

Zabezpieczenie generacji rozproszonej od pracy wyspowej (LOM) w technice synchronizacji

Michał Kaźmierczak – Energotest

Streszczenie

W referacie zostały przedstawione ryzyka i negatywne następstwa nieintencjonalnej pracy wyspowej generacji rozproszonej. Zostały w skrócie przedstawione metody zabezpieczenia przed taką pracą, w literaturze fachowej zaklasyfikowane jako zabezpieczenia LOM (z angielskiego loss of mains). Została postawiona teza, że wraz ze wzrostem nasycenia źródłami generacji rozproszonej w sieci dystrybucyjnej tradycyjne metody LOM (zarówno oparte na algorytmach pasywne jak i aktywne) są coraz mniej skuteczne. Odpowiedzią na te trudności jest zastosowanie w zabezpieczeniach LOM techniki synchronizacji. W końcowej części referatu została przedstawiona przykładowa aplikacja realizująca zabezpieczenie LOM w oparciu o zabezpieczenie Eprotect z funkcją synchronizacji produkcji Energotestu.

1. Wstęp

Aktualnie do KSE dołączanych jest coraz więcej źródeł generacji rozproszonej. Niekontrolowana praca źródła rozproszonego na wyspę, jest źródłem bardzo poważnych zagrożeń, opisanych w dalszej części referatu. Z tego powodu przyjmuje się, że zabezpieczenia powinny zidentyfikować stan pracy wyspowej i odłączyć źródło generacji. Stosuje się do tego zabezpieczenie od pracy wyspowej. Niestety klasyczne metody wykrywania pracy wyspowej mają liczne wady, a wraz z nasycaniem się sieci w coraz większą ilość generacji rozproszonej metody te stają się jeszcze mniej skuteczne. Rozwiązaniem na te trudności staje się nadchodząca technika synchronizacji.

2. Ryzyko odcięcia fragmentu sieci dystrybucyjnej

Analizując możliwości wystąpienia nieintencjonalnej pracy wyspowej generacji rozproszonej w sieci dystrybucyjnej należy na wstępie ocenić możliwości rozcięcia takiej sieci.

W zasadzie każde otwarcie wyłącznika w sieci dystrybucyjnej może potencjalnie doprowadzić do wydzielenia się (odcięcia) fragmentu sieci.

Potencjalnych przyczyn otwarcia wyłącznika, a więc rozcięcia sieci dystrybucyjnej jest dużo, można je podzielić na takie, które odbywają się pod kontrolą operatora i dedykowanych systemów oraz takie, które odbywają się poza kontrolą.

Wyłączenia pod kontrolą:

- poprawne działanie zabezpieczenia w przypadku faktycznej awarii połączone z automatyką restytucyjną,
- zamierzone wyłączenie eksploatacyjne.

W przypadku rozcięć pod kontrolą, odpowiednie działania operatora lub automatów doprowadzają do takiej rekonfiguracji, aby wyeliminować wydzielenie fragmentu sieci do pracy wyspowej, pomimo konieczności otwarcia konkretnego wyłącznika.

Pojawiają się jednak rozcięcia, które są poza kontrolą operatora i dedykowanych do tego systemów:

- poprawne działanie zabezpieczenia w przypadku faktycznej awarii bez automatyki restytucyjnej,
- impuls od zabezpieczenia wynikający z uszkodzenia/błędu nastawy zabezpieczenia,
- uszkodzenia wyłącznika doprowadzające do jego otwarcia,
- błąd ludzki,
- działania złośliwe lub terrorystyczne,
- zjawiska pogodowe.

Każde rozcięcie systemu poza kontrolą doprowadza do nieintencjonalnego wydzielenia się fragmentu sieci, który przy obecności źródeł rozproszonych i niesprzyjających warunkach może pozostać zasilony.

Praca źródła generacji rozproszonej na sieć wydzieloną jest nazywana niezamierzoną pracą wyspową. Taka praca niesie ze sobą wiele niekorzystnych zjawisk.

3. Zagrożenia wynikające z niezamierzonej pracy wyspowej źródeł generacji rozproszonej

Niezamierzona praca wyspowa niesie ze sobą wiele negatywnych konsekwencji, w tym poważne zagrożenia dla zdrowia i życia ludzkiego. Do największych zagrożeń związanych z pracą wyspową generacji rozproszonej zalicza się:

- zagrożenie dla pracowników eksploatacji w związku z utrzymaniem się napięcia na fragmencie sieci, który został wyłączony do prac eksploatacyjnych,
- niewystarczający prąd zwarciový z generacji rozproszonej, co może powodować brak zadziałania zabezpieczeń nadprądowych, co stwarza realne zagrożenie dla użytkowników wydzielonej sieci,
- brak kontroli przez operatora parametrów napięcia i częstotliwości, co stwarza zagrożenie uszkodzenia urządzeń u odbiorcy,
- SPZ w sieci z udziałem wyspy może spowodować ponowne niesynchroniczne załączenie linii, pociągając za sobą uszkodzenie instalacji źródła generacji rozproszonej lub innego podłączonego urządzenia,
- w przypadku braku opomiarowania sieci SN, wydzielenie do pracy wyspowej może kolidować z ręcznym lub automatycznym przywróceniem normalnej pracy przez operatora.

Biorąc pod uwagę powyższe, przepisy (punkt 5) bezwzględnie nakazują stosowanie zabezpieczeń generacji rozproszonej od pracy wyspowej (utruty powiązania z KSE). Zabezpieczenia z tej grupy mają nazwę LOM (z angielskiego Loss-of-Mains).

Warto już w tym momencie nadmienić, że stosowanie tych zabezpieczeń jest na wielu płaszczyznach problematyczne, co będzie opisane w dalszej części referatu.

4. Klasyczne metody wykrywania pracy wyspowej generacji rozproszonej (LOM)

Wyróżnia się dwie klasyczne grupy metod [3] wykrywania pracy wyspowej generacji rozproszonej:

Grupy Pasywne (oparte na pomiarze wybranych parametrów sieci w punkcie przyłączenia generacji i pobudzeniu w przypadku przekroczenia nastawionych wartości progowych):

- pochodna zmian częstotliwości df/dt ,
- przesunięcie fazowe wektora napięcia,
- nad/podczęstotliwościowe,
- nad/podnapięciowa,
- zmiana poziomu harmoniczných napięć.

Grupy Aktywne (oparte na wymuszaniu ciągłych małych zmian parametrów elektrycznych w punkcie przyłączenia generacji i obserwacji reakcji systemu w tym punkcie. Metody te mogą być implementowane w aplikacji falownika, jako że falownik nadaje się do wprowadzenia drobnych zmian, np. w przebiegu fali prądu zasilającego sieć:

- monitorowanie impedancji przy określonej częstotliwości,
- wtrącanie dodatkowego sygnału,
- przesunięcie napięcia Sandia,
- przesunięcie częstotliwości Sandia,
- skok częstotliwości,
- pomiar poziomu zwarciový,
- uchyb exportu mocy czynnej P.

Warto również podkreślić, że pomimo pozornego bogactwa możliwości zastosowanych kryteriów w polskiej energetyce zabezpieczenia z grupy aktywnej w praktyce nie są stosowane, natomiast jeżeli chodzi o grupy pasywne stosowane jest jedno kryterium - pochodna zmian częstotliwości df/dt .

5. Faktycznie stosowane metody LOM w polskiej energetyce

Głównym dokumentem odniesienia, który nakazuje stosowanie zabezpieczeń od pracy wyspowej generacji rozproszonej jest Rozporządzenie Komisji UE 2016/631 z 14.04.2016 ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci.

Niestety zapisy w kodeksie RfG w zakresie zabezpieczenia od pracy wyspowej generacji rozproszonej mogą być trudne w interpretacji. Szczegółowe zapisy znajdują się w artykule 13 punkt b.

„Moduły wytwarzania energii typu A muszą spełnić następujące wymogi dotyczące stabilności częstotliwościowej:

b) W odniesieniu do zdolności wytrzymania prędkości zmiany częstotliwości, moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią oraz do pracy przy prędkościach zmiany częstotliwości do wartości określonej przez właściwego OSP, chyba że odłączenie zostało spowodowane zadziałaniem zabezpieczenia dedykowanego do identyfikacji, poprzez analizę prędkości zmian częstotliwości, pracy wyspowej.” [2]

Co wynika z powyższego zapisu?

- Moduł wytwarzania musi zachować zdolność do połączenia z siecią w wypadku zmiany częstotliwości spowodowanej niezrównoważeniem mocy czynnej w systemie – wprost z przytoczonego zapisu,
- Wartość graniczną dopuszczalnego df/dt , wskazuje OSP – „musi mieć zdolność do pracy przy prędkościach zmiany częstotliwości do wartości określonej przez właściwego OSP”,
- Moduł wytwarzania może być odłączony szybciej niż w wyniku kryterium df/dt jeżeli stosowane jest dedykowane zabezpieczenie do wykrycia pracy wyspowej – „chyba, że odłączenie zostało spowodowane zadziałaniem zabezpieczenia dedykowanego do identyfikacji”

Ten ostatni punkt jest kluczowy i powiedzmy sobie szczerze – bardzo mocno zakamuflowany w gąszczu zapisów. Punkt ten mówi, że z punktu widzenia kodeksów sieci:

- dopuszczalne jest wykorzystanie df/dt do wykrywania wydzielenia wyspy
- dopuszczalne jest wykorzystanie dedykowanych zabezpieczeń do wykrywania wydzielenia wyspy
- nie ma wskazanego preferowanego rozwiązania

W praktyce do tej pory zdecydowanie najczęściej w OSD wybierana jest tylko jedna opcja - funkcja pochodnej zmian częstotliwości df/dt . OSD wymaga, aby kryterium to było nastawione na wartości od -0,3 Hz/s do -2 Hz/s.

6. Problemy w stosowaniu klasycznych metod LOM

Zarówno aktywne jak i pasywne metody LOM mają swoje bardzo istotne ograniczenia.

Metody pasywne [1] są skuteczne gdy występuje znacząca nierównowaga między mocą generowaną, a obciążeniami występującymi w wydzielonej sieci. W takim wypadku szybko dochodzi do przekroczenia parametrów progowych wskazujących na wystąpienie zjawiska wydzielenia sieci. Niestety w przypadku gdy dojdzie do przypadkowego zbilansowania między generacją rozproszoną a odbiorami w odciętej sieci, metody pasywne posiadają strefę martwą. Z różnych metod pasywnych stosunkowo najbardziej „odporna” na zjawisko zbilansowania jest metoda pochodnej zmian częstotliwości df/dt , ale również ta metoda w przypadku przypadkowego znaczącego zbilansowania wyspy nie jest w stanie wykryć, że doszło do pracy wyspowej.

Metody aktywne [1] są skuteczne nawet w przypadku przypadkowego zbilansowania wyspy, jednak w ich przypadku pojawiają się inne problemy:

- metody te wprowadzają zakłócenia do sieci, które kumulują się wraz ze wzrostem ilości źródeł generacji,
- kolejne źródła sygnałów zakłócających wpuszczanych do sieci przez kolejne falowniki mogą się wzajemnie zakłócać.

Z tego powodu, zdaniem autora, metody aktywne można traktować, bardziej jako ciekawostkę teoretyczną, niż stosowane w praktyce rozwiązanie.

Co gorsze, wzrost nasycenia źródłami generacji rozproszonej powoduje ograniczenie skuteczności zarówno metod pasywnych jak i aktywnych. W przypadku metod pasywnych wzrost ilości generacji rozproszonej zwiększa szansę przypadkowego zbilansowania się wyspy. W przypadku metod aktywnych wzrost ilości generacji rozproszonej zwiększa ilość zakłóceń wprowadzanych do systemu przez falowniki, do poziomu w którym metody te tracą rację bytu.

Biorąc pod uwagę, że spodziewany kierunek rozwoju sieci będzie szedł jeszcze dalej w stronę zwiększenia nasycenia generacji rozproszonej, koniecznym jest wprowadzenie nowych pewniejszych metod wykrywania pracy wyspowej, nieobciążanych wadami metod klasycznych.

Takim rozwiązaniem są metody obszarowe, oparte na porównywaniu z wykorzystaniem łączności różnych parametrów między punktem przyłączenia generacji, a punktem/punktami w sieci nadrzędnej.

Najbardziej precyzyjną i efektywną techniką obszarową umożliwiającą precyzyjną identyfikację pracy wyspowej jest technika synchrofazorów.

7. Synchrofazorowe zabezpieczenie od pracy wyspowej

Podstawowym kryterium wykrywania pracy wyspowej w synchrofazorowym zabezpieczeniu LOM jest wykrywanie minimalnych różnic częstotliwości pomiędzy co najmniej dwoma punktami pomiaru.

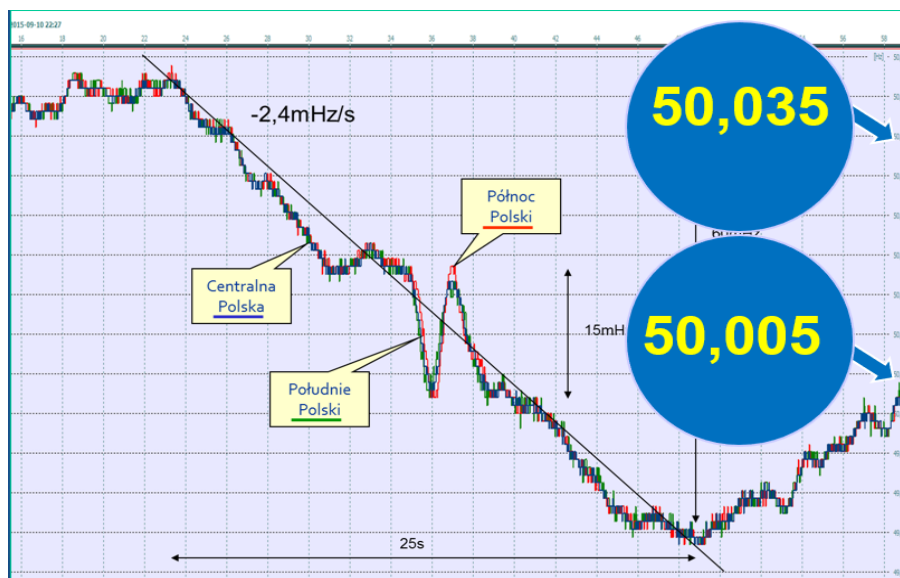
Warto w tym miejscu przypomnieć, że zintegrowany system elektroenergetyczny posiada jeden parametr identyczny globalnie – tym parametrem jest częstotliwość. Parametr ten zachowany jest na każdym poziomie napięcia bez względu na odległość fizyczną. Innymi słowy, w zintegrowanym europejskim systemie elektroenergetycznym częstotliwość na zaciskach generatora przykładowej odległej elektrowni w Hiszpani jest identyczna jak częstotliwość w dowolnym gniazdku na napięciu 230 AC w dowolnym domu w Polsce.

Wynika z tego prosty wniosek, że wykrycie nawet minimalnej różnicy częstotliwości między dwoma punktami jest jednoznacznym wskazaniem, że te dwa punkty pracują w rozdzielonych systemach elektroenergetycznych.

Im mniejszą różnicę częstotliwości jesteśmy w stanie zidentyfikować, tym precyzyjniej wykrywamy zjawisko nieintencjonalnej pracy wyspowej nawet dla przypadkowo zbilansowanych wysp.

W tym momencie naszym głównym ograniczeniem jest precyzja pomiaru. Urządzenia PMU produkcji Energotestu posiadają błąd pomiaru 0,001 Hz dla stanów ustalonych oraz 0,002 Hz dla stanów dynamicznych gdzie $df/dt = 1 \text{ Hz/s}$. Szczególnie ważna jest w tym przypadku wysoka precyzja pomiaru dla stanów dynamicznych, oraz odporność pomiaru na skokową zmianę kąta. Występującym błędem w mniej precyzyjnych urządzeniach pomiarowych jest identyfikowanie skokowej zmiany kąta jako zmiana częstotliwości. Biorąc pod uwagę różnego rodzaju stany dynamiczne w przypadku pomiarów PMU realizowanych przez urządzenia produkcji Energotestu gwarantowane jest wykrycie różnicy częstotliwości między dwoma punktami na poziomie **0,01 Hz**.

Dokładność pomiaru PMU bardzo dobrze ilustruje załączony poniżej wykres. Przedstawione na nim są pomiary częstotliwości zrealizowane przez 3 niezależne jednostki PMU produkcji Energotestu, zainstalowane w 3 różnych lokalizacjach. Pomiary te nałożone są na siebie.



Wykres 1. Trzy niezależne pomiary częstotliwości zrealizowane w 3 lokalizacjach w Polsce przez jednostki PMU [4]

Jak widać trzy przeprowadzone niezależnie pomiary praktycznie pokrywają się. Na osi Y widać precyzję pomiaru - poszczególne odcięcia na tej osi wynoszą 0,005 Hz.

8. Przewagi zabezpieczenia LOM opartego na różnicy częstotliwości w 2 punktach w stosunku do kryterium df/dt

Należy w tym momencie zwrócić uwagę jak wielkie przewagi ma kryterium różnicy częstotliwości nad kryterium df/dt .

Odstrojenie od globalnego spadku częstotliwości.

Po pierwsze kryterium różnicy częstotliwości między punktami w przeciwieństwie do kryterium df/dt jest odstrojone od zjawiska globalnego spadku częstotliwości, które występuje w przypadku deficytu mocy generowanej w zintegrowanym systemie. Tak więc jeżeli źródło rozproszone będzie pracować w systemie, który cały czas jest integralny, ale dochodzi w nim do globalnego spadku częstotliwości, to zabezpieczenie nie zinterpretuje tego jako praca wyspowa generacji rozproszonej i nie odłączy jej, przez co nie przyczyni się do jeszcze większego pogłębiania awarii związanej z niedoborem mocy.

Precyzja w wykrywaniu prawie zbilansowanych wysp.

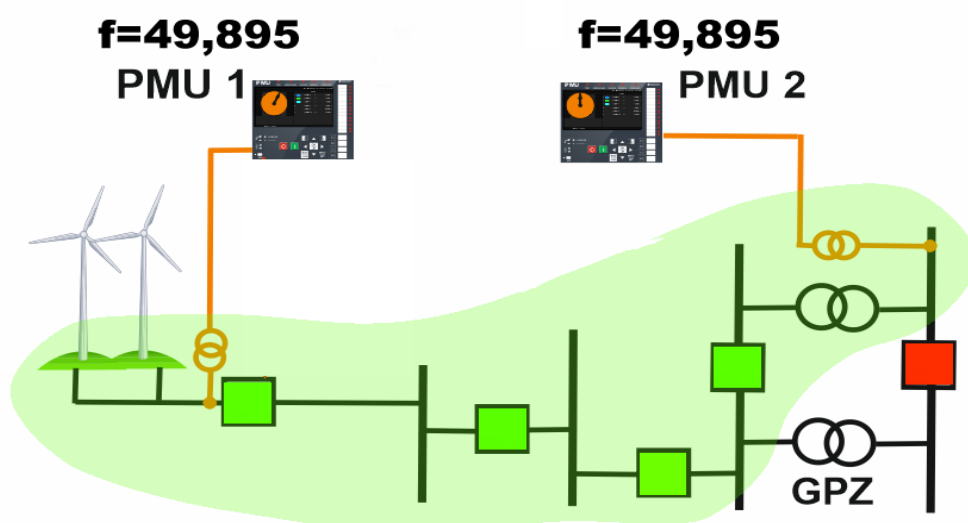
W kryterium różnicy częstotliwości jedynym ograniczeniem jest uzyskiwana precyzja pomiaru. Biorąc pod uwagę, że w urządzeniach PMU produkcji Energotestu precyzja wykrycia różnicy f w dwóch punktach jest na poziomie 0,01 Hz, to taka wartość jest znacznie precyzyjniejsza w wykrywaniu przypadkowo zbilansowanych wysp od powszechnie stosowanego kryterium df/dt .

W uproszczeniu można przyjąć, że pojawienie się różnicy f pomiędzy dwoma punktami na poziomie 0,01 Hz mogłoby być następstwem chwilowej (trwającej sekundy) zmiany częstotliwości w jednym z tych punktów z szybkością na poziomie 0,01 Hz/s. Jest to wartość 200 razy mniejsza od tradycyjnej nastawy LOM df/dt wynoszącej 2 Hz/s. Oczywiście scenariusze w tym przypadku mogłyby być różne i zarówno długość zmiany częstotliwości jak i jej szybkość mogłyby rozłożyć się inaczej. Mimo wszystko można zauważyć, że stosując kryterium różnicy częstotliwości w dwóch punktach uzyskujemy zabezpieczenie kilkaset razy precyzyjniejsze.

Naturalnym wnioskiem jest, że kryterium różnicy częstotliwości w dwóch punktach jest znacznie lepsze do wykrywania nieintencjonalnej pracy wyspowej generacji rozproszonej niż stosowane aktualnie kryterium df/dt .

9. SmartGuard – synchrofazorowy układ detekcji nieintencjonalnej pracy wyspowej generacji rozproszonej oferowany przez Energotest

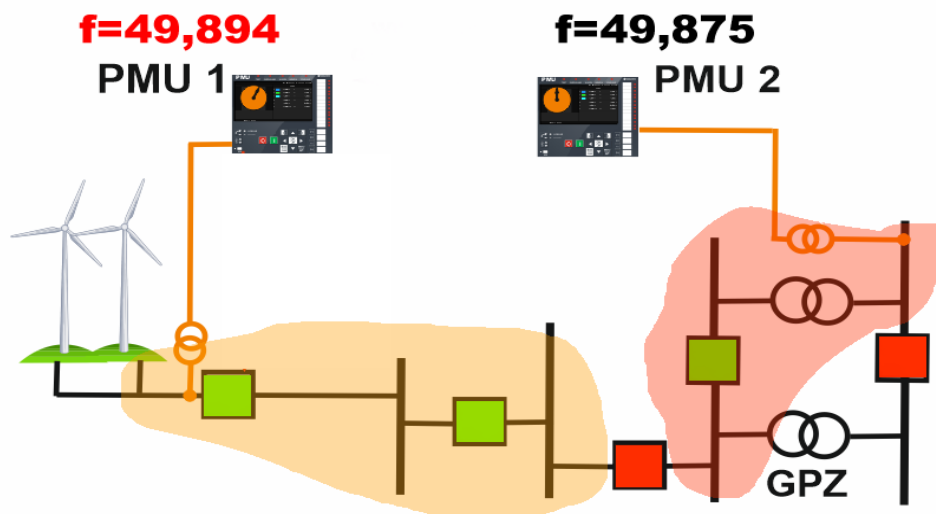
Układ SmartGuard jest zbudowany z minimum dwóch jednostek PMU (z angielskiego phasor measurement unit) służących do pomiarów fazorów napięć w punktach: bezpośrednio przy generacji rozproszonej, oraz w GPZ zasilającym dany fragment sieci. Jednostki PMU produkcji Energotestu spełniają normę C37.118.1.2011 która stawia restrykcyjne wymagania w zakresie precyzji pomiarów w stanach statycznych i dynamicznych.



Rys. 1. Budowa układu Smart SmartGuard – opracowanie własne

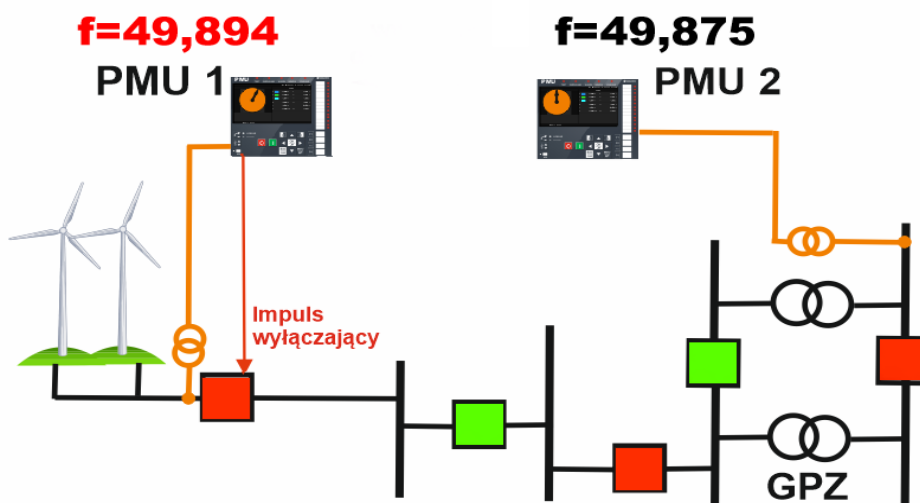
Stwierdzenie różnicy częstotliwości pomiędzy punktami, na poziomie 0,01 Hz jest jednoznacznym kryterium, że doszło do pracy wyspowej generacji rozproszonej (bez względu na to, który wyłącznik po drodze do GPZ został otwarty). Poza podstawowym kryterium detekcji pracy wyspowej w uzupełnieniu

może być stosowane kryterium różnicy kąta między punktami pomiaru (dokładność 0,5 stopnia). Dzięki temu kryterium można uzyskać jeszcze większą precyzję w identyfikowaniu naprawdę bardzo zbilansowanych wysp.



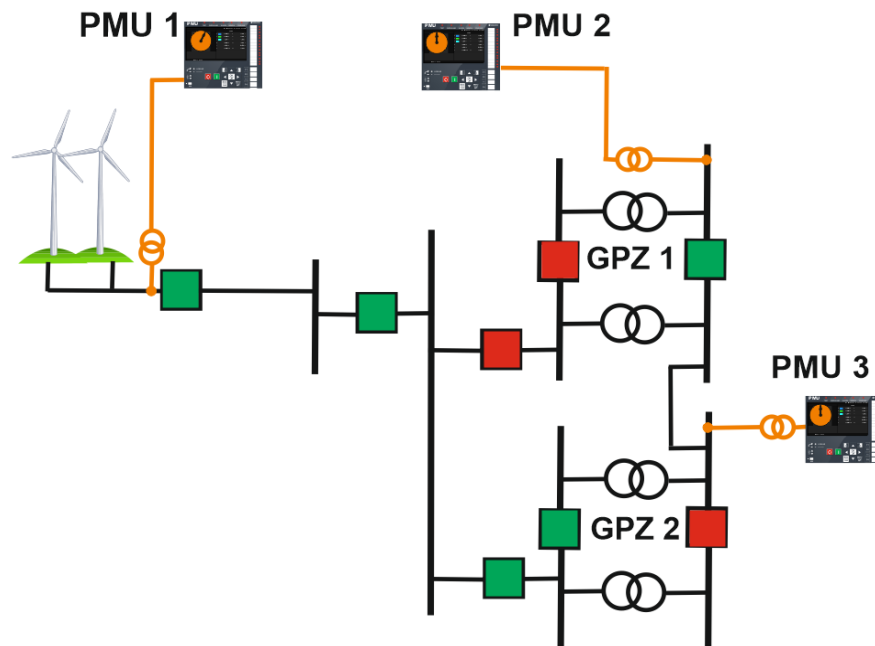
Rys. 2. Wykrycie pracy wyspowej w układzie SmartGuard – opracowanie własne

W takim wypadku jednostka PMU zainstalowana w punkcie przyłączenia generacji wystawia impuls wyłączający. Jednostka PMU zainstalowane po stronie źródła generacji rozproszonej dokonuje odłączenia od sieci. Jednostka PMU zainstalowana po stronie operatora przesyła informacje do SCADA (zarówno stykowo jak i w protokole komunikacyjnym). Istnieje możliwość wprowadzenia do systemu SCADA danych ze źródła generacji rozproszonej następującą drogą: PMU przy generacji rozproszonej > GPRS>PMU operatora>wybrany protokół komunikacyjny >SCADA



Rys. 3. Odłączanie generacji rozproszonej w układzie SmartGuard – opracowanie własne

Możliwe jest również stworzenie dwustopniowego obszarowego systemu detekcji zaburzeń pracy systemu. W takim wypadku w pierwszym stopniu jednostki PMU w poszczególnych GPZtach weryfikują integrację całego systemu dystrybucyjnego. W drugim stopniu sprawdzana jest integracja generacji rozproszonej z systemem nadrzędnym.



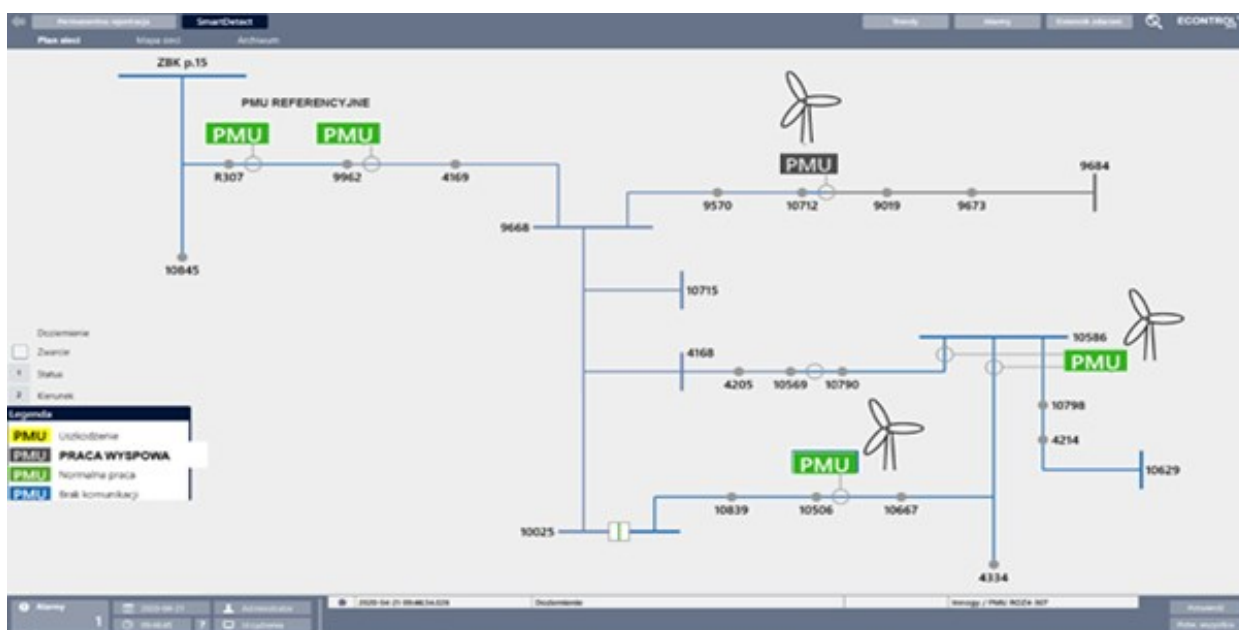
Rys. 4. Zaawansowany układ SmartGuard

Warunkiem pracy układu jest odpowiednia synchronizacja czasu na poziomie 1 μ s. Każda lokalna jednostka powinna być wyposażona w odbiornik sygnału GPS, lub powinna być spięta przez sieć synchroniczną z protokołem PTP.

Urządzenia PMU wymieniają dane pomiarów bezpośrednio między sobą za pomocą modemów GSM (w przypadku 2 jednostek nie jest potrzebna jednostka centralna). Do prawidłowego funkcjonowania układu wystarczające jest zachowanie opóźnień w przesyłach danych w sieci GSM poniżej 100 ms.

Warto również zwrócić uwagę, że zastosowanie jednostek PMU umożliwia aktywowanie dodatkowych opcji, jakimi mogą być:

- permanentna rejestracja parametrów generacji rozproszonej (przez cały okres życia tego źródła),
- regulacja napięcia generacji rozproszonej (bilansowanie mocy biernej),
- element większego, obszarowego systemu detekcji pracy wyspowej.



Rys. 5. Zrzut ekranu z aplikacji ECONTROL PMU do zarządzania funkcjonalnościami opartymi o pomiary PMU, w tym detekcję nieintencjonalnej pracy wyspowej

10. Podsumowanie

Aktualnie w polskiej energetyce powszechnie jako zabezpieczenie od nieintencjonalnej pracy wyspowej stosuje się lokalny pomiar df/dt z nastawą 2 Hz/s. Takie podejście ma dwie poważne wady:

- kryterium df/dt może przyczyniać się do pogłębiania zapaści KSE w przypadku zaistnienia niedoboru mocy,
- kryterium df/dt posiada strefę martwą w przypadku gdy utworzona wyspa jest na tyle zbilansowana, że df/dt jest mniejsze niż 2 Hz/s.

Inne teoretyczne rozwiązania detekcji pracy wyspowej, jak np. metody aktywne, również posiadają wady, głównie w postaci wprowadzania zakłóceń jakości energii do sieci. Metodą, która jest wolna od wymienionych powyżej wad, jest pomiar częstotliwości w dwóch punktach, w oparciu o technologię PMU. Zaprezentowany w referacie układ SmartGuard produkcji Energotestu, oparty o technikę synchronizacyjną, szybko i pewnie dokonuje detekcji pracy wyspowej generacji rozproszonej, oraz odcina ją w przypadku stwierdzenia takiej pracy. Układem mogą być objęte różnego rodzaju mikrosieci, farmy wiatrowe, fotowoltaika lub generatory na dowolne paliwo przyłączane w głębi sieci SN. Biorąc pod uwagę rosnące nasycenie sieci dystrybucyjnej w generację rozproszoną, oraz poważne następstwa związane z nieintencjonalną pracą wyspową takiej generacji, układ SmartGuard stanowi optymalne rozwiązanie i przyszłość dla operatorów systemów dystrybucyjnych.

Literatura

- [1] Kumpulainen L., Kauhaniemi K.: Loss-of-Mains Protection – Still an Issue with Distributed Generation - University of Vaasa, 2007 r.
- [2] Rozporządzenie Komisji UE 2016/631 z 14.04.2016 ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci
- [3] Kimpel A.: Automatyka zapobiegająca pracy wyspowej generacji rozproszonej – Wiadomości Elektrotechniczne, nr 9 2016 r.
- [4] Talaga M.: Doświadczenia eksploatacyjne Energotestu, związane z wdrażaniem aplikacji wykorzystujących pomiary synchroniczne - Konferencja Energotestu 2017 r.