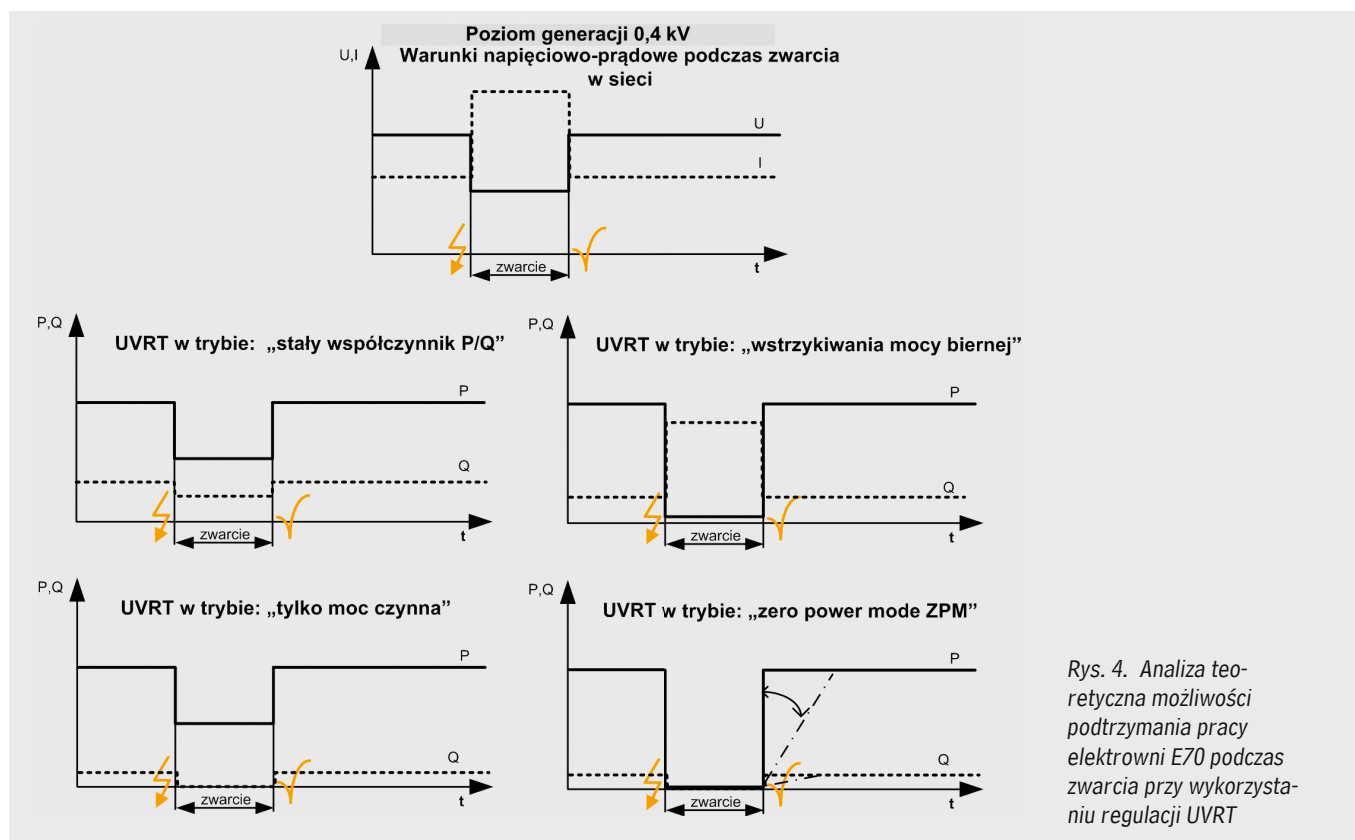
Rys. 3. Charakterystyki $U = f(t)$ wymaganego zakresu pracy elektrowni wiatrowej w przypadku wystąpienia zakłócenia w sieci (IRiESP oraz IRiESD)

Jak podają dane producenta i literaturowe [5, 8, 9], w rozwiązaniu elektrowni Enercon istnieje możliwość rozszerzenia możliwości głównego układu konwersji AC-DC-AC (WEC+FACTS) o cechy charakterystyki przejścia elektrowni przez podnapięciowe warunki zakłóceń w postaci opcji UVRT (*Under Voltage Ride Through*). Producent podaje możliwości tego rozwiązania do 5 s zakłócenia, tak jak zdefiniowano na charakterystyce operatora systemowego. Ze względu na odseparowanie strony generacji od punktu przyłączenia do wewnętrznej sieci nn, przez połączenie stałoprądowe, istnieje możliwość pracy wirnika i przekształtnika niezależnie od warunków napięciowych. W celu podtrzymania kontroli procesu konwersji AC-DC-AC oraz pracy urządzeń technicznych do części stałoprądowej podłącza się wewnętrzny układ podtrzymania zasilania UPS. Rozwiązanie układu WEC+FACTS daje elastyczne możliwości produkcji mocy czynnej lub mocy biernej w trakcie zakłócenia od strony sieci.

Podtrzymanie pracy elektrowni podczas zwarcia w systemie może przebiegać według czterech scenariuszy:

- podtrzymanie produkcji mocy czynnej i biernej ze stałą relacją P/Q
- podtrzymanie produkcji tylko mocy czynnej
- głównie „wstrzykiwanie” mocy biernej
- tryb zerowej mocy (ZPM Zero Power Mode).

Opisywane przez producenta możliwe tryby pracy elektrowni w warunkach podnapięciowych są ograniczone charakterystyką dopuszczalną $U = f(t)$ oraz zadziałaniem pozostałych zabezpieczeń, zarówno z grupy podstawowej, jak i dedykowanych współpracy z siecią.



Rys. 4. Analiza teoretyczna możliwości podtrzymania pracy elektrowni E70 podczas zwarcia przy wykorzystaniu regulacji UVRT

W pierwszym trybie na skutek obniżenia warunków napięciowych następuje ograniczenie mocy czynnej i biernej ze stałym współczynnikiem mocy. W drugim trybie ograniczenie dotyczy mocy czynnej, ale przy zerowych wartościach mocy biernej. W warunkach brzegowych układ konwersji energii przechodzi z trybu zasilania sieci mocą czynną do „wstrzykiwania” do sieci prądu biernego i to do zakresu mocy znamionowych. W ten sposób możliwa jest realizacja jednej z najnowszych koncepcji wykorzystania elektrowni wiatrowych jako źródła mocy biernej i wsparcia pracy systemu podczas zwarcia. Należy jednak podkreślić, że takie wykorzystanie zależy od lokalizacji elektrowni w systemie pod względem rozptyłów mocy. Innym trybem pracy rozwiązania UVRT jest praca w tzw. trybie zerowej mocy ZPM (Zero Power Mode). Ten tryb pracy układu UVRT powoduje zatrzymanie wstrzykiwania prądu biernego do systemu oraz brak produkcji mocy czynnej. W wielu wypadkach uwarunkowane jest to charakterystyką punktu przyłączenia i wymogami warunków technicznych przyłączenia.

Istnieje również możliwość kombinacji trybów pracy układu UVRT, np. z początkiem zwarcia następuje aktywna praca układu UVRT, a przy bardzo małym poziomie napięcia układ przechodzi do trybu ZPM, gotów do ponownej aktywacji, jeśli podczas 5 s przemijania zwarcia następuje zgodność z wymaganą charakterystyką $U = f(t)$.

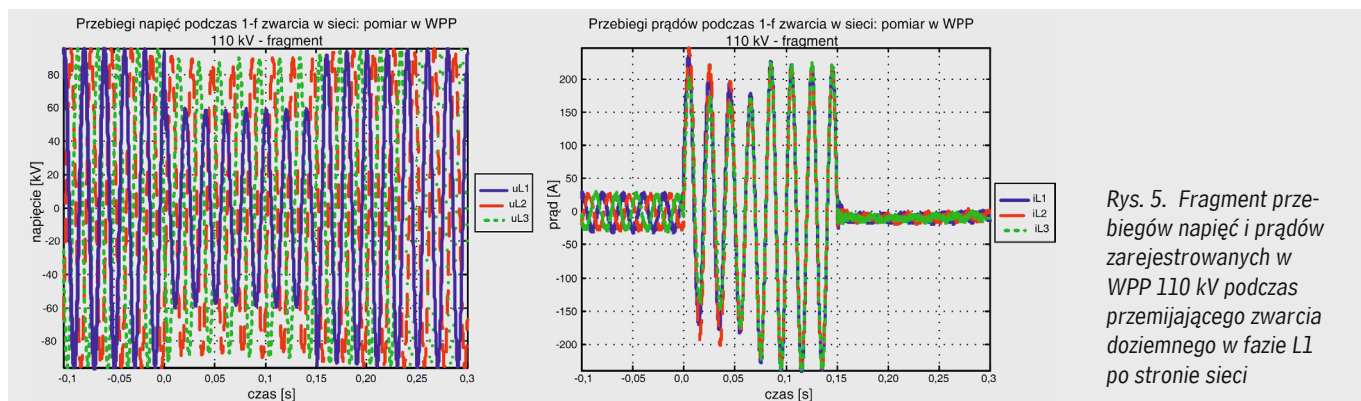
4. POMIARY RZECZYWISTE

W trakcie przeprowadzanych pomiarów zarejestrowano zdarzenia w sieci, głównie widziane od strony farmy, jako krótkie zapady napięcia. Do analiz i prezentacji dynamiki pracy farmy wybrano zdarzenie o najdłuższym czasie trwania i największej głębokości zapadu napięcia, tj. zapad wywołany przemijającym zwarcie doziemnym przemijającym w fazie L1 sieci 110 kV. Szczegóły zdarzenia oraz parametrów rejestracji w WPP 110 kV przedstawia tab. 1.

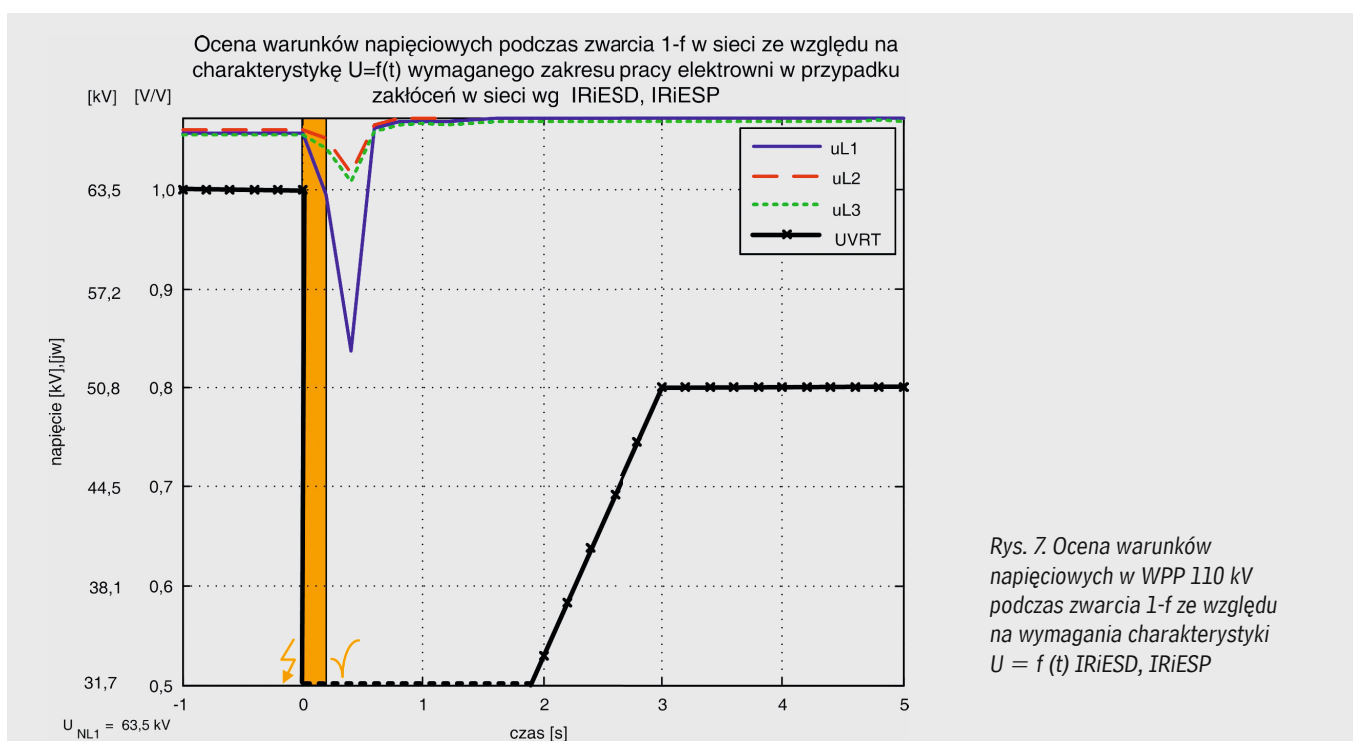
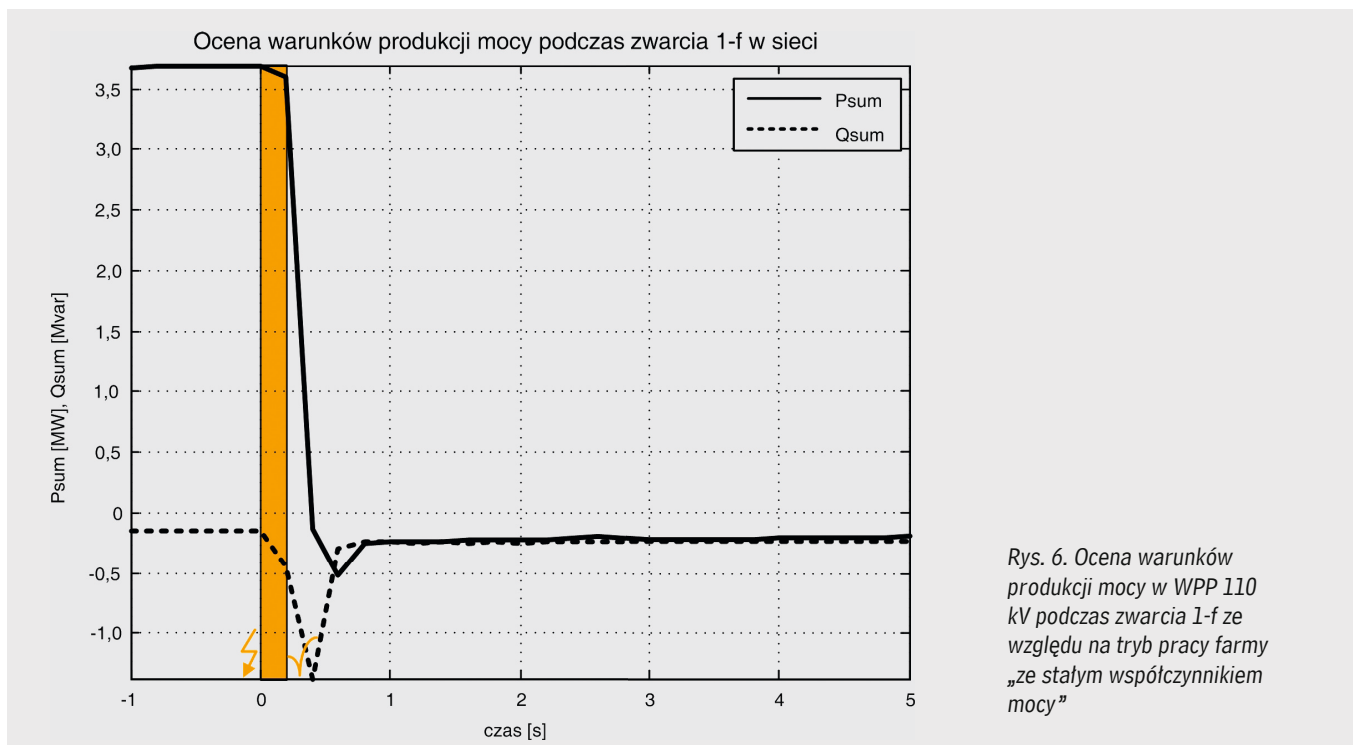
Tab. 1. Charakterystyka wybranego zdarzenia oraz parametrów rejestracji w WPP 110 kV

Charakterystyka zarejestrowanego zakłócenia				
Rodzaj zakłócenia	Data, godzina	Parametr 1	Parametr 2	Warunki
Zapad napięcia 3-f o znaczącym zapadzie w fazie L1	22.05.2010 20:07:50.85	Czas trwania zapadu 159,90 ms	Napięcie w zapadzie L1 40,26 kV	P = 3,7 MW Q = -0,2 Mvar
Parametry rejestracji				
Rejestracja wyzwalana sygnałów oscyloskopowych napięć i prądów	długość rejestracji 0,8 s z podziałem na 0,2 s przed rozpoczęciem zdarzenia i 0,6 s po zdarzeniu; częstotliwość próbkowania 10,240 kHz (rozdzielczość czasowa 0,0976 ms, 2048 próbek na 10 okresów składowej podstawowej)			
Rejestracja ciągła wartości skutecznych rms	algorytm półokresowy, interwał uśredniania 200 ms, rozdzielczość czasowa 1 wartość na 10 okresów składowej podstawowej			

W efekcie omawianego zdarzenia sieciowego zarejestrowano udar prądowy z ok. 20 A na fazę przed zdarzeniem do około 140 A po zdarzeniu oraz zapad napięcia w fazie L1 do wartości 40,26 kV, tj. 63,4% fazowego skutecznego napięcia znamionowego strony 110 kV, o czasie trwania 160 ms. Następnie nastąpiło odłączenie farmy od systemu, a ponowne załączenie farmy na sieć miało miejsce po ok. 4 minutach od wyłączenia.



Rys. 5. Fragment przebiegów napięć i prądów zarejestrowanych w WPP 110 kV podczas przemijającego zwarcia doziemnego w fazie L1 po stronie sieci



Omawiany przypadek zwarcia od strony sieci widziany jest od strony farmy jako przemijający zapad napięcia. Parametry tego zjawiska, tj. głębokość i czas trwania zapadu, lokują go na wymaganej przez IRiESP oraz IRiESD charakterystyce $U = f(t)$ w obszarze podtrzymania pracy farmy. Współpraca zabezpieczeń podstawowych, w tym nadprądowych, i od skutków zdarzeń w systemie nie pozwala jednak na podtrzymanie pracy farmy podczas tego zjawiska.

Przedstawiona analiza teoretyczna możliwości i trybów sterowania układem AGDGAC w doposażeniu regulacji UVRT wykazuje szerokie możliwości współpracy farmy z systemem w scenariuszu podtrzymania pracy. Obecnie jednak farma pracuje w trybie regulacji stałego współczynnika mocy, a podtrzymanie nie jest realizowane.



5. PODSUMOWANIE

Wymagania stawiane współpracy farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym obejmują wiele zagadnień i podlegają dyskusji. Prezentowany w pracy aspekt oceny możliwości produkcyjnych mocy czynnej i biernej farmy wiatrowej 30 MW, wyposażonej w układy energoelektroniczne elastycznego sterowania mocą, pozostaje w konfrontacji z obowiązującymi wymaganiami instrukcji ruchu i eksploatacji utrzymywania współczynnika mocy $tg\varphi$ na poziomie 0,4. Spełnienie tego wymogu bardzo silnie ogranicza możliwości elastycznej regulacji mocy biernej. Rozważanie udziału farm wiatrowych o mocy mniejszej niż 50 MW w systemowych procesach regulacyjnych wymagałoby opracowania strategii dopasowania współczynnika mocy. Omawiane w pracy zagadnienia są wkładem w szeroko rozpoczętą dyskusję nad inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi, w szczególności w zakresie aktywnej integracji źródeł rozproszonych z systemem elektroenergetycznym w postaci tzw. elektrowni wirtualnych.

BIBLIOGRAFIA

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA, zatwierdzona uchwałą z 154/2008 z dnia 11.06.2008, w szczególności załącznik 3: Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej wraz z punktem 7 załącznika: Dodatkowe wymagania dla elektrowni wiatrowych. PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA.
2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych (IRiESP) – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (wersja 1.2, z dnia 17.03.2007 uwzględnia zmiany wprowadzone kartami aktualizacji K/1/2007, K/2/2007), a w szczególności punkt II.B.3.3.3. Wymagania techniczne i warunki pracy farm wiatrowych, PSE SA Operator.
3. Gawdzik M., Rumik A., Elektrownia Wiatrowa Kamieńsk – folder informacyjny.
4. Portal EW Kamieńsk <http://www.ewk.pl>.
5. Grid integration and wind farm management – folder, <http://www.enercon.de>.
6. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WNT 2009.
7. Grządzielski I., Sposoby kompensacji mocy biernej farm wiatrowych, Nowoczesne elementy układów przyłączeniowych do systemu elektroenergetycznego – przyłączanie farm wiatrowych, Międzynarodowe Targi Energetyki Expopower, Poznań, 2010.
8. Hartge S., Wachtel S., Technical and economical benefits of wind energy converters with FACTS capabilities for power system and the grid integration of wind power, EWEC Conference 2007.
9. Wachtel S., Wind energy converters with FACTS capabilities and their options for the grid integration of wind power into power systems, NZ Wind Energy Conference 2010.
10. Pudjianto D., Ramsay C., Strbac G., Microgrids and virtual power plants: concepts to support the integration of distributed energy resources, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: *Journal of Power and Energy*, volume 222, no. 7, 2008.
11. www.enercorp.com – Encorp Corporation: Virtual Power Plant – Product and Technical Data Sheet.