



KONFERENCJA AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE



Systemy elektroenergetyczne



Automatyka i sterowanie



Problemy rozwoju elektroenergetyki



Energetyka odnawialna i sieci elektroenergetyczne



Aktualne problemy w elektroenergetyce

Jurata | 12–14 czerwca 2013

ORGANIZATOR

Katedra Elektroenergetyki | Wydział Elektrotechniki i Automatyki | Politechnika Gdańska

PATRONAT

Komitet Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk
Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych

PARTNER

ENERGA SA

WSPÓŁORGANIZATORZY

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
ENERGA-OPERATOR SA
EDF Wybrzeże SA
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA
Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.
EIP sp. z o.o.

REDAKCJA ARTYKUŁÓW

Kwartalnik Naukowy Energetyków *Acta Energetica*

KONFERENCJA W SIECI

www.ely.pg.gda.pl/ape/APE13/



Prawa elektrotechniki i prawa fizyki są nadrzędne w stosunku do praw ekonomii
 prof. Zbigniew Szczerba

Słowo wstępne

Początki konferencji APE sięgają lat 70. ubiegłego wieku, kiedy to prof. Antoni Bogucki z Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej zainicjował i organizował w latach 1971–1993 cykl konferencji, które odbyły się pod hasłem „Aktualne problemy automatyki w energetyce”. Decyzją Komitetu Naukowego od 1995 roku konferencja miała być organizowana przez różne ośrodki naukowe. W 1995 roku tego zadania podjęła się Katedra Systemów Elektroenergetycznych Politechniki Gdańskiej. Organizatorem konferencji był prof. Zbigniew Szczerba. Przyjęto formułę spotkań co dwa lata oraz zdecydowano, że Komitet Naukowy będzie decydować, komu powierzyć realizację następnej konferencji.

Kolejne edycje były organizowane przez Katedrę Systemów Elektroenergetycznych (1995–2001) oraz Katedrę Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej (2003–2011). Miejscem spotkań pozostawała Jurata na Półwyspie Helskim. W dowód uznania za dotychczasową organizację cyklu konferencji APE Komitet Naukowy w 2009 roku przyznał na stałe organizację konferencji Katedrze Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

Obecna XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” stanowi kontynuację idei konferencji branżowej elektroenergetyki. Myślą przewodnią spotkań organizowanych po 1995 roku była integracja środowisk naukowych i zawodowych polskiej elektroenergetyki. Uczestnicy konferencji to przedstawiciele uniwersytetów i uczelni technicznych oraz kadra menedżerska i techniczna koncernów energetycznych, elektrowni i elektrociepłowni oraz firm energetycznych zajmujących się szeroko rozumianą tematyką systemów elektroenergetycznych i energetycznych.

XVI Konferencja APE '13 jest organizowana pod patronatem:

- Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk
- Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE)
- Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE).

Współdziałal zadeklarowali:

Partner Konferencji

- ENERGA SA

Współorganizatorzy

- Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA
- EDF Wybrzeże SA
- Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.
- Environmental Investments Partners III i Greenfield Wind

Komitet Naukowy sprecyzował następujące tematy preferowane:

1. Doświadczenia współpracy KSE w ramach ENTSO-E. Powiązania liniami prądu stałego
2. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w horyzontach czasowych od sekundowych do wieloletnich. Stan obecny i środki poprawy – inwestycje, algorytmy sterowania, automatyka, prognozowanie rozwoju SEE
3. Awarie systemowe. Możliwości ich powstania w systemach ENTSO-E i w KSE. Podział na podsystemy, wyspy; ich obrona i odbudowa
4. Aspekty techniczne wprowadzania nowych technologii do SEE. Technologie Smart Grid w systemach elektroenergetycznych
5. Przyszłość elektrowni jądrowych i nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Problemy polityczne, społeczne, psychologiczne, ekonomiczne, techniczne i związane z bezpieczeństwem
6. Źródła generacji rozproszonej i odnawialnej oraz ich wpływ na SEE. Elektrownie wiatrowe w SEE. Problemy techniczne, ekonomiczne, prawne. Oddziaływanie generacji rozproszonej na SEE. Mikroźródła i mikrosieci

7. Ustalone i nieustalone stany pracy SEE. Stabilność, różne jej formy i środki ich poprawy. Jakość energii elektrycznej
8. Sterowanie pracą SEE i jego elementów. Środki techniczne poprawiające sterowalność systemu, w tym oparte na elementach energoelektronicznych
9. Nowe rozwiązania techniczne i doświadczenia z eksploatacji układów automatyki, sterowania, pomiarów i monitorowania. Przesył informacji w SEE. Układy WAMS/WACS w systemie
10. Funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i usług systemowych w różnych uwarunkowaniach technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych. Rynek energii a bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego. Techniczna adekwatność i optymalizacja usług systemowych
11. Wpływ struktury własnościowej na pracę i rozwój KSE. Przestrzenne uwarunkowania i potrzeby terytorialne związane z rozwojem systemów infrastruktury energetycznej. Uwarunkowania ekologiczne rozwoju SEE
12. Modele gospodarki niskowęglowej, optymalizacja *energy mix*. Segmentacja podsektora wytwórczego elektroenergetyki (wielkoskalowe źródła korporacyjne, zintegrowane zasoby rozproszone, segment prokonsumencki), dynamika i perspektywy. Korytarze infrastrukturalne.

Na konferencję zgłoszono wstępnie wiele tytułów i streszczeń referatów. Po selekcji, w materiałach konferencyjnych zamieszczono 76 referatów podstawowych, które podzielono na cztery sekcje tematyczne:

- I. Systemy elektroenergetyczne
- II. Automatyka i sterowanie
- III. Problemy rozwoju elektroenergetyki
- IV. Energetyka odnawialna i sieci elektroenergetyczne

Podobnie jak na poprzednich konferencjach, wprowadzono dwie formy prezentacji referatów – audytoryjnie oraz za pomocą posterów. Referaty, mające charakter bardziej ogólny, będą skrótowo prezentowane na posiedzeniach sesyjnych, natomiast referaty specjalistyczne, wymagające dyskusji zbliżonych do kuluarowych, będą prezentowane w postaci posterów na sesji posterowej. Do referatów w każdej sekcji opracowywane będą referaty generalne, będące wprowadzeniem do dyskusji.

Wszystkie przyjęte referaty są opublikowane w materiałach konferencyjnych: w wersji elektronicznej na tabletach oraz w wersji papierowej w czterech numerach *Acta Energetica*, gdzie każdy numer odpowiadać będzie sekcji tematycznej.

Konferencja promuje w referatach plenarnych aktualne problemy pracy systemu elektroenergetycznego. Na obecnej konferencji w referatach plenarnych zostaną przedstawione:

- aktualne problemy funkcjonowania KSE z punktu widzenia OSP – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- techniczne wyzwania OSD związane z wdrożeniem rozwiązań inteligentnych sieci energetycznych – ENERGA-OPERATOR SA

W imieniu organizatorów i uczestników konferencji serdecznie dziękuję za wsparcie udzielone przez partnera konferencji oraz współorganizatorów.

Dziękuję również Panom Profesorom, którzy zgodzili się uczestniczyć w pracach Komitetu Naukowego konferencji i za ich pomoc w przeprowadzeniu obrad.

Jesteśmy przekonani, że tegoroczna konferencja będzie stanowiła kolejny, zauważalny wkład w prawidłowy rozwój i poprawę jakości polskiej elektroenergetyki.

W imieniu Komitetu Naukowego życzę autorom referatów plenarnych i sekcyjnych, referentom generalnym, przewodniczącym obrad i wszystkim uczestnikom konferencji owocnych obrad, ożywionych dyskusji w sekcjach, twórczych dyskusji w kuluarach oraz w czasie spotkań wieczornych.

prof. dr hab. inż. Ryszard Zajczyk
przewodniczący Komitetu Organizacyjnego APE '13



ENERGETYKA ODNAWIALNA I SIECI ELEKTROENERGETYCZNE

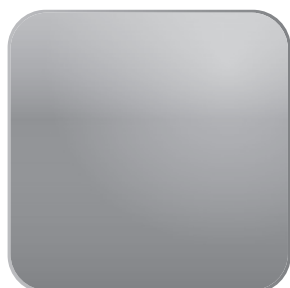


- OBSZAROWE ZARZĄDZANIE DUŻĄ GENERACJĄ WIATROWĄ W KONTEKŚCIE ZAPEWNIENIA BEZPIECZNEJ PRACY SIECI
Michał Bajor, Robert Jankowski, Grzegorz Widelski 7
- WSPÓŁZMIENNOŚĆ GENERACJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z FARM WIATROWYCH I ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNYCH DLA WARUNKÓW POLSKICH
Rafał Hyrzyński, Michał Karcz, Marcin Lemański, K. Lewandowski, Sebastian Nojek 13
- POSSIBILITIES OF UTILIZATION THE RISK-BASED TECHNIQUES IN THE FIELD OF OFFSHORE WIND POWER PLANTS
Przemysław Kacprzak 23
- OPTIMALIZACJA UKŁADU POŁĄCZEŃ KABLOWYCH NA OBSZARZE FARMY WIATROWEJ
Andrzej Wędzik 29
- OPTIMALNE STEROWANIE GRUPĄ FARM WIATROWYCH W OPARCIU O SYSTEM WINDEX
Piotr Kacejko, Michał Wydra, Robert Jędrychowski 37
- TESTY I PRÓBY SPRAWDZAJĄCE PARAMETRY TECHNICZNE ELEKTROWNI I FARM WIATROWYCH – WYBRANE ZAGADNIENIA
Krzysztof Marszałkiewicz, Ireneusz Grzędzielski, Andrzej Trzeciak, Marian Maćkowiak 45
- SMART GRID – REKLAMA CZY KONIECZNOŚĆ?
Zbigniew Szczerba 53
- PÓŁWYSEP HELSKI – PILOTAŻOWY PROJEKT SIECI INTELIGENTNYCH
Sławomir Noske, Marek Wawrzyniak 59
- UWARUNKOWANIA TECHNICZNE PRZYŁĄCZANIA MIKROGENERACJI DO SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA W ŚWIETLE OBOWIĄZUJĄCYCH PRZEPISÓW I PRAKTYK KRAJOWYCH I EUROPEJSKICH
Marian Sobierajski, Wilhelm Rojewski 67
- POPRAWA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ PRZY INTEGROWANIU MIKROSIECI Z „INTELIGENTNYMI” SIECIAMI KRAJOWYMI
Grzegorz Błajszczak 77
- PRACA AUTONOMICZNA MIKROSYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA
Irena Wasiak, Ryszard Pawełek, Paweł Kelm 85
- KONCEPCJA SYSTEMU MGRID DO WSPOMAGANIA PROJEKTOWANIA I STEROWANIA PRACĄ WIELONOŚNIKOWYCH MIKROSIECI ENERGETYCZNYCH
Dariusz Baczyński, Piotr Helt, Marek Maniecki, Jacek Wasilewski 95
- ROLA GENERACJI ROZPROSZONEJ W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM NA PRZYKŁADZIE GMINY GIERAŁTOWICE
Joachim Bargiel, Bogdan Moł, Katarzyna Łuszcz, Paweł Sowa 103
- SZACOWANIE ASYMETRII NAPIĘĆ W SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA WPROWADZANEJ PRZEZ JEDNOFAZOWĄ MIKROGENERACJĘ
Marian Sobierajski, Wilhelm Rojewski 111
- ENERGOELEKTRONICZNE MODUŁY FUNKCJONALNE DLA REALIZACJI INTELIGENTNYCH TRANSFORMATORÓW DYSTRYBUCYJNYCH SN/NN DLA SIECI SMART GRID
Marek Adamowicz 121
- WYŚWIETLACZ DOMOWY IHD – PRZEGLĄD DOŚWIADCZEŃ Z PROJEKTÓW BADAWCZYCH
Krzysztof Billewicz 129
- KRYTERIA OPTIMALNEJ KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH
Waldemar Szpyra, Wojciech Bąchorek, Aleksander Kot, Andrzej Makuch... 139
- OPTIMALIZACJA KONFIGURACJI DLA SIECI ROZDZIELCZYCH SN I NN
Piotr Helt, Piotr Zduńczyk 149
- WRAŻLIWOŚĆ SIECI POTRZEB WŁASNYCH ELEKTROWNI NA MOŻLIWOŚĆ WYSTĄPIENIA FERROREZONANSU
Józef Wiśniewski, Edward Anderson, Janusz Karolak 157
- NARAŻENIA CIEPLNE I ELEKTRODYNAMICZNE WYŁĄCZNIKÓW RÓŻNICOWOPRĄDOWYCH PRZY ICH DOBEZPIECZANIU WYŁĄCZNIKAMI NADPRĄDOWYMI INSTALACYJNYMI
Stanisław Czapp, Daniel Kowalak, Kornel Borowski 165

RECENZENCI

prof. dr hab. inż. Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż. Kazimierz Wilkosz



www.actaenergetica.org

Obszarowe zarządzanie dużą generacją wiatrową w kontekście zapewnienia bezpiecznej pracy sieci

Autorzy

Michał Bajor
Robert Jankowski
Grzegorz Widelski

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

generacja wiatrowa, optymalizacja

Streszczenie

Autorzy prezentują nową metodę wyznaczania optymalnego rozkładu generacji wiatrowej, opartą na rozwinięciu algorytmu genetycznego – prezentowanego podczas konferencji APE '11 – o ideę koherentnych węzłów sieci. Metoda pozwala na bardziej równomierne rozłożenie redukcji mocy między pobliskie farmy, przy jednoczesnym zachowaniu zalet oryginalnego podejścia. Nowy algorytm optymalizuje poziomy generacji zdefiniowanych *a priori* grup farm. W artykule prezentowane są również wyniki uzyskane za pomocą algorytmu w trakcie symulacji przewidywanej pracy sieci północnej Polski w horyzoncie kilku lat.

1. Wprowadzenie

Zainteresowanie inwestycjami w energetykę wiatrową w Polsce na przestrzeni ostatnich lat znacząco wzrosło, czego skutkiem jest obecny stan rozwoju tej gałęzi wytwarzania energii – bardzo duża liczba projektów farm wiatrowych, dysponujących już warunkami przyłączenia czy też podpisanymi umowami przyłączeniowymi. Z końcem stycznia 2013 roku do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) przyłączona była generacja wiatrowa o łącznej mocy zainstalowanej równej ok. 2 300 MW [1]. Łączna moc znamionowa farm posiadających wydane warunki przyłączenia do sieci wzrastała jednak w ostatnich latach niezwykle szybko, od ok. 4 000 MW na początku 2008 roku do ponad 12 000 MW pod koniec 2009 roku, obecnie przekraczając 20 000 MW.

Faktem znacząco utrudniającym rozwój energetyki wiatrowej jest stosunkowo słaby poziom rozwoju sieci elektroenergetycznej w północnej części kraju, gdzie ze względu na najbardziej korzystne warunki meteorologiczne (najwyższy poziom wietrzności) zlokalizowana jest większość projektowanych farm wiatrowych. W obliczu obecnego poziomu rozwoju sieci przesyłowej problem stanowi wyprowadzenie nadmiaru generowanej na północy Polski mocy. Trzeba mieć również na uwadze, że w tym obszarze sieć dystrybucyjna 110 kV pracuje równoległe do sieci przesyłowej, co wynika z faktu słabego rozwoju sieci przesyłowej, wymuszającego istnienie dużej liczby połączeń między stacjami przesyłowymi z użyciem linii 110 kV.

Ponieważ znaczna liczba linii sieci dystrybucyjnej charakteryzuje się niskimi wartościami dopuszczalnej długotrwale obciążalności, niebezpieczeństwo wystąpienia przeciążeń tych linii jest

jednym z najpoważniejszych ograniczeń dla rozwoju energetyki wiatrowej, jako że duża część planowanych farm ma zostać przyłączona do sieci 110 kV.

Przewidywane w planach rozwoju poszczególnych operatorów daty zakończenia ważnych inwestycji, zarówno w sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej, są w większości przypadków późniejsze niż prawdopodobne daty rozpoczęcia generacji mocy przez farmy wiatrowe (zgodnie z planami inwestorów, a także umowami przyłączeniowymi). Przyłączenie znaczącej generacji wiatrowej bez wprowadzenia najistotniejszych inwestycji sieciowych może skutkować zagrożeniem wystąpienia problemów dotyczących zapewnienia bezpiecznej pracy sieci (przede wszystkim związanych z przeciążeniami linii).

2. Opis metody

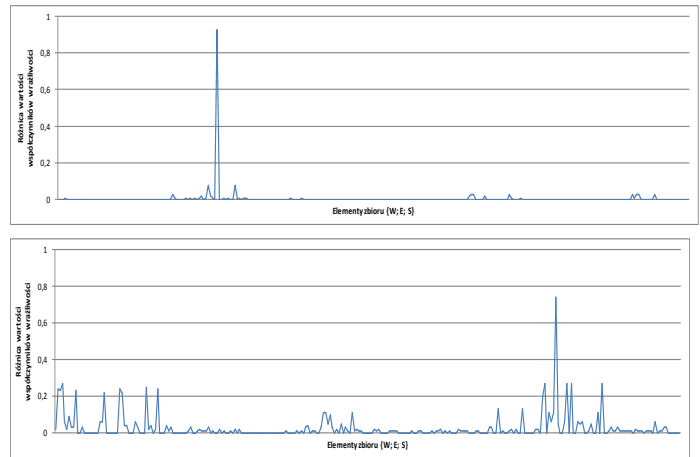
Naturalna zmienność generacji wiatrowej oraz znaczna skala jej obecności we współczesnych systemach elektroenergetycznych, w licznych przypadkach połączona z nieoptymalnymi z punktu widzenia pracy systemu punktami przyłączenia do sieci, sprawia, że generacja wiatrowa staje się jednym z kluczowych aspektów determinujących zarówno plany rozwoju sieci, jak i bieżące prowadzenie ruchu. Powszechną praktyką, stosowaną przez licznych operatorów, jest ograniczanie dopuszczalnego poziomu generacji wiatrowej do poziomu bezpiecznego w sytuacjach, gdy znaczna moc generowana przez farmy wiatrowe może zagrażać bezpieczeństwu systemu. Pojawia się zatem problem zdefiniowania „bezpiecznego poziomu” generacji mocy przez farmy wiatrowe oraz określenia go w taki sposób, aby zapewnić maksymalne możliwe wykorzystanie dostępnej generacji wiatrowej

(a więc minimalizację koniecznych redukcji) przy jednoczesnej eliminacji zagrożenia wystąpienia przeciążeń.

Podczas poprzedniej konferencji APE '11 autorzy zaprezentowali innowacyjne zastosowanie algorytmu genetycznego w celu optymalizacji rozkładu redukcji mocy pomiędzy poszczególne farmy wiatrowe w sytuacji, gdy konieczne są ograniczenia generacji wiatrowej [2]. Proponowane podejście zapewniało minimalizację łącznej redukcji mocy z farm wiatrowych poprzez optymalizację poziomów generacji pojedynczych farm. Algorytm ten posiada jednak istotną z punktu widzenia operatorów farm wiatrowych wadę – wynikiem optymalizacji może być nierówna redukcja poziomów mocy farm położonych blisko siebie, co może być odebrane jako niesprawiedliwe traktowanie poszczególnych podmiotów. Nowym zadaniem jest więc opracowanie metody bardziej równomiernej, a przy tym wciąż efektywnej (tzn. minimalizującej ograniczenia) redukcji poziomów generacji farm wiatrowych w stanach zagrożenia przeciążeniami, czyli takiej modyfikacji algorytmu przedstawionego w [2], która umożliwi uzyskanie bardziej sprawiedliwych – z punktu widzenia operatorów farm wiatrowych – wyników.

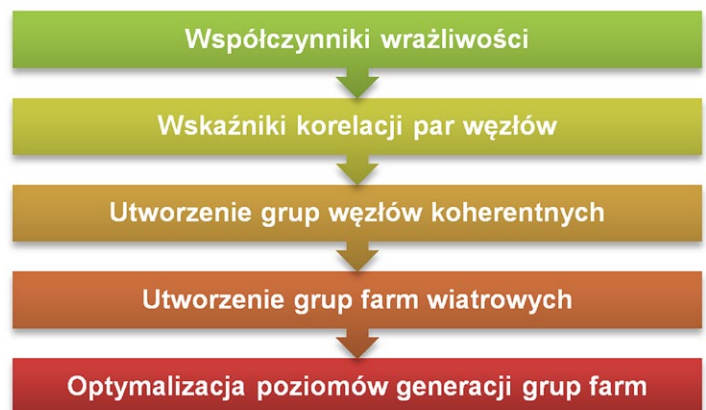
Bardziej równomierna redukcja mocy generowanej przez farmy wiatrowe w przypadku zagrożenia przeciążeniami może zostać osiągnięta poprzez optymalizację poziomów generacji grup farm wiatrowych zamiast pojedynczych farm. Koncepcja takiego podejścia została przedstawiona przez autorów podczas sesji CIGRE w 2012 roku [3].

Przydział poszczególnych farm wiatrowych do grup odbywa się na podstawie ich wpływu na obciążenia elementów sieciowych, w jednej grupie powinny znaleźć się farmy o podobnym wpływie na obciążenia. Pierwszy, deterministyczny i wykonywany *a priori* etap algorytmu polega na identyfikacji grup stacji (węzłów sieci) koherentnych pod względem wpływu przyłączonej do nich generacji na obciążenia elementów sieciowych. Do określenia tego wpływu używane są współczynniki wrażliwości poszczególnych elementów (linii, transformatorów) na zmianę generacji w węzłach sieci. Na podstawie wyznaczonego zestawu współczynników wrażliwości dla wszystkich węzłów, elementów sieciowych oraz stanów pracy sieci obliczany jest wskaźnik korelacji dla każdej pary węzłów. Na podstawie macierzy wyznaczonych wartości wskaźników korelacji wszystkich par węzłów tworzone są grupy węzłów koherentnych i wreszcie grupy farm wiatrowych przyłączonych do tych węzłów. Szerszy opis algorytmu tworzenia grup węzłów koherentnych znajduje się w [4]. Na rys. 1 zilustrowano ideę koherencji węzłów sieci elektroenergetycznej pod względem oddziaływania przyłączonej do nich generacji na obciążenia. Na wykresach przedstawione są różnice między odpowiednimi wartościami współczynników wrażliwości dla obu węzłów, dla pary węzłów dobrze skorelowanych niemal wszystkie różnice są zerowe, w przeciwieństwie do wartości dla pary węzłów o niskim stopniu korelacji.



Rys. 1. Przykład pary węzłów o wysokim (powyżej) i niskim (poniżej) stopniu korelacji

Dalsze analizy są prowadzone przy założeniu, że wszystkim farmom wiatrowym należącym do jednej grupy przydzielony zostanie ten sam (wyrażony jako ułamek mocy znamionowej) poziom redukcji generowanej mocy. Do tego celu wykorzystywana jest implementacja algorytmu genetycznego, która ma na celu maksymalizację łącznego poziomu generacji wiatrowej (a więc minimalizację ograniczeń) przy jednoczesnym zapewnieniu bezpiecznej pracy sieci (eliminacji przeciążeń), podobnie jak w [2]. Takie podejście do ograniczania mocy farm wiatrowych w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy sieci jest bardziej sprawiedliwe z punktu widzenia operatorów farm. Ogólny zarys przebiegu nowego algorytmu przedstawiono schematycznie na rys. 2.



Rys. 2. Schemat procesu optymalizacji

Zaprezentowana koncepcja algorytmu została zaimplementowana na platformie programistycznej Java jako zmodyfikowana i rozszerzona wersja oprogramowania przedstawionego w [2]. W nowej implementacji algorytmu genetycznego pojedynczy osobnik reprezentuje rozkład generacji (poziomy generowanej mocy) grup farm wiatrowych, a nie, jak poprzednio, pojedynczych farm. Stworzone oprogramowanie korzysta z zewnętrznego silnika obliczeń rozptylowych. Danymi wejściowymi są

plik w standardowym formacie PTI, zawierający model systemu elektroenergetycznego, lista analizowanych stanów systemu (wyłączeń) oraz lista grup farm wiatrowych, otrzymaną na podstawie wcześniejszych, deterministycznych etapów procesu, które również zostały zaimplementowane w postaci oprogramowania komputerowego. Wynikiem procesu optymalizacji jest – w każdej iteracji – lista poziomów generacji wszystkich grup farm (wyrażonych jako ułamek mocy znamionowej) oraz lista ewentualnie zanotowanych dla tego rozkładu generacji przeciążeń w obserwowanej części systemu.

3. Wyniki

3.1. Przypadek testowy

W celu weryfikacji działania algorytmu wykonano obliczenia dla przypadku testowego, efekty zostały następnie porównane z wynikami uzyskanymi przy użyciu innych metod, w szczególności z wykorzystaniem oryginalnego podejścia, polegającego na optymalizacji pojedynczych farm wiatrowych.

Model systemu elektroenergetycznego stworzony na potrzeby testów obejmował zarówno sieć przesyłową (400 kV i 220 kV), jak i dystrybucyjną (110 kV) o rozmiarze kilkuset węzłów i linii. Łączna moc zainstalowana w 128 farmach wiatrowych, zlokalizowanych w różnych częściach systemu, wyniosła ponad 5700 MW. W wyniku procesu tworzenia grup farm wiatrowych farmy te zostały przydzielone do 19 różnych grup, z których najliczniejsza składała się z 18 farm. W stanie pracy sieci bez wyłączeń i pracy wszystkich farm z mocą znamionową zanotowano 12 przeciążeń o wartości do 180% dopuszczalnej obciążalności, w tym 3 przeciążenia w sieci przesyłowej.

Wartość minimalnej redukcji mocy farm wiatrowych zapewniającej eliminację zagrożeń przeciążeniami wyznaczono przy użyciu trzech różnych metod:

- optymalizacji poziomów generacji grup farm wiatrowych (nowe podejście prezentowane w artykule)
- optymalizacji poziomów generacji pojedynczych farm wiatrowych (oryginalne podejście)
- równomiernego ograniczania mocy wszystkich farm na obszarze testowym.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tab. 1.

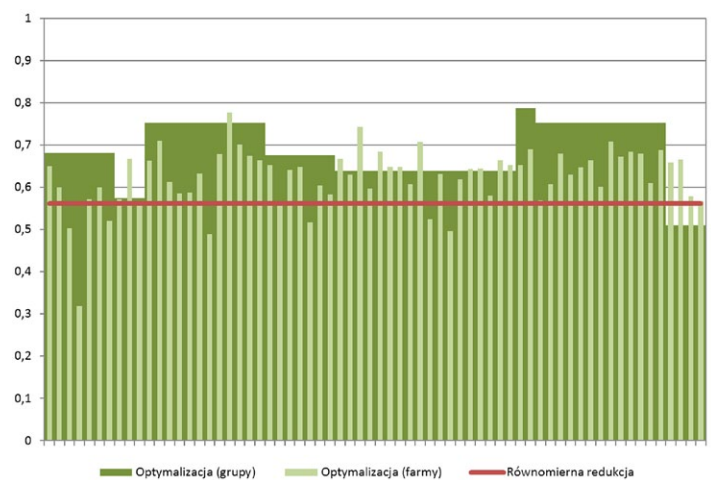
Metoda	Łączna moc [MW]	Łączna moc [% Pn]
Równomierna redukcja	3228	56,2
Optymalizacja (farmy)	3805	66,4
Optymalizacja (grupy)	3792	66,2

Tab. 1. Porównanie wyników uzyskanych przy użyciu różnych metod

Łączna moc generacji wiatrowej, wyznaczona przez nowy algorytm, wyniosła blisko 3800 MW (ok. 66% mocy zainstalowanej) i była pomijalnie mniejsza niż wartość otrzymana przy użyciu oryginalnego algorytmu (optymalizującego poziomy generacji pojedynczych farm wiatrowych). Różnica wyniosła zaledwie 13 MW, a zatem poniżej 0,5%. W obu przypadkach nie zanotowano żadnych przeciążeń elementów sieciowych.

Eliminacja przeciążeń poprzez równomierną redukcję mocy wszystkich farm wiatrowych wymaga ograniczenia ich poziomu generacji do ok. 56% mocy znamionowej (łączna moc generacji wiatrowej wynosi wówczas ok. 3200 MW).

Na rys. 3 przedstawiono porównanie wyników otrzymanych po zastosowaniu trzech różnych metod. Poziomy generacji (wyrażone jako ułamek mocy znamionowej) pojedynczych farm wiatrowych są reprezentowane słupkami w jasnozielonym kolorze, poziomy generacji grup, do których należą te farmy – słupkami w kolorze ciemnozielonym, natomiast maksymalny poziom generacji wiatrowej, dostępny w przypadku równomiernej redukcji – czerwoną poziomą linią. W celu zwiększenia czytelności wykresu pokazano wartości jedynie dla części analizowanych farm wiatrowych.



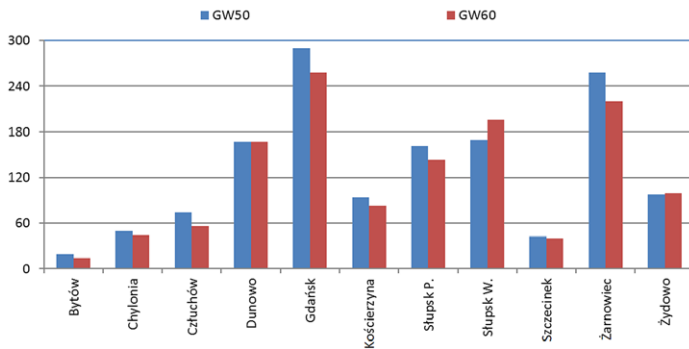
Rys. 3. Porównanie poziomów generacji farm wiatrowych uzyskanych w wyniku działania różnych metod

3.2. Wyniki dla modelu KSE

Opisaną metodę wykorzystano przy realizacji pracy „Konceptcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej dla Polski Północnej”, realizowanej przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk na zlecenie ENERGA-OPERATOR SA [5]. Jednym z zadań pracy było wyznaczenie maksymalnej generacji wiatrowej niepowodującej zagrożeń w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, przy uwzględnieniu możliwości nierównomiernego wyprowadzenia mocy z generacji wiatrowej w różnych obszarach sieciowych.

Grupy węzłów koherentnych przyjęto na podstawie opracowania wykonanego przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk dla ENERGA-OPERATOR SA [6]. Grupy na tle schematu sieci 110 kV ENERGA-OPERATOR SA pokazano na rys. 4.

Wyznaczanie maksymalnych dopuszczalnych poziomów generacji wiatrowej wykonano dla planowanego rozwoju systemu. O ile zamierzenia związane z rozwojem generacji wiatrowej były znane zarówno dla obszaru zainteresowania, jak i obszaru sąsiedniego, to plany rozwoju sieci 110 kV zostały uwzględnione tylko na obszarze działania ENERGA-OPERATOR SA. Dlatego przy wyznaczaniu maksymalnego poziomu generacji wiatrowej na analizowanym obszarze przyjmowano stały procentowy poziom



Rys. 6. Porównanie poziomów mocy generacji wiatrowej [MW] wyznaczonych dla grup przy różnym poziomie generacji wiatrowej na obszarze ościennym

4. Wnioski końcowe

Uzyskane w testach wyniki pokazują, że proponowane podejście pozwala na osiągnięcie końcowych rezultatów o bardzo podobnej jakości (tzn. zbliżonej łącznej mocy generacji wiatrowej po redukcji) jak w przypadku oryginalnego rozwiązania. Z wielu nowych zalet najważniejszą jest bardziej równomierne rozłożenie redukcji pomiędzy farmy wiatrowe położone niedaleko siebie, co może pozwolić na znaczącą poprawę akceptacji procedury nakładania ograniczeń w środowisku operatorów farm. Inne korzyści to m.in. zmniejszenie liczby optymalizowanych zmiennych (grupy zamiast pojedynczych farm), co pociąga za sobą skrócenie czasu potrzebnego na obliczenia oraz możliwość łatwiejszej implementacji rozwiązania w procedurach prowadzenia ruchu sieci. Proponowany algorytm może zatem stać się użytecznym narzędziem do zarządzania siecią dystrybucyjną z dużym udziałem generacji wiatrowej i ograniczonymi

zdolnościami przesyłu mocy, a tym samym przyczynić się do umożliwienia większej penetracji energetyki wiatrowej.

Wykorzystanie przedstawionej metody do symulacji w ramach opracowywania koncepcji rozwoju sieci w północnej części Polski pozwoliło na pozytywną walidację algorytmu podczas rozwiązywania rzeczywistego problemu o dużej skali i złożoności oraz dostarczyło cennych informacji dotyczących jego wydajności, niezawodności, odporności na błędy i jakości otrzymywanych rozwiązań, które posłużą do dalszych prac mających na celu jego rozwój.

BIBLIOGRAFIA

1. Serwis internetowy Urzędu Regulacji Energetyki [online], <http://www.ure.gov.pl>.
2. Bajor M., Bezpieczna praca systemu o ograniczonych zdolnościach przesyłowych w sytuacji wysokiej generacji wiatrowej, Jubileuszowa XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata, 8–10 czerwca 2011.
3. Bajor M., Jankowski R., Madajewski K., Wind generation management in the distribution network, 44th CIGRE Session, Paryż, 26–31 sierpnia 2012.
4. Bajor M., Ziołkowski P., Widelski G., Wyznaczanie dostępnych mocy przyłączeniowych, *Energia Elektryczna* 2012, nr 3, str. 14–16.
5. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej dla Polski Północnej, Gdańsk, 2012.
6. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Wyznaczanie grup węzłów koherentnych ze względu na wpływ przyłączanej generacji na obciążenia w sieci 110 kV ENERGA-OPERATOR SA, Gdańsk, 2011.

Michał Bajor

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: m.bajor@ien.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektroniki, Telekomunikacji i Informatyki Politechniki Gdańskiej. Aktualnie zatrudniony na stanowisku asystenta w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Uczestnik licznych prac dotyczących zagadnień przyłączania generacji rozproszonej do sieci oraz innych realizacji analitycznych, związanych z pracą systemu elektroenergetycznego. Obszar jego zainteresowań obejmuje m.in. probabilistyczne aspekty wpływu generacji wiatrowej na system elektroenergetyczny oraz wykorzystanie niedeterministycznych metod obliczeniowych w analizach pracy sieci.

Robert Jankowski

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: r.jankowski@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka. Pracuje w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Obszar jego zainteresowań obejmuje zagadnienia związane z planowaniem rozwoju systemu elektroenergetycznego oraz prowadzeniem ruchu w obecności generacji wiatrowej.

Grzegorz Widelski

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: Grzegorz.Widelski@energa.pl

Dyrektor Departamentu Rozwoju Majątku w ENERGA-OPERATOR SA. Zatrudniony w przedsiębiorstwie energetycznym od 1999 roku. Absolwent Politechniki Gdańskiej, Wydział Elektrotechniki i Automatyki. Ukończył, na swej macierzystej uczelni, studium podyplomowe z zakresu zarządzania systemem dystrybucji energii oraz studia menedżerskie MBA, organizowane przez Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów.

Area-Wide Management of a Significant Wind Generation as a Way to Ensure a Safe Grid Operation

Authors

Michał Bajor

Robert Jankowski

Grzegorz Widelski

Keywords

wind generation, optimization

Abstract

The paper presents a new approach to the problem of optimizing wind generation distribution in case of overloads in the grid caused by high level of wind generation. The approach is based on modified and enhanced genetic algorithm presented at the previous APE conference in 2011. The idea of coherent grid nodes is introduced in order to optimize generation levels for groups of wind farms instead of individual wind farms, enabling grid operators to distribute power reduction among wind farms in a more equal manner, which can result in enabling larger wind generation penetration in grid with low transmission capacities. The test results as well as results obtained using the algorithm for a real-life, large-scale case are also presented.

Współzmiennność generacji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych w warunkach zbliżonych do polskich

Autorzy

Rafał Hyrzyński
Michał Karcz
Marcin Lemański
Karol Lewandowski
Sebastian Nojek

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

korelacja wytwarzania OZE, energetyka odnawialna, *mix* wytwarzania

Streszczenie

W artykule podjęto próbę oceny współzależności wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych oraz słonecznych, rozproszonych na znacznym obszarze, dla których warunki morfologiczne i klimatyczne można uznać za zbliżone do warunków polskich. Wstępna analiza danych pochodzących od operatorów systemów elektroenergetycznych wskazuje na występowanie istotnej negatywnej korelacji pomiędzy oboma sposobami generacji energii elektrycznej dla dłuższych przedziałów uśredniania. Dodatkowo na analizowanym obszarze maksymalna moc generowana zarówno przez farmy wiatrowe, jak i w szczególności przez elektrownie fotowoltaiczne, nigdy nie uzyskuje wartości mocy zainstalowanej. W systemie, w którym zainstalowana jest znaczna liczba farm wiatrowych i fotowoltaicznych, rezerwowanie pełnej mocy zainstalowanej wszystkich źródeł wytwórczych jako faktycznie dysponowanej może powodować występowanie ograniczeń sieciowych oraz wymuszanie zbędnych inwestycji w rozwój infrastruktury elektroenergetycznej.

1. Wprowadzenie

W ciągu minionego dziesięciolecia można było zaobserwować dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii elektrycznej (OZE) na terenie całej Europy. W pierwszej części dekady największy przyrost mocy zainstalowanej wiązał się głównie z rozwojem farm wiatrowych, zaś w części drugiej nastąpił intensywny rozwój farm fotowoltaicznych. Krajami, w których inwestycje te przebiegały najbardziej dynamicznie są Niemcy oraz Hiszpania. Skala rozwoju energetyki odnawialnej w tych krajach wynika głównie z korzystnych systemów wsparcia w postaci dopłat bezpośrednich do wytworzonej energii elektrycznej. Obecny trend w rozwoju energetyki wiatrowej skierowany jest przede wszystkim w kierunku morskich farm wiatrowych w basenie Morza Północnego. Rosnący udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej, a więc głównie źródeł o zmiennej produktywności, wpływa na zmianę sposobu funkcjonowania sieci elektroenergetycznej. W dotychczasowym trybie pracy podstawa zapotrzebowania jest zarezerwowana dla stabilnie pracujących bloków dużej mocy, a pracę szczytową zapewniają szybko reagujące jednostki. Obecnie następuje przesunięcie w kierunku trybu pracy opartego na wielu źródłach wytwórczych o różnicowanej mocy i zmiennej produkcji, które wymagają

szybkiej i bieżącej kompensacji w celu zachowania stabilności systemu [6,12]. Układ sieci elektroenergetycznej podlega także ciągłym przemianom związanym ze zmianami lokalizacji źródeł wytwórczych. Tracą na ważności dawniej obowiązujące kryteria lokowania elektrowni systemowych, związane głównie z zapewnieniem ciągłości dostaw paliwa czy też bliskością obszarów przemysłowych. Obecnie sieci elektroenergetyczne muszą być rozbudowywane w kierunku obszarów o odpowiedniej wietrzności, czy też obszarów o dużym nasłonecznieniu, które często jednak znajdują się w znacznej odległości od potencjalnych odbiorców [5,12]. W takich regionach o przeważającym potencjale produkcji ze źródeł odnawialnych w stosunku do możliwości konsumpcji energii elektrycznej wymagane są też najczęściej znaczne inwestycje związane z rozbudową oraz modernizacją sieci przesyłowych [11].

Poziom mocy rezerwowanej na przyłączenie kolejnych elektrowni wynika bezpośrednio z mocy nominalnej elektrowni wiatrowej lub fotowoltaicznej, zgłaszanej we wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W rzeczywistości wytwarzanie energii elektrycznej z farm wiatrowych zlokalizowanych na większym obszarze z mocą nominalną (lub mocą zbliżoną do nominalnej) może następować jedynie

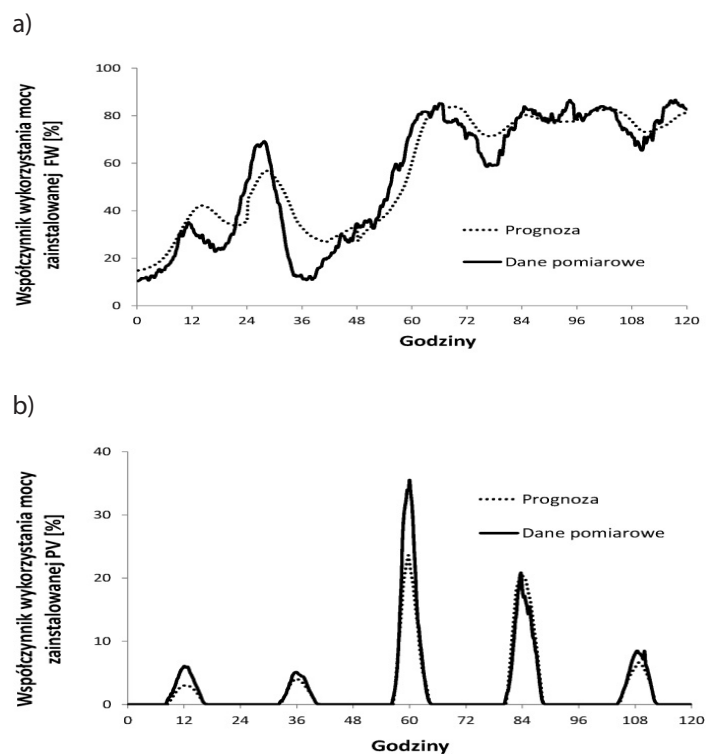
przez bardzo krótki okres w skali roku. Wynika to bezpośrednio z chwilowej, dobowej, rocznej i wieloletniej zmienności wiatru [9]. W elektrowniach fotowoltaicznych dodatkowym czynnikiem wpływającym na brak możliwości osiągnięcia mocy nominalnej, jest przewymiarowanie wynikające z różnicy pomiędzy mocą znamionową urządzenia określaną dla idealnych warunków laboratoryjnych, a rzeczywistymi warunkami pracy instalacji. W efekcie lądowe farmy wiatrowe generują w ciągu roku około 25% energii wynikającej z mocy zainstalowanej [9], zaś w elektrowniach fotowoltaicznych w warunkach Europy Centralnej wskaźnik produktywności wynosi jedynie około 10%. W zależności od rozmiaru analizowanego obszaru jednoczesne wytwarzanie energii z pełną mocą przez wszystkie farmy wiatrowe i fotowoltaiczne na danym terenie praktycznie nie występuje [7]. Sytuacja taka jest wynikiem charakteru poszczególnych źródeł energii, tj. wiatru i promieniowania słonecznego oraz wzajemnej i zazwyczaj negatywnej korelacji ich występowania. Oznacza to, że z reguły podczas korzystnych warunków nasłonecznienia nie występują korzystne warunki wietrzności i odwrotnie. W związku z tym część mocy przyłączeniowej zarezerwowanej na obszarze o dużej powierzchni może być praktycznie niewykorzystywana. Rezerwowanie pełnej mocy wszystkich instalacji OZE powoduje często niepotrzebną rozbudowę sieci elektroenergetycznych oraz blokuje moc przyłączeniową innym inwestycjom w źródła wytwórcze. W celu efektywnej i optymalnej modernizacji sieci przesyłowej potrzebne jest więc gruntowne rozpoznanie charakterystyki wytwarzania energii elektrycznej przez źródła odnawialne różnego typu [11].

Generalnie wszystkie rodzaje energetyki odnawialnej, z wyjątkiem spalania biomasy oraz elektrowni biogazowych, charakteryzują się dużą zmiennością produktywności w zależności od przyjętego przedziału czasowego, dlatego też mogą wpływać na nadprodukcję lub deficyt mocy w stosunku do zapotrzebowania sieci. Nadmiar elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej, wpływa niekorzystnie na systemy przesyłowe [5]. Średnioroczny udział produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych w systemie przekracza 10% całkowitej generacji, często pojawia się już konieczność ograniczania produkcji z tego typu źródeł [7]. Obecnie przyjmuje się, że graniczny udział OZE nie powinien przekraczać od 20% do 30% tak by uniknąć problemów związanych ze stabilnością systemu oraz z nadmiernym ograniczaniem produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych [7,10]. Trwają jednakże prace nad systemami elektroenergetycznymi, które byłyby w stanie pracować stabilnie nawet z 50-proc. udziałem energetyki wiatrowej [12].

Kierunek i siła wiatru wynika z oddziaływań klimatycznych na poziomie globalnym [13]. Zmienność wiatru powoduje, że wytwarzanie energii z farm wiatrowych jest trudno przewidywalne [6]. Rozwijane są narzędzia oraz metody umożliwiające coraz bardziej precyzyjną predykcję warunków wietrzności, jednakże długość prognozy z satysfakcjonującymi rezultatami ograniczona jest do maksymalnie kilku dni. Mimo to nawet

prognoza tylko z jednodniowym wyprzedzeniem pozwala na pewne optymalizowanie rozruchów lub wyłączeń konwencjonalnych bloków energetycznych, co pozwala na ograniczenie zużycia paliwa oraz zmniejszenie kosztów operacyjnych elektrowni. Z kolei, prognoza z kilkugodzinnym wyprzedzeniem pozwala na utrzymanie przez operatora systemu odpowiedniego zapasu mocy regulacyjnej w systemie – zbyt mały zapas wpływa na ryzyko niestabilności systemu, zbyt duży zapas zwiększa koszty użytkowania systemu [6].

Na rys. 1a przedstawiono przykładowy przebieg rzeczywistej i prognozowanej krzywej mocy generowanej¹ przez farmy wiatrowe na terenie niemieckiego operatora sieci elektroenergetycznej 50Hertz w pierwszych dniach stycznia 2012 roku [1]. Podczas wytwarzania energii z paneli fotowoltaicznych sytuacja wygląda nieco odmiennie. Na rys. 1b poza zmianami wartości mocy chwilowej charakterystyczna jest również okresowość jej występowania. Tutaj czynnikiem bezpośrednio wpływającym na ilość energii generowanej z paneli fotowoltaicznych jest głównie stopień zachmurzenia oraz w mniejszym stopniu temperatura otoczenia. Efektywność generacji elektrowni fotowoltaicznych jest też mniej zależna od miejsca ich zainstalowania w porównaniu z farmami wiatrowymi [13]. W związku z tym można stwierdzić, że prognozowanie wytwarzania energii z paneli fotowoltaicznych może być bardziej dokładne, a co ważniejsze, zmiany obserwowane w dłuższej perspektywie są bardziej regularne.



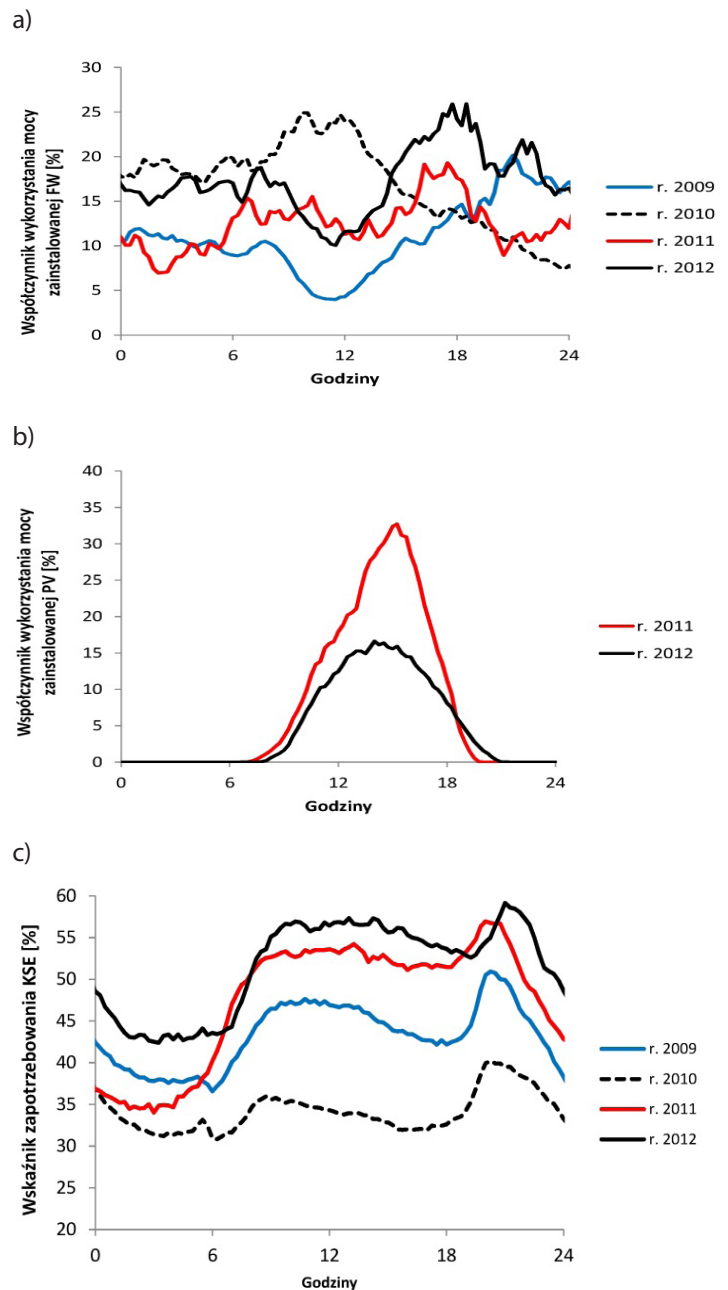
Rys. 1. Wykres rzeczywistej oraz prognozowanej mocy generowanej odniesionej do mocy zainstalowanej a) farm wiatrowych (FW) i b) farm fotowoltaicznych (PV) na podstawie danych z początku stycznia 2012 roku [1]

¹ W postaci bezwymiarowych współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej.

W literaturze można znaleźć dość obszerne informacje dotyczące analiz zmienności w czasie generacji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych [7, 8] oraz fotowoltaicznych [13]. Problematyka współzależności wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem energii wiatru i promieniowania słonecznego także pozostaje w zainteresowaniu wielu badaczy. Jednakże w przeważającej liczbie prac poziom wytwarzania w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych szacuje się w sposób pośredni, na podstawie danych wietrzności i nasłonecznienia na danym obszarze [4, 5, 15]. Tylko w nielicznych publikacjach można znaleźć informacje dotyczące rzeczywistych danych generacji energii elektrycznej w elektrowniach obu typów działających jednocześnie w systemie elektroenergetycznym [11]. Niniejsza analiza została przeprowadzona w celu określenia poziomu współzależności pomiędzy występowaniem korzystnych warunków pracy farm wiatrowych a korzystnymi warunkami pracy farm fotowoltaicznych w warunkach zbliżonych do polskich, na podstawie rzeczywistych danych produkcyjnych. Dodatkowo przeanalizowano współzależność produkcji OZE² z aktualnym zapotrzebowaniem Krajowej Sieci Energetycznej (KSE). Poniższa analiza adresowana jest głównie do przemysłowych wytwórców energii elektrycznej – w dużych farmach wiatrowych i fotowoltaicznych. Należy mieć jednak na uwadze, że w najbliższych latach silny wzrost wytwarzania energii elektrycznej nastąpi wśród indywidualnych wytwórców włączonych do sieci typu Smart Grid [12]. Pojawiają się więc dodatkowe źródła wpływające negatywnie na stabilność pracy systemów elektroenergetycznych oraz utrudniające odpowiednie bilansowanie energii, szczególnie zważywszy na znane trudności związane z efektywnym magazynowaniem energii elektrycznej.

2. Założenia do analizy

Długofalowa analiza pracy elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych jest szczególnie uzasadniona dla elektrowni na obszarach o znacznej powierzchni, z dużą liczbą zainstalowanych jednostek wytwórczych. Wpływa to korzystnie na zredukowanie zmienności (wygładzenie) przebiegów generowania energii elektrycznej oraz zwiększenie dokładności prognoz [8]. W Polsce dopiero od niedawna można zaobserwować dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej. Obecnie do KSE przyłączone są farmy wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej równej w przybliżeniu 2500 MWe wg danych URE [3]. Energetyka bazująca na wytwarzaniu energii elektrycznej przy zastosowaniu paneli fotowoltaicznych jeszcze praktycznie w Polsce nie istnieje – tylko około 1,29 MWe mocy zainstalowanej wg danych URE³ [3]. Dlatego też w niniejszym artykule wykorzystano dane z lat 2009–2012, które pochodzą z dużej liczby instalacji rozproszonych na obszarze funkcjonowania niemieckiego operatora sieci elektroenergetycznej 50Hertz [1]. Jest to obszar, który pod względem morfologicznym, jak i klimatycznym jest bardzo zbliżony do warunków występujących na terenie Polski. Można więc z dużym prawdopodobieństwem wnioskować o pewnych trendach na terenie Polski, ekstrapolując dane produkcji energii wiatrowej i słonecznej



Rys. 2. Przykładowe przebiegi dobowych zmian mocy generowanej, odniesionej do mocy zainstalowanej a) farm wiatrowych (FW) i b) elektrowni fotowoltaicznych (PV) oraz c) wskaźnika zapotrzebowania systemu na moc (KSE) – opracowanie własne na podstawie danych [1] oraz [2] dla wybranej doby (1 IV) z każdego analizowanego roku

z terytorium Niemiec. Takie podejście jest dopuszczalne dla porównywalnych klimatycznie lądowych regionów Europy Centralnej [11], a zarówno warunki nasłonecznienia na obszarze Niemiec graniczącym z Polską, jak i warunki wiatrowe są podobne do tych obserwowanych w Polsce. W celach porównawczych wykorzystano dodatkowo dane z krajowego systemu elektroenergetycznego dotyczące zapotrzebowania mocy w latach 2009–2012 [2]. Przedstawione w niniejszym artykule

² Ograniczając analizę wyłącznie do elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.

³ Stan na 31 grudnia 2012.

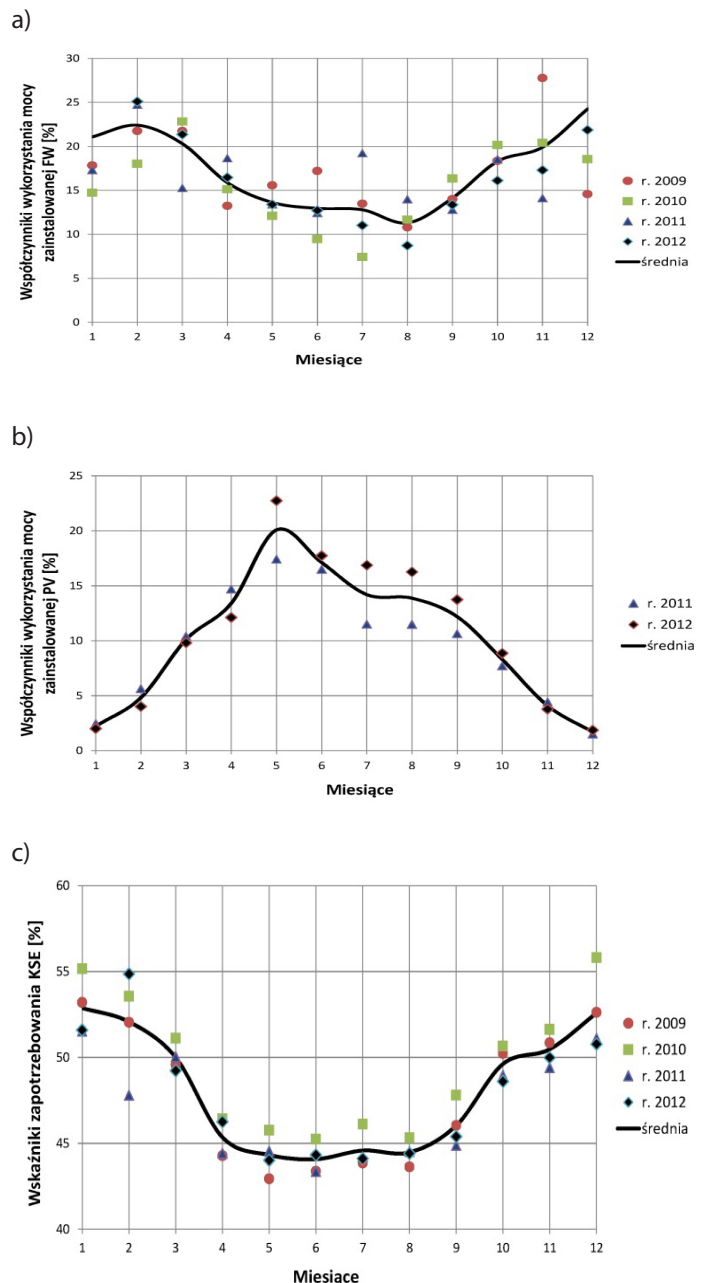
dane, dotyczące mocy generowanej w poszczególnych źródłach OZE, normalizowano aktualnymi wartościami mocy zainstalowanych odpowiednio w elektrowniach wiatrowych, jak i fotowoltaicznych funkcjonujących na obszarze operatora 50Hertz [1], w wyniku czego otrzymywano bezwymiarowe współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej dla obu typów elektrowni. Dane dotyczące zapotrzebowania KSE przedstawiono w postaci bezwymiarowych wskaźników zapotrzebowania systemu na moc, czyli wartości normalizowanych aktualną mocą zainstalowaną na obszarze Polski [2].

3. Analiza procesów generacji z OZE oraz zapotrzebowania systemu

Generalnie zauważa się negatywną korelację pomiędzy generacją energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych, jednak zależy to głównie od przyjętej skali czasowej, dla której dokonuje się porównania, tzn. godziny, doby, miesiące czy lata [5, 9, 15]. Dodatkowo, obserwując dobowe zmiany nasłonecznienia i wietrzności oraz zapotrzebowania systemu, zauważa się powtarzalność przebiegów jak na rys. 2. W instalacjach fotowoltaicznych jest to związane bezpośrednio z obrotem Ziemi wokół własnej osi oraz jej ruchem po orbicie wokół Słońca i długością dnia. W przypadku energetyki wiatrowej obserwowany jest zazwyczaj niższy poziom produkcji w okresie nocnym i zwiększony poziom wytwarzania w godzinach od 8:00 do 18:00 [8, 9].

Przyjmując miesięczną skalę czasową, można zauważyć, że generalnie na obszarze Europy Centralnej i Północnej siła wiatru jest większa w okresie zimowym niż w letnim, stąd i produktywność farm wiatrowych jest wyższa w okresie zimowym – patrz rys. 3a. Natomiast produktywność elektrowni fotowoltaicznych jest wyższa oczywiście w okresie letnim [4]. Obserwując zmiany zapotrzebowania systemu, zauważa się powtarzalność zarówno w okresie dobowym, ze zwiększonym zużyciem energii elektrycznej w godzinach wieczornych (rys. 2c), jak i tygodniowym ze spadkiem zużycia w dniach wolnych od pracy, oraz w okresie rocznym ze wzmożoną konsumpcją energii w miesiącach zimowych [7] (rys. 3c).

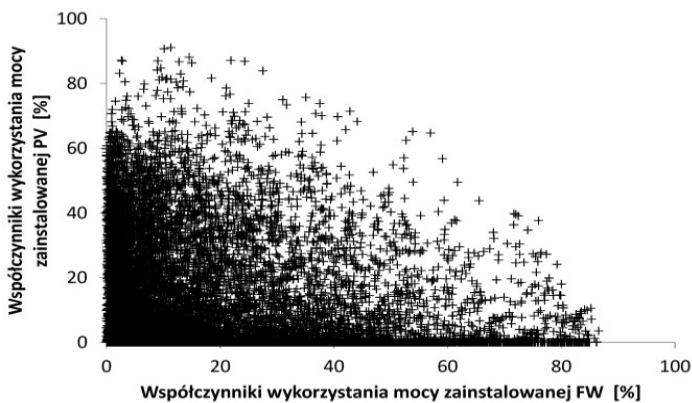
W tych samych zakresach czasowych można zaobserwować współzmiennosc zapotrzebowania mocy w systemie elektroenergetycznym z generacją z energetyki wiatrowej – szczególnie dla rocznego przedziału obserwacji, ale także chociaż już w mniejszym stopniu w przedziale dobowym [9]. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym jest zazwyczaj najwyższe w miesiącach zimowych, wtedy gdy jednocześnie występują najlepsze warunki pracy dla elektrowni wiatrowych.



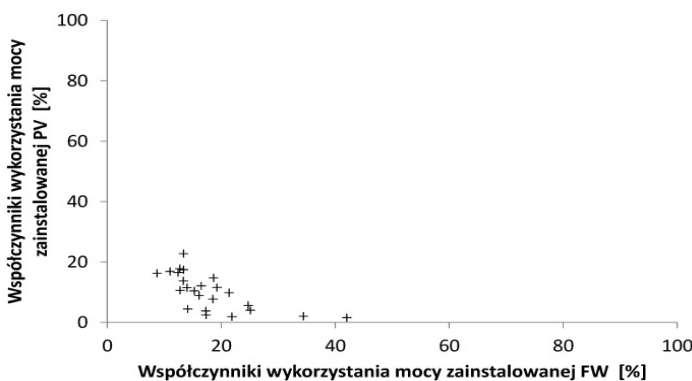
Rys. 3 Roczne zmiany uśrednionych miesięcznie mocy generowanych, odniesionych do mocy zainstalowanej a) farm wiatrowych (FW) i b) elektrowni fotowoltaicznych (PV) oraz c) wskaźnika zapotrzebowania systemu na moc (KSE), opracowanie własne na podstawie danych [1, 2]

Z rys. 3 wynika, że zarówno energetyka wiatrowa, jak i solarna podlegają sezonowym cyklom pogodowym. Dla każdego roku obserwuje się wyraźną powtarzalność przebiegów zarówno generowanej mocy, jak i zapotrzebowania sieci. Zmiany poziomu wytwarzania w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych są zbliżone jakościowo do zmian zaprezentowanych wcześniej w pracach [4, 9, 15]. Na rys. 4 przedstawiono skorelowanie mocy osiągniętej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych w latach 2011–2012 dla dwóch różnych przedziałów uśredniania, tj. godziny i miesiąca.

a) przedział godzinowy



b) przedział miesięczny



Rys. 4. Skorelowanie współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych dla różnych przedziałów bilansowania – opracowanie własne na podstawie danych [1]

Generalnie energetyka wiatrowa jest w stanie uzyskiwać chwilowo wartości mocy generowanej zbliżone do zainstalowanych, tj. około 90%, a zwiększony poziom wytwarzania obserwuje się przy niskim poziomie generacji elektrowni fotowoltaicznych. W energetyce słonecznej maksymalnie osiągalne wartości mogą przekraczać 80% mocy zainstalowanej. Należy jednak podkreślić, że wysoki poziom produkcji możliwy jest jedynie przy wyjątkowo korzystnych warunkach atmosferycznych, które mogą wystąpić zaledwie przez kilka godzin w ciągu roku. Związane jest to głównie z rzeczywistymi warunkami pracy, które mocno odbiegają od standardowych (idealnych) warunków, wykorzystywanych do określania mocy maksymalnej paneli fotowoltaicznych [15]. Głównym celem bieżącej analizy statystycznej jest znalezienie korelacji pomiędzy poziomem mocy generowanej przez energetykę wiatrową i energetyką słoneczną. Dla dwóch przykładowych zbiorów danych A i B można korelację opisać za pomocą współczynnika korelacji liniowej $r_{A,B}$, który definiuje się następująco [8, 15]:

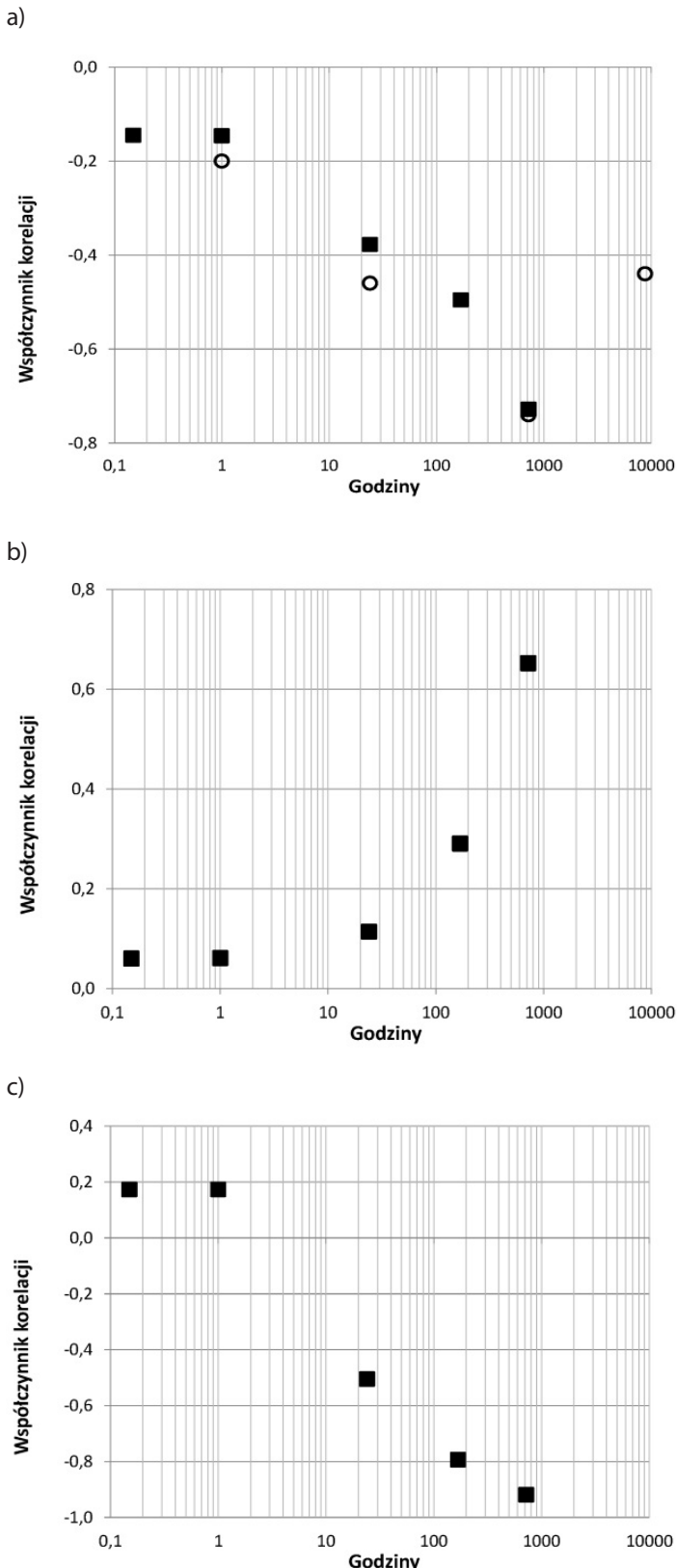
$$r_{AB} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (A_i - \mu_A)(B_i - \mu_B)}{\sigma_A \sigma_B} \quad (1)$$

gdzie: μ oznacza wartość średnią, n to liczba punktów w zbiorze, zaś σ_A i σ_B są odchyłkami standardowymi. Współczynnik korelacji

zawiera się w zakresie od -1 do 1 i wskazuje na negatywne skorelowanie danych (wielkości ujemne), pozytywne skorelowanie danych (wartości dodatnie) oraz brak jakiegokolwiek zależności liniowej (wartość zerowa) [11, 15]. W praktyce przyjmuje się, że dopiero wartości z przedziału $(-0,5 > r_{AB} \geq -1)$ lub $(0,5 < r_{AB} \leq 1)$ wskazują na występowanie istotnej korelacji pomiędzy danymi z analizowanych zbiorów [8]. W bieżącej analizie dane uśrednione na poziomie godzinowym, dobowym, tygodniowym i miesięcznym przeliczono według powyższej metodologii.

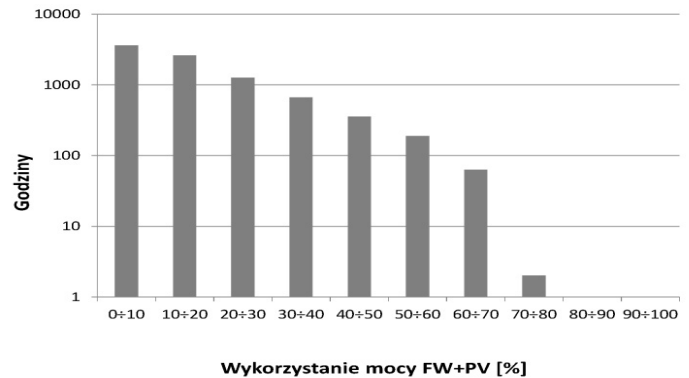
Na rys. 5 przedstawiono wartości współczynników korelacji (punkty ■ na wykresach) odpowiednio dla generacji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, generacji elektrowni wiatrowych i zapotrzebowania systemu krajowego oraz generacji elektrowni fotowoltaicznych i zapotrzebowania systemu, dla różnych przedziałów uśredniania analizowanych danych. Wyniki przedstawione na wykresie (rys. 5a), wskazują na istotną negatywną korelację pomiędzy mocami generowanymi w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych w warunkach zbliżonych do polskich, szczególnie dla przedziałów uśredniania dłuższych niż tydzień (>168 h). Na wykresie tym naniesiono dodatkowo wyniki z analizy wieloletniej dla obszaru Europy Północnej, zaczerpnięte z pracy [15] (punkty ○ na wykresie). Dla krótkich okresów uśredniania (<1 h) zauważalny jest brak korelacji pomiędzy danymi generacji w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych, z kolei maksymalną korelację zauważa się dla miesięcznych przedziałów uśredniania (>720 h), co związane jest bezpośrednio ze zmianami klimatu wynikającymi z następujących po sobie pór roku. Także analiza dla generacji w elektrowniach wiatrowych i zapotrzebowania na moc Krajowej Systemu Elektroenergetycznego (rys. 5 b), wskazuje na silną współzmiennność analizowanego zbioru danych w latach 2009–2012. Gdy zwiększa się przedział czasowy uśredniania, współczynnik korelacji wzrasta. Można z dużym prawdopodobieństwem założyć, a dla przedziału uśredniania dłuższego niż kwartał roku wartość współczynnika korelacji znacznie spadać. Podobna sytuacja wystąpi w przypadku analizy danych generacji w instalacjach fotowoltaicznych i zapotrzebowaniem na moc krajowej sieci elektroenergetycznej (rys. 5 c).

Analiza zmian produkcji przez źródła OZE wskazuje na osiągnięcie mocy zbliżonych do zainstalowanych jedynie w niewielkim przedziale czasowym. W skali roku tylko przez niecałe 50 godzin moc generowana przez wszystkie farmy wiatrowe na obszarze operatora osiągała wartość z przedziału 80–90% mocy zainstalowanej. Z kolei przez ponad 6000 godzin w roku generacja w instalacjach fotowoltaicznych nie przekroczyła 10% mocy zainstalowanej, a tylko przez około 100 godzin w roku moc generowana osiągała wartość wyższą od 60% mocy zainstalowanej.



Rys. 5. Współczynniki korelacji dla a) generacji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, b) generacji elektrowni wiatrowych i zapotrzebowania systemu oraz c) generacji siłowni fotowoltaicznych i zapotrzebowania systemu – opracowanie własne na podstawie danych [1, 2]

Na rys. 6 przedstawiono rozkład godzinowy wykorzystania mocy w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych. Dla analizowanych danych [1] praktycznie nie przekracza się w skali roku poziomu 70% sumarycznej mocy zainstalowanej w rozpatrywanych źródłach OZE.



Rys. 6. Rozkład godzinowy wykorzystania sumarycznej mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych, w latach 2011–2012, źródło: opracowanie własne wg danych [1]

Dodatkowo, stosując metodologię obliczeń przedstawioną w pracach [4, 14], można w przybliżeniu określić optymalny, w kontekście miesięcznych zmian zapotrzebowania KSE, *mix* generacji w źródłach typu OZE⁴, przy jednoczesnym założeniu stałego poziomu generacji w pozostałych elektrowniach konwencjonalnych. W metodologii tej definiuje się wielkość $D(t)$, która określa niezbilansowanie zapotrzebowania systemu i produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych oraz fotowoltaicznych w danym miesiącu [4,14]:

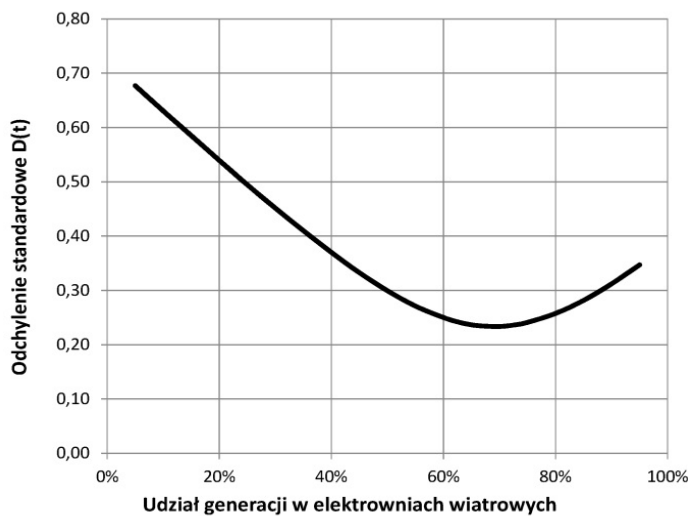
$$D(t) = a \frac{W(t)}{\bar{W}} + b \frac{S(t)}{\bar{S}} - \frac{L(t)}{\bar{L}} \quad (2)$$

Wielkości \bar{L} , \bar{W} i \bar{S} we wzorze (2) są uśrednionymi wartościami miesięcznego zapotrzebowania oraz miesięcznej generacji energii elektrycznej, odpowiednio w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych na przestrzeni analizowanych lat. Współczynniki a oraz b określają udział w produkcji energii elektrycznej z OZE odpowiednio elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.

Na rys. 7 przedstawiono zmiany wartości odchylenia standardowego niezbilansowania systemu w funkcji udziału procentowego produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych. Przeprowadzona analiza na bazie danych produkcyjnych z lat 2011–2012 w warunkach zblizonych do polskich wskazuje, że optymalny udział produkcji w elektrowniach wiatrowych powinien wynosić w przybliżeniu 70%, zaś w elektrowniach fotowoltaicznych około 30% całkowitej generacji OZE. Są to wartości zbliżone do prezentowanych w pracy [4], gdzie dla obszaru całej

⁴ Przy ograniczeniu rozważań wyłącznie do elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.

Europy prognozuje się średnie udziały równe odpowiednio 60% i 40%.



Rys. 7. Odchylenie standardowe niezbilansowania systemu -

Przyjmując, że wskaźnik produktywności elektrowni wiatrowych wynosi 25%, a elektrowni fotowoltaicznych 10%, można z grubsza oszacować, że poziom mocy zainstalowanych w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym powinien być w przybliżeniu sobie równy. Taka struktura wytwarzania energii elektrycznej, w krajowych warunkach wietrzności i nasłonecznienia wydaje się najbardziej dopasowana do aktualnego zapotrzebowania KSE.

4. Wnioski

W artykule przeanalizowano zmienność wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych i słonecznych w systemie elektroenergetycznym na obszarze Niemiec graniczącym z Polską. Korelacja pomiędzy średnią mocą generowaną przez elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne jest dla tego obszaru zauważalna w przypadku rozpatrywania dłuższego przedziału czasowego, tj. tygodni i miesięcy. Dlatego też dla mniejszych przedziałów czasowych, rzędu godzin lub dni, rozwiązania dla stabilnej i przewidywalnej generacji ze źródeł odnawialnych należy upatrywać w możliwości zastosowania różnego rodzaju magazynów energii. Dotyczy to szczególnie energetyki wiatrowej, która z racji trudniejszego prognozowania może w krótkich przedziałach czasu silnie wpływać na systemy elektroenergetyczne. Analizując dostępne dane, zauważa się, że w skali roku maksymalne wykorzystanie sumarycznej mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych praktycznie nie przekracza 70%.

Dodatkowo, porównując aktualne zapotrzebowanie krajowego systemu na energię elektryczną oraz dane dotyczące produkcji z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych na terenie operatora 50Hertz, wydaje się, że optymalny mix wytwarzania energii w Polsce będzie zapewniony przy równej w przybliżeniu mocy zainstalowanej w obu typach elektrowni.

BIBLIOGRAFIA

1. <http://www.50hertz.com>.
2. <http://www.pse-operator.pl>.
3. <http://www.ure.gov.pl>.
4. Heide D. i in., Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe, *Renewable Energy* (2010), doi:10.1016/j.renene.2010.03.012
5. C.E. Hoicka, I.H. Rowlands, Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada, *Renewable Energy* 2011, No. 36, s. 97–107, doi:10.1016/j.renene.2010.06.004.
6. Holttinen H., Optimal electricity market for wind power, *Energy Policy* 2004, No. 33, s. 2052–2063, doi:10.1016/j.enpol.2004.04.001.
7. Holttinen H., Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries, *Wind Energy* 2005, No. 8, s. 197–218, doi:10.1002/we.143.
8. Holttinen H., Hourly wind power variations in the Nordic countries, *Wind Energy* 2005, No. 8, s. 173–195, doi:10.1002/we.144.
9. Lubośny Z., *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, Warszawa 2009.
10. Notton G. i in., Integration limit of renewable energy systems in small electrical grid, *Energy Procedia* 2011, No. 6, s. 651–665, doi:10.1016/j.egypro.2011.05.075.
11. Nykamp S. i in., Statistics for PV, wind and biomass generators and their impact on distribution grid planning, *Energy* 2012, No. 45, s. 924–932, doi:10.1016/j.energy.2012.06.067.
12. Schleiche-Tappeser R., How renewables will change electricity markets in the next five years, *Energy Policy* 2012, No. 48, s. 64–75, doi:10.1016/j.enpol.2010.04.042.
13. Solomon A.A., Faiman D., Meron G., Grid matching of large-scale wind energy conversion systems, alone and in tandem with large-scale photovoltaic systems: An Israeli case study, *Energy Policy* 2010, No. 38, s. 7070–7081, doi:10.1016/j.enpol.2010.07.026.
14. Tsuchiya H., Electricity supply largely from solar and wind resources in Japan, *Renewable Energy* 2012, No. 48, s. 318–325, doi:10.1016/j.renene.2012.05.011.
15. Widen J., Correlations between future wind and solar power generation in Sweden, 3rd International Scientific Conference on Energy Systems with IT, Alvsjo, Sweden, March 16–17, 2010.

Rafał Hyrzyński

mgr inż.

ENERGA SA

e-mail: rafal.hyrzynski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Opolskiej (2000), podyplomowego studium menedżerskiego Zarządzanie firmą na rynku Unii Europejskiej w Szkole Głównej Handlowej (2004), studium podyplomowego Politechniki Śląskiej Rynki energii elektrycznej, ciepła i gazu oraz innych usług infrastrukturalnych w gminach (2005) oraz podyplomowego studium Podstawy energetyki jądrowej na Politechnice Gdańskiej (2011). W 2007 roku uzyskał uprawnienia do zasiadania w radach nadzorczych w spółkach Skarbu Państwa. Uczestnik Master of Business Administration dla firm sektora energetycznego – studiów prowadzonych przez Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów we współpracy z IAE Aix-en-Provence Graduate School of Management jako instytucją walidującą. Od początku kariery zawodowej związany z energetyką. W Grupie ENERGA od 2000 roku, w ENERGA SA od 2008 roku, obecnie na stanowisku dyrektora departamentu programowania inwestycji. W latach 2002–2009 członek zarządu Stowarzyszenia Elektryków Polskich i Naczelnej Organizacji Technicznej w Płocku. Od 2011 roku zastępca redaktora naczelnego kwartalnika naukowego *Acta Energetica*.

Specjalizuje się w zagadnieniach technicznych i biznesowych związanych z sektorem energetycznym, szczególnie dotyczących przetwarzania energii i dystrybucji energii.

Michał Karcz

dr inż.

ENERGA SA

e-mail: michal.karcz@energa.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Oceanotechniki i Okrętownictwa Politechniki Gdańskiej w Katedrze Automatyki Okrętowej i Napędów Turbinowych (1998). Do 2012 roku pracownik naukowy w Zakładzie Konwersji Energii w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN. Obecnie pracuje w ENERGA SA na stanowisku głównego specjalisty ds. rozwoju. Jest autorem i współautorem artykułów naukowych z dziedziny mechaniki, termodynamiki oraz energetyki, opublikowanych w kraju i za granicą. Specjalizuje się w zagadnieniach technicznych dotyczących głównie wytwarzania energii elektrycznej.

Marcin Lemański

dr inż.

ENERGA SA

e-mail: marcin.lemanski@energa.pl

Absolwent Technikum Mechanicznego w Świeciu nad Wisłą (1997). Studia magisterskie o specjalności systemy i urządzenia energetyki cieplnej ukończył na Wydziale Mechanicznym Politechniki Gdańskiej (2002). Od 2002 roku przez kolejnych dziesięć lat był związany z Polską Akademią Nauk, gdzie pracował jako specjalista, asystent i adiunkt. Od 2012 roku kieruje Działem Technicznym w ENERGA SA. Współautor artykułów naukowych z dziedziny termodynamiki i energetyki. Jego główny obszar zainteresowań to konwencjonalne i alternatywne źródła energii, takie jak: ogniwa paliwowe, układy hybrydowe, geotermalne siłownie binarne, turbiny gazowe itd.

Karol Lewandowski

mgr inż.

ENERGA SA

e-mail: karol.lewandowski@energa.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2006). Do 2012 roku pracował na stanowisku inżyniera elektryka w firmie Det Norske Veritas Poland. Od 2012 roku zatrudniony jest w ENERGA SA na stanowisku głównego specjalisty ds. rozwoju. Jego obszar zainteresowań to energetyka odnawialna oraz integracja OZE z siecią elektroenergetyczną.

Sebastian Nojek

mgr inż.

ENERGA SA

e-mail: sebastian.nojek@energa.pl

Absolwent Wydziału Mechanicznego Politechniki Gdańskiej (1995), dyplom inżyniera uzyskał w specjalności mechanika i budowa maszyn. Ponadto absolwent podyplomowego studium prawnomenedżerskiego Politechniki Gdańskiej (1996). Ukończył również Wydział Zarządzania Uniwersytetu Gdańskiego, uzyskując tytuł magistra w specjalności zarządzanie rozwojem przedsiębiorstwa (2011). Od początku kariery zawodowej związany z energetyką: wieloletni pracownik Elektrociepłowni Elbląg, od 2008 roku pracownik ENERGA SA. Posiada certyfikaty z zakresu zarządzania programami i projektami. Uczestniczył w pracach wielu zespołów projektowych, udzielając wsparcia merytorycznego przy opracowaniu założeń do budowy obiektów wytwórczych energii.

Complementarity of Wind and Photovoltaic Power Generation for Similar Conditions as in Poland

Authors

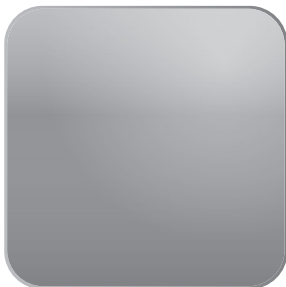
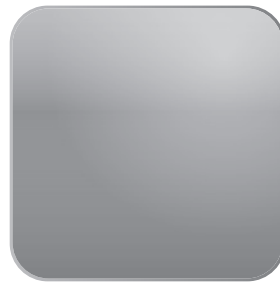
Rafał Hyrzyński
Michał Karcz
Marcin Lemański
Karol Lewandowski
Sebastian Nojek

Keywords

energy production correlation, RES, energy mix

Abstract

In the paper an estimation of correlation between power generation from wind and photovoltaic farms distributed over large area has been presented. The climatic and morphological conditions for considered area are similar to the polish conditions. The initial analysis of data provided by distribution system operators, indicate that a negative correlation between wind and PV energy generation exists when longer period of averaging is assumed. Additionally, the maximum value of generated power has never reached the level of installed capacity. Considering the system, where significant number of wind and photovoltaic farms are installed, an assumption that total generation sources capacity is achievable can lead either to grid curtailments or to the grid development overinvestments.



www.actaenergetica.org

Possibilities of Utilization the Risk – Based Techniques in the Field of Offshore Wind Power Plants

Author

Przemysław Kacprzak

Keywords

offshore wind power plants, risk-based analyses

Summary

In the article the risk-based concept that may be applicable to offshore wind power plants has been presented. The aim of the concept is to aid designers in the early design and retrofit phases of the project in case of lack or insufficient information in relevant international standards. Moreover the initial classification of components within main system parts of offshore wind power plant has been performed. Such classification is essential in order to apply risk-based concept. However further scientific researches need to be performed in that field to develop detailed concept useful for future practical applications.

**POWRÓT
DO SPISU TREŚCI**

1. Introduction

1.1. Prescriptive approach

Fast growing capacity of the single wind turbine, rapid development of the technology and the obligation imposed by the European Union on the member countries to fulfil the energy mix requirements lead to still increasing importance of the offshore wind power plants as an alternative and environmental friendly electrical energy generation source.

However, existing international standards refer in the little manner to the electrical part of the offshore wind power plants.

There is no integrated framework devoted to the activities that shall be performed during the design of offshore wind power plants. Moreover considering the fact that mentioned industry branch is currently in the phase of fast dynamic growth there are no comprehensive requirements in the international standards, related to the electrical issues within the system, that shall be met in the design phase of the project as well as during retrofit.

As a result a prescriptive approach during the design phase of the offshore wind power plants becomes insufficient in the situation of lack of relevant international standards referring to its all parts. Considering that, the aid for the designers, especially in the early design phase, could be an approach that utilizes the techniques based on the risk analyses, where the most important factors are knowledge and experience of the designers' team [1].

1.2. Risk – based approach

Today there is no existing framework for performing risk – based analyses related to the electrical part of offshore wind power plants in the design or retrofit phase of the project. However taking into account considerations made so far creation of such

a framework could be beneficial in terms of safety and economic aspects of the project (high reliability of the plant means less repairs and maintenance) as well as could be valuable for the designers in preparing prototype design solutions (especially for the offshore HVAC and HVDC substations).

The main idea in the process of preparing a risk – based analysis framework is to adapt, adjust and implement currently existing frameworks from other industrial branches, where risk –based approach is already a well established practice. An example can be nuclear power industry.

2. Risk based approach

2.1. Initial decomposition of the offshore wind power plant

The risk –based techniques, in general, are based on two different concepts. The first one is the top-down concept and the second one is exactly opposite. In the wind energy sector it is proposed to use the first one. That means the offshore wind power plant is treated as a one system which needs to be decomposed for its main parts in order to perform the analysis. The main proposed general distinction is presented below:

1. Wind turbine(s)
2. Offshore substation(s)
3. Subsea power cables
4. External grid.

Each main part needs to be further decomposed taking into account its main components. This is the point of the top-down approach. This concept is illustrated in the Fig. 1.

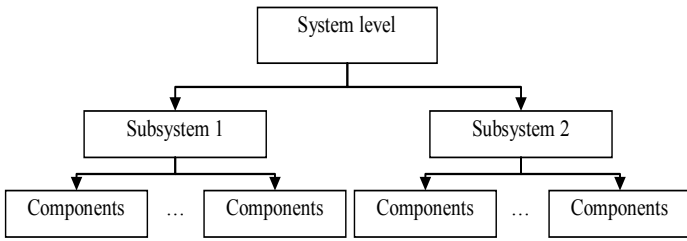


Fig. 1. General concept of the top-down approach in the risk – based analyses

2.2. General framework for the risk-based approach

The general concept of the of the risk-based approach that could be applicable to the offshore wind power plants is based on the general rules presented in the IEC 61508 devoted to functional safety with the intension be applied in the industrial practice) [2]. The framework presented in the IEC 61508 is focused mainly on the technical risk of the hardware and according to its generic form is a basis for application in the wide range of energy sectors with necessary adjustments specific for the branch.

Other relevant standards refer to the specific methods that could be utilized in the different phases of the risk-based approach [3, 4, 5, 6].

The general concept to be applied in the offshore wind power plants sector is presented in the Fig. 2.

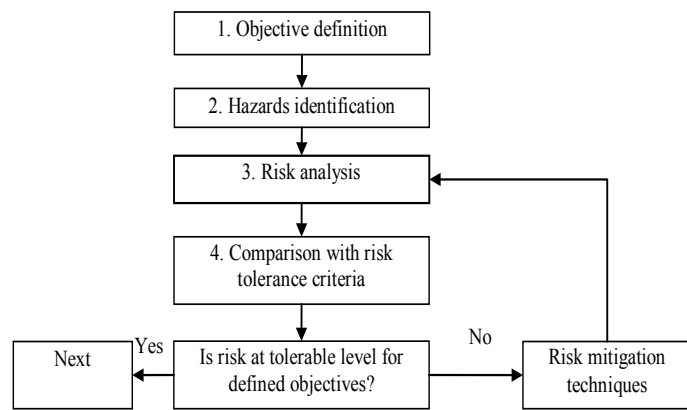


Fig. 2. General framework to perform risk-based analysis

2.3. Steps within framework to perform the analysis

The framework based on generic proposition from Fig. 1 adjusted to the offshore wind power plants should consist of the consecutive steps, where output from the current step is an direct input for the following step. The initial proposition of the steps within framework with the reference to the general concept outlined in the previous section as well as figure justifying the presented concept are as follows:

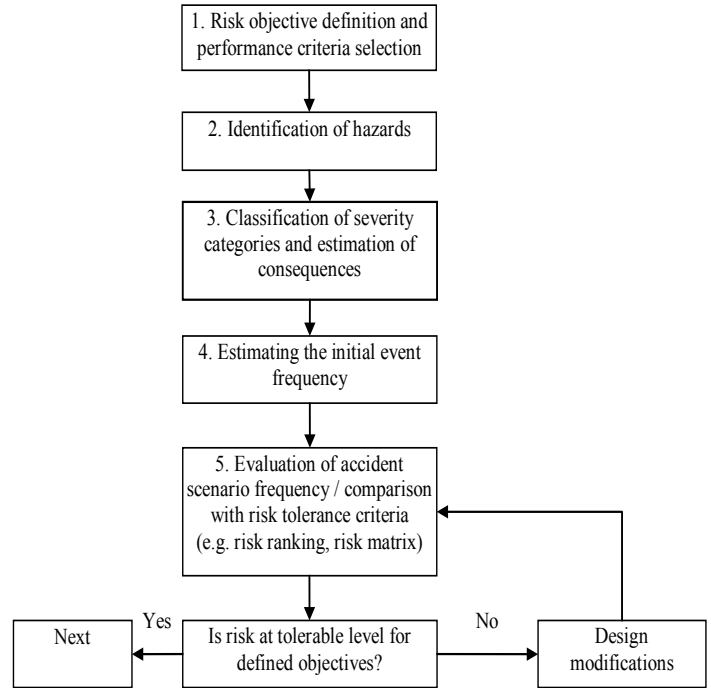


Fig. 3. Initial framework to perform risk-based analysis within offshore wind power plant

3. Risk objective definition and criteria

In the initial stage one of the analysis decision must be made according to what will be the main focus of the analysis. The typical categories to choose are: safety, facility, environment. The first possibility concerns the safety of the personnel during normal operation of the plant, maintenance and abnormal situations. The second option refers to the functional and operational reliability of the equipment within offshore wind power plant. The third case apply to the environmental issues due to operation of the plant.

Typically each of described category is considered. The extend of the analysis with relation to the each category may be different and depends e.g. on the system part under consideration. For each category, if applicable, should be defined a baseline risk understood us quantitative or qualitative representation of the risk that is treated as tolerable. The baseline risk may be represented as risk matrix, graph or table. The example of the risk matrix is given below.

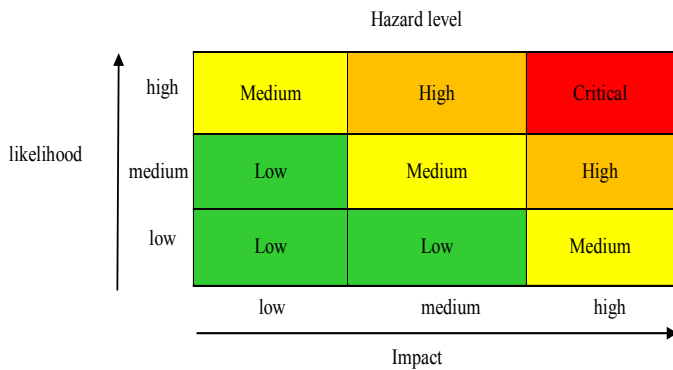


Fig. 4. Example of the risk as a method to determine the baseline risk (risk acceptance criteria)

4. Identification of hazards

In the second step, when the risk acceptance criteria for each category are defined, the list of identified hazards within all essential parts of the system under consideration should be identified. Each defined hazard should be now assessed in the context of its importance for the system.

This action is called as the screening. The aim of this action is to reduce the number of hazards that will need further investigation and detailed analysis. The least significant hazards for the system will not be further considered.

To provide comprehensive hazards identification further decomposition of system parts based on the general principle presented in the Fig. 1 should be performed. Within each system part of the offshore wind power plant there are essential components which perform functions important in terms of its proper performance. Team of experienced experts should consider all important functions for all important components within different parts of offshore wind power plant.

The methods that are applicable for that step are e.g. HAZOP/HAZID (*Hazard and Operability Study/ Hazards Identification*) and FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*). Both techniques belongs to the qualitative hazards identification methods, but the FMEA is sometimes used in a combination with HAZOP. Then output from the HAZOP report prepared in the tabular form is then an input to perform FMEA analysis.

In the current established industrial practice the above solution has been widely applied and still developing [7]. The reason of this fact is that HAZOP is an general system approach technique and FMEA provide more detailed analysis where also apart from risk, the criticality of the failure may be assessed (FMECA method where C refers to criticality).

The example of utilization of described approach can be maritime industry where FMEA analysis is obligatory for the vessels with class notation DP 2 (*Dynamic positioning*) [7]. Taking into account the success of the risk – based approach in the several industry branches as nuclear power and maritime there are no contradictions to implement these approaches also to the offshore business and also offshore wind power plants [1, 8].

In the picture below the short summary and explanation about how HAZOP and FMEA methods may be used combined are

provided. Moreover the exemplary table of the HAZOP study as one of the hazard identification techniques is provided in the end of the paper. Table outlook is based on the related standard [3].

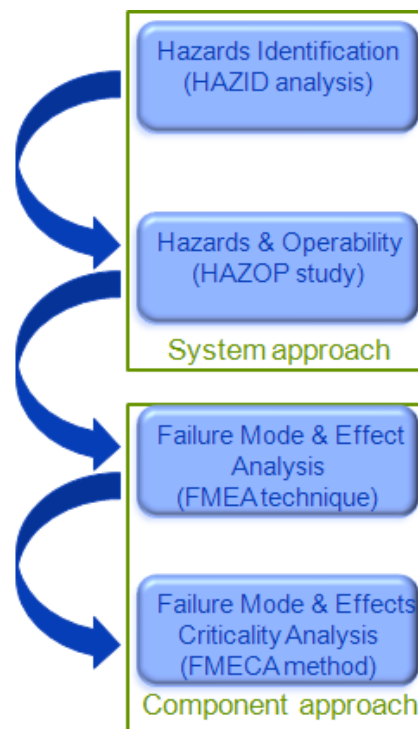


Fig. 5. Methods used for the hazard identification study

The short summary of the methods and their relations are as follows [5]:

HAZID:

Input: Information of the system to be assessed

Evaluation: Brainstorming & team work performed by professionals

Output: List of potential hazards and hazardous situations.

HAZOP:

Input: Design intends and specification of the system being examined

Evaluation: Revision of each part of the system in order to discover deviations which could effects system safety and performance

Output: List of causes and effect of defined deviations with possible actions to address possible problems.

FMEA:

Input: Information about system and components (report from HAZOP study) of the system in the necessary level of detail to perform analysis

Evaluation: Decomposition of the system into components for which failure modes, causes and effects have to be assigned

Output: List of failure modes, causes and effects for each component and for the system as a whole

Category characteristic →					
Consequence characteristic ↓	1000–10.000 EURO	10.000–100.000 EURO	100.000–1.000.000 EURO	1.000.000–10.000.000 EURO	> 10.000.000 EURO
Equipmnet damage	Severity category 1	Severity category 2	Severity category 3	Severity category 4	Severity category 5

Tab. 1. Example of the severity category classification

Input: Based on the FMEA report

Evaluation: Classification of the defined failure modes according to its criticality

Output: Extension of FMEA report by inclusion of criticality rating for failures.

5. Classification of severity categories and estimation of consequences

In previous step the hazards that need special attention and more sophisticated analysis has been specified (based on the rough risk estimation). If, for example HAZOP study has been chosen (see Tab. 1 to understand the structure of worksheet) the cause and consequence pair have been described in the written form without any qualitative or quantitative estimation (only significance of the hazard).

Now, after screening the remain hazards are to be analyzed in terms of risk. The first thing to do is to assign to each consequence the severity category. These categories are defined by experienced experts and are mostly tailor made for the specific project. In general, as a generic principle, it is assumed that no more than five categories should be defined.

Below the example of classification of severity categories for consequence related to the economic loss, because of equipment damage is presented.

6. Estimation of the event frequency

Estimation of the cause frequency that may lead to the undesirable consequence can be performed with utilization of qualitative or quantitative methods. The qualitative method is e.g. risk ranking defined in the written form as frequent, probable, unlikely, rare with special conditions assigned to each category, e.g. frequent – happened several times per year in the location. The most common quantitative technique used for frequency estimation is FTA (*Fault Tree Analysis*). However in this article the main focus is on qualitative techniques as the most applicable so far for the offshore wind power plants [1, 8, 9]. However quantitative methods probably also will be applied to that branch in the future. This concept is yet not well known in the wind energy sector and requires further researches.

7. Evaluation of the accident scenario risk against acceptance criteria

In general, the risk is the combination of the frequency and the severity of the consequences. After evaluation of these required factors the decision of the risk level can be made by the team performing the analysis. Then, if risk tolerance criteria are not met, based on experts' judgment, the risk reduction design solutions are prepared in order to reduce the risk to the tolerable zone.

		Consequences				
		Severity category 1	Severity category 2	Severity category 3	Severity category 4	Severity category 5
		1000–10.000 EURO	10.000–100.000 EURO	100.000–1.000.000 EURO	1.000.000–10.000.000 EURO	>10.000.000 EURO
Frequency/year	Frequent (<0.1;0.2)					
	Probable (<0.2; 0.5)					
	Unlikely (<0.5; 0.05)					
	Rare (<0.05; 0.001)					
	Impossible (<0.001)					
Risk category		Explanation				
Risk class	III II I	Acceptable Tolerable Not acceptable				

Tab. 2. Risk matrix example

CONSEQUENCE					INCREASING PROBABILITY				
Severity Rating	People	Assets	Environment	Reputation	A	B	C	D	E
					Rarely occurred in E&P industry	Happened several times per year in industry	HJas occurred in operating company	Happened several times per year in operating company	Happened several times in location
0	Zero injury	Zero damage	Zero effect	Zero Impact	Manage for continue improvement				
1	Slight injury	Slight damage	Slight effect	Slight Impact					
2	Minor injury	Minor damage	Monor effect	Limited Impact	Intolerable				
3	Major injury	Local damage	Local effect	Considerable Impact					
4	Single fatality	Major damage	Major effect	Major national impact	Incorporate risk reducing measures				
5	Multiple fatalities	Exstensive damage	Massive effect	Major international impact					

Tab. 3. Example of the risk matrix presented in one of the international standards [6]

The qualitative method applicable at this stage is e.g. risk matrix. An example is provided below as well as another example to compare taken from one of the relevant standards.

8. Initial classification of components within offshore wind power plant

For the purpose of using the risk-based framework presented above in the design or retrofit phase to offshore wind power plants the following components division within its main parts is proposed.

For these components relevant functions, indispensable for proper performance of the system, should be specified. So defined approach will enable to apply risk-based approach to the wind energy sector. The aim of the analyses is to aid the design process to fulfil risk tolerance criteria and to provide high reliability of the plant.

The general division of the components within part of the system defined as offshore wind power plant are described below. The division is on its initial stage and require further investigation and development by the author.

The most important part of the system where the most rapid growth and technology development can be seen is offshore

substation (HVAC and/or HVDC). Even at this initial stage, the conclusion can be made that it will be the most critical part of the system relating to the electrical issues and need special and comprehensive consideration.

Wind turbine components and systems:

1. Generator
2. Converter
3. Main and auxiliary power transformer
4. Main power cables selection and arrangement
5. MV switchgear.

Lightning protection system

1. Pitch system and pitch motors
2. Emergency power supply system and independent emergency pitch power supply system
3. Control and protection system

Subsea power cables main aspects:

1. Location on the sea bottom
2. Selection
3. Arrangement.

Study title		HAZOP example					Sheet: 1 z 1			
Team							Date:			
Part considered							Date of meeting:			
Design intent										
Nr	Guide word	Element	Deviation	Possible causes	Consequences	Safeguards	Risk (rough estimation – optional)	Actions required	Actions allocated	
1	No									

Tab. 4. Hazop worksheet example [3]

Offshore substation:

1. MV/HV transformer (including grounding transformer)
2. MV/HV Gas insulated switchgear
3. Reactive power compensation devices
4. Power cables selection and arrangement
5. Control and protection system
6. Emergency power supply system for islanded conditions
7. HVDC transmission system (optional).

9. Conclusions

In the article the innovative approach of risk-based analyses as a tool to aid designers of offshore wind power plants has been presented. The general concept is derived from well established practice in that manner from nuclear power and maritime industries.

Nowadays rapid development of the technology, increasing capacity within wind turbines and the European union energy mix requirements justify the need to provide high reliable and safe not only for the personnel but also environmental friendly design solutions in offshore wind energy sector. These factors justify that selected topic of the paper is an answer for the current industrial needs.

The presented in the article concept is in its initial phase and require further development and scientific researches.

BIBLIOGRAPHY

1. DNV-OS-J201, Offshore substations for Wind Farms, Edition 2009.
2. IEC 61508-1, Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems, Part 1: General requirements, Edition 2010.
3. BS IEC 61882, Hazard and operability studies (HAZOP studies), application guide 2001.
4. IEC 60812: Analysis techniques for system reliability – procedure for failure mode and effect analysis, Second edition 2006.
5. IEC/ISO 31010, Risk management – Risk assessment techniques, First edition 2009.
6. ISO 17776, Petroleum and natural gas industries – Offshore production installations – Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment, First edition 2000.
7. DNV-RP-D102, Failure mode and effect analysis for redundant systems, Edition 2012.
8. IEC 61400-1, Wind Turbines, Part 1 – Design requirements, Edition 2005.
9. ISO 13849-1, Safety of machinery. Safety-related parts of control system, Part 1 – General principles for design, Edition 2008.

Przemysław Kacprzak

Det Norske Veritas sp. z o.o.

e-mail: przemyslaw.kacprzak@dnv.com

Graduate of Faculty of Electrical and Control Engineering Gdansk University of Technology (2008) specialization of Automation and postgraduate studies The basic of nuclear power plant (2011).

The professional duties are related to design verification of electrical part within offshore wind power plants and FMEA analyses within maritime projects. Participant of research project concerning implementation of Human Reliability Analysis – HRA in the Oil and Gas sector.

Możliwości zastosowania metod bazujących na analizach ryzyka w sektorze morskich farm wiatrowych

Autor

Przemysław Kacprzak

Słowa kluczowe

morskie farmy wiatrowe, analiza ryzyka

Streszczenie

W artykule zaprezentowano wstępnie strukturę postępowania, bazującą na metodach identyfikacji zagrożeń i oceny ryzyka, możliwą do zastosowania w sektorze morskich farm wiatrowych. Celem przedstawionej metodyki jest wsparcie procesu projektowania tych obiektów we wczesnych fazach projektu oraz podczas ich modyfikacji i dostosowywania do nowych wymagań zawartych w międzynarodowych standardach. Ponadto, w sposób ogólny opisano propozycję klasyfikacji komponentów wchodzących w skład morskich farm wiatrowych oraz poddano pod dyskusję użyteczność dostępnych metod na potrzeby analiz ryzyka i niezawodności tych obiektów.

Optymalizacja układu połączeń kablowych na obszarze farmy wiatrowej

Autor

Andrzej Wędzik

Słowa kluczowe

optymalizacja, energetyka odnawialna, farmy wiatrowe

Streszczenie

Farmy wiatrowe stają się coraz większe i zajmują coraz rozleglejsze obszary. Sprawia to, że instalacje wewnętrzne tych farm przyjmują coraz bardziej skomplikowane postaci. Ich połączenia zaczynają przypominać rozległe struktury sieciowe, często o długości kilkudziesięciu kilometrów. Z tego powodu każdy inwestor zaraz po wyborze lokalizacji staje przed dylematem określenia sposobu połączenia turbin wchodzących w skład farmy wiatrowej. Rodzi się wówczas naturalne pytanie: jak zaprojektować i skonfigurować sieć połączeń wewnętrznych farmy wiatrowej, aby koszty takiego przedsięwzięcia były najniższe? Efektem tego etapu działań powinna być optymalna struktura wewnętrznej sieci rozdzielczej SN farmy wiatrowej. W praktyce sieć ta powinna zapewniać najkrótsze możliwe połączenia pomiędzy turbinami wiatrowymi oraz głównym punktem zasilającym (GPZ) farmy wiatrowej. W artykule autor przedstawia różne sposoby realizacji wytyczonego w tytule celu. Przytoczone zostały przykłady obliczeń i porównania wyników dla różnych metod rozwiązania postawionego zadania. Wykazano przydatność zastosowania metody optymalizacji całkowitoliczbowej (ang. *Mixed Integer Programming*, MIP), do określania optymalnego układu połączeń kablowych na terenie farmy wiatrowej.

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

1. Wprowadzenie

Proces inwestycyjny związany z budową nowej farmy wiatrowej jest przedsięwzięciem długotrwałym i wieloetapowym. Inwestor wielokrotnie staje przed problemami wyboru najlepszych i najbardziej ekonomicznych rozwiązań. Problemów do rozstrzygnięcia jest wiele [1, 2, 3]. Począwszy od najlepszej lokalizacji farmy wiatrowej w terenie, a skończywszy na optymalizacji produkcji energii elektrycznej. Na każdym z etapów budowy farmy wiatrowej inwestor może jednak zaoszczędzić mniejsze lub większe pieniądze.

Jedną z możliwości obniżenia kosztów inwestycyjnych jest optymalizacja układu połączeń kablowych pomiędzy turbinami, w wewnętrznej sieci SN farmy wiatrowej.

Szukanie odpowiedniego układu połączeń pomiędzy turbinami oraz stacją GPZ farmy wiatrowej jest typowym zagadnieniem sieciowym. Bardzo dobre efekty uzyskuje się, stosując w takim przypadku algorytmy optymalizacji grafów [4] zarówno w wersji klasycznej, jak i z wykorzystaniem np. programowania całkowitoliczbowego, ze zmiennymi binarnymi (ang. *Mixed Integer Programming*, MIP) [5, 6, 7]. Efektem tego typu działań jest optymalna struktura połączeń wewnętrznej sieci rozdzielczej SN farmy wiatrowej. W praktyce sieć ta zapewnia najkrótsze możliwe połączenia pomiędzy turbinami wiatrowymi oraz GPZ.

Jednym z problemów, na które może natrafić projektant, jest np. wymuszona trasa prowadzenia kabli, wynikająca najczęściej z praw własności gruntów oraz względów technicznych. Z punktu widzenia opisu matematycznego są to dodatkowe ograniczenia, które należy uwzględnić w procesie projektowania [8]. Również takie czynniki, jak: liczba sekcji farmy, liczba turbin w pojedynczej sekcji czy też ukształtowanie terenu mogą wpłynąć na wynik końcowy i powinny być również uwzględnione w opisie oraz rozwiązaniu problemu optymalnego doboru układu połączeń sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej.

W prezentowanym artykule autor koncentruje się na problemie określenia optymalnego układu połączeń kabli łączących turbiny i GPZ farmy wiatrowej. Pokazuje możliwości wykorzystania metod sieciowych, opartych na optymalizacji grafu, oraz programowania całkowitoliczbowego, z zastosowaniem zmiennych binarnych (MP) do rozwiązania takiego problemu. Artykuł jest próbą odpowiedzi na pytanie: jakimi trasami poprowadzić kable łączące turbiny, aby koszty takiej inwestycji były najniższe? Przedstawiono również praktyczne wnioski, co do projektowania wewnętrznej sieci rozdzielczej SN farmy wiatrowej, wynikające z przeprowadzonych obliczeń i analiz.

2. Metody sieciowe (optymalizacja grafu)

Problem optymalizacji układu połączeń kablowych na obszarze farmy wiatrowej jest typowym problemem sieciowym, opartym na grafie utworzonym z punktów usytuowania turbin. Przy zadanych punktach węzłowych należy określić układ połączeń pomiędzy tymi punktami, spełniających określone założenia (ograniczenia). Do podstawowych warunków ograniczających należą takie czynniki, jak m.in.:

- ukształtowanie terenu
- możliwości prowadzenia kabli konkretnymi trasami
- liczba sekcji
- liczba turbin w pojedynczej sekcji
- możliwość stosowania określonej ilości i przekrojów kabli.

Do rozwiązania tego rodzaju problemów bardzo dobrze nadają się algorytmy sieciowe, oparte na teorii grafów. To dobrze znane i najczęściej bardzo szybko działające algorytmy, służące do określania optymalnej struktury sieci przy konkretnych założeniach. Do rozwiązania postawionego w temacie problemu najbardziej predisponowane są następujące algorytmy sieciowe (optymalizacji grafu) [4, 9]:

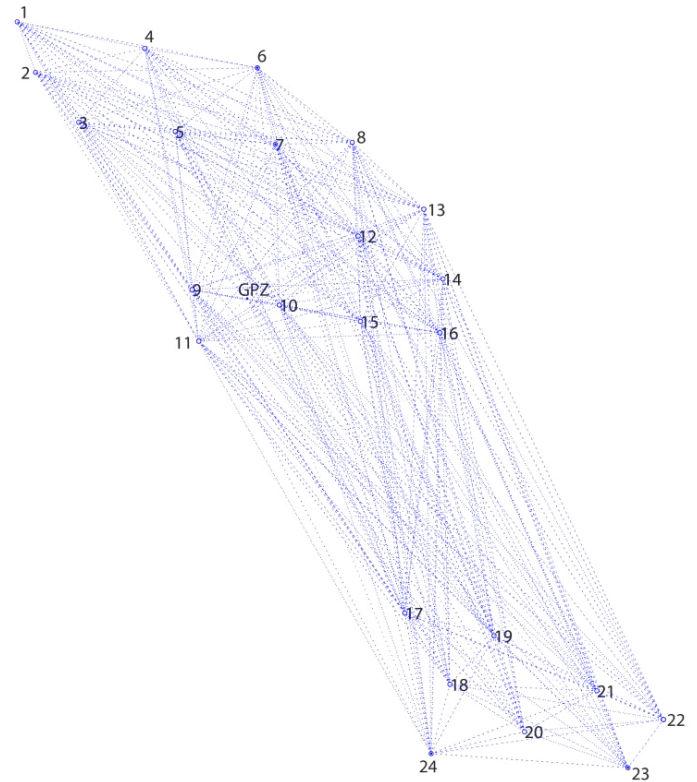
- algorytm minimalnego drzewa rozpinającego (ang. *minimum spanning tree*)
- algorytm wyboru najkrótszej ścieżki (ang. *shortest path problem*)
- algorytmy z rodziny ograniczonego minimalnego drzewa rozpinającego (ang. *constrained minimum spanning tree*).

Stopień i zakres wykorzystania poszczególnych algorytmów sieciowych zależy przede wszystkim od wielkości farmy wiatrowej, a co za tym idzie, stopnia skomplikowania układów połączeń pomiędzy pojedynczymi turbinami. Poniżej przedstawiony został przykładowy algorytm postępowania przy wyborze optymalnego układu połączeń kablowych na terenie rzeczywistej farmy wiatrowej.

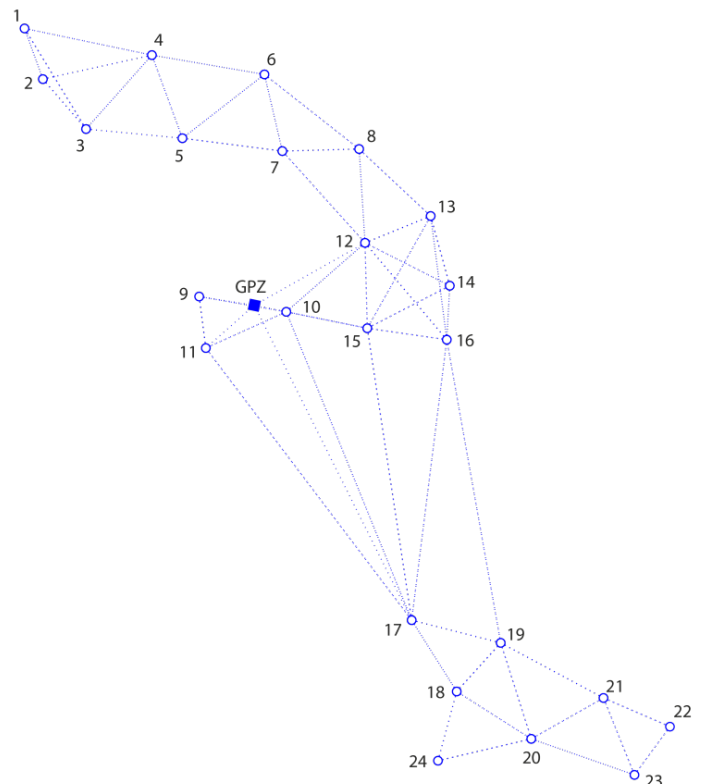
2.1. Określenie zestawu możliwych połączeń pomiędzy pojedynczymi turbinami

Zestaw możliwych połączeń pomiędzy pojedynczymi turbinami tworzony jest na podstawie informacji o usytuowaniu tych turbin. Najczęściej są to współrzędne geograficzne, na podstawie których można wyliczyć np. odległości pomiędzy kolejnymi turbinami. Przykład sieci połączeń, określony dla pełnego zestawu danych, przedstawiony został na rys. 1.

Łatwo zauważyć, że otrzymana sieć połączeń pomiędzy turbinami jest mało przejrzysta, a duża liczba możliwych połączeń może niepotrzebnie skomplikować i wydłużyć obliczenia optymalnej struktury. W praktycznych rozwiązaniach, już na tym etapie projektowania ogranicza się sieć możliwych połączeń do tych, które są realne z praktycznego punktu widzenia. Przykład takiej sieci zredukowanej, zamieszczony został na rys. 2.



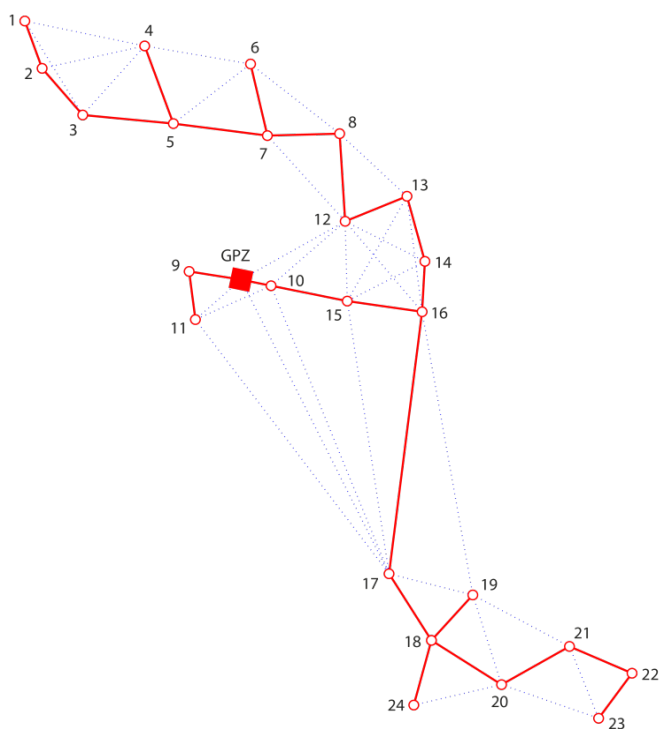
Rys. 1. Przykład pełnego układu możliwych połączeń pomiędzy turbinami wiatrowymi na terenie farmy wiatrowej



Rys. 2. Przykład realnego, zredukowanego układu możliwych połączeń pomiędzy turbinami wiatrowymi na terenie farmy wiatrowej

2.2. Określenie minimalnego drzewa rozpinającego (*minimum spanning tree*)

Kolejnym etapem na drodze do wyznaczenia optymalnego układu połączeń kablowych na terenie farmy wiatrowej jest określenie minimalnego drzewa rozpinającego (ang. *minimum spanning tree*) na wszystkich węzłach sieci. W praktyce do tego celu używa się już zredukowanego układu połączeń wewnętrznej sieci SN farmy wiatrowej. Ponieważ drzewo jest najkrótszym zestawem połączeń łączącym wszystkie funkcje, dlatego też może być ono pierwszym przybliżeniem ostatecznego podziału sieci farmy wiatrowej na sekcje i połączenia poszczególnych turbin. Minimalne drzewo rozpinające, dla prezentowanego przykładu, zamieszczone zostało na rys. 3.



Rys. 3. Minimalne drzewo rozpinające dla układu połączeń pomiędzy turbinami wiatrowymi na terenie farmy wiatrowej

2.3. Określenie podziału na sekcje

Trudno jest podać jednoznaczne zasady podziału sieci wewnętrznej farmy wiatrowej na sekcje. Jest on uzależniony od wielu czynników, takich jak m.in.:

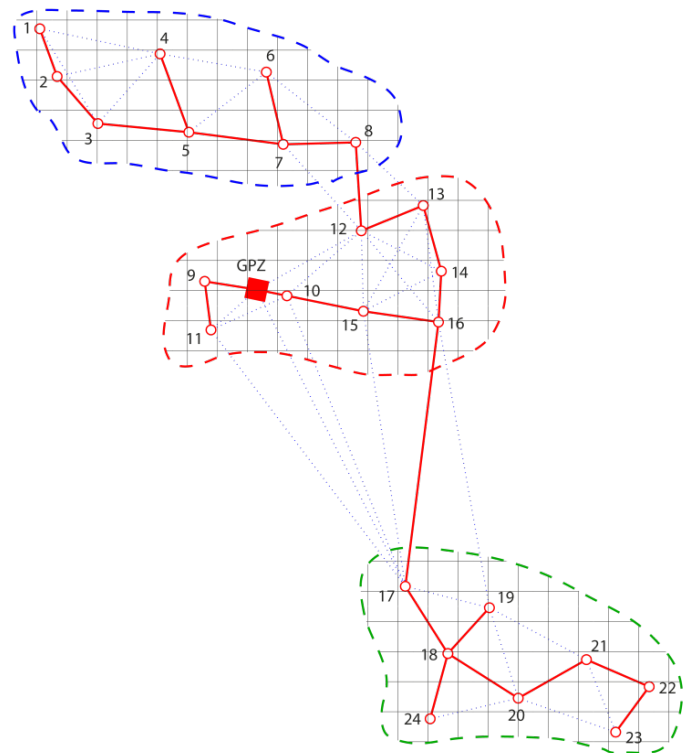
- wytyczne inwestora, co do liczby sekcji
- wytyczne inwestora, co do liczby turbin w pojedynczej sekcji
- uwarunkowania terenowe
- możliwości stosowania określonych przekrojów kabli itp.

W prezentowanym przypadku inwestor narzucił ilości sekcji i turbin w sekcji: 3 sekcje po 8 turbin w każdej. Dla takiego właśnie układu przeprowadzono dalszy proces optymalnego doboru struktury połączeń wewnętrznej sieci SN farmy wiatrowej.

Na rys. 4 zaprezentowany został wstępny podział sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej i przydział poszczególnych turbin do odpowiednich sekcji. Niestety, na tym etapie proces

optymalnego doboru struktury połączeń wewnętrznej sieci SN farmy wiatrowej w wielu przypadkach staje się procesem *quasi*-optymalnym, gdyż:

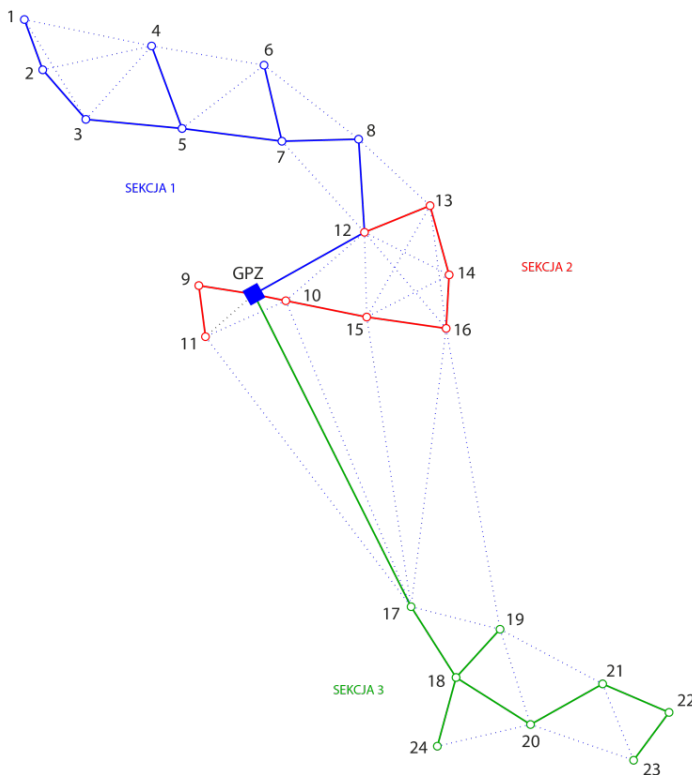
- przydział turbin do poszczególnych sekcji nie zawsze jest optymalny. Może on być subiektywny i często zależy od projektanta, a nie od kryteriów optymalizacyjnych
- po podziale na sekcje minimalne drzewo rozpinające ulega rozcięciu w kilku miejscach, a wybór połączeń sekcji z GPZ ponownie zależy od projektanta, a nie od kryteriów optymalizacyjnych.



Rys. 4. Wstępny przydział turbin do poszczególnych sekcji farmy wiatrowej

2.4. Określenie ostatecznej struktury podziału na sekcje

Po uwzględnieniu powyższych uwag można dokonać ostatecznego wyboru struktury połączeń w poszczególnych sekcjach (wszystkich węzłów wchodzących w strukturę połączeń danej sekcji). Na tym etapie projektowania można również uwzględnić wszystkie węzły dodatkowe, wynikające z ograniczeń dotyczących wytyczanej trasy, i włączyć je do dalszych obliczeń optymalnej struktury połączeń. Następnie, wykorzystując algorytm minimalnego drzewa rozpinającego (ang. *minimum spanning tree*), kolejno do każdej z zaproponowanych sekcji można określić ostateczną strukturę sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej. W niektórych przypadkach dobre efekty daje również wykorzystanie algorytmu wyboru najkrótszej ścieżki (ang. *shortest path problem*), np. w celu określenia najkrótszych połączeń w gałęziach i odnogach gałęzi poszczególnych sekcji. W rozważanym przykładzie ostateczna struktura sieci przedstawiona została na rys. 5.



Rys. 5. Ostateczna struktura sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej, przy wykorzystaniu metod sieciowych

2.5. Podsumowanie metod sieciowych

Wykorzystanie przedstawionego powyżej algorytmu sieciowego pozwoliło uzyskać następujące długości kabli w wewnętrznej sieci SN farmy wiatrowej:

Sekcja	Długość kabli
	[m]
1	5 633
2	4 005
3	6 590
Razem farma	16 228

Tab. 1. Zestawienie danych długości kabli dla sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej, algorytm sieciowy

Zastosowanie przedstawionej metody obliczeniowej ma wiele zalet. Do najważniejszych należą:

- prostota i przejrzystość stosowanych metod (algorytmów)
- szybkość działania procedur obliczeniowych
- możliwość wykorzystania ogólnie dostępnych, standardowych procedur obliczeniowych.

Niestety, posiada ona również kilka wad utrudniających jej stosowanie. Do najważniejszych należą:

- konieczność ręcznego przygotowywania danych, praktycznie na każdym etapie działania algorytmu

- quasi-optymalność niektórych rozwiązań, wynikająca z subiektywnego i zależnego od projektanta wyboru struktury połączeń, na niektórych etapach działania algorytmu.
- słaba integracja z dalszym procesem optymalizacji doboru kabli łączących turbiny w sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej [3].

W wielu przypadkach wyniki uzyskane z wykorzystaniem metod sieciowych dają zadowalające rezultaty i mogą być z powodzeniem stosowane do optymalizacji układu połączeń kablowych na obszarze farmy wiatrowej. Dotyczy to przede wszystkim sieci niezbyt rozległych i o stosunkowo prostej strukturze.

3. Metody programowania całkowitoliczbowego (MIP)

Problemy sieciowe, obok stosowania i wykorzystania klasycznych algorytmów sieciowych, mogą być w wielu przypadkach opisane i rozwiązane z wykorzystaniem metod programowania całkowitoliczbowego, z udziałem zmiennych binarnych (ang. *Mixed Integer Programming*, MIP) [9]. Głównymi zaletami takich rozwiązań są:

- jednolity, matematyczny opis problemu
- możliwość redagowania ograniczeń wynikających ze specyfiki opisywanego problemu sieciowego
- możliwość integracji z innymi algorytmami wykorzystującymi MIP do rozwiązywania problemów sieciowych.

Na potrzeby niniejszego artykułu jednym z głównych czynników zastosowania techniki MIP była możliwość integracji obliczeń z dalszym procesem optymalizacji doboru kabli łączących turbiny w sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej [3]. W rozdziale tym zaprezentowano wyniki obliczeń oraz ich porównanie z obliczeniami dla rozważanego wcześniej przykładu układu rozmieszczenia turbin wiatrowych.

3.1. Opis matematyczny problemu

Istnieje wiele metod i sposobów opisu problemu sieciowego za pomocą programowania całkowitoliczbowego [6, 7, 10]. W zależności od potrzeb klasyczne metody sieciowe znalazły swoje odzwierciedlenie w matematycznych formułach MIP [9]. W wielu przypadkach problemy sieciowe, opisane równaniami programowania całkowitoliczbowego, są niestety problemami typu NP-zupełnego (*NP-complete*), co może znacznie skomplikować znalezienie optymalnego wyniku. Na potrzeby rozwiązania problemu optymalizacji układu połączeń kablowych na obszarze farmy wiatrowej wykorzystana została metoda *The cable trench problem*, która jest połączeniem algorytmu minimalnego drzewa rozpinającego oraz algorytmu wyboru najkrótszej ścieżki. Sama metoda jest problemem NP-zupełnym. Jej opis matematyczny ma następującą postać [12]:

$$\min \gamma \sum_i \sum_j d_{i,j} x_{i,j} + \tau \sum_i \sum_j d_{i,j} y_{i,j} \quad (1)$$

dla:

$$\sum_j x_{i,j} = n - 1 \quad (2)$$

$$\forall i \sum_j x_{i,j} - \sum_k x_{k,i} = -1 \quad \text{dla } i=2,3,\dots,n \quad (3)$$

$$\sum_{i,j} y_{i,j} = n - 1 \quad \text{dla } i < j \quad (4)$$

$$\forall(i, j) (n - 1)y_{i,j} - x_{i,j} - x_{j,i} \geq 0 \quad \text{dla } i < j \quad (5)$$

$$x_{i,j} \geq 0 \quad (6)$$

$$y_{i,j} = 0 \text{ lub } 1 \quad \text{dla } i < j \quad (7)$$

gdzie: $x_{i,j}$ – liczba kabli od węzła i do węzła j , $y_{i,j}$ – macierz połączeń pomiędzy węzłami i oraz j (1 – jeżeli węzły są połączone, 0 – w przeciwnym wypadku), $d_{i,j}$ – macierz odległości pomiędzy węzłami, γ – jednostkowy koszt kabla, τ – jednostkowy koszt ułożenia kabla.

Główną zaletą wykorzystania tej metody jest możliwość adaptowania jej, poprzez sformułowanie odpowiednich ograniczeń, między innymi do:

- wyboru podziału turbin na określoną liczbę sekcji
- możliwości wyboru liczby turbin w pojedynczej sekcji
- możliwości uwzględnienia wymuszonej drogi prowadzenia kabli
- pełnej integracji z dalszym procesem optymalizacji doboru kabli łączących turbiny w sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej [3].

3.2. Wykorzystanie MIP do optymalizacji doboru kabli łączących turbiny

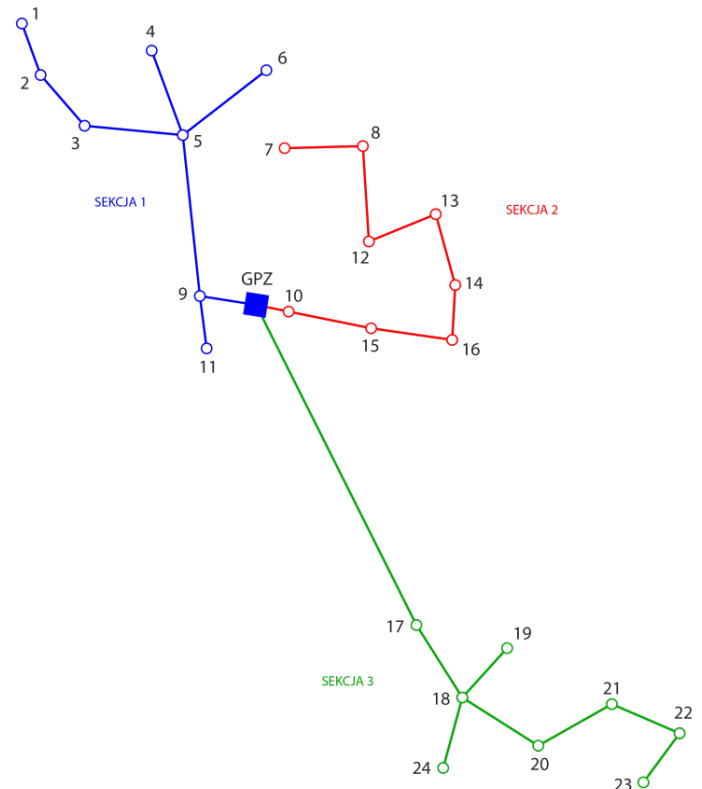
Program optymalnego doboru kabli łączących turbiny w sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej wymaga jedynie danych o usytuowaniu pojedynczych turbin. Na podstawie tych danych (najczęściej współrzędnych geograficznych), określana jest optymalna struktura całej sieci, uwzględniająca wymaganą liczbę sekcji oraz narzuconą liczbę turbin wiatrowych w pojedynczej sekcji. Sam problem rozwiązywany jest za pomocą programu FICO® Xpress Optimization Suite v.7.4 64-bit.

Wynikiem działania programu jest struktura sieci wewnętrznej farmy wiatrowej, przedstawiona na rys. 6.

Wykorzystanie algorytmu programowania całkowitoliczbowego pozwoliło uzyskać następujące długości kabli w wewnętrznej sieci SN farmy wiatrowej:

Sekcja	Długość kabli	
	[m]	
1	5 079	
2	4 234	
3	6 590	
Razem farma	15 903	

Tab. 2. Zestawienie danych długości kabli dla sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej, algorytm MIP



Rys. 6. Struktura sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej przy wykorzystaniu metod programowania całkowitoliczbowego

3.3. Podsumowanie metody programowania całkowitoliczbowego MIP

Wykorzystanie metody programowania całkowitoliczbowego MIP pozwala w jednym cyklu obliczeniowym określić optymalną strukturę połączeń kabli łączących turbiny w sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej. Całkowity czas obliczeń jest znacznie krótszy niż w metodach sieciowych (biorąc pod uwagę cały proces optymalizacji układu połączeń w sieci) i waha się w granicach od kilku do kilkudziesięciu sekund, w zależności od liczby węzłów i stopnia złożoności struktury sieci (liczby sekcji, liczby turbin w sekcji itp.). Wyniki otrzymane dzięki tej metodzie są lepsze (mniejsza łączna długość połączeń kablowych), a sama procedura optymalnego doboru struktury połączeń kablowych pozbawiona została subiektywnych wyborów, zależnych od projektanta, i oparta została na kryteriach optymalizacji. Dzięki wykorzystaniu zmodyfikowanej metody *The cable trench problem* możliwa jest pełna integracja procedury obliczeniowej z dalszym procesem optymalizacji doboru kabli łączących turbiny w sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej.

4. Wnioski końcowe

W artykule przedstawione zostały dwie metody rozwiązania problemu optymalnego doboru połączeń kablowych w wewnętrznej sieci SN farmy wiatrowej. Wykazano, że do rozwiązania postawionego problemu można wykorzystać zarówno metody sieciowe (optymalizacja grafów), jak i metody programowania całkowitoliczbowego, ze zmiennymi binarnymi (MIP). Porównanie otrzymanych wyników obliczeń zestawione zostało w tab. 3.

Sekcja	Długość kabli		Różnice	
	Metoda sieciowa	Metoda MIP	[m]	[%]
	[m]	[m]		
1	5 633	5 079	554	10,91%
2	4 005	4 234	- 229	-5,41%
3	6 590	6 590	0	0%
Farma	16 228	15 903	325	2,04%

Tab. 3. Zestawienie danych długości kabli dla sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej, uzyskanych w algorytmie sieciowym i algorytmie MIP

Z praktycznego punktu widzenia różnica pomiędzy otrzymanymi wynikami jest pomijalna. Za wyborem konkretnej metody mogą natomiast przemawiać następujące czynniki:

Metoda sieciowa:

- prostota i przejrzystość stosowanych metod (algorytmów)
- szybkość działania procedur obliczeniowych
- możliwość wykorzystania ogólnie dostępnych, standardowych procedur obliczeniowych.

Metoda programowania całkowitoliczbowego MIP:

- jednolity, matematyczny opis problemu
- możliwość redagowania ograniczeń wynikających ze specyfiki opisywanego problemu sieciowego
- możliwość integracji z innymi algorytmami, wykorzystującymi MIP do rozwiązywania problemów sieciowych.

W przypadku metody programowania całkowitoliczbowego MIP bardzo istotnym atutem jest możliwość:

- wyboru podziału turbin na określoną liczbę sekcji
- wyboru liczby turbin w pojedynczej sekcji
- uwzględnienia wymuszonej drogi prowadzenia kabli
- pełnej integracji z dalszym procesem optymalizacji doboru kabli łączących turbiny w sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej [3].

Powyższe argumenty sprawiają, że metoda programowania całkowitoliczbowego MIP wydaje się bardziej przydatna i dysponująca większym potencjałem możliwości obliczeniowej niż metody sieciowe. Nie oznacza to jednak, że metody oparte na optymalizacji grafów są już nieprzydatne. Trzeba bowiem pamiętać, że problemy sieciowe, opisane równaniami

programowania całkowitoliczbowego są problemami typu NP-zupełnego (ang. *NP-complete*), co w przypadku struktur wielkowymiarowych może znacznie skomplikować i wydłużyć znalezienie optymalnego rozwiązania.

BIBLIOGRAFIA

1. Lundberg S., Evaluation of wind farm layouts, *EPE Journal*, Vol. 16, No. 1, s. 14–21, February 2006.
2. Lundberg S., Thesis For The Degree Of Doctor Of Philosophy – „Wind Farm Configuration and Energy Efficiency Studies – Series DC versus AC Layouts”, Department of Energy and Environment, Chalmers University Of Technology, Göteborg, Sweden 2006.
3. Wędzik A., Optymalizacja doboru kabli, łączących turbiny na obszarze farmy wiatrowej, Jubileuszowa XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce. APE '11”, Jurata 8–10 czerwca 2011, tom IV, s. 77–87.
4. Bertsekas D.P., *Network Optimization: Continuous and Discrete Models*; Athena Scientific, Belmont, MIT Massachusetts, 1998.
5. Donovan S., Wind Farm Optimization, Proceedings of the 7th Triennial Conference of the Asia-Pacific Operations Research Society, Manila, 2006.
6. Donovan S. i in., *Mixed Integer Programming Models for Wind Farm Design*, MIP 2008 Workshop on Mixed Integer Programming, Columbia University, New York City, 2008.
7. Donovan S., An Improved Mixed Integer Programming Model for Wind Farm Layout Optimisation, 41st Annual ORSNZ Conference, 30th November and 1st December, 2006, New Zealand.
8. Samorani M., The Wind Farm Layout Optimization Problem, Leeds School of Business Research Paper Series, Leeds School of Business, University of Colorado at Boulder, January 28, 2010.
9. Wu B.Y., Chao K.-M., *Spanning Trees and Optimization Problems*, Chapman & Hall/CRC, 2004.
10. Berzan C. i in., *Algorithms for Cable Network Design on Large-scale Wind Farms*, Technical Report, MIT, 2011.
11. Attias K., Ladany S.P., Optimal Layout for Wind Turbine Farms, World Renewable Energy Congress 2011 – Linköping, Sweden, 8–13 May 2011.
12. Vasko F.J. i in., The cable trench problem: combining the shortest path and minimum spanning tree problems, *Elsevier Science, Computers & Operations Research* 2002, Vol. 29, s. 441–458.

Andrzej Wędzik

dr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: andrzej.wedzik@p.lodz.pl

Absolwent Politechniki Łódzkiej. Od 1986 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni, obecnie na stanowisku adiunkta. Jego działalność naukowo-badawcza koncentruje się na zagadnieniach związanych z energetyką odnawialną, prawem energetycznym, rynkiem energii i optymalizacją. Od 2007 roku jest przewodniczącym Centralnej Sekcji Energetyki Odnawialnej i Ochrony Środowiska SEP.

The Optimization of Cable Layout Design in Wind Farm Internal Networks

Author

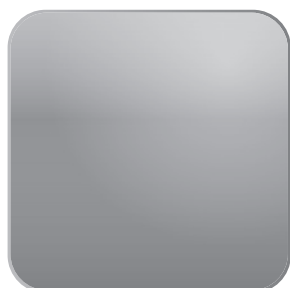
Andrzej Wędzik

Keywords

optimization, renewable energy, wind farms

Abstract

In the paper the author focuses different ways of the realization of the optimal cable layout design in wind farm internal networks. Examples of calculations and comparing results for different methods of solving the put objective were presented. The possibilities of using of network methods (graph optimization methods) were showing. The usefulness of the use of the method of the Mixed Integer Programming (MIP) method, to defining the optimal cable layout design in wind farm internal networks, was showing.



www.actaenergetica.org

Optymalne sterowanie grupy farm wiatrowych w oparciu o system WINDEX

Autorzy

Piotr Kacejko
Michał Wydra
Robert Jędrzychowski

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

estymacja stanu, optymalizacja, SCADA

Streszczenie

W artykule autorzy przedstawili układ optymalnej regulacji farm wiatrowych, który zintegrowano z systemem dyspozytorskim WindEx poprzez usługę WebSVC. Celem publikacji jest przedstawienie efektu prac projektu badawczo-rozwojowego N R01 0012 06 w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej. W ich wyniku powstał układ optymalnej regulacji mocy farm wiatrowych w warunkach ograniczonych możliwości przesyłowych sieci elektroenergetycznych, którego najważniejsze moduły obliczeniowe stanowią estymator stanu i optymalizator, współpracujące z systemem SCADA.

1. Wstęp

W energetyce zauważalny jest wzrost wymagań dotyczących systemów dyspozytorskich, które mają za zadanie przesyłanie i gromadzenie informacji o aktualnym stanie systemu elektroenergetycznego (SEE). Informacje pomiarowe stanowią niezbędny element operatywnego i pewnego sterowania pracą SEE. Aby sterowanie dużym i złożonym obiektem odbywało się prawidłowo, tak jak jest to w przypadku SEE, wymagane są bardzo precyzyjne pomiary pochodzące z wielu miejsc w sieci. Złożoność problematyki sterowania SEE jest niewątpliwie znana, jednakże nierozzerwalnie wiąże się z liczbą i rodzajem jednostek przyłączonych pracujących na jego potrzeby. W ostatnim czasie zauważa się tendencję związaną z przyłączaniem dużej liczby mniejszych jednostek wytwórczych, z których m.in. można wyróżnić układy biogazowe, małe elektrownie wodne, farmy wiatrowe i obecnie coraz częściej brane także pod uwagę źródła fotowoltaiczne. Od ok. 2008 roku właśnie farmy wiatrowe (FW) stały się najbardziej popularne. Rozwijająca się dynamicznie energetyka wiatrowa stawia nowe wyzwania dla operatora Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), a w szczególności dla operatora systemu dystrybucyjnego (OSD). Rozwój energetyki wiatrowej, będącej generacją niespokojną, na terenie danej spółki dystrybucyjnej oraz związana z tą energetyką niestabilność i niepewność co do generowanej mocy stawia coraz wyższe wymagania dla urządzeń telemechaniki, a głównie koncentratorów danych oraz współpracujących z nimi systemami SCADA.

1.1. Koncepcja układu optymalnej regulacji FW

W związku ze specyfiką pracy farm wiatrowych, których moc generowana jest zależna od warunków wiatrowych,

postanowiono zrealizować projekt „Układ optymalnej regulacji mocy farm wiatrowych w warunkach ograniczonych możliwości przesyłowych sieci elektroenergetycznych”. Jego celem było opracowanie komputerowego układu regulacyjnego dla farm wiatrowych, zlokalizowanych na wybranym obszarze objętym zdalną kontrolą, określającą taką dopuszczalną wartość chwilową mocy generowanej, która odpowiada aktualnym możliwościom przesyłowym sieci danego obszaru, a dokładniej możliwościom przesyłowym poszczególnych linii. Takie podejście do zarządzania pracą sieci będzie uzasadnione w przypadku przyłączania kolejnych źródeł energii, m.in. takich jak farmy wiatrowe [1]. W odczuciu autorów efektywne grupowe zarządzanie farmami wiatrowymi zlokalizowanymi na terenie danej spółki dystrybucyjnej wymaga dostosowania oprogramowania obecnie zainstalowanego w centrach dyspozytorskich. Systemy SCADA będą musiały adekwatnie reagować nie tylko na awarie, ale dokonywać odpowiednich sterowań grupy bądź wielu grup farm wiatrowych. W sytuacji korzystnych warunków wiatrowych może dojść do przeciążania się linii przesyłowych, szczególnie wówczas, kiedy w okolicy będzie pracowało kilka farm. W takim przypadku system SCADA powinien dokonać odpowiedniego sterowania, np. ograniczyć moc generowaną w farmach wiatrowych, tak aby odciążać linie przesyłowe oraz w sposób minimalny zredukować energię pochodzącą z farm. Takie działanie regulacyjne systemu SCADA musi w centrum dyspozytorskim zostać poprzedzone wieloma etapami obliczeniowymi składającymi się w całości na proces estymacji stanu systemu elektroenergetycznego. Dopiero wtedy, posiadając najbardziej prawdopodobny stan systemu, można dokonywać obliczeń optymalizacyjnych i korekt regulacyjnych energetyki wiatrowej. Zgodnie

z [2] estymacją stanu systemu elektroenergetycznego jest procedura obliczeniowa, której zadaniem jest odtworzenie najbardziej prawdopodobnego stanu pracy systemu na podstawie zbioru wartości wielkości zmierzonych oraz określonej przez stany łączników topologii sieci. Estymacja staje się więc potwierdzeniem, czy obraz sieci w systemie SCADA jest prawidłowy oraz precyzyjnie określa aktualny stan systemu.

1.2. Stan obecny a nowe możliwości systemów SCADA

Dotychczasowa praktyka zakłada, że sieć elektroenergetyczna musi posiadać możliwości przesyłowe dostosowane do wprowadzenia pełnej mocy z farm wiatrowych na danym obszarze. Tymczasem sytuacja, w której panują warunki wiatrowe pozwalające na pracę farmy wiatrowej z pełną mocą, zdarza się niezwykle rzadko [1, 3]. Przewidując jednak, że w przypadku korzystnych warunków wiatrowych moc uzyskiwana z farm mogłaby przewyższać możliwości przesyłowe lokalnych sieci elektroenergetycznych (dotyczy to przede wszystkim sieci o napięciu 110 kV), pewnym rozwiązaniem może być możliwość ograniczenia mocy generowanej w poszczególnych farmach. Oczywiście osobną kwestią jest określenie wymiaru odszkodowania, jakie należałoby wypłacić wytwórcom za ograniczenie ich mocy, jednakże przedstawiany system poszukuje takiego optymalnego pod względem matematycznym rozwiązania, dla którego suma ograniczeń mocy w poszczególnych farmach jest najmniejsza z możliwych w celu uzyskania efektu odciążenia pojedynczego, bądź kilku linii. Przedstawiane podejście zakłada konieczność istnienia stałej kontroli mocy generowanej oraz monitorowania obciążalności poszczególnych linii, tworzących sieć elektroenergetyczną. Niewątpliwie jest to rozwiązanie tańsze od modernizacji wielu linii elektroenergetycznych, dla których sporadycznie zachodziłoby zagrożenie przeciążeniem. Przedstawiany układ może stanowić specjalizowane zabezpieczenie przed przeciążaniem jednej bądź wielu linii na danym obszarze.

Podczas projektowania całego układu zwrócono szczególną uwagę na fakt, aby system estymatora i optymalizatora mógł pracować jako dodatkowy i niezależny moduł obliczeniowy, stanowiący wsparcie dla decyzji dyspozytora. Systemy dyspozytorskie mogą udostępniać dane, korzystając z różnych rozwiązań informatycznych i tak oprogramowanie WindEx może udostępniać dane pomiarowe dzięki usłudze WebSVC, pozwalając tym samym na współpracę z zewnętrznymi modułami obliczeniowymi. Jednocześnie ta sama usługa pozwala na aktualizowanie odpowiednio zaprogramowanych pól na ekranie dyspozytora. Zakładając, że system SCADA jest elementem nadrzędnym i hermetycznym pod względem informatycznym, ze względów bezpieczeństwa i ze względów prawnych, to nie wchodzi w jego strukturę, sposobem na dodanie dodatkowych funkcji jest wykorzystanie mechanizmu wymiany danych i stworzenie modułów funkcyjnych działających na innych komputerach. Moduły dodatkowe niestanowiące podstawy działania systemu dyspozytorskiego, będąc swego rodzaju wsparciem dla decyzji operatora, działające na fizycznie osobnych serwerach odciążają właściwy system SCADA. Wykorzystanie usług sieciowych w opisywanym przypadku usługi WebSVC pozwala na współpracę serwera SCADA i zdalnego serwera optymalnej regulacji.

2. Układ regulacji optymalnej współpracujący z systemem WINDEX

Jak wspomniano wcześniej, podstawowym zadaniem układu regulacyjnego jest wyznaczenie na drodze procesu obliczeniowego dla każdej z farm wiatrowych wartości mocy zadanej, która może być w danej chwili produkowana, bez zagrożenia przeciążeniem sieci 110 kV. Zrealizowany układ, w sytuacji stwierdzenia przeciążenia jednej lub kilku linii, wyznacza dla każdej z farm taką wartość mocy czynnej, która w minimalnym stopniu ogranicza poziom sumarycznej generacji w źródłach wiatrowych. Obecnie ograniczenia dla linii są traktowane w sposób statyczny, jednakże dzięki zastosowaniu monitoringu parametrów pracy linii można zagadnienie przeciążalności potraktować dynamicznie i prowadzić ruch w systemie w zależności od istniejących warunków atmosferycznych (m.in. wiatru, temperatury, oblodzenia). W przyszłości planuje się wykorzystanie niniejszego układu w systemie dynamicznego zarządzania siecią WN.

2.1. Stanowisko badawcze to testowania prototypowego układu regulacji optymalnej

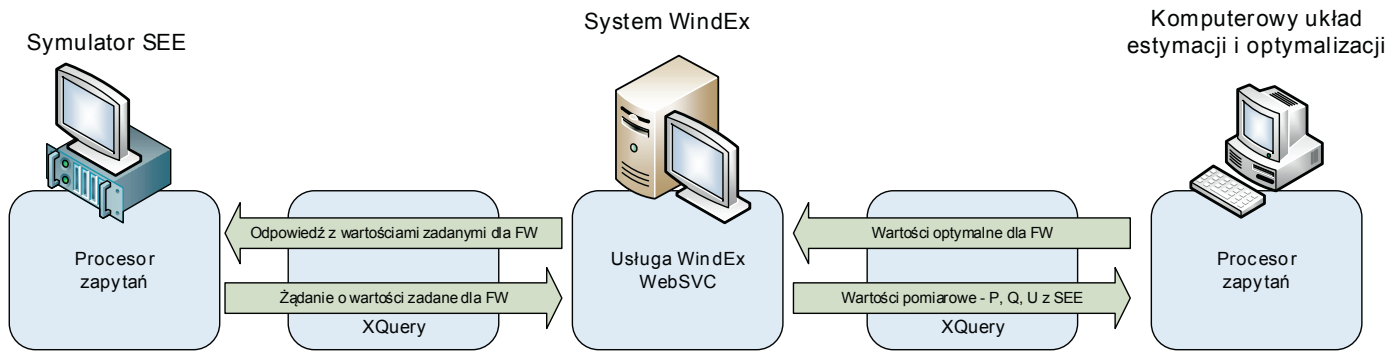
W wersji laboratoryjnej i na potrzeby zbudowania układu prototypowego wykorzystano model systemu CIGRE, składający się z sieci 220 V i 110 kV. Do wybranych węzłów przyłączono farmy wiatrowe podlegające regulacji. W celu odwzorowania pracy systemu elektroenergetycznego zbudowano symulator, który cyklicznie wykonuje obliczenia rozplływowe, otrzymując z systemu SCADA wartości zadane dla regulowanych farm wiatrowych. Schemat wymiany danych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu przedstawiono na rys. 1.

Układ optymalnej regulacji mocy farm wiatrowych składa się z trzech elementów głównych (rys. 1 i 2), należą do nich:

- symulator systemu elektroenergetycznego
- lokalny system dyspozytorski współpracujący z urządzeniami telemechaniki
- podsystem estymacji stanu i optymalizacji sieci elektroenergetycznej.

Pierwszym elementem jest układ będący w istocie dedykowany komputerem czasu rzeczywistego ze specjalistycznym oprogramowaniem rozplływowym, rozwijanym na Politechnice Lubelskiej. Komputer czasu rzeczywistego wyposażony jest w wyjścia analogowe i cyfrowe, a jego zadaniem jest odwzorowanie rzeczywistego stanu sieci elektroenergetycznej oraz procesów w niej zachodzących. Wyjścia analogowe przekształcają wartości pomiarów zdefiniowanych w omawianym systemie CIGRE na sygnały elektryczne, które w warunkach rzeczywistych uzyskiwane są z poszczególnych węzłów systemu elektroenergetycznego. Są to napięcia w węzłach systemu, moce czynne i bierne płynące w liniach, natomiast sygnały cyfrowe pozwalają odwzorować aktualną topologię sieci na podstawie stanów łączników [2].

Na rys. 2 przedstawiono rodzaje i kierunki przesyłu informacji w układzie prototypowym. Sygnały analogowe i cyfrowe przekazywane są cyklicznie do lokalnego systemu SCADA WindEx, poprzez koncentrator danych Ex-MST2. Po przetworzeniu informacji zawartej w poszczególnych sygnałach są one prezentowane w systemie dyspozytorskim na ekranie synoptycznym,



Rys. 1. Sposób wymiany danych z oprogramowaniem dyspozytorskim SCADA – WindEx

a dzięki usłudze WebSVC pomiary są udostępniane modułom zewnętrznym, tj. modułowi estymatora i optymalizatora. WebSVC jest usługą typu klient-serwer, opartą na standardowym protokole http/https, dzięki czemu można w prosty sposób kontrolować dostęp do uprzednio zdefiniowanych pomiarów.

W związku z powyższym możliwe stało się zbudowanie szkieletowej sieci komunikacyjnej, opartej na łączach światłowodowych i na bazie przełączników firmy MOXA, spełniających surowe normy standardu IEC 61850 oraz wymogi kompatybilności elektromagnetycznej, wymaganej od urządzeń stosowanych na stacjach elektroenergetycznych [5]. Szkielet komunikacyjny został skonfigurowany w technologii światłowodowego pierścienia i łączy wszystkie elementy układu regulacji. Co ważne, takie rozwiązanie daje możliwość dalszej rozbudowy, a dzięki realizacji wielu funkcji wymaganych przez standard IEC 61850 możliwe jest zarządzanie pracą systemu, zapewnienie jej dużej niezawodności, bezpieczeństwa i wydajności. Opisywana struktura teleinformatyczna jest w pełni skalowalna i umożliwia dalszą rozbudowę układu oraz przyłączanie urządzeń zgodnych ze standardem Ethernet 100 Mb/s i wyższym, komunikujących się z wykorzystaniem protokołów TCP/IP [5].

Z informacji udostępnianych przez nadrzędny system sterowania i nadzoru korzysta podsystem estymacji stanu i optymalizacji. Moduł estymacji określa, czy nastąpiło przeciążenie linii w nadzorowanym systemie i jeżeli tak, to wyznacza w procesie optymalizacji moce zadane dla każdej z farm wiatrowych. Informacje te poprzez system telemechaniki trafiają do symulatora systemu rzeczywistego, który uwzględni nowe wartości i oblicza nowy stan rozpiływy. System pozwala na wprowadzanie zmian zarówno w topologii sieci, jak również w jej wyznaczonych parametrach rozpiłowych, dzięki czemu możliwe jest modelowanie i analizowanie wielu wariantów.

W przedstawionym układzie symulatorem systemu elektroenergetycznego jest specjalizowany komputer PXI National Instruments, wyposażony w 160 wyjść analogowych (5 kart po 32 wyjścia analogowe), posiadających możliwość generacji sygnałów stałych i zmiennych w czasie w zakresie +/- 10 V oraz kartę przemysłowych wyjść cyfrowych z 64 wyjściami, generującą sygnały 0–30 VDC (rys. 2).

W komputerze PXI działa aplikacja obliczeniowa, wyznaczająca rozpiływy mocy w opisywanym systemie elektroenergetycznym.

Program dokonuje obliczeń rozpiłowych co ustalony interwał czasowy, reagując na zmiany, które mogą zostać wprowadzone przez użytkownika, lub dokonuje obliczeń wcześniej przygotowanych scenariuszy. Jednocześnie oprogramowanie komunikuje się z systemem SCADA, odczytując wartości mocy zadanych dla poszczególnych farm z danej grupy farm wiatrowych. Wyprowadzenie wyników obliczeń z komputera symulacyjnego, to znaczy wyników zadania rozpiłowego, w postaci:

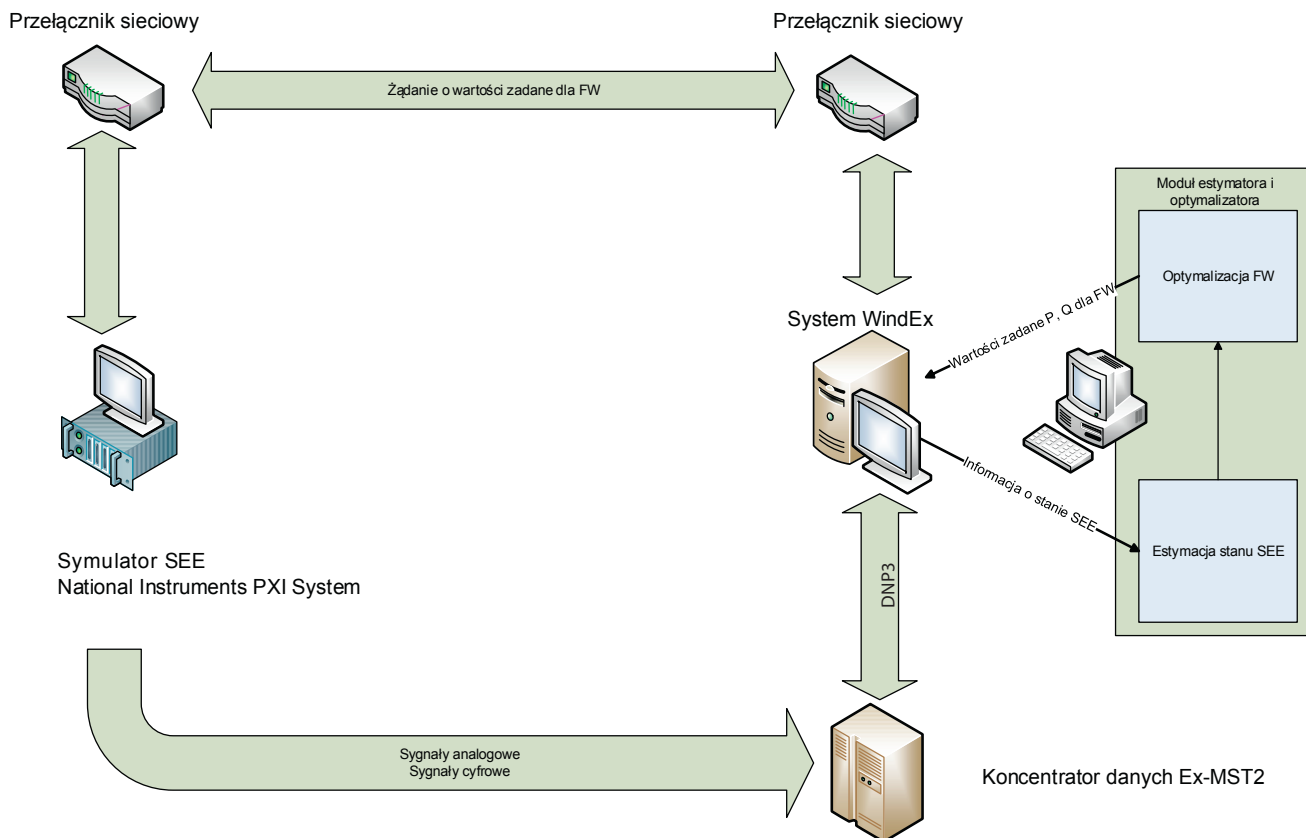
- wartości napięć w węzłach
- mocy czynnej i biernej w generatorach
- mocy czynnej i biernej odbiorów
- stanów wyłączników,

jest realizowane w postaci sygnałów analogowych i cyfrowych za pomocą kart pomiarowo-sterujących systemu PXI. Ten etap przetwarzania sygnału modeluje niedokładności pomiarów mocy i napięć w węzłach sieci. Wartość obliczona w symulatorze zostaje przetworzona na sygnał analogowy z rozdzielczością przetwornika cyfrowo-analogowego i przesłana w formie napięcia do koncentratora Ex-MST2 [5].

System SCADA, za pośrednictwem koncentratora danych Ex-MST2, odczytuje sygnały analogowe i dokonuje przetwarzania analogowo-cyfrowego z rozdzielczością właściwą dla przetworników. Przesyłanie sygnałów w formie elektrycznej pozwala na modelowanie różnego rodzaju błędów, niedokładności i zniekształceń, jakie powstają przy pomiarach najważniejszych wielkości. Błędy te powodują, że do określenia spójnego stanu systemu elektroenergetycznego niezbędna staje się estymacja stanu, bez czego niemożliwa jest skuteczna optymalizacja.

2.2. Komputerowy układ regulacji optymalnej – sposób integracji i wymiany danych

Zadaniem podsystemu estymacji i optymalizacji jest określenie najbardziej prawdopodobnego stanu sieci elektroenergetycznej i określenie optymalnych wartości mocy, zadanych dla grupy farm wiatrowych w celu zniwelowania przeciążeń linii, zachowując jednocześnie maksymalną generację w farmach wiatrowych. Wobec powyższego układ optymalnej regulacji pracuje w układzie zamkniętym, a wykonywanie obliczeń przez poszczególne moduły oprogramowania wykonuje się w sposób sekwencyjny, po uzyskaniu wyników z modułu poprzedzającego.



Rys. 2. Stanowisko badawcze przeznaczone do testowania układu regulacji optymalnej na podstawie systemu dyspozytorskiego WindEx [1]

Uruchomienie sekwencji obliczeniowych rozpoczyna się od rozwiązania zadania, w którym zdefiniowano punkt startowy i końcowy. Algorytm działania komputerowego układu regulacji został zilustrowany na rys. 2 i 3.

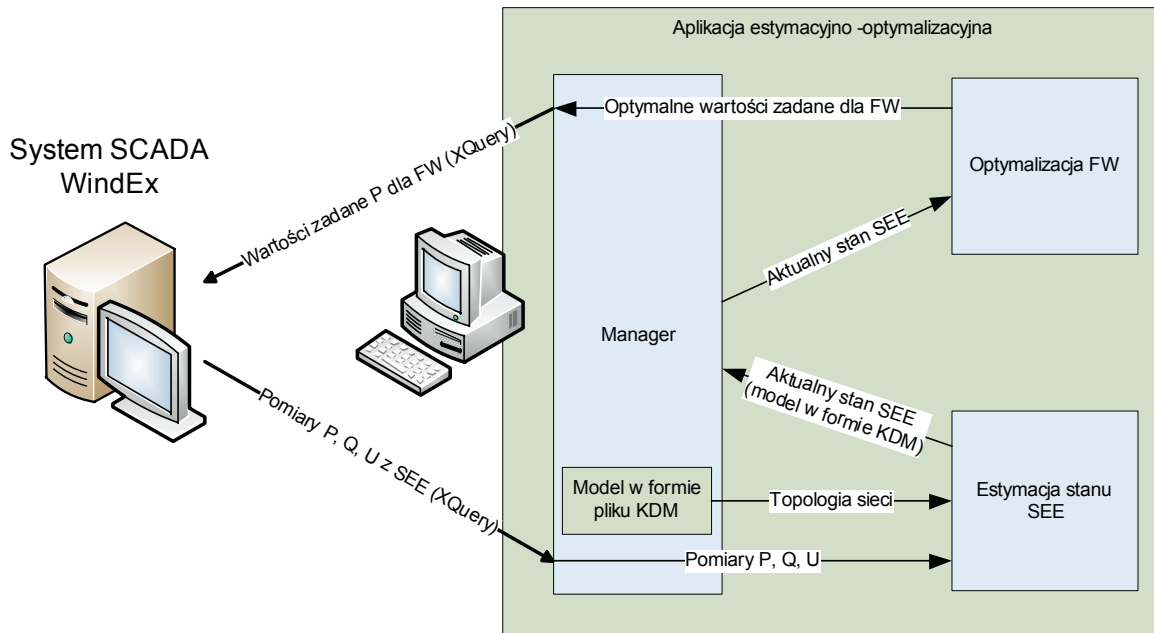
Pracę układu rozpoczyna się od wczytania w estymatorze modelu optymalizowanej sieci. Na potrzeby prób i badań nad opracowywanym systemem wykorzystano zmodyfikowany model sieci testowej CIGRE. Elastyczność i skalowalność systemu pozwala na wykorzystanie modelu sieci krajowej w ogólnie przyjętym formacie *.kdm. Należy podkreślić, że bardzo istotne jest dysponowanie dokładnym modelem estymowanej sieci/systemu. Model ten jest podstawą obliczeń estymacyjnych i rzutuje na dokładność uzyskiwanych wyników. Zgodnie z przedstawionym algorytmem estymacji (rys. 5) oraz sposobem integracji z systemem SCADA (rys. 3) uruchomienie aplikacji estymacyjno-optymalizacyjnej skutkuje cyklicznym pobraniem wyników pomiarów z systemu SCADA, wykonaniu obliczeń estymacyjnych na podstawie których uzyskuje się najbardziej prawdopodobny stan sieci elektroenergetycznej, a uzyskany model zostaje przekazany do modułu optymalizatora. Wyznaczone wartości mocy zadanych dla grupy FW, zoptymalizowanych pod względem zadanej funkcji celu w module optymalizatora, zostają przekazane do systemu dyspozytorskiego. Po zakończeniu opisanego cyklu aplikacja odlicza czas określony przez użytkownika. Po upływie zadanego czasu cykl obliczeniowy jest powtarzany do momentu przerwania pracy aplikacji przez dyspozytora. W warunkach rzeczywistych o zmianie mocy zadanej dla FW będzie decydował dyspozytor, natomiast na potrzeby niniejszego

projektu symulator automatycznie uwzględni nowe optymalne wartości zadane FW.

2.3. Etapy estymacji stanu SEE i optymalizacji generacji wiatrowej w warunkach przeciążeń linii

Celem estymacji jest określenie najbardziej prawdopodobnego ustalonego wektora stanu zespolonych napięć węzłowych, z którego można wyznaczyć dowolne zmienne w systemie. Statyczny model sieci jest opisany przez topologię sieci wraz z parametrami w postaci macierzy admitancyjnej węzłowej Y_{WZ} uzyskiwanej z modelu nadzorowanego systemu. W estymacji zakłada się, że topologia jest najczęściej dobrze zidentyfikowana na podstawie stanów łączników uzyskiwanych z telemechanik poszczególnych stacji.

Wektor mocy węzłowych stanowi podstawowy zbiór pomiarów niezbędnych do estymacji, obejmując moce czynne i bierne tak samo w węzłach generatorowych, jak również w węzłach odbiorczych. W praktyce moce węzłowe mogą być wyznaczone poprzez pomiary przepływów mocy w gałęziach sieci, tzn. liniach, kablach oraz mocach generowanych i odbieranych. Dodatkowo odczytuje się pomiary napięć w poszczególnych węzłach sieci, co dopełnia zbiór danych wejściowych. Oczywiście głównym elementem udostępniającym powyższe dane jest system SCADA. Moduł estymacji odpytuje system dyspozytorski z częstotliwością zadanego interwału czasowego i dokonuje estymacji stanu.



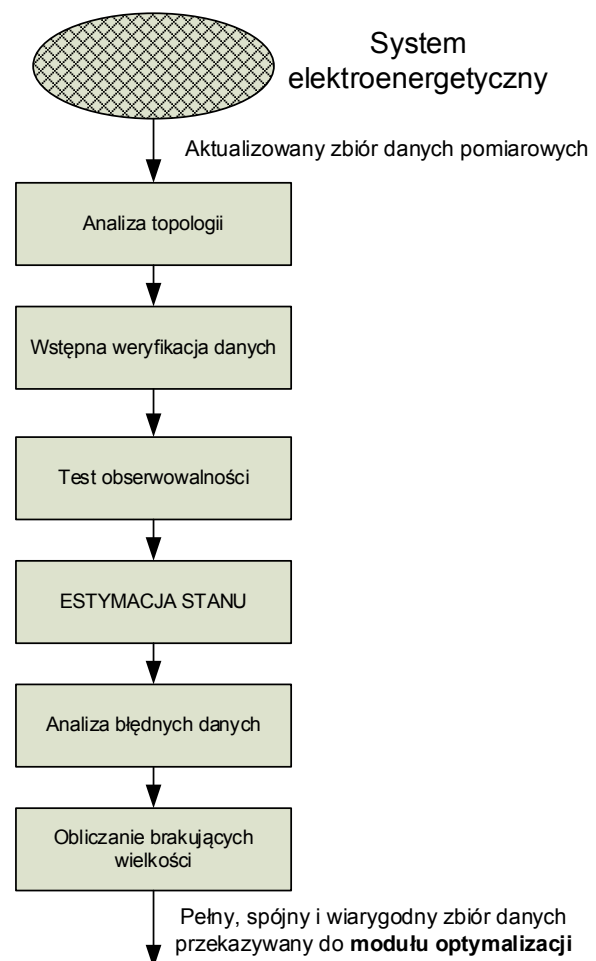
Rys. 3. Cykl obliczeniowy układu regulacji o zadanym interwale czasowym [1]

W istocie punkty pomiarowe pochodzące z pomiarów w systemie tworzą pewien zbiór punktów opisujący stan systemu. W sytuacji, gdy nie występowałyby błędy pomiarowe, wszystkie punkty spełniałyby jeden układ równań, którego rozwiązaniem jest jeden punkt, a w zasadzie wektor w rozpatrywanej przestrzeni o współrzędnych $x = [U; \delta]^T$, gdzie: U – wektor napięć węzłowych, δ – wektor kątów fazowych we wszystkich węzłach rozpatrywanej sieci. Patrząc szerzej na zagadnienie modelowania systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym, można stwierdzić, że estymacja stanu jest centralnym elementem większego procesu (rys. 5), na który składają się moduły, takie jak:

- analiza topologii i badanie spójności sieci
- weryfikacja danych, w tym analiza zgodności telemetrii i telesygnalizacji
- test obserwowalności ze względu na dysponowany zbiór pomiarów
- estymacja stanu
- detekcja i identyfikacja błędnych danych, odtworzenie wielkości niemierzonych lub odrzuconych jako błędne [2].

Szczególnie interesującym może stać się ostatni moduł (rys. 4), który w przypadku awarii ważnego licznika energii, np. licznika wymiany między obszarami lub dużego odbioru, może dokonywać dokładnego szacowania pobranej energii. Zakładając, że w systemie dyspozytorskim SCADA zostały zapisane parametry systemu, tzn. parametry linii elektroenergetycznych, transformatorów i obciążalności, moduł estymacji może pobrać parametry elementów sieci i wykonać kolejno ww. procedury obliczeniowe. Szybkość realizacji całego procesu estymacji stanu jest uzależniona od rozmiaru estymowanego systemu, a co za tym idzie ilości pomiarów uzyskiwanych z terenu oraz wydajności komputera, na którym działa proces estymacji. W sytuacji, gdy możliwe jest łączenie komputerów w wysoko wydajne klastry lub chmury obliczeniowe, autorzy skłaniają się do stwierdzenia, że proces

estymacji stanu, przy założeniu dysponowania pomiarami, może być zakończony nawet w ciągu 1 minuty.



Rys. 4. Etapy estymacji stanu systemu elektroenergetycznego

Obliczenia optymalizacyjne mają za zadanie wyznaczenie takiego wektora wartości mocy czynnych dla grupy farm wiatrowych, aby zlikwidować przeciążenia linii, zachowując maksymalną możliwą do uzyskania w danym przypadku sumaryczną moc generowaną w farmach wiatrowych. Z powyższych założeń wynika zadanie optymalizacyjne, w którym poszukuje się minimum sumy wektora poszczególnych ograniczeń mocy grupy farm wiatrowych, powodującego likwidację przeciążeń w linii/liniach. Powyższy problem optymalizacyjny może zostać przedstawiony jako zadanie maksymalizacji mocy farm wiatrowych z ograniczeniami:

$$P_{FW} = \max \sum_{j=1}^k P_j \quad (1)$$

$$\{P_j \leq P_g; I_l \leq I_{max}\} \quad (2)$$

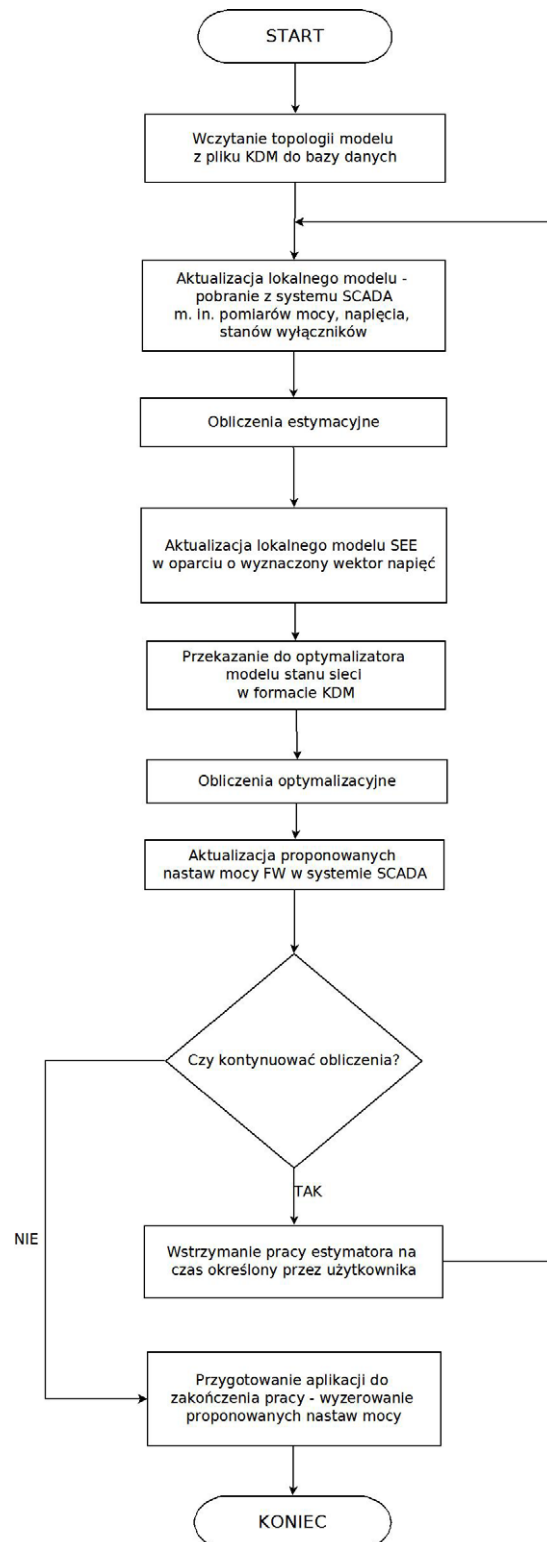
gdzie: P_j – wektor mocy zadanych dla poszczególnych farm wiatrowych, P_g – wektor mocy farm wiatrowych uzyskiwanych przy obecnych warunkach wiatrowych, I_l – wektor prądów płynących w liniach dla P_j , I_{max} – wektor maksymalnych dopuszczalnych wartości prądów w liniach.

Przedstawiony powyżej problem rozwiązuje moduł optymalizacyjny. Całość procesu przedstawiono na rys. 5.

3. Wnioski końcowe

W artykule przedstawiono sposób rozszerzenia funkcjonalności systemu dyspozytorskiego WindEx na podstawie usługi WebSVC. Zaprezentowano system współpracujący z oprogramowaniem dyspozytorskim uzyskującym dane pomiarowe z poszczególnych punktów nadzorowanego obszaru sieci, dokonującym na podstawie tych danych estymacji stanu sieci i optymalizacji generacji mocy farm wiatrowych. System WindEx, udostępniający usługę wymiany danych WebSVC, pozwala na rozszerzenie funkcjonalności systemu SCADA o moduły zewnętrzne, pracujące na fizycznie odrębnych jednostkach obliczeniowych, stanowiących obciążenie dla jednego serwera bądź wielu serwerów SCADA. Tym samym uniezależnia się od miejsca zainstalowania komputerów świadczących inne usługi lub funkcje. Prezentowany układ traktuje system SCADA jako element nadrzędny, dzięki czemu utrata komunikacji z modułem estymacyjno-optymalizacyjnym nie powoduje zakłóceń w działaniu systemu elektroenergetycznego. Przedstawiony układ może być traktowany także jako system wspomaganie decyzji dyspozytora w sytuacji pojawiających się przeciążeń linii w nadzorowanym obszarze. Dodatkowo autorzy chcą zaakcentować, że realizacja układu optymalnej generacji mocy farm wiatrowych pozwoliła na stworzenie narzędzia (stanowiska laboratoryjnego wraz z symulatorem) umożliwiającego symulację wielu działań związanych z zarządzaniem pracą systemu elektroenergetycznego. Zbudowany układ pozwala na testowanie wielu rozwiązań z zakresu modelowania pracy sieci elektroenergetycznych, estymacji stanu systemów czy optymalizacji pracy jednostek wytwórczych w warunkach przeciążeń. Pozwala również na testowanie nowych sposobów z zakresu wymiany i transmisji

danych. Opracowane w przedstawionym układzie rozwiązania pozwalają na przeniesienie opracowanych metod do rzeczywistych systemów SCADA, zarządzających pracą systemów elektroenergetycznych. Należy jednocześnie stwierdzić, że podstawą działania estymatora i optymalizatora jest dokładny model sieci elektroenergetycznej nadzorowanego obszaru. Zbudowanie takiego modelu może stwarzać pewne kłopoty i fakt ten należy zaliczyć do mankamentów systemu.



Rys. 5. Algorytm cyklicznej pracy estymatora stanu oraz optymalizatora

BIBLIOGRAFIA

1. Kacejko P., Wydra M., Energetyka wiatrowa w Polsce – analiza potencjalnych ograniczeń bilansowych i oddziaływania na warunki pracy jednostek konwencjonalnych, *Rynek Energii*, kwiecień 2011, nr 2(93), s. 25–30.
 2. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, Warszawa 1996.
 3. Kacejko P., Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym, Lublin 2004.
 4. Kacejko P., Machowski J., Pijarski P., Redukcja kąta załączenia w operacjach łączeniowych sieci przesyłowej, *Rynek Energii*, październik 2011, nr 5(96), s. 24–35.
 5. Kacejko P. i in., Modelowanie współpracy farm wiatrowych z siecią elektroenergetyczną, *Rynek Energii*, styczeń 2012, nr 1(98), s. 28–32.
-

Piotr Kacejko

prof. dr hab. inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Rektor Politechniki Lubelskiej i kierownik Katedry Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń. Stopień doktora habilitowanego uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (1999). Tytuł profesora w 2006 roku. Specjalizuje się w analizie systemów elektroenergetycznych, szczególnie w stanach awaryjnych oraz metodach numerycznych związanych z ich analizą.

Michał Wydra

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: m.wydra@pollub.pl

Adiunkt w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej. Od 2002 roku jest pracownikiem Wydziału Elektrotechniki i Informatyki. Stopień doktora uzyskał w 2008 roku. Specjalizuje się w modelowaniu dynamiki jednostek wytwórczych pracujących na potrzeby systemu elektroenergetycznego oraz estymacji stanu.

Robert Jędrychowski

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: r.jedrychowski@pollub.pl

Adiunkt w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej. Absolwent Politechniki Lubelskiej. Od 1995 roku pracuje na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się wokół problemów związanych z funkcjonowaniem systemów sterowania i nadzoru, sieci inteligentnych oraz automatyki zabezpieczeniowej.

Optimal Control of a Wind Farm Group Using the WINDEX System

Authors

Piotr Kacejko
Michał Wydra
Robert Jędrychowski

Keywords

state estimation, optimization, SCADA

Abstract

The aim of this paper is to present achievements obtained during realization the framework project N R01 0021 06 in Power System Department of Lublin University of Technology. As the result of work arise up a "A system of optimal wind farm power control in the conditions of limited transmission capabilities of power networks", which one of two main modules is an state estimator. Featured wind farm control system was integrated with SCADA dispatcher system WindEx using WebSVC service.

Testy i próby sprawdzające parametry techniczne elektrowni i farm wiatrowych. Wybrane zagadnienia

Autorzy

Krzysztof Marszałkiewicz
Ireneusz Grzędzielski
Andrzej Trzeciak
Marian Maćkowiak

**POWRÓT
DO SPISU TREŚCI**

Słowa kluczowe

farmy wiatrowe, testy eksploatacyjne

Streszczenie

Po przyłączeniu i uruchomieniu farma wiatrowa musi przejść serię testów potwierdzających określone właściwości eksploatacyjne. W artykule autorzy przedstawili wybrane zagadnienia związane z testami i próbami sprawdzającymi parametry techniczne, właściwości regulacyjne farm wiatrowych w zakresie mocy czynnej, zapadach napięcia oraz wpływu na jakość energii w punkcie przyłączenia.

1. Wprowadzenie

instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) z 2012 roku [1] zobowiązuje podmiot posiadający farmę wiatrową (FW) do przeprowadzenia testów sprawdzających jej parametry techniczno-ruchowe, które potwierdzą sprostanie wymogom technicznemu, w tym parametrom ruchowym, określonym w warunkach przyłączenia do sieci i w IRiESP. Testy należy rozpocząć po przyłączeniu farmy wiatrowej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), nie później niż w terminie 30 dni roboczych. Testy te powinny być zakończone przed upływem roku, licząc od daty przyłączenia farmy wiatrowej.

Zakres i sposób przeprowadzenia testów dla farmy wiatrowej uzgadniany jest w ramach umowy o przyłączenie. W badaniach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona przez operatora i podmiot posiadający farmę wiatrową, która nie powinna być zaangażowana w prace przy budowie farmy wiatrowej.

W artykule przedstawiono wybrane zagadnienia związane z testami sprawdzającymi parametry techniczne elektrowni i farm wiatrowych – właściwości regulacyjne w zakresie mocy czynnej i przy zapadach napięcia oraz wpływ na jakość energii w punkcie przyłączenia farmy.

2. Pełny zakres wykonywanych testów i prób sprawdzających parametry techniczno-ruchowe farm

Instrukcja IRiESP z 2012 roku wskazuje, jakich parametrów w szczególności powinny dotyczyć testy sprawdzające. Bazując na tych informacjach i dotychczasowych doświadczeniach, opracowano pełny zakres testów i prób, które zestawiono w tab. 1–3. Stanowi on podstawę do dyskusji między podmiotem

posiadającym farmę, operatorem i firmą ekspercką o ostatecznym kształcie testów. Zakres testów podzielono na następujące grupy [2]:

Grupa A. Sprawdzenie właściwości łączeniowych, zabezpieczeniowych i transmisyjnych urządzeń związanych z prowadzeniem ruchu farm wiatrowych

Grupa B. Sprawdzenie właściwości regulacyjnych farm wiatrowych

Grupa C. Ocena wpływu farm wiatrowych na jakość energii elektrycznej w miejscu przyłączenia PCC (ang. *Point of Common Coupling*).

Lp.	Grupa testów i prób	Nazwa testu
1.	Grupa A/A1	A1. Sprawdzenie działania urządzeń łączeniowych i zabezpieczeniowych w głównym punkcie odbioru (GPO) mocy farmy
2.	Grupa A/A2	A2. Sprawdzenie poprawności działania transmisji sygnalizacyjnej
3.	Grupa A/A3	A3. Sprawdzenie transmisji wielkości analogowych z/do RDR/ZDM
4.	Grupa A/A4	A4. Sprawdzenie możliwości zdalnego sterowania FW z ZDM
5.	Grupa A/A5	A5. Sprawdzenie systemu głosowej łączności dyspozytorskiej

Tab. 1. Sprawdzenie właściwości łączeniowych, zabezpieczeniowych i transmisyjnych urządzeń związanych z prowadzeniem ruchu farmy wiatrowej, Grupa A

Lp.	Grupa testów i prób	Nazwa testu
6	Grupa B/B1	B1. Wykreślenie charakterystyki mocy czynnej FW w funkcji prędkości wiatru
7	Grupa B/B2	B2. Sprawdzenie układu regulacji mocy czynnej z kontrolą gradientu zmian mocy: B2.1. Praca farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych B2.2. Sprawdzenie układu regulacji mocy czynnej na polecenia OSD/OSP B2.3. Sprawdzenie automatycznej redukcji mocy czynnej w funkcji zmian częstotliwości
8	Grupa B/B3	B3. Przeprowadzenie testów podczas załączania i wyłączenia FW do/z sieci zamkniętej: B3.1. Przeprowadzenie testów podczas uruchamiania FW B3.2. Przeprowadzenie testów podczas odstawiania FW

Tab. 2. Sprawdzenie właściwości regulacyjnych farmy wiatrowej, Grupa B

Lp.	Grupa testów i prób	Nazwa testu
11.	Grupa C	C. Ocena wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej Określenie w miejscu przyłączenia farmy wymagań w zakresie wskaźnika krótkookresowego migotania Pst i długookresowego Plt, współczynnika THD oraz zawartości pojedynczych harmonicznych od 2 do 50

Tab. 3. Ocena wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej w miejscu przyłączenia, Grupa C

Aparatura pomiarowa zastosowana do przeprowadzania testów sprawdzających parametry techniczno-ruchowe farm wiatrowych musi posiadać odpowiednie certyfikaty zgodności z normami oraz świadectwa wzorcowania. Do wykonywania testów stosowane są zestawy pomiarowe klasy A: PQ-Box 100, PQ-Box 200 (firmy A. Eberle GmbH & Co. KG.) i Unilyzer (firmy Unipower AB).

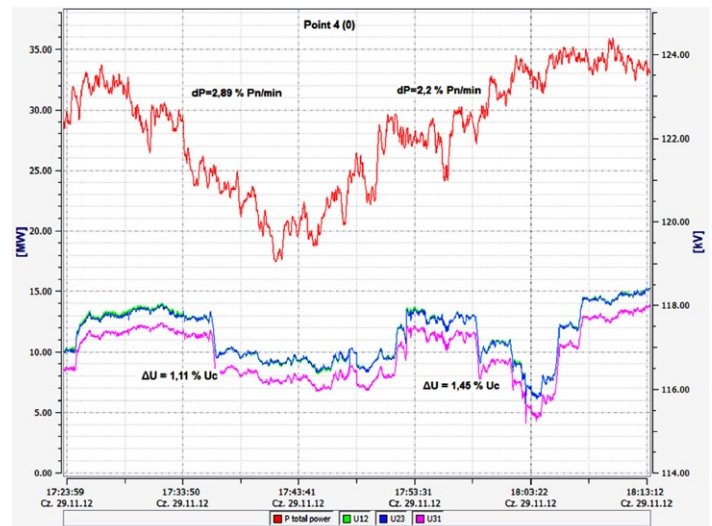
W kolejnych punktach artykułu przedstawiono wybrane zagadnienia związane z przeprowadzaniem testami sprawdzającymi parametry techniczne elektrowni i farm wiatrowych, właściwości regulacyjne w zakresie mocy czynnej – grupa B: test B2 (B2.1 i B2.2), B3 (B3.1 i B3.2), przy zapadach napięcia – grupa B test B5 oraz wpływ na jakość energii w punkcie przyłączenia farmy – grupa C.

3. Sprawdzenie układu regulacji mocy czynnej z kontrolą gradientu zmian mocy – testy B2.1 i B2.2

Kontrolę zmian mocy czynnej, oddawanej do sieci w zależności od sygnału zewnętrznego zadającego wartość mocy, powinno się przeprowadzić przy prędkości wiatru odpowiadającej mocy znamionowej. Jeśli warunki wiatrowe w okresie prowadzenia pomiarów nie pozwolą na osiągnięcie mocy znamionowej, próbę można wykonać dla prędkości wiatru umożliwiającej osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej.

Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń [3], odpowiednio do warunków wiatrowych, średni gradient zmian mocy czynnej farmy wiatrowej, zgodnie z obowiązującą IRIESP, nie może

przekraczać 10% mocy znamionowej farmy na minutę. Test ocenia średnie gradienty zmian mocy czynnej w zależności od zmiennych warunków wiatrowych. Na rys. 1 pokazano przykładowy przebieg zmian mocy czynnej zarejestrowany na jednej z testowanych farm.



Rys. 1. Przykładowy przebieg zmian mocy czynnej oraz napięć w punkcie PCC farmy, odpowiednio do zmieniających się warunków wiatrowych

Sprawdzenie układu regulacji mocy czynnej na polecenia operatora sieciowego dokonuje się w warunkach pracy normalnej – ograniczenie mocy do określonego poziomu oraz w warunkach konieczności maksymalnego szybkiego zredukowania mocy czynnej, np. w stanach zagrożenia czy awaryjnych pracy systemu (praca interwencyjna).

Spełnienie wymagań stawianych przez IRIESP oznacza, że:

- w warunkach pracy normalnej prędkość ograniczenia mocy do określonego poziomu mocy P_z nie powinna przekraczać 10% mocy znamionowej farmy na minutę
- interwencyjna redukcja mocy powinna wynosić domyślnie 2% mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy 100–20% mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20% mocy znamionowej dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy, ale nie mniejszą niż 10% mocy znamionowej na minutę
- wartość zadanej mocy czynnej w trybie interwencyjnym przez operatora systemu powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej $\pm 5\% P_z$ (mocy zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych.

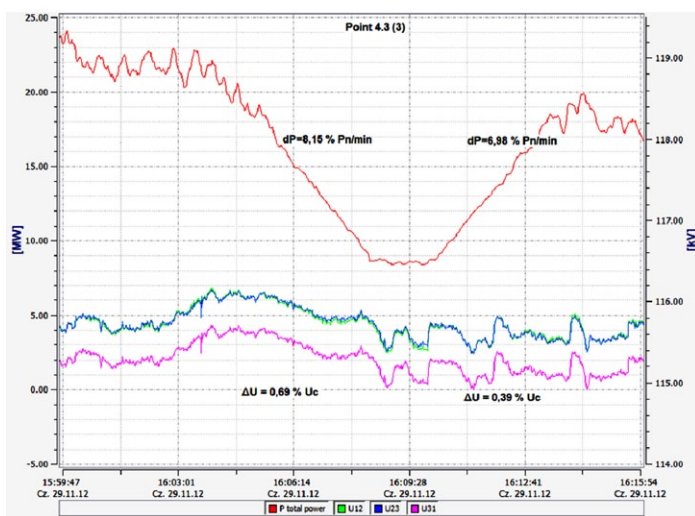
Dodatkowo zaleca się rejestrować zmiany napięcia w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej podczas zmiany mocy czynnej zadanej. W celu spełnienia wymagań IRIESP stawianych w każdym momencie procesu regulacji mocy oddawanej, algorytm zmian mocy oddawanej musi zapewniać, że wartość napięcia w węzłach wytwórczych np. sieci dystrybucyjnej 110 kV

w normalnych warunkach pracy mieści się w przedziale (węzeł generacyjny):

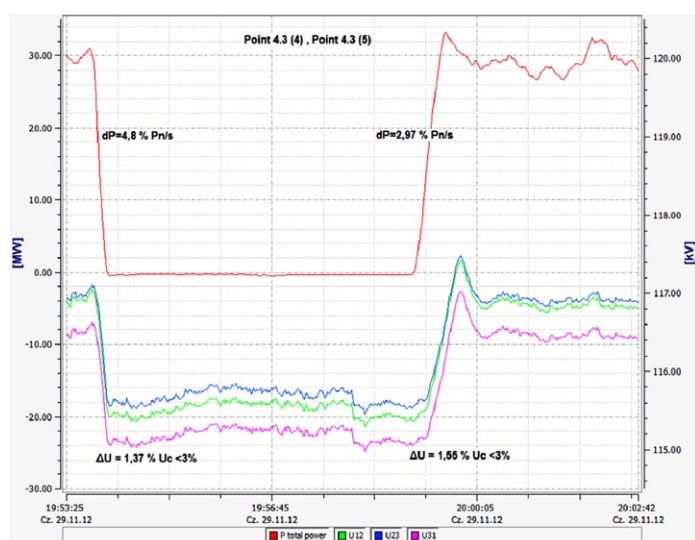
$$1,0U_n \leq U \leq 1,1U_n$$

czyli $U = 110-121 \text{ kV}$.

Na rys. 2 i 3 pokazano przykładowe przebiegi zmian mocy czynnej i napięć w punkcie przyłączenia farmy przy regulacji mocy czynnej do P_z równej 50% mocy osiągananej w danej chwili (rys. 2) oraz interwencyjnej redukcji praktycznie do mocy równej zero (rys. 3). Przedstawione przebiegi świadczą o poprawności działania grupowego, nadrzędnego układu regulacji mocy czynnej zaimplementowanego w systemie SCADA farmy.



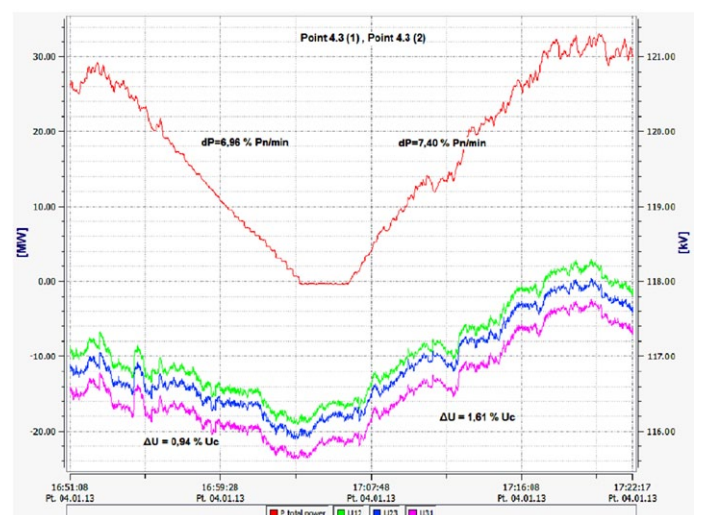
Rys. 2. Przykładowy przebieg zmian mocy czynnej oraz napięć w punkcie PCC farmy przy redukcji mocy czynnej do 50%



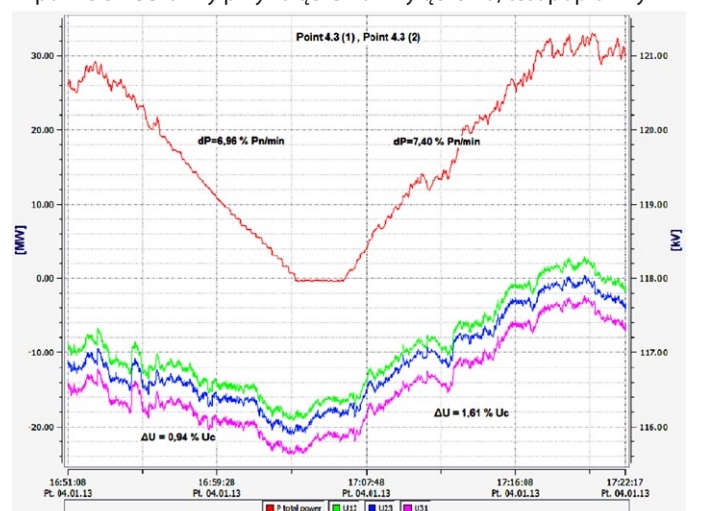
Rys. 3. Przykładowy przebieg zmian mocy czynnej oraz napięć w punkcie PCC farmy przy interwencyjnej redukcji mocy czynnej do wartości 0 MW

4. Przeprowadzenie testów podczas załączania i wyłączenia farmy wiatrowej do/z sieci zamkniętej – testy B3.1 i B3.2

Testy (oznaczone: B3–B3.1 i B3.2) przeprowadza się przy prędkości wiatru umożliwiającej osiągnięcie znamionowej mocy przez elektrownie wiatrowe farmy. Kiedy warunki pogodowe w dłuższym okresie czasu uniemożliwią osiągnięcie mocy znamionowej, dopuszcza się w porozumieniu z operatorem, do którego sieci przyłączona jest badana farma, na przeprowadzenie próby przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej. Zgodnie z wymaganiami IRIESP w trakcie załączania i wyłączenia farmy wiatrowej w warunkach normalnych pracy systemu gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę [3]. Na rys. 4 pokazano przebieg zmian mocy czynnej i napięć w trzech fazach w punkcie PCC farmy przy wyłączeniu i ponownym załączeniu. Przebiegi te są prawidłowe, spełniające wymogi IRIESP. Natomiast na rys. 5 pokazano nieprawidłowe średnie gradienty (przed korektą algorytmu sterowania) przy załączeniu farmy do sieci.



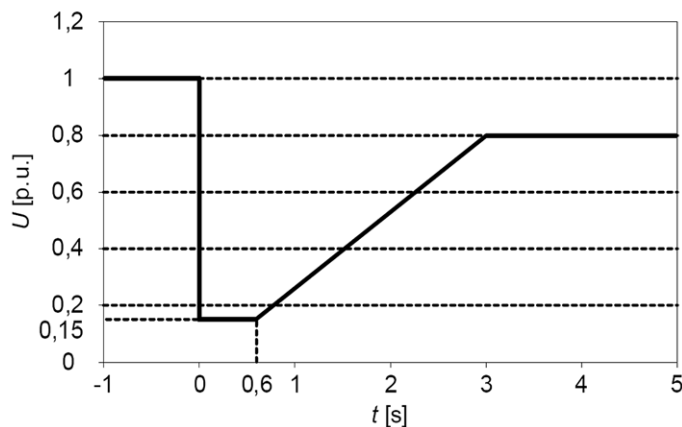
Rys. 4. Przykładowy przebieg zmian mocy czynnej oraz napięć w punkcie PCC farmy przy załączeniu i wyłączeniu, test poprawny



Rys. 5. Przykładowy przebieg zmian mocy czynnej oraz napięć w punkcie PCC farmy przy załączeniu i wyłączeniu, test niepoprawny

5. Sprawdzenie możliwości utrzymania się w pracy elektrowni wiatrowych farmy w przypadku wystąpienia dużych zapadów napięcia – test B5

Próba ma na celu sprawdzenie [4, 5] utrzymania się elektrowni wiatrowych farmy w pracy w przypadku wystąpienia zakłócenia napięciowego w sieci (najczęściej w wyniku zwarcia), zgodnie z charakterystyką przetrwania FRT (ang. *Fault Ride-Through*) (rys. 6) podaną w IRiESP. Podczas zakłóceń skutkujących dużymi zmianami napięcia farma wiatrowa nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia.



Rys. 6. Charakterystyka wymaganego zakresu pracy farmy w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci [1]

Sprawdzenie możliwości utrzymania się w pracy elektrowni wiatrowych (wyposażenia elektrowni wiatrowych w automatykę FRT) w przypadku wystąpienia zwarcia możliwe jest przez:

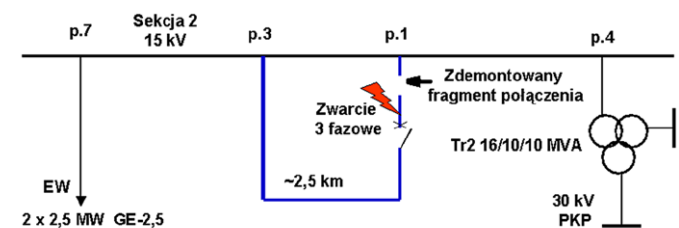
- przeprowadzenie próby zwarciowej (dotyczy tylko sieci SN)
- rejestrację przypadkowych zwarć, które mogą wystąpić w sieci podczas wykonywania testów sprawdzających
- analizy symulacyjne, na akceptowanych przez operatorów modelach matematycznych pokazujących reakcję elektrowni farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe
- zastosowanie specjalnej przewoźnej zwarciowni (ang. *Voltage Dip Test Unit*), stosowanej do tego typu prób w Niemczech (firma WINDTEST).

Próba jest uznawana za pozytywną, jeżeli elektrownie wiatrowe farmy utrzymają się w pracy przy wystąpieniu zapadu napięcia, zgodnie z charakterystyką określoną w IRiESP (stany pracy powyżej charakterystyki).

Przeprowadzone przez autorów próby zwarciowe w sieci SN jednego z GPZ ENEA Operator umożliwiły sprawdzenie działania automatyki FRT przyłączonych do szyn SN dwóch elektrowni wiatrowych firmy GE o mocy 2,5 MW. Celem podstawowym prób zwarciowych była ocena rzeczywistego poziomu mocy zwarciowych na wybranej sekcji SN GPZ, wpływu przyłączonych elektrowni wiatrowych na wzrost mocy zwarciowej, porównanie wyników pomiarów z wynikami obliczeń. Wykonano w sumie trzy próby zwarciowe oraz w tym dwie z pracującymi dwoma elektrowniami wiatrowymi GE – 2,5 MW. Czas nastaw

zabezpieczenia wynosił 0,5 i 0,7 s. Na rys. 7 pokazano schemat wykorzystania pól sekcji SN GPZ w czasie przeprowadzania prób zwarciowych.

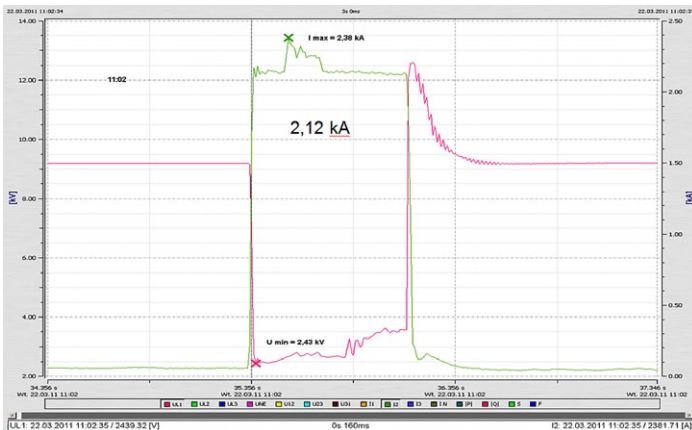
Na rys. 8–10 pokazano przykładowe przebiegi prądów i napięć, zarejestrowane podczas prób zwarciowych. Na rys. 8 przedstawiono przebieg wartości skutecznej prądu i napięcia w polu 4 transformatora 110 kV/SN, dla czasu trwania zwarcia ok. 0,58 s, przy pracujących obu elektrowniach wiatrowych GE-2,5 MW. Na rys. 9 przedstawiono te same przebiegi, ale dla czasu trwania zwarcia ok. 0,77 s (próba 2). Z kolei rys. 10 przedstawia chwilowe przebiegi napięć i prądów w polu 7, przyłączenia dwóch elektrowni GE – 2,5 MW.



Rys. 7. Schemat wykorzystania pól w czasie przeprowadzania prób zwarciowych w wybranym GPZ ENEA Operator

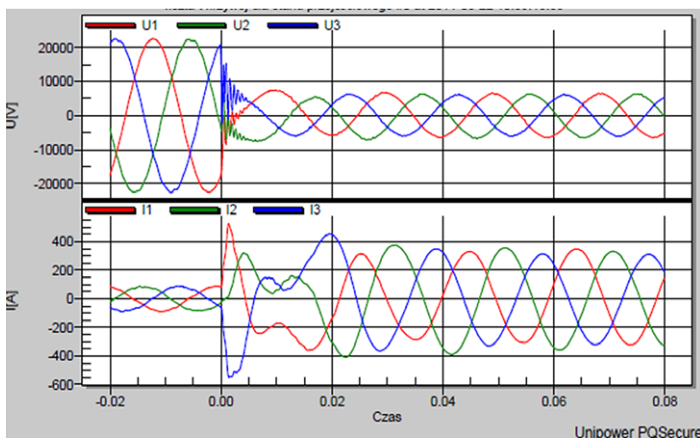


Rys. 8. Prąd skuteczny fazowy I_{L2} i napięcie minimalne U_{L1} w polu 4 Tr2 podczas zwarcia 3-fazowego o czasie trwania dt = 579,93 ms; pracują dwie elektrownie GE – 2,5 MW, próba 1

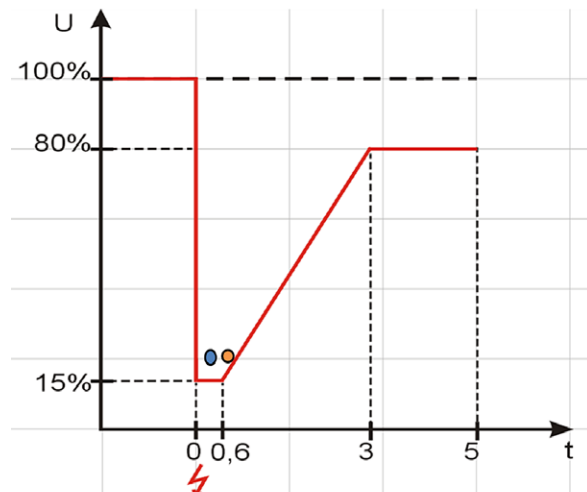


Rys. 9. Prąd skuteczny fazowy I_{L2} i napięcie minimalne U_{L1} w polu 4Tr2 podczas zwarcia 3-fazowego o czasie trwania $dt = 770,31$ ms, pracują dwie elektrownie GE – 2,5 MW, próba 2

Próby zwarcia umożliwiły sprawdzenie działania automatyki FRT (ang. *Fault Ride-Through*) elektrowni wiatrowych GE – 2,5 MW, znanej także pod nazwą charakterystyka przetrwania – LVRT lub ZVRT (LV – ang. *Low Voltage*, ZV – ang. *Zero Voltage*, RT – ang. *Ride Through*). Wyniki uzyskane podczas próby 1 i 2 pokazano na charakterystyce przetrwania podanej w IRiESP (rys. 11). Wynik ten świadczy o poprawności działania automatyki FRT elektrowni wiatrowych GE – 2,5 MW.



Rys. 10. Przebiegi chwilowe prądów i napięć w polu pracujących elektrowni wiatrowych GE – 2,5 MW, podczas zwarcia 3-fazowego, próba 1



Rys. 11. Napięciowa charakterystyka przetrwania LVRT dla KSE – IRiESP (2012)

- Próba 1 – czas trwania zwarcia 0,58 s, zapad napięcia do 28% U_n
- Próba 2 – czas trwania zwarcia 0,77 s, zapad napięcia do 26% U_n

6. Ocena wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej – test grupa C

Badania wpływu farm wiatrowych na dotrzymanie standardów jakości energii elektrycznej w punkcie wspólnego przyłączenia (PCC) obejmują pomiary następujących parametrów [6]:

odkształceń napięcia

wahań i zmian napięcia (wskaźniki migotania światła P_{st} , P_{lt} przy pracy ciągłej, z uwzględnieniem procesów łączeniowych, zmianę napięcia „d” wskutek procesu łączeniowego turbos zespołu, zmianę napięcia wywołaną działaniem elektrowni wiatrowej „d_d”).

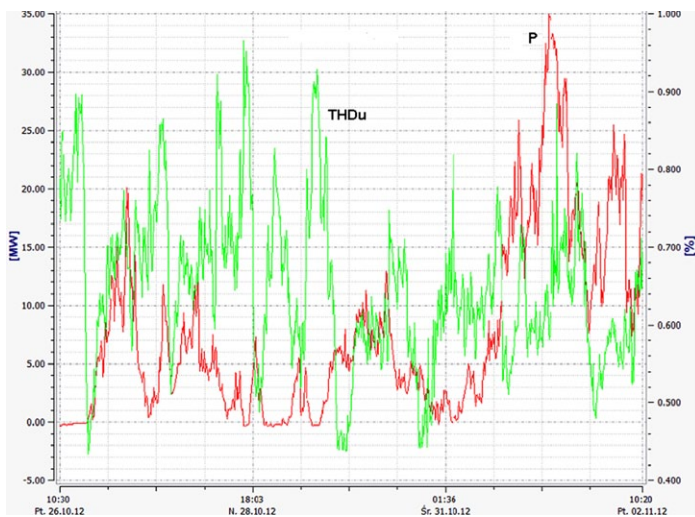
Na poziom odkształceń i zmiany napięcia na szynach 110 kV GPZ wpływ mogą mieć zewnętrzne farmy wiatrowe pracujące w sieci po stronie 110 kV oraz inne urządzenia o znacznej mocy zainstalowane w sieci SN i oddziałujące na sieć nadrzędną, np. trakcyjne stacje prostownikowe.

Obowiązujące przepisy w zakresie dotrzymania standardów jakości energii zawarte są w IRiESP z 1 stycznia 2012 roku (punkty: 2.2.3.3.3.8) oraz w IRiESD spółek dystrybucyjnych:

1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń na godzinę i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń na godzinę. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń turbin wiatrowych.
2. Udział farmy wiatrowej przyłączonej do sieci zamkniętej w całkowitych wahaniami napięcia w miejscu jej przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) współczynnika migotania światła ponad wartość tła, nie powinien przekroczyć:

- a) $P_{st} < 0,35$ dla skoordynowanej sieci 110 kV
 b) $P_{lt} < 0,25$ dla skoordynowanej sieci 110 kV.
- Farmy wiatrowe przyłączone do skoordynowanej sieci 110 kV nie powinny powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (rzędu 2–50) o wartościach większych niż $iTHDu = 1,5\%$ (IRIESP) (0,7% IRIESD ENEA), w odniesieniu do harmonicznej podstawowej. Całkowity współczynnik odkształcenia napięcia THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od $THDu_{całk.} < 2,5\%$ (IRIESP) (2,0% IRIESD ENEA).
 - Podane powyżej wartości współczynników jakości energii powinny być spełnione w okresie tygodnia z prawdopodobieństwem 99% (okres pomiarów: $> = 7$ dni).

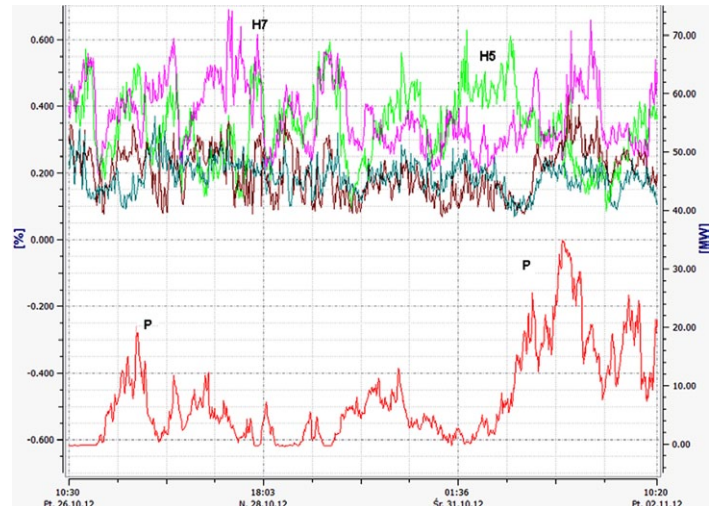
Na rys. 12 do 14 przedstawiono przykładowe wyniki testów w zakresie jakości energii elektrycznej w miejscu przyłączenia jednej z testowanych farm.



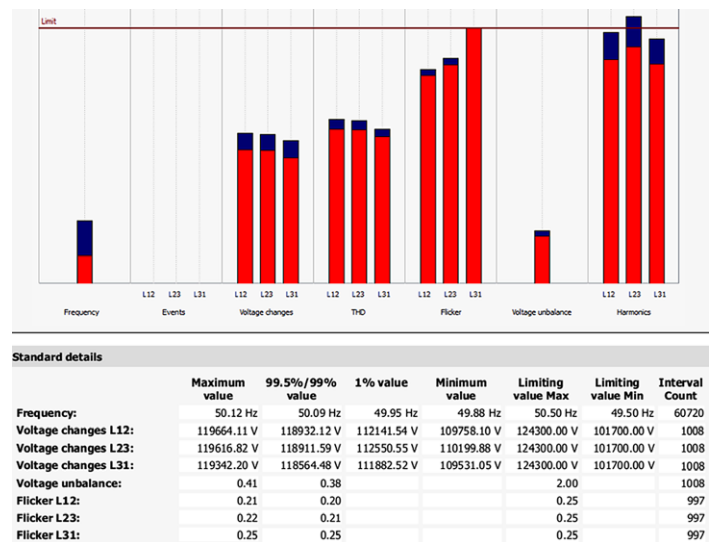
Rys. 12. Wykres czasowy harmonicznej 5 i 7 na tle mocy czynnej generowanej przez testowaną farmę wiatrową

Dla uniknięcia niedopuszczalnych odkształceń napięć należy ograniczyć w stopniu niezbędnym prądy harmoniczne w PCC. Charakterystyki częstotliwościowe impedancji węzłów sieciowych zależą od struktury włączonych urządzeń, liczby, rodzaju i długości linii zasilających oraz konfiguracji układu zasilającego. Częstotliwości rezonansowe w sieci występują najczęściej w zakresie 5–17 harmonicznej.

Występowanie odkształceń napięcia zasilającego stwarza niegodne warunki pracy dla wielu urządzeń, w tym często wykorzystywanych do poprawy $\cos\phi$ baterii kondensatorów równoległych, instalowanych w rozdzielniach na poziomie SN oraz w sieciach przemysłowych. Zagrożeniem dla pracy tych urządzeń mogą być nadmierne przeciążenia prądowe i napięciowe, powodowane zjawiskami rezonansowymi między indukcyjnościami i pojemnościami sieci.



Rys. 13. Zmiany współczynnika odkształcenia THDu oraz mocy czynnej farmy w czasie przeprowadzanego testu



Rys. 14. Wyniki zbiorcze analizy jakości energii w punkcie przyłączenia testowanej farmy wiatrowej

7. Wnioski

Aktualnie obowiązująca IRIESP z 2012 roku nie precyzuje szczegółowego zakresu testów sprawdzających parametry techniczno-ruchowe przyłączonych farm wiatrowych. Nie wskazuje chociażby testu wpływu FW na jakość energii w punkcie przyłączenia, natomiast takie wymagania są w instrukcji zawarte.

Podany zakres testów w p.2.2.3.3.3.11.7. przedmiotowej instrukcji dotyczy farm wiatrowych przyłączanych do sieci zamkniętej. Obecnie brak jest w IRIESP operatorów dystrybucyjnych zakresu testów dla farm przyłączanych do sieci SN. Istnieje tutaj duża dowolność ograniczająca się nieraz tylko do testów wpływu elektrowni lub zespołu elektrowni na jakość energii w punkcie przyłączenia. W ENEA Operator podjęto działania [2, 3, 4, 6] mające na celu opracowanie standardów w zakresie testów sprawdzających parametry techniczno-ruchowe zespołów elektrowni i farm wiatrowych do sieci SN i WN.

Przy niesprzyjających warunkach wiatrowych, przeprowadzanie testów wymagających, zgodnie z IRIESP, generacji mocy czynnej na poziomie 75% mocy znamionowej znacznie utrudnia ich realizację i może znacznie wydłużyć okres ich wykonania. Zgodnie z obowiązującą IRIESP gradient średni zmian mocy czynnej farmy wiatrowej w stanach normalnych **nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy na minutę** w miejscu przyłączenia farmy. Spełnienie warunku wymaga nastaw odpowiednich gradientów w regulatorze grupowym farmy. Przeprowadzanie prób zwarciovych w sieci SN umożliwia przewidywanie zachowania się elektrowni wiatrowych przy zapadach napięcia występujących w sieciach elektroenergetycznych.

BIBLIOGRAFIA

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, Wersja 2.0, Tekst jednolity obowiązujący od 1 stycznia 2012.
2. Grządzielski I., Marszałkiewicz K., Maćkowiak M., Testy sprawdzające parametry techniczno-ruchowe farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN i WN, Opracowanie wewnętrzne ENEA Operator sp. z o.o., Poznań, marzec 2013.
3. Grządzielski I., Systemy sterowania i regulacji mocy czynnej farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN i WN, Opracowanie wewnętrzne ENEA Operator sp. z o.o., Poznań, marzec 2013.
4. Grządzielski I., Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach (zapadach napięcia) w sieci zamkniętej, Opracowanie wewnętrzne ENEA Operator sp. z o.o. nt. Testy sprawdzające parametry techniczno-ruchowe farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN i WN, Poznań, marzec 2013.
5. Marszałkiewicz K. i in., Testy i próby sieciowe dla potwierdzenia wyników ekspertyz oraz ocen możliwości przyłączenia źródeł OZE do sieci średniego napięcia, materiały II Konferencji PTPiREE „Przyłączenie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym”, referat 13, Warszawa, marzec 2012.
6. Marszałkiewicz K., Dotrzymanie standardów jakości energii elektrycznej w PCC farmy wiatrowej, Opracowanie wewnętrzne ENEA Operator sp. z o.o. nt. Testy sprawdzające parametry techniczno-ruchowe farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN i WN, Poznań, marzec 2013.

Krzysztof Marszałkiewicz

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: krzysztof.marszalkiewicz@put.poznan.pl

Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej (1973), jest kierownikiem Laboratorium EMC w Elektroenergetyce. Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1982). Jest specjalistą w dziedzinie pomiarów związanych z jakością energii elektrycznej, problemów obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączania odnawialnych źródeł energii do sieci dystrybucyjnych. Jest członkiem Polskiego Komitetu Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej SEP.

Ireneusz Grządzielski

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1973). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (1982). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmują zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach nieustalonych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączaniem źródeł rozproszonych, w szczególności wiatrowych, do systemu elektroenergetycznego.

Andrzej Trzeciak

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: andrzej.trzeciak@put.poznan.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1974). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (1983). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmują zagadnienia związane z projektowaniem i optymalizacją sieci rozdzielczych, problematyką budowy baz danych oraz systemów wspomagania decyzji i obliczeń, przyłączaniem generacji dystrybucyjnej oraz odbiorów dużej mocy do sieci rozdzielczych.

Marian Maćkowiak

mgr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: marian.mackowiak@put.poznan.pl

Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej (1973). Jest specjalistą w dziedzinie EAZ w Laboratorium Elektroenergetycznej Automatyki Zabezpieczeniowej w Instytucie Elektroenergetyki PP. Od trzech lat zajmuje się przygotowaniem i przeprowadzeniem pomiarów w ramach testów sprawdzających parametry techniczno-ruchowe elektrowni i farm wiatrowych.

Tests and Trials Viewing Specifications of Power and Wind Farms – Selected Issues

Authors

Krzysztof Marszałkiewicz

Ireneusz Grzędziński

Andrzej Trzeciak

Marian Maćkowiak

Keywords

wind farms, operational tests

Summary

After connecting and running the wind farm must undergo a series of tests to confirm the specific supplies properties. This article presents selected issues associated with tests and trials viewing technical parameters – regulatory properties of wind farms in the field of active power, voltage drops and the influence on energy quality at the point of attachment.

Smart Grid – reklama czy konieczność?

Autor

Zbigniew Szczerba

Słowa kluczowe

Smart Grid, samochody hybrydowe, system elektroenergetyczny

Streszczenie

Idea Smart Grid, inteligentnych sieci elektroenergetycznych, po odrzuceniu nieprofesjonalnego balastu propagandowo-reklamowego, powinna być w kraju wykorzystana do wprowadzania postępu technicznego uzasadnionego ekonomicznie.

Opisano dwa zbiory elementów związane z energią: zintegrowany zbiór – system elektroenergetyczny i rozproszony zbiór – samochody osobowe. Wśród samochodów osobowych coraz liczniejsze są pojazdy z napędem hybrydowym lub elektrycznym (ang. *hybrid plug-in*). W artykule zaproponowano wersję samochodów hybrydowych *smart hybrid plug-in*, umożliwiającą skojarzenie tego typu pojazdów z systemem elektroenergetycznym. Przedstawiono szacunek liczbowy korzyści dla posiadaczy samochodów i dla systemu elektroenergetycznego.

**POWRÓT
DO SPISU TREŚCI**

1. Geneza

Pojęcie Smart Grid ukute zostało w Stanach Zjednoczonych. Europejczycy zwykle są zafascynowani kulturą materialną i poziomem techniki w tym kraju. Ta powszechna opinia nie powinna dotyczyć sieci rozdzielczych. W 2010 roku mieszkałem ponad miesiąc w nowej dzielnicy nowoczesnych domów jednorodzinnych na przedmieściu San Francisco. Zdumiał mnie niski poziom techniczny i estetyczny sieci rozdzielczej. Przykłady rozwiązań tej sieci widoczne są na fot. 1 i 2. Mieszkańcy w pełni zgodzili się z moją opinią, że niezawodność dostaw energii z tej sieci jest niska. Sieć robi wrażenie prymitywnej w porównaniu z sieciami wiejskimi w Polsce.

W bogatym kraju władze stanowe i federalne zainteresowały się opóźnieniem technicznym, uruchomiono agendy rządowe oraz znany w Polsce Electric Power Research Institute (EPRI) i powstało pojęcie Smart Grid. Te nowe inteligentne sieci elektroenergetyczne miały zrewolucjonizować rynek. Zaczęto odkrywać na nowo samonaprawialność sieci¹ (znana od dawna jako automatyka przeciwawaryjna, SZR czy reklozery), samoodbudowywanie się² (czy również przerwanych przewodów i przewróconych słupów?). Za nowość uznano dostosowanie sieci rozdzielczych do dwukierunkowego przesyłu energii z rozproszonych źródeł (do obejrzenia działające od wielu lat małe elektrownie wodne i ostatnio wiatraki w Polsce).

Zgodnie z ewolucyjną tendencją rozwoju systemów elektroenergetycznych w krajach europejskich, również w USA zaczęto

stosować najnowsze środki przesyłu i przetwarzania informacji w sieciach rozdzielczych.

Zgodnie ze stylem informacyjno-reklamowym USA powstało pojęcie Smart Grid.

2. Smart Grid – inteligentne sieci elektroenergetyczne w Polsce

Moda czy tendencja techniczna na pojęcie Smart Grid, przetłumaczone na „inteligentne sieci elektroenergetyczne”, dotarła do Polski. Pojęcie to zostało wykorzystane na dwa różne sposoby:

- Przez doświadczonych elektroenergetyków do przyspieszenia unowocześniania systemu elektroenergetycznego, głównie sieci rozdzielczych, z zastosowaniem stale rozwijanych rozwiązań automatyki, informatyki, teleinformatyki, metrologii, obsługi odbiorców itp. Doświadczeni elektroenergetycy wiedzą, że system elektroenergetyczny jest szczególnie chłonny na zastosowanie najnowszych rozwiązań automatyki regulacyjnej, zabezpieczeniowej, przeciwawaryjnej i restytucyjnej. Wiedzą też, że przejście od sieci nieinteligentnych do inteligentnych odbywa się stale, bez żadnego skoku jakościowego, i jest uwarunkowane ciągłym rozwojem środków technicznych automatyki, informatyki, pomiarów i telekomunikacji oraz ciągłą obniżką cen tych środków
- Przez inżynierów niezających obecnych rozwiązań i aktualnego wdrażania współczesnych środków technicznych do sterowania w systemie elektroenergetycznym, w tym w sieciach rozdzielczych. Tłumaczą oni nieprofesjonalnie

¹ Marek Samotyj, dyrektor techniczny, EPRI, numer specjalny, 2011.

² Ibidem.



Fot. 1. Sieć rozdzielcza wysokiego napięcia w dzielnicy willowej Danville, nieopodal San Francisco



Fot. 2. Sieć rozdzielcza niskiego napięcia w dzielnicy willowej Danville, nieopodal San Francisco

i bezkrytycznie odkrywcze artykuły na temat Smart Grid, operując reklamowymi hasłami, dostosowanymi do sieci rozdzielczych w USA, proponują realizację rozwiązań niekiedy dawno w Polsce zrealizowanych. Propagują ogólne hasła w sposób reklamowy, unikając uzasadnień technicznych i liczbowych.

Pojęcie Smart Grid, po odrzuceniu nieprofesjonalnego balastu propagandowo-reklamowego, powinno być w kraju wykorzystane do wprowadzania postępu technicznego uzasadnionego ekonomicznie.

W dalszej części artykułu przedstawiono propozycję nowego zadania sieci rozdzielczych, wykraczającego poza lansowane dotychczas zadania w relacjach sieć rozdzielcza – odbiorcy. Nowe zadanie ma aktywnie powiązać odbiorców (w rozszerzonym zakresie) przez sieć rozdzielczą z całym systemem elektroenergetycznym.

3. Idea nowego zadania inteligentnej sieci elektroenergetycznej

W strukturze gospodarczej nowoczesnego społeczeństwa istnieją dwa wielkie zbiory elementów związanych z pojęciem energii:

- zbiór wzajemnie powiązanych elementów służących do wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej, wraz z układami zarządzania i sterowania, znany (zgodnie z definicją systemu) jako system elektroenergetyczny
- zbiór samochodów osobowych służących do transportu prywatnego, służbowego i publicznego. Zbiór ten w krajach rozwiniętych, w tym w Polsce, ulega ilościowemu nasyceniu, jednak moc jednostkowa silników tych samochodów systematycznie rośnie.

Dlaczego w artykule rozpatruje się wymienione dwa zupełnie różne zbiory?

Wspólnym mianownikiem systemu elektroenergetycznego i zbioru samochodów osobowych jest moc. W Polsce moc zainstalowana w systemie elektroenergetycznym wynosi ca:

$$P_{ise} = 36 \text{ GW.}$$

Przy liczbie samochodów osobowych w Polsce ca $16 \cdot 10^6$ i przeciętnej mocy silnika ca 50 kW, odpowiednik mocy zainstalowanej wynosi:

$$P_{iso} = 50 \cdot 16 \cdot 10^6 = 800 \text{ GW.}$$

Porównanie mocy w niedalekiej przyszłości zaskakuje (tab. 1). Okazuje się, że przeciętny Polak będzie dysponował ponad 20-krotnie większą mocą w samochodzie niż w sieci elektroenergetycznej.

Zbiór	Moc zainstalowana
System EE	36 MW
Samochody	800 MW
Pojazdy hybrydowe	160 MW
Smart plug-in	29–72 MW

Tab. 1. Porównanie mocy zainstalowanych systemu elektroenergetycznego i samochodów osobowych w Polsce

Czy warto rozpatrywać tak dalece różniące się zbiory?

System elektroenergetyczny jest prawdziwym systemem o właściwościach znanych elektroenergetykom. Istotnym problemem dla tego systemu była i jest znaczna zmienność zapotrzebowania, szczególnie duża różnica między szczytem a doliną. Obecnie pojawiła się również niekontrolowana zmienność generacji w źródłach odnawialnych, szczególnie wiatrowych i solarnych. Tę zmienność kompensuje się przez budowę bardzo kosztownych elektrowni szczytowo-pompowych i niskosprawnych, lecz łatwych do sterowania, elektrowni gazowych. Inne sposoby pokrywania w Polsce omawianych zmienności zapotrzebowania i generacji nie mają znaczących perspektyw.

Samochody osobowe z silnikami spalinowymi nie nadają się zupełnie do jakiegokolwiek połączenia systemowego. Samochody z silnikami elektrycznymi z baterią akumulatorów, przy obecnym poziomie techniki, nie rokują znaczącego ilościowego rozwoju w perspektywie najbliższych lat. Powodem są: ciężar baterii, krótki zasięg, długi – nieporównywalny z samochodami spalinowymi – czas ładowania.



Fot. 3. Moc strumienia paliwa przy tankowaniu

Nawet po opracowaniu lekkich baterii o dużej pojemności pozostanie nierozwiązany problem ładowania w czasie porównywalnym do pokazanego na zdjęciu.

Pojawiły się jednak pojazdy hybrydowe o napędzie zespolonym, spalinowo-elektrycznym, z możliwością odzysku i magazynowania energii, m.in. przy hamowaniu czy jeździe z góry. Ostatnim osiągnięciem są dostępne już w Polsce samochody *hybrid plug-in*, umożliwiające doładowanie baterii z sieci niskiego napięcia o standardowym napięciu (np. 230 V). W niektórych krajach udział procentowy takich samochodów jest już znaczący i szybko rośnie. Powodem jest nieunikniony, systematyczny wzrost cen paliw węglowodorowych i stosowane w wielu krajach, znaczne ulgi podatkowe związane z ekologią. W Polsce tego typu samochody są powszechnie dostępne, liczba nabywców rośnie, a w niedalekiej przyszłości będą one stanowiły znaczną część floty.

4. Połączenie dwóch wielkich zbiorów

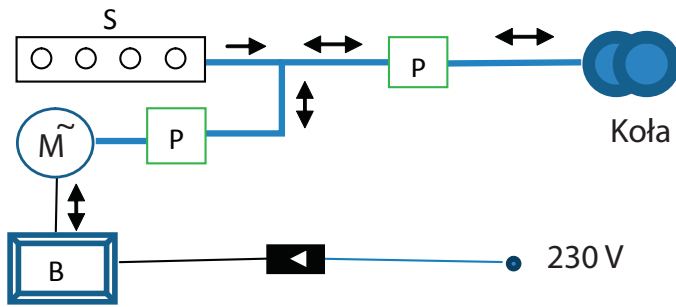
Poniżej podano propozycję połączenia wymienionych dwóch wielkich zbiorów z szerokim wykorzystaniem samochodów hybrydowych ze zmodyfikowanym sposobem łączenia *plug-in* z systemem elektroenergetycznym.

Samochody *hybrid plug-in* traktują sieć elektroenergetyczną tak jak stację paliw, przepływ energii elektrycznej odbywa się tylko w kierunku sieć – bateria akumulatorów samochodu.

Proponowane zmodyfikowane samochody *hybrid plug-in*, mają traktować inteligentny system elektroenergetyczny jako zbiór, którego stają się integralną częścią. System elektroenergetyczny z przyłączonymi samochodami *hybrid smart plug-in* stanie się inteligentnym systemem energetycznym z rozbudowanymi układami sterowania, komunikacji z użytkownikami samochodów, rozliczeń finansowych itp. W dalszej części artykułu okaże się, że korzyści będą obopólne. System elektroenergetyczny otrzyma możliwość magazynowania energii elektrycznej i szybkiego sterowania mocą (podobnego jak w elektrowniach pompowych, lecz znacznie szybszego), a odbiorcy uzyskają znaczne upusty za realizację nowej usługi systemowej.

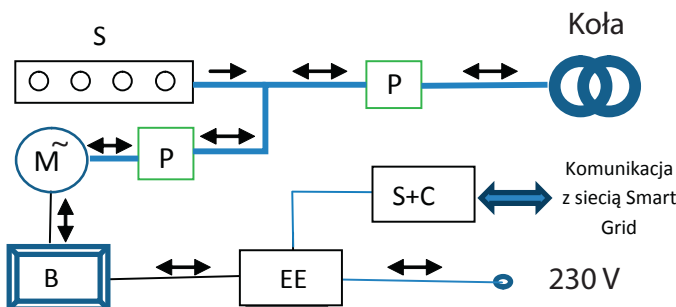
5. Modyfikacja samochodu hybrydowego *hybrid smart plug-in*

W samochodzie hybrydowym, oprócz klasycznego silnika spalinowego, zainstalowano szybkoobrotowy silnik elektryczny. Wały obu silników są wzajemnie sprzężone mechanicznie i wspólnie stanowią układ napędowy samochodu. Silnik elektryczny jest połączony z baterią akumulatorów za pośrednictwem przekształtnika energoelektronicznego, umożliwiającego wspomaganie napędu samochodu lub zwrot energii do baterii. Głównym celem takiego rozwiązania jest zmniejszenie zużycia paliwa przez odzyskiwanie energii hamowania i optymalizację pokrycia zmiennego zapotrzebowania na moc napędową, wspólnie przez oba silniki. W tych samochodach, przez dodanie możliwości ładowania baterii z sieci niskiego napięcia, uzyskano wersję *hybrid plug-in* umożliwiającą dalsze zmniejszenie zużycia paliwa, przez uzyskanie dodatkowego źródła tańszej energii – systemu elektroenergetycznego. Powiązanie z siecią niskiego napięcia jest zbliżone do działania zwykłego prostownika do ładowania akumulatorów.



Rys. 1. Schemat układu napędowego samochodu *hybrid plug-in*, gdzie: S – silnik spalinowy, M – silnik elektryczny, B – bateria, P – przekładnie

Proponowana modyfikacja *hybrid smart plug-in* polega na zastąpieniu prostownika przez przekształtnik oraz dodaniu sterownika, umożliwiającego automatyczne, zdalne sterowanie przepływem energii w dwie strony: z sieci do baterii i z baterii do sieci.



Rys. 2. Schemat układu napędowego samochodu *hybrid smart plug-in*, gdzie: S – silnik spalinowy, M – silnik elektryczny, B – bateria, P – przekładnie, EE – przekształtnik, S+C – sterownik sprzęgający z siecią Smart Grid

6. Efekty

Przy omówionych wyżej stosunkach mocy obu zbiorów, nawet przy niewielkim udziale samochodów *hybrid smart plug-in*, proponowane rozwiązanie prowadzi do:

- połączenia wymienionych wyżej dwóch zbiorów związanych z energią;
- uzyskania przez system elektroenergetyczny dodatkowego zasobnika energii, jakim są samochody hybrydowe;
- uzyskania przez właścicieli samochodów korzyści, wynikających z różnic cen energii elektrycznej w różnych okresach: zakup taniej energii i sprzedaż droższej, podobnie jak w elektrowniach pompowych.

7. Uzasadnienie ilościowe

Samochody hybrydowe oferuje wiele firm. W zależności od koncepcji i przeznaczenia pojazdu pojemność baterii mieści się w przedziale od kilku do kilkudziesięciu kWh. Obserwuje się

dynamiczny postęp techniczny, obniżkę cen i popularyzację w wielu krajach. Poniżej przyjęto przykładowe przeciętne dane, uzyskane od dostawcy oferującego samochody hybrydowe w kraju.

Założenia:

- pojemność baterii samochodu: $E_s = 4,4 \text{ kWh}$ (przykładowo³)
- moc elektryczna samochodu: $P_s = 45 \text{ kW}$ (przykładowo⁴)
- liczba samochodów hybrydowych: $n = 0,2 \cdot 20 \cdot 10^6 = 4 \cdot 10^6$ (na podstawie tendencji w krajach rozwiniętych, przy wzroście liczby samochodów w Polsce do $20 \cdot 10^6$ i udziale samochodów *plug-in* 20%)
- udział samochodów hybrydowych w Smart Grid²: $u = 0,2 \sim 0,5$
- maksymalna moc dyspozycyjna: $P_{dM} = (0,2 \sim 0,5) \cdot 45 \cdot 4 \cdot 10^6 = (36 \sim 90) \text{ GW}$
- czas wykorzystania mocy P_d wynosi ca: $T_w = \sim 0,1 \text{ h}$ (przy założonej pojemności baterii)
- zmagazynowana energia: $E_d = (36 \sim 90) \text{ GW} \cdot 0,1 \text{ h} = (3,6 \sim 9,0) \text{ GWh}$.
- Tak wielka moc dyspozycyjna nie jest potrzebna w krajowym systemie elektroenergetycznym o szczycie zapotrzebowania ca 30 GW. W skali Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, wystarczająca będzie moc dyspozycyjna ca $P_g = 1,8 \text{ GW}$, co prowadzi do czasów wykorzystania ca $T_w = (3,6 \sim 9,0) \text{ GWh} : 1,8 \text{ GW} = (2 \sim 5) \text{ h}$.

Z powyższych szacunków wynika, że wykorzystanie skojarzenia samochodów *hybrid smart plug-in* i sieci Smart Grid przewyższa możliwości wszystkich elektrowni pompowych w kraju.

8. Przykład pilota sterującego właściciela samochodu *hybrid smart plug-in*

Wartości liczbowe nastawialne przez właściciela samochodu.

1. Bateria ma być pełna w 100% o godz. 7.00
2. KDM może dysponować pojemnością >30%
3. Ładować, jeżeli cena: < 0,30 zł/kWh
4. Sprzedaż, jeżeli cena: > 0,40 zł/kWh.

Szacunek kosztów właściciela samochodu

Założenie

- przebieg w mieście 20 km/dzień
- ładowanie nie tylko w dolinach. Przyjęty koszt energii uwzględnia również bonifikatę za dyspozycyjność zmagazynowanej energii $K = 4,4 \text{ kWh} \cdot 0,25 \text{ zł/kWh} = 1,10 \text{ zł}$

Może się zdarzyć, że bonifikata za tę usługę wyniesie 100%, gdyż w czasie postoju z połączeniem ze Smart Grid różnica kosztu energii sprzedawanej i kupowanej przez samochód będzie większa od kosztu zużytej energii elektrycznej. Warto zauważyć, że przy napędzie z silnikiem spalinowym samochód zużyłby 2 l benzyny, co generuje koszt 10 razy większy.

³ Toyota Prius hybrid plug-in.

⁴ Samochody przyłączone do sieci.

9. Problemy do opracowania

1. Niezbędne są analizy uwzględniające prognozy m.in. rozwoju techniki, koszty realizacji, trwałość baterii, taryfy, porównujące proponowane rozwiązanie z budową elektrowni pompowych lub innych podobnych zasobników energii.
2. Inteligentne liczniki elektryczne, skomunikowane z operatorem Smart Grid, umieszczane w samochodach lub w punktach przyłączenia.
3. Uświadamianie społeczeństwu celowości i opłacalności przedsięwzięcia.
4. Opracowanie przyjaznego dla właściciela samochodu sposobu korzystania z rozwiązania *new hybrid smart plug-in*.
5. Przepisy podatkowe, promujące samochody *hybrid smart plug-in*.

10. Wnioski

Dla realizowania proponowanego rozwiązania nie są potrzebne duże nakłady, gdyż:

- nie są potrzebne nakłady inwestycyjne na baterie akumulatorów, ponieważ wykorzystywane są one w samochodach hybrydowych
- zastąpienie prostownika przekształtnikiem jest technicznie bardzo prostym przedsięwzięciem, a wzrost kosztów byłby niewielki
- mikroprocesorowy inteligentny układ sterujący przekształtnik, zgodnie z życzeniem właściciela samochodu,

będzie miał cenę porównywalną ze standardowym telefonem komórkowym

- przyłączenie do sieci niskiego napięcia w garażach i miejscach parkingowych (z odpowiednim zabezpieczeniem) jest proste w realizacji i nie wymaga znaczących nakładów
- inteligentny system rozliczeń, niezależnie od miejsca zainstalowania elementów, przy współczesnym poziomie informatyki i wielostronnym przesyle informacji, będzie jednym z elementów inteligentnego systemu elektroenergetycznego
- proponowane rozwiązanie, po niewielkiej modyfikacji, może być stosowane do samochodów elektrycznych *plug-in*.

Artykuł, o charakterze dyskusyjnym, ma na celu zwrócenie uwagi na przyszłościowe możliwości nowoczesnego rozwiązania *hybrid smart plug-in*, sprzężonego ze Smart Grid, prowadzącego do oszczędności energii, paliw węglowodorowych i ochrony środowiska naturalnego.

BIBLIOGRAFIA

1. Smart Grid od wizji inteligentnego systemu do jej urzeczywistnienia, *EPRI*, numer specjalny, 2011.
2. Katalogi firm: Toyota, Chevrolet, BMW.
3. Strona internetowa: www.poznajhybrydy.pl.

Zbigniew Szczerba

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: szczerba@ely.pg.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej. W Instytucie Energetyki kierował m.in. utworzonym przez siebie zespołem, który opracował wiele typów układów wzbudzenia i regulatorów napięcia generatorów o mocy od kilkuset kW dla okrętownictwa do 500 MW. W szczytowym okresie generatory sterowane przez te regulatory stanowiły 75% mocy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Dwukrotnie pełnił funkcję dziekana Wydziału Elektrycznego PG, a także piastował stanowisko prorektora ds. nauki (1990–1996). Pracował jako visiting-professor na Uniwersytecie Technicznym w Oranie w Algierii (1987–1990). Po powrocie do kraju zorganizował Katedrę Systemów Elektroenergetycznych na obecnym Wydziale Elektrotechniki i Automatyki.

Jest autorem lub współautorem ponad 50 patentów, ponad 200 prac naukowych, z których znaczna większość została zastosowana w praktyce.

Smart Grid – a Slogan or a Necessity?

Author

Zbigniew Szczerba

Keywords

Smart Grid, hybrid vehicles, electric power system

Abstract

The use of the terms “smart grid” and “intelligent power networks” should be limited to economically valid technological developments. This paper presents two electrical energy related “sets of elements”: an electric power system as an integrated set and a distributed set consisting of plug-in hybrid vehicles, such as passenger cars. As plug-in hybrid vehicles are becoming more and more popular, this paper introduces a concept of integrating such vehicles with electric power system. A quantitative assessment of the benefits for the car owners and the electrical power system has been presented.

Półwysep Helski – pilotażowy projekt sieci inteligentnych

Autorzy

Sławomir Noske
Marek Wawrzyniak

Słowa kluczowe

sieć inteligentna, DMS, AMI

Streszczenie

W artykule opisano podejmowane przez ENERGA-OPERATOR SA działania zmierzające do przebudowy obecnej, tradycyjnej sieci elektroenergetycznej, do poziomu rozwiązań określanych jako sieci inteligentne. Autorzy skupili się na projekcie budowy sieci inteligentnych w obszarze pilotażowym – na Półwyspie Helskim. Opisane zostały dwa kluczowe etapy realizacji tego projektu: opracowanie koncepcji, przebudowa sieci i budowa narzędzi informatycznych wspomagających prowadzenie ruchu sieci.

**POWRÓT
DO SPISU TREŚCI**

1. Informacje ogólne

Rozwój sektora elektroenergetyki w Unii Europejskiej, w tym także w Polsce, w najbliższych latach opierać się będzie na zasadzie zrównoważonego rozwoju, bazować ma na powszechnym wykorzystywaniu odnawialnych źródeł energii oraz wspierać wzrost efektywności w wykorzystywaniu energii. Zmiany w strukturze generacji, w tym szerokie wykorzystanie rozproszonych źródeł energii spowodują:

- rosnące znaczenie wielkich sieci dla przyłączenia centrów obciążenia oraz dużych scentralizowanych generacji odnawialnych
- powstanie małych lokalnych klastrów sieciowych, zapewniających usługi systemowe obejmujące zdecentralizowaną generację lokalną, magazyny energii oraz aktywnych odbiorców
- dwukierunkowy przepływ informacji i mocy elektrycznej
- konieczność dynamicznego zarządzania zarówno generacją, jak i obciążeniem.

Sieć elektroenergetyczna przyszłości będzie musiała w sposób inteligentny pobudzić oraz zintegrować działania i zachowania wytwórców, odbiorców i innych podmiotów funkcjonujących na rynku energii, tak aby zapewnić niezawodne, ekonomicznie uzasadnione i zrównoważone dostawy energii elektrycznej.

Oznaczać to będzie konieczność wdrożenia na szeroką skalę rozwiązań sieci inteligentnej, w efekcie doprowadzą one do powstania systemu elektroenergetycznego, który będzie:

- optymalny pod względem wykorzystania infrastruktury
- przewidujący, a nie tylko reagujący na powstałe sytuacje krytyczne
- rozproszony, bez względu na ograniczenia geograficzne czy organizacyjne
- zintegrowany, łączący różnorodne systemy
- samonaprawiający się i adaptacyjny.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) będą musieli sprostać wynikającym stąd wyzwaniom i oczekiwaniom, przygotowując własne strategie działania, uwzględniając różnice pomiędzy poszczególnymi OSD w zakresie ich struktury oraz sposobu zarządzania, a także zróżnicowanych lokalnych uwarunkowań.

ENERGA-OPERATOR SA za kluczowe w strategii uznaje m.in. wykorzystanie innowacyjności, nowych rozwiązań w kluczowych obszarach:

- produktowym – kreowanie nowych produktów i usług
- technologicznym – zmiany sposobu świadczenia usług
- organizacyjnym – zmiany organizacji wewnętrznej
- marketingowym – zmiany sposobu dotarcia do klienta.

Strategia firmy, zmiany zachodzące w otoczeniu, oczekiwania klientów w sposób naturalny prowadzą przedsiębiorstwo do wykorzystania szerokich możliwości, jakie wprowadzają nowe technologie w zakresie urządzeń energetycznych, obszaru ITC oraz sposobów zarządzania. Otoczenie, jak i zmiany wewnątrz firmy wpływają na realizację kolejnego kroku w rozwoju sieci: przejścia od tradycyjnej sieci i metod jej zarządzania do rozwiązań opisywanych dzisiaj jako sieci inteligentne.

Kluczowymi projektami, realizowanymi w tym zakresie przez ENERGA-OPERATOR SA, są m.in.:

- AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*) – program wdrażany dla całego obszaru działania spółki (2,8 mln klientów)
- automatyzacja sieci SN obejmująca: stosowanie w liniach napowietrznych łączników ze zdalnym sterowaniem i sygnalizatorów zwarć, stosowanie w stacjach SN/nn rozdzielnic SN ze zdalnie sterowanymi łącznikami oraz sygnalizatorów zwarć
- wspomaganie zarządzania majątkiem sieciowym poprzez komputerowy system, którego ważnym elementem jest system informacji przestrzennej GIS

- integracja systemów informatycznych
- pilotażowy projekt sieci inteligentnych na obszarze Półwyspu Helskiego.

2. Obszar pilotażowy Smart Grid

Kierując się głównymi wyzwaniem w zakresie zapewnienia jakości dostaw energii elektrycznej, poprawy efektywności systemu energetycznego oraz umożliwienia oferowania odbiorcom energii nowych usług i serwisu, ENERGA-OPERATOR SA wprowadza w projekcie pilotażowym rozwiązania z obszaru Smart Grid. Jako obszar pilotażowy wybrano Półwysep Helski, gdzie jest ok. 200 km linii SN, 150 stacji SN/nn, 150 km linii nn. Sieć zasila ok. 10 tys. odbiorców. Projekt realizowany jest w trzech etapach.

Etap I obejmował opracowanie koncepcji przejścia z sieci tradycyjnej do sieci Smart Grid z analizą wykonalności włącznie, został on zrealizowany w 2011 roku. W ramach opracowywanej koncepcji wdrożenia Smart Grid w obszarze pilotażowym przygotowano dokument zawierający kluczowe informacje, niezbędne do przystąpienia do budowy sieci. W skład dokumentu wchodziły:

- koncepcja budowy i funkcjonowania sieci Smart Grid
- badania modelowe pracy sieci
- studium wykonalności realizacji projektu Smart Grid.

Etap II obejmował budowę sieci Smart Grid na obszarze pilotażowym i został zakończony w 2012 roku. W ramach tego etapu została opracowana szczegółowa dokumentacja techniczna, która stanowiła podstawę do wykonania prac modernizacyjnych sieci. Przygotowano także specyfikację techniczną, na podstawie której wdrożono nowe funkcjonalności systemów informatycznych wspomagających pracę sieci.

Etap III obejmuje testy rozwiązań, analizę i badanie możliwości skalowania na obszar całego EOP. Prace te zaplanowano na 2013 rok.

Podstawowe wymagania stawiane przed Smart Grid:

- Budowa modelowego systemu sterowania dla obszaru Smart Grid. Podstawową funkcją będzie zintegrowany system regulacji napięcia oraz zarządzania mocą czynną i bierną, co da możliwość dostosowywania poziomu obciążenia sieci do zdolności dystrybucyjnych i parametrów energii w danej chwili (poprzez dostosowywanie charakterystyki obciążenia lub generacji poszczególnych przyłączonych podmiotów do warunków panujących w sieci)
- Stworzenie możliwości współpracy sieci Smart Grid z budynkami inteligentnymi wyposażonymi w mikrogenerację
- Wyposażenie sieci w odpowiednią infrastrukturę, w tym układy pomiarowe umożliwiające zdalny odczyt danych pomiarowych oraz sterowanie dostawami energii do odbiorców. Rozwiązanie to ma umożliwić przedsiębiorstwom zajmującym się obrotem energią elektryczną wprowadzenie na rynek nowych produktów i usług.

Głównymi elementami projektu są:

- wdrożenie inteligentnych liczników u odbiorców
- zastosowanie automatyki i pomiarów w sieci SN i nn

- rozbudowa systemu SCADA do poziomu sieci nn (SCADA nn)
- automatyczne wykrywanie i lokalizacja miejsca uszkodzenia w sieci SN
- automatyczna rekonfiguracja sieci
- zaawansowany system kontroli i regulacji napięcia w sieci SN
- wizualizacja sieci w systemie SCADA w układzie geograficznym
- integracja SCADA z systemem GIS
- stworzenie podstaw do świadczenia nowych usług i integracji z generacją rozsianą.

W realizacji projektu EOP współpracuje z Instytutem Energetyki Oddział Gdańsk.

3. Modernizacja sieci

Celem modernizacji sieci SN i nn było zwiększenie możliwości obserwacji i sterowania. Rozbudowana sieć zapewnia dane dla zaawansowanych systemów informatycznych wspomagających zarządzanie siecią i umożliwia elastyczne rekonfigurowanie sieci. W obszarze pilotażowym został wdrożony system AML, wraz z układami bilansującymi w stacjach transformatorowych SN/nn. Tak więc wszystkie stacje transformatorowe SN/nn wyposażone zostały w układ bilansujący, dostarczający informacji o przepływach mocy czynnej i biernej w stacji transformatorowej (na szynach głównych nn).



Fot. 1. Szafka z układem bilansującym zamontowana w budynku stacji transformatorowej SWN/nn

Blisko połowa stacji wewnątrz SN/nn została wyposażona w sygnalizatory przepływu prądów zwarciowych. Zastosowano kilka rodzajów tego typu urządzeń. Obszar pilotażowy służy jako miejsce testu różnych technologii i rozwiązań technicznych. Przykładem nowych rozwiązań w zakresie monitoringu jest zastosowanie optycznych czujników pomiarowych. System ten umożliwia wykrywanie zwarć, pomiarów napięć, prądów, mocy, parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz sterowanie łącznikami w rozdzielniach stacyjnych. Nowością tego rozwiązania jest zastosowanie do pomiaru parametrów elektrycznych czujników optycznych, które mocowane (przyklejane) są bezpośrednio na głowicach kablowych. Komunikacja z czujnikiem odbywa się poprzez kabel światłowodowy, który zapewnia izolację elektryczną między siecią energetyczną a systemem pomiarowym. Na fot. 2 przedstawiono przykład montażu takich czujników.



Rys. 2. Przykład montażu czujników optycznych

W kluczowych stacjach transformatorowych zastosowano rozdzielne SN z łącznikami ze zdalnym sterowaniem. W wybranych obszarach zastosowano dodatkowy monitoring na obwodach w rozdzielniach nn. W ramach tego monitoringu dokonuje się pomiaru prądów na poszczególnych obwodach. Dodatkowo zastosowano sygnalizatory przepalenia się wkładek bezpiecznikowych w rozdzielniach nn. Taka sygnalizacja zapewni informacje o ewentualnych awariach lub zakłóceniach w sieci nn. Dotychczas w razie awaryjnych przerw zasilania w sieci nn, przedsiębiorstwo dowiadywało się o tym poprzez informacje uzyskane od klientów.



Fot. 3. Przykład rozdzielnicy nn z zastosowanymi sygnalizatorami przepalenia się wkładek bezpiecznikowej – sygnał o uszkodzonej wkładce bezpiecznikowej przekazywany bezpośrednio przez system SCADA do prowadzących ruch sieci

W linii napowietrznej SN zastosowano rozłączniki lub wyłączniki ze zdalnym sterowaniem oraz sygnalizatory przepływu prądów zwarciowych.

4. SCADA/DMS

Aktywną rolę w realizacji idei Smart Grid odgrywa system SCADA z nowymi funkcjami DMS. Sieć SN na obszarze objętym projektem jeszcze przed jego realizacją był nadzorowany przez system SCADA (Syndis RV firmy Mikronika). Podczas wdrożenia nowych funkcjonalności oprogramowania wykonano następujące zadania:

- telemetria – rozszerzenie zakresu nadzoru o nowe urządzenia zainstalowane na sieciach SN i nn
- GIS – przeniesienie odwzorowania modelu sieci SN i nn w układzie geograficznym do SCADA
- implementacja funkcji FDIR (ang. *Fault Detection, Isolation and Restoration*)
- implementacja funkcji IVVC (ang. *Integrated Volt/Var Control*)
- rozszerzenie zakresu zastosowania funkcjonalności OMS na sieć nn.

Dzięki temu zrealizowano główne idee stojące u podstaw Smart Grid:

- **monitoring** stanu sieci z naciskiem na końcowego odbiorcę, a w przyszłości uczestnika mikrogeneracji
- zwiększenie automatycznej **operatywności** systemu podczas stanów awaryjnych przez wykrywanie oraz izolowanie uszkodzonego elementu

uelastycznienie i zwiększenie wrażliwości na zmianę parametrów pracy sieci w celu jej **optymalizacji**.

Metoda		Efekt
telemetria + GIS + OMS	=	monitoring
telemetria + FDIR	=	operatywność
telemetria + IVVC	=	optymalizacja

Telemetria

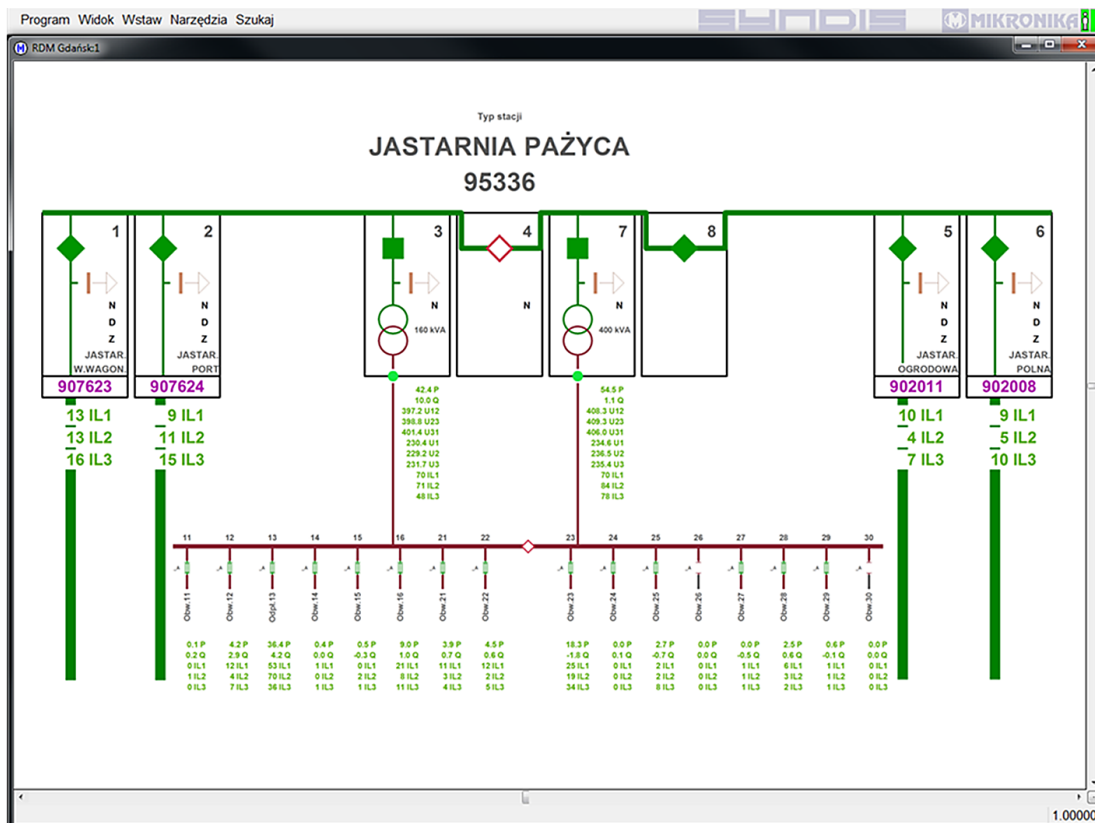
System Syndis RV wykazał się skalowalnością już podczas procesu centralizacji ośrodka dyspozycji oddziału Gdańsk w EOP. Podczas realizacji projektu Smart Grid na Półwyspie Helskim zakres nadzoru nad siecią został rozszerzony o dodatkowe urządzenia na sieci SN oraz w rozdzielniach nn. Dzięki temu obszar akwizycji powiększył się o dodatkową liczbę parametrów elektrycznych:

- prądy w poszczególnych fazach
- prąd przewodu neutralnego
- napięcie fazowe
- napięcie międzyfazowe
- moc czynna, bierna i pozorna całkowita
- moc czynna i bierna w poszczególnych fazach
- współczynnik $\cos\varphi$
- wartość średniej mocy czynnej i biernej
- wartość maksymalnej mocy czynnej i biernej
- współczynnik zawartości harmonicznym THD dla prądu i napięcia
- zawartość procentowa harmonicznym 3, 5, 7, 9, 11.

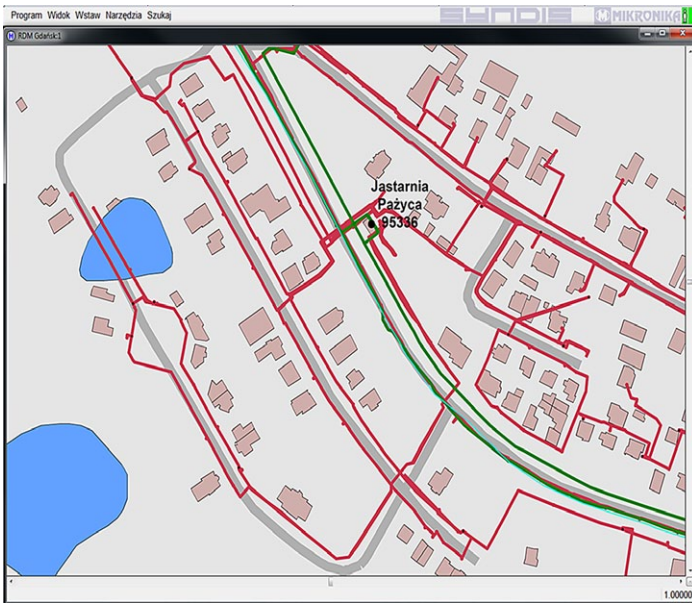
Centralny system dyspozytorski monitoruje stany wkładek bezpiecznikowych w rozdzielniach nn i sygnalizatorów przepływu prądów zwarcia. Jednocześnie ze SCADA jest możliwe zdalne sterowanie łącznikami SN w stacjach SN/nn i na liniach napowietrznych.

GIS i OMS

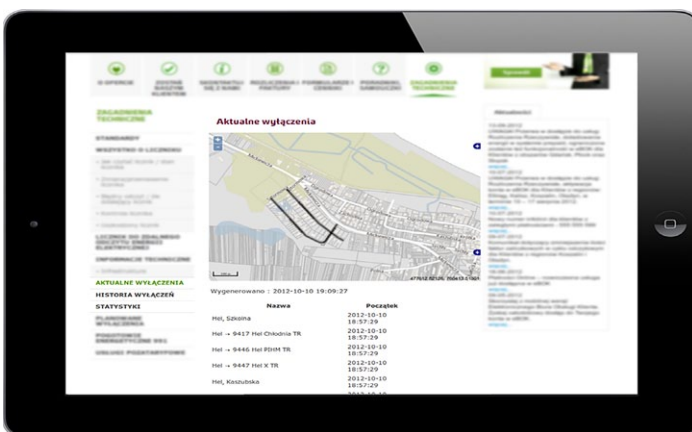
Topografia sieci EOP jest ewidencjonowana przy pomocy systemu klasy GIS – KOMIT firmy Apator-Rector. Podczas realizacji projektu aplikacja Syndis RV został zintegrowany z tym systemem. Proces polegał na automatycznym utworzeniu kontekstu między modelem topologicznym w SCADA a widokiem geograficznym sieci. Dzięki zastosowaniu funkcji procesora topologii w module OMS system Syndis RV wyznacza stan zasilania ciągów napięciowych i wyniki prezentuje w układzie przestrzennym, z dokładnością do przyłącza abonenckiego. Widok jest dostępny poprzez terminale dyspozytorskie Syndis RV. Jednocześnie wyniki tych analiz są prezentowane na publicznym portalu internetowym EOP w postaci warstwy ulic objętych skutkami przerwy w zasilaniu na poglądowej mapie administracyjnej, zrealizowanej w standardzie WMS (Web Map Service).



Rys. 1. Schemat zmodernizowanej stacji SN/nn w SCADA Syndis RV



Rys. 2. Widok sieci w układzie geograficznym w SCADA Syndis RV



Rys. 3. Portal internetowy prezentujący online lokalizację aktualnie zarejestrowanych w OMS Syndis RV skutków wyłączeń na sieci

Fault Detection, Isolation and Restoration (FDIR)

Mając do dyspozycji tak dużą liczbę urządzeń umożliwiających zdalne sterowanie oraz odczyt ich stanów, istnieje uzasadnienie użycia funkcji FDIR modułu DMS systemu Syndis RV. Celem zastosowania algorytmu jest wykrywanie awarii (zwarc) i ograniczanie jej zasięgu do miejsca wystąpienia, w możliwie najkrótszym czasie. Wskaźnikiem poprawy jakości dystrybucji jest obniżenie wartości SAIDI i SAIFI przez zmniejszenie liczby odbiorców dotkniętych wyłączeniem dłuższym niż trzy minuty oraz skrócenie czasu usuwania awarii, na wyizolowanym odcinku, przez automatyczną jego lokalizację.

Ogólna zasada algorytmu FDIR:

- Lokalizacja odcinka linii, na którym doszło do zwarcia – monitorowany ciąg napięciowy jest wyposażony w zestaw czujników zwarcia, dzieląc linię na odcinki. Zdarzenie detekcji zwarcia zarejestrowane w SCADA lokalizuje jego miejsce między urządzeniem (sygnalizuje przepływ prądu zwarcowego) a poprzedzającym w kierunku łącznika w GPZ/PZ, którego otwarcie spowodowało wyłączenie

- Izolacja miejsca zwarcia – utworzenie sekwencji sterowniczej, której realizacja spowoduje obustronne odcięcie zasilania całego odcinka, zlokalizowano uszkodzenie
 - Przywrócenie zasilania – jednocześnie z poprzednim etapem przygotowana jest sekwencja sterowań zdalnymi łącznikami, w wyniku jej zadziałania pozostała (nieuszkodzona) część sieci będzie przywrócona do prawidłowego działania.
- Sposobów rekonfiguracji sieci może być wiele. Ostatecznie algorytm proponuje najbardziej optymalne, gdzie kryterium jest:
- maksymalna liczba stacji, którym zostanie przywrócone zasilanie
 - użycie łącznika, którego otwarcie spowodowało pierwotne wyłączenie
 - minimalna liczba operacji łączeniowych
 - minimalna odległość między łącznikiem izolującym a zamkniętym w celu przywrócenia zasilania.

Zastosowanie funkcji zmniejsza znaczenie czynnika ludzkiego, ale jednocześnie dyspozytor ma ciągłą kontrolę nad jej prawidłowym przebiegiem.

Podczas wykonania sekwencji łączeniowej moduł FDIR sprawdza na każdym kroku, czy operacja jest bezpieczna, uwzględniając rozmieszczenie np. uzemień, brygad i obszarów zwarcia. W razie wystąpienia któregoś z warunków algorytm FDIR będzie próbował wyliczyć alternatywną sekwencję łączy bądź, jeśli takiej nie znajdzie, zakończy działanie. Dodatkowym zabezpieczeniem jest możliwość natychmiastowego przerwania operacji łączeniowych przez użytkownika.

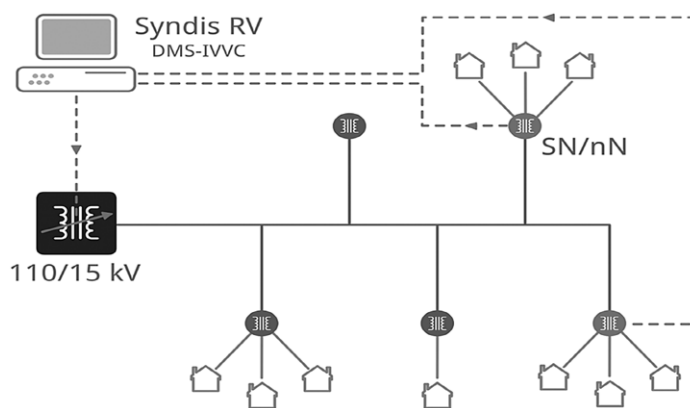
IVVC

Funkcja IVVC (ang. *Integrated Volt/Var Control*) modułu DMS systemu Syndis RV jest przeznaczona do optymalizacji jakości energii zasilania odbiorców. Realizowana jest poprzez automatyczną procedurę regulacji napięcia transformatorów SN/nn. Pilotażowo system został uruchomiony na obszarze sieci położonej na Półwyspie Helskim, zasilanej z PZ Jurata. Regulacja jest realizowana poprzez zdalne ustawianie wartości zadanej napięcia dla dwóch regulatorów transformatorów 30/15 kV w PZ Jurata, na podstawie pomiarów zlokalizowanych w PZ Jurata oraz w głębi sieci, w stacjach SN/nn po stronie nn.

Oprogramowanie działa w pełni automatycznie na serwerze systemu SCADA/DMS Syndis RV w dwóch trybach: IVVC-on lub IVVC-off, które są przełączane przez operatora. W trybie IVVC-on oprogramowanie na bieżąco monitoruje stan napięć w wybranych stacjach SN/nn i w przypadku zaistnienia sytuacji, która wymaga regulacji napięcia, podejmuje działania mające na celu zmianę zaczeptu transformatora. W trybie IVVC-off oprogramowanie nie podejmuje żadnych działań związanych z regulacją napięcia. Niezależnie od ustawionego trybu pracy oprogramowanie archiwizuje w bazie danych pomiary (napięcie, prąd) z wybranych stacji SN/nn, rejestrowane przed i po zmianie zaczeptu transformatora. Na podstawie zebranych danych można prowadzić analizę zachowania się sieci (poziomy napięć na stacjach SN), wynikającą ze zmiany zaczeptu, oraz prognozować sytuację napięciową w poszczególnych stacjach. W trybie IVVC-on, na bazie zgromadzonych danych pomiarowych, algorytm regulacji napięcia analizuje, przed przełączeniem zaczeptu,

możliwe scenariusze zachowania się sieci wskutek zmiany napięcia transformatorów zasilających. W okresie, gdy dane archiwalne nie są dostępne, praca algorytmu regulacji jest oparta na bieżących pomiarach napięć, na wybranych stacjach po stronie nn. W takiej sytuacji kontrolowana jest każda odchyłka napięcia od wartości znamionowej i jeśli jej wartość przekroczy dopuszczalny próg, zostaje uruchomiona procedura zmiany zacze pu odpowiedniego transformatora. Progi maksymalnej odchyłki są ustawione niezależnie dla przekroczeń powyżej i poniżej wartości znamionowej i są konfigurowalne. Procedura zmiany zacze pu w pierwszej kolejności odlicza czas nieczułości, po jego upływie jest realizowana właściwa faza regulacji. Jeśli podczas odliczania tego czasu sytuacja napięciowa powróci do normy, to wówczas cała procedura zmiany zacze pu jest anulowana. Czas nieczułości jest konfigurowalny. Jeśli po upływie czasu nieczułości dalej dochodzi do przekroczenia wartości progowych napięcia, to na podstawie stanu napięciowego wszystkich stacji zasilanych z danego transformatora jest podejmowana decyzja o zmianie zacze pu.

Oprogramowanie, w celu zabezpieczenia przełącznika zacze pów przez zbyt dużą liczbą zmian, monitoruje liczbę przełączeń w skali doby w taki sposób, aby nie dopuścić do przekroczenia ustawionego limitu dziennego. Oprogramowanie kontroluje aktualne położenie przełącznika zacze pów i jeśli osiągnie ono skrajne wartości, nie realizuje funkcji przełączania.



Rys. 7. Schemat działania modułu IVVC

Interakcja użytkownika z modułem IVVC jest realizowana poprzez GUI SCADA/DMS Syndis RV. Na odpowiednich schematach dyspozytorskich znajdują się elementy przeznaczone do przełączania stanu pracy regulatora transformatora (praca automatyczna/ręczna) oraz przełączania trybu pracy (IVVC-on/IVVC-off) modułu regulacji napięcia. Ponadto schemat zawiera informacje o aktualnym położeniu przełącznika zacze pów każdego transformatora.

5. Wnioski

Pilotażowy projekt ma za zadanie przetestowanie technologii, rozwiązań, które wpłyną na poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa przy jednoczesnym zapewnieniu wysokich standardów dostawy energii elektrycznej. Oczekiwane korzyści to m.in.:

1. Ograniczenie przerw w dostawie energii elektrycznej w obszarze pilotażowym. Planuje się zmniejszenie w stosunku do 2011 roku wskaźników: SAIDI o 50%, SAIPI o 30%
2. Ograniczenie kosztów prowadzenia ruchu sieci poprzez automatyzację pracy sieci na obszarze pilotażowym
3. Ograniczenie strat sieciowych w obszarze pilotażowym, odpowiednio dla poziomów napięć:
 - sieci SN – ograniczenie strat sieciowych o 1%
 - sieci nn – ograniczenie strat sieciowych o 4%
4. Możliwość oceny skuteczności podejmowanych działań, m.in. w zakresie oceny możliwych korzyści do osiągnięcia, poprzez zastosowanie rozwiązań Smart Grid.

Zrealizowane już elementy, a także i te planowane w kolejnych krokach (*power flow*, zarządzanie mikrogeneracją, rozbudowana funkcjonalność OMS), mają umożliwić spółce sprostanie nadchodzącym wyzwaniom. Kluczowe pytanie rodzące się wraz z rozwojem projektu to kwestia skalowalności zastosowanych rozwiązań. Odpowiedź na potrzeby i możliwość wdrożenia różnych rozwiązań z obszaru Smart Grid ma dostarczyć opracowywana Smart Grid Road Map. Zakończenie prac w tym zakresie planowane jest jeszcze w 2013 roku. Projekt ma za zadanie określić szczegółowy plan wdrożenia ściśle określonych technologii z obszaru sieci inteligentnych, w celu wsparcia ENERGA-OPERATOR SA w realizacji celów strategicznych do 2020 roku w takich obszarach, jak: poprawa ciągłości dostaw energii, podnoszenie efektywności, rozwój i wdrażanie innowacyjnych rozwiązań, kreowanie i wdrażanie nowych obszarów aktywności OSD.

Projekt jest realizowany w trzech etapach:

Etap I – jego celem jest zdefiniowanie wszystkich działań i wątków powiązanych z sieciami inteligentnymi, które są prowadzone w spółce. W ramach Etapu I zostanie dokonana analiza i ocena aktualnych działań i projektów prowadzonych w ENERGA-OPERATOR SA oraz ich aktualny wpływ na realizację celów strategicznych. Analiza będzie się odbywać poprzez: ankiety rozsyłane do pracowników, korzystanie z wiedzy ekspertów, jak również poprzez uzyskanie informacji z oddziałów. Analiza aktualnie prowadzonych działań w ENERGA-OPERATOR SA obejmować będzie kluczowe obszary funkcjonowania spółki, m.in. prowadzenie ruchu sieci, zarządzanie majątkiem sieciowym, rozwój sieci, przyłączanie OZE, obszar obsługi klientów, prace na sieci, technologie ITC

Etap II – będzie polegał na przygotowaniu ogólnej mapy drogowej wdrażania sieci inteligentnych. Dokument będzie uwzględniał takie elementy, jak: priorytety wdrażania, strategię integracji, strategię podejścia systemowego, zakres i skalowalność wdrażania nowoczesnych rozwiązań technologicznych i określenie modeli ekonomiczno-finansowych, oceny efektywności ekonomicznej poszczególnych funkcjonalności sieci inteligentnych.

Etap III – obejmuje przygotowanie szczegółowego planu działania dla konkretnych technologii z podziałem na projekty. Szczegóły tego etapu zostaną określone i przygotowane pod koniec Etapu II, na podstawie analiz i wyników modeli finansowych oraz zaproponowanej mapy drogowej.

Projekt jest prowadzony z wykorzystaniem szerokiego grona ekspertów z ENERGA-OPERATOR SA oraz przy wsparciu ekspertów zewnętrznych z General Electric, Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk oraz Ernst&Young.

Sławomir Noske

mgr inż. ENERGA-OPERATOR SA
e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Główny specjalista ds. Smart Grid w ENERGA-OPERATOR SA. Zatrudniony w przedsiębiorstwie energetycznym od 1991 roku. Absolwent Politechniki Poznańskiej, Wydział Elektryczny. Ukończył studium podyplomowe z zakresu prawno-menedżerskiego na Politechnice Gdańskiej oraz studia menedżerskie MBA, organizowane przez Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów. W 2006 roku otworzył przewód doktorski na temat „Diagnostyka linii kablowych średniego napięcia z wykorzystaniem badania wyładowań niezupełnych metodą samogasnącej fali napięciowej”.

Marek Wawrzyniak

mgr inż.
MIKRONIKA
e-mail: marek@mikronika.com.pl

Absolwent Politechniki Poznańskiej (1995). Od 1995 roku zatrudniony w BRSPMSA Mikronika na stanowiskach: programista, kierownik projektów. Od 2005 roku dyrektor IT i oprogramowania.

 **The Hel Peninsula – Smart Grid Pilot Project** **Authors**

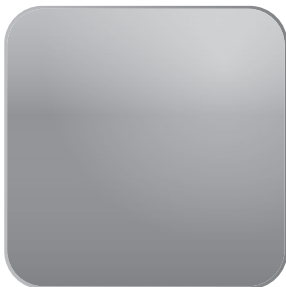
Sławomir Noske
Marek Wawrzyniak

Keywords

Smart Grid, DMS, AMI

Abstract

The paper presents the scope and results of engineering, and the scope of Smart Grid deployment in the Hel Peninsula. The following functionalities will be described: Fault Detection, Isolation & Recovery – FDIR function, Integrated Volt/Var Control (IVVC) function, advanced supervision of LV grid, including distributed energy resources. The paper contains implementation results and research findings, as well as preliminary cost-benefit analysis of the project. Moreover, since Smart Metering and Smart Grid projects are being deployed in the same region – Hel Peninsula, the gain obtained with merging the two projects will be explained.



www.actaenergetica.org

Uwarunkowania techniczne przyłączenia mikrogeneracji do sieci niskiego napięcia w świetle obowiązujących przepisów i praktyk krajowych i europejskich

Autorzy

Marian Sobierajski
 Wilhelm Rojewski

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

mikrogeneracja, odnawialne źródła, sieć niskiego napięcia

Streszczenie

W artykule autorzy omówili wpływ mikrogeneracji na jakość energii w sieci niskiego napięcia. Wyprowadzono podstawowe zależności niezbędne do wyznaczania odchylen i wahań napięcia, powodowanych przez przyłączone źródła. Podano podstawowe kryteria przyłączania mikroźródeł do sieci niskiego napięcia w Polsce i innych krajach europejskich.

1. Wprowadzenie

Nie przyjęto dotąd powszechnie granicznych wartości mocy, pozwalających zakwalifikować małe źródło energii do kategorii mikroźródeł. W praktyce w wielu krajach zalicza się do tej kategorii źródła o mocy od pojedynczych watów do kilkuset kilowatów. Wspólną cechą mikrogeneracji jest natomiast przyłączenie źródeł energii do sieci rozdzielczej niskiego napięcia (nN). W Polsce podstawowym aktem prawnym określającym warunki pracy źródeł energii w systemie elektroenergetycznym jest ustawa Prawo energetyczne z 10 kwietnia 1997 roku. W ostatnim czasie udostępniono projekt nowej ustawy Prawo energetyczne (Wersja: 1.23), datowany na 28 września 2012 roku. Drugim wiążącym dokumentem jest Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku, a od 2013 roku ma obowiązywać także Ustawa o odnawialnych źródłach energii (OZE) [1], której projekt w najnowszej wersji (oznaczonej Wersja 2.0.2) pochodzi z 9 października 2012 roku.

Ustawa o OZE definiuje odnawialne źródła energii jako: „źródło wykorzystujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aeotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię otrzymywaną z biomasy, energię otrzymywaną z biogazu, energię otrzymywaną z biogazu rolniczego, fal, prądów i pływów morskich oraz energię otrzymywaną z biopłynów” (art. 2, p. 21). W praktyce krajowej, w mikrogeneracji opartej na odnawialnych źródłach energii mogą znaleźć zastosowanie głównie następujące rodzaje źródeł: małe turbiny wiatrowe, małe turbiny wodne, ogniwa fotowoltaiczne.

Podobnie do źródeł odnawialnych wspierane jest przez ustawodawcę przyłączenie do sieci nN małych systemów pracujących w kogeneracji. Praktycznie mogą to być mikrosystemy kogeneracyjne wykorzystujące: mikroturbiny gazowe, ogniwa paliwowe, silnik Stirlinga.

Generatorami energii elektrycznej w mikroźródłach mogą być prądnice synchroniczne i asynchroniczne, przyłączone do sieci bezpośrednio lub poprzez układ przekształtnikowy AC/DC-DC/AC, oraz źródła prądu stałego, jak ogniwa paliwowe czy ogniwa fotowoltaiczne, przyłączane do sieci poprzez inwerter (DC/AC).

Projekt Ustawy o OZE z 9 października 2012 (wersja 2.0.2) wprowadza pojęcie instalacji, małej instalacji i mikroinstalacji odnawialnego źródła energii, które można scharakteryzować następująco.

Instalacja odnawialnego źródła energii jest to jednostka wytwórcza służąca do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, lub paliw gazowych z odnawialnych źródeł energii, w tym także urządzenia techniczne, które pobierają i przetwarzają zmagazynowaną energię elektryczną, ciepło lub chłód, lub paliwo gazowe, stanowiące część tej instalacji. Mała instalacja to instalacja odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 40 kW do 200 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej lub chłodniczej powyżej 70 kW do 300 kW. Oznacza to ($S_{max} = P_{max}/\cos(j) = 200/0,9 = 222 \text{ kVA}$).

Mikroinstalacja to instalacja odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 40 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej lub chłodniczej do 70 kW ($S_{max} = P_{max}/\cos(j) = 40/0,9 = 44 \text{ kVA}$).

Norma PN-EN 50438: 2010: Wymagania dotyczące równoległego przyłączania mikrogeneratorów do publicznych sieci rozdzielczych niskiego napięcia, wprowadza pojęcie **mikrogeneratora**: „...generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16A. Oznacza to mikrogenerację odpowiednio dla źródeł jedno- i trójfazowych:

- 1-fazowe: $S_{nGmax} = U_{fn} I_{max} = 230 V * 16 A = 3680 VA \approx 3,7 kVA$
- 3-fazowe: $S_{nGmax} = \sqrt{3} U_{n} I_{max} = 1,73 * 400 V * 16 A = 11085 VA \approx 11,1 kVA$.

Ustawa o OZE mówi również, że „Wytwórca energii elektrycznej (...) z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji będący osobą fizyczną nie prowadzącą działalności gospodarczej, który wytwarza energię elektryczną w celu zużycia na własne potrzeby, może sprzedać nadwyżkę niewykorzystanej energii elektrycznej wytworzonej przez niego w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej”. O zamiarze przyłączenia „Wytwórca energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji pisemnie informuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania ma zostać przyłączona mikroinstalacja”. A z drugiej strony: „Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej jest obowiązane do przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci, z zachowaniem pierwszeństwa w przyłączeniu instalacji odnawialnego źródła energii przed instalacją niestanowiącą instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci”.

Ważnym nowym zapisem, niewystępującym we wcześniejszych wersjach projektu Ustawy o OZE, jest art. 38.1: „W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona we wcześniej wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do którego sieci ma zostać przyłączona mikroinstalacja i po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i licznika inteligentnego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci”.

Zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji powinno zawierać w szczególności: 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie oraz rodzaj i moc mikroinstalacji, 2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych.

W podobny sposób dopuszcza się przyłączanie mikrogeneracji wg procedury „za powiadomieniem” w większości krajów europejskich. Jednakże nie stosuje się takiej łagodnej procedury w takich krajach, jak: Austria, Szwajcaria, Czechy, Niemcy, Hiszpania, Finlandia, Francja, Włochy, Norwegia i Szwecja. Można przypuszczać, że i tam w przyszłości dojdzie do złagodzenia przepisów.

W przypadku instalacji wymagającej (zgodnie z art. 38.1. ustawy o OZE) podpisania umowy o przyłączenie do sieci warunki takiej umowy określa odpowiedni operator systemu dystrybucyjnego. Zwykle operator sieci dystrybucyjnej w warunkach przyłączenia określa punkt przyłączenia do sieci PCC (ang. *Point of Common Coupling*), sposób przyłączenia, wymagania dotyczące układów łączeniowych i zabezpieczeń mikroźródeł, zarządzania mocą czynną generowaną w warunkach normalnych i sterowania generacją mocy czynnej podczas zmian częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, a także dotyczące regulacji mocy biernej generowanej.

Wydanie warunków przyłączenia traktowane jest jako obietnica zawarcia umowy, dlatego operator sieci dystrybucyjnej wcześniej dokonuje oceny wpływu przyłączenia mikrogeneracji do sieci na warunki pracy tej sieci i jakość energii. Uwzględnia się następujące zagadnienia związane z jakością energii elektrycznej:

- odchylenia poziomu napięcia
- szybkie zmiany i wahania napięcia
- migotanie światła
- harmoniczne
- asymetria napięcia
- zaburzenia (załamania) komutacyjne
- zakłócenia transmisji sygnałów
- wpływ na prądy zwarciove.

Procedury oceny wpływu przyłączenia mikroźródeł na jakość energii powinny być możliwie najprostsze. Powinny opierać się bądź na nieskomplikowanych obliczeniach, bądź na stwierdzeniu posiadania przez przyłączane urządzenia stosownych certyfikatów zgodności z normami kompatybilności elektromagnetycznej.

Istotnym postanowieniem ustawy o OZE (rozdział 8: „Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom mikroinstalacji i małych instalacji oraz akredytowania organizatorów szkoleń”) jest wprowadzenie pojęcia instalatora mikroinstalacji. Ustawa precyzuje wiele warunków formalnych, jakie musi spełniać osoba zwana „instalatorem”, natomiast główne warunki merytoryczne to odbycie stosownego szkolenia i złożenie z wynikiem pozytywnym egzaminu poświadczającego świadectwem.

2. Kryteria współpracy mikroźródeł z siecią niskiego napięcia

w praktyce potrzebne jest sformułowanie możliwie prostych i jednoznacznych kryteriów określających sposób przyłączenia mikroźródła do sieci, jego maksymalną moc oraz wymagania dotyczące dopuszczalnego wpływu na wskaźniki jakości energii elektrycznej. Kryteria te z jednej strony wynikają z analiz i praktycznych doświadczeń z pracy mikroźródeł w sieci niskiego napięcia, a z drugiej z wymagań odpowiednich norm i przepisów. W tab. 1 zamieszczono wybrane normy określające podstawowe wymagania związane z jakością energii, które należy bezwzględnie brać pod uwagę w ocenie wpływu mikroźródeł na pracę sieci rozdzielczej niskiego napięcia.

W tab. 2 zestawiono praktyczne kryteria (wg maksymalnej mocy) i wymagania jakości energii stosowane w kilku krajach w odniesieniu do mikrogeneracji przyłączanej do sieci niskiego napięcia. W tych krajach, w których wcześniej rozwinęła się mikrogeneracja (głównie z wykorzystaniem fotowoltaiki), dopracowano się konkretnych wymagań dotyczących wyposażania tych źródeł w układy sterowania mocą czynną i bierną. Przykładem są tu Niemcy, gdzie stosuje się trzy podstawowe zasady określone w [3]. Regulacja mocy biernej:

- dla systemów o mocy $S_{max} \leq 3,68 kVA \cos\varphi$ w przedziale od 0,95 poj. do 0,95 ind.
- dla systemów o mocy $3,68 kVA < S_{max} \leq 13,8 kVA$ regulacja według zadanej charakterystyki $\cos\varphi (P)$ lub zadany przez OSD $\cos\varphi$ w przedziale od 0,95 poj. do 0,95 ind.

- dla systemów o mocy $S_{max} > 13,8 \text{ kVA}$ regulacja według zadanej charakterystyki $\cos\varphi(P)$ lub zadany przez OSD $\cos\varphi$ w przedziale od 0,9 poj. do 0,9 ind.

Numer normy	Tytuł normy
PN-EN 61000-2-2	Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości i sygnałów przesyłanych w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia
PN-EN 61000-2-4	Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości w sieciach zakładów przemysłowych
PN-EN 61000-3-2	Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika $\leq 16\text{A}$)
PN-EN 61000-3-12	Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu dla odbiorników o znamionowym prądzie fazowym $> 16\text{A}$ i $\leq 75\text{A}$ przyłączonych do publicznej sieci zasilającej niskiego napięcia
PN-EN 61000-3-3	Ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia, powodowanych przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16\text{A}$ przyłączone bezwarunkowo
PN-EN 61000-3-11	Ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia. Urządzenia o prądzie znamionowym $\leq 75\text{A}$ podlegające podłączeniu warunkowemu
PN-EN 61800-3:2008	Elektryczne układy napędowe mocy o regulowanej prędkości. Część 3: Wymagania dotyczące EMC i specjalne metody badań
PN-EN 50160	Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych
PN-EN 50438	Wymagania dotyczące przyłączania mikrogeneratorów do publicznych sieci rozdzielczych

Tab. 1. Wybrane normy EMC związane z jakością energii w sieci niskiego napięcia

Regulacja mocy czynnej w funkcji częstotliwości: dla wszystkich rozpatrywanych przypadków automatyczna redukcja mocy czynnej przy $f > 50,2 \text{ Hz}$ wg zadanej charakterystyki $P(f)$.

Kraj	Napięcie V	Max. moc kW (kVA)	Max. moc kW (kVA)	Odchylenia napięcia Δu	Szybkie zmiany napięcia Δu_s	Migotanie światła	Asymetria U_2/U_1	Harmoniczne
-	-	źródło 1-fazowe	źródło 3-fazowe	%	%	P_{str}, P_{It}	%	I_n/I_1
Niemcy	230/400	$\leq 4,6 \text{ kVA}$	$> 4,6 \text{ kVA}$, dodatkowy podział: ($\leq 30 \text{ kVA}$) ($> 30 \text{ kVA}$)	$\leq 3,0$	$\leq 3,0$	$\leq 0,5$	$\leq 2,0$	EN61000-3-2 EN 61000-3-12
Włochy	230/400	$\leq 6 \text{ kW}$	$> 6 \text{ kW}$ dodatkowy podział: ($\leq 20 \text{ kW}$) ($> 20 \text{ kW}$)	$\leq 3,0$	$\leq 3,0$	$\leq 0,5$	$\leq 2,0$	EN61000-3-2 EN 61000-3-12
Hiszpania	230/400	$\leq 5 \text{ kW}$	$> 5 \text{ kW} < 100 \text{ kW}$ $< S_{nTSN/nN}$	$\leq 3,0$	$\leq 5,0$	$\leq 0,5$	$\leq 2,0$	EN61000-3-2 EN 61000-3-12

Tab. 2. Porównanie stosowanych w kilku krajach europejskich kryteriów i wymagań dotyczących przyłączania mikrogeneracji do sieci niskiego napięcia [2]

Zdalne sterowanie mocą czynną:

ograniczanie generacji dla systemów o mocy $S_{max} > 100 \text{ kW}$ wymuszane przez operatora sieci dystrybucyjnej.

W Polsce brakuje jednolitych i szczegółowych wymagań oraz kryteriów przyłączania mikroźródeł do sieci niskiego napięcia. Praktyka jest taka, że operatorzy sieci dystrybucyjnej w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD) zawierają cząstkowe wymagania sformułowane na podstawie danych zagranicznych i skromnych, jak dotychczas, własnych doświadczeń. Przykładowo IRiESD Tauron Dystrybucja SA określa maksymalną moc mikroźródła przyłączanego do sieci nN w następujący sposób:

- do 3 kW – jednofazowo lub wielofazowo
- 3–10 kW – tylko wielofazowo (graniczna wartość 10 kW jest mniejsza od przyjętej w ustawie o OZE mocy mikroinstalacji 40 kW).

Zwykle w krajowych IRiESD podstawowym wymaganiem dla źródeł przyłączanych do sieci nN jest spełnienie warunku, aby całkowita moc przyłączeniowa wszystkich źródeł (pracujących lub planowanych do przyłączenia) nie przekroczyła mocy znamionowej transformatora zainstalowanego w stacji SN/nN ($S_{Smax} \leq S_{nTSN/nN}$). Również moc przyłączeniowa wszystkich generatorów przyłączonych bezpośrednio (lub przez wydzieloną linię) do stacji transformatorowej SN/nN nie powinna przekraczać mocy szacowanego lub zmierzonego obciążenia transformatora. Przy ocenie możliwości przyłączenia złącze w sieci nN jest traktowane jako punkt PCC. Jednakże rzeczywistym punktem podłączenia jest punkt włączenia mikroźródła do sieci lub instalacji. Mogą to być:

- zaciski prądowe na wyjściu w kierunku instalacji elektrycznej odbiorcy w złączu
- zaciski prądowe rozdzielnic w instalacji elektrycznej rozdzielczej odbiorcy
- zaciski prądowe w nowym złączu.

3. Metodyka oceny wpływu przyłączenia mikroźródeł na jakość energii

Decyzja o zawarciu umowy o przyłączeniu mikroinstalacji bądź małej instalacji do sieci elektroenergetycznej nN wymaga wcześniejszej oceny, czy ich praca w sieci nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnego poziomu wskaźników jakości energii oraz przeciążenia elementów układu sieciowego. Przeprowadzenie takiej oceny wymaga zebrania wielu danych i informacji o warunkach sieciowych w planowanym punkcie przyłączenia mikroinstalacji lub małej instalacji (tzn. mocy zwarciowej i poziomu napięcia w różnych stanach obciążenia sieci) oraz danych jednostek generacji. Poniżej przedstawiono wymagania sformułowane w przepisach i sposób oceny wpływu przyłączenia mikroźródeł na zmiany napięcia (odchylenia napięcia), wahania napięcia (dynamiczne zmiany napięcia), migotanie światła (flicker), asymetrię napięć i emisję harmonicznych.

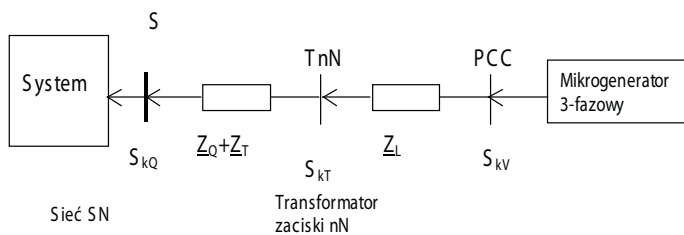
3.1. Układ mikrogenerator – system

Rozpatrzmy mikrogenerator 3-fazowy przyłączony do stacji transformatorowej SN/nN za pomocą linii o impedancji Z_L (rys. 1). Impedancja linii może być włączona do impedancji źródła modelującego system. W rezultacie przyłączenie mikrogeneracji jest równoważne przyłączeniu do zewnętrznego systemu idealnego źródła prądowego przez impedancję.

$$\underline{Z} = \underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L \quad (1)$$

gdzie: \underline{Z}_Q – impedancja zewnętrznego systemu, \underline{Z}_T – impedancja transformatora SN/nN, \underline{Z}_L – impedancja linii łączącej mikrogenerator z transformatorem SN/nN.

W węźle PCC mikrogenerator wprowadza do wybranej fazy sieci nN moc czynną i bierną. Rozpatrywana jest najbardziej pesymistyczna sytuacja, tzn. pomijane jest obciążenie sieci.



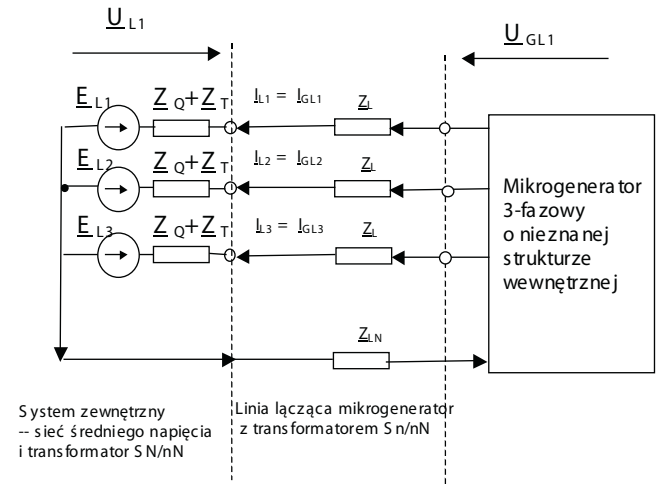
Rys. 1. Schemat ideowy przyłączenia mikrogeneracji do systemu elektroenergetycznego

Na rys. 1 węzeł TnN odpowiada zaciskom nN transformatora SN/nN i charakteryzuje go moc zwarciowa S_{kT} . Węzeł S odpowiada zaciskom SN transformatora SN/nN i charakteryzuje go moc zwarciowa S_{kQ} sieci zewnętrznej. Moc zwarciowa w węźle PCC wynosi:

$$S_{kV} = \frac{U_{nN}^2}{\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L} \quad (2)$$

gdzie: U_{nN} – znamionowe napięcie sieci niskiego napięcia.

Na rys. 2 pokazano obwód 3-fazowy modelujący system elektroenergetyczny z przyłączonym 3-fazowym mikrogeneratorem.



Rys. 2. Obwód modelujący układ elektroenergetyczny z przyłączonym mikrogeneratorem o nieznanej strukturze wewnętrznej

Siła elektromotoryczna (sem) E systemu wynika z warunków pracy całego systemu i może być traktowana jako idealne źródło napięcia 3-fazowego o wartości niezależnej od załączenia/wyłączenia badanego mikrogeneracji. Praca systemu jest planowana i prowadzona przez operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) w taki sposób, że napięcia u odbiorcy są bliskie wartości znamionowych. Można zatem przyjąć, że sem E jest równa napięciu znamionowemu sieci. Przyjmując, że wektor sem E w fazie $L1$ leży w osi liczb rzeczywistych, otrzymujemy:

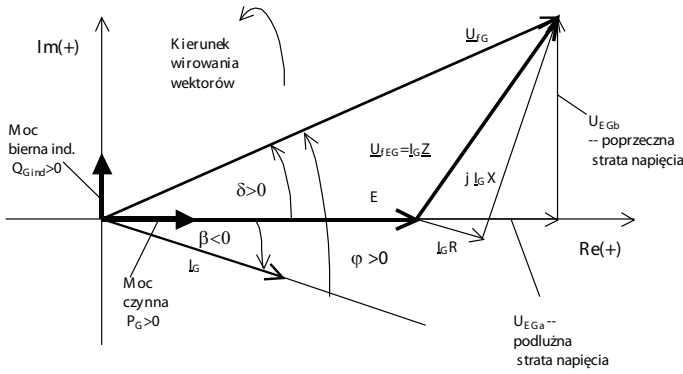
$$\underline{E}_{L1} = E = U_{fn} = \frac{U_{nN}}{\sqrt{3}}, \quad \underline{E}_{L2} = a^2 E, \quad \underline{E}_{L3} = a E \quad (3)$$

gdzie: $a = e^{j2\pi/3}$ – operator obrotu o kąt 120 st.

Mikrogeneratorem może być generator synchroniczny, asynchroniczny lub inne dowolne źródło prądu stałego dostarczające do systemu zewnętrznego prąd poprzez przekształtnik DC/AC. Wektorem odniesienia dla wielkości elektrycznych charakteryzujących mikrogenerator jest sem systemu zewnętrznego $\underline{E}_{L1} = E + j0$. Mikrogenerator o nieznanej strukturze może być traktowany jako idealne źródło prądu wprowadzające do sieci prąd I_G , który płynąc gałęzią o impedancji \underline{Z} powoduje przesunięcie wektorów napięć węzłowych w sieci. Na rys. 3 przedstawiono wykres dla fazy $L1$, przyjmując:

$$\underline{I}_G = I_G e^{j\beta}, \quad \underline{U}_{fG} = U_{fG} e^{j\delta} \quad (4)$$

gdzie: β – kąt wektora prądu mikrogeneracji, δ – kąt wektora napięcia na zaciskach mikrogeneracji.



Rys. 3. Mikrogenerator wysyła do sieci nN moc czynną i moc bierną indukcyjną

Moc zespolona mikrogeneradora wynosi:

$$\underline{S}_G = 3 \underline{U}_{rG} \underline{I}_G^* = \sqrt{3} U_G I_G e^{j(\delta - \beta)} = \sqrt{3} U_G I_G e^{j\varphi} \quad (5a)$$

$$\underline{S}_G = \sqrt{3} U_G I_G \cos \varphi + j \sqrt{3} U_G I_G \sin \varphi = P_G + j Q_G \quad (5b)$$

gdzie: $\varphi = \delta - \beta$ – kąt mocy mikrogeneradora.

Dla mocy czynnej i biernej mamy następujące zależności:

$$P_G = \sqrt{3} U_G I_G \cos \varphi, \quad I_G \cos \varphi = \frac{P_G}{\sqrt{3} U_G} \quad (6a)$$

$$Q_G = \sqrt{3} U_G I_G \sin \varphi, \quad I_G \sin \varphi = \frac{Q_G}{\sqrt{3} U_G} \quad (6b)$$

Strata napięcia między mikrogeneratorem i systemem zależy od kąta mocy mikrogeneradora i wynosi:

$$\underline{U}_{EG} = \sqrt{3} \underline{Z} I_G e^{j\beta} = \sqrt{3} \underline{Z} I_G e^{j(\delta - \varphi)} \quad (7a)$$

$$\underline{U}_{EG} = \sqrt{3} (R + jX) (I_G \cos(\delta - \varphi) + j I_G \sin(\delta - \varphi)) \quad (7b)$$

$$\underline{U}_{EG} = U_{EGa} + j U_{EGb} \quad (7c)$$

gdzie:

$U_{EGa} = \sqrt{3} R I_G \cos(\delta - \varphi) - \sqrt{3} X I_G \sin(\delta - \varphi)$
– międzyfazowa podłużna strata napięcia przy przepływie prądu od zacisków mikrogeneradora do systemu zewnętrznego,

$U_{EGb} = \sqrt{3} R I_G \sin(\delta - \varphi) + \sqrt{3} X I_G \cos(\delta - \varphi)$
– międzyfazowa poprzeczna strata napięcia przy przepływie prądu od zacisków mikrogeneradora do systemu zewnętrznego.

Spadek międzyfazowego napięcia związany z przesyłaniem mocy z mikrogeneradora do systemu jest równy różnicy wartości skutecznej międzyfazowego napięcia na zaciskach generatora i międzyfazowej sem systemu:

$$\Delta U = U_G - \sqrt{3} E \quad (8)$$

Sem systemu zewnętrznego jest sztywne, wobec tego spadek napięcia jest jednocześnie odchyleniem napięcia na zaciskach mikrogeneradora.

Jeżeli rozchył kątowny między wektorami napięć \underline{U}_G oraz \underline{E} jest niewielki, czyli $\delta \approx 0$, to można przyjąć, że spadek napięcia jest w przybliżeniu równy podłużnej stracie napięcia. Praktyczne wzory na obliczanie odchylenia napięcia na zaciskach makrogeneradora mają postać:

$$\Delta U \cong \sqrt{3} R I_G \cos(-\varphi) - \sqrt{3} X I_G \sin(-\varphi) \quad (9a)$$

$$\Delta U \cong \sqrt{3} R \frac{S_G}{\sqrt{3} U_G} \cos \varphi + \sqrt{3} X \frac{S_G}{\sqrt{3} U_G} \sin \varphi \quad (9b)$$

$$\Delta U \cong R \frac{S_G}{U_G} \cos \varphi + X \frac{S_G}{U_G} \sin \varphi \quad (9c)$$

Jeżeli kąt $\varphi = \varphi_{ind} > 0$, to mikrogenerator wytwarza moc bierną indukcyjną, czyli wysyła moc bierną do sieci nN. Moc bierna indukcyjna mikrogeneradora w tym przypadku jest dodatnia $Q_{Gind} > 0$ (rys. 3).

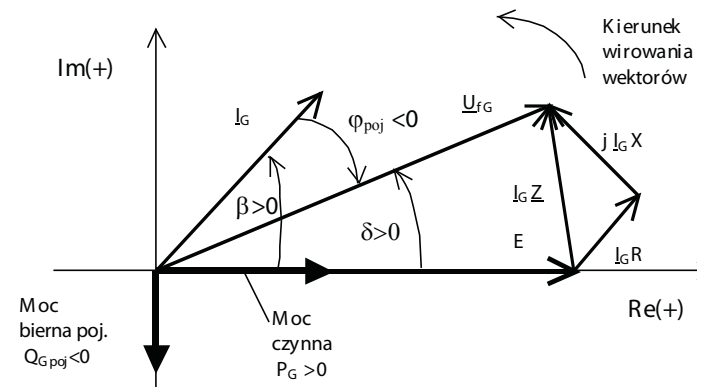
Odchylenie napięcia przy pracy generatora z indukcyjnym współczynnikiem mocy wyniesie:

$$\Delta U \cong R \frac{S_G}{U_G} \cos \varphi_{ind} + X \frac{S_G}{U_G} \sin \varphi_{ind} \quad (10)$$

Napięcie na zaciskach generatora przy indukcyjnym współczynniku mocy będzie zawsze wyższe od napięcia systemu E:

$$U_G \cong \sqrt{3} E + \Delta U \quad (11)$$

Jeżeli kąt $\varphi = -\varphi_{poj} < 0$, to mikrogenerator wytwarza moc bierną pojemnościową, czyli pobiera moc bierną z sieci nN i wtedy moc bierna mikrogeneradora jest ujemna $Q_{Gpoj} < 0$ (rys. 4).



Rys. 4. Mikrogenerator wysyła do sieci nN moc czynną i moc bierną pojemnościową (pobiera z sieci moc bierną indukcyjną)

Odchylenie napięcia przy pracy mikrogeneradora z pojemnościowym współczynnikiem mocy wynika ze wzoru:

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{nG} (\cos\psi \cos\varphi_r + \sin\psi \sin\varphi_r)}{S_{kV}} 100\% \quad (18e)$$

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{nG} \cos(\psi - \varphi_r)}{S_{kV}} 100\% \leq 3\% \quad (18f)$$

gdzie: $\psi = \arctg\left(\frac{X}{R}\right)$ – kąt impedancji zwarciowej sieci

widzianej z zacisków mikrogeneratorsa, indukcyjny kąt mocy $\varphi_r = \varphi_{rimd} > 0$, pojemnościowy kąt mocy $\varphi_r = -\varphi_{rpoj} < 0$.

Pesymistyczny wpływ załączenia mikrogeneratorsa na nagłe zmiany napięcia w punkcie przyłączenia można oszacować, przyjmując jedynkową wartość cosinusa w zależności (18f). W rezultacie mamy maksymalną szybką zmianę napięcia, określoną przez stosunek mocy znamionowej i zwarciowej:

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{maxG}}{S_{kV}} 100\% \leq 3\% \quad (19)$$

gdzie: S_{kV} – moc zwarciowa w punkcie przyłączenia mikrogeneratorsa, S_{maxG} – maksymalna osiągalna moc źródła.

Jeśli współczynnik k_r nie jest wyznaczany na podstawie dokładnych danych mikrogeneratorsa, to zwykle przyjmuje się wartości referencyjne:

- $k_r = 1$ dla jednostek generacji przyłączanych przez inwerter
- $k_r = 1,2$ dla generatorów synchronicznych
- $k_r = 4$ dla generatorów asynchronicznych włączanych do sieci po doprowadzeniu do 95–105% prędkości synchronicznej
- $k_r = 8$ dla generatorów asynchronicznych z rozruchem silnikowym (włączanych do sieci jako silnik).

Jeśli szybkie zmiany napięcia Δu_a obliczone według wzoru (19) nie spełniają wymaganego warunku, to należy ponownie wyznaczyć je z dokładniejszego wzoru (18f), uwzględniając kąt impedancji zwarciowej sieci ψ oraz kąt mocy w czasie rozruchu φ_r .

3.4. Dopuszczalne migotanie światła

Oceny poziomu wskaźników uciążliwości migotania światła (krótkotrwałego P_{st} i długotrwałego P_{lt}) wprowadzanego do sieci przez mikroźródła dokonuje się na podstawie zapisów norm:

- PN-EN 61000-2-2/2-4 (o ogólnych poziomach kompatybilności)
- PN-EN 50438 (dla mikroźródeł)
- PN-EN 61000-3-3 (dla urządzeń o prądzie znamionowym do 16 A)
- PN-EN 61000-3-11 (dla urządzeń o prądzie znamionowym > 16 A i < 75 A).

Zapisy norm określają następujące wymagania:

$$P_{st} < 1,0, P_{lt} < 0,65 \quad (20)$$

gdzie: P_{st} – krótkoterminowy wskaźnik migotania światła, P_{lt} – długoterminowy wskaźnik migotania światła.

Spełnienie tych wymagań przez przyłączane mikroźródło powinno być potwierdzone przez producenta stosownym certyfikatem zgodności lub przez podanie maksymalnej dopuszczalnej wartości impedancji zwarciowej sieci Z_{kmax} do której można przyłączyć urządzenie bez obawy o wprowadzenie efektu migotania światła na poziomie przewyższającym wartości dopuszczalne. Impedancja zwarciowa w rozważanym punkcie przyłączenia mikroźródła powinna być mniejsza od wartości podanej przez producenta.

Powstaje pytanie, jak można oszacować wskaźnik migotania światła P_{stTnN} w węźle TnN na podstawie wyznaczonego wskaźnika migotania P_{stPCC} w węźle PCC. Otóż mają tu zastosowanie następujące zależności:

$$P_{stTnN} = \frac{|\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T|}{|\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L|} P_{stPCC} \quad (21a)$$

$$P_{stTnN} = \frac{|\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T|}{|\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L|} \frac{U_{nN}^2}{U_{nN}^2} P_{stPCC} \quad (21b)$$

$$P_{stTnN} = \frac{S_{kT}}{S_{kV}} P_{stPCC} \quad (21c)$$

Impedancja linii \underline{Z}_L jest znacznie większa od impedancji systemu i transformatora. W rezultacie w sieci nN następuje szybkie tłumienie migotania światła.

Jeśli w danym punkcie sieci rozważane jest przyłączenie mikroinstalacji lub małej instalacji zbudowanej z wielu różnych jednostek generacji, to wyznaczenie wypadkowego wskaźnika migotania światła jest możliwe na podstawie wskaźników migotania światła wnoszonych przez poszczególne jednostki generacji:

$$P_k = \sqrt{\sum_{i=1}^N P_{li}^2} \quad (22)$$

gdzie: N – liczba mikroźródeł przyłączonych do danego węzła sieci niskiego napięcia.

3.5. Dopuszczalne harmoniczne

Harmoniczne prądu mikroźródła wywołują wzrost harmonicznych w napięciu sieci. Dopuszczalne poziomy harmonicznych w prądzie podają normy:

- PN-EN 61000-2-2 (o ogólnych poziomach kompatybilności)
- PN-EN 50438 (dla mikroźródeł)
- PN-EN 61000-3-2 (dla urządzeń o prądzie znamionowym do 16 A)
- PN-EN 61000-3-12 (dla urządzeń o prądzie znamionowym > 16 A i < 75 A).

Dopuszczalny poziom harmonicznych prądu mikroźródeł o prądzie znamionowym do 16 A, zakwalifikowanych do urządzeń klasy A (wg normy PN-EN 61000-3-2), zamieszczono w tab. 3.

Rząd	Maksymalna dopuszczalna wartość harmonicznego prądu [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
15 ≤ n ≤ 39	0,15 · 15/n
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
8 ≤ n ≤ 40	0,23 · 8/n

Tab. 3. Dopuszczalne poziomy harmonicznego prądu dla urządzeń klasy A oraz mikroźródeł (PN-EN 50438)

Przez analogię do zastosowania normy kompatybilnościowej PN-EN 61000-3-2 dla mikroźródeł o prądzie do 16 A, dla mikroźródeł o prądzie znamionowym od 16 do 75 A można wykorzystać zapisy normy dla odbiorników o tym zakresie prądów, tj. normy PN-EN 61000-3-12. W tab. 4 zamieszczono poziomy dopuszczalne emisji harmonicznego prądu dla symetrycznych odbiorników trójfazowych zgodnie z normą PN-EN 61000-3-12.

Minimalna wartość R _{sce}	Dopuszczalne wartości harmonicznego prądu I _h /I ₁ [%]				Dopuszczalne współczynniki harmonicznego odkształcenia prądu [%]	
	I ₅	I ₇	I ₁₁	I ₁₃	THDi	PWHDi
33	10,7	7,2	3,1	2	13	22
66	14	9	5	3	16	25
120	19	12	7	4	22	28
250	31	20	12	7	37	38
>= 350	40	25	15	10	48	46

Tab. 4. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu dla symetrycznych odbiorników 3-fazowych wg PN-EN 61000-3-12

Współczynnik zawartości harmonicznego w prądzie THD (ang. *total harmonic distortion*) oraz częściowo ważony współczynnik odkształcenia harmonicznego w prądzie PWHD (ang. *partial weighted harmonic distortion*) dane są wzorami:

$$THD_i = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad (23a)$$

$$PWHD_i = \sqrt{\sum_{h=14}^{40} n \cdot \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad (23b)$$

Wartości względne parzystych harmonicznego do 12 nie powinny przekraczać 16/n [%]. Parzyste harmonicznego o rządach większych niż 12 są uwzględniane w THD i PWHD w taki sam sposób, jak

harmonicznego o rządach nieparzystych. Współczynnik zwarcia jest definiowany następująco:

$$R_{sce} = \frac{S_{kV}}{S_{max}} \quad (24)$$

gdzie: S_{kV} – moc zwarcia w miejscu przyłączenia mikroźródła, S_{max} – maksymalnie osiągalna moc pozorna mikroźródła.

Dla innych wartości współczynnika zwarcia R_{sce} dopuszcza się liniową interpolację pomiędzy kolejnymi wartościami R_{sce} . Jeśli znany jest poziom harmonicznego w prądzie mikroźródła, to jego zgodność z normami można ocenić na podstawie warunków zwarcia w punkcie przyłączenia i wartości granicznych podanych w tab. 4. Innym rozwiązaniem jest podanie przez producenta minimalnej wymaganej mocy zwarcia (lub współczynnika zwarcia R_{sce}) w punkcie przyłączenia. Spełnienie tych wymagań przez przyłączane mikroźródło powinno być potwierdzone przez producenta stosownym certyfikatem zgodności lub wynikami pomiarów wykonanych przez akredytowane laboratorium.

3.6. Dopuszczalna asymetria napięć

Asymetria napięć rozpatrywana jest jako zjawisko długoterminowe, tj. w przedziałach czasu 10-min. i dłuższych. Podstawę oceny poziomu asymetrii napięć stanowi stosunek wartości składowej przeciwnej napięcia do składowej zgodnej. Norma PN-EN 61000-2-2 określająca poziom kompatybilności dla pracy urządzeń w sieciach publicznych pod względem asymetrii dopuszcza 2% składowej przeciwnej napięcia w odniesieniu do składowej zgodnej. W sieciach przemysłowych, o których traktuje zeszyt 2-4 normy, dopuszcza się podwyższony poziom asymetrii do 3%. Dodatkowo norma zawiera komentarz, że asymetrię wywołaną przez przyłączanie jednofazowych odbiorników można w praktyce oszacować przez stosunek mocy przyłączonego urządzenia jednofazowego do 3-fazowej mocy zwarcia w miejscu przyłączenia:

$$k_{u2} = \frac{U_2}{U_1} 100\% = \frac{S_{max}}{S_{kV}} 100\% \quad (25)$$

W praktyce niemieckiej [3] stosuje się dodatkowe wymagania praktyczne. Jeśli w danym punkcie przyłącza się kilka mikroźródeł jednofazowych, to należy zadbać, by dopuszczalna różnica w poszczególnych fazach nie przekraczała 4,6 kVA.

4. Wpływ mikroźródeł na prądy zwarcia

Wpływ mikrogeneracji na wartość prądu zwarcia w punkcie przyłączenia zależy od rodzaju mikroźródeł i ich mocy. Przyjmuje się następujące zasady oszacowania wartości prądu zwarcia różnych rodzajów mikroźródeł:

- $I_K^r = 8I_{nG}$ – generatory synchroniczne
- $I_K^r = 6I_{nG}$ – generatory asynchroniczne przyłączone bezpośrednio do sieci
- $I_K^r = I_{nG}$ – źródła przyłączone przez przekształtnik.

5. Wnioski końcowe

W artykule omówiono wpływ mikrogeneracji na jakość energii w sieci niskiego napięcia z uwzględnieniem obowiązujących norm, prawa energetycznego i projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Podano podstawowe kryteria przyłączania mikroźródeł do sieci niskiego napięcia w Polsce i innych krajach europejskich.

Wyprowadzono podstawowe zależności niezbędne do wyznaczenia odchyień i wahań napięcia powodowanych przez przyłączone mikroźródła do sieci niskiego napięcia.

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa o odnawialnych źródłach energii, projekt z 9 października 2012 roku (Wersja 2.0.2), dostępny na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki.
2. GIZ Stadler Ingo, Study about international standards for the connection of small distributed generators to the power grid, Developed by Cologne University of Applied Science to Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, June 2011.
3. VDE 4105:2011-08 Power generation systems connected to the low-voltage distribution network. Technical minimum requirements for the connection to the parallel operation with low-voltage distribution networks. FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE.

Marian Sobierajski

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: marian.sobierajski@pwr.wroc.pl

Profesor zwyczajny Politechniki Wrocławskiej. Zajmuje się problemami naukowymi związanymi z planowaniem i sterowaniem systemów elektroenergetycznych. Jego prace dotyczą głównie probabilistycznych rozplywów mocy, stabilności napięciowej i jakości energii elektrycznej. Ostatnie badania związane są z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi oraz współpracą małych elektrowni z systemem elektroenergetycznym.

Wilhelm Rojewski

dr inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.wroc.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej (1973). Uzyskał tytuł doktora nauk technicznych w Instytucie Energoelektryki swojej macierzystej uczelni (1977), gdzie pracuje na stanowisku adiunkta. Zajmuje się elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową, sterowaniem i regulacją w systemie elektroenergetycznym oraz warunkami współpracy rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym.

Technical Conditions of the Microgenerator Connection to the Low Voltage Network Taking Into Account Valid Rules and Practices Applied in Europe and Poland

Authors

Marian Sobierajski
Wilhelm Rojewski

Keywords

microgeneration, renewable energy sources, low voltage network

Abstract

Connection of microgenerators to the low voltage network affects the electrical energy quality. In the paper, the basic relationships have been led out to compute voltage deviations and fluctuations. The basic criteria of microgeneration connecting to low voltage network have been given. The valid rules and practices applied in Europe and Poland have been described.

Poprawa efektywności energetycznej przy integrowaniu mikrosieci z inteligentnymi sieciami krajowymi

Autor

Grzegorz Błajszczak

Słowa kluczowe

mikrosieci, Smart Grid, efektywność

Streszczenie

Wzbogacanie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych o inteligentne systemy sterowania, automatyki i zabezpieczeń oraz tworzenie Smart Grid umożliwi lepsze i bardziej efektywne energetycznie wykorzystanie mikroźródeł i mikrosieci. Większa część energii pierwotnej może być przetwarzana na energię elektryczną. Koordynacja pracy mikroźródeł w mikrosieci zwiększa sprawność przetwarzania i oddawania energii do sieci krajowej. Energia z mikrosieci może być sprzedawana na rynku energii oraz wykorzystywana do dostarczania usług regulacyjnych.

**POWRÓT
DO SPISU TREŚCI**

1. Możliwości poprawy efektywności energetycznej

Małe źródła rozproszone utożsamiane są często ze źródłami odnawialnymi i wytwarzaniem energii elektrycznej w sposób przyjazny dla środowiska. Jednak tylko niektóre z nich, bazujące na energii wodnej, słonecznej czy wiatrowej, nie zanieczyszczają środowiska. Pozostałe typy małych źródeł wytwarzają energię elektryczną dzięki spalaniu paliw kopalnych (węgla lub gazu), a czasami również odpadów rolniczych lub komunalnych. Spalanie wiąże się zawsze z wytwarzaniem CO₂ i NO_x oraz związków siarki i innych zanieczyszczeń. Procesy spalania w małych źródłach są gorzej kontrolowane ze względu na ograniczenie kosztów układów sterowania (w odniesieniu do kosztu generatora i ilości produkowanej energii). Ponadto mikroelektrownie nie są wyposażone w układy oczyszczania spalin. Wytwarzanie energii elektrycznej w rozproszonych źródłach opartych na spalaniu wiąże się ze znacznie większym zanieczyszczeniem środowiska w przeliczeniu na MWh wytworzonej energii, w porównaniu z dużymi elektrowniami systemowymi. Utrzymanie określonego poziomu oddziaływania przez energię na środowisko w skali kraju, przy wzroście emisji zanieczyszczeń w jednych źródłach, będzie wymagało ograniczenia emisji tych zanieczyszczeń w innych źródłach. Koszty i energia zaoszczędzone w jednym miejscu zostaną wydane w innym miejscu. Obecna polityka energetyczna w zasadzie promuje źródła przyjazne dla środowiska, choć w przypadku mikroźródeł uzyskanie takich preferencji jest prawie niemożliwe.

przyjazne dla środowiska	odnawialne	zależne od siły wyższej	cieplno-parowe	wodne
				wiatrowe
				słoneczne ogniwa
uciążliwe dla środowiska	bazujące na surowcach		cieplno-parowe	kolektory słoneczne
				spalarnie biomasy
				spalarnie
				gazowe
				węglowe

Tab. 1. Przetwarzanie energii pierwotnej w mikroźródłach

W najbliższych latach oczekuje się zalewu rynku tanimi systemami generacyjnymi, przystosowanymi do zasilania określonych odbiorników (np. ogrzewania, oświetlenia lub pompowania wody). Tani system generacyjny na ogół pozbawiony jest możliwości regulacyjnych, a znaczna część energii pierwotnej (m.in. wiatru, słońca) jest tracona. Nie było to jednak istotne dla użytkownika, ponieważ energia pierwotna jest za darmo, a tani system szybko się amortyzował. Mikrosieci mogą funkcjonować samodzielnie, zasilając określone urządzenia w domu i w gospodarstwie wiejskim, jak również w wielopiętrowym budynku w mieście. Powszechna dostępność do sieci krajowych sprawia, że będzie ona alternatywnym źródłem energii. Korzystanie z sieci krajowej będzie wynikało z okresowego braku możliwości pozyskania energii w mikroźródłach. Załączanie i wyłączenie mikroźródeł, przy znacznym wzroście ich liczby, będzie wpływało na

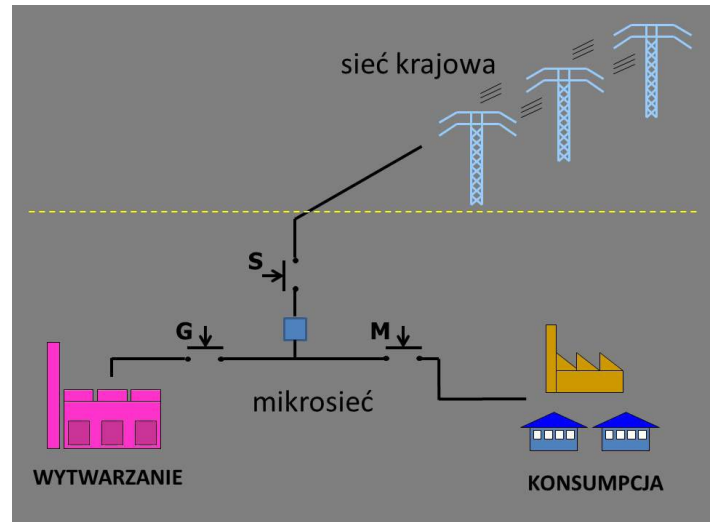
obciążenie krajowych sieci elektroenergetycznych, nawet jeśli mikroźródła nie przetwarzają energii elektrycznej, np. przy ogrzewaniu słońcem lub pompowaniu wody na farmie za pomocą wiatraka. Dostarczenie do odbiorców indywidualnych sygnału sterującego, w formie np. aktualnej ceny sprzedaży energii, będzie wpływać na decyzje poboru energii z sieci krajowej. Przystosowanie mikroźródeł do wprowadzania energii do sieci oraz stworzenie prostych i czytelnych zasad zakupu energii jest naturalnym dalszym rozwojem mikro sieci.

Kolejnym krokiem będzie poprawienie efektywności całego procesu, począwszy od lepszego wykorzystania energii pierwotnej do optymalnego rozdziału energii wytworzonej. Koordynacja pracy mikroźródeł w mikro sieci, już na etapie przetwarzania energii pierwotnej, umożliwi lepsze wykorzystanie nośników energii o niższej wartości energii. Skojarzenie pracy kilku źródeł poprawia całkowitą sprawność mikro sieci. Znaczące straty energii występują również w układach sprzęgających mikro sieci z siecią krajową. W większości przypadków energia w postaci elektryczności o małym, wahającym się napięciu i o zmiennej częstotliwości lub napięciu jednokierunkowym, musi zostać przetworzona na energię elektryczną o akceptowalnym kształcie sinusoidy napięcia i wartości napięcia co najmniej 230 V. Wprowadzając odpowiednią komunikację z siecią krajową, można elastycznie przełączać mikro sieć w różne warianty pracy (omówione w następnym rozdziale) i dzięki temu zmniejszyć ilość energii przetwarzanej. Możliwe jest również zwiększenie ilości energii pierwotnej, wykorzystywanej bez przemiany na energię elektryczną (np. do ogrzewania), co na ogół zmniejsza pobór energii elektrycznej z sieci krajowej. Zarówno gospodarstwa wiejskie, jak i wieżowce w miastach mogą znacząco zmniejszyć ilość energii pobieranej z sieci krajowej i zamienianej na energię mechaniczną czy cieplną.

2. Warianty pracy mikro sieci

Nazwa „mikro sieci” nie jest terminem o ścisłym znaczeniu technicznym i należy ją rozumieć zgodnie ze znaczeniem, jakie ma w potocznym języku. W artykule przyjęto, że mikro sieć może składać się z jednego źródła (czasami kilku źródeł) i jednego lub kilku odbiorów. Źródła mogą mieć moc ok. 1–100 kW. Takie źródła nazywa się często mikroźródłami lub źródłami rozproszonymi. Mikro sieć może być trójfazowa o napięciu 3 x 400 V, jednofazowa o napięciu 230 V lub innym niższym (np. 24 V), może być też siecią prądu stałego o napięciu 230 V lub niższym (np. 60 V). Praca mikro sieci w zależności od projektu i zastosowanych urządzeń może przebiegać w kilku wariantach ilustrowanych na rys. 1 przez wyłączniki G, S, M:

- generator zasilają obciążenie (G i M zamknięte, S otwarte)
- generacja nie pracuje, obciążenie jest zasilane z sieci (S i M zamknięte, G otwarte)
- obciążenie nie pracuje, generacja oddaje całą energię do sieci (G i S zamknięte, M otwarte)
- generacja zasilają obciążenie i oddaje część energii do sieci (G, S, M zamknięte)
- obciążenie zasilane jest z lokalnej generacji i z sieci krajowej (G, S, M zamknięte)



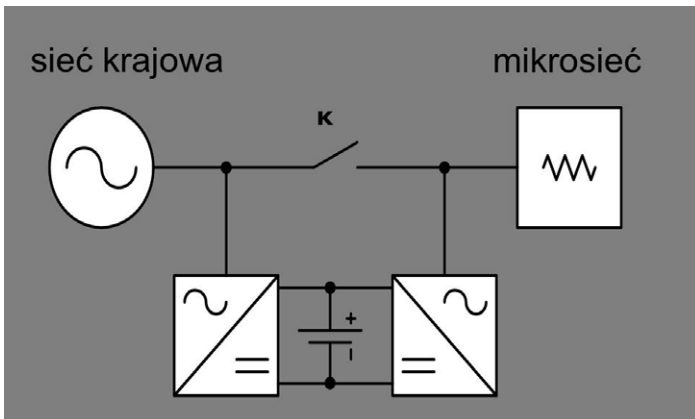
Rys. 1. Przełączanie wariantów pracy w mikro sieci

Sytuacje „a” oraz „b” mogą występować w bardzo prostych układach, jednocześnie bardzo tanich. Przykładem takiej pracy może być układ ogrzewania pomieszczeń gospodarczych składający się z dwóch niezależnych i niepołączonych galwanicznie ze sobą obwodów. Jeden obwód stanowią grzejniki zasilane z sieci krajowej, drugi inne grzejniki przystosowane do pracy z lokalnym generatorem. Dostosowując grzejnik do lokalnej generacji, należy zwrócić uwagę jedynie na maksymalne napięcie, a pozostałe parametry (takie jak częstotliwość, odkształcenia, zapady i przerwy) są dla grzejnika zupełnie obojętne, choć wpływają na skuteczność ogrzewania. Innym przykładem może być pompowanie wody w hydroforze lub do zbiornika. Na wale napędzającym pompę może znajdować się jednocześnie silnik elektryczny i układ przeniesienia napędu z wiatraka. Wiatrak kręci pompą bez pośrednictwa energii elektrycznej. Przy braku wiatru załączany jest silnik. Analogiczną sytuacją będzie ogrzewanie wody do mycia bezpośrednim działaniem słońca. W zbiorniku może być umieszczona jedna grzałka zasilana z lokalnego generatora i druga mająca możliwość zasilania z sieci. Warianty pracy „a” i „b” pozwalają na łatwe przełączenie na któryś z lokalnych sposobów pozyskiwania energii lub na zasilanie z sieci krajowej. Rozdzielenie obwodów mikro sieci lokalnej i sieci krajowej sprawia, że taki system nie wymaga kosztownych układów sprzęgających i bazuje na elementach, które już istnieją w gospodarstwach domowych. Prostota konstrukcji, umożliwiająca wykonanie instalacji we własnym zakresie, z pewnością przyczyni się do masowego rozpowszechnienia takich układów. Warianty pracy „a” i „b” umożliwiają zmniejszenie ilości kupowanej energii z sieci krajowej, ale nie pozwalają na oddawanie do sieci lokalnie wytworzonej energii. Sytuacje „c” oraz „d” oddają podejście biznesowe, ukierunkowane na czerpanie korzyści z wytwarzania energii. Włączanie do sieci krajowej energii z mikro sieci wymaga zastosowania układu sprzęgającego. Układ sprzęgający może również umożliwiać dwukierunkowy przepływ energii, co pozwoli na częściowe zasilanie odbiorców (tych samych lub różnych) w mikro sieci z sieci krajowej i częściowe zasilanie z lokalnych mikrogeneratorów (wariant „e”).

3. Układy sprzęgające mikro sieci z siecią krajową

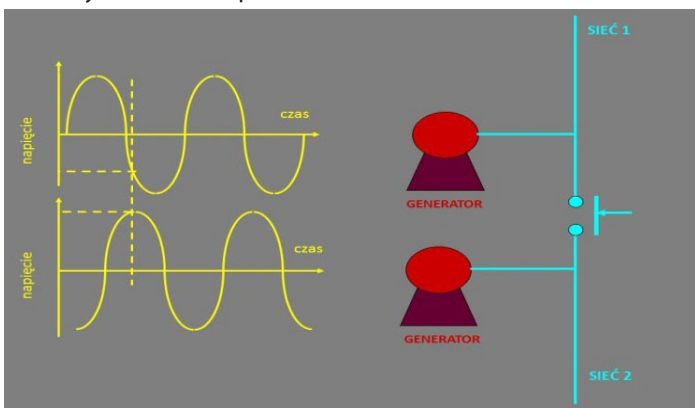
W większości przypadków będzie to falownik AC-DC-AC z filtrem pasywnym. Przy tych wariantach pracy wszystkie lokalne odbiorniki mogą mieć standardowe warunki zasilania, jak przy zasilaniu z sieci krajowej.

Na rys. 2 pokazano podłączenie mikro sieci do sieci krajowej. Wyłącznik K jest zamknięty wówczas, gdy w mikro sieci nie pracują żadne generatory, w pozostałych wariantach pracy jest otwarty.



Rys. 2. Przykładowy układ sprzęgający mikro sieć z siecią krajową

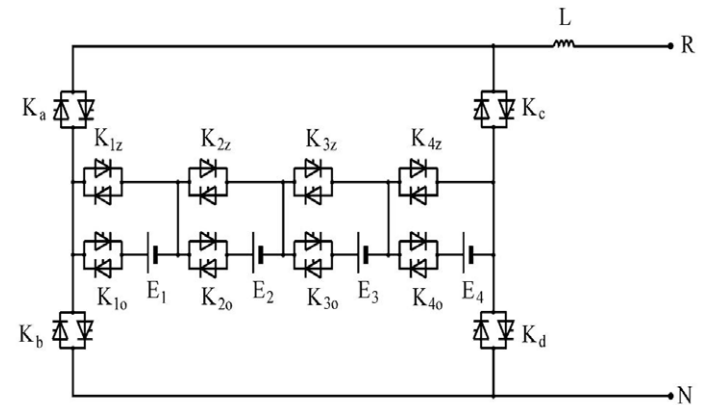
Bezpośrednie podłączenie mikro źródeł do sieci krajowej jest możliwe dla pewnego rodzaju generatorów (np. maszyn synchronicznych). Wymaga to jednak ciągłego utrzymywania generatora w określonym zakresie parametrów pracy, co w przypadku mikromaszyn (na ogół pozbawionych układu regulacji) może być trudne do spełnienia.



Rys. 3. Synchronizacja generatorów

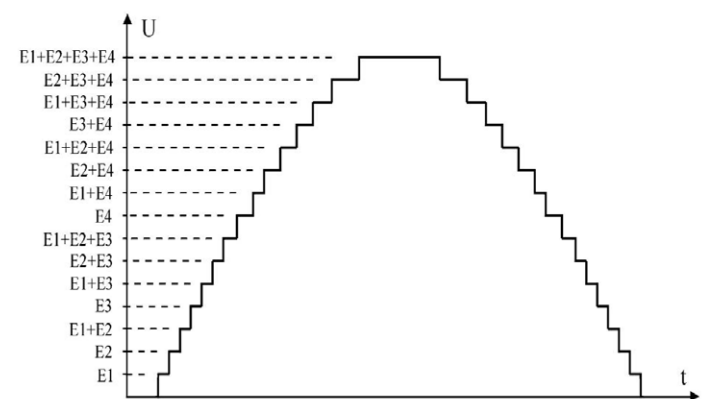
Wahania mocy dostarczanej przez generator ze względu na zmianę energii pierwotnej (np. siły wiatru) powodują wahania napięcia i częstotliwości. Wprowadzenie do układu akumulatora ładowanego przez prostownik pozwala na utrzymanie stałego napięcia. Kolejnym zadaniem układu sprzęgającego jest zrobienie sinusoidalnego kształtu napięcia z napięcia stałego. Najczęściej stosowanym sposobem jest zastosowanie falownika z modulacją szerokości impulsu. Specyfika niektórych źródeł, np. fotowoltaiki, pozwala na zastosowanie również innego rozwiązania. Na rys.

4 przedstawiono układ wykorzystujący dostępność kilku źródeł (lub akumulatorów) o różnych napięciach. W proponowanym rozwiązaniu zestawiono cztery sekcje o napięciach: E_1 , $E_2 = 2 E_1$, $E_3 = 4 E_1$, $E_4 = 8 E_1$. Do każdej z sekcji dołączone są równoległe kondensatory (niepokazane na schemacie), które umożliwiają osiągnięcie większej stromości narastania prądu po załączeniu sekcji. Poszczególne sekcje są załączane za pomocą kluczy tranzystorowych (IGBT).



Rys. 4. Falownik umożliwiający budowę sinusoidalnego napięcia

Wybierając odpowiednie załączenie kluczy, można uzyskać wszystkie kombinacje połączeń szeregowych sekcji baterii, np. $E_2 + E_4$ wymaga złączenia kluczy: K_{1z} , K_{20} , K_{3z} , K_{40} . Taki sposób organizacji baterii akumulatorowej pozwala na uzyskanie 16 poziomów napięć. Modulacja amplitudy impulsu polega na budowie sinusoidalnego kształtu napięcia poprzez dobór w kolejnych odcinkach czasowych odpowiedniego poziomu napięcia (rys. 5).



Rys. 5. Kształt napięcia falownika z rys. 4

4. Współpraca mikro sieci z siecią krajową

Najważniejszym zadaniem do spełnienia w systemie elektroenergetycznym jest utrzymanie jego stabilnej pracy. Polega to głównie na zrównoważeniu w każdej chwili czasowej wielkości energii wytwarzanej z energią konsumowaną. Ponieważ odbiorcy energii elektrycznej mają swobodę w sposobie, wielkości i czasie jej odbioru, należy dostosować wytwarzanie do potrzeb odbiorców. Pobór energii w dzień roboczy charakteryzuje się szczytem

porannym i wieczornym oraz znacznym obniżeniem poboru w porze nocnej. W dni świąteczne do zwiększenia poboru dochodzi na ogół tylko we wczesnych godzinach popołudniowych.

Regulacja mocy (wielkość wytwarzanej energii w danej chwili) dokonywana jest w skali kraju, co ułatwia zadanie, ponieważ niektóre zmiany w zapotrzebowaniu znoszą się wzajemnie. Praca wszystkich dużych bloków w elektrowniach zawodowych sterowana jest centralnie z Krajowej Dyspozycji Mocy. Podobnie może być sterowana praca małych, rozproszonych źródeł. Drobni wytwórcy, właściciele mikrościeci mogą otrzymywać sygnał „sterujący” w postaci aktualnej ceny, według której ich energia jest kupowana, oraz aktualnej ceny, jaką oni płacą za energię z sieci krajowej. Wartość cen może być modyfikowana np. co 15 min. Na tej podstawie właściciel mikrościeci będzie podejmował decyzję, w jakim wariantcie (rys. 1) jego sieć będzie pracować. Realizacja takiej współpracy mikrościeci z inteligentną siecią krajową będzie wymagać licznika rejestrującego przepływy energii w kolejnych przedziałach czasu (np. 15-minutowych) oraz systemu przesyłania informacji o cenach. Wyposażenie licznika w możliwość automatycznego wczytywania cen pozwoliłoby na bieżące wskazywanie uzyskanych korzyści finansowych, co z pewnością byłoby istotnym bodźcem do dalszych działań dla drobnych inwestorów.

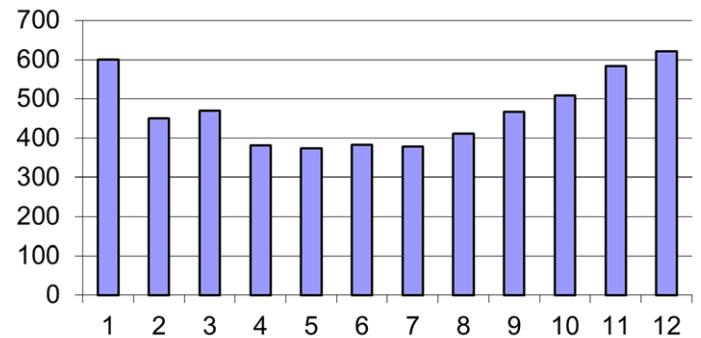
Innym rozwiązaniem jest możliwość zrzeszania się właścicieli mikrościeci w grupy wytwórcze, które można by nazwać elektrowniami wirtualnymi. Członkowie grupy mogą znajdować się w różnych, oddalonych od siebie rejonach, ponieważ ich mikrościeci współpracują z tą samą siecią krajową. Działając wspólnie mogliby sprzedawać energię na rynku bilansującym i na giełdzie energii oraz oferować regulacyjne usługi systemowe. Realizacja takich działań wymagałaby również zainstalowania pewnych funkcji sprzętowych Smart Grid.

Przy połączeniu w odpowiednie grupy wytwórcze i skomunikowaniu z operatorem systemu przesyłowego mikrościeci, obok wytwarzania energii, mogłyby kontraktować kilka usług systemowych.

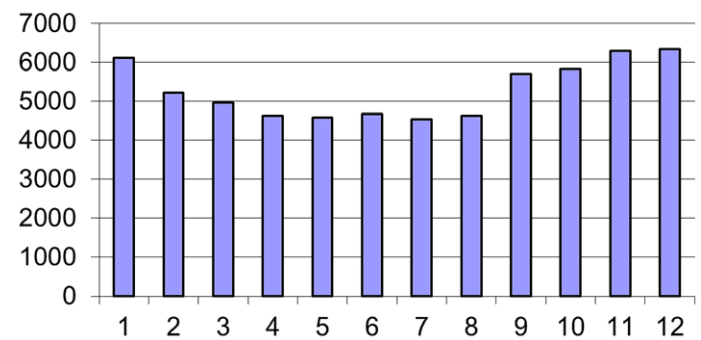
- a) Regulacja i rezerwy mocy
 - rezerwa sekundowa dla regulacji pierwotnej
 - rezerwa minutowa dla regulacji wtórnej
 - rezerwa godzinowa
 - rezerwa odtworzeniowa
 - rezerwa trwała
- b) Usługi regulacji rozpyły mocy biernej i napięcia (w węzłach wytwórczych):
 - regulacja napięcia i mocy biernej (ARNE)
 - wytwarzanie mocy biernej
- c) Usługi gotowości do udziału w odbudowie systemu:
 - zdolność do samostartu
 - zdolność do pracy w układach wydzielonych.

Z pewnością główną usługą kupowaną w małych źródłach będzie rezerwa godzinowa do pokrywania dobowych zmian zapotrzebowania. Konsumpcja energii elektrycznej waha się w ciągu doby w znacznych granicach. Idealnym modelem pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego byłaby praca bloków w elektrowniach parowych ze stałą mocą, uzupełniana

pracą rozproszonych źródeł, które pokrywałyby zapotrzebowanie szczytowe. Na rys. 6 przedstawiono wartości energii, która była potrzebna do pokrywania szczytów dobowych w krajowym systemie w poszczególnych miesiącach roku.

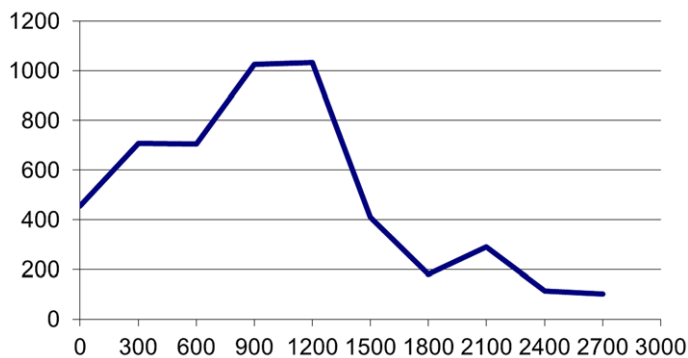


Rys. 6. Energia w GWh potrzebna na pokrycie szczytów dobowych w poszczególnych miesiącach roku (w godzinach, w których zapotrzebowanie na moc było powyżej średniej dobowej)



Rys. 7. Średnia amplituda wahań w MW zapotrzebowania na moc (maks./min.) w ciągu doby (w dniach roboczych) w poszczególnych miesiącach roku

W analizie wykorzystania źródeł rozproszonych istotna jest również wartość mocy niezbędna do pokrycia wahań zapotrzebowania. Na rys. 7 pokazano różnice między największym i najmniejszym zapotrzebowaniem (wartość średnia z poszczególnych dni miesiąca). Na rys. 8 pokazano, z jaką mocą i przez ile godzin w roku pracowały źródła w krajowym systemie w celu pokrycia zapotrzebowania powyżej średniego. W 2012 roku zapotrzebowanie na moc w poszczególnych dobach było wyższe od średniego zapotrzebowania na moc w danej dobie przez łącznie 5021 godz.



Rys. 8. Na wykresie pokazano, przez ile godzin w roku (oś y) pracowały źródła z określoną mocą w MW (oś x) w celu pokrycia szczytów dobowych w skali roku (w godzinach, w których zapotrzebowanie na moc było powyżej średniej dobowej)

5. Możliwości realizacji mikrosieci

W ostatnich latach dużą popularnością cieszą się mikrosieci z biogazowniami i elektrowniami słonecznymi. Biogazownie powstają głównie na terenach wiejskich. Elektrownie słoneczne instalowane są zarówno na terenach wiejskich, jak i na dachach budynków w miastach.

5.1. Biogazownie

Mikrosieć zawiera źródło w postaci klasycznej turbiny zasilanej gazem. Gaz uzyskiwany jest w biogazowni w wyniku fermentacji odpadów roślinnych, odchodów zwierzęcych, odpadów poubojowych, pozostałości rolno-spożywczych, biomasy leśnej lub innej materii organicznej i roślinnej. Nieoczyszczony biogaz składa się w ok. 50–75% z metanu, a pozostałą część stanowi dwutlenek węgla oraz domieszki innych gazów, np. siarkowodoru, tlenku węgla.

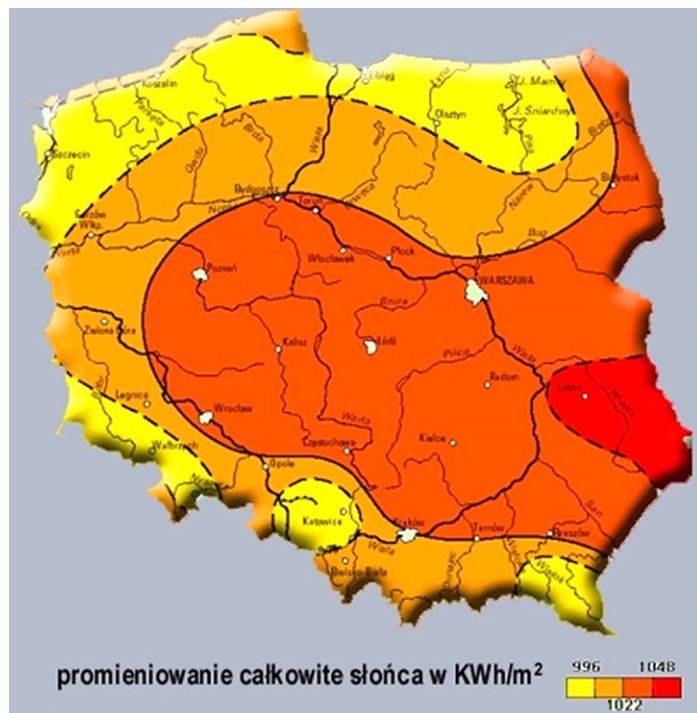


Rys. 9. Biogazownia firmy Farmatic (w Polsce: City Energy)

Wartość opałowa biogazu wynosi ok. 17–27 MJ/m³, a 100 m³ biogazu umożliwia wyprodukowanie ok. 540–600 kWh energii elektrycznej. Na składowiskach odpadów biogaz wytwarza się samoczynnie. Na powierzchni 1 ha w ok. 10 tys. ton odpadów w

ciągu roku może powstać prawie pół miliona m³ biogazu. Z 1 m³ gnojowicy można uzyskać w przybliżeniu 20 m³ biogazu, a z 1 m³ obornika nawet 30 m³. W budowanych do celów energetycznych biogazowniach fermentację prowadzi się na ogół w specjalnych, zamykanych zbiornikach. Biogazownia jest także źródłem energii cieplnej.

W warunkach polskich orientacyjny koszt całkowity wytworzenia 1 kWh wynosi ok. 40 gr. Wejście w życie ustawy dotyczącej źródeł odnawialnych i zagwarantowanie możliwości sprzedaży energii po ustalonej, atrakcyjnej cenie z pewnością przyczyni się do rozwoju tych źródeł. W Polsce są już firmy i inwestorzy, którzy w szybkim tempie mogliby rozwijać tę nową gałąź energetyki, jak i całą gospodarkę z nią związaną. Firma City Energy sp. z o.o. – którą autor reprezentuje – przy współpracy z firmą Farmatic jest gotowa do realizacji pod klucz biogazowni o mocy 25, 50, 75 i 100 kW. Biogazownie budowane są z konstrukcji stalowych (nie betonowych), dzięki czemu można je w dowolnym momencie powiększać poprzez dodanie dodatkowych elementów w celu uzyskania większej produkcji gazu.

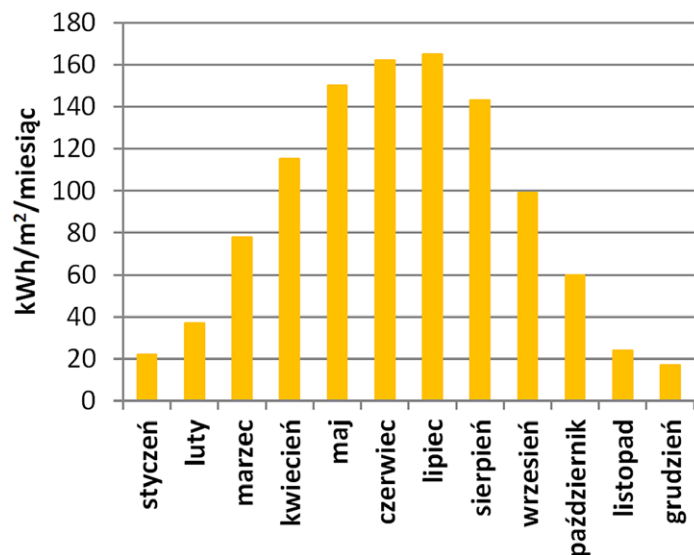


Rys. 10. Średnie nasłonecznienie w Polsce

5.2. Elektrownie słoneczne – fotowoltaika

Wykorzystywanie promieniowania słonecznego jest najbardziej przyjazną dla środowiska formą pozyskiwania energii. Ilość energii, która dociera na Ziemię w ciągu 40 minut, pokryłaby całoroczne zapotrzebowanie wszystkich ludzi. Roczna, średnia krajowa gęstość promieniowania słonecznego na powierzchnię poziomą wynosi ok. 950–1250 kWh/m², a średnia liczba godzin słonecznych w roku ok. 1600. Rozkład nasłonecznienia w Polsce nie jest równomierny (rys. 10), dlatego też lokalizacja elektrowni słonecznej ma duży wpływ na jej efektywność (rozumianą jako stosunek średniej mocy oddawanej do mocy zainstalowanej). Ponieważ wartość nasłonecznienia znacząco zmienia się

w kolejnych miesiącach roku (rys. 11), to projektując mikro sieć można zaplanować pracę elektrowni słonecznej tylko przez kilka miesięcy w roku. Dołączenie do mikro sieci z elektrownią słoneczną zasobnika energii umożliwia bardziej efektywne korzystanie z wytwarzanej energii. Firma City Energy jest w trakcie budowy elektrowni słonecznej zajmującej obszar 10 ha.



Rys. 11. Zmiany w ciągu roku nasłonecznienia w Polsce

Grzegorz Błajszczak

dr inż.

City Energy sp. z o.o.

e-mail: grzegorz.blajszczak@gmail.com

Pracował naukowo na Politechnice Warszawskiej, politechnice w Budapeszcie i na Uniwersytecie Rand Afrikaans w Johannesburgu (1984–1994). Specjalista ds. współpracy z zagranicą w Energoprojekcie-Warszawa SA (1994–1995), menedżer ds. napędów i rezerwowego zasilania w firmie francuskiej Schneider Electric (1995–1996), zastępca dyrektora ds. szkoleń i wdrożeń w Europejskim Oddziale Sterowania Procesami firmy Westinghouse Electric (1996–1999). Od 1999 do 2012 roku zatrudniony w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych, obecnie PSE Operator SA, gdzie zajmował się usługami systemowymi, następnie rozliczeniami międzynarodowej wymiany energii, a w ostatnich latach wdrażaniem nowych technologii oraz jakością energii i zarządzaniem mocą bierną. Od lutego 2012 realizował półroczny projekt dot. układów sterowania elektrowni w Emerson Process Management Power & Water Solutions. Aktualnie współpracuje z City Energy sp z o.o. Jest członkiem m.in.: SEP, IEEE, Eurelectric, Komitetu NOT ds. Gospodarki Energetycznej, Polskiego Komitetu Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej. Jest rzeczoznawcą w dziedzinie jakości energii elektrycznej, a także autorem ponad 120 publikacji naukowych i technicznych.

6. Wnioski końcowe

Poprawa efektywności energetycznej mikro sieci jest możliwa dzięki dostosowywaniu jej wariantów pracy i doboru mikro źródeł do warunków atmosferycznych oraz do rynkowych cen energii. Realizacja takiej strategii wymaga poprawy inteligencji sieci krajowych poprzez instalowanie odpowiednich liczników energii i systemów przesyłania informacji. Wzbogacenie sieci krajowych o układy zadawania mocy może pozwolić na wykorzystywanie mikrogeneracji **w usługach systemowych. Łączenie mikro sieci w elektrownie wirtualne powinno przynieść korzyści zarówno właścicielom tych sieci, jak i krajowemu systemowi.** Na decyzje inwestycyjne powinna mieć wpływ lokalizacja i dostępność energii pierwotnej.

Improving Energy Efficiency of Micro-Networks Connected to a Smart Grid

Author

Grzegorz Błajszczak

Keywords

micro-networks, smart grid, effectiveness

Abstract

Technological development of distribution and transmission networks and building so called smart grid make also possible improving the efficiency of micro-networks and micro-generators. Better coordination and scheduling of micro-generators operation make possible more effective adjustment to local conditions and achieving better overall energy efficiency. Due to smart communication interfaces the micro-networks and micro-generators can also contribute to ancillary services.



www.actaenergetica.org

Praca autonomiczna mikrosystemów elektroenergetycznych niskiego napięcia

Autorzy

Irena Wasiak
Ryszard Pawełek
Paweł Kelm

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

mikrosystemy elektroenergetyczne, praca wyspowa, sterowanie pracą mikrosystemów, zasobniki energii

Streszczenie

W artykule autorzy przedstawili możliwości pracy autonomicznej mikrosystemów niskiego napięcia. Omówiono strategie sterowania źródłami energii, przyłączonymi do sieci za pomocą przekształtników, podczas pracy w połączeniu z siecią zasilającą oraz podczas pracy wyspowej. Zaprezentowano wyniki badań przeprowadzonych w mikrosystemie skonfigurowanym w Laboratorium Generacji Rozproszonej Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. Badania wykonano w dwóch wariantach: w pierwszym źródłem napięcia referencyjnego była mikroturbina, w drugim elektrochemiczny zasobnik energii.

1. Wprowadzenie

Wzrost penetracji źródeł rozproszonych prowadzi do decentralizacji systemu elektroenergetycznego i zmiany charakteru dystrybucyjnych sieci odbiorczych z sieci pasywnych na aktywne. Sieć aktywna, w której realizowane są procesy generacji, przesyłu i rozdziału oraz użytkownika energii, tworzy mikrosystem elektroenergetyczny. Mikrosystem integruje rozproszone źródła energii, w tym energii odnawialnych, sterowalne i niesterowalne odbiory oraz zasobniki energii. Topologia i charakterystyka mikrosystemu zależy od jego przeznaczenia. Wyróżnić można mikrosystemy należące do operatora i stanowiące fragment sieci dystrybucyjnej, a także mikrosystemy zasilające odbiorców przemysłowych i komunalno-bytowych [1]. W porównaniu z tradycyjnymi sieciami odbiorczymi, architektura mikrosystemów zapewnia nowe możliwości funkcjonowania, obejmujące zarówno sterowanie wytwarzaniem, jak i zapotrzebowaniem na energię elektryczną w sposób zapewniający właścicielowi korzyści techniczne i ekonomiczne.

Przyłączanie źródeł energii do sieci dystrybucyjnych wiąże się z występowaniem zjawisk, które mogą wpłynąć na niezawodność zasilania i jakość energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców. W dużej mierze zjawiska te wynikają ze specyfiki źródeł wykorzystujących energie odnawialne, takich jak elektrownie wiatrowe lub słoneczne, charakteryzujących się zmiennością mocy wytwarzanej w zależności od dostępności i zmienności energii pierwotnej. Dla każdej sieci można wyznaczyć dopuszczalną moc źródeł, których przyłączenie nie pogorszy warunków pracy tej sieci i przekroczenia wartości charakteryzujących ją parametrów. Moc ta jest miarą zdolności sieci do integracji źródeł (tzw. *hosting capacity* [2]).

Zapewnienie właściwej pracy sieci elektroenergetycznej, przy uwzględnieniu wzajemnych oddziaływań, ale też możliwości, jakie niesie ze sobą integracja źródeł i sieci, wymaga zainstalowania inteligentnych układów do pomiaru i akwizycji danych oraz stworzenia odpowiedniej infrastruktury komunikacyjnej [3]. Jest to niezwykle ważny element architektury mikrosystemu, pozwalający na monitorowanie i zarządzanie pracą układu w czasie rzeczywistym.

W większości przypadków mikrosystemy pracują w połączeniu z siecią zasilającą. Obowiązujące aktualnie przepisy zarówno w Polsce, jak i w innych krajach wymagają wyłączenia źródła w przypadku utraty połączenia z siecią [4, 5]. Wynika to głównie z problemów technicznych, jakie wiążą się z niekontrolowaną pracą wyspową, a przede wszystkim z ryzyka wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa personelu i możliwości uszkodzenia urządzeń w przypadku niesynchronicznego ponownego połączenia z siecią [3, 6]. Z drugiej jednak strony, przy wzroście penetracji generacji rozproszonej, automatyczne wyłączenia źródeł w trakcie zakłóceń w sieci zasilającej znacząco, obniżają niezawodność zasilania odbiorców przez przedsiębiorstwo energetyczne. Możliwość utrzymania zasilania z lokalnych źródeł jest korzystną cechą sieci z generacją rozproszoną – niewykorzystaną w takim przypadku – nawet jeśli praca wyspowa odbywa się za zmniejszoną mocą dostarczaną i pogorszoną jakością energii. Dla odbiorców przemysłowych może to oznaczać znaczące zmniejszenie strat ekonomicznych, spowodowanych potencjalną przerwą w dostawie energii elektrycznej.

Zamierzona praca wyspowa mikrosystemów stała się w ostatnim czasie przedmiotem ożywionej dyskusji pomiędzy

przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami energii elektrycznej. W wielu publikacjach wskazuje się na korzyści wynikające z utrzymania zasilania odbiorców pomimo utraty połączenia z siecią zasilającą, techniczne możliwości kontrolowanej pracy wyspowej i potrzebę rewizji obowiązujących w tym zakresie przepisów [1, 6, 7, 8].

Zdaniem autorów mikrosystem przyłączony do sieci zasilającej i pracujący normalnie w połączeniu z tą siecią powinien mieć możliwość pracy autonomicznej w razie zakłóceń w sieci skutkujących przerwą w zasilaniu lub obniżeniem napięcia poniżej zdefiniowanej dla tego mikrosystemu krzywej odporności. Niniejszy artykuł poświęcony jest omówieniu warunków pracy autonomicznej i stosowanej w tym przypadku strategii sterowania. Rozważana ilustrowane są wynikami badań przeprowadzonych w rzeczywistym mikrosystemie niskiego napięcia, skonfigurowanym w Laboratorium Generacji Rozproszonej Politechniki Łódzkiej.

2. Strategia sterowania pracą mikrosystemu

W mikrosystemach stosowane są różne rodzaje źródeł, które w zależności od rodzaju konwersji energii pierwotnej przyłączane są do sieci przez generatory indukcyjne, generatory synchroniczne lub przekształtniki energoelektroniczne. Przyłączenie źródła za pomocą przekształtnika (ang. *Voltage Source Converter, VSC*) jest jednym z częściej występujących rozwiązań zarówno dla źródeł sterowalnych, jak i niesterowalnych, wykorzystujących energie odnawialne słońca i wiatru. Strategia sterowania pracą źródeł sprowadza się w takim przypadku do odpowiedniego sterowania przekształtnikami i zależy od rodzaju źródła oraz trybu pracy mikrosystemu.

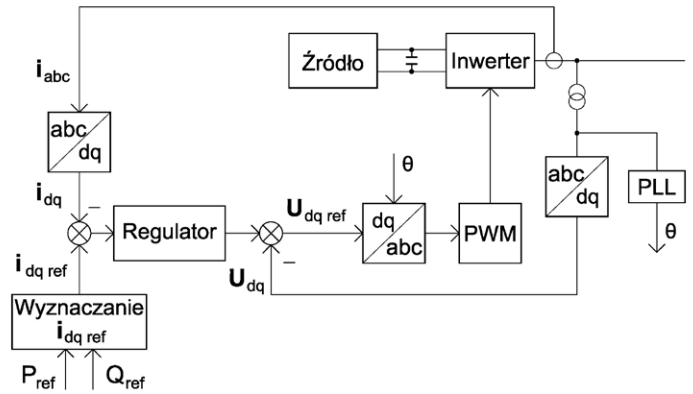
2.1. Praca mikrosystemu w połączeniu z siecią zasilającą

W mikrosystemie połączonym z siecią zasilającą nie jest wymagane bezpośrednie sterowanie napięciem i częstotliwością. W takim przypadku przekształtniki źródeł pracują zazwyczaj w trybie sterowania prądowego (ang. *Current Controlled Voltage Source Converters, CC-VSC*), w synchronizacji z napięciem sieci zasilającej, według strategii *P-Q*, której celem jest uzyskanie odpowiednich wartości mocy czynnej i biernej.

Sterowanie prądowe może być zaimplementowane w różnych typach regulatorów i realizowane z wykorzystaniem różnych algorytmów. Jednym z częściej stosowanych wariantów jest wykorzystanie składowych wirujących $dq0$ (rys. 1).

W układzie przedstawionym na rys. 1 wyznacza się wartości referencyjne napięcia fazowego przekształtnika na podstawie wzajemnie ortogonalnych składowych prądu i_{dref} oraz i_{qref} .

Algorytm wyznaczania wielkości referencyjnych zależy od rodzaju źródła. Źródła energii odnawialnych pracują zwykle z maksymalną mocą czynną, którą można uzyskać w danych warunkach, przy $\text{tg}\varphi = 0$. Do wyznaczenia składowej i_{dref} prądu referencyjnego wykorzystuje się regulator napięcia U_{dc} w obwodzie pośredniczącym źródła. Układ sterowania lokalnego wykorzystuje algorytm MPPT (ang. *Maximum Point of Power Tracking*). Moc wyjściowa czynna źródeł zmienia się w sposób losowy, w zależności od zmienności energii pierwotnej. Ponieważ ten rodzaj sterowania jest niezależny od innych źródeł i odbiorów, określa się go mianem sterowania nieinteraktywnego [3].



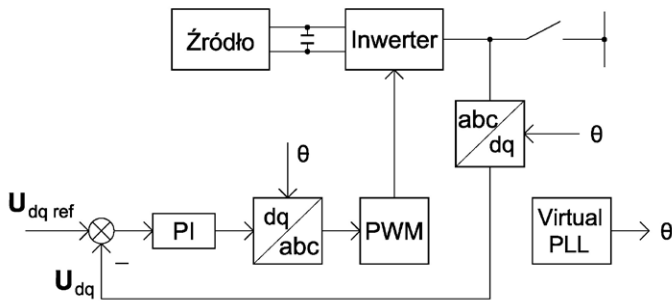
Rys. 1. Schemat blokowy sterowania źródła według strategii P-Q

W źródłach sterowalnych realizowane jest sterowanie interaktywne. Składowa i_{dref} prądu referencyjnego wynika z porównania wartości mocy czynnej zadanej i pomierzonej, zaś składowa i_{qref} z porównania odpowiednich wartości mocy biernych. Składową i_{dref} można także wyznaczyć na podstawie zmiany napięcia U_{dc} obwodu pośredniczącego źródła. Do generowania impulsów zapłonowych przekształtnika wykorzystuje się technikę PWM, przy czym kąt fazowy napięcia θ wyznaczany jest w pętli PLL. Istotną cechą sterowania źródeł w trybie CC-VSC jest naturalne ograniczenie prądu przekształtnika w warunkach zakłóceń [3, 9].

Wartości referencyjne mocy mogą być zadawane przez operatora lub wyznaczone przez nadrzędny układ sterowania (regulator centralny), w sposób minimalizujący koszty ponoszone przez właściciela mikrosystemu, przy zapewnieniu prawidłowych technicznych warunków pracy układu [10]. Matematycznie problem sprowadza się do optymalizacji wielokryterialnej przy zadanych ograniczeniach. W literaturze można spotkać różne postacie funkcji celu, zależne od architektury mikrosystemu. W większości przypadków dotyczą one minimalizacji kosztów produkcji mocy w źródłach sterowalnych, przy uwzględnieniu kosztów paliwa, a także kosztów rozruchu i kosztów operacyjnych [11, 12, 13, 14, 15]. Ograniczenia uwzględniane w procesie optymalizacji mogą dotyczyć parametrów wytwórczych źródeł (np. moc maksymalna, czas rozruchu), parametrów sieci (dopuszczalna obciążalność prądowa linii) oraz wielkości charakteryzujących jakość energii elektrycznej (odchylenia napięcia w węzłach sieci) [16]. W ten sposób uzyskuje się możliwość takiego sterowania pracą mikrosystemu, żeby nie dopuścić do występowania przekroczeń parametrów technicznych, nawet wówczas, gdy moc źródeł przekracza możliwości sieci do ich integracji. Zasobniki zainstalowane w mikrosystemie mogą wspomagać pracę źródeł niesterowalnych [17, 18, 19] lub uczestniczyć w bilansowaniu mocy według różnych kryteriów (ang. *load levelling, peak shaving*) [20, 21]. Uwzględnienie zasobników w procesie optymalizacji wymaga sformułowania funkcji celu jako minimalizacji kosztów energii w rozpatrywanym przedziale czasu [16, 22, 23].

2.2. Praca autonomiczna mikrosystemu

Celem strategii sterowania, jakie stosuje się w pracy autonomicznej źródła, jest zapewnienie bilansu mocy oraz utrzymanie zadanej wartości napięcia i częstotliwości w punkcie przyłączenia (strategia $U-f$) [6, 24]. Wymaga to napięciowego trybu sterowania przekształtnikiem źródła (ang. *Voltage Controlled Voltage Source Converter*, VC-VSC) (rys. 2) oraz odpowiedniej rezerwy mocy źródła do pokrycia zmian mocy zapotrzebowanej. Strategia $U-f$ nie zapewnia wewnętrznego ograniczenia prądu zwarciovego [24].



Rys. 2. Schemat blokowy sterowania źródła według strategii $U-f$

W mikrosystemie, do którego przyłączonych jest kilka źródeł, tylko jedno może być źródłem napięcia referencyjnego. W takiej sytuacji źródło referencyjne pracuje według strategii $U-f$, zaś pozostałe źródła realizują strategię $P-Q$. Zmiany obciążenia w naturalny sposób pokrywane są przez źródło referencyjne, natomiast zmiana mocy pozostałych źródeł wymaga sygnału zewnętrznego, np. z regulatora centralnego [25, 26]. Przejście mikrosystemu po utracie połączenia z siecią zasilającą na pracę wyspową wymaga zwykle przełączenia sterowania źródła referencyjnego (z trybu $P-Q$ na $U-f$). Znane są także hierarchiczne lub hybrydowe strategie sterowania, łączące tryby CC-VSC oraz VC-VSC i wspólne dla pracy źródła w połączeniu z siecią zasilającą i dla pracy wyspowej [9, 27]. Zmiana sposobu sterowania odbywa się w sposób automatyczny i nie wymaga przełączeń w układzie sterowania.

W pracy [28] zaprezentowano sposób sterowania mikroinstalacji, jako źródła mocy czynnej i biernej lub źródła napięcia referencyjnego. W układzie sterowania wykorzystuje się dwie pętle: wewnętrzną dedykowaną jest regulacji prądu w układzie współrzędnych dq , a zewnętrzna służy do regulacji napięcia stałego w obwodzie pośredniczącym. Sygnał uzyskany na wyjściu regulatora PI zewnętrznej pętli sterowania stanowi sygnał referencyjny dla składowej czynnej prądu id . Wartość referencyjna dla prądu iq zależy natomiast od wymaganej wartości mocy biernej, generowanej przez źródło. Najczęściej dla $Q = 0$ również $i_q = 0$. Synchronizację napięcia inwertera z napięciem sieci zasilającej zapewnia pętla PLL. W czasie pracy wyspowej mikroinstalacja utrzymuje stałą wartość generowanego napięcia (tryb sterowania $U-f$). Regulowane są częstotliwość i wartość skuteczna napięcia. Regulator PI napięcia stałego powoduje obniżenie wartości referencyjnej dla głównego regulatora napięcia, w celu uniknięcia

nasyceń inwertera. Regulację częstotliwości napięcia generowanego zapewnia wirtualny blok PLL.

Należy zauważyć, że o ile w czasie pracy w połączeniu z siecią zasilającą moc bierna źródeł może być równa zeru, o tyle w czasie pracy wyspowej regulacja mocy biernej jest niezbędna do uzyskania bilansu mocy czynnej, przy odpowiednich parametrach napięcia. W razie braku możliwości generacji pełnej mocy zapotrzebowanej przez odbiory w czasie pracy wyspowej konieczne jest zmniejszenie tej mocy przez wyłączenie niektórych odbiorów. Proces taki, nazywany zrzutem obciążenia (ang. *load shedding*), jest realizowany zgodnie z przyjętą strategią przejścia do kontrolowanej pracy wyspowej i priorytetem wyłączenia [6].

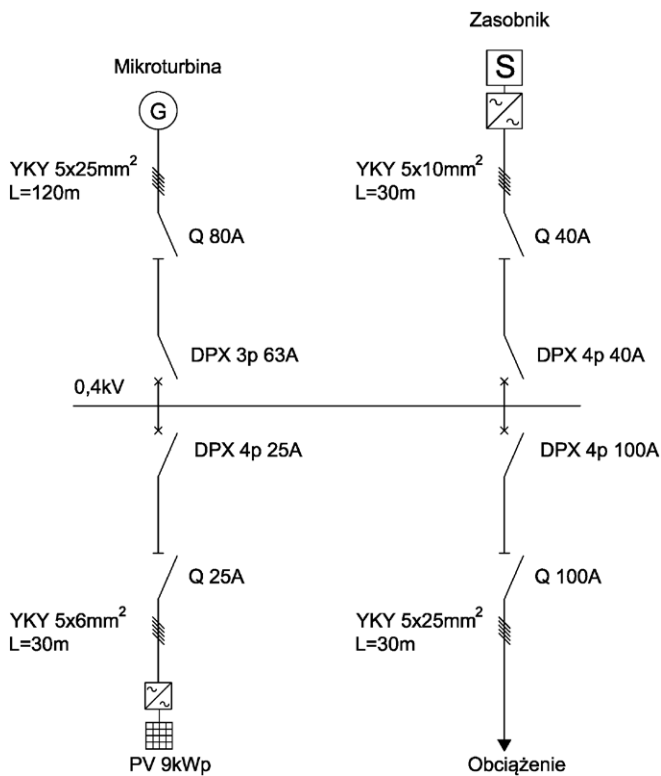
Źródłem napięcia referencyjnego może być także zasobnik energii. Zasobniki odgrywają istotną rolę w rozwiązywaniu technicznych problemów integracji źródeł z siecią zasilającą [20], a ich rozwój technologiczny sprzyja praktycznemu wykorzystaniu.

W regulacji napięcia i częstotliwości w mikrosystemie mogą aktywnie uczestniczyć dwa lub więcej źródeł [30, 31]. W takim przypadku należy zastosować strategię sterowania polegającą na odpowiednim rozdziale obciążenia pomiędzy źródła. Sterowanie rozdziałem obciążenia w układzie wielu źródeł stanowi odrębne zagadnienie i jest w ostatnim czasie przedmiotem wielu publikacji, m.in. [29, 32, 33, 34, 35]. Zagadnienie to zostanie podjęte przez autorów w kolejnych pracach.

3. Mikrosystem testowy

W Laboratorium Generacji Rozproszonej Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej [36] skonfigurowano mikrosystem niskiego napięcia o typowej konfiguracji promieniowej, do którego przyłączono: panele fotowoltaiczne o mocy znamionowej 6 kWp, mikroinstalację gazową Capstone C30 o mocy znamionowej 30 kW, baterijny zasobnik energii o mocy znamionowej 10 kW oraz odbiory liniowe R, L , których moc może być zmieniana za pomocą autotransformatora regulacyjnego w zakresie 0–30 kW (rys. 3). Panele fotowoltaiczne jako źródła niesterowalne pracują w sposób ciągły z mocą maksymalną, możliwą do uzyskania w danych warunkach. Zasobnik energii jest przyłączony do sieci przez inwertery Sunny Island 4500. Zarówno mikroinstalacja, jak i zasobnik wyposażone są w fabrycznie zaimplementowane układy sterowania, umożliwiające pracę zarówno w trybie sterowania prądowego, jak i napięciowego.

Tryb sterowania prądowego mikroinstalacji jest realizowany zwykle podczas pracy w połączeniu z siecią zasilającą (ang. *Grid Connected Mode*). Turbina może pracować z zadaną mocą w zakresie 0–30 kW, przy czym zmiany mocy są realizowane zdalnie za pomocą fabrycznej aplikacji Capstone Remote Monitoring System, ewentualnie przez panel sterowniczy znajdujący się na turbinie. W zależności od potrzeb można zaprogramować dobowy i tygodniowy harmonogram pracy lub sterować mocą na bieżąco, według harmonogramu wyznaczonego przez zewnętrzny układ sterowania.



Rys. 3. Schemat mikrosystemu do badań testowych

Zanik napięcia zasilającego powoduje awaryjne zatrzymanie się turbiny. Ponowne uruchomienie i tryb przyjętej pracy uzależnione są od nastaw parametru Power Connect:

- Grid Connect – turbina powraca do pracy w połączeniu z siecią jako źródło prądowe
- Stand Alone – turbina rozpoczyna pracę autonomiczną i jest źródłem napięcia referencyjnego
- Dual Mode – w zależności od konfiguracji sieci oraz obecności/braku napięcia referencyjnego, turbina pracuje w trybie Grid Connect albo Stand Alone.

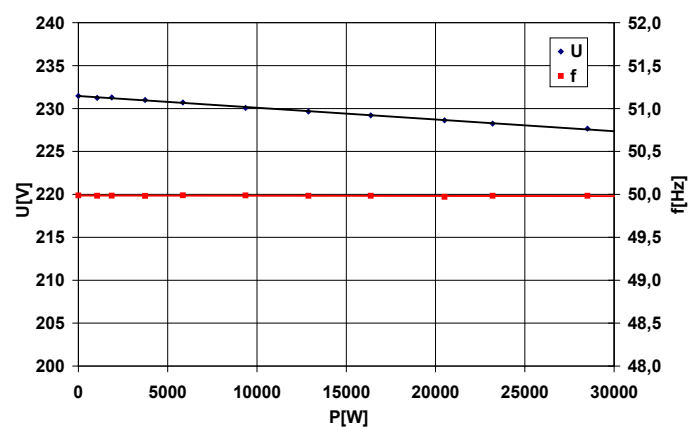
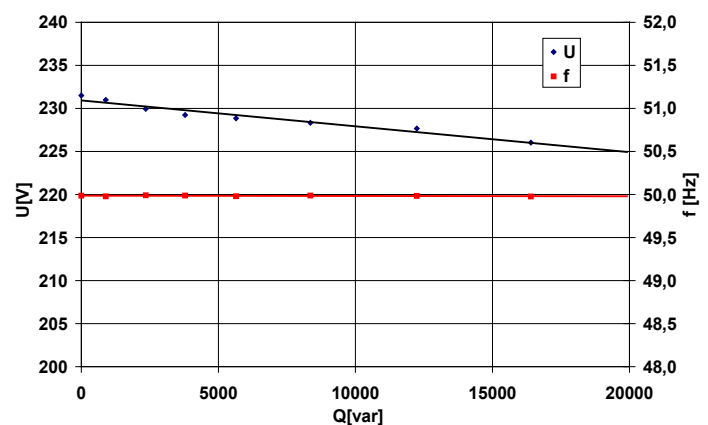
Zasobnik połączony z siecią zasilającą pracuje w trybie *RUN_I* inwertera *i*, podobnie jak mikroturelina, synchronizuje się z napięciem i częstotliwością sieci. Pobór prądu przez zasobnik zależy od typu i stanu naładowania baterii. Przy zaniku napięcia sieci zasobnik może pełnić funkcję UPS (prąd ograniczony jest do 70 A, a czas pracy w trybie UPS wynosi maksymalnie 5 s), bądź od razu przejść do trybu pracy wyspowej *RUN_U* jako źródła napięcia referencyjnego i mocy. Żadne z urządzeń nie umożliwia pracy w trybie sterowania napięciowego przy obecności napięcia w sieci, do której jest przyłączone. Jak wynika z przedstawionego opisu, praca autonomiczna mikrosystemu jest możliwa w dwóch wariantach:

- zasobnik jest źródłem napięcia referencyjnego (*RUN_U*), a mikroturelina pracuje w trybie Grid Connected Mode
- mikroturelina jest źródłem napięciowym (ang. *Stand Alone Mode*), a zasobnik pracuje w trybie *RUN_I*.

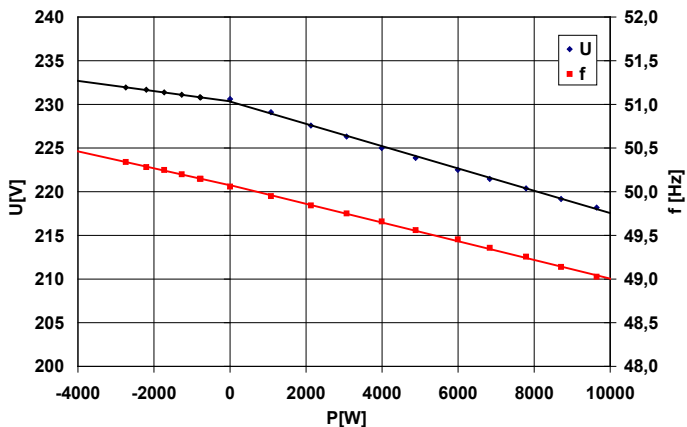
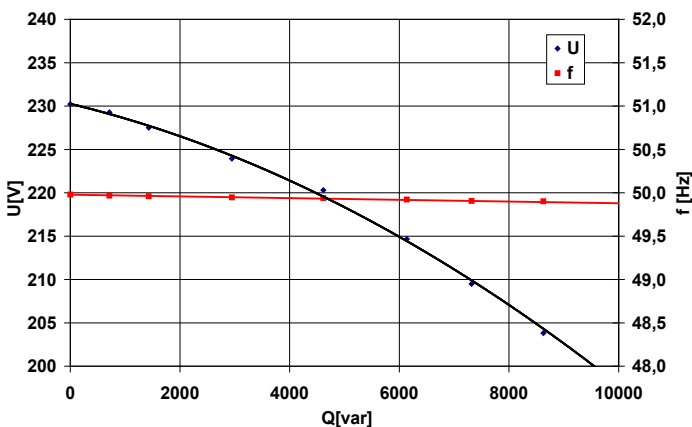
Badania pracy mikrosystemu testowego przeprowadzono w obu wariantach. Dla oceny możliwości regulacyjnych urządzeń, które mogą być źródłem napięcia referencyjnego, w pierwszej kolejności pomierzono ich charakterystyki statyczne.

4. Charakterystyki statyczne źródeł energii

Badania mikrotureliny gazowej i elektrochemicznego zasobnika energii wykonano kolejno przy obciążeniu czysto rezystancyjnym, a następnie reaktancyjnym o charakterze indukcyjnym, w zakresie odpowiadającym znamionowej obciążalności źródeł. W przypadku zasobnika dodatkowo wykonano pomiary dla stanu ładowania, wykorzystując mikroturelinę jako źródło mocy. Na rys. 4 i 5 pokazano pary charakterystyk statycznych mikrotureliny gazowej, odpowiednio $U = f(P)$ i $f = f(P)$ oraz $U = f(Q)$ i $f = f(Q)$. Prezentowane wyniki wskazują, że mikroturelina utrzymuje praktycznie stałą wartość częstotliwości w całym zakresie obciążenia, zarówno mocą czynną, jak i bierną. Nachylenia charakterystyk częstotliwościowych wynoszą $-0,001$ Hz/kW i $-0,001$ Hz/kvar. Zmiana napięcia mikrotureliny wynosi $-0,13$ V/kW oraz $-0,32$ V/kvar.


 Rys. 4. Charakterystyki statyczne $U = f(P)$ i $f = f(P)$ mikrotureliny

 Rys. 5. Charakterystyki statyczne $U = f(Q)$ i $f = f(Q)$ mikrotureliny

Analogiczne pary charakterystyk, wyznaczone dla zasobnika energii, przedstawiono na rys. 6–7. Jak wynika z pomiarów, zmiana częstotliwości napięcia zasobnika wynosi $-0,1$ Hz/kW oraz $-0,01$ Hz/kvar. Nachylenie charakterystyki napięciowej zasobnika zależy od fazy pracy (ładowanie/rozładowanie) i w zakresie ładowania wynosi $-0,56$ V/kW, a w zakresie obciążenia $-1,27$ V/kW. Przebieg charakterystyki napięciowej zasobnika w funkcji mocy biernej jest nieliniowy i wykazuje dużą zmienność.

Rys. 6. Charakterystyki statyczne $U = f(P)$ i $f = f(P)$ elektrochemicznego zasobnika energiiRys. 7. Charakterystyki statyczne $U = f(Q)$ i $f = f(Q)$ elektrochemicznego zasobnika energii

Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że mikroturbina gazowa jest lepszym źródłem napięcia referencyjnego, gdyż zapewnia bardziej stabilne warunki zasilania odbiorów (posiada sztywniejsze charakterystyki statyczne) w szerszym zakresie obciążenia. Wadą mikroturbiny jest brak możliwości magazynowania energii.

5. Praca autonomiczna – badania obiektowe

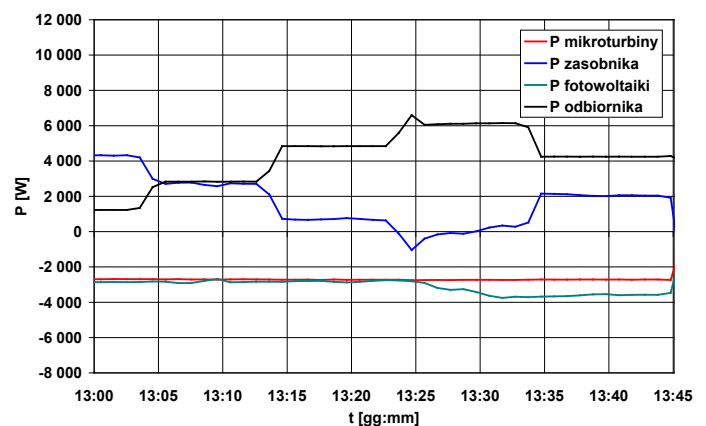
5.1. Wariant I (źródłem referencyjnym w mikrosystemie jest zasobnik)

Test przeprowadzono przy założeniu stałej mocy generowanej przez turbinę: $P_t = 2,7 \text{ kW}$ i $Q_t = 0$. Moc czynna wytwarzana przez panele fotowoltaiczne wahała się w granicach $P_{PV} = 2,8\text{--}3,7 \text{ kW}$, przy mocy biernej $Q_{PV} = 0$. W czasie testu zmieniano pięciokrotnie moce obciążenia, ich wartości podano w tab. 1.

P [kW]	1,3	2,8	4,8	6,1	4,2
Q [kvar]	0,9	2,6	4,6	5,9	4,0

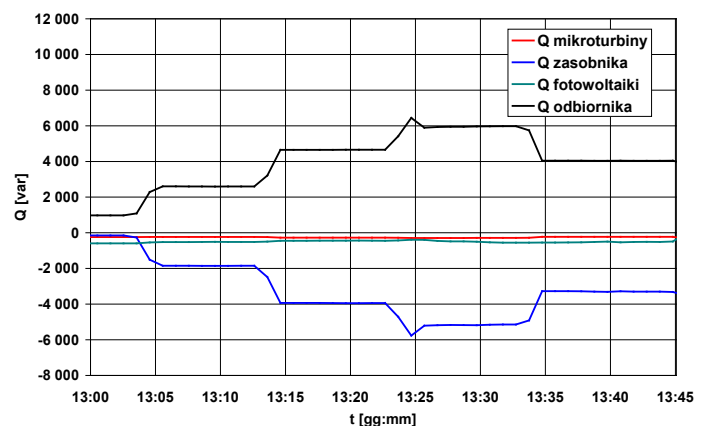
Tab. 1. Zmiany mocy obciążenia w czasie testu dla wariantu I pracy mikrosystemu

Bilans mocy czynnej w mikrosystemie przy zmianach mocy odbiornika pokazano na rys. 8. Widoczna jest na nim bilansująca rola zasobnika, który przez większość okresu pomiarowego pełnił funkcję odbiornika, tzn. magazynował nadmiar energii w mikrosystemie. Przy krótkotrwałym wzroście obciążenia powyżej 6,6 kW zasobnik stał się źródłem energii.



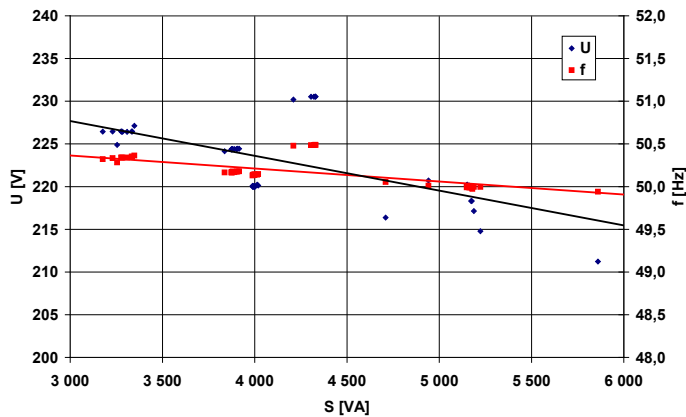
Rys. 8. Bilans mocy czynnej w mikrosystemie dla wariantu I

Na rys. 9 przedstawiono bilans mocy biernej w mikrosystemie w badanym okresie. Moc bierna mikroturbiny (równa 0,25 kVar) odpowiada mocy biernej traconej w jej obwodzie przyłączeniowym. Analogicznie, moc bierna źródła fotowoltaicznego (zmieniająca się w zakresie 390–580 Var) odpowiada mocy biernej traconej w przyłączy. Zasobnik bilansuje zmiany mocy biernej w mikrosystemie.



Rys. 9. Bilans mocy biernej w mikrosystemie dla wariantu I

Na podstawie przeprowadzonych pomiarów sporządzono charakterystyki statyczne $U = f(S)$ i $f = f(S)$ zasobnika energii jako źródła napięcia referencyjnego (rys. 10). Występuje w nich wyraźna zależność wartości napięcia i częstotliwości od poziomu obciążenia. Nachylenie charakterystyki napięciowej jest równe $-7,2 \text{ V/kVA}$, a częstotliwościowej $-0,2 \text{ Hz/kVA}$.



Rys. 10. Charakterystyki statyczne zasobnika energii dla wariantu I pracy mikrosystemu

5.2. Wariant II (źródłem referencyjnym w mikrosystemie jest mikro turbina)

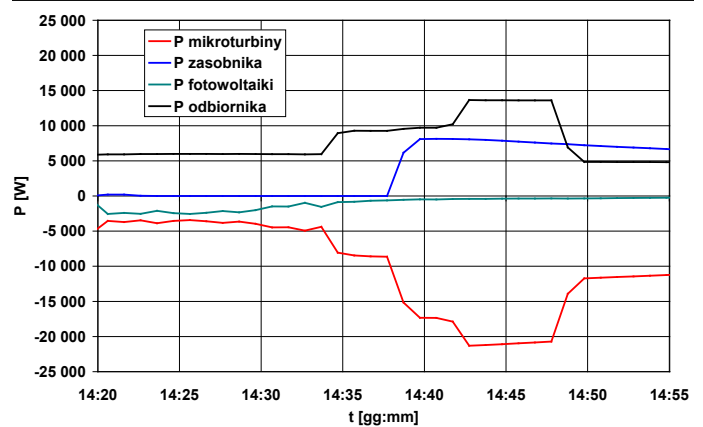
Harmonogram zmian mocy obciążenia w czasie testu obejmował kolejno wartości podane w tab. 2.

P [kW]	5,9	9,5	13,6	4,2
Q [kvar]	5,3	8,1	11,5	3,9

Tab. 2. Zmiany mocy obciążenia w czasie testu dla wariantu I pracy mikrosystemu

Moc wytwarzana przez źródło PV zmieniała się w zakresie od $P_{PV} = 2,6 \text{ kW}$ do $P_{PV} = 0,25 \text{ kW}$. Zasobnik został załączony o godz. 14:37 i po załączeniu pobierał moc ładowania (pracował jako odbiornik).

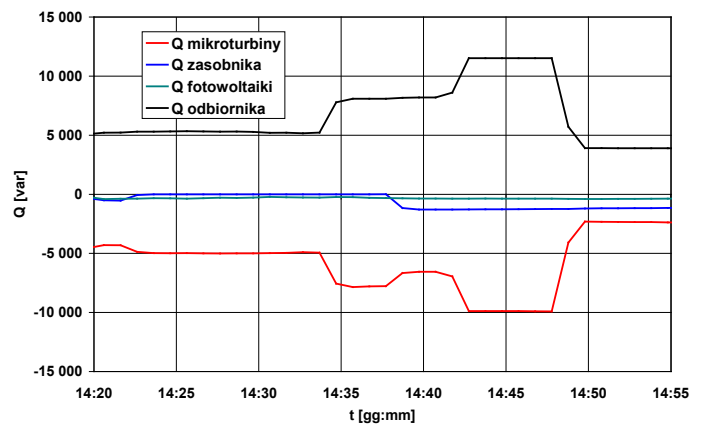
Na rys. 11 pokazano bilans mocy czynnej, a na rys. 12 bilans mocy biernej w mikrosystemie przy zmianach mocy odbiornika. W tym wariantcie pracy mikrosystemu mikro turbina jako źródło napięciowe pełni funkcję elementu bilansującego i pokrywa zmiany mocy czynnej i biernej.



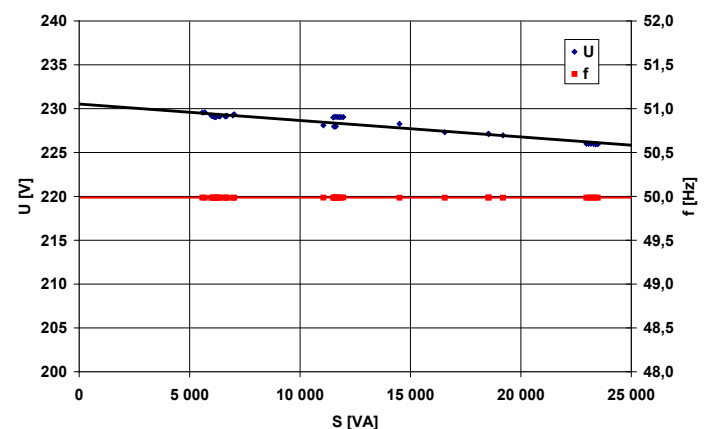
Rys. 11. Bilans mocy czynnej w mikrosystemie dla wariantu II

Charakterystyki statyczne $U = f(S)$ i $f = f(S)$ mikro turbiny jako źródła referencyjnego przedstawiono na rys. 13. Zależność wartości napięcia i częstotliwości od poziomu obciążenia jest w tym przypadku znacznie mniejsza i wynosi odpowiednio $-0,3 \text{ V/kVA}$ oraz $-0,002 \text{ Hz/kVA}$.

Zarówno mikro turbina, jak i baterijny zasobnik energii jako źródła napięcia referencyjnego mogą pełnić funkcję bilansowania mocy w mikrosystemie.



Rys. 12. Bilans mocy biernej w mikrosystemie dla wariantu II



Rys. 13. Charakterystyki statyczne mikro turbiny dla wariantu II pracy mikrosystemu

Mikroturbina zapewnia większy zakres produkowanej mocy i możliwość długotrwałej pracy autonomicznej, gdy moc obciążenia jest większa od mocy produkowanej w pozostałych źródłach. Przy dużej produkcji mocy źródeł i małym obciążeniu sieci konieczne jest zainstalowanie zasobnika jako odbiornika energii lub ograniczanie mocy źródeł.

6. Wnioski końcowe

Mikrosystemy elektroenergetyczne niskiego napięcia z rozproszonymi źródłami energii stwarzają nowe możliwości i mogą przyczynić się do zwiększenia niezawodności dostawy energii elektrycznej do odbiorców.

Mikrosystem może utrzymać zasilanie odbiorców w czasie utraty połączenia z siecią energetyki zawodowej pod warunkiem odpowiedniej mocy źródeł i właściwej strategii sterowania.

Badania przeprowadzone w mikrosystemie testowym w Laboratorium Generacji Rozproszonej, w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, umożliwiły określenie właściwości mikroturbiny gazowej i baterijnego zasobnika energii jako potencjalnych źródeł napięcia referencyjnego podczas krótkotrwałej pracy autonomicznej mikrosystemu.

Wyniki badań są podstawą dalszych prac zmierzających do określenia metody doboru architektury mikrosystemu i strategii sterowania uwzględniającej współpracę zasobnika energii oraz źródeł sterowalnych.

BIBLIOGRAFIA

- Driesen J., Katiraei F., Design for Distributed Energy Resources, *IEEE Power & Energy Magazine* 2008, No. 8.
- Bollen M.H.-J., Yang Y., Hassan F., Integration of Distributed Generation in the Power System – A Power Quality Approach, Proc. 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Wollongong, Australia 28.09–1.10 2008.
- Katiraei F. i in., Microgrid Management. Controls and Operation Aspects of Microgrids, *IEEE Power & Energy Magazine*, May/June 2008.
- IEEE 1547: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- IRIESD, Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych, PGE Łódź –Teren, 2009.
- Balaguer I.J. i in., Intelligent Control for Intentional Islanding Operation of Microgrids, *ISCET* 2008.
- Gomez J.C., Morcos M.M., Distributed Generation: Exploitation of Islanding Operation Advantages, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2008.
- Piargi P., Lasseter R.H., Autonomous Control of Microgrids, *IEEE PES General Meeting*, 2006.
- Gao F., Iravani M.R., A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid Connected and Autonomous Modes of Operation, *IEEE Trans. on Power Delivery* April 2008, Vol. 23, No. 2.
- Colson C.M., Nehir M.H., A Review of Challenges to Real-Time power Management of Microgrids, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
- Alvarez E. i in., On-line Minimization of Running Costs, Greenhouse Gas Emission and the Impact of Distributed Generation using Microgrids on the Electrical System, *IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy*, 28–30.09.2009.
- Gu W., Wu Z., Yuan X., Microgrid Economic Optimal Operation of the Combined Heat and Power System with Renewable Energy, *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 25–29 July 2010.
- Hernandez-Aramburo C.A., Green T.C., Fuel Consumption Minimisation of a Micro-grid, *Industry Application Conference, 39th IAS Annual Meeting*, 3–7.10.2004.
- Mohamed F.A., Koivo H.N., On-line Management of MicroGrid with Battery Storage Using Multiobjective Optimization, *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drive POWERENG 2007*, 12–14.04.2007.
- Vahedi H., Noroozian R., Hosseini S.H., Optimal Management of MicroGrid Using Differential Evolution Approach, *7th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 23–25 June 2010.
- Gburczyk P. i in., Management System as a Mean for the Integration of Distributed Energy Sources with Low Voltage Network, *IEEE International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU '2011)*, Lisbon (Portugal), 17–19 October 2011, s. 1–5.
- Barote L., Georgescu M., Marinescu C., Smart Storage Solution for Wind Systems, *IEEE Power Tech Conference*, Bucharest, Romania, 28.06–2.07 2009.
- Faias S. i in., Evaluation of Energy Storage Devices for Renewable Energies Integration, Application to a Portuguese Wind Farm, *5th Int. Conference on European Electricity Market (EEM 2008)*, Lisbon, Portugal, 2008.
- Qian K. i in., Benefits of Energy Storage in Power Systems with High Level of Intermittent Generation, *20th Int. Conference on Electricity Distribution (CIRED2009)*, Prague, 8–11.06.2009.
- Wasiak I., Pawełek R., Mierński R., Zasobniki energii w mikrosystemach elektroenergetycznych, konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, *APE '11*, Jurata, 8–10.06.2011, s. 159–166.
- Zamora R., Srivastava A.K., Controls for Microgrids with Storage: Review, Challenges, and Research Needs, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010, No. 14, s. 2009–2018.
- Chakraborty S., Simoes M.G., PV-Microgrid Operational Cost Minimization by Neural Forecasting and Heuristic Optimization, *Industry Applications Society Annual Meeting, IAS '08 IEEE*, 2008.
- Guan X., Xu Z., Jia Q.-S., Energy-efficient Buildings Facilitated by Microgrid, *IEEE Trans. on Smart Grid* 2011, Vol. 2, No. 1.
- Gao F., Iravani M.R., A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid Connected and Autonomous Modes of Operation, *IEEE Trans. On Power Delivery*, Vol. 23, No. 2, April 2008.
- Chowdhury S.P. i in., Operation and control of DG based power island in Smart Grid environment, *20th Int. Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2009*.
- Ghadimi A.A., Razavi F., Ghaffarpour R., Control of Islanded Inverter Interfaced Distributed Generation Units For Power Quality Improvement, *14th Int. Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP 2010*.
- Delghavi M.B., Yazdani A., A Unified Control Strategy for Electronically Interfaced Distributed Energy Resources, *IEEE Trans. on Power Delivery* 2012, Vol. 27, No. 2.
- Gaonkar D.N., Patel R.N., Pillai G.N., Dynamic Model of Microturbine Generation System for Grid Connected/islanding operation, *IEEE Int. Conference on Industrial Technology, ICIT 2006*.

29. Sao C.K., Lehn P.W., Control and Power Management of Converter Fed Microgrids, *IEEE Trans. on Power Systems* August 2008, Vol. 23, No. 3.
30. Katiraei F., Iravani R., Power Management Strategies for a Microgrid with Multiple Distributed Generation Units, *IEEE Transaction on Power Systems* 2006, Vol. 21, No. 4.
31. Pecas Lopes J.A., Moreira C.L., Madureira A.G., Defining Control Strategies for Microgrids Islanded Operation, *IEEE Transaction on Power System* May 2006, Vol. 21, No. 2.
32. Brabandere K. i in., A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters, *IEEE Transaction on Power Electronics* July 2007, Vol. 22, No. 4.
33. Majumder R. i in., Load Sharing and Power Quality Enhanced Operation of a Distributed Microgrid, *IET Renewable Power Generation* 2009, Vol. 3, Iss. 2.
34. Majumder R. i in., Droop Control of Converter-Interfaced Microsources in Rural Distributed Generation, *IEEE Trans. on Power Delivery* October 2010, Vol. 25, No. 4.
35. Vandoorn T. i in., A Control Strategy for Islanded Microgrids with DC-link Voltage Control, *IEEE Trans. on Power Delivery* April 2011, Vol. 26, No. 2.
36. Pawełek R. i in., Mikrosystem – węzeł energetyczny w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, APE '11, Jurata, 8–10.06.2011, s. 143–150.

Irena Wasiak

dr hab. inż., prof. nadzw.

Politechnika Łódzka

e-mail: irena.wasiak@p.lodz.pl

Absolwentka Politechniki Łódzkiej. Od początku kariery zawodowej pracuje w Instytucie Elektroenergetyki tej uczelni. Uzyskała stopnie naukowe doktora i doktora habilitowanego z dziedziny elektroenergetyki. W latach 2002–2008 była prodziekanem Wydziału Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki PŁ. Obecnie pełni funkcję kierownika Zakładu Sieci Elektroenergetycznych Mikrosystemów. Członkini The Institution of Engineering and Technology oraz Komitetu ds. Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej SEP, członek stowarzyszony Sekcji Systemów Elektroenergetycznych PAN. Pełni funkcję zastępcy redaktora naczelnego czasopisma *Electrical Power Quality and Utilisation* oraz współprzewodniczącej międzynarodowej konferencji o tej samej nazwie. Obszar działalności naukowej obejmuje zagadnienia jakości zasilania, integracji rozproszonych źródeł energii w sieciach elektroenergetycznych, funkcjonowania mikrosystemów elektroenergetycznych.

Ryszard Pawełek

dr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: ryszard.pawelek@p.lodz.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Łódzkiej (1977). Obecnie jest zatrudniony w Instytucie Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni na stanowisku adiunkta, gdzie pełni funkcję zastępcy dyrektora Instytutu. Obszar zainteresowań naukowych obejmuje: jakość energii elektrycznej, generację rozproszoną, mikrosystemy elektroenergetyczne. Jest członkiem Polskiego Komitetu Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej, w którym pełni funkcję wiceprzewodniczącego ds. nauki. Rzecznik SEP w dziedzinie jakości energii elektrycznej.

Paweł Kelm

dr inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: pawel.kelm@p.lodz.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki Politechniki Łódzkiej (2004). Pracę doktorską obronił na swojej macierzystej uczelni (2012). Pracował na The University of Strathclyde w Glasgow (2007–2008). Zatrudniony na stanowisku adiunkta w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. Obszary zainteresowań badawczych: jakość energii elektrycznej, generacja rozproszona, mikrosystemy, technika świetlna.

Autonomous Operation of Low Voltage Microsystems

Authors

Irena Wasiak
Ryszard Pawełek
Paweł Kelm

Keywords

microgrids, microgrid autonomous operation, microgrids control, energy storage

Abstract

The article describes the possibilities of LV microsystems operation in the island mode. Control strategies are discussed of energy sources connected to the grid by means of invertors, either for system connected to the main grid or during the island mode operation. Presented results of research were conducted at the DER laboratory at the Lodz University of Technology. The study was performed for two variants of reference voltage source: the battery storage and microturbine respectively.



www.actaenergetica.org

Koncepcja systemu MGrid do wspomagania, projektowania i sterowania pracą wielonośnikowych mikrosieci energetycznych

Autorzy

Dariusz Baczyński
 Piotr Helt
 Marek Maniecki
 Jacek Wasilewski

**POWRÓT
DO SPISU TREŚCI**

Słowa kluczowe

mikrosieci, optymalizacja, projektowanie

Streszczenie

Autorzy przedstawili w artykule koncepcję systemu MGrid, wspomagającego projektowanie i sterowanie pracą wielonośnikowych mikrosieci energetycznych. Pierwsza część artykułu zawiera uzasadnienie podjęcia problemu kompleksowej optymalizacji wykorzystania energii w jej różnych postaciach – nośnikach, w odniesieniu do obszaru działania typowej mikrosieci.

Omówiono planowaną funkcjonalność systemu oraz jego architekturę. Zaprezentowano również spodziewane korzyści, wynikające ze stosowania opracowywanego systemu.

1. Wstęp

Rozwój elektroenergetyki jest pochodną wielu czynników dotyczących tak rozwoju samych technologii, jak i rozwoju społeczeństw w sensie ekonomicznym, świadomości społecznej oraz ekologicznej. Pierwotny model połączenia pomiędzy lokalnym wytwórcą energii elektrycznej a odbiorcami w jego sąsiedztwie zmienił się w wielkie sieci elektroenergetyczne, łączące wielu wytwórców i odbiorców na dużych terenach. Sieci rozrastały się, obejmując całe kraje, a później kontynenty. Obecny paradygmat mikrosieci w pewien sposób wraca do idei wytwarzania energii elektrycznej blisko odbiorcy przyłączonego do lokalnej sieci [1, 2, 3, 4]. Korzyści płynące z tego typu podejścia można podzielić na trzy sfery. Pierwsza sfera to korzyści, które odnoszą odbiorcy przyłączeni do mikrosieci i jej właściciele:

- zmniejszenie kosztów związanych z użytkowaniem energii elektrycznej
- zwiększenie niezawodności zasilania
- wykorzystanie posiadanych pierwotnych nośników energii.

Druga sfera korzyści obejmuje operatorów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych:

- zmniejszenie strat energii związanych z przesyłem
- odłożenie w czasie inwestycji w podsystem wytwórczy, przesyłowy i dystrybucyjny
- poprawa stabilności systemu elektroenergetycznego jako całości
- możliwość świadczenia usług systemowych przez mikrosieci.

Ostatnia, trzecia sfera dotyczy całego społeczeństwa:

- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez częściową dywersyfikację surowców energetycznych i uniezależnienie się od jednego surowca energetycznego

- zwiększenie inwestycji w podsystem wytwórczy, a co za tym idzie zmniejszenie bezrobocia, efekt tym większy, im więcej urządzeń jest produkowanych w kraju
- zmniejszenie emisji szkodliwych substancji do środowiska (szczególnie w przypadku odnawialnych źródeł energii)
- lepsze wykorzystanie pierwotnych nośników energii.

Często podnoszone są wątpliwości dotyczące ekonomicznego uzasadnienia budowania źródeł rozproszonych energii elektrycznej, a w szczególności źródeł odnawialnych. Jest oczywiste, że produkcja energii elektrycznej w dużych źródłach konwencjonalnych jest znacznie tańsza (i wygodniejsza) niż produkcja w małych, często skomplikowanych, drogich i nieprzewidywalnych źródłach odnawialnych. Abstrahując od wyczerpywania się głównych zasobów energetycznych państw, rodzi się pytanie, w jakim kierunku powinna zmierzać gospodarka jako całość. Czy rozwój technologiczny nie przyczyni się do powstania dużej grupy wykluczonych z rynku pracy? Co będzie najbardziej pożądanym zasobem nadchodzących dekad? Czy zamiast eksploatować kopaliny i wykorzystywać je jako paliwo, nie zacząć produkować urządzeń wykorzystujących nawet małe zasoby energetyczne w skali lokalnej? Czy kolejne załamania na rynkach finansowych nie spowodują powrotu do obrotu realnymi towarami, a nie wirtualnym dobrem?

Postawione pytania poddają w wątpliwość prosty rachunek ekonomiczny – dający odpowiedź tylko na pytanie: co jest tańsze? Myśląc o rozwoju energetyki, trzeba rozważać zarówno aspekty ekonomiczne, jak i aspekty społeczne oraz ekologiczne podejmowanych decyzji.

Idea mikrosieci nie jest remedium na wszelkie problemy społeczno-ekonomiczne, które mogą się pojawić w przyszłości,

ale autorzy artykułu uważają, że jej wdrażanie może w pewnym zakresie przyczynić się do zrównoważonego rozwoju.

2. Mikro sieć wielonośnikowa

2.1. Idea

Zasadniczą korzyścią ekonomiczną tworzenia mikro sieci, w tym przyłączania do sieci lokalnych źródeł energii, jest wyższa efektywność wykorzystania zasobów pierwotnych (w tym paliw), także dzięki zastosowaniu kogeneracji i umiejscowieniu źródła w pobliżu odbiorów [5, 6]. Właśnie kwestia jednoczesnej optymalizacji kosztów wszystkich dostępnych nośników energii w danej sieci powinna dać znaczący efekt synergii. System zaopatrzenia w energię powinien być zatem rozpatrywany jako system wielonośnikowy, tj. uwzględniający dystrybucję energii elektrycznej, ciepła oraz chłodu (energia ECC). Stąd też można zaproponować następujące określenie mikro sieci wielonośnikowej: to rodzaj systemu lokalnej dystrybucji energii, który skupia odbiory, źródła i zasobniki różnych postaci energii.

2.2. Wymagania

Większość prac badawczych i rozwiązań komercyjnych skupia się głównie na aspekcie elektrycznej pracy mikro sieci. Mimo brania pod uwagę podsystemów związanych z innymi mediami energetycznymi, nie analizuje się kompleksowo problemu produkcji i zużycia różnych nośników w skali całej mikro sieci. Szczególnie widoczne jest to na etapie projektowania mikro sieci, na którym główną uwagę skupia się na jednym, głównym nośniku, gdy postać pozostałych podsystemów jest pochodną podporządkowaną głównemu nośnikowi. Takie podejście jest stosowane mimo braku ważnych, obiektywnych powodów preferujących określony nośnik energii.

- Zrównoważona mikro sieć wielonośnikowa powinna spełniać następujące ogólne wymagania:
- zaspokajając zapotrzebowanie na poszczególne nośniki energii, gdy mikro sieć jest połączona z systemami energetycznymi
- zaspokajając założone zapotrzebowanie na poszczególne nośniki energii, gdy mikro sieć nie jest połączona z systemami energetycznymi, czyli pracuje w trybie wyspowym
- realizować określoną funkcję celu, przykład: minimalizować całkowity koszt jej użytkowania K_{tot} w pewnym założonym okresie eksploatacji (1)

$$K_{tot} = \sum_{i=1}^n K_{inw,i} + \sum_{i=1}^n K_{zmi,i} + \sum_{i=1}^n K_{zaw,i} - \sum_{i=1}^n D_{sp,i} - \sum_{i=1}^n D_{us,i} \quad (1)$$

gdzie: $K_{inw,i}$ – koszty stałe związane ze źródłami i magazynami energii oraz infrastrukturą sieciową i -tego nośnika, $K_{zmi,i}$ – koszty zmienne związane z pracą źródeł i magazynów energii oraz infrastruktury sieciowej i -tego nośnika, $K_{zaw,i}$ – koszty zawodności źródeł i magazynów energii oraz infrastruktury sieciowej i -tego nośnika, $D_{sp,i}$ – dochody ze sprzedaży energii i -tego nośnika

(w tym premie za produkcję energii z odnawialnych źródeł energii, OZE), $D_{us,i}$ – dochody ze świadczenia usług systemowych operatorowi sieci i -tego nośnika.

Funkcja celu przedstawiona zależnością (1) odnosi się zasadniczo do etapu projektowania mikro sieci. Jednak później przyjęta funkcja celu odnosząca się do pracy sieci – czyli optymalizacji jej działania – powinna wychodzić z tych samych założeń oraz przyjmować podobne postaci funkcji kryterialnych, dotyczących poszczególnych aspektów jej działania. Przyjęcie innych kryteriów jakościowych w trakcie eksploatacji może spowodować, że zaprojektowana struktura mikro sieci będzie nieoptymalna.

Przy wypełnianiu wspomnianego postulatu kluczowe jest utrzymywanie się stabilnej sytuacji energetyki jako takiej. O ile nie można zapewnić stałych cen na surowce energetyczne, to państwa, którym zależy na rozwijaniu mikro sieci, powinny dbać o stabilizację polityki dotyczącej energetyki. Za wyraźny przykład można tu podać warunki premiowania odnawialnych źródeł energii.

Kolejnym elementem, który może wpłynąć na upowszechnienie mikro sieci, jest zmiana warunków uczestnictwa drobnych podmiotów w rynku energii. Szczególnie istotne może być zdynamizowanie taryf za energię elektryczną i rozwiązywanie kwestii przekazywania podmiotom przez przedsiębiorstwa obrotu, operatorów sieci dystrybucyjnych bądź przesyłowych informacji o cenie energii [7]. W ten sposób będzie można rozwiązać kwestie świadczenia usług systemowych przez mikro sieci. Być może większe nasycenie odnawialnymi źródłami energii, którego obawiają się operatorzy systemów przesyłowych, wymusi powstanie lokalnych rynków energii [8], na których to mikro sieci będą przyjmowały funkcję stabilizującą.

3. Idea systemu informatycznego

3.1. Wspomagane procesy

Wymagania dotyczące mikro sieci prowadzą do konkluzji, że system informatyczny powinien wspomagać:

- projektowanie wielonośnikowej mikro sieci z optymalizacją założonej funkcji kryterialnej
- sterowanie wielonośnikowej mikro sieci z optymalizacją założonej funkcji kryterialnej.

3.2 Zakładana funkcjonalność

System informatyczny powinien uwzględniać następujące informacje:

- dane o obiektach energetycznych, w tym odwzorowanie sieci energetycznych
- charakterystyki techniczno-ekonomiczne źródeł energii, zasobników energii i odbiorników sterowalnych
- dane z urządzeń pomiarowych (zużycia energii, stany łączników itp.)
- dane dodatkowe: warunki pogodowe, procesy technologiczne, remonty.

Informacje te będą wykorzystywane przez:

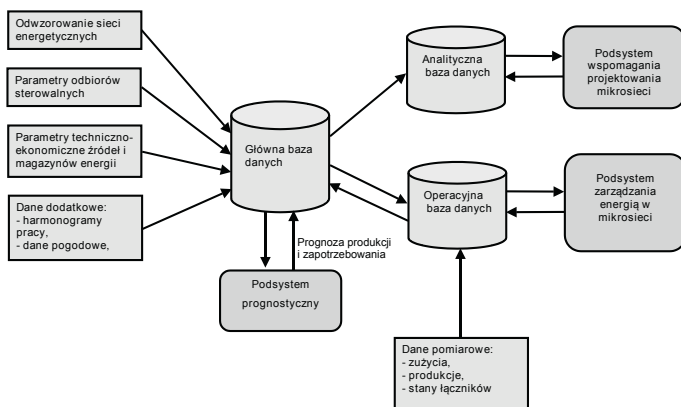
- metody symulacji, analizy i optymalizacji na potrzeby procesu projektowania mikro sieci

- metody krótko- i ultrakrótkoterminowego prognozowania produkcji w małych źródłach energii ECC z wykorzystaniem informacji pogodowych, danych technologicznych i innych parametrów
- metody optymalnego planowania pracy zasobników energii oraz harmonogramowanie zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło oraz chłód wybranych odbiorów, np. technologicznych
- metody bieżącego sterowania optymalnego mikrosiecią zarówno w normalnej pracy przy powiązaniu z systemem elektroenergetycznym, jak i przy pracy wyspowej.

3.3. Architektura systemu

Ze względu na założoną funkcjonalność system powinien posiadać dwa główne (w pewien sposób rozłączne) podsystemy: podsystem wspomagania projektowania mikrosieci podsystem zarządzania energią w mikrosieci.

Dodatkowo, ze względu na potrzebę tworzenia dużej ilości prognoz, proponuje się wprowadzenie trzeciego podsystemu o charakterze wspomagającym – podsystemu prognostycznego (rys. 1).



Rys. 1. Koncepcja architektury systemu informatycznego

O rozłączności podsystemów decyduje ich różne przeznaczenie. Podsystem wspomagania projektowania mikrosieci służy do wykonywania analiz i optymalizacji, w których najbardziej kluczowy jest efekt optymalizacji struktury mikrosieci, decydujący o wyniku ekonomicznym inwestycji w mikrosieć, natomiast mniej kluczowy jest czas obliczeń. Oznacza to, że podsystem ten powinien charakteryzować się dużą wydajnością *offline*. Dodatkowo powinien on pozwalać na wykonywanie wariantowych analiz i symulacji z możliwością zapisu alternatywnych rozwiązań.

Natomiast podsystem zarządzania energią w mikrosieci powinien wykazywać się dużą wydajnością typu *online*, szczególnie w przypadku zadań dotyczących bieżącego sterowania oraz działania mikrosieci w trybie wyspowym.

Z tych samych przyczyn baza danych systemu powinna mieć dwoistą konstrukcję, przystosowaną do przewidywanych zadań. I tak w przypadku podsystemu wspomagania projektowania powinna to być baza danych o charakterze analitycznym

z elementami hurtowni danych. Natomiast w przypadku podsystemu zarządzania energią główna baza danych powinna mieć charakter operacyjny, a dane do analiz (np. zapisy produkcji, zapotrzebowania itp.) powinny pochodzić z bazy głównej systemu.

4. Elementy systemu MGrid

4.1. Podsystem wspomagania projektowania mikrosieci

Podsystem wspomagania projektowania mikrosieci to w założeniu zestaw narzędzi symulacyjnych, analitycznych i optymalizacyjnych. Zbiór ten powinien pozwalać nie tylko na zaprojektowanie nowej mikrosieci, ale też na badanie wielu wariantów jej rozwoju. Przy tworzeniu wariantów rozwoju istniejącej mikrosieci możliwe powinno być także uwzględnienie zebranych informacji pomiarowych. W podsystemie tym przewiduje się następujące moduły:

- moduł symulacji sieci (modelowanie sieci za pomocą narzędzi graficznych, obliczenia rozpyłowe, symulacja działania sieci w czasie)
- moduł analiz danych pomiarowych
- moduł optymalizacji.

4.2. Podsystem zarządzania energią w mikrosieci

Zakłada się, że mikrosieć będzie zbiorem elementów wytwórczych energii elektrycznej, ciepła i chłodu oraz infrastruktury do dystrybucji energii. Ponieważ elementy tego zbioru będą należeć do jednego podmiotu, proponuje się zastosowanie centralnego mechanizmu alokacji produkcji energii w mikroźródłach oraz zapotrzebowania dla grup odbiorów oraz stanu pracy podsystemu dystrybucyjnego mikrosieci. Zatem MGrid będzie pełnił funkcję arbitra, którego zadaniem będzie optymalizacja całościowych efektów ekonomicznych, związanych z zapotrzebowaniem i wytwarzaniem energii. Postawione cele mogą być osiągnięte tylko przy pełnej obserwacji mikrosieci, jak również nielimitowanych możliwości rozwiązywania złożonych problemów decyzyjnych. MGrid będzie musiał zapewniać optymalną pracę mikrosieci zarówno w ultrakrótko-, krótko-, jak i w średnioterminowym horyzoncie czasowym.

W systemie MGrid przewiduje się następujące moduły podsystemu zarządzania energią:

- moduł harmonogramowania i sterowania pracą mikroźródeł, zasobników energii oraz odbiorów
- moduł zarządzania pracą mikrosieci w trybie wyspowym

Dodatkowo rozważa się także moduł wspomagający udział mikrosieci w rynku energii i usługach systemowych w elektrowniach wirtualnych (agregatorów).

MGrid będzie współpracować z określonymi standardami komunikacyjnymi czasu rzeczywistego, np. Ethernet Powerlink. Wymagany będzie bardzo krótki czas transmisji danych, zapewniający natychmiastową reakcję aplikacji MGrid na bieżące warunki pracy elementów mikrosieci. Optymalny zbiór standardów komunikacji będzie wynikiem prowadzonych prac badawczych.

Lokalne sterowniki mikroźródeł i zasobników energii będą musiały zawierać odpowiednie wejścia i wyjścia (zarówno cyfrowe, jak i analogowe), niezbędne do miejscowego sterowania inwertarami oraz zaworami paliwa. Jako lokalne sterowniki odbiorów będą wykorzystywane akty (elementy wykonawcze) oraz urządzenia regulujące (np. temperaturę w pomieszczeniach) w ramach systemów BMS (ang. *Building Management Systems*). Przewiduje się także sterowanie łącznikami w rozdzielnicach elektrycznych, zapewniające niezbędny zrzut mocy w wybranych obwodach. Przykładową strukturę podsystemu zarządzania energią MGrid przedstawiono na rys. 2.

A. Moduł harmonogramowania i sterowania pracą mikroźródeł, zasobników energii oraz odbiorów

W założeniach MGrid będzie układał optymalny w danych warunkach plan pracy sterowalnych i harmonogramowalnych odbiorów oraz sterowalnych zasobników i źródeł energii elektrycznej, ciepła i chłodu. Optymalizacja będzie realizowana na podstawie wybranej funkcji celu, np. minimalizacja całkowitych kosztów zmiennych pozyskania energii lub zysku ze sprzedaży energii, w zależności od aktualnego bilansu energii w mikro sieci [7, 9, 10, 11], zbioru warunków ograniczających o charakterze technicznym oraz wartości zmiennych stanu przyjmowanych na podstawie wykonywanych uprzednio prognoz oraz deklaracji zdarzeń zablokowanych.

Wynik optymalizacji będzie wykorzystywany do określania wartości zadanych dla nadążnych lub predykcyjnych układów regulacji pracy źródeł i zasobników energii oraz jej odbiorników.

B. Moduł zarządzania pracą mikro sieci w trybie wyspowym

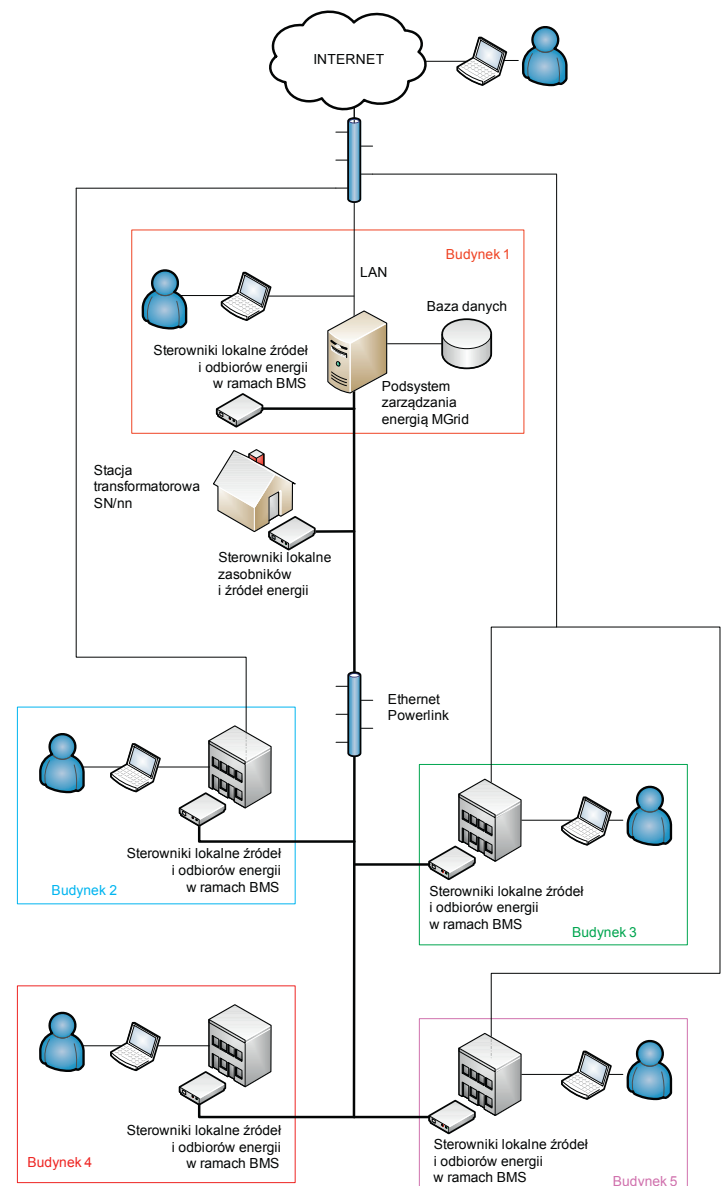
Celem tego modułu będzie bieżące bilansowanie mocy w mikro sieci, która została odłączona od elektroenergetycznej, ciepłej i/lub gazowej sieci dystrybucyjnej i pracuje częściowo lub w całości (nie ma dostępu do zewnętrznych nośników energii za wyjątkiem lokalnych zasobów) w trybie wyspowym.

Tego typu tryb pracy będzie wymagać zupełnie innego sposobu optymalizacji pracy mikro sieci. Jak wiadomo, pewne odbiory muszą mieć jak najwyższą (gwarantowaną) ciągłość zasilania (np. oświetlenie awaryjne, pompy i wentylatory pożarowe, zapewnienie ciągłości pewnych procesów produkcyjnych) [12]. Pozostałe odbiory będą zasilane warunkowo, jeśli lokalne zasoby energii w określonym horyzoncie czasu na to pozwalają. Zarządzanie zapotrzebowaniem może się odbywać w sposób „miękki”, np. poprzez zmniejszenie nastaw regulatorów temperatury, natężenia oświetlenia, jak również w sposób twardy, np. przez zadawanie sygnału wyłączenia na akty oświetleniowe, grzewcze, klimatyzacyjne lub na cewkę wybijakową, współpracującą z rozłącznikiem na dopływie wybranej sekcji odbiorów elektrycznych.

W trybie pracy wyspowej MGrid będzie pozwalał w dalszym ciągu na optymalną w danych warunkach pracę mikro sieci, z tym że w funkcji kryterialnej istotniejszą rolę będą grać koszty wynikające ze strat w niedostarczonej energii. W przypadku braku odpowiednich danych kosztowych będzie możliwe wcześniejsze ustalenie priorytetów pracy odpowiednich grup odbiorów.

C. Moduł handlu energią

Możliwość konkurencyjnego handlu energią i usługami systemowymi jest podstawowym założeniem paradygmatu mikro sieci energetycznych jako elementu koncepcji Smart Grid [13, 4]. W systemie MGrid rozważa się opracowanie modułu pozwalającego m.in. na wspomaganie tworzenia godzinowych grafików sprzedaży i zakupu energii elektrycznej oraz ciepła, po czym przesyłanie ich do stron kontraktów, jak również do przedsiębiorstw odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe (w przypadku energii elektrycznej). Osoba odpowiedzialna za handel energią na rynku będzie wspomaganą układanymi przez MGrid planami pracy mikro sieci, opartymi na średnio- oraz krótkoterminowych prognozach zapotrzebowania oraz produkcji energii.



Rys. 2. Koncepcja struktury fizycznej podsystemu zarządzania energią w MGrid

W założeniach koncepcji Smart Grid mikro sieci mogą stanowić źródło/odbior sterowalny, będący elementem wirtualnej elektrowni, działającej jako agregator usług systemowych. Mikro sieci,

pod warunkiem spełnienia wymagań technicznych odnośnie dostępnych mocy wytwórczych oraz stosownych układów regulacji, będą mogły świadczyć poprzez agregatorów usługi systemowe na rzecz operatorów sieciowych (OSP i OSD), takie jak:

- operacyjna lub interwencyjna rezerwa mocy
- udział w regulacji pierwotnej
- udział w regulacji wtórnej
- udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej
- generacja wymuszona względami sieciowymi.

W przyszłości, kiedy rozwiną się rynki energii czasu rzeczywistego, od modułu wspomagającego udział mikro sieci w rynku energii i usługach systemowych będzie wymagane podejmowanie szybkich, optymalnych decyzji. W takim przypadku, w systemie MGrid przewiduje się zaimplementowanie zaawansowanego systemu agentowego. Zadaniem takiego automatycznego agenta będzie zawieranie kontraktów na lokalnych rynkach energii poprzez inteligentne strategie, grę rynkową oraz negocjacje ze stronami kontraktu, tak aby dążyć do spełnienia założonych celów. Interesującą propozycją jest stworzenie otwartej, wieloagentowej platformy działającej na lokalnych rynkach energii. Dla osiągnięcia tego celu musi zostać wykorzystany odpowiedni standard komunikacji między agentami, np. M3 [14].

4.3. Podsystem prognostyczny

Typowe (naturalne) zapotrzebowanie na energię elektryczną, ciepło i chłód oraz lokalna produkcja energii powinny być prognozowane zgodnie z optymalizowanymi planami produkcji, zakupu i zużycia energii:

- w horyzoncie kilku tygodni z dobową rozdzielczością czasową (prognozowanie średnioterminowe)
- na dwie doby naprzód z rozdzielczością godzinową (prognozowanie krótkoterminowe)
- na kilka godzin naprzód z rozdzielczością kilkuminutową (prognozowanie ultrakrótkoterminowe).

W tym celu MGrid będzie wykorzystywał różnego rodzaju techniki prognostyczne, oparte m.in. na regresji statystycznej, modelach szeregów czasowych, modelach ekonometrycznych oraz technikach sztucznej inteligencji, takich jak sztuczna sieć neuronowa oraz logika rozmyta. Proces prognozowania zapotrzebowania na energię będzie wspomagany poprzez inwentaryzację i deklarowane programy pracy wybranych odbiorników energii. Z kolei w procesie prognozowania produkcji energii w lokalnych źródłach energii OZE będzie potrzebna wykorzystania numerycznych prognoz pogody oraz pomiarów w lokalnych stacjach meteo.

Zapotrzebowanie na energię przez wybrane zdarzenia, związane m.in. z procesami przemysłowymi, udziałem w imprezach, konferencjach, korzystaniem z pokoi hotelowych, będą mogli zgłaszać (deklarować) pracownicy tego typu podmiotów. Zgłoszenie to będzie mogło być dwojakiego typu:

- zablokowane – sztywny termin zdarzenia
- odblokowane – optymalny termin zdarzenia będzie podpowiadany przez system MGrid.

5. Wnioski końcowe

Zrealizowanie założonej koncepcji systemu MGrid powinno pozwolić na uzyskanie kompleksowego rozwiązania, wspomagającego różnego rodzaju działania wokół szeroko pojmowanych mikro sieci. Zakładane korzyści ze stosowania zaproponowanego rozwiązania będą obejmowały nie tylko właścicieli mikro sieci, ale także operatorów sieci oraz pośrednio całego społeczeństwa.

Projekt „MGrid” realizowany przez firmę Globema sp. z o.o., przy współudziale Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, jest współfinansowany ze środków Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka, działanie 1.4.

BIBLIOGRAFIA

1. Biczal P., Wytwarzanie energii w mikro sieciach, *Automatyka – Elektryka – Zakłócenia* 2011, nr 4.
2. Olszowiec P., Autonomiczne systemy elektroenergetyczne małej mocy. Mikro sieci, *Energia Gigawat* 2009, nr 7–8.
3. Hatzigiorgiou N.D. i in., Microgrids, *IEEE Power & Energy Magazine* 2007, Vol. 5, No. 4, s. 78–94.
4. Lasseter R. i in., White Paper on Integration of Distributed Energy Resources. The CERTS MicroGrid Concept, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), CA, Tech. Rep. LBNL-50829, Apr. 2002.
5. Kueck J.D. i in., Microgrid Energy Management System, OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY, January 29, 2003.
6. Hatzigiorgiou N., Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids, Executive Summary Report Final Results, 2009.
7. Parol M., Wymiana energii elektrycznej między mikro siecią a siecią spółki dystrybucyjnej, *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)* 2010, nr 8.
8. Baczyński D., Koncepcja obliczeń technicznych i ekonomicznych dla potrzeb lokalnych rynków energii, *Rynek Energii* 2008, nr 4, str. 17–24.
9. Książek K., Parol M., Steady states analysis of microgrids operation, *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)* 2008, r. 84, nr 11, s. 14–19.
10. Katiraei F., Iravani R., Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units, *IEEE Transactions on Power Systems* 2006, Vol. 21, No. 4, s. 1821–1831
11. Oyarzabal J. i in., Agent based Micro Grid Management System. CD Proceedings of the Int. Conf. on Future Power Systems FPS 2005, November 16–18, 2005, Amsterdam, s. 6.
12. Parol M., Baczyński D., Automatyka zabezpieczeniowa oraz resynchronizacja mikro sieci, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Sieci elektroenergetyczne w przemyśle i energetyce – Sieci 2008”, Szklarska Poręba, 10–12 września 2008, str. 19–26.
13. Hatzigiorgiou N.D. i in., Management of microgrids in market environment, presented at the International Conference on Future Power Systems, Amsterdam, Netherlands, 2005, available on the website: ieeexplore.ieee.org.
14. Kacprzak P.H. i in., Multi-commodity Market Data Mode, Technical report, available at: <http://www.openm3.org>.

Dariusz Baczyński

dr inż.
Politechnika Warszawska
e-mail: dariusz.baczynski@ien.pw.edu.pl
Wychowanek Politechniki Warszawskiej. Jest adiunktem w Instytucie Elektroenergetyki PW. Zajmuje się problematyką sieci rozdzielczych, prognozowaniem, optymalizacją, metodami sztucznej inteligencji oraz szeroko pojętym zastosowaniem systemów informatycznych w elektroenergetyce.

Piotr Helt

dr inż.
Politechnika Warszawska
e-mail: piotr.helt@ien.pw.edu.pl
Wychowanek Politechniki Warszawskiej. Pracuje na swojej macierzystej uczelni, od 2009 roku kieruje Studiami Podyplomowymi „Nowoczesne Metody Analiz w Elektroenergetyce”. Konsultant ds. systemów Smart Grid w firmie Globema sp. z o.o. Obszar zainteresowań zawodowych: systemy informacji geograficznej, w szczególności jej zastosowania w elektroenergetyce, sieci i systemy elektroenergetyczne, przede wszystkim sieci rozdzielcze, metody sztucznej inteligencji i ich wykorzystanie w problemach optymalizacyjnych.
Autor wielu artykułów i publikacji na konferencjach krajowych i zagranicznych. Wykonawca wielu prac naukowo-badawczych, grantów i ekspertyz, przede wszystkim w dziedzinie elektroenergetyki.

Marek Maniecki

dr inż.
Globema sp. z o.o.
e-mail: marek.maniecki@globema.pl
Absolwent Politechniki Warszawskiej. Od 1999 roku jest wiceprezesem zarządu firmy Globema sp. z o.o. Członek honorowy Polskiego Towarzystwa Informatycznego, członek Rady Polskiej Izby Informatyki i Telekomunikacji, przewodniczący Komitetu Energia PIIT. Zainteresowania zawodowe: problematyka zarządzania projektami informatycznymi, projektowanie i tworzenie systemów informatycznych, w szczególności systemów informacji przestrzennej (GIS), a także systemy informatyczne dla inteligentnych sieci energetycznych (Smart Grid).

Jacek Wasilewski

dr inż.
Politechnika Warszawska
e-mail: jacek.wasilewski@ien.pw.edu.pl
Absolwent Politechniki Warszawskiej (2005). Zatrudniony jest na stanowisku asystenta w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się wokół obecnych oraz przyszłościowych struktur sieci dystrybucyjnych (konceptje typu „smart”), a przede wszystkim ich analizy systemowej (optymalne planowanie i sterowanie pracą).

Idea of MGrid System for Multicarrier Energy MicroGrid Designing and Control

Authors

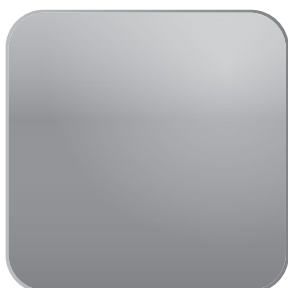
Dariusz Baczyński
Piotr Helt
Marek Maniecki
Jacek Wasilewski

Keywords

microgrids, optimization, designing

Abstract

Idea of MGrid system for multicarrier energy microgrid designing and control is presented in the article. First part of the work contains reasons for undertaking the problem of complex optimization of utilization of various energy forms on the operation area of typical microgrid. Planned system functionality and architecture is also presented. Conclusions concerning expected advantages consequential to usage of proposed system are discussed.



www.actaenergetica.org

Rola generacji rozproszonej w krajowym systemie elektroenergetycznym na przykładzie gminy Gierałtów

Autorzy

Joachim Bargiel
 Bogdan Mol
 Katarzyna Łuszcz
 Paweł Sowa

**POWRÓT
DO SPISU TREŚCI**

Słowa kluczowe

generacja rozproszona, minicentrum energetyczne, odnawialne źródła energii

Streszczenie

W artykule przeprowadzono analizę możliwości lokalizacji źródeł energii nieodnawialnej (gaz ziemny), jak również odnawialnej (biogazowe, metanowe, słoneczne i wodne) w wybranej gminie. Dokonano oceny zasilania odbiorców końcowych energii, dużych odbiorów komunalnych gmin. Przedstawiono plany wdrożenia minicentrow energetycznych w gminie Gierałtów z wykorzystaniem biogazu, metanu pochodzenia rolniczego i wiatru oraz praktyczne testy pracy minicentrow. Przedyskutowano problemy, z którymi gmina Gierałtów spotkała się w czasie prac nad wdrożeniem inwestycji energetycznych, kierunkami przyjętych rozwiązań oraz perspektywą kolejnych inwestycji.

1. Wstęp

W założeniach „Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku” znalazł się zapis o odpowiedzialności organów samorządowych za przygotowanie lokalnych założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Tak postawione zadanie znajduje odbicie w wielu aspektach kształtowania i realizowania polityki energetycznej wewnątrz gminy. Gminy muszą przede wszystkim zdefiniować zagrożenia ekonomiczne i techniczne, które problem bezpieczeństwa energetycznego na nie nakłada. Jednocześnie lokalne społeczności muszą odpowiedzieć na wiele specjalistycznych zagadnień z dziedziny energetyki, m.in.: miejsca i szanse rozwoju swoich planów biznesowych (analiza otoczenia biznesowego), opłacalności i przeznaczenia inwestycji, lokalizacji, mocy znamionowej, obszaru dostaw mocy i jego ograniczeń technicznych, technologii wytwarzania, dostępności i rodzaju paliwa, oddziaływanie na środowisko, tryb pracy, rodzaj własności jednostek wytwórczych energii, konieczne zmiany w strukturze zarządzania gminy.

Gmina Gierałtów – gmina wiejska, leżąca na skrzyżowaniu autostrad A4 i A1 w centrum województwa śląskiego, licząca 11050 mieszkańców – na przestrzeni ostatnich lat wdraża rozwiązania prosumenckie, przekształcając się w świadomego odbiorcę energii elektrycznej i dostrzega szansę w inwestycjach należących do grupy tzw. generacji rozproszonej (GR) i odnawialnych źródeł energii elektrycznej (OZE).

Poniższy artykuł przedstawia krótką dyskusję nad problemami, z którymi gmina Gierałtów spotkała się w czasie prac nad

wdrożeniem inwestycji energetycznych, kierunkami przyjętych rozwiązań oraz perspektywą kolejnych inwestycji.

2. Analiza otoczenia technicznego i ekonomicznego GR w KSE jako podstawa rozwoju GR i OZE

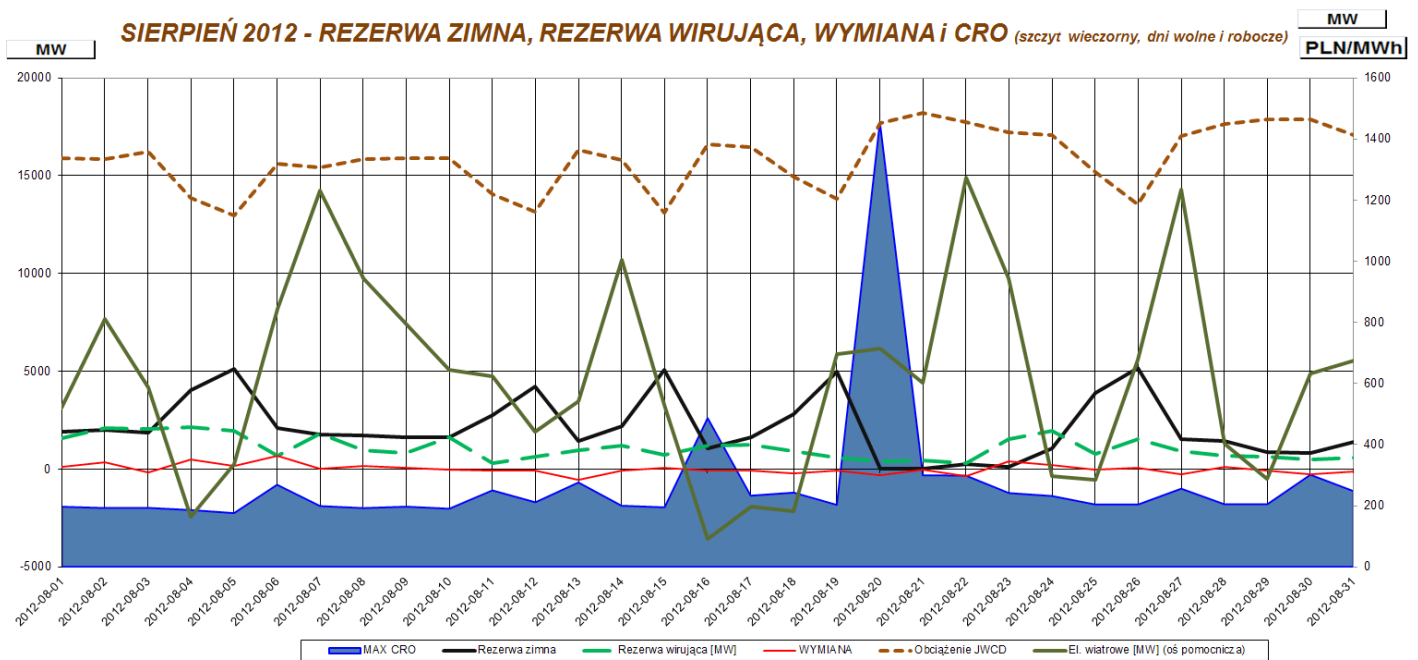
2.1. Zagadnienia aktualnej sytuacji techniczno-ekonomicznej w KSE

Do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) przyłączają się lokalne źródła głównie gazowe, wiatrowe, wodne i gazowe. W ostatnich latach wybudowano m.in. (tab. 2):

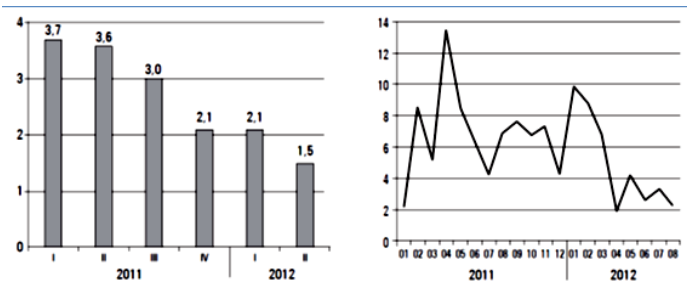
- 696 elektrowni wiatrowych o mocy zainstalowanej 2497 MW
- 199 biogazowni o mocy zainstalowanej 131 MW
- 770 małych elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej 966 MW.

Nowe źródła powstają głównie w jednostkach samorządu terytorialnego, tj. gminach. Ich rola w obszarach gminnych jest następująca:

- zwiększenie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego
- poprawa niezawodności zasilania ważnych odbiorów komunalnych, m.in. szpitali, szkół, ośrodków sportowych, szczególnie w okresie awaryjnym umożliwiając pracę wyspowa z tymi odbiorami
- zwiększenie potencjału gmin w zakresie rozwoju energetyki rozproszonej z wykorzystaniem lokalnych zasobów energetycznych



Rys. 1. Bilans KSE na tle ceny CRO, sierpień 2012



Rys. 2. Dynamika konsumpcji gospodarstw domowych i dynamika sprzedaży detalicznej (w % rok do poprzedniego roku), źródło: Raport Instytutu Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk, listopad 2012

- współpraca z operatorami sieci rozdzielczej w łagodzeniu skutków awarii bądź też deficytu mocy w KSE (rys. 1), który może wynikać ze zmniejszającego się poziomu rezerwy wirującej
- ograniczenie strat przesyłowych
- uzyskanie efektu ekologicznego poprzez ograniczenie emisji CO₂
- dodatkowo realizacja kilku ważnych ustaw dla jednostek samorządu terytorialnego, m.in.:
 - ustawy o samorządzie terytorialnym
 - ustawy prawo energetyczne
 - ustawy o zarządzaniu kryzysowym
 - ustawy o ochronie środowiska
 - ustawy o efektywności energetycznej.

Powstające lokalne źródła energii stawiają przed KSE nowe wyzwania: przyłączeniowe, eksploatacyjne i dyspozytorskie. Jeśli chodzi o przyłącze, to nowe źródła pojawiają się głównie

w sieciach 110 kV (farmy wiatrowe) oraz w sieciach średnich i niskich napięć (biogazownie, małe elektrownie wodne, pojedyncze źródła wiatrowe). Rodzą się problemy związane ze zmianą rozptyłu prądów, zmianą warunków zwarciovych oraz napięciowych.

Tendencje zaobserwowane na rys. 1–3 pozwalają na ogólne scharakteryzowanie otoczenia energetyki lokalnej w 2013 roku.

Widoczne są:

- momenty braku rezerwy zimnej i praktycznie wyczerpane zapasy rezerwy wirującej w KSE, co skutkuje poważnymi skokami cen rynku bilansującego oraz zwiększeniem kosztów bilansowania tej generacji w KSE
- niekontrolowane lub trudne do prognozowania i oszacowania znaczące zmiany poziomu mocy generowanej w OZE, co skutkuje poważnymi problemami technicznymi (operacyjnymi) w KSE
- tendencje spowolnienia gospodarczego w wyniku zjawiska kryzysu ekonomicznego, tj. obniżona konsumpcja i sprzedaż, możliwa zwiększona presja na obniżanie, negocjowanie niższych cen w kontraktach dwustronnych i giełdowych w kolejnych latach.

2.2. Źródła generacji rozproszonej w KSE na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki

Na podstawie danych w tab. 1–3 można zaobserwować na przestrzeni ostatnich lat dynamiczny rozwój źródeł odnawialnych oraz wyraźnie ukształtowany kierunek rozwoju OZE. W porównaniu z 2010 rokiem można odnotować dwukrotny wzrost mocy zainstalowanej OZE w 2012 roku. Szczególnie widoczne jest to zjawisko w elektrowniach biogazowych (wzrost mocy o 60%), słonecznych (40-krotny wzrost mocy!), wiatrowych (wzrost mocy

o 100%). Najślabszy wzrost zanotowano w segmencie elektrowni wodnych.

Instalacje OZE w Polsce (2010)			
Typ instalacji		Liczba instalacji	Moc [MW]
BG	elektrownie biogazowe	144	82,884
BM	elektrownie biomasowe	18	356,190
PV	wytwarzające z promieniowania słonecznego	3	0,033
WI	elektrownie wiatrowe	413	1180,272
WD	elektrownie wodne	727	937,044
WS	elektrownie realizujące technologię współspalania	41	brak danych
RAZEM		1346	2556,423

Tab. 1. Instalacje OZE w Polsce w 2010 roku, dane ogólne, źródło: URE (31.12.2010)

Instalacje OZE w Polsce (2012)			
Typ instalacji		Liczba instalacji	Moc [MW]
BG	elektrownie biogazowe	199	131,247
BGO	wytwarzające z biogazu z oczyszczalni ścieków	76	41,167
BGR	wytwarzające z biogazu rolniczego	29	31,782
BGS	wytwarzające z biogazu składowiskowego	94	58,298
BM	elektrownie biomasowe	27	820,700
BMM	wytwarzające z biomasy mieszanej	13	660,150
BMC	wytwarzające z biomasy z odpadów leśnych, rolniczych, ogrodowych	9	14,950
BMP	wytwarzające z biomasy z odpadów przemysłowych drewnopochodnych i celulozowo-papierniczych	5	145,600
PV	wytwarzające z promieniowania słonecznego	9	1,290
PVA	wytwarzające z promieniowania słonecznego	9	1,290
WI	elektrownie wiatrowe	696	2496,748
WIL	elektrownia wiatrowa na lądzie	696	2496,748
WD	elektrownie wodne	770	966,103
WQA	elektrownia wodna przepływowa do 0,3 MW	604	44,725
WOB	elektrownia wodna przepływowa do 1 MW	90	54,923
WQC	elektrownia wodna przepływowa do 5 MW	61	138,695
WOD	elektrownia wodna przepływowa do 10 MW	6	49,280
WOF	elektrownia wodna przepływowa powyżej 10 MW	6	295,800
WOP	elektrownia wodna szczytowo-pompowa lub przepływowa z członem pompowym	3	382,680
WS	elektrownie realizujące technologię współspalania	43	0,000
WSB	realizujące technologię współspalania (paliwa kopalne i biomasa)	42	0,000
WSG	realizujące technologię współspalania (paliwa kopalne i biogaz)	1	0,000
RAZEM		1744	4416,088

Tab. 2. Instalacje OZE w Polsce w 2012 roku, dane szczegółowe, źródło: URE (31.12.2012)

Instalacje w województwie śląskim (2012)			
Typ instalacji		Liczba instalacji	Moc [MW]
BGO	wytwarzające z biogazu z oczyszczalni ścieków	13	6,200
BGR	wytwarzające z biogazu rolniczego	1	0,526
BGS	wytwarzające z biogazu składowiskowego	15	11,738
BMC	wytwarzające z biomasy z odpadów leśnych, rolniczych, ogrodowych	2	1,650
BMM	wytwarzające z biomasy mieszanej	1	10,000
PVA	wytwarzające z promieniowania słonecznego	3	0,093
WIL	elektrownia wiatrowa na lądzie	13	5,750
WQA	elektrownia wodna przepływowa do 0,3 MW	28	2,567
WOB	elektrownia wodna przepływowa do 1 MW	2	0,890
WDE	elektrownia wodna przepływowa powyżej 10 MW	2	33,600
WSB	realizujące technologię współspalania (paliwa kopalne i biomasa)	11	Brak danych
Suma		91	73,014

Tab. 3. Instalacje w województwie śląskim w 2012 roku, źródło: URE (31.12.2012)

2.3. Główne cele „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” w obszarze OZE

- Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz dalszy wzrost tego wskaźnika w latach następnych
- Osiągnięcie w 2020 roku 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych oraz zwiększenie wykorzystania biopaliw II generacji
- Ochrona lasów przed nadmiernym eksploataowaniem w celu pozyskiwania biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE, w tym biopaliw, tak aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem oraz zachować różnorodność biologiczną
- Wykorzystanie do produkcji energii elektrycznej istniejących urządzeń piętrzących, stanowiących własność Skarbu Państwa
- Zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz stworzenie optymalnych warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.

W tym samym dokumencie znalazły się zapisy, które szczególnie dotyczą obszaru OZE i generacji rozproszonej. To potwierdzenie szczególnej roli i miejsca OZE i GR w planach strategicznych Polski oraz gwarancja, że inwestycje w tym obszarze będą szczególnie chronione i opłacalne dla inwestorów. Jednocześnie jest to bardzo mocny impuls do dalszego rozwoju inwestycji w tym obszarze.

3. Możliwości rozwoju GR i OZE w ramach działań lokalnych

Pod pojęciem generacji rozproszonej (GR) rozumie się obiekty o małej mocy osiągalnej (do 50 MW), niepodlegające centralnej dyspozycji mocy, współpracujące z siecią dystrybucyjną (110 kV,

SN, nN) lub bezpośrednio zasilające odbiorcę, których rozwój nie jest planowany centralnie, a uwarunkowany przede wszystkim świadomością celów biznesowych, możliwych do osiągnięcia przez jednostki samorządowe lub inwestorów prywatnych. GR stanowią najczęściej jednostki produkujące energię elektryczną ze źródeł odnawialnych lub niekonwencjonalnych (OZE), jak również w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, których wielkość generacji jest trudna do prognozowania i nie podlega centralnemu sterowaniu.

Tak przedstawiony obszar GR lub OZE jest płaszczyzną diamentalnie różnych interesów i celów, reprezentowanych przez tzw. energetykę zawodową i lokalną.

Z jednej strony znajdujemy konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i elektroenergetycznego kraju, a z drugiej chęć nieograniczonej względami technicznymi sieci elektroenergetycznej realizacji celów biznesowych i społecznych przez samorządy lokalne lub inwestorów prywatnych.

Samorządy lokalne różnego szczebla są podmiotami szczególnie zainteresowanymi na ich terenie rozwojem GR i OZE [1]. Planowane inwestycje, znajdujące oparcie przede wszystkim w programach unijnych i polityce energetycznej kraju, są szansą na wielopłaszczyznowy rozwój gmin i miast w Polsce. Jest to impuls, który nadaje tempo dalszemu dynamicznemu rozwojowi tego obszaru energetyki.

W związku z tym ważne staje się zdefiniowanie zagrożeń oraz obszarów możliwej współpracy pomiędzy energetyką zawodową i lokalną.

Z punktu widzenia operatorów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej rozwój tego rodzaju generacji będzie powodował następujące, najważniejsze problemy i zagadnienia:

- prognozowanie poziomu GR i OZE w perspektywie krótko- i długoterminowej
- opanowanie dużej zmienności mocy generowanej przez GR i OZE, poprzez włączenie mocy generowanej przez GR i OZE do centralnego (scentralizowanego) układu regulacji mocy w KSE
- pozyskanie mocy generowanych w GR i OZE do realizacji regulacyjnych usług systemowych.

Tak postawione zagadnienia stawiają przed potencjalnymi inwestorami po stronie GR i OZE możliwości świadczenia usług systemowych (rezerwa mocy – sekundowa i operacyjna, regulacja mocy biernej i poziomu napięć, samostart, praca na układ wydzielony) oraz poprawy lokalnych wskaźników niezawodnościowych (np. skrócenie czasu przerwy wyłączenia awaryjnego odbiorcy). Środowiska samorządowe dostrzegają wiążące się z tym zagadnieniem problemy.

Konieczne jest przede wszystkim stworzenie zintegrowanych systemów sterowania i wymiany informacji ruchowych i pomiarowych pomiędzy operatorami sieci i źródłami GR i OZE (rozwój systemów informatycznych).

Kolejnym zagadnieniem jest scentralizowanie (połączenie) w większe grupy poszczególnych źródeł GR i stworzenie zoptymalizowanych pod względem technicznym, ekonomicznym i organizacyjnym tzw. minicentrów energetycznych. W praktyce rozwiązań należy szukać w grupowaniu dużej liczby małych jednostek wytwórczych, które znajdują się blisko odbiorcy

końcowego. Sterowanie takimi obszarami może pomóc w opanowaniu sytuacji zagrożenia lub awarii w KSE. Pojedyncze źródło o małej mocy nie stanowi atrakcyjnego rozwiązania z punktu widzenia zadań operatorów sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Problemem, który powstaje w tym obszarze, jest stworzenie zasad grupowania wielu małych źródeł wytwórczych z uwzględnieniem potencjalnych korzyści dla operatorów sieci i inwestorów (tab. 3, dane dla województwa śląskiego).

W perspektywie potencjalnej współpracy energetyki samorządowej i zawodowej pojawia się również perspektywa ewentualnego stworzenia i rozwoju, w ramach istniejących struktur gminnych, lokalnych służb dyspozytorskich i eksploatacyjnych. Dla samorządów problem ten jest zagadnieniem nowym, wymaga rozpoznania i określenia potencjału osobowego (kadrowego), finansowego, organizacyjnego gminy oraz wpływu na wskaźniki niezawodnościowe obszaru gminnego i KSE.

Jednocześnie gmina musi odpowiedzieć sobie na pytanie o poziom akceptowanego przez nią zakresu dysponowania jednostkami wytwórczymi, należącymi do gminy przez służby dyspozytorskie wyższego szczebla (w tym również poprzez kształtowanie planowe lub awaryjne układu sieciowego obszaru gminy).

4. Rozwiązania w obszarze GR na poziomie samorządowym na przykładzie gminy gierałtów

Według projektów zakłada się powstanie w gminie, składającego się z czterech minicentrów, Gminnego Centrum Energetycznego. W jego skład weszłyby obiekty pracujące w systemie SCADA oraz sieć Smart Grid, wytwarzające energię elektryczną (w tym w skojarzeniu), a także obiekty wytwarzające i użytkujące ciepło, zapewniające utrzymanie i odbudowę tzw. infrastruktury krytycznej i pracę w tzw. sieci wydzielonej, wyspowej.

Infrastrukturę krytyczną stanowią systemy oraz wchodzące w ich skład powiązane ze sobą funkcjonalne obiekty, w tym obiekty budowlane, urządzenia, instalacje, usługi kluczowe dla bezpieczeństwa państwa i jego obywateli oraz służące zapewnieniu sprawnego funkcjonowania organów administracji publicznej, a także instytucji i przedsiębiorców.

Infrastruktura krytyczna obejmuje systemy zapewniające ciągłość działania administracji publicznej:

- zaopatrzenia w energię i paliwa
- łączności i sieci teleinformatycznych
- finansowe
- zaopatrzenia w żywność i wodę
- ochrony zdrowia
- transportowe i komunikacyjne
- ratownicze.

W miejscowości Paniówki, leżącej na terenie gminy Gierałtów, została wybudowana na potrzeby szkół i mieszkańców kryta pływalnia „Wodnik”. Pływalnia jest zasilana w energię elektryczną z sieci elektroenergetycznej firmy Tauron Dystrybucja SA i nie dysponuje rezerwowym źródłem zasilania. Zasilanie pływalni w energię cieplną odbywa się przez sieć ciepłowniczą z kotłowni gazowej w Zespole Szkolno-Przedszkolnym. Dodatkowo ciepło

do przygotowania ciepłej wody użytkowej jest dostarczane z 18 kolektorów słonecznych Viessmana, zainstalowanych na dachu pływalni.

W rejonie Paniówek zdarzają się przerwy w dostawie energii elektrycznej, co oznacza konieczność ewakuacji osób korzystających z pływalni.

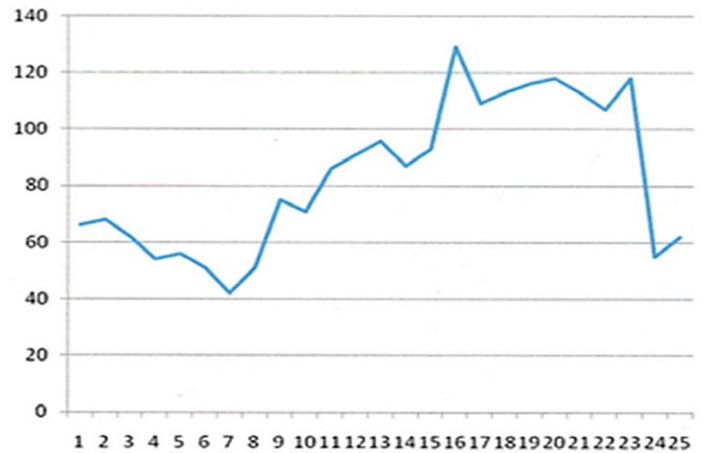
W Zespole Szkolno-Przedszkolnym w Paniówkach, z wykorzystaniem trzech kotłów kondensacyjnych Viessmann, wykonano kotłownię gazową o mocy 1380 kW. Ciepło jest dostarczane podziemną siecią preizolowaną do węzła cieplnego, zlokalizowanego w piwnicach budynku pływalni. Zastosowany schemat technologiczny kotłowni umożliwi przyjęcie dodatkowego ciepła odpadowego z agregatu kogeneracyjnego. Wielkość całorocznych potrzeb cieplnych i elektrycznych pływalni umożliwi pracę agregatu bez zbędnych postojów. Obok kotłowni przygotowano pomieszczenie na agregat, doprowadzono również gaz ziemny oraz przewidziano również doprowadzenie biogazu. Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach jest zasilany podziemną linią kablową ze zmodernizowanej stacji transformatorowej Paniówki – Szkoła przy ul. Gliwickiej, gdzie wymieniono transformator na jednostkę o mocy 250 kVA.

Na podstawie analizy krzywych zapotrzebowania na moc elektryczną i ciepłą budynku krytej pływalni „Wodnik” zaproponowano zainstalowanie w kotłowni szkoły modułu kogeneracyjnego 55 kWe oraz 88 kWt.

W tym celu opracowano projekt budowlany oraz wniosek o dofinansowanie ze środków Unii Europejskiej w zadaniu „Czyste powietrze”. Uzyskano dofinansowanie w 2012 roku (1,5 mln zł). Realizacja projektu zaplanowana została w II kwartale 2013 roku. Zastosowanie agregatu firmy Viessmann z precyzyjnie dobraną mocą własną pozwoli na pracę ciągłą agregatu i zwiększy wskaźnik efektywności działania. Pozwoli też na komunikację z automatyką kotłowni i węzła cieplnego basenu tego samego producenta, która już jest zamontowana.

Dodatkowym atutem agregatu VITOBLOC 200 BM-55/88 MN-60 jest możliwość zasilania go biogazem z biogazowni gminnej. Biogaz będzie paliwem podstawowym, a gaz ziemny paliwem pomocniczym w okresie braku biogazu. W związku z tym agregat będzie fabrycznie przystosowany do przełączania ścieżki gazowej z gazu ziemnego na biogaz w układzie mieszania gazu z powietrzem.

Zakłada się, że agregat będzie pracował 8000 godz./rok ze średnim obciążeniem 75%. Silnik spalinowy MAN, gazowy z zapłonem iskrowym, będzie napędzać generator Stamford o mocy 80 kVA, 115,5 A i sprawności 93,7%.

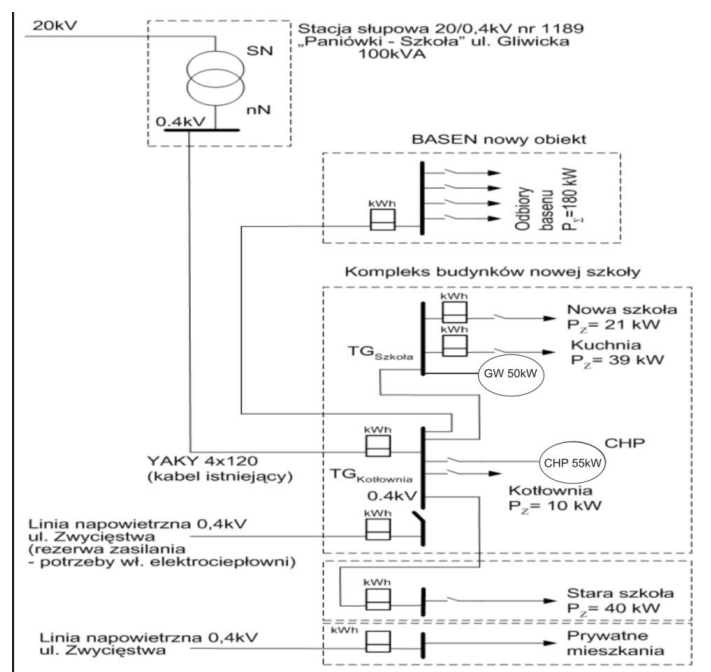


a) Krzywa dobowego zapotrzebowania na moc elektryczną pływalni „Wodnik” (kWe)

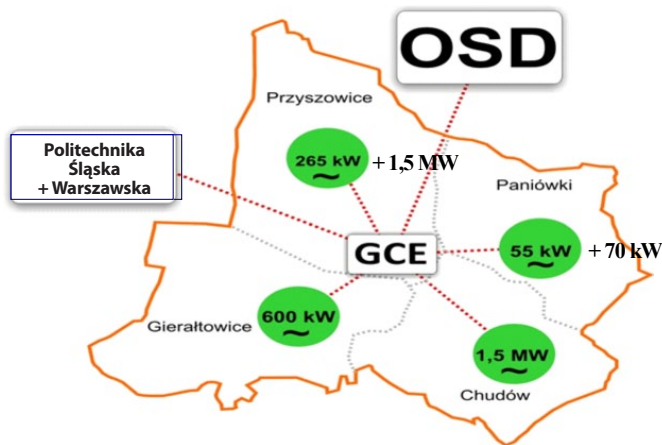


b) Krzywa dobowego zapotrzebowania na moc cieplną pływalni „Wodnik” (kWt)

Rys. 3. Krzywe dobowego zapotrzebowania na moc elektryczną i ciepłą krytej pływalni „Wodnik” w Gieratowicach



Rys. 4. Schemat zasilania minicentrum energetycznego w Paniówkach



Rys. 5. Docelowy układ pracy czterech minicentrów energetycznych w gminie Gierałtówice

Gmina Gierałtówice staje przed rozstrzygnięciami nie tylko natury technicznej. Dyskusji poddane zostaną również:

- zasady prowadzenia ruchu (np. w zakresie wydzielania do pracy wyspowej) i eksploatacji oddanych urządzeń
- zasady współpracy ruchowej i eksploatacyjnej pomiędzy gminą i służbami ruchowymi (techniczno-handlowymi) TAURON Dystrybucja SA lub TAURON Polska Energia SA
- wymagane zmiany organizacyjne struktury gminy pod kątem zapewnienia prawidłowej obsługi techniczno-ekonomicznej (handlowej) minicentrów energetycznych (służby eksploatacyjne, ruchowe, finansowe, pomiarowe, rozliczeniowe).

5. Podsumowanie

Mimo oznak spowolnienia gospodarczego inwestycje związane z GR będą atrakcyjne m.in. dla gminy Gierałtówice w perspektywie kilkunastu następnych lat. Inwestycje gminne są zgodne z ogólnokrajowymi tendencjami rozwoju GR i OZE (tab. 1–3), co znajduje odzwierciedlenie w budowie biogazowni oraz planach budowy generatorów wiatrowych i ogniw fotowoltaicznych. Docelowym poziomem mocy zainstalowanej w tego typu źródłach na terenie gminy Gierałtówice jest 2–3 MW.

Zauważalne na poziomie KSE problemy techniczne (wyczerpywanie się rezerwy operacyjnej, trudności w prognozowaniu poziomu generacji z GR i OZE) oraz ekonomiczne (koszty bilansowania GR i OZE ponoszone przez energetykę zawodową), stanowią podstawę do dyskusji o roli i miejscu GR i OZE w KSE

w kolejnych latach. Dyskusja powinna przebiegać dwukierunkowo z uwzględnieniem interesów energetyki zawodowej i obszaru GR (OZE).

W związku z tym wydaje się konieczne zajęcie się problematyką włączenia jednostek GR do scentralizowanego układu regulacji poprzez:

- stworzenie ogólnokrajowego systemu tzw. minicentrów energetycznych, które grupowałyby większą liczbę mikro- lub minijednostek wytwórczych GR i OZE
- stworzenie kilku, kilkunastu obszarów obejmujących kilka minicentrów energetycznych, np. na obszarze województwa, które mogłyby świadczyć usługi regulacyjne, pozyskiwane przez operatorów sieci (OSP lub OSD)
- wypracowanie zasad współpracy operatywnej pomiędzy służbami dyspozytorskimi operatorów sieci a służbami dyspozytorskimi i eksploatacyjnymi minicentrów energetycznych (gminnych)
- rozwój sieci Smart Grid w zakresie pomiarów, telemechaniki, telesterowania, scentralizowanych w jednym miejscu na poziomie centrum energetycznego skomunikowanego z centrami naukowymi, obsługującego obszar powiatu i województwa
- stałą współpracę obszarów energetyki zawodowej i GR (OZE) w ramach wspólnych projektów w celu wypracowywania zrównoważonego rozwoju GR i OZE, uwzględniającego bezpieczeństwo energetyczne Polski (KSE) oraz na poziomie lokalnym.

BIBLIOGRAFIA

1. Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030, 10.XI.2009 Monitor Polski w 2 z 2010r.
2. Bargiel J. i in., Bezpieczeństwo zasilania gmin wiejskich a bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, *Energetyka*, maj 2012, zeszyt tematyczny nr XXIII, s. 23–28.
3. Bargiel J. i in., Ocena i sposoby poprawy niezawodności zasilania gmin z sieci średnich napięć, Konferencja „Sieci”, Wrocław, 2012.
4. Urząd Regulacji Energetyki [online], <http://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa/html>
5. Raport Instytutu Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk [online], <http://www.inepan.waw.pl/pliki/raport/Raport.gospodarka.listopad.2012.pdf>
6. Bargiel J. i in., Components reliability parameters by mid-term deficit of electric energy, AFRICON, 2009.

Joachim Bargiel

tytuł naukowy: dr inż.

Politechnika Śląska | wójt gminy Gierałtowice

e-mail: wojt@gieraltowice.pl

Absolwent Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, wójt gminy Gierałtowice. Autor wielu referatów i artykułów z dziedziny niezawodności układów elektroenergetycznych, propagator e-gminy i rozproszonych źródeł energii.

Bogdan Mol

Mgr inż.

TAURON Polska Energia SA

e-mail: Bogdan.Mol@tauron-pe.pl

Związany zawodowo z elektroenergetyką przemysłową. Pracuje w TAURON Polska Energia SA. Jego główne zainteresowania naukowe to praca systemu dystrybucyjnego oraz ciągłość zasilania odbiorców.

Katarzyna Łuszcz

mgr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: Katarzyna.Luszcz@polsl.pl

Absolwentka Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej w Gliwicach (2010). Od października 2010 roku jest doktorantką kierunku elektrotechnika na swoim macierzystym wydziale. Zainteresowania naukowe: komputerowe metody modelowania układu elektroenergetycznego.

Paweł Sowa

Prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: pawel.sowa@polsl.pl

Absolwent Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Dziekan Wydziału Elektrycznego, dyrektor Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej. Specjalista w dziedzinie elektroenergetyki, modelowania układu elektroenergetycznego, elektromagnetycznych zjawisk przejściowych. Autor blisko 200 publikacji naukowych.

Importance of Distributed Generation in the National Power System Based on Community Gierałtów

Authors

Joachim Bargiel
Bogdan Mol
Katarzyna Łuszcz
Paweł Sowa

Keywords

distributed generation, mini centers energy, renewable energy sources

Abstract

This paper presents an analysis of the location capabilities of non-renewable energy sources (natural gas) as well as renewable energy (biogas, methane, solar and water) in a selected community. An assessment of energy supply end user – large load municipal communities are presented. Implementation plans of the energy mini centers in community Gierałtów are shown, which using biogas, methane from agricultural and wind, as well as the practical tests of working this mini centers. Problems that community Gierałtów met while working on the implementation of energy investments, the directions of the solutions and the prospect of further investment were discussed.

Szacowanie asymetrii napięć w sieci niskiego napięcia wprowadzanej przez jednofazową mikrogenerację

Autorzy

Marian Sobierajski
Wilhelm Rojewski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

mikrogeneracja, asymetria napięć, sieć niskiego napięcia

Streszczenie

Przyłączanie do sieci niskiego napięcia 1-fazowych mikrogeneratorów powoduje wzrost asymetrii napięcia, definiowanej jako stosunek wartości skutecznej składowej symetrycznej przeciwnej napięcia do składowej symetrycznej zgodnej. W artykule autorzy przedstawili model matematyczny, pozwalający wyznaczać współczynnik asymetrii napięć w sposób dokładny oraz przybliżony. Rozważania zilustrowano przykładem obliczeniowym.

1. Wprowadzenie

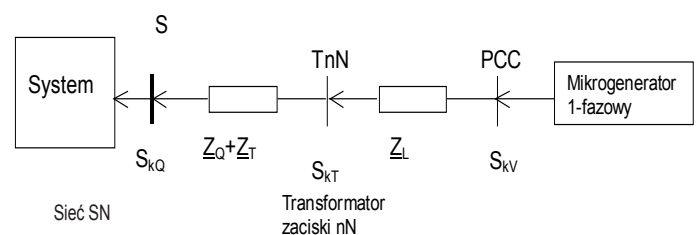
Od kilku lat obserwuje się na świecie szybki wzrost liczby 3- i 1-fazowych mikrogeneratorów, przyłączanych do sieci niskiego napięcia. Podobny rozwój jest oczekiwany w Polsce po wprowadzeniu w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii [1]. Mikrogeneratory 1-fazowe powodują w sieci asymetrię napięć, która jest charakteryzowana przez współczynnik asymetrii napięć, definiowany jako stosunek składowej symetrycznej przeciwnej do zgodnej w miejscu przyłączenia. Dopuszczalna wartość współczynnika asymetrii w sieci niskiego napięcia nie powinna przekroczyć 2% [2].

Rozpatrzmy mikrogenerator 1-fazowy przyłączony do stacji transformatorowej SN/nN za pomocą linii o impedancji Z_L (rys. 1). Impedancja linii może być włączona do impedancji źródła modelującego system. W rezultacie przyłączenie mikrogeneratora jest równoważne przyłączeniu do zewnętrznego systemu idealnego źródła prądowego przez impedancję

$$\underline{Z} = \underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L \quad (1)$$

gdzie: \underline{Z}_Q – impedancja zewnętrznej sieci średniego napięcia, \underline{Z}_T – impedancja transformatora SN/nN, \underline{Z}_L – impedancja linii łączącej mikrogenerator ze stacją transformatorową SN/nN.

W węźle PCC mikrogenerator wprowadza do wybranej fazy sieci nN moc czynną i bierną.



Rys. 1. Schemat ideowy przyłączenia mikrogeneratora 1-fazowego do systemu elektroenergetycznego

Węzeł TnN odpowiada zaciskom dolnego napięcia transformatora SN/nN i charakteryzuje go moc zwarcia S_{kT} . Węzeł S odpowiada zaciskom SN transformatora SN/nN i charakteryzuje go moc zwarcia S_{kQ} reprezentująca sieć zewnętrzną. Moc zwarcia w węźle PCC wynosi:

$$S_{kV} = \frac{U_{nN}^2}{|\underline{Z}_{QI} + \underline{Z}_{TI} + \underline{Z}_{LI}|} \quad (2)$$

gdzie: U_{nN} – znamionowe napięcie sieci niskiego napięcia, \underline{Z}_{QI} – impedancja systemu zewnętrznego dla składowej symetrycznej zgodnej, \underline{Z}_{TI} – impedancja transformatora dla składowej symetrycznej zgodnej, \underline{Z}_{LI} – impedancja linii dla składowej symetrycznej zgodnej.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że zastępcza impedancja Z we wzorze (1) ujmuje w sobie impedancję własną fazy L1 oraz impedancje wzajemne między fazami L1L2 i L1L3.

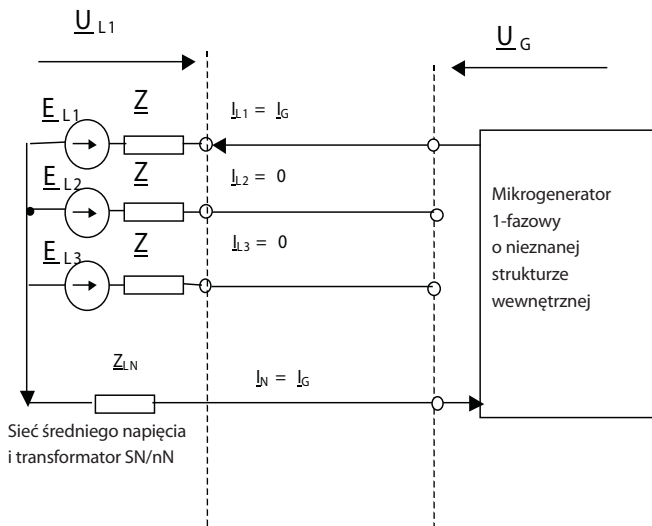
W praktyce impedancja zastępcza Z może być wyznaczona w oparciu o znane wartości impedancji dla składowej symetrycznej zgodnej, przeciwnej i zerowej.

Celem rozważań jest zbudowanie modelu matematycznego, opisującego układ elektroenergetyczny pokazany na rys. 1, pozwalającego na analityczne wyznaczenie napięć w węźle PCC dla składowej symetrycznej zgodnej i przeciwnej. Wyznaczone zależności analityczne są wykorzystane do wyprowadzenia wzorów pozwalających na obliczenia współczynnika asymetrii napięć w sposób dokładny i przybliżony.

2. Analiza obwodu elektrycznego z przyłączonym mikrogeneratorem

2.1. Schemat 3-fazowy układu elektroenergetycznego

Na rys. 2. pokazano obwód 3-fazowy modelujący system elektroenergetyczny z przyłączonym 1-fazowym mikrogeneratorem.



Rys. 2. Obwód modelujący układ elektroenergetyczny z przyłączonym mikrogeneratorem 1-fazowym

SEM E systemu wynika z warunków pracy całego systemu i może być traktowana jako SEM idealnego 3-fazowego źródła napięcia o wartości niezależnej od załączenia/wyłączenia mikrogeneratorka 1-fazowego. Praca systemu jest planowana i prowadzona przez operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) w taki sposób, że napięcia u odbiorcy są bliskie wartości znamionowej. Można zatem przyjąć, że SEM E jest równa napięciu znamionowemu sieci. Przyjmując, że wektor SEM w fazie $L1$ leży w osi liczb rzeczywistych, otrzymujemy:

$$\underline{E}_{L1} = E = U_{fn} = \frac{U_{nN}}{\sqrt{3}}, \quad \underline{E}_{L2} = a^2 E, \quad \underline{E}_{L3} = aE \quad (3)$$

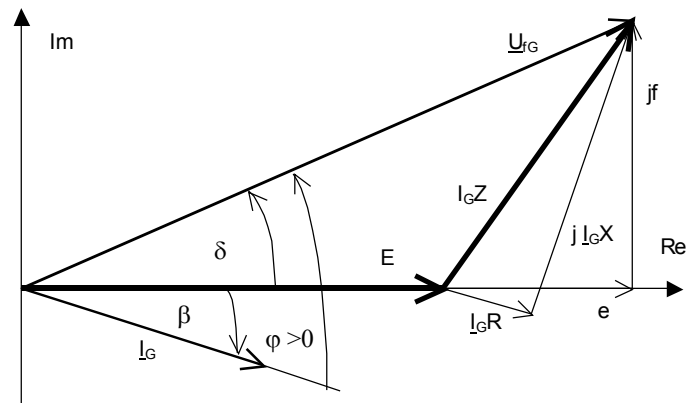
gdzie: $a = e^{j2\pi/3}$ – operator obrotu o kąt 120 st.

Mikrogeneratorem może być generator synchroniczny, asynchroniczny lub źródło prądu stałego, przyłączone do systemu

zewnętrznego poprzez przekształtnik DC-AC. Wektorem odniesienia dla wielkości elektrycznych charakteryzujących mikrogeneratorka jest SEM systemu zewnętrznego $\underline{E}_{L1} = E + j0$. Mikrogeneratorka o nieznannej strukturze może być traktowany jako idealne źródło prądu wprowadzające do sieci prąd I_G , który płynąc gałęzią o impedancji Z , powoduje zmianę modułu i argumentu wektorów napięć węzłowych w fazie $L1$ (rys. 3).

$$\underline{U}_{fG} = U_{fG} e^{j\delta}, \quad \underline{I}_G = I_G e^{j\beta}, \quad (4)$$

gdzie: β – kąt wektora prądu mikrogeneratorka, δ – kąt wektora napięcia na zaciskach mikrogeneratorka.



Rys. 3. Wykres napięć i prądu mikrogeneratorka przyłączonego do fazy $L1$ sieci nN i generującego moc czynną i moc bierną indukcyjną

Wykres na rys. 3. odpowiada wprowadzaniu do sieci mocy czynnej i biernej wytwarzanej przez mikrogeneratorka 1-fazowy. Prąd mikrogeneratorka jest przesunięty względem napięcia mikrogeneratorka o kąt φ dodatni, zerowy lub ujemny, zależnie od charakteru wytwarzanej mocy biernej. Moc zespolona mikrogeneratorka wynosi:

$$\underline{S}_G = \underline{U}_{fG} \underline{I}_G^* = U_{fG} I_G e^{j(\delta - \beta)} = U_{fG} I_G e^{j\varphi} \quad (5)$$

gdzie: $\varphi = \delta - \beta$ – kąt mocy mikrogeneratorka.

Moc czynną i bierną mikrogeneratorka wyrażają wzory:

$$P_G = U_{fG} I_G \cos \varphi, \quad Q_G = U_{fG} I_G \sin \varphi \quad (6)$$

Jeżeli kąt $\varphi = \varphi_{ind} > 0$, to mikrogeneratorka wytwarza moc bierną indukcyjną, czyli wysyła moc bierną do sieci nN . Moc bierna indukcyjna mikrogeneratorka jest dodatnia $Q_{Gind} > 0$.

Jeżeli kąt $\varphi = -\varphi_{poj} < 0$, to mikrogeneratorka wytwarza moc bierną pojemnościową, czyli pobiera moc bierną z sieci nN i wtedy moc bierna generatora jest ujemna $Q_{Gpoj} < 0$.

Zwykle uważa się, że mikrogeneratorka powinien wytwarzać moc czynną przy współczynniku mocy zawierającym się w przedziale $0,95_{poj} \leq \cos \varphi \leq 0,95_{ind}$, co odpowiada kątowi mocy w stopniach $-18,2 \leq \varphi \leq +18,2$.

2.2. Równania węzłowe rozptywu mocy. Wyznaczanie modułu i kąta napięcia generatora

Wielkościami zadanymi są moc czynna i bierna wytwarzana przez mikrogenerator. Szukane są moduł i kąt napięcia na zaciskach generatora. Najprościej można wyznaczyć napięcie mikrogeneratora, korzystając z równań węzłowych dla fazy $L1$ w jednostkach względnych przy napięciu bazowym U_b oraz impedancji bazowej Z_b .

$$U_b = E = U_{fn} = \frac{U_{nN}}{\sqrt{3}}, \quad Z_b = I \Omega \quad (7)$$

Bazowe napięcie i bazowa impedancja pozwalają wyznaczyć bazową moc:

$$S_b = \frac{E^2}{Z_b} = \frac{U_{nN}^2}{3} \quad (8)$$

Po wprowadzeniu jednostek względnych równania węzłowe rozptywu mocy mają następującą postać [3]:

$$P = G(e^2 + f^2) - Ge - Bf \quad (9a)$$

$$Q = -B(e^2 + f^2) + Be - Gf \quad (9b)$$

gdzie:

$$\underline{Y} = G + jB = \frac{Z_b}{Z} \quad \text{– admitancja gałęzi łączącej system}$$

z 1-fazowym mikrogeneratorem,

$$\underline{U}_{fG} = e + jf \quad \text{– napięcie mikrogeneratora}$$

$$\underline{S} = P + jQ = \left(\frac{P_G}{S_b} + j \frac{Q_G}{S_b} \right) \quad \text{– moc mikrogeneratora}$$

$$\underline{E}_{L1} = \frac{E}{U_b} = 1 + j0 \quad \text{– sem systemu.}$$

2.3. Wyznaczanie modułu i kąta napięcia generatora

Równania węzłowe (9a, 9b) są równaniami kwadratowymi, które w przypadku obwodu jednooczkowego mogą być rozwiązane analitycznie.

W celu wyznaczenia wartości składowej prostokątnej urojonej napięcia f dokonajmy kilku przekształceń. Najpierw pomnożmy równanie mocy czynnej (9a) przez B , a równanie mocy biernej (9b) przez G i następnie dodajmy je stronami. Wówczas, po prostych przekształceniach, otrzymujemy:

$$f = -(PB + QG) / Y^2 \quad (10)$$

gdzie: $Y^2 = G^2 + B^2$ – kwadrat modułu admittancji gałęzi łączącej mikrogenerator z sem systemu.

W celu wyznaczenia wartości składowej prostokątnej rzeczywistej e podzielmy równanie na moc czynną przez G i uporządkujmy względem malejącej potęgi:

$$e^2 - e - w_f = 0 \quad (11)$$

gdzie: $w_f = \frac{P}{G} - f^2 + \frac{B}{G} f$ – składnik wolny równania o wartości

wynikającej z wartości składowej f wyznaczonej ze wzoru (10).

Równanie (11) ma dwa rozwiązania, ale tylko rozwiązanie dodatnie ma znaczenie praktyczne

$$e = \frac{1 + \sqrt{1 + 4w_f}}{2} \quad (12)$$

Znając wartości składowych e, f można łatwo wyznaczyć wartość modułu i kąta napięcia na zaciskach mikrogeneratora. Moduł napięcia na zaciskach mikrogeneratora wynosi:

$$U_{fG} = \sqrt{e^2 + f^2} \quad (13)$$

Rozchył kątowy w radianach między sem systemu i napięciem generatora można wyznaczyć z odwrotnej funkcji tangensa:

$$\delta = \arctg\left(\frac{f}{e}\right) \quad (14)$$

W konsekwencji znane jest teraz zespolone napięcie na zaciskach mikrogeneratora 1-fazowego, co pozwala wyznaczyć prąd płynący w fazie $L1$, powodujący asymetrię napięć w sieci niskiego napięcia:

$$\underline{I}_{L1} = \underline{I}_G = \frac{S_G^*}{U_{fG}^*} = \frac{S_G e^{-j\varphi}}{U_{fG} e^{-j\delta}} = \frac{S_G}{U_{fG}} e^{j(\delta - \varphi)} = I_G e^{j\beta} \quad (15)$$

Warunkiem istnienia rozwiązania analitycznego równań węzłowych jest istnienie dodatniej wartości wyrażenia pod pierwiastkiem we wzorze (12):

$$1 + 4w_f = 1 + 4\left(\frac{P}{G} - f^2 + \frac{B}{G} f\right) \geq 0 \quad (16)$$

Ze względu na fakt, że moc generowana P jest dodatnia, a rozchyły kątowe napięć w sieci niskiego napięcia są bliskie zera (składowa prostokątna f ma wartość bliską zera), nierówność (16) jest w tym przypadku zawsze spełniona.

3. Asymetria napięć wprowadzana przez mikrogenerator

3.1. Składowa zgodna i przeciwna napięcia w układzie z 1-fazowym mikrogeneratorem

Wprowadzanie prądu tylko do jednej fazy powoduje powstanie asymetrii napięć w obwodzie 3-fazowym. Niesymetryczne stany pracy w układzie napięć $L1L2L3$ mogą być badane z wykorzystaniem składowych symetrycznych 012 [3].

Napięcia w stanie niesymetrycznym obwodu pokazanego na rys. 2 pochodzą od prądu I_{L1} , wprowadzanego do systemu przez 1-fazowy mikrogenerator. Wartość zespolona tego prądu została wyznaczona ze wzoru (15) po analitycznym rozwiązaniu równań węzłowych.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{E}_{L1} \\ \underline{E}_{L2} \\ \underline{E}_{L3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} K & L & M \\ M & K & L \\ L & M & K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{E}_{L1} + K\underline{I}_{L1} \\ \underline{E}_{L2} + M\underline{I}_{L1} \\ \underline{E}_{L3} + L\underline{I}_{L1} \end{bmatrix} \quad (17)$$

gdzie: K – impedancja własna źródła zastępującego system, L, M – impedancje wzajemne tego źródła.

Na ogół impedancje K, L, M są nieznanne, natomiast znane są wartości impedancji źródła dla składowej zgodnej \underline{Z}_1 , przeciwnej \underline{Z}_2 i zerowej \underline{Z}_0 . Macierz impedancji źródła w układzie 012 ma następującą postać [3]:

$$\underline{Z}_{012} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_2 \end{bmatrix} \quad (18a)$$

$$\underline{Z}_{012} = \begin{bmatrix} K+L+M & 0 & 0 \\ 0 & K+a^2L+aM & 0 \\ 0 & 0 & K+aL+a^2M \end{bmatrix} \quad (18b)$$

Jeżeli system zewnętrzny jest opisany przez impedancje dla składowej zgodnej, przeciwnej i zerowej, to można wyznaczyć impedancje tego źródła w układzie $L1L2L3$, dokonując przekształcenia odwrotnego:

$$\underline{Z} = \begin{bmatrix} K & L & M \\ M & K & L \\ L & M & K \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_2 \end{bmatrix} \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (19)$$

Po wymnożeniu wszystkich trzech macierzy otrzymujemy:

$$\underline{Z} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + a\underline{Z}_1 + a^2\underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + a^2\underline{Z}_1 + a\underline{Z}_2 \\ \underline{Z}_0 + a^2\underline{Z}_1 + a\underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + a\underline{Z}_1 + a^2\underline{Z}_2 \\ \underline{Z}_0 + a\underline{Z}_1 + a^2\underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + a^2\underline{Z}_1 + a\underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 \end{bmatrix} \quad (20)$$

W konsekwencji, między impedancjami w układzie $L1L2L3$ i impedancjami w układzie 012 istnieją następujące zależności:

$$K = (\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2) / 3 \quad (21a)$$

$$L = (\underline{Z}_0 + a\underline{Z}_1 + a^2\underline{Z}_2) / 3 \quad (21b)$$

$$M = (\underline{Z}_0 + a^2\underline{Z}_1 + a\underline{Z}_2) / 3 \quad (21c)$$

W praktycznych obliczeniach elektroenergetycznych przyjmuje się, że impedancja dla składowej zgodnej i przeciwnej są sobie równe $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$, co oznacza równość $L = M$. Impedancja dla składowej symetrycznej zerowej zależy od impedancji dla składowej zerowej transformatora i linii, gdyż zwykle uzwojenie SN transformatora SN/nN jest połączone w trójkąt. Z kolei impedancja dla składowej symetrycznej zerowej transformatora zależy od konstrukcji transformatora i może być mniejsza lub równa impedancji dla składowej zgodnej. Natomiast impedancja dla składowej symetrycznej zerowej linii zależy od liczby torów. W przypadku linii jednotorowych można przyjmować $R_0 = R_f + 3R_N$, gdzie R_f oznacza rezystancję przewodu fazowego, R_N – rezystancję przewodu neutralnego. Reaktancja takiej linii zawiera się w przedziale od $2,9X_1$ do $5X_1$ (zwykle przyjmuje się $3X_1$), gdzie X_1 oznacza reaktancję linii dla składowej symetrycznej zgodnej. W konsekwencji mamy:

$$K = (\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_1) / 3 = (\underline{Z}_0 + 2\underline{Z}_1) / 3 \quad (22)$$

$$L = (\underline{Z}_0 + a\underline{Z}_1 + a^2\underline{Z}_1) / 3 = (\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1) / 3 \quad (23)$$

$$M = (\underline{Z}_0 + a^2\underline{Z}_1 + a\underline{Z}_1) / 3 = (\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1) / 3 \quad (24)$$

$$K - M = \underline{Z}_1 \quad (25)$$

W rezultacie napięcia fazowe w układzie $L1L2L3$ w stanie niesymetrycznym wynoszą:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{E}_{L1} + K\underline{I}_{L1} \\ \underline{E}_{L2} + M\underline{I}_{L1} \\ \underline{E}_{L3} + L\underline{I}_{L1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E + K\underline{I}_{L1} \\ a^2E + M\underline{I}_{L1} \\ aE + M\underline{I}_{L1} \end{bmatrix} \quad (26)$$

Ze wzoru na składową zgodną napięcia fazowego mamy kolejno:

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{3} (\underline{U}_{L1} + a\underline{U}_{L2} + a^2\underline{U}_{L3}) \quad (27a)$$

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{3} (E + K\underline{I}_{L1} + a^3E + aM\underline{I}_{L1} + a^3E + a^2M\underline{I}_{L1}) \quad (27b)$$

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{3} (3E + \underline{I}_{L1} (K + aM + a^2M)) \quad (27c)$$

$$\underline{U}_1 = E + \frac{1}{3} \underline{I}_{L1} (K - M) \quad (27d)$$

$$\underline{U}_1 = E + \frac{1}{3} \underline{I}_{L1} \underline{Z}_1 \quad (27e)$$

Postępując podobnie, można wyznaczyć wzór na składową symetryczną przeciwną napięcia fazowego na zaciskach mikrogeneratora:

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{L1} + a^2 \underline{U}_{L2} + a \underline{U}_{L3}) \quad (28a)$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}(E + K \underline{I}_{L1} + a^4 E + a^2 M \underline{I}_{L1} + a^2 E + a M \underline{I}_{L1}) \quad (28b)$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}(0E + \underline{I}_{L1}(K + aM + a^2 M)) \quad (28c)$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3} \underline{I}_{L1}(K - M) \quad (28d)$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3} \underline{I}_{L1} \underline{Z}_1 \quad (28e)$$

3.2. Współczynnik asymetrii napięć wynikający z przyłączenia do sieci niskiego napięcia 1-fazowego mikrogenerators

Asymetrię napięć charakteryzuje się współczynnikiem asymetrii w_{as} otrzymanym z podzielenia wartości skutecznej składowej przeciwnej i zgodnej napięcia:

$$w_{as} = \left| \frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} \right| = \left| \frac{\underline{Z}_1 \underline{I}_G}{3E + \underline{Z}_1 \underline{I}_G} \right| \quad (29)$$

Przykład 1

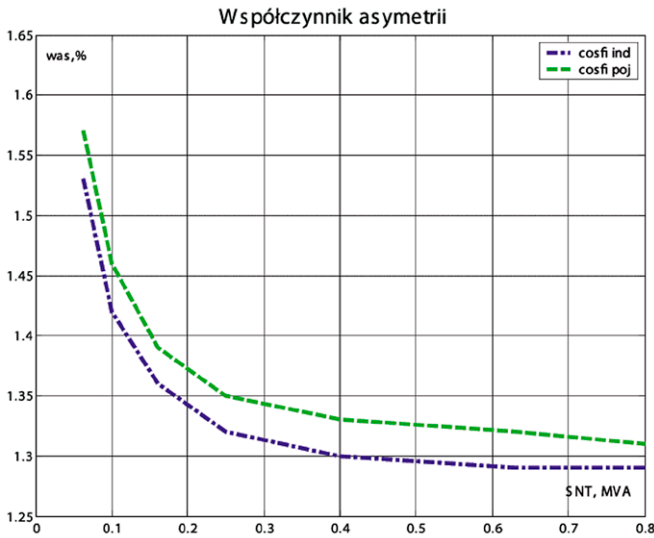
Należy wyznaczyć współczynnik asymetrii napięć w układzie pokazanym na rys. 1. Moc zwarciova w sieci 20 kV wynosi 100 MVA, trójkolumnowy transformator 22/0,42 kV ma moc w przedziale 63–800 kVA, długość linii 0,4 kV o przekroju 35 mm² i stosunku reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do zgodnej $X_0/X_1=3$ zmienia się od 100 m do 1 km. Rozważa się przyłączenie mikrogenerators 1-fazowego o mocy znamionowej 4,6 kVA.

S_{NT} kVA	R_{Q1} Ω	X_{Q1} Ω	R_{L1} Ω	X_{L1} Ω	R_{T1} Ω	X_{T1} Ω	R Ω	X Ω	U_{ind} pu	U_{poj} pu	w_{asind} %	w_{aspoj} %
63	0,0002	0,0018	0,43	0,209	0,0556	0,1131	0,9123	0,4594	1,0806	1,0573	1,57	1,57
100	0,0002	0,0018	0,43	0,209	0,0300	0,0735	0,8883	0,4208	1,0780	1,0566	1,46	1,46
160	0,0002	0,0018	0,43	0,209	0,0165	0,0468	0,8757	0,3948	1,0765	1,0564	1,39	1,39
250	0,0002	0,0018	0,43	0,209	0,0090	0,0304	0,8686	0,3790	1,0756	1,0564	1,35	1,35
400	0,0002	0,0018	0,43	0,209	0,0053	0,0191	0,8651	0,3680	1,0751	1,0564	1,33	1,33
630	0,0002	0,0018	0,43	0,209	0,0028	0,0166	0,8627	0,3655	1,0749	1,0563	1,32	1,32
800	0,0002	0,0018	0,43	0,209	0,0023	0,0130	0,8623	0,3621	1,0748	1,0564	1,31	1,31

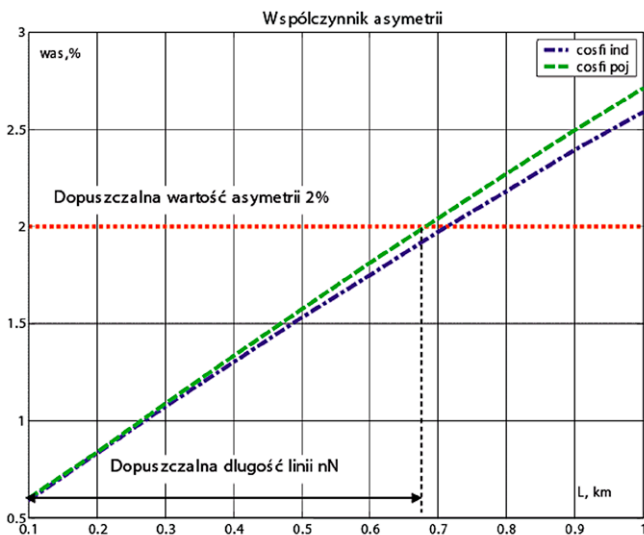
Tab. 1. Napięcia i współczynniki asymetrii przy zmianie mocy znamionowej transformatora SN/nN od 63 do 800 kVA i stałej długości linii, wynoszącej 500 m

Lp	L	S_{NT}	R_{Q1}	X_{Q1}	R_{L1}	X_{L1}	R_{T1}	X_{T1}	R	X	U_{ind}	U_{poj}	w_{asind}	w_{aspoj}
-	m	kVA	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω	pu	pu	%	%
1	100	63	0,0002	0,0018	0,0860	0,0418	0,0556	0,1131	0,2243	0,1807	1,0227	1,0131	0,59	0,60
2	200	63	0,0002	0,0018	0,1720	0,0836	0,0556	0,1131	0,3963	0,2504	1,0377	1,0246	0,83	0,84
3	300	63	0,0002	0,0018	0,2580	0,1254	0,0556	0,1131	0,5683	0,3201	1,0524	1,0358	1,07	1,09
4	400	63	0,0002	0,0018	0,3440	0,1672	0,0556	0,1131	0,7403	0,3897	1,0666	1,0467	1,30	1,33
5	500	63	0,0002	0,0018	0,4300	0,2090	0,0556	0,1131	0,9123	0,4594	1,0806	1,0573	1,53	1,57
6	600	63	0,0002	0,0018	0,5160	0,2508	0,0556	0,1131	1,0843	0,5291	1,0941	1,0676	1,75	1,81
7	700	63	0,0002	0,0018	0,6020	0,2926	0,0556	0,1131	1,2563	0,5987	1,1074	1,0776	1,97	2,04
8	800	63	0,0002	0,0018	0,6880	0,3344	0,0556	0,1131	1,4283	0,6684	1,1204	1,0874	2,18	2,27
9	900	63	0,0002	0,0018	0,7740	0,3762	0,0556	0,1131	1,6003	0,7381	1,1331	1,0969	2,39	2,49
10	1000	63	0,0002	0,0018	0,8600	0,4180	0,0556	0,1131	1,7723	0,8077	1,1456	1,1063	2,59	2,71

Tab. 2. Napięcia i współczynniki asymetrii przy mocy znamionowej transformatora 63 kVA oraz rosnącej długości linii do 1 km



Rys. 4. Zmiana współczynnika asymetrii napięć wraz ze wzrostem mocy znamionowej transformatora SN/nN



Rys. 5. Zmiana współczynnika asymetrii napięć wraz ze wzrostem długości linii niskiego napięcia

Wyniki obliczeń, odpowiadające długości linii 500 m oraz rosnącej mocy znamionowej transformatorów, pokazano w tab. 1 oraz na rys. 4. Symbole U_{ind} , U_{poj} oznaczają moduły napięcia przy indukcyjnym oraz pojemnościowym współczynnikiem mocy. Widać, że przyłączenie 1-fazowego mikrogeneratora o mocy 4,6 kVA za pomocą linii o długości mniejszej od 500 m nie powoduje przekroczenia dopuszczalnej 2-proc. asymetrii napięć, niezależnie od znamionowej mocy transformatora SN/nN. Ponadto, ze wzrostem mocy znamionowej transformatora współczynnik asymetrii napięć maleje.

Wyniki obliczeń odpowiadające transformatorowi 63 kVA i rosnącej długości linii od 100 m do 1 km pokazano w tab. 2 oraz na rys. 5. Na rys. 5 umieszczono linię poziomą, odpowiadającą dopuszczalnej 2% asymetrii napięcia. Dla warunków współpracy 1-fazowego mikrogeneratorsa z siecią nN przyjętych w przykładzie obliczeniowym długość linii powinna być mniejsza

od 700 m. Likwidacja przekroczenia dopuszczalnej 2% asymetrii napięcia wymagać będzie przyjęcia transformatora SN/nN o większej mocy i powtarzania analizy aż do osiągnięcia asymetrii napięcia mniejszej od 2%.

4. Szacowanie dopuszczalnej mocy 1-fazowego mikrogeneratorsa

4.1. Szacowanie współczynnika asymetrii na podstawie mocy zwarciowej

Odwrotność współczynnika asymetrii napięć dana jest następującym wzorem:

$$m = \frac{I}{w_{as}} = \left| \frac{3E + \underline{Z}_I \underline{I}_G}{\underline{Z}_I \underline{I}_G} \right| = \left| \frac{3E}{\underline{Z}_I \underline{I}_G} + 1 \right| \quad (30)$$

Impedancja dla składowej symetrycznej zgodnej może być wyrażona za pomocą mocy zwarciowej S_{kV} w punkcie przyłączenia mikrogeneratorsa PCC:

$$\underline{Z}_I = Z_I e^{j\psi} = \frac{U_{nN}^2}{S_{kV}} e^{j\psi} = \frac{3U_{fn}^2}{S_{kV}} e^{j\psi} \quad (31)$$

Jeżeli moduł prądu generatorsa I_G jest równy prądowi znamionowemu, to prąd wprowadzany do sieci może być wyrażony za pomocą mocy znamionowej 1-fazowego mikrogeneratorsa:

$$\underline{I}_{L1} = \underline{I}_G = I_G e^{j\beta} = \frac{U_{fn}}{Z_{nG}} e^{j\beta} \quad (32)$$

Zmienna zespolona \underline{m} , jej moduł jest równy odwrotności współczynnika asymetrii (30), może być przedstawiona w postaci wykładniczej. Kolejne przekształcenia zależności (30) prowadzą do następujących wzorów:

$$\underline{m} = \frac{3U_{fn}}{Z_I e^{j\psi} I_G e^{j\beta}} + 1 = \frac{3U_{fn}}{Z_I I_G e^{j(\psi+\beta)}} + 1 \quad (33a)$$

$$\underline{m} = \frac{3U_{fn}}{Z_I I_G} e^{-j(\psi+\beta)} + 1 = \frac{3U_{fn}}{Z_I \frac{S_{nG}}{U_{fn}}} e^{-j(\psi+\beta)} + 1 \quad (33b)$$

$$\underline{m} = \frac{S_{kV}}{S_{nG}} e^{-j(\psi+\beta)} + 1 = r_{sce} e^{-j(\psi+\beta)} + 1 \quad (33c)$$

gdzie: $r_{sce} = \frac{S_{kV}}{S_{nG}}$ – współczynnik zwarciowy w punkcie PCC.

W celu wyznaczenia modułu m zmiennej zespolonej \underline{m} można wykorzystać postać trygonometryczną liczby zespolonej:

$$\underline{m} = I + r_{sce} \cos(-\psi - \beta) + jr_{sce} \sin(-\psi - \beta) \quad (34a)$$

$$\underline{m} = I + r_{sce} \cos(\psi + \delta - \varphi) - jr_{sce} \sin(\psi + \delta - \varphi) \quad (34b)$$

Moduł zmiennej zespolonej \underline{m} wynosi

$$m = \sqrt{I + 2r_{sce} \cos(\psi + \delta - \varphi) + r_{sce}^2} \quad (35)$$

W sieci niskiego napięcia przesunięcie kątowe między wektorami napięć jest bliskie zera, wobec tego w przybliżeniu osiągamy:

$$m \approx \sqrt{I + 2r_{sce} \cos(\psi - \varphi) + r_{sce}^2} \quad (36)$$

Z zależności (35) wynika, że do przybliżonej analizy asymetrii napięć konieczna jest jedynie znajomość zespolonej impedancji zwarciowej dla składowej symetrycznej zgodnej w punkcie przyłączenia mikrogeneracji do sieci niskiego napięcia. Znajomość zespolonej impedancji zwarciowej pozwala wyznaczyć jej kąt ψ , moc zwarciową S_{kV} oraz współczynnik zwarciowy r_{sce} .

Następnie zauważmy, że maksymalna wartość funkcji cosinus nie przekracza jedności. Zatem maksymalna wartość współczynnika m wynosi w przybliżeniu:

$$m \approx I + r_{sce} \quad (37)$$

Z przybliżonej zależności (37) wynika przybliżony wzór na szacowanie współczynnika asymetrii napięć w funkcji współczynnika zwarciowego w miejscu PCC:

$$w_{as} \approx \frac{I}{I + r_{sce}} \quad (38)$$

4.2. Szacowanie dopuszczalnej mocy 1-fazowego mikrogeneratora w oparciu o dopuszczalną asymetrię napięć

Współczynnik asymetrii powinien być mniejszy od wartości dopuszczalnej, która dla sieci niskiego napięcia wynosi 0,02 (2%):

$$w_{as} \leq w_{asdop} \quad (39a)$$

$$w_{asdop} \geq \frac{I}{I + \frac{S_{kV}}{S_{nGdop}}} \quad (39b)$$

$$w_{asdop} + \frac{w_{asdop} S_{kV}}{S_{nGdop}} \geq I \quad (39c)$$

$$w_{asdop} S_{kV} \geq S_{nGdop} (I - w_{asdop}) \quad (39d)$$

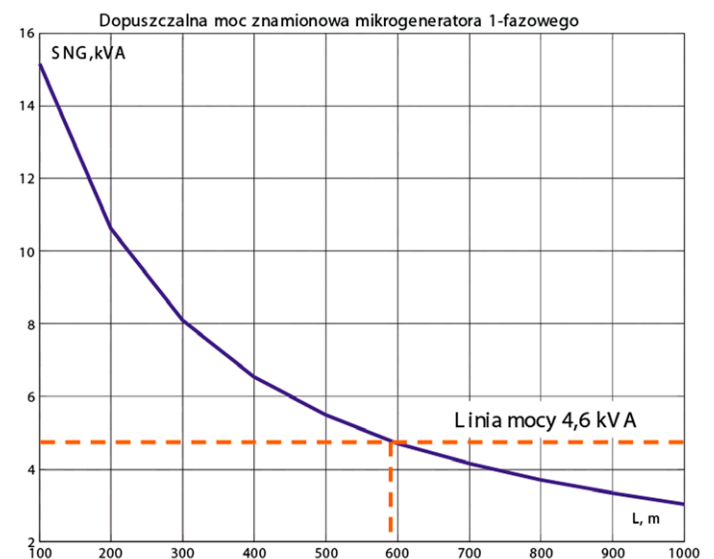
W rezultacie otrzymujemy przybliżony wzór pozwalający wyznaczyć dopuszczalną moc znamionową 1-fazowego mikrogeneratora ze względu na dopuszczalną asymetrię napięć:

$$S_{nGdop} \leq \frac{w_{asdop} S_{kV}}{I - w_{asdop}} \quad (40)$$

Przykład 2

Należy oszacować dopuszczalną moc 1-fazowego mikrogeneratora w układzie pokazanym na rys. 1 dla danych przyjętych w przykładzie 1.

Wyniki szacowania mocy mikrogeneratora dla transformatora 63 kVA i rosnącej długości linii od 100 m do 1 km pokazano w tab. 3 oraz na rys. 6. Widać, że im krótsza linia, tym większa jest dopuszczalna moc 1-fazowego mikrogeneratora. Dla linii o długości powyżej 600 m dopuszczalna moc jest mniejsza od 4,6 kVA. Z dokładnych obliczeń w Przykładzie 1 wynika, że przyłączenie mikrogeneratora 1-fazowego o mocy 4,6 kVA możliwe jest przy linii o długości ok. 700 m. Oznacza to, że przybliżone obliczenia są pesymistyczne i zawierają w sobie margines decyzyjny.



Rys. 6. Zmiana dopuszczalnej mocy 1-fazowego mikrogeneratora wraz ze wzrostem długości linii niskiego napięcia

5. Uwagi końcowe

W artykule przedstawiono model matematyczny pozwalający wyznaczyć analitycznie asymetrię napięć, wprowadzaną do sieci niskiego napięcia przez 1-fazowy mikrogeneratore. Podano również sposób szacowania dopuszczalnej mocy 1-fazowego mikrogeneratora ze względu na dopuszczalną wartość współczynnika asymetrii napięć. Rozważania zilustrowano przykładami obliczeniowymi.

Lp	L	S _{NT}	R _{Q1}	X _{Q1}	R _{L1}	X _{L1}	R _{T1}	X _{T1}	R ₁	X ₁	U _{ind}	S _{kV}	W _{as}	S _{nGdop}
-	m	kVA	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω	pu	kVA	%	kVA
1	100	63	0,0002	0,0018	0,0860	0,0418	0,0556	0,1131	0,1417	0,1566	1,0164	757	0,64	15,1
2	200	63	0,0002	0,0018	0,1720	0,0836	0,0556	0,1131	0,2277	0,1984	1,0246	530	0,91	10,6
3	300	63	0,0002	0,0018	0,2580	0,1254	0,0556	0,1131	0,3137	0,2402	1,0327	405	1,18	8,1
4	400	63	0,0002	0,0018	0,3440	0,1672	0,0556	0,1131	0,3997	0,2820	1,0407	327	1,46	6,5
5	500	63	0,0002	0,0018	0,4300	0,2090	0,0556	0,1131	0,4857	0,3238	1,0486	274	1,74	5,5
6	600	63	0,0002	0,0018	0,5160	0,2508	0,0556	0,1131	0,5717	0,3656	1,0564	236	2,01	4,7
7	700	63	0,0002	0,0018	0,6020	0,2926	0,0556	0,1131	0,6577	0,4074	1,0640	207	2,29	4,1
8	800	63	0,0002	0,0018	0,6880	0,3344	0,0556	0,1131	0,7437	0,4492	1,0716	184	2,56	3,7
9	900	63	0,0002	0,0018	0,7740	0,3762	0,0556	0,1131	0,8297	0,4910	1,0791	166	2,84	3,3
10	1000	63	0,0002	0,0018	0,8600	0,4180	0,0556	0,1131	0,9157	0,5328	1,0864	151	3,11	3,0

Tab. 3. Dopuszczalna znamionowa moc 1-fazowego mikrogeneratora oszacowana na podstawie mocy zwarciowej w punkcie PCC

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa o odnawialnych źródłach energii, projekt z 9 października 2012 roku, dostępny na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki,
2. http://www.ieo.pl/dokumenty/ustawaoze/dokument51290_ustawa_oze.pdf
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
4. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, Warszawa 1996, s. 122, 244.

Marian Sobierajski

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: marian.sobierajski@pwr.wroc.pl

Profesor zwyczajny Politechniki Wrocławskiej. Zajmuje się problemami naukowymi związanymi z planowaniem i sterowaniem systemów elektroenergetycznych. Jego prace dotyczą głównie probabilistycznych rozptyłów mocy, stabilności napięciowej i jakości energii elektrycznej. Ostatnie badania związane są z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi oraz współpracą małych elektrowni z systemem elektroenergetycznym.

Wilhelm Rojewski

dr inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.wroc.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej (1973). Uzyskał tytuł doktora nauk technicznych na macierzystej uczelni (1977). Pracuje na stanowisku adiunkta. Zajmuje się elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową, sterowaniem i regulacją w systemie elektroenergetycznym oraz warunkami współpracy rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym.

Estimating Voltage Asymmetry Making by One Phase Microgenerator in Low Voltage Network

Authors

Marian Sobierajski

Wilhelm Rojewski

Keywords

microgeneration, voltage asymmetry, low voltage network

Abstract

Connection of one phase microgenerator to the low voltage network makes the increase of voltage asymmetry. The voltage asymmetry is defined as the quotient of negative and positive voltage components. The mathematical background of exact and rough computation of the asymmetry quotient are presented in the paper. Considerations are illustrated by simple examples.



www.actaenergetica.org

Energoelektroniczne moduły funkcjonalne dla realizacji inteligentnych transformatorów dystrybucyjnych SN/nn dla sieci Smart Grid

Autor

Marek Adamowicz

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

inteligentne sieci energetyczne, transformator dystrybucyjny, energoelektronika

Streszczenie

Przy coraz większym zaangażowaniu aktywnych odbiorców w działania mające na celu poprawę efektywności wykorzystania energii oraz wzroście zainteresowania wytwarzaniem energii z odnawialnych źródeł konieczne staje się opracowanie rozwiązań technologicznych, które umożliwią operatorom sieci dystrybucyjnych rozwój nowych usług i funkcjonalności. W odróżnieniu od konwencjonalnych transformatorów, inteligentne transformatory dystrybucyjne, będące w fazie opracowań, wykorzystują w swej budowie szybkie przyrządy półprzewodnikowe dużej mocy i obwody magnetyczne wysokiej częstotliwości, zapewniając sterowanie dwukierunkowym przepływem energii oraz płynną regulację parametrów napięcia sieci. Z założenia inteligentne transformatory dystrybucyjne charakteryzują się budową modułową. W artykule autor omówił podstawowe energoelektroniczne moduły funkcjonalne, z których realizowane są inteligentne transformatory dystrybucyjne, oraz przedstawił wyniki badań prowadzonych na Politechnice Gdańskiej nad budową modelu inteligentnego transformatora.

1. Wstęp

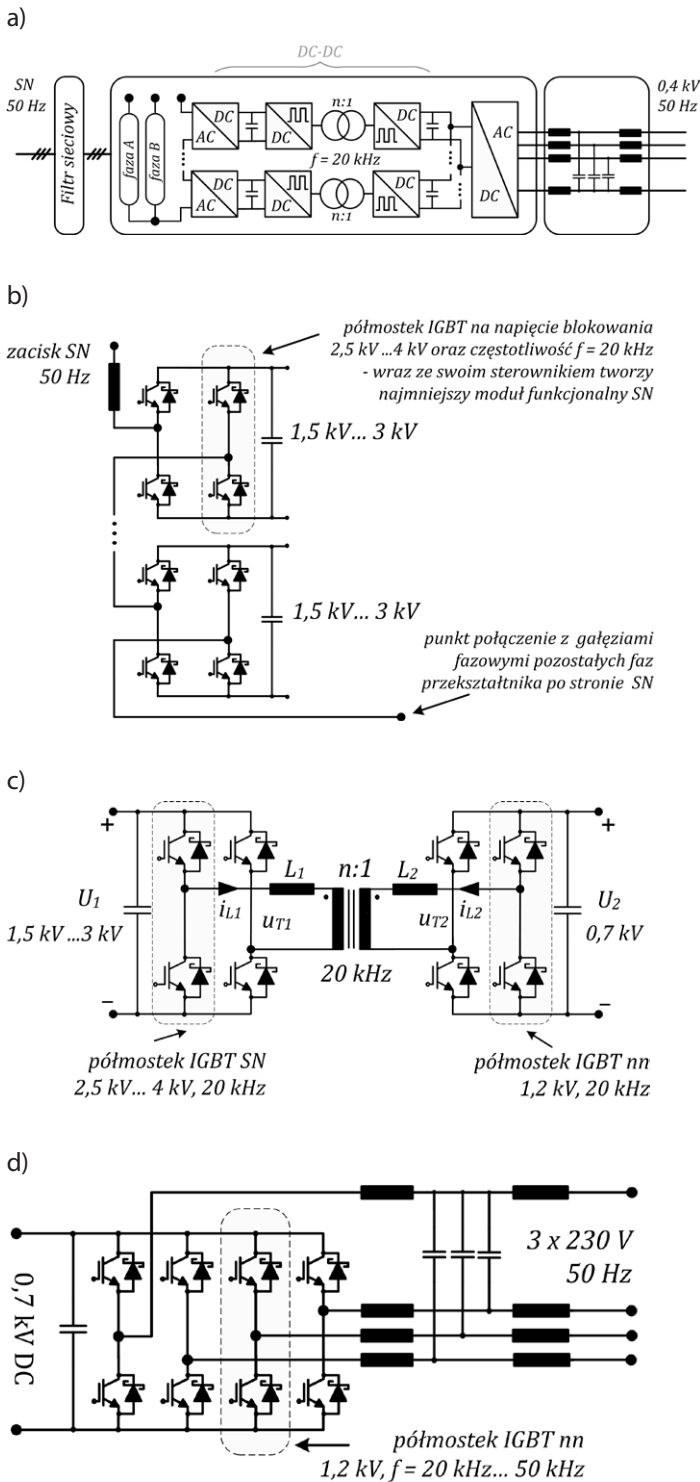
W ostatnich latach jednym z najnowocześniejszych kierunków rozwoju elektrotechniki stała się energoelektronika [1]. Skalę rozwoju tej dziedziny nauki i techniki, nazywanej inaczej elektroniką wielkich mocy oraz cyfrowym przetwarzaniem energii (ang. *power processing*), można porównać jedynie z burzliwym rozwojem technologii komputerowej w końcu lat 90. ubiegłego wieku, kontynuowanym w minionej dekadzie.

Wśród głównych przyczyn tak szybkiego rozwoju urządzeń energoelektronicznych można wskazać trzy podstawowe:

- rosnące zapotrzebowanie ze strony przemysłu i energetyki [2, 3]
- rosnący poziom rozwoju technologii materiałów półprzewodnikowych oraz magnetycznych [4–8]
- rozwój technologii mikroprocesorowej, zwłaszcza opracowanie szybkich procesorów sygnałowych oraz nowych topologii i metod sterowania przyrządami i układami półprzewodnikowymi [9, 10].

Rosnące zapotrzebowanie na układy energoelektroniczne wynika również z coraz większego zaangażowania aktywnych odbiorców energii, zarówno dużych przedsiębiorstw, jak i małych odbiorców, prosumentów, przede wszystkim w działania mające na celu poprawę efektywności wykorzystania energii. Wpływ ma również nieustanny wzrost zainteresowania wytwarzaniem energii z odnawialnych źródeł (OZE).

W inteligentnych sieciach energetycznych (ang. *Smart Grid*) dzięki zastosowaniu urządzeń energoelektronicznych układy OZE, a także współpracujące z siecią systemy ładowania pojazdów elektrycznych V2G (ang. *vehicle to grid*) mogą stać się nowymi elementami systemu sterowania poziomami napięć i rozpięciem mocy biernej. Przedstawiony na rys. 1 inteligentny transformator dystrybucyjny SN/nn o budowie modułowej [9, 11] jest przykładem interfejsu energoelektronicznego o niespotykanej dotąd w konwencjonalnych transformatorach możliwości sterowania przepływem mocy oraz płynnej regulacji parametrów napięcia sieci.



Rys. 1. Inteligentny transformator dystrybucyjny SN/nn: schemat (a), gałąź fazowa AC-DC po stronie SN złożona z połączonych szeregowo mostków tranzystorowych (b), stopień pośredni DC-DC z transformatorem wysokiej częstotliwości dołączany z jednej strony do każdego mostka gałęzi fazowej SN a z drugiej połączony ze wspólnym przekształtnikiem DC-AC po stronie nn (c), przekształtnik DC-AC po stronie nn (d)

Przedstawione schematycznie na rys. 1a rozwiązanie inteligentnego transformatora dystrybucyjnego SN/nn, o budowie modułowej i trójstopniowej strukturze pokazanej w szczególności na rys. 1b–1d, jest zorientowane zwłaszcza na

przyłączanie prosumentów oraz właścicieli układów OZE [3]. Udokumentowany na rys. 1b wielopoziomowy, 3-fazowy przekształtnik AC-DC składa się w każdej fazie z połączonych kaskadowo mostków tranzystorowych typu H i pozwala na kształtowanie sinusoidalnego napięcia po stronie SN, przy stosunkowo niewielkich rozmiarach filtra pasywnego. Pokazany na rys. 1c przekształtnik DC-DC stopnia pośredniego, służy do połączenia każdego z mostków tranzystorowych H po stronie SN ze wspólnym obwodem pośredniczącym przekształtnika sieciowego DC-AC po stronie nn. Izolowany przekształtnik DC-DC (ang. *dual active bridge*, DAB), zawierający dwa mostki tranzystorowe typu H oraz transformator wysokiej częstotliwości, stanowi kluczowy element inteligentnego transformatora dystrybucyjnego. Odpowiednio sterowany zapewnia izolację galwaniczną pomiędzy stronami SN i nn, transformację napięcia oraz możliwość sterowania przepływem energii w dwóch kierunkach. Ta ostatnia właściwość jest spełnieniem podstawowego wymogu stawianego aktywnym sieciom dystrybucyjnym. Zastosowanie wysokiej częstotliwości przełączania tranzystorów przekształtnika DC-DC pozwala na uzyskanie małych rozmiarów rdzeni transformatorowych i powiązanych elementów magnetycznych. Stopnie aktywne AC-DC po stronie SN oraz DC-AC po stronie nn, dzięki magazynom energii w postaci kondensatorów w obwodach pośredniczących, dają możliwość kompensacji mocy biernej oraz płynnej regulacji parametrów napięcia zarówno w przypadku zmian obciążenia w szerokim zakresie, jak i w przypadku zmian mocy generowanej przez przyłączane źródła OZE. Dzięki zastosowaniu sterowanych układów energoelektronicznych inteligentny transformator dystrybucyjny SN/nn może być zatem wykorzystany jako podstawowy element wykonawczy w procesie kontroli i sterowania mocą czynną oraz bierną w systemach generacji rozproszonej. Inteligentny transformator dystrybucyjny zapewnia jednocześnie ochronę przyłączanych odbiorów i źródeł OZE przed występującymi w sieci zakłóceniami, zwłaszcza krótkotrwałymi, głębokimi zapadami napięcia.

2. Podstawowe topologie modułów funkcjonalnych

2.1. Koncepcja budowy modułowej przekształtników energoelektronicznych

Podstawowymi wymogami stawianymi urządzeniom energoelektronicznym, proponowanym do nowych zastosowań w energetyce, są: niezawodność działania oraz wysoka sprawność przekształcania energii. Otwartym problemem staje się również konieczność unifikacji i standaryzacji nowych urządzeń, które miałyby być instalowane w aktywnych sieciach energetycznych przy występowaniu ogromnego zróżnicowania poziomów napięć czy poziomów generowanej mocy czynnej i biernej. Dotyczy to nie tylko przyłączanych układów OZE, a także nieprzewidywanego zakresu zmian mocy odbiorów o dwukierunkowym przepływie energii, m.in. stacji ładowania V2G. Rozwiązaniem może być zastosowanie koncepcji budowy urządzeń o różnych mocach i poziomach napięć z ujednoliconych energoelektronicznych modułów funkcjonalnych (ang. *Power Electronics Building Blocks*, PEBB) [12, 13]. Takie podejście wymaga jednak wnikliwej

analizy i rozpatrzenia szeregu aspektów dotyczących wymagań, funkcjonalności i aktualnego stanu technologii.

Jednym z aspektów technologicznych, związanych z budową inteligentnych transformatorów dystrybucyjnych, jest zapewnienie odpowiednio wysokiej częstotliwości przełączania przyrządów półprzewodnikowych, umożliwiającej zastosowanie nowoczesnych materiałów magnetycznych o małych rozmiarach rdzeni, oraz odpowiednio wysokiej sprawności procesu transformacji napięcia. Postęp w technologii półprzewodnikowej opartej na krzemie (Si) pozwala obecnie na stosowanie dostępnych na rynku szybkich tranzystorów IGBT, np. typu NPT IGBT, o napięciach blokowania do 4 kV oraz częstotliwości przełączania 20 kHz i większej [7]. Z kolei dostępne na rynku wysokosprawne przyrządy półprzewodnikowe z nowego materiału półprzewodnikowego – węgla krzemu (SiC), o znacznie lepszych parametrach niż krzem, są obecnie dostępne na napięcia blokowania do 1,7 kV. Opracowanie urządzeń energoelektronicznych dla nowych zastosowań w energetyce wiąże się również z doбором systemów i układów sterowania, układów komunikacji, materiałów izolacyjnych oraz elementów pasywnych, zwłaszcza kondensatorów na wysokie napięcia, zdolnych do pracy z szybkozmiennymi prądami o dużej amplitudzie.

Próby unifikacji i ujednoczonego opisu funkcjonalności energoelektronicznych modułów funkcjonalnych zostały podjęte m.in. w pracach [12–15]. Energoelektroniczny moduł funkcjonalny integruje w swojej strukturze:

- przyrządy półprzewodnikowe mocy
- elementy bierne, m.in. kondensatory i filtry
- elementy magnetyczne, m.in. transformatory wysokiej częstotliwości i dławiki
- układy sterowania bramkowego
- karty z procesorami sygnałowymi, procesorami ARM
- elektroniczne układy interfejsów
- układy pomiarowe
- układy komunikacyjne
- pozostałe układy w zależności od zaprojektowanej funkcjonalności.

Poszczególne podsystemy energoelektronicznego modułu funkcjonalnego, wykonanego z przyrządami półprzewodnikowymi mocy, wytworzonymi z krzemu, można pogrupować pod kątem wymagań dotyczących sterowania, dynamiki zmian sygnałów oraz wymaganej funkcjonalności w pięć oddzielnych grup, wraz z odpowiadającymi im warstwami sterowania i kontroli [13–15]:

- **warstwa systemowa** – jej funkcje są ściśle związane z przeznaczeniem energoelektronicznego modułu funkcjonalnego, w jakim systemie będzie pracował bądź w skład jakiego urządzenia będzie wchodził. Odpowiada za wolnozmiennie procesy o czasach trwania stanów przejściowych powyżej 10 ms (półokres napięcia sieci). W przypadku inteligentnego transformatora dystrybucyjnego SN/nn są to: proces transformacji napięcia sieci dystrybucyjnej SN do poziomu w punkcie przyłączenia prosumenta bądź układu OZE, poprawa jakości napięcia po stronie SN oraz opcjonalnie zarządzanie układami zewnętrznymi przyłączonymi do szyny DC (zasobniki, OZE, V2G)

- **warstwa sterowania nadrzędnego** – odpowiada za procesy o czasach trwania rzędu od 1 ms do 1 s. W odniesieniu do inteligentnego transformatora dystrybucyjnego będą to m.in.: regulacja amplitudy i częstotliwości napięcia 3-fazowego (po stronie SN oraz nn), symetryzacja napięcia (po stronie SN oraz nn), kompensacja mocy biernej (po stronie SN), kompensacja bądź aktywna filtracja wyższych harmonicznych sieci (po stronie SN), a także opcjonalnie zarządzanie zasobnikiem energii
- **warstwa sterowania przekształcaniem napięcia** – odpowiada za procesy o czasach trwania $\approx 10 \mu\text{s} - 1 \text{ms}$. Dolna granica okresu czasu jest związana z szybkością procesora sterującego, w tym przede wszystkim czasem wykonania programu w przerwaniu. Czas ten będzie się zmieniał w zależności od tego, czy będzie to jednostopniowe przekształcanie napięcia (AC-DC, DC-DC, DC-AC, AC-AC), czy wielostopniowe (np. AC-DC-DC), a także czy w przerwaniu są liczone zawansowane algorytmy, np. równania różniczkowe obserwatora siły elektromotorycznej sieci. Warstwa obejmuje m.in. pętlę synchronizacji fazowej (PLL), sterowanie napięciem i prądem wyjściowym (równania regulatorów), sterowanie kątem przesunięcia napięć strony pierwotnej i wtórnej transformatora (w przekształtniku izolowanym DC-DC),
- **warstwa sterowania przełączaniem przyrządów półprzewodnikowych** – dotyczy procesy o czasach trwania z zakresu $\approx 1 \mu\text{s} - 10 \mu\text{s}$. Obejmuje wyliczenie czasów wypełnienia impulsu (ang. *duty cycle*) przyrządów półprzewodnikowych, wyznaczanie czasów załączeń metodą modulacji szerokości impulsów (w 3-fazowych przekształtnikach AC-DC i DC-AC)
- **warstwa sterowania sprzętowego** – obejmuje procesy dynamiczne o najkrótszych czasach trwania stanów przejściowych rzędu $\approx 100 \text{ns} - 1 \mu\text{s}$. Związana z procesami formowania sygnałów bramkowych sterujących tranzystorami, zapewnieniem bezpiecznej komutacji (ograniczenie stromości narastania prądów i napięć di/dt oraz dv/dt), zabezpieczeniem przyrządów półprzewodnikowych przed uszkodzeniem, obsługą sygnałów awarii (*fault*) oraz formowaniem sygnałów pomiarowych.

W przypadku zastosowania w energoelektronicznym module funkcjonalnym tranzystorów z węgla krzemu warstwa sterowania sprzętowego będzie obejmowała znacznie krótsze czasy trwania stanów przejściowych – rzędu dziesiątek ns [16]. Projekt energoelektronicznego modułu funkcjonalnego powinien ponadto zapewniać komunikację pomiędzy poszczególnymi warstwami, z zastosowaniem odpowiednich interfejsów komunikacyjnych. Sygnały komunikacyjne w obrębie modułu funkcjonalnego można podzielić na [14]:

- sygnały sterujące oraz sygnały obsługi znaczników awarii, związane z podstawowymi zadaniami i funkcjonalnościami danej warstwy
- sygnały zadane i sygnały statusu zmiennych stanu, związane z podsystemem opisanym daną warstwą bądź też urządzeniem energoelektronicznym jako całością

- sygnały pomiarowe generowane w procesie przetwarzania analogowo-cyfrowego.

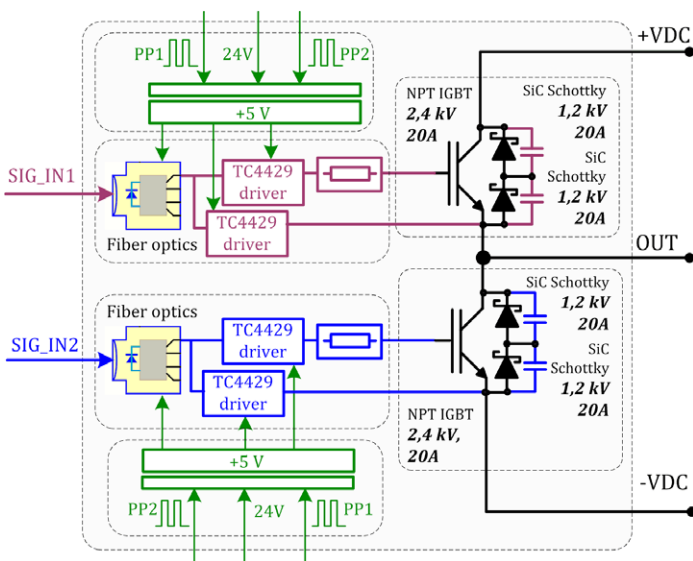
Obieg informacji w obrębie energoelektronicznego modułu funkcjonalnego może się odbywać w sposób hierarchiczny, np. od warstwy najniższej do najwyższej, bądź dwukierunkowo pomiędzy poszczególnymi parami warstw.

2.2. Moduł półmostka z szybkimi tranzystorami IGBT 2,4 kV

Koncepcja energoelektronicznych modułów funkcjonalnych jest w literaturze stosowana do opisu gałęzi fazowej zawierającej sterowane przyrządy półprzewodnikowe mocy – tranzystory wraz ze zintegrowanymi obwodami sterowania bramkowego oraz z diodami zwrotnymi. Pojedyncza gałąź fazowa w postaci półmostka IGBT o określonych parametrach, m.in. napięciu blokowania, znamionowym prądzie, częstotliwości przełączeń, może stanowić podstawę wielu przekształtników energoelektronicznych, m.in.:

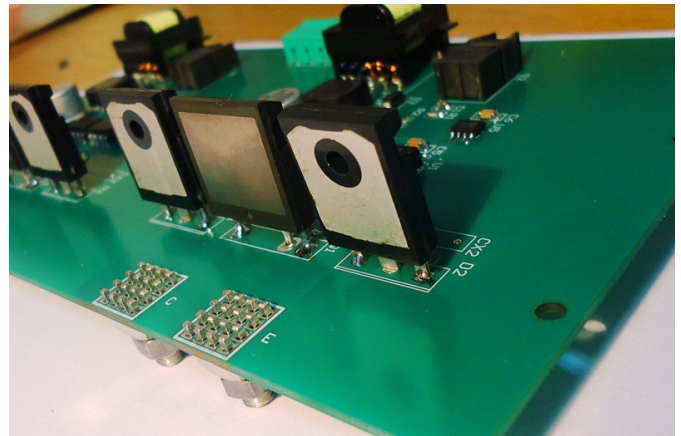
- mostka tranzystorowego typu H (rys. 1b) – do zastosowania m.in. w przekształtnikach AC-DC i DC-AC wielopoziomowych, izolowanych przekształtnikach DC-DC (rys. 1c)
- 3-fazowego, dwukierunkowego przekształtnika DC-AC (falownik/prostownik) czterogałęziowego (rys. 1d) bądź trójgałęziowego
- przekształtnika DC-DC, tzw. choppera – podwyższającego bądź obniżającego napięcie, np. przyłączonych dodatkowych zasobników energii.

Na rys. 2 przedstawiony został w sposób schematyczny moduł półmostka IGBT 2,4 kV, 20 A wraz ze zintegrowanymi obwodami sterowania bramkowego, opracowany w zespole autora artykułu jako najmniejszy podstawowy energoelektroniczny moduł funkcjonalny do realizacji podsystemów inteligentnego transformatora dystrybucyjnego po stronie SN.

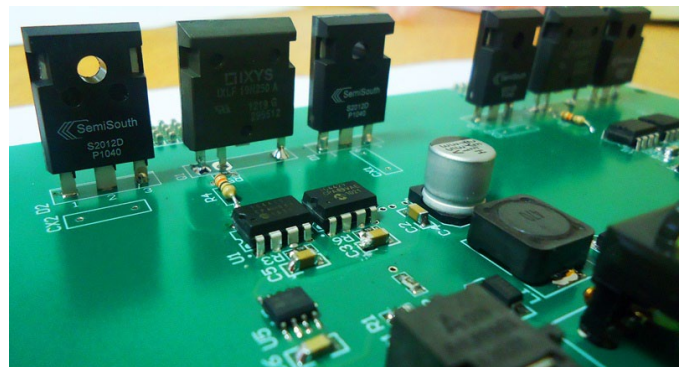


Rys. 2. Schemat opracowanego półmostka IGBT 2,4 kV, 20 A z szybkimi diodami zwrotnymi z węglika krzemu, jako najmniejszego podstawowego energoelektronicznego modułu funkcjonalnego do realizacji strony SN transformatora inteligentnego

a)



b)

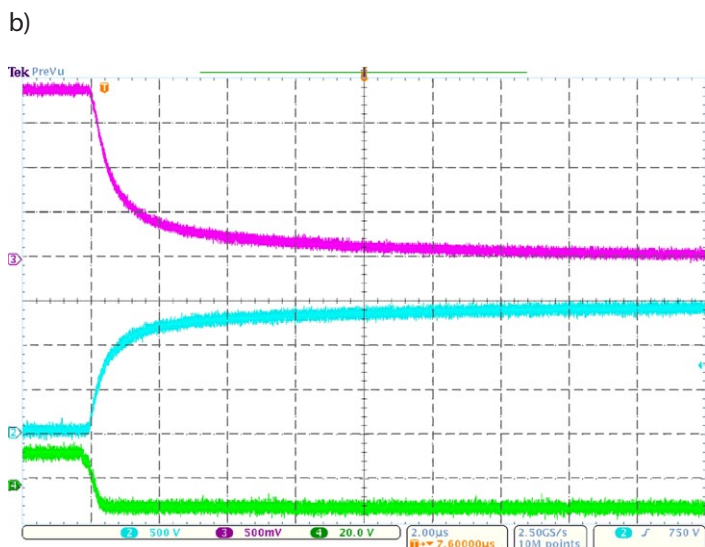
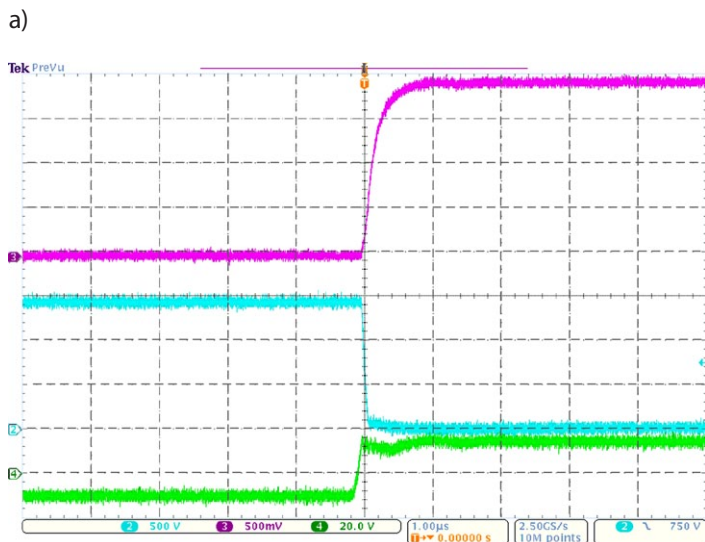


Rys. 3. Widok opracowanego półmostka IGBT 2, 5 kV, 20 A z szybkimi diodami zwrotnymi z węglika oraz zintegrowanymi obwodami sterowania bramkowego (na fotografii zdjęty radiator chłodzący)

W warstwie sterowania sprzętowego do formowania sygnału napięciowego, sterującego tranzystorami IGBT, wykorzystano standardowy driver TC4429. Jest to driver o wydajności prądowej 6 A, odwracający znak sygnału sterującego (SIGN_IN1, SIGN_IN2) ze względu na zastosowany światłowodowy system komunikacji, wykorzystane odbiorniki światłowodowe nowej generacji typu HFBR2528Z również odwracają fazę sygnału sterującego. Driver TC4429 posiada wejście w standardzie TTL dopasowane do wyjścia odbiornika światłowodowego. Czas propagacji drivera wynosi tylko 55 ns, a czasy zmian dynamicznych sygnału sterującego są rzędu 25 ns. Na rys. 3 pokazano widok opracowanego półmostka IGBT z szybkimi diodami zwrotnymi z węglika oraz zintegrowanymi obwodami sterowania bramkowego. Zastosowane wysokonapięciowe tranzystory NPT IGBT typu IXLF19N250A o bardzo małym ładunku całkowitym, gromadzonym w bramce ($Q_G = 142 \text{ nC}$ przy przełączaniu 1,5 kV), charakteryzują się krótkim czasem załączenia $t_{d(on)} + t_r = 150 \text{ ns}$ i relatywnie krótkimi czasami wyłączenia $t_{d(off)} = 600 \text{ ns}$ oraz $t_f = 250 \text{ ns}$.

Ilość energii traconej na załączenie tranzystora zależy od ładunku zgromadzonego w diodzie zwrotnej. Zastosowanie w proponowanym rozwiązaniu dwóch szeregowo połączonych diod Schottky'ego 1,2 kV z węglika krzemu, o blisko zerowym ładunku całkowitym, jako diod zwrotnych tranzystora IGBT pozwala na

bezstratne załączanie tranzystora. Straty na przełączanie będą zależały zatem wyłącznie od energii traconej na wyłączenie tranzystora IGBT. Dla zmniejszenia tych strat zastosowano wyłączenie tranzystorów z ujemnym napięciem bramki. Moc $P_{GATE(on)}$ tracona w bramce tranzystora IGBT przy napięciu załączania $U_{G(on)} = 15$ V i częstotliwości przełączania $f_s = 20$ kHz wynosi:



Rys. 4. Przebiegi uzyskane dla opracowanego półmostka IGBT w czasie załączania (1 μ s/dz) (a) oraz wyłączenia (2 μ s/dz) (b) wysokonapięciowego tranzystora IXLF19N250A. Od góry: prąd (2,5 A/dz), napięcie na tranzystorze (500 V/dz) oraz napięcie na bramce (20 V/dz)

$$\begin{aligned}
 P_{GATE(on)} &= U_{G(on)} \cdot Q_G \cdot f_s = \\
 &= 15 \cdot 142 \cdot 10^{-9} \cdot 20 \cdot 10^3 = \\
 &= 0,043 \text{ W}
 \end{aligned}
 \quad (1)$$

Dzięki wykorzystaniu do realizacji połączeń pomiędzy tranzystorami i diodami dwustronnego laminatu FR4, o pogrubionej warstwie miedzi 70 μ m, uzyskano wysoki stopień integracji opracowanego półmostka IGBT. Na rys. 3a widoczne są 16-pinowe wyprowadzenia silnoprądowe. Na rys. 4 pokazano przykładowe przebiegi załączania i wyłączenia tranzystora IGBT

w opracowanym półmostku przy napięciu 1,5 kV oraz prądzie 10 A. Należy nadmienić, że w czasie badań laboratoryjnych uzyskano również zadowalające wyniki przy przełączaniu napięcia 2 kV.

2.3. Moduł izolowanego przekształtnika DC-DC z transformatorem wysokiej częstotliwości

Omówiony powyżej podstawowy moduł półmostka IGBT nie posiada funkcji izolacji galwanicznej napięć wejściowego i wyjściowego. Funkcję tę spełnia natomiast energoelektroniczny moduł funkcjonalny w postaci izolowanego przekształtnika DC-DC.

Zasadniczymi elementami izolowanego przekształtnika DC-DC, decydującymi o sprawności i gabarycie, są mostki tranzystorowe typu H, każdy złożony z dwóch półmostków IGBT oraz transformator pracujący z częstotliwością 20 kHz. Przekształtnik DC-DC, jak zostało już nadmienione we wstępie, daje możliwość sterowania dwukierunkowym przepływem mocy poprzez odpowiednie kształtowanie napięć i prądów mostków tranzystorowych strony pierwotnej i wtórnej. Przebiegi napięć i prądów transformatora, które będą decydowały o projekcie całego urządzenia, wynikają z przyjętej metody sterowania tranzystorami w warstwie sterowania przekształcaniem napięcia. W każdym z dwóch mostków przekształtnika DC-DC (rys. 1 c) napięcie stałe U_1 na wejściu mostka po stronie pierwotnej bądź U_2 po stronie wtórnej przekształtnika jest przekształcane w ciąg impulsów prostokątnych o częstotliwości 20 kHz oraz, w zależności od sterowania, o stałej bądź modulowanej szerokości. Przesyłana moc zależy od wzajemnego przesunięcia fazowego przebiegu napięcia mostka tranzystorowego strony pierwotnej względem napięcia mostka strony wtórnej. W najprostszym przypadku, gdy wypełnienie impulsów napięcia jest stałe i wynosi 50%, moc przekształtnika można opisać zależnością:

$$P = \frac{U_1 \cdot (U_2 / n) \cdot \phi \cdot (\pi - \phi)}{2 \cdot \pi^2 \cdot f_s \cdot (L_1 + L_2)} \quad (2)$$

gdzie: f [rad] – kąt przesunięcia względem siebie napięć prostokątnych mostka strony pierwotnej i mostka strony wtórnej, n – przekładnia transformatora, f_s – częstotliwość przełączania tranzystorów.

Włączone szeregowo w obwód transformatora, po stronie pierwotnej i wtórnej, dodatkowe indukcyjności L_1 oraz L_2 , gromadząc w sobie energię, umożliwiają z jednej strony sterowanie przesyłaniem mocy, a z drugiej strony ograniczają stromości narastania prądów w uzwojeniach transformatora.

Układ sterowania przekształtnikiem DC-DC powinien zapewnić nienasykanie się rdzenia transformatora. Namagnesowane rdzenia jest funkcją przyłożonej do uzwojeń transformatora całki napięcia (ang. *volt - second*), którą dla przebiegów prostokątnych napięcia można w prosty sposób wyznaczyć przemnażając amplitudę napięcia na uzwojeniu transformatora przez czas trwania prostokąta napięcia. W zależności od częstotliwości pracy tranzystorów przekształtnika DC-DC oraz zastosowanej

metody sterowania (z modulacją lub bez modulacji szerokości impulsów prostokątnych napięcia) wybierany jest materiał rdzenia transformatora spośród następujących [17]:

- rdzeń ferrytowy – charakteryzujący się relatywnie najniższą ceną
- rdzeń amorficzny – o największej indukcji nasycenia B_{sat}
- rdzeń nanokrystaliczny – charakteryzujący się relatywnie najmniejszymi stratami.

W tańszych rdzeniach ferrytowych uniknięcie nasycenia uzyskuje się przez sklekanie ze sobą wielu rdzeni (zwiększenie wypadkowej powierzchni przekroju) oraz zwiększenie liczby zwojów zgodnie z zależnością:

$$\Delta B = \frac{\lambda}{2 \cdot N \cdot A_c} \quad (3)$$

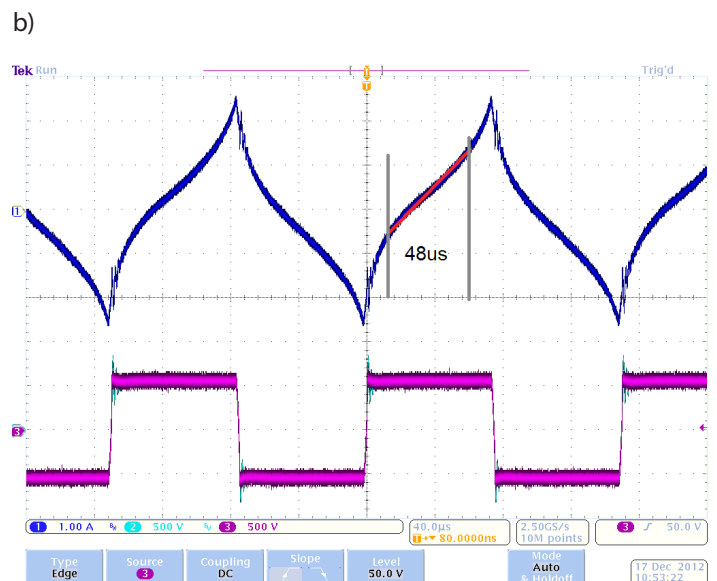
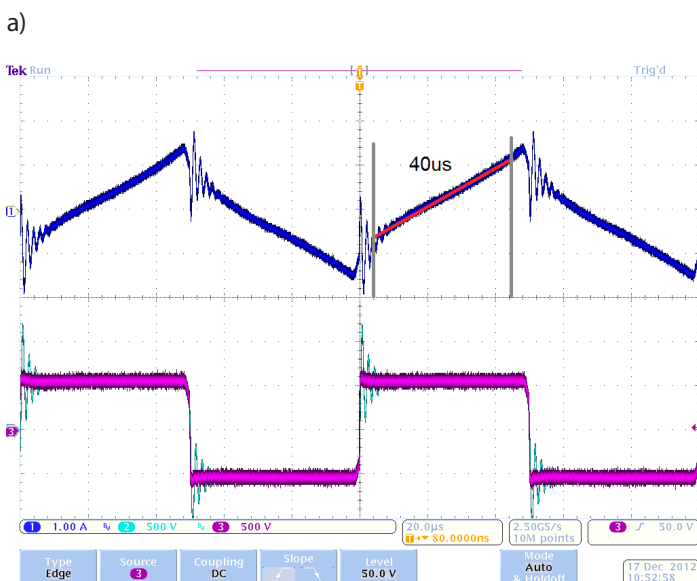
gdzie: ΔB – amplituda zmian indukcji magnetycznej, λ – całka napięcia wyrażona w [V·s], N – liczba zwojów, A_c – przekrój powierzchni rdzenia.

Na stanowisku laboratoryjnym badano przekształtnik DC-DC z transformatorem wysokiej częstotliwości o mocy 140 kW i napięciu znamionowym 1100 V z rdzeniem nanokrystalicznym typu N97 [18] złożonym z czterech rdzeni o przekroju $A_c = 840 \text{ mm}^2$ o wypadkowej znamionowej indukcji $B_{max} = 250 \text{ mT}$ występującej przy całce napięcia równej 0,037 V·s.

Dla badanego rdzenia znamionowe warunki namagnesowania występowały przy zasilaniu napięciem prostokątnym o amplitudzie 1100 V i częstotliwości 30 kHz, przy współczynniku wypełnienia impulsu prostokątnego $D = 1$. Obniżenie częstotliwości pracy tranzystorów, pozwalające np. na zmniejszenie strat w warunkach, gdzie utrudnione jest odprowadzanie ciepła, wymaga dla badanego rdzenia zastosowania modulacji szerokości impulsów napięcia. Przykładowo, przy częstotliwości 20 kHz znamionowe namagnesowania badanego rdzenia uzyskano dla współczynnika wypełnienia impulsów napięcia prostokątnego $D = 0,667$.

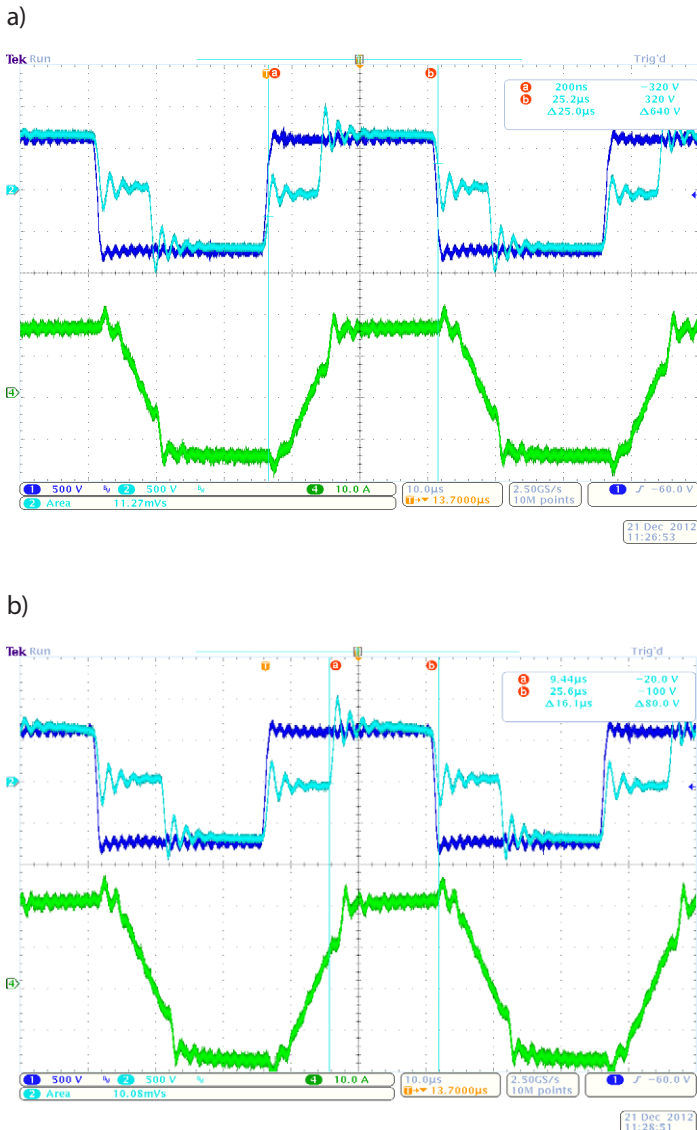
Na rys. 5 pokazano wpływ zmniejszania częstotliwości pracy tranzystorów na wzrost całki napięcia, a tym samym na wzrost namagnesowania rdzenia badanego transformatora. Podczas badań napięcie po stronie wtórnej przekształtnika DC-DC wynosiło 550 V. Transformator pracował nieobciążony, co potwierdza brak zależności pomiędzy prądem obciążenia a występowaniem nasycenia. Przy określonym stałym napięciu DC, ze zmniejszaniem częstotliwości, rośnie całka napięcia przyłożona do uzwojeń transformatora. Przy częstotliwości pracy tranzystorów $f_s = 10 \text{ kHz}$ na rys. 5a widać prawie liniowy kształt zbroczy prądu transformatora, natomiast przy częstotliwości 6,67 kHz, na rys. 5b, widoczne jest charakterystyczne zagięcie krzywej prądu strony wtórnej transformatora świadczące o nasyceniu rdzenia transformatora.

W celu uzyskania minimalizacji strat przy jednoczesnym optymalnym wykorzystaniu rdzenia transformatora w izolowanym przekształtniku DC-DC można zastosować sterowanie tranzystorami ze zmianą częstotliwości przełączeń w funkcji obciążenia z jednoczesnym sterowaniem współczynnikiem wypełnienia D prostokątnych impulsów napięcia. Częstotliwość pracy tranzystorów w funkcji obciążenia może być wówczas wyznaczana w warstwie sterowania nadrzędnego. Ponieważ ze wzrostem częstotliwości rosną straty w mostkach tranzystorowych przekształtnika DC-DC, przy znamionowym obciążeniu transformatora częstotliwość przełączania nie może być zbyt wysoka. Należy jednak mieć na uwadze, że w izolowanym przekształtniku DC-DC do uzwojeń transformatora dołączone są szeregowo indukcyjności dodatkowe, magazynujące energię i umożliwiające przesyłanie mocy. Przy dużym obciążeniu prąd płynący przez transformator powoduje również spadki napięcia na indukcyjnościach dodatkowych L_1 i L_2 , dołączonych szeregowo do uzwojeń transformatora. Przy obciążeniu znamionowym spadki napięcia na indukcyjnościach dodatkowych zmniejszają w sposób istotny całkę napięcia, przyłożoną do uzwojeń transformatora.



Rys. 5. Przebiegi prądu (1 A/dz) i napięć (500 V/dz) strony wtórnej transformatora przekształtnika DC-DC w czasie pracy jałowej z częstotliwością 10 kHz (20 μs /dz) (a) oraz z częstotliwością 6,67 kHz, z widocznym nasyceniem transformatora (40 μs /dz) (b)

Na rys. 6 pokazano przebiegi napięcia na mostku strony wtórnej przekształtnika i uzwojeniu strony wtórnej transformatora oraz prąd strony wtórnej, dla dwóch kątów przesunięcia fazowego napięć: $f = 0,5$ rad oraz $f = 0,62$ rad, przy napięciu DC po stronie nn równym 700 V i częstotliwości pracy tranzystorów 20 kHz.



Rys. 6. Przebiegi napięcia mostka strony wtórnej (500 V/dz) oraz napięcia na uzwojeniach strony wtórnej transformatora (500 V/dz) i prądu strony wtórnej transformatora (10 A/dz) obciążonego przekształtnika DC-DC, pracującego z częstotliwością 20 kHz i kątami przesunięcia fazowego: $f = 0,5$ rad (a) oraz $f = 0,62$ rad (b)

Jak widać na przebiegach, ze wzrostem kąta f wzajemnego przesunięcia napięć mostków strony pierwotnej i wtórnej przekształtnika DC-DC rośnie prąd transformatora i przesyłana moc. Rośnie również spadek napięcia na indukcyjności strony wtórnej $L_2 = 70 \mu H$, zmniejszając tym samym całkowite napięcie przyłożone do uzwojeń transformatora. W badaniu pokazanym na rys. 5 wzrost kąta przesunięcia fazowego o 0,12 rad spowodował wzrost amplitudy prądu strony wtórnej o ponad 3,5 A i zmniejszenie całki napięcia o 0,014 V·s, tzn. o 11%.

3. Wnioski

Korzystnym jest, aby będące obecnie w fazie opracowań inteligentne transformatory dystrybucyjne SN/nn dla sieci Smart Grid charakteryzowały się budową modułową. Zastosowanie proponowanej w ostatnich latach w literaturze koncepcji energoelektronicznych modułów funkcjonalnych do opisu poszczególnych podsystemów inteligentnego transformatora dystrybucyjnego SN/nn może ułatwić jego projektowanie, a w przyszłości unifikację i standaryzację na potrzeby operatorów sieci dystrybucyjnych. W artykule przedstawiono dwa elementarne podsystemy inteligentnego transformatora dystrybucyjnego SN/nn: moduł półmostka IGBT 2,5 kV, 20 A z szybkimi diodami zwrotnymi z węgla krzemu oraz ze zintegrowanymi obwodami sterowania bramkowego oraz moduł przekształtnika DC-DC zapewniający izolację i sterowanie dwukierunkowym przepływem mocy. Do opisu obydwu podsystemów zastosowano koncepcję energoelektronicznych modułów funkcjonalnych.

BIBLIOGRAFIA

1. Benysek G. i in., Power Electronic Systems as a Crucial Part of Smart Grid Infrastructure – a Survey, *Bulletin of the Polish Academy of Sciences*, Vol. 59, No. 4, Dec. 2011, s. 455–473.
2. Czyżewski R., Babś A., Madajewski K., Sieci inteligentne – wybrane cele i kierunki działania operatora systemu dystrybucyjnego, *Acta Energetica* 2011, nr 8, s. 31–35.
3. She X. i in., On Integration of Solid-State Transformer with Zonal DC Microgrid, *IEEE Transactions On Smart Grid*, Vol. 3, No. 2, June 2012, s. 975–985.
4. Aggeler D., Biela J., Kolar J.W., Solid-State Transformer Based on SiC JFETs for Future Energy Distribution Systems, Proceedings of the Smart Energy Strategies Conference (SES '08), Zurich, Switzerland, Sep. 8–10 2008.
5. Wang J. i in. Smart Grid Technologies. Development of 15-kV SiC IGBTs and Their Impact on Utility Applications, *IEEE Industrial Electronics Magazine*, June 2009, s. 16–25.
6. Adamowicz M. i in., Performance Comparison of SiC Schottky Diodes and Silicon Ultra-Fast Recovery Diodes, Proc. IEEE Conf. CPE (2011), June 1–3 [CD-ROM].
7. Discrete IGBTs, Very High Voltage NPT IGBTs (2500 V – 4000 V) [online], <http://ixdev.ixys.com/>.
8. Mühlethaler J.M. i in., Improved Core-Loss Calculation for Magnetic Components Employed in Power Electronic Systems, *IEEE Transactions on Power Electronics* 2012, Vol. 27, No. 2, s. 964–973.
9. Zhao T. i in., Voltage and Power Balance Control for a Cascaded H-Bridge Converter-Based Solid-State Transformer, *IEEE Transactions on Power Electronics* 2013, Vol. 28, No. 4, s. 1523–1532.
10. Jain A.K., Ayyanar R., PWM Control of Dual Active Bridge: Comprehensive Analysis and Experimental Verification, *IEEE Transactions On Power Electronics* 2011, Vol. 26, No. 4, s. 1215–1227.
11. Adamowicz M., Smart MV/LV distribution transformer for Smart Grid with active prosumer participation, *Acta Energetica* 2012, nr 3, s. 4–9.
12. Ericson T. i in., PEBB – Power Electronics Building Blocks, from Concept to Reality, Proc. IET Conf. on Power Electronics, Machines and Drives, 2006, s. 12–16.

13. Adamowicz M., Strzelecki R., Krzemiński Z., Hybrid High-frequency-SiC and Line-frequency-Si based PEBB for MV Modular Power Converters, Proc. 38th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society IECON (2012), Montreal, Canada.
14. IEEE Guide for Control Architecture for High Power Electronics (1 MW and Greater) Used in Electric Power Transmission and Distribution Systems IEEE Std 1676-2010, 2011, s. 1–47.
15. Monti A., Ponci F., PEBB Standardization for High-Level Control: A Proposal, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2012, Vol. 59, No. 10, s. 3700–3709.
16. Adamowicz M. i in., Układy sterowania bramkowego tranzystorów z węgla krzemu SiC JFET w falownikach napięcia, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, r. 88, nr 4B, s. 1–6.
17. Ortiz G., Biela J., Kolar J.W., Optimized design of medium frequency transformers with high isolation requirements, Conference on IEEE Industrial Electronics Society IECON 2010, s. 631–638.
18. Stadler A., Gulden C., Improved thermal design of a high frequency power transformer, European Conf. on Power Electronics and Applications EPE 2011, s. 1–9.

PODZIĘKOWANIA

Badania w części zostały wykonane w ramach Grantu Badawczego ufundowanego przez ENERGA SA.

Autor pragnie złożyć również specjalne podziękowania panu mgr. inż. Jędrzejowi Pietryce, doktorantowi Politechniki Gdańskiej, Wydziału Elektrotechniki i Automatyki, za włożoną pracę i pomoc w badaniach laboratoryjnych.

Marek Adamowicz

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: madamowi@ely.pg.gda.pl

Pracuje na stanowisku adiunkta w Katedrze Mechatroniki i Inżynierii Wysokich Napięć Politechniki Gdańskiej. Był kierownikiem projektu LIDER, dotyczącego przekształtników AC-AC z przyrządów półprzewodnikowych z węgla krzemu dla elektrowni wiatrowych, w ramach pierwszego programu rozwoju młodej kadry naukowej Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (2010–2012). Laureat konkursu na grant badawczy ENERGA SA za pracę traktującą o rozwiązaniu inteligentnego transformatora dystrybucyjnego SN/nn dla sieci Smart Grid (2012). Zainteresowania naukowe, m.in.: opracowanie nowych układów przekształtnikowych dla sieci dystrybucyjnych SN, metod sterowania elektrowniami wiatrowymi oraz napędami elektrycznymi średniego napięcia o dwukierunkowym przepływie energii.

Power Electronics Building Blocks for Realization of Smart MV/LV Distribution Transformers for Smart Grid

Author

Marek Adamowicz

Keywords

Smart Grid, distribution transformer, power electronics

Abstract

With observed increase in the involvement of active consumers in activities aimed at improving energy efficiency and increasing interest in producing energy from renewable sources, there is a need of development of new technologies enabling the distribution network operators to offer new services and functionalities. Smart MV/LV distribution transformers are characterized by a compact three-stage design, including input stage in the form of controlled power electronic AC-DC converter on the MV side, intermediate stage in the form of DC-DC converter with isolation implemented at high frequency and the output stage in the form of controlled power electronic DC-AC converter on the LV side. Topologies and functionalities of basic subsystems of smart distribution transformer are discussed in the paper using so Power Electronics Building Blocks concept. The recent results of investigations carried out at Gdansk University of Technology are also presented.

Wyświetlacz domowy IHD – przegląd doświadczeń z projektów badawczych

Autor

Krzysztof Billewicz

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

wyświetlacz domowy, inteligentny licznik energii, inteligentny system pomiarowy

Streszczenie

Istnieje wiele opracowań na temat inteligentnych systemów pomiarowych. Celem Smart Metering nie jest jedynie automatyzacja rozliczeń i dwukierunkowa komunikacja z inteligentnym licznikiem. Miarą sukcesu wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych jest stopień zaangażowania klienta – odbiorcy i jego współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi, a także w konsekwencji takiego zaangażowania płynąca zmiana jego nawyków korzystania z energii elektrycznej. Autorzy artykułu skupiają się na jednym urządzeniu inteligentnych systemów pomiarowych – na wyświetlaczu domowym. Charakteryzują jego funkcje oraz przedstawiają międzynarodowe doświadczenia płynące z projektów badawczych oraz wnioski z opracowań.

1. Wprowadzenie

W tej chwili odbiorcy mimowolnie wpływają w zasadniczy sposób na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, który musi nadążyć z zapewnieniem generacji takiej ilości energii, na jaką zapotrzebowanie „zgłaszają” klienci.

Wielu badaczy podkreśla, że sukces wdrożenia inteligentnych sieci ogłosić będzie można wówczas, kiedy bierny odbiorca energii przekształci się w aktywnego prosumenta. Oczekuje się, że już na poziomie pojedynczego gospodarstwa domowego odbiorca rozpocznie efektywne zarządzanie swoim zapotrzebowaniem na energię elektryczną [11]. Aby do tego doszło, musi on zostać wyposażony w odpowiednie narzędzia, które umożliwią mu takie zaangażowanie. Podstawowym urządzeniem do tego służącym jest inteligentny licznik energii.

Inteligentne sieci w pełni zrealizują swój potencjał tylko wówczas, gdy odbiorcy w gospodarstwach domowych i w przedsiębiorstwach zmieniają się z biernych konsumentów energii elektrycznej na dobrze poinformowanych i proaktywnych użytkowników systemów zarządzania energią. Taka zmiana wiąże się z wprowadzeniem bezpośrednio do domu odbiorców nowych urządzeń, umożliwiających dokonywanie analizy w czasie rzeczywistym danych o zużyciu energii, i należy włożyć znaczny wysiłek, aby nauczyć klientów inteligentnych sieci, w jaki sposób można i należy korzystać z nowych systemów [13].

Oczekuje się, że znaczna część korzyści płynących z inteligentnych systemów pomiarowych będzie pochodzić z racjonalizacji zużycia energii poprzez obniżenie konsumpcji energii lub przesunięcie zużycia paliwa z okresów szczytowego zapotrzebowania. Dlatego wyświetlacz domowy jest tak ważnym urządzeniem w promowaniu większej świadomości konsumentów odnośnie ich zużycia energii [6].

W niektórych krajach zauważono, że liczniki energii znajdują się w trudno dostępnych miejscach, przez co utrudniona jest interakcja z klientami. Dlatego konieczne jest zastosowanie wyświetlaczy domowych IHD (ang. *in-home display*), które duplikują niektóre wymagane funkcje licznika [8]. Informacja o zużyciu energii musi być dostarczona do odbiorcy, a nie na klatkę schodową, gdzie znajduje się licznik. Odbiorca musi bezpośrednio otrzymać informację o zużyciu. Czasami, aby określić takie urządzenie, stosuje się nazwy: domowy wyświetlacz energii HED (ang. *home energy display*).

Dostarczenie odbiorcy dodatkowego wyświetlacza podwyższa koszty instalacji urządzeń pomiarowych i całego systemu, z drugiej strony rekompensuje brak licznika w lokalu mieszkalnym. Zastosowanie takiego urządzenia zwiększa funkcjonalność co do możliwości prezentowania odbiorcy danych pomiarowych. Informacje wyświetlane przez IHD mają na celu nie tylko informować konsumentów, ale również motywować ich do bardziej efektywnego wykorzystywania energii. Przewiduje się również możliwość przekazywania informacji (np. sygnałów cenowych, danych o zużyciu energii lub aktualnym poborze mocy) od sprzedawcy energii lub operatora do odbiorcy. Wyświetlacz domowy jest dobrym narzędziem mogącym służyć do tego celu.

2. Aktualny stan wiedzy

2.1. Cel wprowadzania wyświetlaczy domowych

Celem instalowania wyświetlaczy jest pokazanie konsumentom, ile energii zużywają, jakie to pociąga za sobą koszty oraz umożliwienie im dokonywania świadomego wyboru co do zużycia energii. Zakłada się, że wyświetlacze domowe mogą pomóc

klientom zaoszczędzić pieniądze i zmniejszyć emisję dwutlenku węgla do środowiska.

Wyświetlacz IHD dostarcza klientom w czasie rzeczywistym informację o ich zużyciu energii. Taka wiedza może:

- pomóc konsumentom zrozumieć i zmienić swoje nawyki związane z użytkowaniem energii
- przyczynić się do zmniejszenia wysokości rachunków za energię
- przyczynić się do zredukowania emisji dwutlenku węgla.

Wyświetlacz domowy jest niezbędnym narzędziem do efektywnego zarządzania zużyciem energii przez część odbiorców.

2.2. Czy wg regulatora energetyki wyświetlacz domowy jest potrzebny?

Zdaniem prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) wyposażenie klienta w prosty wyświetlacz, który zostałby zintegrowany z licznikiem lub byłby zlokalizowany w bardziej dogodnym miejscu, nie jest rozwiązaniem satysfakcjonującym. Prezes URE jest zdania, że istnieje znaczna populacja odbiorców, od których nie można oczekiwać świadomego, trwałego uczestnictwa w programach DR – reakcji strony popytowej. Z tego względu istnieje więc zapotrzebowanie na wyposażenie odbiorców nie tylko w inteligentny licznik, ale i narzędzie, które pozwoli w sposób zautomatyzowany przenieść napływające z systemu sygnały na konkretne działania w zakresie wykorzystania posiadanych odbiorników, bez ingerencji w ich konstrukcję [9].

Brytyjski regulator energetyki Ofgem postanowił, że wszystkie gospodarstwa domowe powinny być wyposażone w wyświetlacze domowe IHD oraz określił minimalne wymagania w stosunku do tych urządzeń. Założenie takie jest oparte na poglądzie, że powszechne wdrożenie wyświetlaczy domowych będzie w całej populacji promować zaangażowanie konsumentów i przyczyni się do uzyskania oszczędności zużycia energii i emisji dwutlenku węgla. Przedsiębiorstwo obrotu (energia elektryczna lub gaz), które jako pierwsze będzie instalować inteligentny licznik w obiekcie, będzie miało obowiązek dostarczenia wyświetlacza IHD. Wyświetlacze muszą być zgodne z wymaganiami określonymi w specyfikacjach technicznych. Drugie przedsiębiorstwo obrotu, instalując drugi inteligentny licznik np. gazu, nie musi instalować dodatkowego wyświetlacza, ponieważ ten został już zainstalowany, będzie mógł z powodzeniem oprócz dotychczasowych informacji, wyświetlać również te związane ze zużyciem gazu. Sprzedawca energii będzie również zapewniał główny punkt kontaktowy obsługi klienta w razie pojawienia się większości problemów użytkowników z inteligentnymi licznikami lub wyświetlaczami domowymi [6].

W Korei Południowej w prowincji Czedżu (ang. *Jeju*, wym. [dzedżu]) realizowany jest projekt demonstracyjny inteligentnej sieci elektroenergetycznej (ang. *Jeju Smart Grid Demonstration Project*). Czedżu to największa wyspa Korei Południowej, jednocześnie najmniejsza jej prowincja. Ta wyspa pochodzenia wulkanicznego jest popularnym miejscem turystycznym. Panuje tam wietrzny klimat, dlatego jest idealnym miejscem do testowania koncepcji rozproszonego wytwarzania energii i wykorzystania mikro sieci. Jeju Smart Grid jest to poligon doświadczalny, gdzie zostanie wdrożona największa na świecie inteligentna sieć dla całego

społeczeństwa, wszystkich mieszkańców tej wyspy. Takie wdrożenie umożliwi testowanie najbardziej zaawansowanych technologii Smart Grid oraz sprawdzenie wyników prac badawczo-rozwojowych, jak również rozwinięcie modeli biznesowych [13]. Jeden etap projektu obejmuje 6 tys. mieszkań. Zakłada się, że mieszkańcy będą mogli przeglądać własne dane o zużyciu energii na czterech różnych ekranach, takich jak: wyświetlacze domowe IHD (ang. *in-home displays*), telewizory, tablety, smartfony. Rząd Korei Płd. planuje do 2030 roku zaangażowanie 30% wszystkich obywateli, którzy generowaliby energię na własne potrzeby i byli rozliczani wg taryf za energię z ceną zmienną w czasie rzeczywistym RTP (ang. *Real-Time Pricing*). Przykładowo wg rocznika statystycznego Czedżu z 2010 roku (*2010 Jeju Statistical Yearbook*) wynikało, że w obszarze miasteczka Gujwa-eup spośród 3282 mieszkających tam ludzi, aż 44% z nich było w wieku powyżej 65 lat. To właśnie ich trzeba przekonać, aby zrozumieli idee inteligentnych sieci elektroenergetycznych, zrozumieli informacje wyświetlane przez wyświetlacze domowe oraz inteligentne liczniki energii oraz zmienili nawyki korzystania z energii elektrycznej [13].

3. Charakterystyka wyświetlacza domowego

3.1. Definicja

Wyświetlacz domowy IHD (ang. *in-home display*) jest urządzeniem elektronicznym wyposażonym w monitor, na którym prezentowane są informacje o aktualnym poborze mocy przez odbiorcę lub o jego konsumpcji energii. Wyświetlacz IHD jest częścią inteligentnego systemu pomiarowego. Najczęściej jest on zintegrowany z inteligentnym licznikiem energii.

Opis funkcjonalny wyświetlacza domowego

Informacje o zużyciu energii	<ul style="list-style-type: none"> • Bieżący pobór mocy oraz zużycie energii dla okresów: dzień / tydzień / miesiąc / okres rozliczeniowy • Należność do zapłaty za zużycie energii w bieżącym miesiącu, może być prezentowana w formie salda konta (kredyt lub debet) • Szacowana wartość rachunku za energię w bieżącym miesiącu • Bieżący współczynnik mocy • Tendencja zużycia – rosnąca czy malejąca
Dane statystyczne	<ul style="list-style-type: none"> • Wykres poboru mocy w czasie • Zużycie ilościowe energii w poprzednim miesiącu • Porównanie bieżącego zużycia ze zużyciem z poprzedniego wybranego okresu • Należność do zapłaty za zużycie energii w poprzednim okresie rozliczeniowym • Roczne zużycie energii • Średni pobór mocy dla osób z tej samej grupy, np. taryfowej • Średnia płatność za energię dla osób z tej samej grupy, np. taryfowej
Inne	<ul style="list-style-type: none"> • Data i czas oraz dzień tygodnia (czas zsynchronizowany z innymi inteligentnymi komponentami systemu pomiarowego) • Taryfa energetyczna odbiorcy • Dane nt. mikrogeneracji (ilość energii elektrycznej oddawanej do sieci) • Status połączenia (do komunikacji) z licznikiem • Informacje o pogodzie i temperaturze otrzymane z instytutu meteorologicznego • Wielkość emisji dwutlenku węgla • Drobne informacje o sposobie oszczędzania energii

Tab. 1. Informacje wyświetlane przez wyświetlacz IHD [2, 6]

W niektórych rozwiązaniach zakłada się, że jeden wyświetlacz będzie prezentował również dane z innych liczników, np. gazu, ciepła, wody, ponieważ liczniki takie najczęściej znajdują się w trudno dostępnych miejscach, np. w piwnicy lub w szafkach. Podczas jednego projektu badawczego w Wielkiej Brytanii stwierdzono, że ponad 50% odbiorców nie wiedziało, gdzie znajdowały się ich liczniki gazu i energii, a 45% nie mogło ich odczytywać [3]. Wyświetlacz domowy ulokowany w mieszkaniu będzie dla konsumentów najbardziej widocznym elementem inteligentnego systemu pomiarowego. IHD posiada kolorowy dotykowy wyświetlacz wysokiej rozdzielczości oraz bogatą funkcjonalność. Dane na wyświetlaczu powinny być prezentowane w formie wizualnej, a nie numerycznej, żeby umożliwić odbiorcom łatwe odróżnienie dużego poboru mocy od małego. Ponadto odbiorcy dużo lepiej rozumieją informacje o zużyciu energii prezentowane jako kwota w walucie lokalnej niż jako ilość energii w kWh. Oczywiście dochodzą jeszcze: sposób rozliczania – kredytowo czy przedpłatowo (ang. *credit or prepayment mode*), kwestia opłat stałych, rabatów i bonifikat, podatku VAT, akcyzy itp. Zaprezentowanie takich danych w czytelny sposób jest niewątpliwie wyzwaniem dla producentów wyświetlaczy domowych [6].

Wizualna, nienumeryczna informacja zwrotna daje konsumentowi wiedzę bez konieczności szczegółowej uwagi. Może ona jednak również niepotrzebnie niepokoić niektórych użytkowników i potencjalnie przyczynić się do ograniczania wykorzystania przez nich energii do poziomów, które mogą niekorzystnie wpływać na ich zdrowie i jakość życia. Dlatego warto rozważyć możliwość czasowego wyłączenia wskaźników w sytuacjach, kiedy wywołują niepokój lub szkodliwe zachowania [7].

Informacje prezentowane na bieżąco mogą być wykorzystane przez klientów, aby umożliwić im wyizolowanie wpływu działań określonych odbiorników. Konsumentom są bowiem w stanie wykorzystywać sprzężenie zwrotne w celu szybkiej identyfikacji możliwości oszczędzania energii i tym samym ograniczyć straty energii. Jednakże istnieją technologiczne ograniczenia, które utrudniają dostarczanie w czasie rzeczywistym informacji do IHD. Ograniczenia różnią się dla gazu i dla energii elektrycznej. W przypadku gazu ograniczenie powstaje w wyniku żywotności baterii gazomierza. Aby wysłać aktualizację do IHD, układ komunikacyjny w gazomierzu musi „obudzić się” i nadać komunikat zawierający informacje o zużyciu. Wysyłanie takich danych częściej niż raz na 15 minut może spowodować, że bateria wyczerpie się przed oszacowanym czasem życia wynoszącym 15 lat. W zakresie informacji elektrycznej ograniczenie jest zależne od możliwości technicznych rozwiązań komunikacyjnych. Obecnie stosowane rozwiązania są w stanie wysłać aktualizację co 5 sekund [6].

Zbiorcza informacja o należnościach i wysokościach rachunków jest przydatna do planowania budżetu [6]. Zauważono, że konsumentom są zainteresowani porównaniem swojego zużycia w wybranych okresach. Pozwala to im na rozpoznanie trendów w konsumpcji energii w czasie i na ustalenie, co mogło spowodować jakiegokolwiek zmiany (np. nowa osoba w gospodarstwie domowym, nowy kocioł lub urządzenie, nowe okna, ocieplenie budynku, zastosowanie ogrzewania elektrycznego, rozbudowa domu). Dane historyczne powinny być przechowywane przez

okres jednego roku. Umożliwia to lepsze wykorzystanie ich do porównywania zużycia w różnych okresach czasu [6].

Niektórzy postulują, aby wszystkie inteligentne liczniki energii rejestrowały przepływ energii w dwie strony – podczas pobierania energii przez odbiorcę oraz podczas jej oddawania do sieci. Informacje takie powinien wtedy również prezentować wyświetlacz domowy. Jednak biorąc pod uwagę obecny niski udział mikrogeneracji, należy rozważyć, czy prezentowanie takich danych na każdym wyświetlaczu jest zasadne. Raczej zakłada się, że rozbudowany wyświetlacz domowy obsługujący mikrogenerację będzie dostarczony jako część zakupionego przez klienta pakietu mikrogeneracji [6].

3.3. Czytelność przekazywanych informacji

Inteligentne systemy pomiarowe, w których będą wykorzystywane wyświetlacze domowe, spowodują zmianę w ilości informacji dostępnych dla konsumentów o ich zużyciu energii elektrycznej oraz w niektórych przypadkach również i gazu. Dlatego to właśnie konsumenci powinni wybrać, jaki sposób prezentacji takich danych najbardziej im odpowiada.

Wyświetlacze domowe przykładowo mogą wykorzystywać system kolorów, gdzie czerwony oznacza, że stawka za energię elektryczną wzrosła, ponieważ jest to czas szczytowego zapotrzebowania. Taki mechanizm można wykorzystywać w taryfach wielostrefowych w celu podkreślenia obowiązywania droższej stawki cenowej lub taryfach z ceną krytyczną. Stosowanie kolorów i wskaźników powinno pokazać odbiorcy, co się dzieje, bez konieczności szczegółowej uwagi. Może to pomagać użytkownikowi podczas bardzo dużego zużycia energii (poboru mocy). Takie informacje mogą być bardzo przydatne dla konsumentów o niskich umiejętnościach liczenia lub takich, którzy nie potrafią prawidłowo interpretować danych liczbowych [6].

Bardzo ważne jest to, aby wyświetlacz domowy IHD zapewnił klientom potrzebne im informacje w łatwo dostępnej formie. Dla odbiorców ważna jest prezentacja kosztu energii (w PLN), a nie zużycia (w kWh).

Wyświetlacz domowy w zasadzie nie przynosi korzyści przedsiębiorstwu dystrybucyjnemu, ponieważ efektywniejsze korzystanie z energii elektrycznej przez odbiorców nie przynosi oszczędności w takim przedsiębiorstwie. Dodatkowo mniejsze zużycie energii elektrycznej oznacza mniejszą ilość energii dostarczonej do odbiorców, w konsekwencji przekłada się to na niższe przychody.

3.4. Niektóre wytyczne brytyjskiego regulatora energetyki odnośnie wyświetlaczy domowych

W Wielkiej Brytanii podmiotem odpowiedzialnym za dostarczenie inteligentnego licznika (zarówno dla gazu, jak i energii elektrycznej) oraz wyświetlacza energii jest przedsiębiorstwo obrotu – sprzedawca energii. Wyświetlacz powinien bez problemu komunikować się zarówno z inteligentnym licznikiem energii, jak również z inteligentnym gazomierzem.

Brytyjski regulator energetyki jest świadomy, że promowanie konkurencji w dostarczaniu IHD będzie nadal zachęcać do innowacyjności w tej dziedzinie oraz do gwałtownych zmian

technologicznych. Ponadto uważa się, że można wiele zyskać w zakresie kosztów dzięki korzyściom skali wynikającym z masowej produkcji i zakupów [6].

Brytyjski regulator energetyki zakazuje pobierania opłat z góry za zainstalowanie u klienta inteligentnego licznika wraz z wyświetlaczem domowym. Zakłada jednak, że znajdują się klienci, którzy będą chcieli z góry zapłacić za IHD z zaawansowanymi funkcjami. W przypadku wyświetlaczy domowych na początku głównym płatnikiem byłby operator sieci lub, tak jest to w Wielkiej Brytanii, sprzedawca energii. Oczywiście potem mógłby takie koszty inwestycyjne przenieść do stawek opłat w taryfie.

Kolejnym zagadnieniem jest kwestia utrzymania i serwisowania wyświetlaczy przez sprzedawcę energii oraz zapewnienie nowszych wersji IHD w miarę rozwoju technologicznego, posiadania większej wiedzy, dostępu do nowych wyników badań oraz zdobywania doświadczenia i informacji zwrotnych od klientów. Można wyróżnić możliwe zobowiązania sprzedawcy energii w stosunku do wyświetlaczy domowych [6]:

- krótkotrwałe, czyli utrzymanie i serwisowanie przez okres pierwszego roku
- długotrwałe, czyli trwały obowiązek do serwisowania IHD, obecnie trudno określić horyzont czasowy takich działań.

Podczas gdy na początku odbiorcy mogą osiągnąć pewne korzyści z użytkowania wyświetlaczy, to po pewnym czasie opadnie ich entuzjazm lub zmaleje zainteresowanie, ponieważ dużo trudniej będzie zaoszczędzić zauważalne ilości energii. Użytkowanie wyświetlaczy IHD będzie wiązało się z kosztami ich utrzymania, nie przynosząc użytkownikom zysków netto. Stąd trwałe zobowiązanie sprzedawcy energii do utrzymania i serwisowania wyświetlaczy domowych nie znajduje uzasadnienia [6].

Aby zachęcić do innowacji i zwiększenia elastyczności dla przyszłego rozwoju w tym obszarze, przedsiębiorstwa obrotu nie powinny podlegać trwałemu zobowiązaniu, ale powinny być odpowiedzialne za utrzymanie i zastąpienie IHD przez rok po instalacji inteligentnych liczników. Po tym czasie koszty serwisowania spadną na użytkowników wyświetlaczy domowych, którzy ponadto będą mogli kupić nowsze urządzenia zarówno od dotychczasowego przedsiębiorstwa obrotu, jak również od innych sprzedawców [6].

W Wielkiej Brytanii stawia się na to, aby odbiorca miał możliwość wyboru, który sprzedawca energii elektrycznej czy gazu ma mu dostarczyć wyświetlacz domowy. Jeśli odbiorca otrzyma dwa wyświetlacze i będzie mógł wybrać lepszy, z jednej strony wzrosnie świadomość konsumencka, z drugiej rozwój nowoczesnych technologii [6].

4. Wytyczne funkcjonalne

4.1. Różnicowanie oferty IHD dla różnych grup odbiorców

Trzeba podkreślić, że nie jest tak, iż jeden typ wyświetlacza domowego jest najbardziej optymalnym rozwiązaniem dla wszystkich odbiorców. Dlatego też zakłada się, że przedsiębiorstwa obrotu muszą różnicować swoją ofertę poprzez dostosowanie sprzętu do określonych grup odbiorców. W wyniku

tęgo można będzie osiągnąć największe korzyści dzięki umożliwieniu odbiorcom dokonania wyboru wyświetlacza oraz, w konsekwencji, na najbardziej dopasowanej informacji zwrotnej będącej bodźcem do zmian nawyków odbiorców w zakresie korzystania z energii elektrycznej.

Ze względu na korzyści wynikające z oszczędności energii, które będzie ułatwione dzięki IHD, bardzo ważne jest zapewnienie, aby wszyscy odbiorcy mieli dostęp przynajmniej do minimum informacji prezentowanych przez wyświetlacz domowy. Dodatkowo zaleca się, aby odbiorcy otrzymywali wyświetlacze na życzenie, bez ponoszenia kosztów z góry. W Wielkiej Brytanii wymóg taki będzie trwał przez okres jednego roku po rozpoczęciu obowiązkowego wdrożenia. Sprzedawcy będą musieli poinformować klientów o ich prawach w tym zakresie. Oczywiście sposób informowania jest dowolny, np. za pośrednictwem poczty. Jeżeli takie informacje byłyby przekazywane podczas wizyty domowej, wiązałoby się to z kosztami dla przedsiębiorstw obrotu oraz mogłoby być krępujące dla niektórych klientów, którzy czuliby się nagabywani przez domokrażców-handlowców, co zniechęciłoby ich do zainteresowania się ofertą [6].

Warto jednak wyciągnąć maksimum korzyści płynącej z każdej, jednej wizyty instalacyjnej, np. gdy konsumenci wyraziliby zainteresowanie uzyskaniem dodatkowych informacji lub produktów, sprzedawca energii mógłby je dostarczyć. Chodzi o to, aby z jednej strony zapewnić szeroki asortyment towarów i usług, które muszą być w jakiś sposób przedstawione, zaofiarowane użytkownikowi i sprzedane, z drugiej zaś istotne jest ograniczenie niesprawiedliwego handlu, wprowadzenie zakazu świadczenia usług nieprawdziwych lub wprowadzania w błąd klienta, a także ograniczenia korzystania z agresywnych praktyk sprzedaży [7].

Pojawia się kwestia równości w odniesieniu do wyświetlanych informacji. Przykładowo lokalizacja wyświetlacza w gospodarstwie domowym musi powodować, że informacje będą łatwo dostępne dla tych konsumentów. Dlatego jest bardzo ważne, żeby klienci mogli wybrać najbardziej optymalną dla siebie lokalizację na umieszczenie wyświetlacza w mieszkaniu. W zakresie projektowania interfejsu graficznego ważne jest, aby był on również odpowiedni dla osób niepełnosprawnych, w tym z zaburzeniami widzenia, niedosłyszających, osób niepełnosprawnych ruchowo, jak również dla osób z niskimi umiejętnościami pisania, czytania i liczenia. Dlatego należy oczekiwać od dostawców urządzeń, aby brali pod uwagę potrzeby osób niepełnosprawnych, zapewniając im odpowiednie dla nich urządzenia wyświetlające. Z myślą o osobach niepełnosprawnych wymieniłem kilka istotnych wymagań konstrukcyjnych wobec IHD [6]:

- duży ekran i rozmiar czcionki
- duże, dotykowe przyciski
- informacja zwrotna pisana prostym językiem
- wyjście audio (specjalnie dla osób niewidomych).

4.2. Wyświetlacze przenośne

Niektóre wyniki badań pokazują, że część konsumentów preferuje otrzymywać informacje o zużyciu energii elektrycznej na wyświetlaczach przenośnych. Dzięki temu konsumenci mogą

przenieść IHD z jednego pokoju do drugiego i zobaczyć np. skutki włączania i wyłączenia jakiegoś urządzenia. Sprzyja to pogładowi, że konsumenci wykorzystują informacje na temat bieżącej konsumpcji w celu szybkiej identyfikacji możliwości oszczędzania energii (np. wyłączenie światła, niepozostawianie urządzeń w trybie czuwania). Istnieją również dowody na to, że przenoszenie wyświetlacza może odzwierciedlać krótkoterminowe zainteresowanie konsumentów prezentowanymi informacjami. Natomiast brak wyników badań pokazujących skuteczność długotrwałej zmiany nawyków przez odbiorców dzięki możliwości przenoszenia wyświetlacza IHD. Jeżeli możliwość przenoszenia stanie się minimalnym wymogiem stawianym wdrażanym wyświetlaczom domowym, będzie to oznaczać konieczność zastosowania zasilania ich nie z sieci elektrycznej, tylko z baterii lub ładowanych akumulatorów. Jeżeli byłyby to dwa akumulatory AA, to powinny one przez tydzień zapewnić pracę wyświetlacza, przed koniecznością ponownego ich ładowania. Jeżeli stosowane byłyby tam ładowalne akumulatory, to należałoby je wymieniać co 12 miesięcy. Dlatego w Wielkiej Brytanii niektóre grupy konsumentów, sprzedawców energii i producentów wyświetlaczy ostrzegają, że IHD zasilane z baterii bez ładowania, będą prowadzić do zwiększenia kosztów ponoszonych przez konsumentów i zanieczyszczenia dla środowiska (konieczność utylizacji dziesiątków milionów baterii AA rocznie). Ponadto wprowadzenie wymagania opcjonalnego zasilania baterijnego podwyższy cenę urządzenia. Podczas przenoszenia wyświetlacza z pomieszczenia do pomieszczenia może się zdarzyć, że w którymś miejscu moc sygnału i dostępność punktu zasilania będą za małe. Dlatego należy liczyć się również z takimi ograniczeniami. Uwzględniając te argumenty, brytyjski regulator nie określa możliwości przenoszenia wyświetlacza jako minimalnego wymogu [6].

4.3. Wiadomości przekazywane przez IHD

Niektóre wyświetlacze mogą odbierać i przekazywać odbiorcy krótkie wiadomości tekstowe, np. sygnalizujące o zagrożeniu przeciążeniem systemu elektroenergetycznego i cenach krytycznych lub ograniczeniach w poborze mocy. Należy jednak prawnie zadbać, aby nie były tam wysyłane niepożądane informacje marketingowe. Takie wiadomości mogą prowadzić do ignorowania wyświetlaczy IHD przez konsumentów, podważając w ten sposób korzyści możliwe do osiągnięcia. Z drugiej strony można wykorzystać wyświetlacz domowy jako kanał informacyjny do przekazywania przez sprzedawcę energii lub upoważnione podmioty (osoby trzecie) oferty nowych produktów i usług czy porad [7]. Należy jednak pamiętać, że marketing może zniechęcać konsumentów do czerpania informacji z IHD, podważając centralne korzyści pochodzące z wykorzystania IHD w zakresie jego podstawowej roli, jaką jest dostarczanie w czasie rzeczywistym informacji o zużyciu energii.

4.4. Rozpoznawanie wykorzystywanych odbiorników

Jednym z obszarów badań jest obecnie rozpoznawanie urządzeń wykorzystywanych w gospodarstwie domowym na podstawie zarejestrowanych wartości mocy czynnej i biernej. Taka funkcja

nazywana jest nieinwazyjnym monitorowaniem obciążenia używanych urządzeń NIALM (ang. nonintrusive appliance load monitoring) [4]. Przyrządy pomiarowe z technologią NIALM są wykorzystywane przez przedsiębiorstwa energetyczne do badania konkretnych zastosowań energii elektrycznej w różnych domach.

Początkowo wyświetlacze z funkcją NIALM przechodzą proces uczenia się. Proces ten jest uciążliwy i niewygodny, wyświetlacz może podawać nieprawidłowe wyniki albo zadawać pytania, np. czy teraz włączona jest pralka czy zmywarka albo czy program prania został przerwany? Niewątpliwym wyzwaniem staje się skrócony czas życia urządzeń AGD i związana z tym częstsza ich wymiana, przekładająca się na częstsze zaburzenie pracy algorytmów rozpoznawania urządzeń. Aby urządzenia właściwie rozpoznawały wykorzystywane urządzenia, bardzo istotną kwestią jest dostarczanie do nich bardzo dokładnych danych. Dane 15-minutowe są za mało dokładne, a algorytmy wykorzystujące takie dane, są mało skuteczne. Wraz ze zwiększeniem granulacji pomiarów może zwiększyć się dokładność rozpoznawania urządzeń. Jeden z takich algorytmów jest opatentowany: US Patent 4858141.

Na podstawie zebranych informacji dotyczących pracy domowych odbiorników, wyświetlacz IHD mógłby proponować pewne rozwiązania związane z oszczędzaniem energii, np. sugerowałby, żeby zmywarkę uruchamiać wtedy, gdy energia jest tańsza, proponowałby wyłączenie zbędnych odbiorników w godzinach 8.00–16.00 lub w godzinach nocnych, kiedy stwierdzałby, że jedyna zmiana poboru mocy wynika z cykli pracy lodówki. Wyświetlacz, mając dane o cenach energii, mógłby pokazać, jaką kwotę miesięcznie lub rocznie trzeba będzie zapłacić za pozostawianie włączonych takich urządzeń. Oczywiście nie zawsze będzie można stwierdzić, że w stanie czuwania aktualnie znajduje się telewizor, a nie wieża hi-fi. Jednak brak takich danych nie przeszkodzi w oszacowaniu zbędnie zużywanej energii. Informacje o oszczędzaniu i sugestie z tym związane powinny być dostępne na życzenie klienta. Nie powinny się narzucać. Klienci nie akceptują takiej nachalności i najczęściej negatywnie do niej się nastawiają.

4.5. Skuteczność stosowania wyświetlaczy IHD

Niektórzy odbiorcy mogą chcieć uzyskać zbiór danych o zużyciu energii i porównywać go do zużywania energii przez innych klientów. Może to prowadzić do pytań typu: twoja lodówka zużywa tyle energii, a moja więcej. Dlaczego tak jest? Na podstawie takich dylematów będzie można zadawać pytania ekspertom lub na forach internetowych.

Zauważono, że informowanie odbiorcy na bieżąco o jego konsumpcji energii ma bezpośredni związek ze zwiększeniem efektywności jej wykorzystania, nawet wówczas, gdy odbiorca nie ma dodatkowej zachęty, np. w postaci zróżnicowanych cen w różnych okresach doby. Jest to tzw. efekt Priusa. Można zatem powiedzieć, że taka rola licznika lub wyświetlacza IHD powoduje, że odbiorca zacznie zachowywać się bardziej ekologicznie [10]. Dzięki wyświetlaczom domowym klienci stają się bardziej świadomi, widząc zmieniające się wykresy wskazujące na wzrost

poboru mocy w wyniku np. włączenia elektrycznego ogrzewania podłogowego. Wielu klientów nie zdaje sobie sprawy z czynników powodujących wzrost zużycia energii. Zaawansowana infrastruktura pomiarowa AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*) to dobre narzędzie pomocne do zrozumienia tego zjawiska. AMI to zintegrowany zbiór elementów: inteligentnych liczników, modułów i systemów komunikacyjnych, koncentratorów i rejestratorów umożliwiających dwukierunkową komunikację za pośrednictwem różnych mediów i różnych technologii, pomiędzy systemem centralnym a wybranymi licznikami.

Informacje odnoszące się do emisji dwutlenku węgla mogą mieć pozytywny wpływ na podnoszenie świadomości odnośnie wpływu zużycia energii przez odbiorców na taką emisję. Jednak nieznanne są żadne dowody na skuteczność informacji o emisji dwutlenku węgla na oszczędne zużycie energii przez konsumentów. Pomimo że informacje o wielkości emisji kilogramów dwutlenku węgla były dostępne na większości wyświetlaczy stosowanych podczas badań, w dużej mierze zostały zignorowane niemal przez wszystkich uczestników. Wielkość emisji dwutlenku węgla jest proporcjonalna do ilości spalonego gazu ziemnego, jednak w przypadku zużycia energii ilość zanieczyszczeń waha się i jest zależna od rodzaju generacji energii (oraz rezerwy mocy). Czasami wielkość ta zostaje uśredniona dla całego systemu elektroenergetycznego. Przyjęcie jednak takiego założenia powoduje nieporozumienia z klientami, którzy zdecydowali się na promowanie ochrony środowiska i wybrali taryfy: zielone lub niskiej emisyjności dwutlenku węgla [6].

Niektórzy badacze uważają, że początkowo wielu konsumentów będzie otrzymać wyświetlacze domowe za darmo jako narzędzia konieczne do świadomego wykorzystywania energii elektrycznej, w ramach programów wdrożeniowych lub badawczych związanych z inteligentnymi sieciami.

Zauważono, że dane prezentowane na wyświetlaczach IHD były zorientowane głównie na mężczyzn. Jednak to kobiety i dzieci mają tendencję do wyłączania nieprzydatnego oświetlenia oraz innych zbędnych urządzeń domowych. Badania ujawniły niewielki wpływ wyświetlanych informacji na kobiety, które często mają określone oczekiwania w zakresie komfortu i czystości w swoim gospodarstwie domowym [1].

Podczas innego projektu badawczego pilotażowo zainstalowano u odbiorców inteligentne liczniki oraz wyświetlacze IHD z możliwością włączenia alarmu, używanego do ostrzegania użytkownika o poziomie konsumpcji energii [5]. System alarmowy składał się z paneli ściennych z wyświetlaczem powiązany z inteligentnym licznikiem, który uruchamiał alarm, jeśli w gospodarstwie domowym przekraczano ustalony limit zużycia w okresie dwudziestu czterech godzin. Klienci recenzowali, że nie chcą alarmu, który powiadamia ich o wysokim poziomie konsumpcji, zamiast tego zaś woleliby współpracować z inteligentnym licznikiem wtedy, kiedy sami chcą.

W czasie badań w Płn. Karolinie w USA zastosowano wyświetlacze domowe FEM (ang. *Fitch Energii Monitor*), podobne funkcjonalnie do IHD. Zostały one zainstalowane w domach, ale odbiorcy nie zostali poinformowani, że biorą udział w badaniach i że będą obserwowani. Zauważono, że odbiorcy średnio zmniejszyli swoje zużycie energii o ok. 12%. Podczas innych badań w

Kanadzie u 25 odbiorców zainstalowano wyświetlacze RECS (ang. *Residential Electricity Cost Speedometer*), których cechą charakterystyczną było bardzo szybkie odświeżanie prezentowanych informacji. Aktualizacja danych dokonywana była w cyklu 0,6 sek. RECS prezentował szczegółowe informacje o zużyciu energii oraz o kosztach z tego wynikających, w zależności od zastosowania (kuchenka, lodówka, zmywarka, suszarka, oświetlenie). Prezentowane tam były informacje o osiągniętych oszczędnościach kosztów energii w ostatniej godzinie. Zużycie energii elektrycznej mierzono przez 60 dni. Zauważono średnie oszczędności rzędu 12,9% [3].

Wnioski płynące z niektórych badań sugerują, że ludzie nie mogą robić dwóch rzeczy jednocześnie w tym samym czasie. Owszem, można kierować samochodem i rozmawiać, ale trudno jest np. podsłuchać dwie rozmowy jednocześnie. Analogicznie, trudno jest gotować posiłek oraz przyglądać się i analizować dane prezentowane na wyświetlacz domowym. Może to oznaczać, że niektóre osoby będą patrzeć na wyświetlacz, dopiero wtedy, kiedy skończą już gotowanie potraw. Podobnie niektórzy odbiorcy będą spoglądać sporadycznie na wyświetlacz, aby uzyskać opinię na temat dziennego lub tygodniowego zużycia energii, a następnie same będą dokonywały analizy uzyskanych informacji [3].

Większość badań dotyczących skuteczności bezpośredniego oddziaływania i reakcji odbiorców na informacje przekazywane przez IHD pokazały, że średnie oszczędności energii uzyskane dzięki nim wynoszą 2–15%. Wykorzystywano tam wyświetlacze zróżnicowane pod względem konstrukcji i struktury. Posiłkowano się wiedzą o zróżnicowaniu lokalizacyjnym oraz demograficznym odbiorców. Wyniki nie mogą być jednak reprezentatywne dla całej populacji. Ponadto niektóre badania trwały tylko kilka miesięcy, podczas gdy inne były dłuższe. Te różnice sprawiają, że trudno wyciągnąć solidne wnioski i analogie pomiędzy otrzymanymi jednostkowymi wynikami i w ten sposób wyizolować wpływ pojedynczej prezentacji danych na konkretne zachowania konsumenckie. Do tej pory nie było odpowiednich badań dużej skali, trwających dłużej niż dwa lata. Oznacza to, że nie istnieją ilościowe dowody odnoszące się do trwałego wpływu wyświetlaczy na odbiorców.

Podczas 2-letniego projektu badawczego w Ontario uzyskano kilka przydatnych informacji dotyczących wykorzystania IHD. Pod koniec eksperymentu okazało się, że prawie jedna trzecia ankietowanych konsumentów, którzy mieli dostęp do wyświetlacza IHD, zdecydowała się nie używać go w czasie trwania projektu badawczego. W czasie okresu próbnego odbiorcy mogą być bardziej energooszczędni niż przeciętni użytkownicy. Z ankiet wynika, że [6]:

- 76% biorących udział w badaniu przyznało, że obniżyło temperaturę w termostacie
- 74% bardziej zwracało uwagę na otwieranie okien
- 65% czyściło filtry pieca
- 43% ociepliło podgrzewacz wody (typowy podgrzewacz zawsze przechowuje 20–60 litrów wody w gotowości). Zbiornik, w którym przechowywana jest ta woda, jest gorący i wychładza się od niższej temperatury otoczenia.

Łatwo można zaoszczędzić ok. 10% energii, stosując izolację cieplną zbiornika, np. koc izolacyjny z włókna szklanego.

Zmiany takie nie wymagają trwałego korzystania z IHD. To sugeruje, że długoterminowe zmiany zachowań mogą być wywołane przez krótkotrwałe użycie IHD. Wyświetlacze pomagają użytkownikom zrozumieć sens taryf na energię i gaz. Pomimo że obecnie nie ma dowodów na temat trwałego wpływu IHD na zużycie energii, to jednak wydaje się, że w tym obszarze rynek jest jeszcze w fazie początkowego rozwoju, preferencje użytkowników mogą zmienić się wraz z rozwojem technologii [6].

Niektórzy uczestnicy badań, osoby starsze, wyrażały obawy związane z możliwością wyłączenia lub przeprogramowania ich urządzeń, których potrzebują do utrzymywania ciepła i zdrowia. W przypadku energii elektrycznej jest to mniejszy problem, chyba że jest ona wykorzystywana do celów grzewczych. Niektórzy niemający odbiorcy już teraz nie ogrzewają wystarczająco dobrze swoich domów [6].

Należy zdać sobie sprawę, że racjonowanie energii jest poważnym problemem. Na pewno rozwiązaniem nie jest dostarczenie IHD lub odrzucenie opinii wrażliwych konsumentów. Należy wierzyć, że wyświetlacze mogą odegrać ważną rolę w zaopatrzeniu niezamożnych klientów, pomogą im zaoszczędzić pieniądze na rachunkach za energię i wydostać się z ubóstwa energetycznego. Ryzyko racjonowania energii dla klientów wrażliwych może być zmniejszone, jeżeli można będzie przekazać klientom informacje zwrotne o ich zużyciu oraz o sytuacji w systemie elektroenergetycznym.

W przypadku wykorzystania energii elektrycznej do ogrzewania domu, można mówić o nietypowej pracy z wyświetlaczem domowym. Wtedy bowiem dominujący udział w całym zużyciu energii będzie miało takie ogrzewanie. Znaczna dominacja zużycia energii przez jedno urządzenie może powodować, że drobne działania oszczędnościowe i racjonalne konsumenta związane z efektywnym wykorzystaniem energii przez inne urządzenia, będą zagłuszane przez dominujący pobór energii i praktycznie niezauważalne na wyświetlaczu. Wyświetlacze powinny uwzględnić możliwość wystąpienia takich sytuacji i zapewniać opcje do skorygowania całościowego poboru energii przez odbiorcę i odjęcie od niego części energii zużywanej przez energochłonne odbiorniki [6].

Stosując w wyświetlaczach kolorowe oznaczenia, należy pamiętać, że różne osoby mogą różnie odbierać stosowane barwy. Przykładowo mężczyźni często słabiej widzą barwy niż kobiety, dlatego dla nich potrzebna może być inna paleta barw i kolorów. Należy również uwzględnić to, że niektórzy użytkownicy wyświetlaczy domowych mogą być daltonistami.

Podczas interakcji z wyświetlaczem użytkownicy prezentują trzy możliwe rodzaje czytania zawartych na nim informacji [3]:

ilościowe – odbiorca otrzymuje lub poszukuje wartości w postaci liczbowej

sprawdzenie – odbiorca obserwuje szybkość zmian zachodzących na wyświetlaczu

zależności – odbiorca wykrywa bezpośredni związek pomiędzy sterowaniem urządzeniami a wartością prezentowaną na wyświetlaczu.

5. Możliwe zagrożenia

Zdaniem niektórych badaczy nie chodzi o to, aby w domu był wyświetlacz, który daje za dużo danych, ponieważ mogą one dezinformować klienta.

Specjaliści z branży możliwe zagrożenia nazywają tzw. złotymi klamkami. Chodzi o dostarczanie klientom za małe pieniądze zaawansowanych technologii, które dużo kosztują, a klienci ich nie potrzebują, nie wykorzystują lub potem nie doceniają i lekceważą. Już teraz bardzo wielu użytkowników np. smartfonów wykorzystuje niewiele możliwości funkcjonalnych tych urządzeń.

Prawie wszystkie firmy branży energetycznej wdrożyły większość aplikacji środowiska MS Office. Wykorzystanie ich funkcjonalności nie przekracza jednak 10%. Z tego płynie wniosek, że nawet jeżeli wszystkie elementy programowe są wdrożone, w przeważającej liczbie nie są w pełni zintegrowane. Zatem pojawia się problem niewykorzystywania pełnych funkcjonalności zakupionych rozwiązań. W konsekwencji wdraża się bardzo bogate funkcjonalności bez refleksji co do ich optymalnego wykorzystania [11].

Wyświetlacze IHD, posiadające bogate funkcjonalności, wiążą się z koniecznością wdrożenia bardziej zaawansowanego technologicznie oraz droższej zaawansowanej infrastruktury pomiarowej AMI. A to pociąga również za sobą konieczność częstszego i droższego serwisowania AMI i IHD.

Takim użytkownikom wystarczyłyby tańsze i prostsze rozwiązania. Jeżeli sami użytkownicy płacą za takie rozwiązania, to operatorzy lub producenci zachęcają ich do zakupu droższych i bogatszych funkcjonalnie produktów. Część klientów jednak preferuje prostsze rozwiązania. Oni zostaliby niejako uszczęśliwieni na siłę i dodatkowo ponieśliby koszty takiego wdrożenia. Niebagatelną kwestią związaną z wdrażaniem inteligentnych sieci i wyświetlaczy domowych jest postępujący proces starzenia się społeczeństw.

6. Wnioski końcowe

Z przeprowadzonych projektów badawczych wynika wniosek, że wyświetlacz domowy, współpracujący z inteligentnym licznikiem energii elektrycznej, jest bardzo istotnym elementem inteligentnych systemów pomiarowych. Urządzenia mogą być dużo bardziej zaawansowane funkcjonalnie, niż tylko ograniczać się do pokazywania bieżącego poboru mocy oraz prezentowania historycznych danych o zużyciu energii w wybranych przedziałach czasu, z określonym okresem agregacji danych, np. dane godzinowe lub 15-minutowe.

Wiadomo jednak, że tak jak różni są odbiorcy energii, trzeba różnicować wyświetlacze. Należy je dostosować do konkretnego odbiorcy. Są osoby preferujące proste urządzenia oraz osoby, które wykazują zainteresowanie zaawansowanymi funkcjami. Porównując wyświetlacze domowe do telefonów komórkowych, można również powiedzieć, że osoby posiadające zaawansowane funkcjonalnie urządzenia często wykorzystują jedynie ok. 10% ich możliwości. Część zaawansowanych funkcji została

przez nich przetestowana i stwierdzili, że nie spełniają one ich oczekiwań. Niektóre funkcje nie zostały nigdy uruchomione. Jedną z koncepcji wdrażania wyświetlaczy zakłada, że odbiorcy za darmo zostaną wyposażeni w proste funkcjonalnie urządzenia. Dokonają oni wyboru jednego wyświetlacza z prezentowanej puli urządzeń. Jeżeli będą zainteresowani zaawansowanymi technologicznie wyświetlaczami, to będą musieli za nie zapłacić.

BIBLIOGRAFIA

1. Strengers Y., Smart Metering Demand Management Programs: Challenging the Comfort and Cleanliness Habitus of Households, RMIT University, Australian Housing and Urban Research Institute, OZCHI '08 Proceedings of the 20th Australasian Conference on Computer-Human Interaction: Designing for Habitus and Habitat, ACM New York, NY, USA ©2008, s. 9–16.
2. Choi T.S., Analysis of Energy Savings using Smart Metering System and IHD (In-Home Display), Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009, s. 1–4.
3. Wood G., Newborough M., Dynamic energy-consumption indicators for domestic appliances: environment, behaviour and design, *Energy and Buildings* 2003, No. 35, s. 821–841, Elsevier Science B.V.
4. Zeifman M., Disaggregation of home energy display data using probabilistic approach, 2012 IEEE International Conference on Consumer Electronics (ICCE), *IEEE Transactions on Consumer Electronics* 2012, No. 1.
5. OFGEM: ENERGY DEMAND RESEARCH PROJECT, Review of progress for period September 2008 – March 2009.
6. OFGEM: Smart Metering Implementation Programme: In-Home Display, 27.06.2010.
7. OFGEM: Smart Metering Implementation Programme: Consumer Protection, 27.06.2010.
8. OFGEM: Smart Metering Implementation Programme: Statement of Design Requirements, 27.06.2010.
9. Stanowisko prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku, Warszawa, 31.05.2011.
10. Opracowanie modelu stosowania mechanizmów DSR na rynku energii w Polsce, ETAP I: Opracowanie przeglądu aktualnie stosowanych mechanizmów DSR, PSE, Konstancin-Jeziorna, 14.12.2009.
11. Jabłońska M.R., Ku zielonym, inteligentnym miastom, *Smart Grid Polska* 2012, nr 3.
12. Adach R., Zapomniany świat: optymalne wykorzystanie środowiska końcowego użytkownika, PTPiREE, IX Konferencja Systemy Informatyczne w Energetyce SlwE '10.
13. Jeju Island Smart Grid Test-Bed, Developing Next Generation Utility Networks, GSMA, South Korea [online], www.gsma.com, September 2012.

Krzysztof Billewicz

dr inż.
 Politechnika Wroclawska
 e-mail: krzysztof.billewicz@pwr.wroc.pl | www.krzysztofbillewicz.pl
 Adiunkt w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wroclawskiej. Wcześniej pracował w: Okręgowym Urzędzie Miar, Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych oraz w firmie WINUEL SA Grupa Sygnity. Autor kilkudziesięciu publikacji naukowych oraz książki „Smart Metering. Inteligentny System Pomiarowy” (Wydawnictwo Naukowe PWN, 2012). Zainteresowania badawcze: inteligentne sieci elektroenergetyczne, inteligentne systemy pomiarowe, zarządzanie popytem na energię, bezpieczeństwo cyfrowe inteligentnych sieci, przetwarzanie danych w systemach pomiarowo-rozliczeniowych

In-Home Display – a Review of Experiences from Research Projects

Author

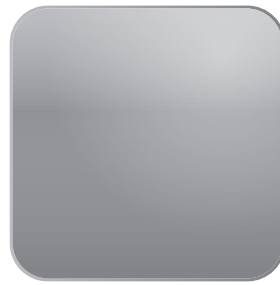
Krzysztof Billewicz

Keywords

in-home display, smart meter, smart metering

Abstract

There are many studies on smart metering. The aim of smart metering is not only automate billing and two-way communication with a smart meter. The measure of success of the implementation of smart metering is the level of customer engagement and his cooperation with energy companies, as well as the consequences of such involvement flowing change his electricity-using habits. This article focuses on one device for smart metering – in-home display. The paper characterized IHD's functions and described international experiences of the research and conclusions of the studies.



www.actaenergetica.org

Kryteria optymalnej kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych

Autorzy

Waldemar L. Szpyra
Wojciech Bąchorek
Aleksander Kot
Andrzej Makuch

**POWRÓT
DO SPISU TREŚCI**

Słowa kluczowe

kompensacja mocy biernej, kryteria optymalizacji, elektroenergetyczne sieci rozdzielcze

Streszczenie

W artykule autorzy omówili skutki przesyłania mocy biernej, podano zależności pozwalające na obliczenie efektów i kosztów kompensacji oraz omówiono wybrane metody oceny efektywności ekonomicznej. Przedstawiono wyniki obliczeń skutków różnych wariantów kompensacji mocy biernej w rzeczywistym obwodzie sieci średniego napięcia. Otrzymane wyniki wskazują, że osiągnięcie maksymalnego zysku z ograniczenia strat, w wyniku kompensacji mocy biernej, nie musi wskazywać na rozwiązanie najbardziej efektywne z ekonomicznego punktu widzenia.

1. Wprowadzenie

1.1. Wpływ mocy biernej na pracę sieci i efekty jej kompensacji

Dla pracy urządzeń prądu przemiennego, takich jak transformatory i maszyny elektryczne, niezbędna jest moc bierna. Jednak jej wytwarzanie i przesyłanie jest niekorzystne dla pracy systemu elektroenergetycznego. Do najczęściej wymienianych negatywnych skutków przesyłania mocy biernej można zaliczyć: zwiększenie strat mocy i energii w elementach sieci, wzrost spadków napięcia, ograniczenie zdolności przesyłowej dla mocy czynnej, niepełne wykorzystanie mocy turbin napędzających generatory, pogorszenie warunków pracy aparatury łączeniowej. Lokalny deficyt mocy biernej może też być przyczyną dużych awarii systemowych. W celu pokrycia zapotrzebowania na moc bierną i umożliwienia jej przesłania konieczne jest stosowanie większych przekrojów przewodów transformatorów o większych mocach znamionowych oraz dodatkowych źródeł energii na pokrycie strat wywołanych jej przesyłaniem. W konsekwencji rosną koszty wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej [1]. Straty mocy czynnej w trójfazowym symetrycznie obciążonym elemencie sieci oblicza się z zależności:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_r \quad (1)$$

gdzie: P i Q – odpowiednio moc czynna i bierna płynąca przez element sieci, R – rezystancja elementu, U – napięcie.

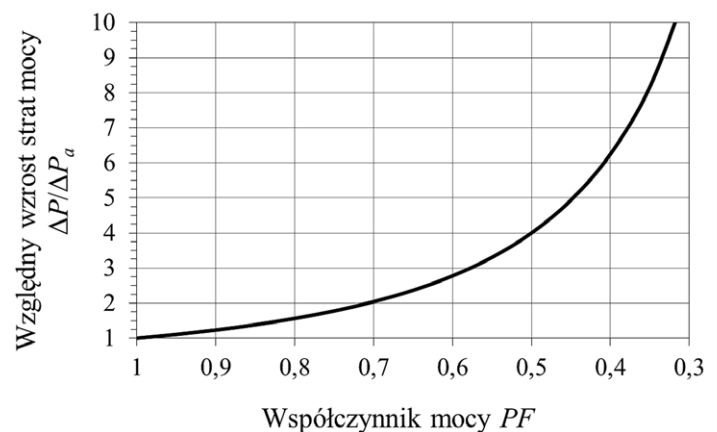
Z kolei spadek napięcia na elemencie sieci oblicza się z zależności:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_r \quad (2)$$

gdzie: X – reaktancja elementu.

Również w tym przypadku można wyróżnić składnik pochodzący od mocy czynnej ΔU_a oraz od mocy biernej ΔU_r .

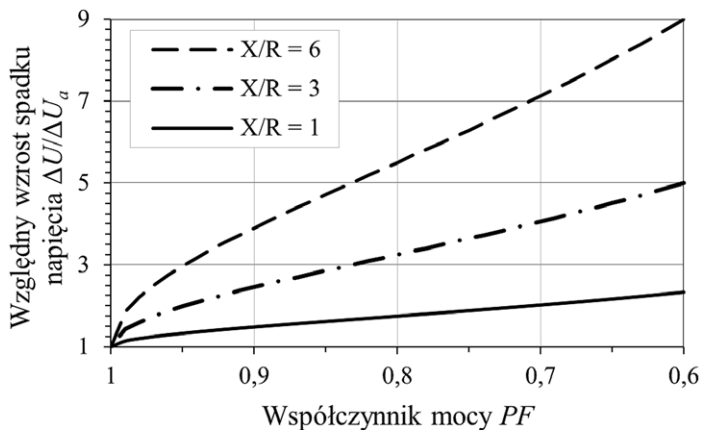
Na rys. 1 pokazano stosunek strat mocy czynnej spowodowanych przez moc bierną do strat mocy czynnej spowodowanych przez moc czynną, w zależności od współczynnika mocy.



Rys. 1. Wpływ przesyłania mocy biernej na straty mocy czynnej

Z powyższego rysunku wynika, że gdy przesyłana moc bierna jest taka sama jak przesyłana moc czynna (co odpowiada

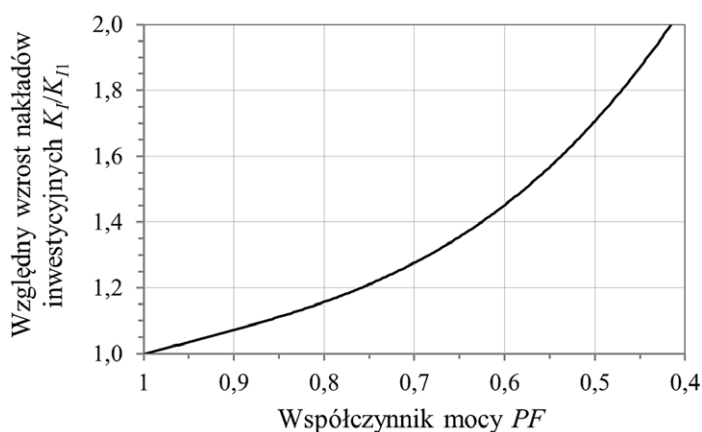
współczynnikowi mocy $PF = 0,7$), straty mocy czynnej będą dwukrotnie większe niż przy braku przesyłania mocy biernej. Na rys. 2 pokazano zależność spadku napięcia od współczynnika mocy przy różnych wartościach stosunku reaktancji do rezystancji elementu sieci.



Rys. 2. Wpływ przesyłania mocy biernej na spadek napięcia

Z rysunku wynika, że wzrost spadku napięcia jest tym większy, im większy jest stosunek reaktancji do rezystancji elementu sieci. W napowietrznych sieciach średniego napięcia stosunek X/R jest bliski jedności, dlatego przesyłanie mocy biernej może mieć wpływ na pogorszenie warunków napięciowych w tych sieciach. Natomiast w sieciach kablowych średniego napięcia, ze względu na większe przekroje żył i małą reaktancję kabli, stosunek X/R może być kilka razy mniejszy i można pominąć wpływ mocy biernej na spadek napięcia w tych sieciach.

Wzrost nakładów inwestycyjnych w zależności od współczynnika mocy pokazano na rys. 3.



Rys. 3. Wpływ przesyłania mocy biernej na wzrost nakładów inwestycyjnych: gdzie K_1 – nakłady inwestycyjne przy $PF = 1$, K_i – nakłady inwestycyjne przy $PF < 1$

Z rys. 3 wynika, że przy współczynniku mocy $PF = 0,7$ nakłady inwestycyjne będą większe niż przy braku przesyłania mocy biernej o ok. 28%.

1.2. Efekty kompensacji mocy biernej

Jednym ze sposobów ograniczania zarówno strat mocy i energii, jak i spadków napięcia jest stosowanie kompensacji mocy biernej. Polega to na instalacji dodatkowego źródła mocy biernej za elementami sieci, w których chcemy ograniczyć straty mocy i spadki napięcia. Moc bierna płynąca przez elementy sieci, za którymi zainstalowano dodatkowe źródło mocy biernej, zmniejszy się o moc przyłączonego źródła. Straty mocy w elemencie sieci po zainstalowaniu za nim źródła mocy biernej będą równe [2]:

$$\Delta P_C = \frac{P^2 + (Q - Q_C)^2}{U^2} R \quad (3)$$

gdzie: Q_C – moc przyłączonego źródła.

Wielkość ograniczenia strat mocy w wyniku kompensacji jest równa różnicy strat przed i po kompensacji:

$$\delta P = \Delta P - \Delta P_C = \frac{R(2Q Q_C - Q_C^2)}{U^2} \quad (4)$$

Wielkość ograniczenia strat energii jest równa całce z chwilowych wartości ograniczenia strat mocy i wyraża się wzorem:

$$\delta E_a = \int_{t=0}^{T_w} \delta P(t) dt = R \int_{t=0}^{T_w} \frac{2Q_C Q(t) - Q_C^2}{U^2(t)} dt \quad (5)$$

gdzie: $Q(t)$ – wartość chwilowa mocy biernej płynącej przez element sieci, T_w – czas, w którym źródło mocy biernej jest włączone.

Jeśli uwzględnimy, że całka: $\int_{t=0}^{T_w} Q(t) dt = E_r$ jest to ilość energii

biernej, która w okresie T_w przepłynęła przez element sieci oraz założymy stałość napięcia w czasie, wówczas wzór na ograniczenie strat energii przyjmie postać:

$$\delta E_a = \frac{R(2E_r Q_C - T_w Q_C^2)}{U^2} \quad (6)$$

Maksymalne ograniczenie strat mocy czynnej w elemencie sieci wystąpi wówczas, gdy moc dodatkowego źródła będzie równa mocy biernej płynącej przez ten element, tj. gdy spełniony jest warunek: $Q_C = Q$. Natomiast w celu określenia mocy kondensatora, przy której wystąpi maksymalne ograniczenie strat energii, należy zróżniczkować wyrażenie (8) względem Q_C i przyrównać różniczkę do zera. Po wykonaniu działań otrzyma się:

$$\frac{\partial \delta E_a}{\partial Q_C} = \frac{R(2E_r - 2T_w Q_C)}{U^2} = 0 \Rightarrow Q_C^{max} = \frac{E_r}{T_w} \quad (7)$$

Przedstawiony wyżej sposób obliczania wielkości ograniczenia strat mocy i energii nadaje się do stosowania w sieciach otwartych o jednym kierunku przepływu energii.

W sieciach rozdzielczych średniego napięcia, zasilających wiele stacji transformatorowych, wykorzystanie podanych wyżej zależności do doboru mocy i wyboru lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej wymaga znajomości zmienności obciążenia elementów sieci w czasie oraz wykorzystania narzędzi umożliwiających obliczenia rozprywu mocy i energii. Ponadto w sieciach tych brakuje dostatecznej ilości informacji pomiarowych o obciążeniu sieci. Wobec tego konieczne jest stosowanie różnych założeń upraszczających, można np. wykorzystać założenia podane w [2, 3].

1.3. Kryteria optymalności rozmieszczenia źródeł mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych

Instalacja dodatkowych źródeł mocy biernej wymaga poniesienia nakładów inwestycyjnych, na które składają się koszty analiz wykonanych w celu określenia lokalizacji i mocy oraz koszty zakupu i montażu tych źródeł. Obecnie najczęściej stosowanym źródłem mocy biernej są baterie kondensatorów. Nakłady inwestycyjne na instalację baterii kondensatorów można obliczyć z zależności:

$$K_I = K_A + K_{RS} + \sum_{k \in NBR} c_{Rk} n_{Rk} + \sum_{k \in NBS} c_{Sk} n_{Sk} \quad (8)$$

gdzie: K_A – koszty analiz, K_{RS} – koszty urządzeń do zdalnej regulacji i sterowania, c_{Rk} – cena regulowanej baterii o k -tej mocy znamionowej, c_{Sk} – cena nieregulowanej baterii o k -tej mocy, n_{Rk} – liczba regulowanych baterii o k -tej mocy, n_{Sk} – liczba nieregulowanych baterii o k -tej mocy, NBR – zbiór mocy znamionowych baterii o regulowanej mocy, NBS – zbiór mocy znamionowych baterii o stałej mocy.

W konkretnych sytuacjach mogą występować tylko niektóre składowe nakładów inwestycyjnych. W literaturze można znaleźć przykłady, w których nakłady inwestycyjne na instalację kondensatorów oblicza się z zależności:

$$K_I = k_j Q_C \quad (9)$$

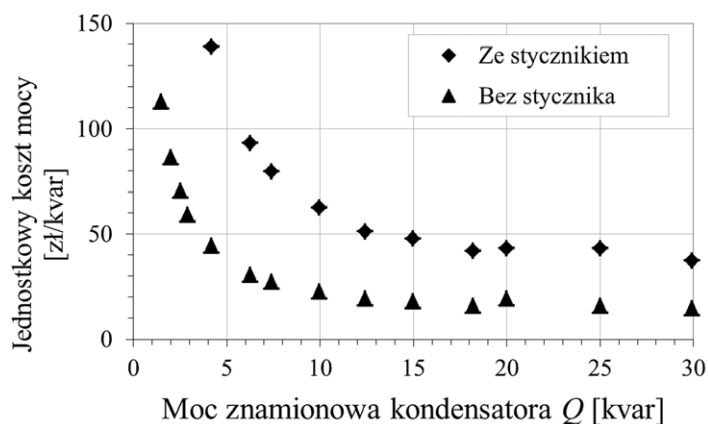
gdzie: k_j – jednostkowy koszt mocy kondensatora, Q_C – moc kondensatora.

Takie założenie jest niewłaściwe ze względu na to, że w kosztach kondensatorów występuje stały, niezależny od mocy składnik o znacznej wartości. Dotyczy to zarówno kondensatorów niskiego, jak i średniego napięcia. Ceny kondensatorów niskiego napięcia oraz ceny styczników przystosowanych do ich załączania zestawiono w tab. 1.

Moc znamionowa [kvar]	Cena kondensatora [zł/szt.]	Cena stycznika [zł/szt.]
1,5	119	193
2,0	123	
2,5	124	
3,0	125	
4,2	133	
6,3	135	
7,5	150	
10	175	
12,5	190	
15	220	
18,3	240	275
20	320	
25	340	490
30	380	

Tab. 1. Ceny kondensatorów niskiego napięcia oraz ceny styczników do ich załączania

Na rys. 4 pokazano zależność ceny 1 kvar mocy kondensatorów niskiego napięcia od mocy znamionowej kondensatora. Na rysunku pokazano dwie krzywe: dla kondensatorów przyłączanych na stałe oraz dla kondensatorów załączanych przez styczniki. Do ceny urządzeń dodano koszt montażu w wysokości $k_m = 50$ zł/szt. dla kondensatorów bez styczników oraz $k_m = 250$ zł/szt. dla kondensatorów ze stycznikami.



Rys. 4. Zależność jednostkowego kosztu mocy kondensatora od jego mocy znamionowej

W obliczeniach często wykorzystywany jest rachunek kosztów rocznych. Na koszty roczne eksploatacji baterii kondensatorów składają się: koszty kapitałowe, koszty eksploatacyjne stałe (koszty ogólne, koszty obsługi i koszty remontów) oraz koszty eksploatacyjne zmienne. Roczne koszty kapitałowe zależą od zakładanego okresu eksploatacji kondensatorów i stopy dyskontowej, a roczne koszty eksploatacyjne stałe oblicza się jako pewien procent od wartości inwestycyjnej. Natomiast roczne koszty zmienne to koszty strat mocy i energii traconej w kondensatorach. Ostatecznie koszty roczne kompensacji można obliczyć z zależności:

$$K_r = K_{rr} + K_{es} + K_{ez} = K_I (r_{rr} + r_{es}) + \delta P_Q Q_C (k_p + T_w k_E) \quad (10)$$

przy czym:

$$r_{rr} = \frac{p(1+p)^{N_a}}{(1+p)^{N_a} - 1} \quad (11)$$

gdzie: r_{rr} – rata rozszerzonej reprodukcji, N_a – zakładany okres eksploatacji, p – stopa dyskontowa (wyrażona w postaci ułamka dziesiętnego), r_{es} – współczynnik odpisu na koszty eksploatacyjne stałe, δP_Q – jednostkowe straty mocy czynnej w baterii kondensatorów, Q_C – moc baterii, k_p – jednostkowy koszt strat mocy, k_E – jednostkowy koszt strat energii, T_w – czas pracy baterii w ciągu roku.

Efektom działania dodatkowych źródeł mocy biernej są oszczędności wynikające z ograniczenia strat mocy i energii w elementach sieci oraz dodatkowe korzyści, jak np. oszczędności wynikające z uniknięcia lub odsunięcia w czasie realizacji inwestycji, koniecznych dla zapewnienia odpowiedniej jakości energii lub pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na moc, w efekcie zwolnienia zdolności przesyłowych przez ograniczenie przesyłanej mocy biernej. Roczne przychody z kompensacji mocy biernej oblicza się z zależności:

$$O_r = \delta P_{max} k_p + \delta E_a k_E + OD \quad (12)$$

gdzie: δP_{max} – wielkość ograniczenia strat mocy czynnej obliczona dla maksymalnego obciążenia mocą bierną, δE_a – roczne ograniczenie strat energii czynnej, OD – oszczędności dodatkowe wynikające z kompensacji.

W praktyce nie wszystkie składniki kosztów oraz przychodów z kompensacji są uwzględniane. Do najczęściej pomijanych składników kosztów należą wydatki poniesione na analizy oraz koszty zmienne eksploatacji kondensatorów (ze względu na małą wartość jednostkowych strat mocy w kondensatorach wynoszącą ok. 1 W/kvar). Natomiast w przychodach, najczęściej pomija się oszczędności dodatkowe oraz zyski wynikające z ograniczenia strat mocy, chociaż w literaturze można znaleźć metody, w których pod uwagę brane jest tylko ograniczenie strat mocy [4, 5].

Jako kryterium optymalizacji, najczęściej przyjmuje się minimum kosztów rocznych lub maksimum zysku z ograniczenia strat w sieci. W pierwszym przypadku funkcja celu przyjmuje postać:

$$\min K_r = \min \{ K_I (r_{rr} + r_{es}) + \Delta P k_p + \Delta E k_E \} \quad (13)$$

gdzie: ΔP – maksymalne straty mocy w sieci powiększone o straty mocy w kondensatorach, ΔE – roczne straty energii w sieci powiększone o straty energii w kondensatorach.

W przypadku maksymalizacji zysku funkcja celu przyjmuje postać:

$$\max Z = \max \{ O_r - K_r \} \quad (14)$$

gdzie: K_r – koszty roczne kondensatorów obliczone z zależności (10), O_r – roczne oszczędności wynikające z pracy kondensatorów.

1.4. Ocena efektywności kompensacji mocy biernej

Można wykazać, że obie wymienione w poprzednim punkcie funkcje celu są tożsame. Żadna z tych funkcji nie niesie jednak informacji o ekonomicznej efektywności kompensacji mocy biernej. Spośród wielu metod porównania i oceny przedsięwzięć inwestycyjnych pod względem efektywności ekonomicznej w praktyce najczęściej wykorzystuje się następujące metody [6]:

- prostego okresu zwrotu kosztów *SPP* (ang. *Simple Payback Period*)
- zdyskontowanego okresu zwrotu kosztów *DPP* (ang. *Discounted Payback Period*)
- równoważnych kosztów jednostkowych *EAC* (ang. *Equivalent Average Cost*)
- wartości zaktualizowanej netto *NPV* (ang. *Net Present Value*)
- wskaźnika wartości zaktualizowanej netto *NPVR* (ang. *Net Present Value Ratio*).

Metoda prostego okresu zwrotu kosztów polega na obliczeniu, po jakim czasie roczne zyski osiągnęte w wyniku realizacji inwestycji zrównają się z nakładami inwestycyjnymi poniesionymi na jej realizację. Jest to najprostsza, a zarazem najmniej dokładna z metod – podstawą obliczeń są koszty i zyski osiągalne w jednym roku, a więc nie uwzględnia się możliwych zmian tych wielkości w czasie.

Bardziej dokładna jest metoda zdyskontowanego okresu zwrotu kosztów. Zdyskontowany okres zwrotu kosztów oblicza się, rozwiązując równanie:

$$K_I - \sum_{n=1}^{n=DPP} (O_{rn} - K_{rn}) (1+p)^{-n} = 0 \quad (15)$$

gdzie: O_{rn} – oszczędności osiągnięte w roku n w wyniku kompensacji, K_{rn} – koszty kompensacji w roku n .

Inwestycja jest opłacalna, gdy $DPP < N_a$.

Kolejną metodą wykorzystującą rachunek kosztów rocznych jest metoda równoważnych kosztów jednostkowych. Równoważny koszt jednostkowy jest to iloraz sumy zdyskontowanych kosztów rocznych przez sumę zdyskontowanych efektów rocznych. Zarówno koszty roczne, jak i efekty roczne dyskontuje się na rok poprzedzający rok rozpoczęcia eksploatacji przy wykorzystaniu tej samej stopy dyskontowej.

Zakładając, że nie występuje zamrożenie kapitału, a okres analizy jest równy lub dłuższy od okresu amortyzacji kondensatorów, równoważny koszt zaoszczędzenia jednostki energii można obliczyć z zależności:

$$EAC = \frac{K_I \left(1 + k_{es} \sum_{n=1}^N (1+p)^{-n} \right)}{\sum_{n=1}^N (\delta E_{an} - T_w \delta P_Q Q_C) (1+p)^{-n}} \quad (16)$$

gdzie: E_{an} – ilość energii czynnej zaoszczędzonej w wyniku ograniczenia strat w elementach sieci w roku n .

Przedsięwzięcie jest opłacalne, jeśli obliczony w ten sposób jednostkowy koszt równoważny zaoszczędzenia jednostki energii jest mniejszy od kosztu zakupu energii na pokrycie strat. W metodzie wartości zaktualizowanej netto nie uwzględnia się kosztów rozszerzonej reprodukcji. Wszystkie poniesione w analizowanym okresie koszty (w tym nakłady inwestycyjne) oraz uzyskane przychody dyskontuje się na rok rozpoczęcia inwestycji. Wartość zaktualizowaną netto oblicza się z zależności:

$$NPV = \sum_{n=0}^N (CI_n - CO_n) (1+p)^{-n} \quad (17)$$

gdzie: CI_n – wpływy pieniężne uzyskane w roku n , CO_n – wydatki pieniężne poniesione w roku n , N – okres obliczeniowy (okres budowy + okres eksploatacji).

W przypadku kompensacji mocy biernej za wpływy pieniężne uzyskane w roku n podstawia się roczne oszczędności obliczone z zależności, zaś za wydatki podstawia się poniesione w tym roku nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne (stałe i zmienne). Przedsięwzięcie jest opłacalne, jeśli wartość NPV za analizowany okres N lat jest dodatnia.

Jedną z najbardziej miarodajnych metod oceny efektywności inwestycji jest metoda wskaźnika wartości zaktualizowanej netto $NPVR$. W tej metodzie obliczoną ze wzoru wartość zaktualizowaną netto odnosi się do poniesionych nakładów inwestycyjnych. W efekcie otrzymuje się informację, ile dochodu w analizowanym czasie przynosi każda zainwestowana jednostka monetarna. Wartość wskaźnika $NPVR$ oblicza się z zależności:

$$NPVR = \frac{NPV}{\sum_{n=0}^N K_{In} (1+p)^{-n}} \quad (18)$$

gdzie: K_{In} – nakłady inwestycyjne poniesione w roku n .

Jeśli pominiemy straty energii w kondensatorach oraz założymy, że oszczędności z ograniczenia strat są takie same w kolejnych latach, a nakłady inwestycyjne są poniesione tylko w ciągu jednego roku, wówczas wartość $NPVR$ można obliczyć z zależności [7]:

$$NPVR = \frac{O_a}{K_I} SD - (1 + k_{es} SD) \quad (19)$$

gdzie: SD – suma czynników dyskontujących:

$$SD = \sum_{n=1}^N (1+p)^{-n} \quad (20)$$

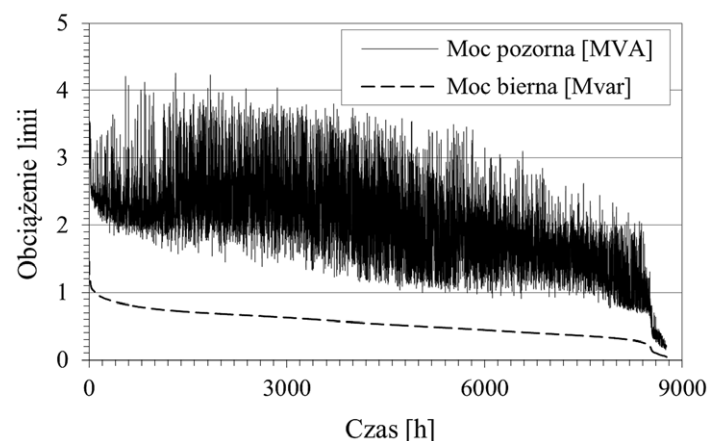
Wybór metody oceny efektywności kompensacji mocy biernej zależy od założonego celu kompensacji. Gdy celem kompensacji jest spełnienie określonych wymagań w zakresie poboru mocy biernej lub poprawa warunków napięciowych w sieci, wystarczy zastosować kryterium minimalizacji kosztów. W rachunku kosztów należy uwzględnić oszczędności wynikające z ograniczenia strat.

Jeśli celem kompensacji jest ograniczenie strat mocy i energii w sieci, kryteria minimalizacji kosztów lub maksymalizacji zysku z ograniczenia strat nie gwarantują otrzymania rozwiązania opłacalnego z ekonomicznego punktu widzenia, gdyż z perspektywy inwestora istotny jest dochód od poniesionych nakładów inwestycyjnych. W takim przypadku bardziej miarodajnym wskaźnikiem efektywności jest wartość wskaźnika $NPVR$.

2. Przykład obliczeń

2.1. Charakterystyka analizowanej sieci

Dla zilustrowania powyższych rozważań wykonano obliczenia dla rzeczywistego obwodu sieci średniego napięcia. Analizowany obwód to linia 15 kV o łącznej długości $l = 22,86$ km (w tym długość magistrali $l_m = 7,76$ km), zasilająca 34 stacje transformatorowe o łącznej mocy zainstalowanych transformatorów $\Sigma S_n = 5791$ kVA. Moc wpływająca do linii w szczycie obciążenia równa jest $S = (3776 + j1460)$ kVA, natomiast ilość energii biernej wpływającej do linii w ciągu roku z GPZ wynosi $E_r = 4765$ kvar.



Rys. 5. Roczny wykres obciążenia linii

Na rys. 5 pokazano roczny wykres obciążenia linii mocą pozorną i bierną, uporządkowany względem mocy biernej, a na rys. 6 uproszczony schemat analizowanej linii. W tabeli umieszczonej w polu rysunku podano oznaczenia węzłów, w których w poszczególnych wariantach dołączono kondensatory do kompensacji mocy biernej. Literą Q obok symbolu kondensatora oznaczono optymalne lokalizacje kondensatorów dla wariantu W 2A omówionego w punkcie 2.2 artykułu.

Dla linii z rys. 6 wykonano obliczenia efektów kompensacji mocy biernej, przyjmując następujące dane do obliczeń: koszt montażu baterii ze stycznikiem: $k_m = 250$ zł/szt., bez stycznika: $k_m = 50$ zł/szt.; jednostkowy koszt mocy: $k_p = 100$ zł/kW/a; jednostkowy koszt energii na pokrycie strat: $k_E = 0,25$ zł/kW·h; stopa dyskontowa: $p = 0,08$ (8%), współczynnik odpisu na koszty eksploatacji baterii ze stycznikiem: $k_{es} = 0,025$ (2,5%), bez stycznika: $k_{es} = 0,005$ (0,5%) od wartości inwestycyjnej; okres analizy $N = 10$ lat (równy deklarowanej przez dostawcę żywotności kondensatorów). Ceny kondensatorów i styczników przyjęto wg cenników dostawców urządzeń, przy czym dla kondensatora o mocy 18,3 kvar bez stycznika cena wynosi 240 zł/szt., a ze stycznikiem 515 zł/szt.,

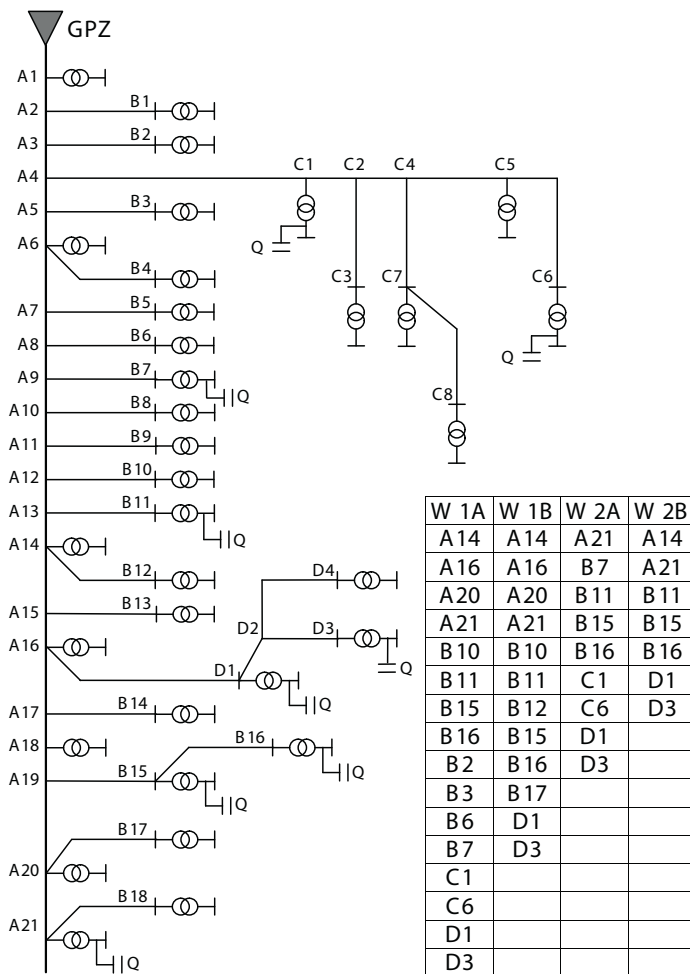
natomiast cena kondensatora o mocy 30 kvar bez stycznika wynosi 380 zł/szt., a ze stycznikiem 870 zł/szt.

Obliczenia wykonano przy następujących założeniach:

obciążenie poszczególnych stacji transformatorowych jest proporcjonalne do udziału mocy znamionowej transformatora zainstalowanego w danej stacji w sumie mocy znamionowych wszystkich transformatorów zasilanych z analizowanej linii

przebieg obciążenia linii jest taki sam w kolejnych latach analizowanego okresu

kondensatory zostaną przyłączone po stronie niskiego napięcia transformatorów.



Rys. 6. Uproszczony schemat linii 15 kV

2.2. Warianty obliczeń

Wykonano następujące warianty obliczeń:

- Wariant W 0 – instalacja we wszystkich stacjach przyłączonych na stałe kondensatorów do kompensacji mocy biernej biegu jałowego transformatorów ($T_w = 8\ 760\ h/a$)
- Wariant W 1A – instalacja w wybranych stacjach kondensatorów o mocy 18,3 kvar bez styczników, przyłączonych na stałe ($T_w = 8\ 760\ h/a$)
- Wariant W 1B – instalacja, w wybranych stacjach kondensatorów o mocy 18,3 kvar ze stycznikami, załączonych 6 000 godzin w ciągu roku ($T_w = 6\ 000\ h/a$)

- Wariant W 2A – instalacja w wybranych stacjach kondensatorów o mocy 30 kvar bez styczników, przyłączonych na stałe ($T_w = 8\ 760\ h/a$)
- Wariant W 2B – instalacja w wybranych stacjach kondensatorów o mocy 30 kvar ze stycznikami, załączonych 6 000 godzin w ciągu roku ($T_w = 6\ 000\ h/a$).

Ilość energii biernej wpływającej do linii z GPZ w okresie odpowiadającym czasowi załączenia kondensatorów w wariantach W 1B i W 2B wynosi $E_r = 3\ 752\ Mvar\cdot h$.

Moce znamionowe kondensatorów, dla których wykonano obliczenia, zostały wybrane ze względu na minimalny jednostkowy koszt mocy biernej (por. rys. 4).

Lokalizacje kondensatorów w wariantach W 1A ÷ W 2B, zostały wybrane wg kryterium maksymalnego zysku z ograniczenia strat energii. Wyboru lokalizacji kondensatorów dokonano metodą heurystyczną według następującego algorytmu:

- 1° Zakłada się przyłączenie kondensatora kolejno do każdej możliwej lokalizacji i wyznacza wartość zysku z ograniczenia strat
- 2° Przyłącza się kondensator w tej lokalizacji, dla której zysk z ograniczenia strat jest największy i przechodzi do kroku 1° w celu ustalenia, w której lokalizacji należy dołączyć kolejny kondensator
- 3° Obliczenia według kroków 1° i 2° powtarza się do momentu, gdy przyłączenie kolejnego kondensatora powoduje zmniejszenie zysku z ograniczenia strat.

W obliczeniach dla sieci z rys. 6 po dołączeniu kolejnego kondensatora rejestrowano: łączną moc kondensatorów Q_C , nakłady inwestycyjne na ich instalację K_I , wartość zysku z ograniczenia strat w ciągu roku Z_r , wielkość ograniczenia strat energii w ciągu roku $\Sigma\delta E_{at}$, wartość wskaźnika NPVR, jednostkowy równoważny koszt ograniczenia strat energii EAC oraz długość dyskontowanego okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych DPP. Obliczenia kontynuowano do momentu, gdy wielkość ograniczenia strat energii zaczęła się zmniejszać.

2.3. Wyniki obliczeń

Wyniki obliczeń zostały zestawione w tab. 2, a wybrane wielkości również w postaci wykresów na rys. 7–10.

Dla wariantów W 1A ÷ W 2B w tabeli podano wielkości obliczone dla dwóch przypadków:

- dla mocy przyłączonych kondensatorów, przy której roczny zysk z ograniczenia strat mocy i energii osiągnął wartość maksymalną, wiersze oznaczone w tabeli $max\{Z_r\}$
- dla mocy przyłączonych kondensatorów, przy której roczne ograniczenia strat energii osiągnęły wartość maksymalną, wiersze oznaczone $max\{\delta E_r\}$.

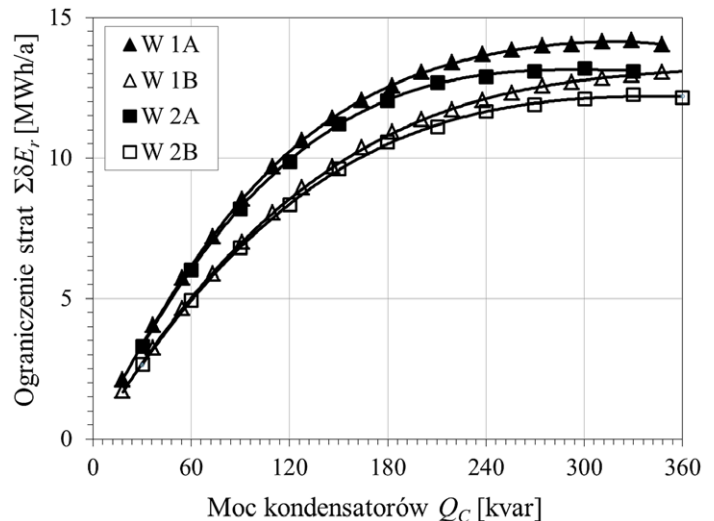
Wielkość	Wariant	W 0	W 1A	W 1B	W 2A	W 2B
NC [szt.]	$\max\{Z_i\}$	34	16	12	9	7
	$\max\{\delta E_{ij}\}$		18	20	10	11
ΣQ_C [kvar]	$\max\{Z_i\}$	86,51	292,8	219,6	270	210
	$\max\{\delta E_{ij}\}$		329,4	366,0	300	330
K_i [zł]	$\max\{Z_i\}$	5 924	5 040	9 180	4 095	7 840
	$\max\{\delta E_{ij}\}$		5 670	15 300	4 550	12 320
$\Sigma \delta E_r$ [MWh]	$\max\{Z_i\}$	6,02	14,03	11,71	13,08	11,12
	$\max\{\delta E_{ij}\}$		14,19	13,12	13,19	12,32
Z_r [zł]	$\max\{Z_i\}$	806	3 593	2 084	3 454	2 138
	$\max\{\delta E_{ij}\}$		3 573	1 627	3 448	1 862
NPVR [zł/zł]	$\max\{Z_i\}$	0,78	4,78	1,52	5,66	1,83
	$\max\{\delta E_{ij}\}$		4,23	0,71	5,08	1,01
EAC [zł/kWh]	$\max\{Z_i\}$	0,1713	0,0553	0,1364	0,0482	0,1227
	$\max\{\delta E_{ij}\}$		0,0616	0,2030	0,0532	0,1748

Tab. 2. Zestawienie wybranych wyników obliczeń

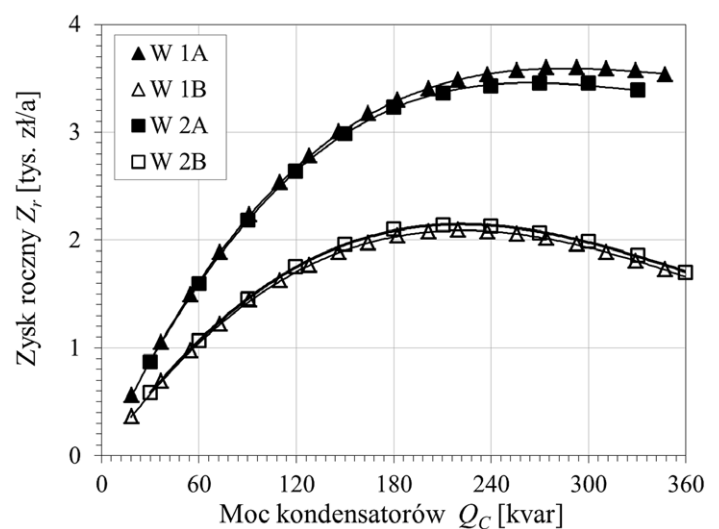
Z analizy danych zestawionych w tab. 2 wynika, że instalacja kondensatorów do kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów jest w tym obwodzie mało efektywna. W wariantach W 1A lub W 2A, ponosząc mniejsze nakłady inwestycyjne, można uzyskać ponaddwukrotnie większe ograniczenie strat energii oraz ponadczterokrotnie większy zysk z ograniczenia strat mocy i energii. Również wartość wskaźnika NPVR jest w tych wariantach kilkakrotnie większa niż w wariantach W 0. Należy również zwrócić uwagę na fakt, że zysk z ograniczenia strat w wariantach W 1A jest większy niż w wariantach W 2A, natomiast wartość NPVR jest większa w wariantach W 2A niż w wariantach W 1A (odpowiednie wartości w tab. 2 zostały pogrubione). Oznacza to, że w zakładanym okresie eksploatacji każda zainwestowana złotówka przyniesie większy dochód w wariantach W 2A niż w wariantach W 1A, czyli z punktu widzenia inwestora bardziej korzystny jest wariant W2A, mimo że zysk w wariantach W 1A jest większy.

Również dla wariantów W1B i W 2B uzyskano lepsze efekty niż w wariantach W 0, pomimo większych nakładów inwestycyjnych i krótszego czasu załączenia kondensatorów.

Poszczególne punkty na osi poziomej na wykresach pokazanych na rys. 7–10, odpowiadają łącznej mocy kondensatorów po przyłączeniu kolejnego kondensatora.

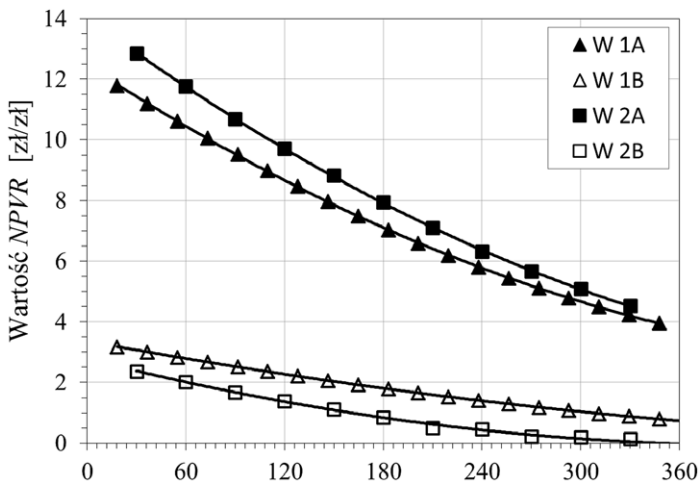


Rys. 7. Zależność rocznego ograniczenia strat energii od mocy przyłączonych kondensatorów

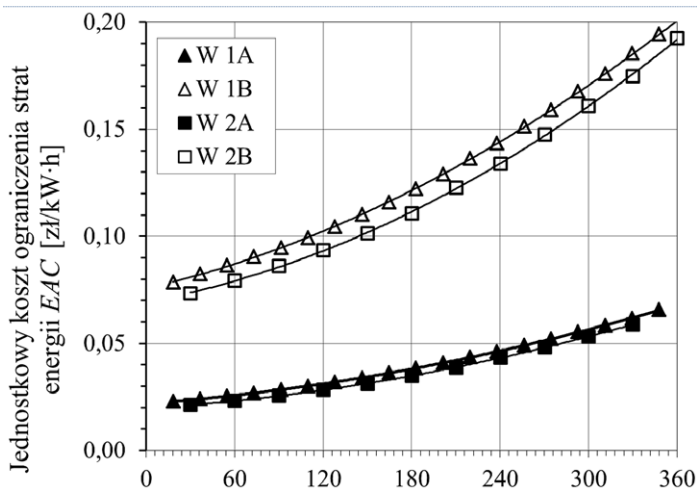


Rys. 8. Zależność rocznego zysku z ograniczenia strat od mocy przyłączonych kondensatorów

Z analizy wykresów na rys. 7 i 8 oraz tab. 2 wynika, że łączna moc przyłączonych kondensatorów, przy której zysk z ograniczenia strat mocy i energii osiąga maksimum, jest mniejsza od mocy, przy której występuje maksymalne ograniczenie strat energii. Należy również zauważyć, że zarówno różnica ograniczenia strat, jak i różnica zysku z ograniczenia strat pomiędzy wariantami różniącymi się mocą znamionową kondensatorów (W 1 i W 2) jest niezbyt duża. Natomiast pomiędzy wariantami bez styczników i ze stycznikami (warianty oznaczone literami A i B) różnice tych wielkości są znacznie większe. Jest to uzasadnione znacznie większymi nakładami inwestycyjnymi na instalację kondensatorów ze stycznikami oraz krótszym czasem załączenia kondensatorów w wariantach ze stycznikami (oznaczonych literą B).



Rys. 9. Zależność wskaźnika wartości zaktualizowanej netto od mocy przyłączonych kondensatorów



Rys. 10. Zależność jednostkowego równoważnego kosztu ograniczenia strat energii od mocy przyłączonych kondensatorów

Z wykresów na rys. 9 i 10 wynika, że dołączenie każdego kolejnego kondensatora powoduje zmniejszenie wskaźnika wartości zaktualizowanej netto (rys. 9) oraz wzrost jednostkowego równoważnego kosztu ograniczania strat. Jest to uzasadnione tym, że funkcja wyrażona równaniem (6) jest odwróconą parabolą osiągnącą maksimum, gdy moc przyłączonych kondensatorów jest równa ilorazowi energii biernej przez czas załączenia kondensatorów [wyrażenie (7)]. W takim przypadku przyrost ograniczenia strat po dodaniu kolejnego kondensatora jest coraz mniejszy (por. rys. 7), a nakłady inwestycyjne, w przypadku jednakowych kondensatorów, rosną liniowo.

W podobny sposób można wytłumaczyć wzrost jednostkowego równoważnego kosztu ograniczenia strat energii po dołączeniu kolejnego kondensatora, z tą różnicą, że w wyrażeniu (16) koszty będące funkcją nakładów inwestycyjnych są w liczniku ułamka, a wielkość ograniczenia strat energii w mianowniku.

3. Podsumowanie

W artykule omówiono wybrane, negatywne aspekty przesyłania mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych.

Przedstawiona w artykule prosta metoda określania wielkości ograniczenia strat mocy i energii może być wykorzystana do obliczeń związanych z optymalizacją rozmieszczenia dodatkowych źródeł mocy biernej w sieciach rozdzielczych o strukturze otwartej (typu drzewo), o jednym kierunku przepływu energii. W takich sieciach konieczne jest ponadto wykorzystanie programów do obliczeń rozplywu mocy i energii.

Na podstawie wyników obliczeń wykonanych dla typowego, rzeczywistego obwodu sieci 15 kV, można sformułować następujące wnioski:

1. Instalacja kondensatorów niskiego napięcia w stacjach transformatorowych SN/nn może być skutecznym i efektywnym, z ekonomicznego punktu widzenia, sposobem kompensacji mocy biernej w sieciach rozdzielczych.
2. Najbardziej popularny obecnie sposób kompensacji mocy biernej w krajowych sieciach rozdzielczych, polegający na instalacji w stacjach SN/nn kondensatorów niskiego napięcia do kompensacji tylko mocy biernej biegu jałowego transformatorów zainstalowanych w tych stacjach jest mało efektywny z ekonomicznego punktu widzenia. Potwierdzają to wyniki obliczeń dla wariantu W 0 oraz wyniki badań wykonanych dla jednego z operatorów sieci dystrybucyjnych [8]. Na 10 poddanych analizie obwodów, w których zainstalowano kondensatory do kompensacji mocy biernej biegu jałowego, tylko w 5 przypadkach roczny zysk z ograniczenia strat był większy od zera. Jedynie dla dwóch obwodów zysk był na tyle duży, by zwrot nakładów na instalację kondensatorów nastąpił w czasie krótszym od 10-letniego okresu żywotności kondensatorów deklarowanego przez dostawcę.
3. Bardziej efektywnym sposobem kompensacji mocy biernej w sieciach rozdzielczych jest instalacja w nielicznych, wybranych stacjach SN/nn kondensatorów niskiego napięcia o znacznie większej mocy znamionowej niż moc bierna biegu jałowego transformatorów. Potwierdzają to wyniki obliczeń dla wariantów W 1A ÷ W 2B.
4. Łączna moc kondensatorów bez styczników (warianty W 1A i W 2A), w sieci zasilanej ze stacji 110 kV/SN, nie powinna być większa od minimalnej mocy biernej odbieranej w tych stacjach z sieci 110 kV.
5. W sieciach, w których występują okresowe przepływy mocy biernej z sieci SN do sieci 110 kV, można wykorzystać znacznie droższe, a przez to również mniej efektywne z ekonomicznego punktu widzenia kondensatory załączane stycznikami. Sterowanie tymi stycznikami mogą realizować przekaźniki czasowe wg ustalonego harmonogramu.
6. Przed podjęciem decyzji o instalacji kondensatorów w danej sieci należy wykonać analizę techniczno-ekonomiczną w celu wyboru najbardziej korzystnego wariantu kompensacji.
7. Wykonane obliczenia wskazują, że rozwiązanie, które charakteryzuje się największą wartością zysku z ograniczenia strat mocy i energii w wyniku kompensacji mocy biernej, nie

jest jednocześnie rozwiązaniem najbardziej efektywnym z ekonomicznego punktu widzenia.

8. Jako miarę efektywności ekonomicznej należy wykorzystywać wskaźnik wartości zaktualizowanej netto, który informuje, jaki dochód w założonym okresie eksploatacji przyniesie każda zainwestowana jednostka monetarna.

BIBLIOGRAFIA

1. Szpyra W., Efektywność kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów SN/nn, *Przegląd Elektrotechniczny* 2011, r. 87, nr 2, s. 144–147.
2. Szpyra W. i in., Efektywność kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych, XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, APE '11, Gdańsk – Jurata, 8–10 czerwca 2011, t. 4, Energetyka odnawialna i sieci elektroenergetyczne: elektrownie wiatrowe, urządzenia i sieci elektroenergetyczne, s. 107–115.
3. Szpyra W., Tylek W., Kot. A., Wyznaczanie strat mocy i energii w rozległej sieci elektroenergetycznej średniego napięcia, *Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej* nr 91, Seria: Konferencje nr 34, IV Konferencja Naukowo-Techniczna „Sieci elektroenergetyczne w przemyśle i energetyce. Sieci 2000”, tom II, s. 403–410.
4. Mekhamer S.F. i in., New heuristic strategies for reactive power compensation of radial distribution feeders, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2002, Vol. 17, Issue 4, s. 1128–1135.
5. Eajal A.A., El-Hawary M.E., Optimal Capacitor Placement and Sizing in Unbalanced Distribution Systems With Harmonics Consideration Using Particle Swarm Optimization, *IEEE Transactions on Power Delivery*, July 2010, Vol. 25, Issue 3, s. 1734–1741.
6. Paska J., *Ekonomika w elektroenergetyce*, Warszawa 2007.
7. Hanzelka Z. i in., Reactive power compensation, in *Electrical energy efficiency: technologies and applications*, edited by Sumper A. & Baggini A., John Wiley & Sons, Chichester 2012, s. 371–398.
8. Szpyra W. i in., Analiza techniczno-ekonomiczna zabudowy kondensatorów nn do kompensacji mocy biernej w stacjach SN/nn do, Etap II, Raport z pracy badawczej nr 5.5.120.968, AGH w Krakowie, Kraków, wrzesień 2010 [praca niepublikowana].

Waldemar L. Szpyra

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Obecnie adiunkt w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Zajmuje się modelowaniem, estymacją stanu pracy i optymalizacją sieci rozdzielczych, zastosowaniem metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce oraz gospodarką elektroenergetyczną.

Wojciech Bąchorek

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: wojbach@agh.edu.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego zainteresowania zawodowe dotyczą modelowania i analiz stanu pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych oraz zastosowania metod sztucznej inteligencji w optymalizacji ich pracy.

Aleksander Kot

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: akot@agh.edu.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego zawodowe zainteresowania lokują się w obszarach: analizy i estymacji stanu pracy sieci rozdzielczych, zagadnień optymalizacji na potrzeby projektowania i eksploatacji, metod sztucznej inteligencji, prognozowania i planowania rozwoju sieci, systemów informatycznych w elektroenergetyce oraz rynku energii.

Andrzej Makuch

mgr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: amakuch@agh.edu.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego główne zainteresowania dotyczą komputerowego modelowania automatyki zabezpieczeniowej.

Optimisation Criteria for Reactive Power Compensation in Distribution Networks

Authors

Waldemar L. Szypra
Wojciech Bąchorek
Aleksander Kot
Andrzej Makuch

Keywords

reactive power compensation, optimization criteria, power distribution networks

Abstract

This paper describes the effects of reactive power flow through the power transmission and distribution networks. It also presents the dependencies allowing to calculate the costs and effects of reactive power compensation. Additionally selected methods for assessing economic efficiency were discussed. The paper presents calculation results for different variants of reactive power compensation in a real, medium voltage feeder. The results indicate that maximum profit from the reduction of losses due to reactive power compensation does not necessarily mean the most efficient solution from the economic point of view.

Optimalizacja konfiguracji dla sieci rozdzielczych SN i nN

Autorzy

Piotr Helt
Piotr Zduńczyk

**POWRÓT
DO SPISU TREŚCI**

Słowa kluczowe

sieci rozdzielcze, optymalizacja, algorytmy genetyczne

Streszczenie

Zmniejszanie strat w procesie dystrybucji energii elektrycznej wynika z obowiązującego prawa. Optymalizacja konfiguracji sieci może doprowadzić do zmniejszenia sumarycznych strat mocy nawet o kilkanaście procent. W artykule porównano metody optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych: rozptylową i opartą na algorytmach genetycznych. Przedstawione rozwiązania umożliwiają wyznaczanie optymalnych rozcięć jednocześnie w sieci SN oraz nN. Zaprezentowano wyniki obliczeń dla rzeczywistych fragmentów sieci rozdzielczej, wskazujące na dużą efektywność optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych.

1. Wprowadzenie

Poprawa efektywności energetycznej stała się w Polsce jednym z priorytetowych zadań. Zmniejszanie strat w procesie dystrybucji energii elektrycznej jest coraz bardziej istotne, prowadzenie działań w tym zakresie wynika z obowiązującego prawa. W Ustawie o efektywności energetycznej z 15 kwietnia 2011 roku [1] określono cele w zakresie oszczędności energii. Jedną z kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej jest zmniejszenie strat energii elektrycznej w przesyłach lub dystrybucji. W szczególności do przedsięwzięć tych zaliczono:

- ograniczenie przepływów mocy biernej
- ograniczenie strat sieciowych w ciągach liniowych
- ograniczenie strat w transformatorach.

W Drugim Krajowym Planie Działań dotyczącym efektywności energetycznej dla Polski [2], przyjętym przez Radę Ministrów 17 kwietnia 2012 roku, wśród szczegółowych celów w obszarze efektywności energetycznej wymieniono m.in. zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych w przesyłach i dystrybucji poprzez m.in. modernizację obecnych i budowę nowych sieci, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej.

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE) [3] produkcja oraz import energii elektrycznej w 2010 roku wyniosły łącznie 163 968 GWh. Straty i różnice bilansowe równe były 11 851 GWh, czyli 7,23%.

Rozdział strat energii elektrycznej na poszczególne poziomy napięć sieci elektroenergetycznych przedstawiono w tab. 1 wg danych z [4]. Na ich podstawie można stwierdzić, że największe strat występuje w rozdzielczych sieciach SN i nN.

	[GWh]	[%]
Sieć 400 i 220 kV	1747	14,6%
Sieć 110 kV	2355	19,7%
Sieć SN i nN	7857	65,7%
Sieć SN	3566	29,8%
Sieć nN	4290	35,9%

Tab. 1. Straty dla poszczególnych poziomów napięć (2010), źródło: [4]

Optymalizacja konfiguracji jest jednym z podstawowych działań bezinwestycyjnych, prowadzących do zmniejszania strat w elektroenergetycznej sieci rozdzielczej. Wprowadzenie metod optymalizacyjnych może doprowadzić do zmniejszenia sumarycznych strat mocy nawet o kilkanaście procent.

2. Metody wyznaczania optymalnej konfiguracji

W pracy porównano wyniki dwóch metod optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych SN i nN:

- Rozptylowej (francuskiej, nazywanej także heurystyczną) – zaletą tej metody jest jej prostota oraz duża szybkość obliczeń
- AG – wykorzystującej algorytmy genetyczne.

Algorytm rozptylowy [5] jest metodą przybliżoną, dokonuje się w nim w kolejnych krokach wyłączeń linii najmniej obciążonych, kontrolując spełnienie warunków technicznych. Zasada działania algorytmu rozptylowego jest następująca:

- Zamyka się sieć (stany możliwych do zamknięcia łuków ustawione na „zamknięty”), zakłada się równość napięć we wszystkich węzłach będących punktami zasilania
- Wyznacza się rozptyw prądu lub mocy czynnych (wykorzystując algorytmy stałoprądowe), rozcięcie lokuje się w linii

najmniej obciążonej, sprawdzając spełnienie warunków technicznych. Jeśli rozcięcie powoduje utratę spójności sieci, to eliminuje się następną co do wartości przepływu prądu lub mocy czynnej linię

3. Postępowanie takie trwa aż do momentu otrzymania sieci typu drzewo.

Algorytm rozptylowy jest znacznie szybszy od ogólnych algorytmów programowania matematycznego.

W artykule przedstawiono wyniki uzyskane z wykorzystaniem dwóch wariantów algorytmu rozptylowego:

1. AR1 – rozptyw mocy wykonany był jedynie raz, przed rozpoczęciem procesu wyłączenia łuków
2. AR2 – po każdym skutecznym wykonaniu rozcięcia wyznaczany był ponownie rozptyw mocy.

Algorytmy genetyczne należą do grupy algorytmów poszukiwania losowego, wykorzystując losowy wybór jako wspomaganie procesu poszukiwania optymalnego rozwiązania w zakodowanej przestrzeni rozwiązań [6, 7]. W każdym algorytmie ewolucyjnym osobnik reprezentujący potencjalne rozwiązanie problemu projektowany jest jako pewna struktura danych. Zbiór osobników tworzy populację. Najprostszą reprezentacją jest utworzenie osobnika w postaci łańcucha binarnego, reprezentującego punkt w przestrzeni rozwiązań. Określa się również funkcję przystosowania (odpowiadającą funkcji celu), wyznaczaną dla każdego osobnika w populacji oraz dla całej populacji. Proces poszukiwania optimum rozpoczyna się z pewnego zbioru punktów (populacji) w przestrzeni rozwiązań. Zadanie optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych definiuje się następująco: należy tak ustalić optymalne miejsca rozcięć w sieci rozdzielczej SN i nN, by zminimalizować całkowite koszty strat mocy i energii elektrycznej w przyjętym okresie optymalizacji, przy spełnieniu wymaganych ograniczeń.

Zbiór ograniczeń podzielono na dwie grupy:

1. Ograniczenia niezawodnościowe
 - a) Zachowanie typu układu (zapewnienie zasilania w energię elektryczną wszystkich odbiorców, niedopuszczenie do dwustronnego zasilania żadnego odbiorcy)
 - b) Zachowanie zbioru łuków wyłączonych arbitralnie
 1. Ograniczenia techniczne
 - a) Zachowanie dopuszczalnych spadków napięć
 - b) Nieprzeciążenie żadnego z elementów sieci.

W algorytmie rozptylowym są kontrolowane wyłącznie ograniczenia niezawodnościowe. Rozwiązanie zadania bazuje na jego szczególnych właściwościach.

Dla metody AG zdefiniowano następującą funkcję celu, będącą sumą kosztów strat oraz kosztów wykonania przełączeń wraz z kosztami instalacji nowych łączników [8, 9]:

$$F = n_{pl} K_{prl} + n_{pt} K_{prt} + n_{lrm} K_{lrm} + n_{lsm} K_{lsm} + K_{str} \quad (1)$$

gdzie: n_{pl} – liczba zmian stanów łączników o stopniu zmiany stanu „łatwy”, K_{prl} – średni koszt przełączenia pojedynczego łącznika o stopniu zmiany stanu „łatwy”, n_{pt} – liczba zmian stanów łączników o stopniu zmiany stanu „trudny”, K_{prt} – średni koszt przełączenia pojedynczego łącznika o stopniu zmiany stanu „trudny”, n_{lrm} – liczba nowych łączników w sieci nN, K_{lrm} – średni koszt

zakupu i instalacji nowego łącznika w sieci nN, n_{lsm} – liczba nowych łączników w sieci SN, K_{lsm} – średni koszt zakupu i instalacji nowego łącznika w sieci SN.

Przyjęto, że o wartości kosztów strat decyduje rozptyw mocy w szczycie obciążenia. Punkty rozcięć ustalane są wówczas dla odpowiednio długiego okresu optymalizacji T.

1. W skład kosztów zmiany konfiguracji sieci zaliczono:
2. Uśrednione koszty zmiany stanu łącznika zdalnie sterowanego
3. Uśrednione koszty zmiany stanu łącznika sterowanego ręcznie
4. Uśrednione koszty instalacji nowego łącznika w sieci SN
5. Uśrednione koszty instalacji nowego łącznika w sieci nN.

Dla łuków sieci elektroenergetycznej zdefiniowano atrybut „stopień zmiany stanu”, mogący przybierać następujące wartości:

- łatwy – tylko dla łuków będących łącznikami, oznacza możliwość zdalnego sterowania łącznikiem
- trudny – tylko dla łuków będących łącznikami, oznacza konieczność ręcznej zmiany stanu łącznika
- inwestycyjny – tylko dla łuków niebędących łącznikami, oznacza możliwość zainstalowania łącznika na jednym z końców łuku
- niemożliwy – dla łuków będących łącznikami oznacza niemożność zmiany zadanego stanu łącznika, dla łuków niebędących łącznikami oznacza niemożność instalacji nowego łącznika.

Optymalizacja dla algorytmu AG może być realizowana w dwóch trybach:

1. AGB, tryb bezinwestycyjny – możliwe są zmiany stanów wyłącznie łączników w analizowanej sieci
2. AGI, tryb inwestycyjny – zmiany stanów mogą dotyczyć zarówno łączników, jak też odcinków linii elektroenergetycznych.

Konstrukcja genu dla AG zapewnia spełnienie warunków niezawodnościowych. Poszczególne pozycje genu oznaczają numery otwartych łączników w pętłach. Po operacjach krzyżowania i mutacji wykonywana jest kontrola spełnienia warunków niezawodnościowych i gen jest odpowiednio korygowany, tak aby warunki niezawodnościowe zostały spełnione.

Ograniczenia techniczne nie zostały wprowadzone do funkcji celu, natomiast zdefiniowane zostały dwie funkcje karne: dla przekroczeń napięciowych oraz dla przekroczenia przepustowości łuków. Większa waga została przyporządkowana przekroczeniom przepustowości łuków, przekroczenie dopuszczalnych poziomów napięć jest najczęściej możliwe przez regulację zaczepek w transformatorach.

W celu wyznaczenia rozptywu mocy w szczycie obciążenia wykorzystano metodę estymacji obciążeń szczytowych [10]. Obciążenia szczytowe wyznaczone są na podstawie danych z systemu bilingowego oraz pomiarów dokonanych w wybranych stacjach SN/nN. Zależność estymacyjna budowana jest z wykorzystaniem algorytmów genetycznych. W wyniku wyznaczenia rozptywów mocy dla otrzymanych z estymacji obciążeń szczytowych uzyskuje się również wartości strat mocy i energii.

Koszty strat mocy i energii wyznacza się, przyjmując średnie jednostkowe koszty mocy czynnej i strat energii oraz zakładając czas trwania strat maksymalnych. Do obliczeń rozpliwowych zastosowano algorytm Newtona dla sieci zamkniętej, metoda rozpliwowa wymaga wyznaczania rozpliwów mocy w sieci zamkniętej. Ze względu na charakter rozpliwowych obliczeń metodą macierzową, w celu wyznaczenia przepływów mocy w łącznikach zostały one zamienione na bardzo krótkie odcinki linii o możliwie dużym przekroju.

3. Odzworowanie sieci rozdzielczej

Odzworowanie sieci rzeczywistej do obliczeń optymalizacyjnych pozyskane zostało z systemu GIS. W modelu sieci uwzględnione są następujące elementy sieci elektroenergetycznej:

1. Transformatory 110 kV/SN (2-uzwojeniowe, 3-uzwojeniowe, z uzwojeniami dzielonymi)
2. Odcinki linii kablowych oraz napowietrznych SN i nN
3. Łączniki SN oraz nN
4. Węzły odbiorcze zasilane z sieci SN lub nN
5. Generacja rozproszona przyłączona do węzłów sieci SN lub nN.

Dodatkowo w modelu znalazł się obiekt „LINE CONNECTION”, będący reprezentantem połączenia o zerowej impedancji. Obiekt tego typu na ogół występuje w systemach GIS (stosowany np. w celu zwiększenia czytelności schematów wewnętrznych stacji elektroenergetycznych).

Przed rozpoczęciem obliczeń optymalizacyjnych upraszczane jest odzworowanie sieci rozdzielczej. Eliminowane są z modelu łuki nieistotne ze względów elektrycznych, łączniki otwarte eliminowane są z sieci, natomiast łączniki zamknięte są agregowane z łukami sąsiednimi.

Obliczenia przykładowe zrealizowano dla następujących fragmentów sieci elektroenergetycznej:

1. KSN – obszar zasilany przez GPZ1, wyłącznie sieć SN, bez transformatorów SN/nN
2. LSN – obszar zasilany przez GPZ2, wyłącznie sieć SN, bez transformatorów SN/nN
3. KNN – obszar zasilany przez GPZ1 obejmujący sieć SN i nN
4. LNN – obszar zasilany przez GPZ2 obejmujący sieć SN i nN.

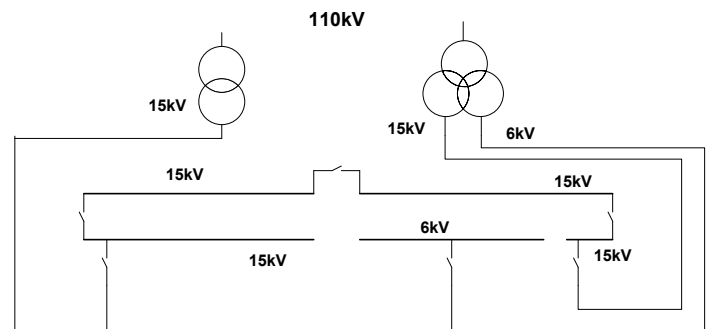
Sieć SN w obszarze zasilanym przez GPZ1 miała dwa poziomy napięć (6 kV i 15kV), natomiast w sieci SN, zasilanej z GPZ2, występowały trzy poziomy napięć (30 kV, 15 kV i 6 kV).

W tab. 2 przedstawiono podstawowe dane dotyczące analizowanych fragmentów rozdzielczych sieci elektroenergetycznych.

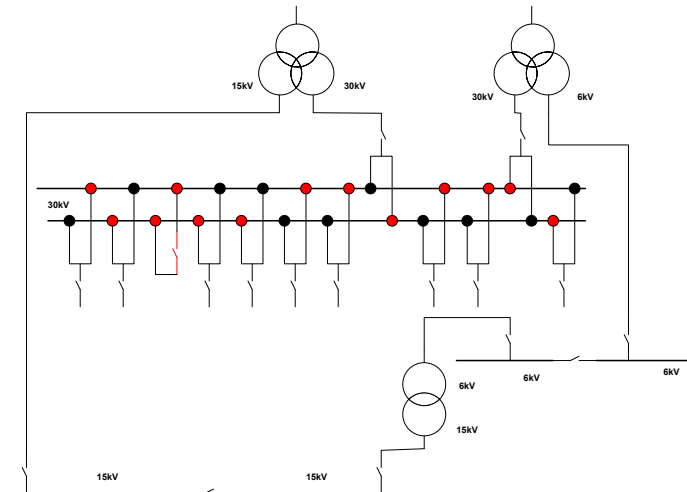
	KSN	LSN	KNN	LNN
Sieć nN	N	N	T	T
Moc czynna odbierana [kW]	16 144,6	31 220,4	15 966,7	31 003,7
Moc bierna odbierana [kVar]	4 074,8	7 834,5	3 991,7	7 750,9
Liczba łuków	4 599	13 804	40 413	148 522
Liczba węzłów	4 586	13 766	40 324	148 298
Liczba łączników	650	1 408	6 009	19 293
Zredukowana liczba łączników	306	796	3 464	16 758
Liczba odcinków linii	1 236	5 971	15 779	65 353
Liczba trf. SN/nN	0	0	124	518
Liczba pętli	14	39	90	225

Tab. 2. Dane optymalizowanych fragmentów sieci rozdzielczych

Na rys. 1 i 2 przedstawiono schematy GPZ zasilających analizowane obszary rozdzielczych sieci elektroenergetycznych. W każdym z GPZ znajdują się dwa transformatory o górnym napięciu na poziomie 110 kV. W celu uzyskania jednego drzewa dla każdego z obszarów konieczne było wprowadzenie linii 110 kV łączących górne strony transformatorów zasilających z wirtualnym punktem zasilającym.

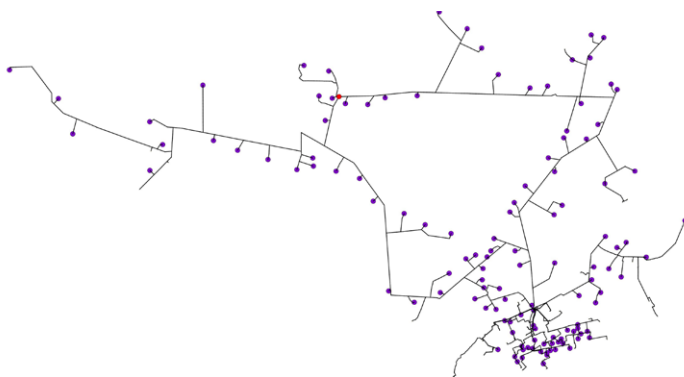


Rys. 1. Schemat GPZ1 dla sieci KSN, KNN

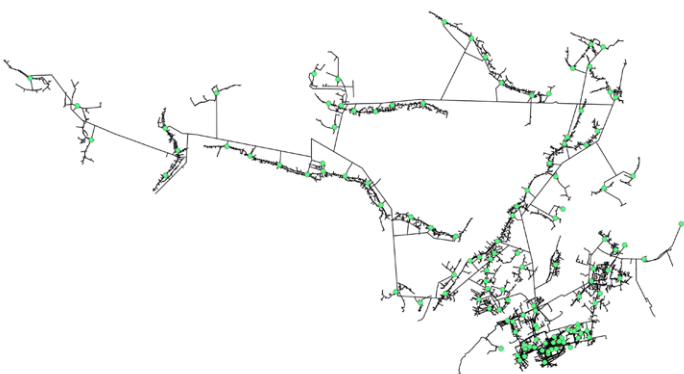


Rys. 2. Schemat GPZ2 dla sieci LSN, LNN

Na rys. 3 i 4 przedstawiono mapę sieci rozdzielczej dla obszaru zasilania GPZ1



Rys. 3. Sieć KSN zasilana z GPZ1, fioletowe punkty – transformatory SN/nN – nie występują w odwzorowaniu do obliczeń



Rys. 4. Sieć KNN zasilana z GPZ1, zielone punkty – transformatory SN/nN

4. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych

W pierwszym etapie prac wyznaczono straty mocy dla pozyskanych rzeczywistych konfiguracji sieci rozdzielczych. Wyniki obliczeń podano w tab. 3.

Obszar	Straty mocy czynnej	Straty mocy czynnej
	[kW]	[%]
KSN	363,06	1,77
KNN	1620,9	5,19
LSN	473,4	2,96
LNN	2496,3	8,05

Tab. 3. Straty mocy czynnej dla wejściowych konfiguracji sieci przykładowych

W obliczeniach optymalizacyjnych przyjęto, że wszystkie łączniki w analizowanych obszarach sieci elektroenergetycznej charakteryzują się trudną zmianą stanu, co odpowiada konieczności ręcznego wykonywania przełączeń. Nie były dostępne dane dotyczące ograniczeń zmiany stanów łączników, przyjęto, że dla wszystkich łączników możliwa jest zmiana stanu. Analiza wyników obliczeń rozptylowych pozwoliła na identyfikację łączników, dla których niemożliwa była zmiana stanu z otwartego na zamknięty – w pozyskanym odwzorowaniu sieci występował np. łącznik o napięciach znamionowych węzłów 6 kV i 15 kV (łączył różne poziomy napięcie).

Do wykonania obliczeń optymalizacyjnych z wykorzystaniem algorytmów genetycznych wykorzystano system wspomagania rozwoju i optymalizacji pracy rozdzielczych sieci energetycznych ELGrid, opracowany w firmie Globema sp. z o.o., przy współpracy z Instytutem Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej [11].

W tab. 4 podano przyjęte do obliczeń współczynniki kosztów.

Koszt instalacji łącznika SN	4000 zł
Koszt instalacji łącznika nN	400 zł
Koszt łatwej zmiany stanu	5 zł
Koszt trudnej zmiany stanu	100 zł
Jednostkowy koszt mocy czynnej	36,0 zł
Jednostkowy koszt mocy czynnej	2,0 zł

Tab. 4. Współczynniki kosztów dla obliczeń optymalizacyjnych

Oznaczenia trybów optymalizacji dla wszystkich obszarów są następujące:

- AGB_1: tryb bezinwestycyjny, niezerowe koszty przełączeń
- AGB_2: tryb bezinwestycyjny, zerowe koszty przełączeń
- AGI_1: tryb inwestycyjny, niezerowe koszty przełączeń
- AGI_2: tryb inwestycyjny, zerowe koszty przełączeń
- AR1_1 – tryb bezinwestycyjny, jednokrotne wykonanie obliczeń rozptylowych
- AR1_2 – tryb inwestycyjny, jednokrotne wykonanie obliczeń rozptylowych
- AR2 – tryb bezinwestycyjny, wielokrotne wykonanie obliczeń rozptylowych

AG_NN – tryb bezinwestycyjny, optymalizowana sieć SN, następnie przy optymalnej sieci SN wykonanie obliczeń optymalizacyjnych dla sieci nN. Tryb dotyczy wyłącznie optymalizacji obszarów zawierających sieć SN i nN (KNN, LNN).

Dodatkowo wykonano jeszcze dla obszarów KSN i LSN optymalizacyjne obliczenia testowe, oznaczone w tabelach jako AR1 + AG oraz AR2 + AG, wykonywane w dwóch krokach:

Wykorzystanie algorytmu AR1 lub AR2 do wyznaczenia rozwiązania wstępnego

Wyznaczenie sieci optymalnej z wykorzystaniem metody AG (z niezerowymi wartościami kosztów zmiany stanu).

Dla obszaru KSN wyniki obliczeń optymalizacyjnych podano w tab. 5.

Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełączeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[zł]
AGB_1	277,0	3,1	28 000	1000
AGB_2	276,7	3,2	28 928	Nd
AGI_1	272,7	4,6	41 760	25 600
AGI_2	272,5	4,7	42 560	Nd
AR1_1	277,0	3,0	27 901	Nd
AR2	276,9	3,1	28 649	Nd
AR1_2	272,8	4,5	41 493	Nd
AR1+AG	277,0	3,0	27 901	Nd

Tab. 5. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru KSN

Dla obszaru KNN wyniki obliczeń optymalizacyjnych podano w tab. 6.

Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełączeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[zł]
AGB_1	469	2,2	33 044	Nd
AGB_2	463	1,0	15 225	4 200
AR1_1	455	3,9	59 765	Nd
AG_NN	457	3,6	53 162	11 200

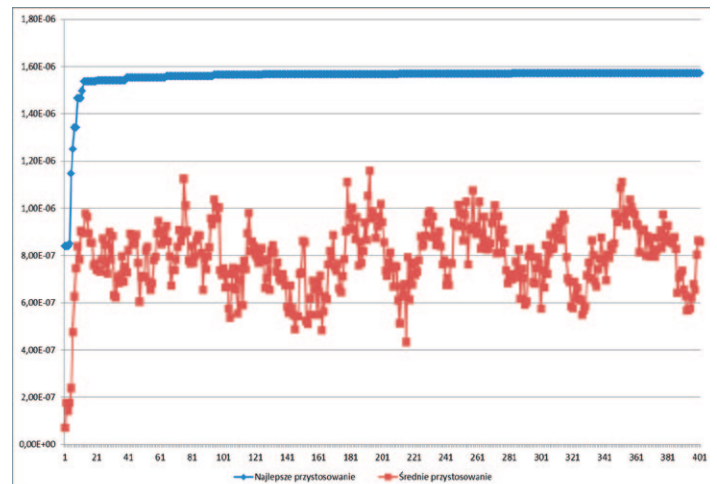
Tab. 6. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru KNN

Dla obszaru LSN wyniki obliczeń optymalizacyjnych podano w tab. 7.

Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełączeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[zł]
AGB_1	1395	14,0	724 264	3 800
AGB_2	1393	14,0	728 070	Nd
AGI_1	1342	17,2	893 570	101 200
AGI_2	1341	17,3	896 497	Nd
AR1_1	1491	8,0	415 190	Nd
AR2	1486	8,3	431 270	Nd
AR1+AG	1394	14,0	725 278	Nd
AR2+AG	1394	14,0	726 219	Nd

Tab. 7. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru LSN

Wykres funkcji przystosowania dla obliczeń wykonanych algorytmem genetycznym dla suboptymalnej wejściowej konfiguracji sieci (uzyskanej jako wynik działania algorytmu AR1), pokazano na rys. 5.



Rys. 5. Wykres funkcji przystosowania: najlepszej (niebieska linia) i średniej (czerwona linia) w każdym pokoleniu, tryb obliczeń AR1 + AG

Dla obszaru LNN wyniki obliczeń optymalizacyjnych podano w tab. 8.

Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełączeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[zł]
AG_NN	2 202	11,8	941 658	7 200
AR1_1	2 280	8,7	691 000	Nd

Tab. 8. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru LNN

W tab. 9 podano czasy wykonywania w algorytmie genetycznym obliczeń rozplływowych dla jednego osobnika. Są to średnie czasy wykonywania tych obliczeń, przy maksymalnej liczbie iteracji równej 40 i dokładności równej 10e-5. Obliczenia wykonywano na komputerze o następujących parametrach:

1. Procesor AMD Phenom™ II X6 1100T 3,31 GHz – do obliczeń wykorzystywane 4 rdzenie procesora z 6 dostępnych
2. Pamięć RAM 8 GB
3. System operacyjny Windows 7 Professional 64-bit

Obszar	KSN	KNN	LSN	LNN
Czas obliczeń [s]	0,25	5,2	1,2	65,4

Tab. 9. Czasy obliczeń rozplływowych

5. Wnioski końcowe

W artykule przedstawiono dwie metody wyznaczania konfiguracji optymalnych rozcięć dla rozdzielczych sieci SN i nN. Metoda rozplływowa jest metodą mniej dokładną (uzyskiwane są gorsze wyniki), jednak jej dużą zaletą jest szybki czas obliczeń. Przy

wielokrotnym wykonywaniu obliczeń rozptylowych można oszacować łączny czas tych obliczeń dla najbardziej złożonego przypadku na ok. 4 godziny – w obszarze LNN jest 225 pętli, dla każdej pętli należy wykonać jedno wyznaczanie rozptyłów. Nie zamieszczono wyników obliczeń dla metody opartej na algorytmie genetycznym dla obszaru LNN. Obliczenia takie, przy założeniu 300 pokoleń i 40 osobników w każdym pokoleniu, trwałyby ok. 22 godzin. Stwierdzono, że do wyznaczenia optymalnej konfiguracji sieci rozdzielczej należałoby ustalić liczbę pokoleń na ok. 400. W celu przyspieszenia obliczeń dla metod opartych na algorytmach genetycznych zostanie wprowadzony uproszczony algorytm wyznaczania rozptyłów mocy dla sieci otwartej.

Wyniki obliczeń dla fragmentów rzeczywistych sieci dystrybucyjnych wskazują na duże możliwości ograniczania strat w sieciach dystrybucyjnych w sposób bezinwestycyjny.

Na podstawie przytoczonych wyników za skuteczne podejście dla złożonych układów sieciowych uznać można wygenerowanie rozwiązania suboptymalnego z wykorzystaniem metody rozptylowej, a następnie dokonanie poprawy tego rozwiązania z wykorzystaniem algorytmów genetycznych. Sprowadza się to do przyjęcia jednego z osobników w populacji początkowej, reprezentującego otrzymane rozwiązanie suboptymalne. Na podstawie wykresu pokazanego na rys. 5 można wyciągnąć wniosek, że do znalezienia dobrego rozwiązania w tej sytuacji może wystarczyć od 50 do 100 pokoleń, co znacznie skróci czas obliczeń dla dużych obszarów sieci rozdzielczych (zawierających ponad 50 tysięcy łuków – odcinków linii, łączników i transformatorów SN/nN).

Czas obliczeń podanego zagadnienia optymalizacyjnego może być niezwykle istotny w przypadku dysponowania danymi z systemów AMI. Przy ich wprowadzeniu do tych systemów będą dostępne dane dotyczące zużycia energii odbiorców w okresach 15-minutowych. Przy szybkich obliczeniach optymalizacyjnych możliwe będzie wyznaczanie optymalnej konfiguracji sieci dla krótkich odcinków czasu. W celu praktycznego wykorzystania otrzymywanych wyników niezbędne będzie znaczące zwiększenie liczby zdalnie sterowanych łączników, przynajmniej

w sieciach średniego napięcia. Można jednak spodziewać się wzrostu liczby takich łączników – zwiększenie ich liczby wpłynie znacząco na zmniejszenie wskaźników SAIDI i SAIFI, których poziom jest w Polsce dość wysoki [12].

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z 15 kwietnia 2011 roku o efektywności energetycznej, Dz.U. z 2011 r., nr 94, poz. 551, 951.
2. Drugi Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski, 2011. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 17 kwietnia 2012 roku [online], <http://www.mg.gov.pl/node/15923>.
3. http://www.ptpiree.pl/index.php?d=5&s=liczen_2010.
4. Niewiedział E., Niewiedział R., Straty energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym, *Elektro.info* 2011, nr 12.
5. Le Gal M., Recherche Automatique de schemats de secours dans les reseaux de distributions a moyenne tension, Paris, EdF, 1969.
6. Goldberg D.E, Algorytmy genetyczne i ich zastosowania, Warszawa 1995.
7. Helt P., Parol M., Piotrowski P., Metody sztucznej inteligencji w elektroenergetyce, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2012.
8. Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych, red. Kulczycki J., PTPiRE, Poznań 2009.
9. Helt P., Praktyczne aspekty wyznaczania optymalnych rozcięć w sieciach rozdzielczych, *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)* 2012, nr 8.
10. Baczyński D., Parol M., Estymacja obciążeń szczytowych stacji transformatorowych SN/nN za pomocą metod statystycznych oraz metod sztucznej inteligencji, XI Międzynarodowa Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '03, Gdańsk – Jurata, 11–13 czerwca 2003.
11. Helt P. i in., Koncepcja systemu ElGrid do optymalizacji pracy i rozwoju rozdzielczych sieci energetycznych, *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)* 2011, r. 87, nr 2.
12. Kubacki S., Świdorski J., Tarasiuk M., Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci SN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii, *Acta Energetica* 2012, nr 1.

Piotr Helt

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: piotr.helt@ien.pw.edu.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej (1987). Pracuje na Wydziale Elektrycznym swojej macierzystej uczelni. Od 2010 roku zatrudniony również w Globema sp. z o.o. na stanowisku konsultanta ds. systemów Smart Grid. Pracował m.in. w Fabryce Aparatury Elektrycznej jako konstruktor, w Stołecznym Zakładzie Energetycznym SA oraz na stanowisku specjalisty ds. koordynacji systemów informatycznych.

Obszar zainteresowań zawodowych: systemy informacji geograficznej – w szczególności zastosowania w elektroenergetyce, sieci i systemy elektroenergetyczne – przede wszystkim sieci rozdzielcze, metody sztucznej inteligencji i ich wykorzystanie w problemach optymalizacyjnych.

Autor wielu artykułów i publikacji na konferencjach krajowych i zagranicznych. Wykonawca wielu prac naukowo-badawczych, grantów i ekspertyz, przede wszystkim w dziedzinie elektroenergetyki.

Piotr Zduńczyk

mgr inż.

Globema sp. z o.o.

e-mail: piotr.zdunczyk@globema.pl

Absolwent Wydziału Matematyki i Nauk Informatycznych Politechniki Warszawskiej. Zajmuje się rozwojem systemu wspomagania eksploatacji i optymalizacji pracy dystrybucyjnej sieci energetycznej – ELGrid w firmie Globema. Obszarem jego zainteresowań są systemy z GIS, metody numeryczne oraz metody sztucznej inteligencji i ich wykorzystanie w zadaniach optymalizacyjnych.

Distribution MV and LV Network Optimal Reconfiguration

Authors

Piotr Helt

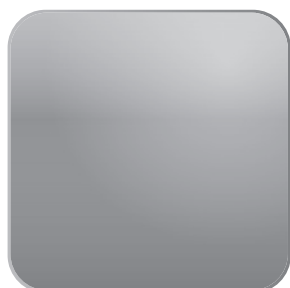
Piotr Zduńczyk

Keywords

distribution power networks, optimization, genetic algorithms

Summary

Reducing power losses in energy distribution is forced by obligatory law. Optimization of network reconfiguration can lead to reduce power losses even by a dozen or so percent. Two methods of network reconfiguration optimization are presented in the paper: heuristic method and method based on genetic algorithms. Presented solutions give opportunity to optimization medium voltage and low voltage distribution networks. Calculation results for real distribution network are presented. Presented results indicate high efficiency of network reconfiguration optimization.



www.actaenergetica.org

Wrażliwość sieci potrzeb własnych elektrowni na możliwość wystąpienia ferorezonansu

Autorzy

Józef Wiśniewski
Edward Anderson
Janusz Karolak

**POWRÓT
DO SPISU TREŚCI**

Słowa kluczowe

ferorezonans, przekładniki napięciowe, bifurkacja

Streszczenie

Wprowadzanie do systemu elektroenergetycznego bloków energetycznych klasy 1000 MW rodzi nowe problemy związane z eksploatacją poszczególnych jego podzespołów i obwodów. Jednym z takich zagadnień jest zjawisko ferorezonansu w sieci potrzeb własnych. Nie jest to problem nowy, ale ze względu na wyższy od dotychczasowych poziom napięcia zasilania (10 kV) wymaga zbadania. W artykule autorzy przeanalizowali możliwość wystąpienia ferorezonansu i jego charakter w zależności od rozległości sieci i obciążenia przekładników napięciowych, wpływ rezystorów uziemiających w punkcie neutralnym transformatora odczepowego oraz obecności ograniczników przepięć. Wyniki zaprezentowano w postaci wykresów bifurkacyjnych i map ferorezonansu. Pozwalają one ocenić wpływ poszczególnych parametrów pracy na zjawisko, wyjaśnić przyczyny możliwej awarii i prawidłowo zaprogramować warunki pracy sieci tak, aby unikać zagrożenia ferorezonansem.

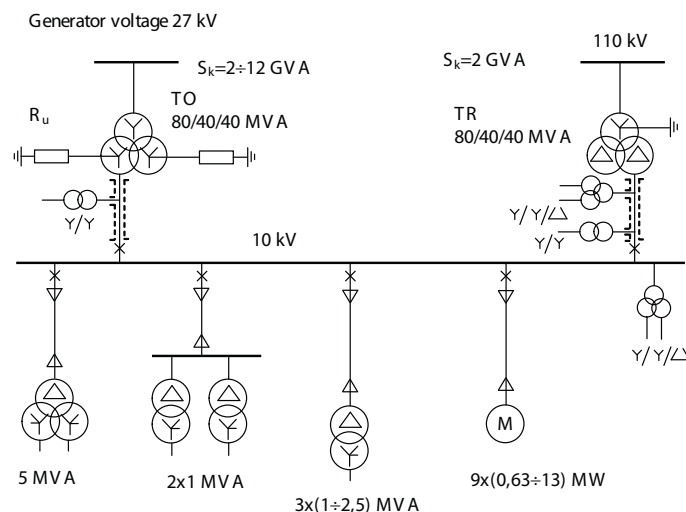
1. Wstęp

Podczas opracowywania w ramach Programu 50+ technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych o dużej mocy (600–1000 MW) zaszła potrzeba analizy pracy podzespołów oraz obwodów elektrycznych bloku w warunkach awaryjnych.

W artykule przedstawiono zagadnienie modelowania zjawiska ferorezonansu w sieci potrzeb własnych bloku o mocy 1000 MW. Ferorezonans w sieci średniego napięcia pojawia się na skutek wzajemnego oddziaływania nieliniowej indukcyjności przekładnika napięciowego i pojemności doziemnej sieci. Zjawisko jest znane i opisywane od wielu lat. Jest jednak trudne do badania ze względu na dużą wrażliwość na małe nawet zmiany parametrów sieci.

Badanie ferorezonansu jest istotne ze względu na niebezpieczeństwo, jakie niesie to zjawisko dla prawidłowej pracy sieci. Występujące podczas zjawiska ferorezonansu przepięcia mogą zagrażać izolacji stacji i linii oraz zainstalowanych urządzeń i aparatów elektroenergetycznych. Natomiast przetężenia wywołane ferorezonansem są niezwykle groźne dla indukcyjnych przekładników napięciowych, szczególnie wtedy, gdy zjawisko to jest długotrwałe. Prowadzi ono do zakłóceń w pracy sieci i powoduje zmniejszenie niezawodności zasilania oraz jakości dostarczanej energii wskutek przerw związanych z wyłączeniem linii oraz odkształceń przebiegów napięcia i prądu. Ferorezonans może ponadto prowadzić do niepotrzebnego zadziałania zabezpieczeń

ziemnozwarciowych [1]. Obecne zainteresowanie tym zagadnieniem jest spowodowane wprowadzaniem nowych typów przekładników, o odmiennych parametrach niż w dotychczas stosowanych, oraz bardzo małym obciążeniem uzwojeń wtórnych przekładników, wynikającym z zastosowania elektronicznych urządzeń pomiarowych i zabezpieczających.



Rys. 1. Sieć potrzeb własnych 10 kV zamodelowana do badania ferorezonansu (jedna sekcja)

Badano wpływ na zjawisko takich parametrów, jak: pojemność sieci, charakterystyka i obciążenie przekładnika napięciowego, rodzaj działania inicjującego zjawisko, obecność rezystora uzmiemiającego, przyłączonego do punktu gwiazdowego transformatora zasilającego, a także obecność ograniczników przepięć. Czynnikiem inicjującym powstanie ferorezonansu zwykle bywa operacja łączeniowa lub wystąpienie i wyłączenie zwarcia doziemnego.

Dla ilustracji wrażliwości sieci na wystąpienie ferorezonansu wygodne jest posługiwanie się wykresami bifurkacyjnymi [2, 3, 4] lub diagramami Poincarego [5].

Badając sieć, przy różnych jej parametrach, wykonano wykresy bifurkacyjne i mapy wrażliwości sieci na ferorezonans, ilustrujące obszary parametrów zapewniających brak ferorezonansu i obszary parametrów, dla których wystąpienie zjawiska jest możliwe. Dodatkowo na mapach można przedstawić parametry badanego zjawiska: częstotliwość i charakter przebiegów lub wartość maksymalną przepięć ferorezonansowych.

Uzyskane wyniki mają charakter orientacyjny, ale mogą być przydatne do programowania pracy sieci.

Obliczenia wykonywano przy użyciu programu EMTP/ATP.

2. Modelowanie sieci potrzeb własnych elektrowni

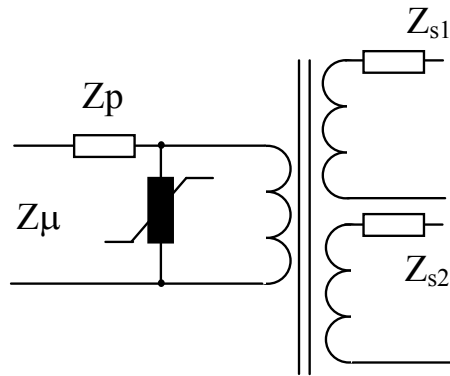
Przedmiotem zainteresowania autorów jest sieć potrzeb własnych elektrowni pracująca przy napięciu znamionowym 10 kV, której schemat przedstawia rys. 1. Sieć zasilana jest 3-uzwojeniowym transformatorem odczepowym TO pracującym w układzie Y/y/y. Przewiduje się możliwość uzziemienia punktów gwiazdowych tego transformatora po stronie 10 kV rezystorami uzmiemiającymi o rezystancji $R_u = 58 \Omega$. Rezystor taki zmniejsza wartości przepięć łączeniowych, ziemnozwarciowych i ferorezonansowych, poprawia skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych, ale zwiększa zagrożenie porażeniowe przy zwarciu doziemnym. Dotychczasowe wnioski wynikające ze stosowania podobnych rezystorów w układach potrzeb własnych elektrowni nie są jednoznaczne.

W warunkach awaryjnych oraz w trakcie rozruchu bloku sieć potrzeb własnych może być zasilana z sieci 110 kV poprzez 3-uzwojeniowy transformator rezerwowy TR, pracujący w układzie YN/d/d. W takim przypadku sieć 10 kV pracuje z izolowanym punktem neutralnym.

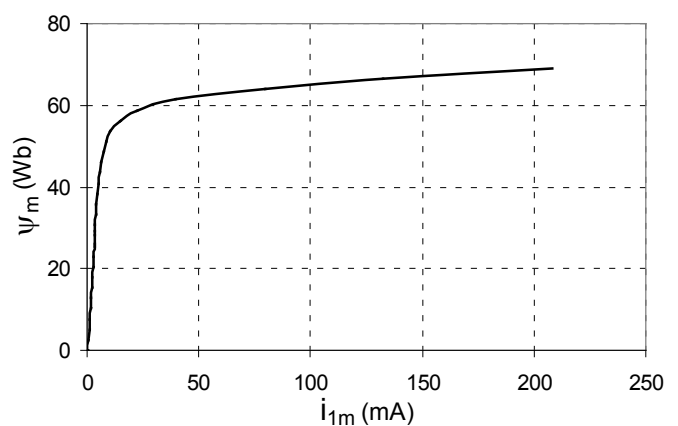
Zasadniczy wpływ na podatność sieci na wystąpienie ferorezonansu mają takie jej parametry, jak:

- pojemność doziemna linii kablowych, szyn zbiorczych i szynoprzewodów
- nieliniowa indukcyjność przekładników napięciowych oraz ich obciążenie, a w szczególności obciążenie uzwojeń otwartego trójkąta
- sposób pracy punktu neutralnego sieci oraz wartość rezystancji w punkcie gwiazdowym transformatora odczepowego TO
- obecność i charakterystyki ograniczników przepięć.

Schemat zastępczy modelowanego przekładnika 3-uzwojeniowego przedstawiono na rys. 2, a przyjętą do obliczeń jego charakterystykę magnesowania na rys. 3.



Rys. 2. Schemat zastępczy przekładnika napięciowego



Rys. 3. Charakterystyka magnesowania modelowanego przekładnika napięciowego (strona pierwotna)

3. Obliczenia ferorezonansu

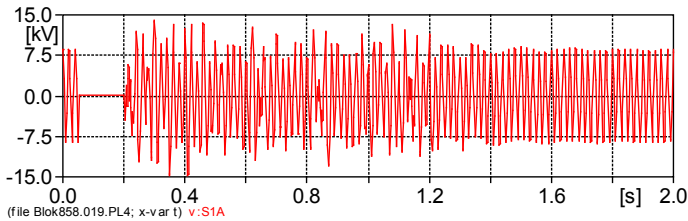
Zbadano możliwość wystąpienia ferorezonansu w sieci potrzeb własnych 10 kV dla różnych konfiguracji pracy rozdzielni, tj. dla różnej pojemności doziemnej. Przy włączonych wszystkich polach odpływowych całkowita pojemność doziemna w sieci wynosi 0,42 μF . Przy wszystkich polach odpływowych wyłączonych pojemność doziemna w sieci wynosi 0,26 μF . Stanowią ją wówczas pojemności szyn zbiorczych, w części w postaci ekranowanych szynoprzewodów, oraz pojemności doziemne przekładników i transformatora zasilającego.

W przypadku połączonych z sobą dwóch sekcji rozdzielni pojemność doziemna sieci się podwaja. W związku z powyższymi wartościami pojemności badanie podatności na ferorezonans wykonano dla zakresu pojemności do 0,5 μF w przypadku pracy pojedynczej sekcji rozdzielni oraz do 1 μF w przypadku pracy dwóch połączonych z sobą sekcji. Badano ponadto wpływ rodzaju transformatora zasilającego (odczepowy TO lub rezerwowy TR).

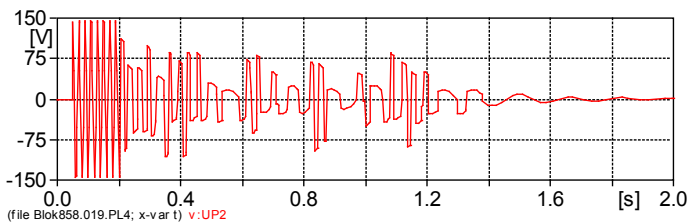
W wyniku obliczeń stwierdzono, że istnieją obszary wartości pojemności doziemnej sieci, w których ferorezonans może zaistnieć. Na rys. 4 pokazano przykładowy przebieg napięcia fazy L1 na szynach stacji przy pracy pojedynczej sekcji, zasilanej transformatorem odczepowym TO bez rezystorów uzmiemiających,

bez ograniczników przepięć i z włączonymi odpływami dającymi pojemność doziemną sieci $C = 0,19 \mu\text{F}$.

Ferrezonans inicjowany jest wystąpieniem krótkotrwałego zwarcia doziemnego. Przedstawiony na rys. 4 przebieg napięcia fazowego pokazuje, że po ustąpieniu zwarcia ferrezonans pojawia się, ale po upływie ok. 1 s ustępuje. Wyraźniej pokazuje to przebieg napięcia kolejności zerowej, mierzonego na zaciskach otwartego trójkąta przekładników napięciowych w polu pomiarowym (rys. 5).

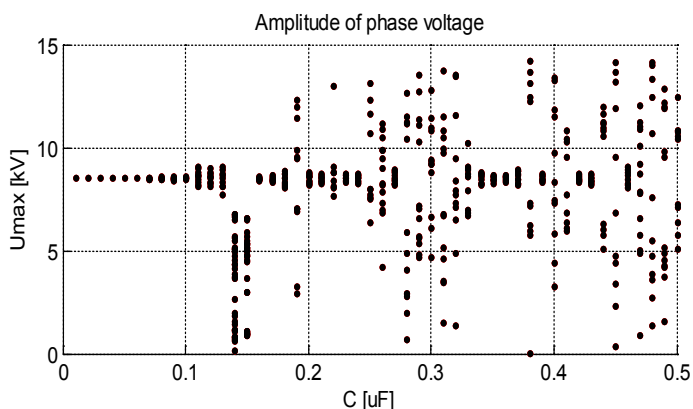


Rys. 4. Napięcie fazy L1, $C = 0,19 \mu\text{F}$

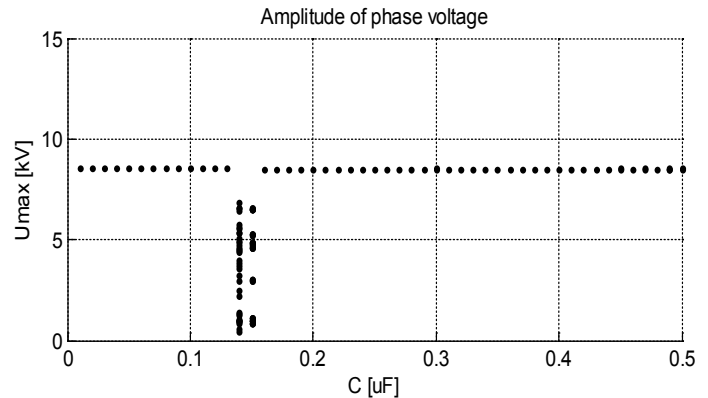


Rys. 5. Napięcie kolejności zerowej $3U_0$, $C = 0,19 \mu\text{F}$

Dla innych pojemności doziemnych sieci, zależnych od jej konfiguracji, ferrezonans nie powstaje wcale lub występuje krótkotrwały lub trwały. W celu sprawdzenia podatności sieci na badane zjawisko zmieniano pojemność C z krokiem $0,01 \mu\text{F}$ w przedziale od $0,01$ – $0,5 \mu\text{F}$ i obserwowano amplitudy napięć fazowych w kolejnych ich okresach, odpowiednio po czasie $0,5 \text{ s}$ i 5 s , w celu stwierdzenia, czy ferrezonans po tym czasie jeszcze występuje i jaki ma charakter. Wyniki obliczeń symulacyjnych obrazują rys. 6 i 7.

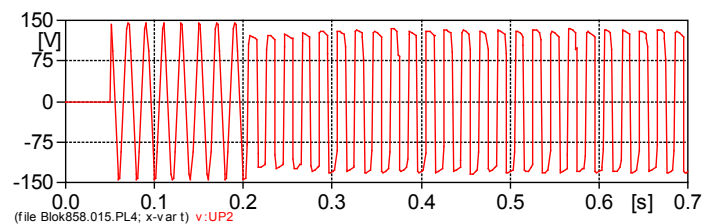


Rys. 6. Wykres bifurkacyjny amplitud kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie $0,5 \text{ s}$ od zainicjowania ferrezonansu

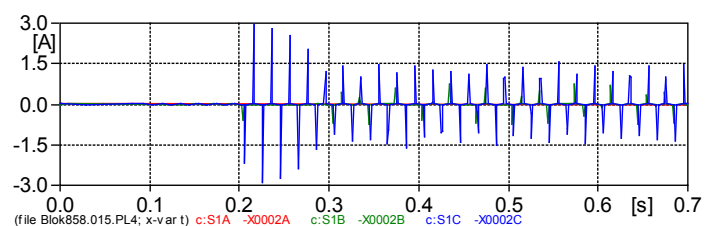


Rys. 7. Wykres bifurkacyjny amplitud kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie 5 s od zainicjowania ferrezonansu

Z rys. 6 i 7 wynika, że w wielu konfiguracjach pracy rozdzielni ferrezonans może się pojawić, ale charakter trwałego występowania (co najmniej jeszcze po 5 s od zainicjowania) ma miejsce dla wąskiego zakresu pojemności doziemnej $C = 0,14$ – $0,15 \mu\text{F}$. Przebiegi napięcia kolejności zerowej mierzonego w układzie otwartego trójkąta przekładników napięciowych oraz prądy tych przekładników, dla $C = 0,15 \mu\text{F}$, pokazano rys. 8 i 9.



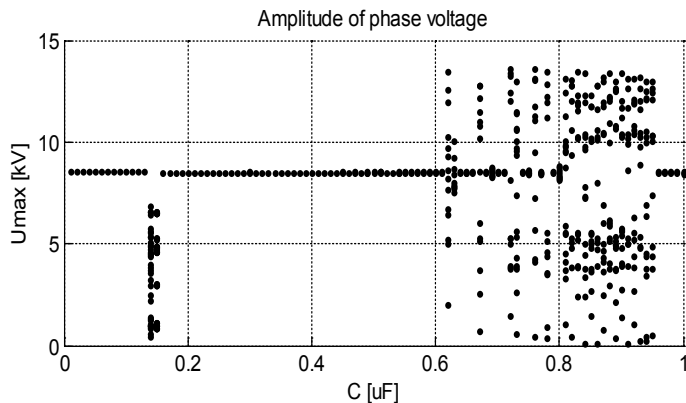
Rys. 8. Przebiegi napięcia kolejności zerowej, $C = 0,15 \mu\text{F}$



Rys. 9. Przebiegi prądów przekładników napięciowych, $C = 0,15 \mu\text{F}$

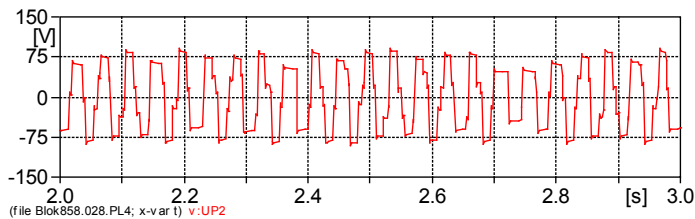
Za ferrezonans trwały uznano taki, który nie wytłumia się po czasie co najmniej 5 s od zainicjowania. Na rys. 10 pokazano wykres bifurkacyjny, obrazujący amplitudy napięcia fazowego fazy L1 na szynach stacji po czasie 5 s od zainicjowania ferrezonansu dla całego badanego zakresu pojemności doziemnej $C = 0,01$ – $1 \mu\text{F}$, obejmującego przypadek pracy pojedynczej sekcji rozdzielni 10 kV oraz połączonych dwóch sekcji rozdzielni. Jest to także przypadek zasilania sieci potrzeb własnych transformatorem odczepowym TO bez rezystorów uziemiających, bez

ograniczników przepięć i bez obciążenia otwartego trójkąta przekładników napięciowych.



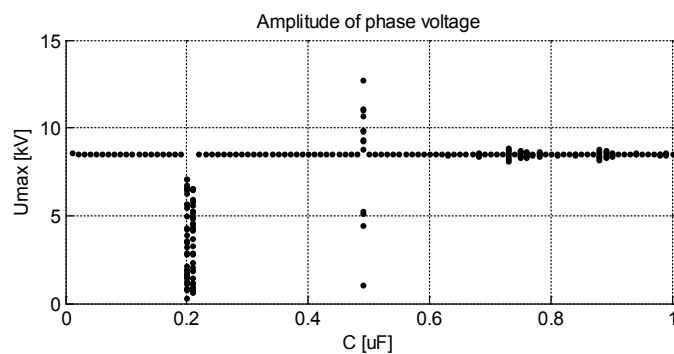
Rys. 10. Wykres bifurkacyjny amplitud kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie 5 s od zainicjowania ferorezonansu

Z obliczeń zilustrowanych na rys. 10 wynika, że przypadek pracy połączonych dwóch sekcji stacji ($C = 0,5-1 \mu\text{F}$) charakteryzuje znacznie większa podatność na ferorezonans niż przy pracy pojedynczej sekcji. Przy tym charakter ferorezonansu jest inny. Przykładowo dla $C = 0,78 \mu\text{F}$ przebieg napięcia ma niestabilną amplitudę i częstotliwość 23 Hz. Fragment przebiegu napięcia kolejności zerowej ilustruje rys. 11.



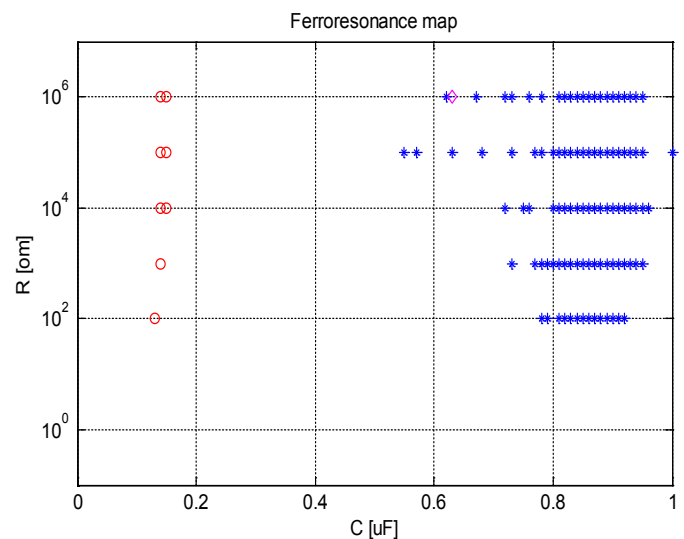
Rys. 11. Przebieg napięcia kolejności zerowej dla $C = 0,78 \mu\text{F}$ (połączone dwie sekcje)

W przypadku zasilania rozdzielni transformatorem rezerwowym TR podatność na ferorezonans jest wyraźnie mniejsza. Sytuację taką ilustruje wykres bifurkacyjny przedstawiony na rys. 12.



Rys. 12. Wykres bifurkacyjny amplitud kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie 5 s od zainicjowania ferorezonansu przy zasilaniu transformatorem rezerwowym TR

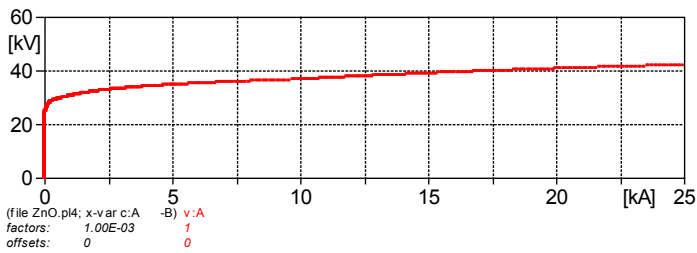
Dla zobrazowania wpływu obciążenia układu otwartego trójkąta przekładników napięciowych na tłumienie ferorezonansu wykonano serię obliczeń, a wyniki przedstawiono w postaci mapy ferorezonansu (rys. 13). Obliczenia wykonywano dla wariantu zasilania rozdzielni transformatorem odczepowym TO bez rezystorów uziemiających, bez ograniczników przepięć i z obciążeniem otwartego trójkąta przekładników napięciowych w zakresie od $R = 10^6 \Omega$ do $R = 1 \Omega$. Obecność symbolu graficznego na mapie ferorezonansu oznacza istnienie ferorezonansu trwałego, przy czym symbol \diamond oznacza amplitudę napięcia kolejności zerowej z zakresu 10–50 V, symbol * z zakresu 50–100 V, a symbol \circ amplitudę powyżej 100 V.



Rys. 13. Mapa ferorezonansu trwałego, gdzie: R – rezystancja tłumiąca w obwodzie otwartego trójkąta, symbol \diamond – amplituda napięcia kolejności zerowej z zakresu 10–50 V, * – z zakresu 50–100 V, \circ – amplituda powyżej 100 V

Rys. 13 pozwala określić, jak duże obciążenie obwodu otwartego trójkąta (jak mała wartość rezystancji) jest w stanie wytłumić ferorezonans. Przykładowo dla pojemności sieci $C = 0,14 \mu\text{F}$ jest to rezystancja $R \leq 1000 \Omega$, a dla $C = 0,81 \mu\text{F}$ rezystancja $R \leq 100 \Omega$. W energetyce obserwuje się sytuację, a obliczenia to potwierdzają, w których istnieją takie warunki pracy sieci, że nie da się wytłumić ferorezonansu drogą obciążenia otwartego trójkąta nawet dowolnie małą rezystancją. Na rys. 13 pokazano także sytuację, w których przy małym obciążeniu otwartego trójkąta ($R > 1000 \Omega$) ferorezonansu trwałego nie ma, a przy zwiększaniu obciążenia ($R = 100 \Omega$) ferorezonans się pojawia. Tak jest przykładowo dla $C = 0,13 \mu\text{F}$.

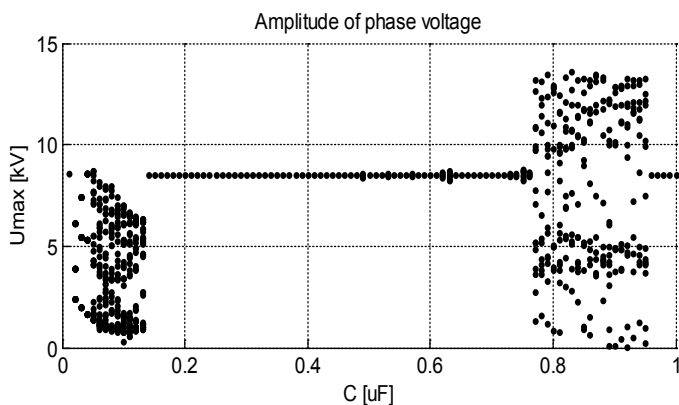
Zbadano wpływ obecności ograniczników przepięć przyłączonych na szynach stacji lub na początku linii kablowych na efekt tłumienia ferorezonansu. Przyjęto ograniczniki warystorowe o napięciu znamionowym $U_R = 15 \text{ kV}$ i maksymalnym napięciu trwałej pracy $U_C = 12 \text{ kV}$. Zdolność pochłaniania energii przez te ograniczniki wynosi $5,5 \text{ kJ/kV } U_C$. Na rys. 14 przedstawiono zamodelowaną charakterystykę napięciowo-prądową tego ogranicznika.



Rys. 14. Charakterystyka napięciowo-prądowa ogranicznika przepięć przyjętego do obliczeń

Badając sieć o pojemności $C = 0,14 \mu\text{F}$, stwierdzono, że obecność w sieci jednego, dwóch lub trzech ograniczników nie tłumia przepięć ferrezonansowych. Dopiero włączenie czterech ograniczników i więcej powoduje tłumienie ferrezonansu.

Na rys. 15 przedstawiono wykres bifurkacyjny, obrazujący amplitudy kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie 5 s od zainicjowania zakłócenia. W sieci tej włączone są cztery ograniczniki przepięć. Sieć 10 kV zasilana jest transformatorem odczepowym TO bez rezystorów w punkcie gwiazdowym.



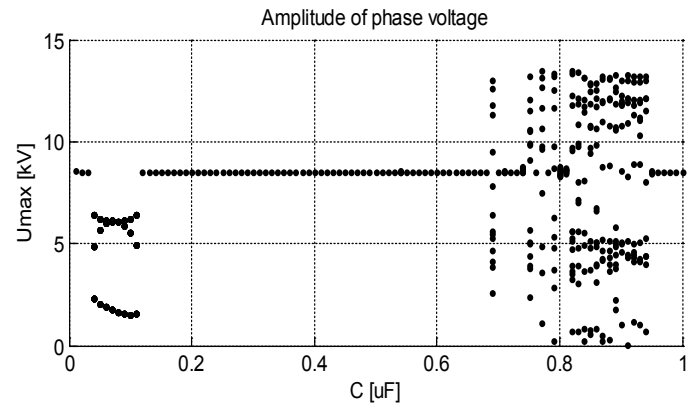
Rys. 15. Wykres bifurkacyjny napięcia fazy L1. Zasilanie transformatorem odczepowym TO. Włączone cztery ograniczniki przepięć

Stwierdzono, że obecność czterech ograniczników przepięć nie tłumia ferrezonansu dla wszystkich konfiguracji pracy sieci. Ponadto pojawiają się obszary zmienności pojemności doziemnej C , dla których ferrezonans pojawia się, mimo że bez tych ograniczników przepięć nie występował (np. dla $C = 0,02-0,13 \mu\text{F}$). Wynika z tego, że obecność ograniczników przepięć nie zawsze oznacza zmniejszenie podatności sieci na występowanie ferrezonansu.

Żeby zbadać, czy większa liczba ograniczników przepięć wpłynie znacząco na zmniejszenie wrażliwości sieci na ferrezonans, wykonano obliczenia pozwalające zbudować wykres bifurkacyjny dla sieci, w której włączono dziesięć ograniczników przepięć. Wyniki przedstawiono na rys. 16.

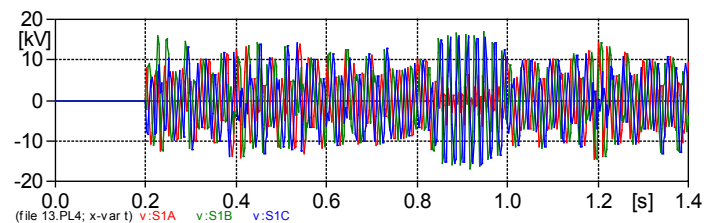
Nie stwierdzono zależności podatności sieci na ferrezonans od liczby włączonych ograniczników przepięć. Dla pewnych zakresów pojemności sieci wrażliwość na ferrezonans przy

dołączaniu ograniczników przepięć nawet rośnie, dla innych zmienia się jego charakter.

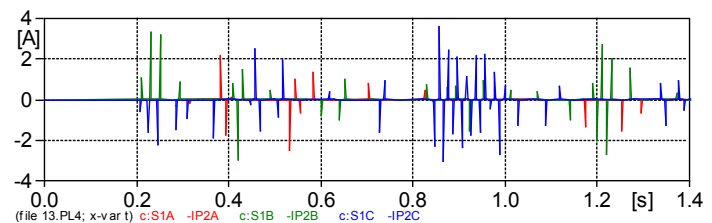


Rys. 16. Wykres bifurkacyjny napięcia fazy L1. Zasilanie transformatorem odczepowym TO. Włączonych dziesięć ograniczników przepięć

Ferrezonans w sieci może być wywołany przez rozmaite zakłócenia. Może to być łączenie odpływu lub całej rozdzielni wyłącznikiem w polu transformatorowym. Taki przypadek zilustrowano rys. 17 i 18. Przedstawiają one odpowiednio przebiegi napięć fazowych na szynach oraz prądy fazowe przekładników w polu pomiarowym po załączeniu rozdzielni pod napięcie. Pojemność doziemna rozdzielni wynosi $C = 0,13 \mu\text{F}$, przekładniki są słabo obciążone, brak jest ograniczników przepięć.

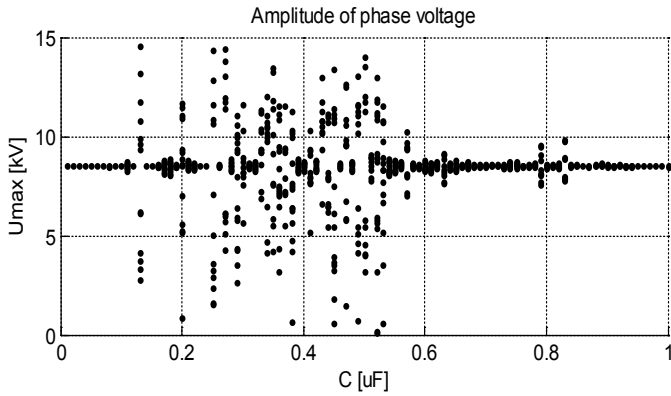


Rys. 17. Przebiegi napięć fazowych na szynach po załączeniu rozdzielni pod napięcie ($C = 0,13 \mu\text{F}$)

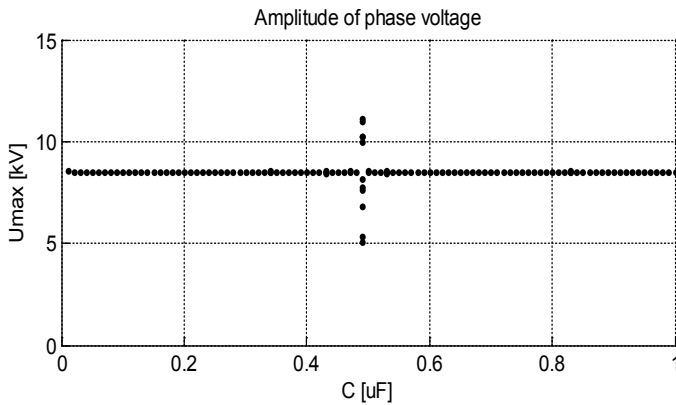


Rys. 18. Prądy fazowe przekładników w polu pomiarowym po załączeniu rozdzielni pod napięcie ($C = 0,13 \mu\text{F}$)

Żeby zbadać podatność sieci na wystąpienie ferrezonansu podczas załączania rozdzielni pod napięcie, wykonano odpowiednie obliczenia, których wynik w postaci wykresu bifurkacyjnego przedstawiono na rys. 19 i 20. Przedstawiają one amplitudy kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie odpowiednio 1 s i 5 s od zamknięcia wyłącznika w polu transformatorowym.

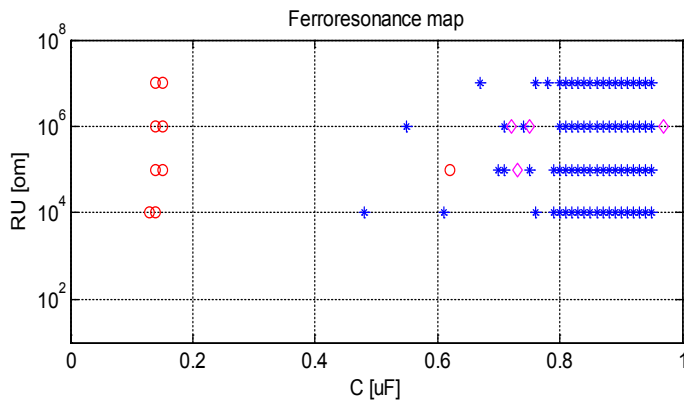


Rys. 19. Wykres bifurkacyjny napięcia fazy L1. Zamknięcie wyłącznika w polu transformatorowym. Obserwacja po 1 s od załączenia



Rys. 20. Wykres bifurkacyjny napięcia fazy L1. Zamknięcie wyłącznika w polu transformatorowym. Obserwacja po 5 s od załączenia

Z obliczeń pokazanych na rys. 19 i 20 widać, że załączenie rozdzielni pod napięcie wywołuje powstanie ferorezonansu dla szerokiego zakresu wartości pojemności doziemnej, ale ferorezonans trwały ma miejsce jedynie przy rozległości sieci odpowiadającej pojemności doziemnej $C = 0,49 \mu\text{F}$.



Rys. 21. Mapa ferorezonansu trwałego, gdzie: R_U – rezystancja uziemiająca w punkcie gwiazdowym transformatora odczepowego TO, symbol \diamond – amplituda napięcia kolejności zerowej poniżej 50 V, * – amplituda z zakresu 50–100 V, \circ – amplituda powyżej 100 V

Włączenie rezystora uziemiającego w punkt gwiazdowy transformatora odczepowego TO wpływa na zmniejszenie podatności układu na ferorezonans. Powoduje jednak zwiększenie zagrożenia porażeniowego przy zwarciu doziemnym. Wykonano obliczenia obrazujące podatność układu na ferorezonans w zależności od wartości rezystancji R_U uziemiającej, włączonej w punkt gwiazdowy transformatora odczepowego. Przedstawiono je w postaci mapy ferorezonansu na rys. 21. Obrazuje ona maksymalną amplitudę napięcia kolejności zerowej na zaciskach otwartego trójkąta po czasie $t = 5 \text{ s}$ od inicjacji ferorezonansu, w zależności od rezystancji uziemienia R_U i pojemności doziemnej sieci C . Brak symbolu oznacza brak ferorezonansu trwałego. Z obliczeń wynika, że rezystancja uziemiająca $R_U = 1000 \Omega$ zapewnia odporność na ferorezonans we wszystkich konfiguracjach sieci. Można więc rozważyć zastosowanie rezystora $R_U = 1000 \Omega$ zamiast tzw. 100 A – tj. 57,8 Ω .

4. Wnioski końcowe

Sieć średniego napięcia układu potrzeb własnych, podobnie jak inne sieci tego typu, ze względu na obecność pojemności doziemnej i nieliniowych indukcyjności przekładników napięciowych są wrażliwe na pojawienie się w nich ferorezonansu. Rozważana sieć jest obiektem o dużej wrażliwości charakteru odpowiedzi na zakłócenie na niewielkie zmiany jej parametrów, głównie takich, jak pojemność doziemna i obciążenie przekładników napięciowych.

Zaprezentowany sposób badania sieci i zobrazowania wyników w postaci wykresów bifurkacyjnych jest wygodny do określania niebezpiecznych warunków pracy, czyli zakresu parametrów, przy których wrażliwość na wystąpienie ferorezonansu jest podwyższona. Pozwala wobec tego na unikanie tych warunków pracy, ale także na wyjaśnienie przyczyn ewentualnej awarii.

Prezentowane mapy ferorezonansu pozwalają określić minimalne obciążenie przekładników napięciowych zapewniające tłumienie ferorezonansu. Zazwyczaj obciążenie otwartego trójkąta rezystancją 100 Ω jest wystarczające do osiągnięcia efektu tłumienia.

Zastosowanie warystorowych ograniczników przepięć nie gwarantuje wytłumienia ferorezonansu.

Najpewniejszym sposobem niedopuszczenia do powstania ferorezonansu jest uziemienie punktów gwiazdowych transformatorów przez odpowiednią rezystancję. Wadą tego sposobu jest wzrost zagrożenia porażeniowego podczas zwarć doziemnych. Stwierdzono, że rezystancja uziemiająca $R_U = 1000 \Omega$ zapewnia skuteczne tłumienie ferorezonansu.

BIBLIOGRAFIA

1. Nowak W., Moskwa S., Tarko R., Problemy eksploatacji elektroenergetycznych sieci rozdzielczych średniego napięcia w aspekcie niezawodności elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, *Acta Energetica* 2011, nr 1, s. 31–38.
2. Wörnle F., Harrison D., Zhou C., Analysis of a Ferroresonant Circuit Using Bifurcation Theory and Continuation Techniques, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2005 No. 1, 2005, doi: 10.1109/TPWRD./2004.835529, s. 191–196.
3. Wisniewski J., Anderson E., Karolak J., Search for Network Parameters Preventing Ferroresonance Occurrences. 9-th International Conference "Electrical Power Quality and Utilisation", Barcelona, October 2007, doi: 10.1109/EPQU.2007.4424141, s. 1–6.
4. Radmanesh H., Hamid F.S., Analyzing Ferroresonance Phenomena in Power Transformers Including Zinc Oxide Arrester and Neutral Resistance Effect, *Applied Computational Intelligence and Soft Computing*, Vol.2012, doi:10.1155/2012/525494, s. 1–5.
5. I r a v a n i M., Modeling and Analysis Guidelines for Slow Transients – Part III. The Study of Ferroresonance, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2000, No. 1, doi: 10.1109/61.847260, s. 255–265.

Przedstawione w artykule wyniki uzyskano w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy –Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.

Józef Wiśniewski

dr inż.
 Politechnika Łódzka
 e-mail: jozef.wisniewski@p.lodz.pl
 Absolwent Politechniki Łódzkiej (1973). Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się zagadnieniami modelowania i symulacji stanów niestabilnych w systemach elektroenergetycznych oraz zabezpieczeniami elektroenergetycznymi. Od 1973 roku jest członkiem SEP.

Edward Anderson

prof. dr hab. inż.
 Politechnika Warszawska
 e-mail: instytut.energetyki@ien.com.pl
 Ukończył studia na Politechnice Warszawskiej (1961). Od tego czasu pracuje w Instytucie Energetyki w Warszawie. Jego aktywność naukowa obejmuje: problematykę procesów przejściowych, występujących w sieciach elektroenergetycznych wysokich i średnich napięć wskutek zakłóceń zwarciovych i operacji łączeniowych, zagadnień optymalizacji warunków eksploatacji sieci elektroenergetycznych średnich napięć (miejskich, terenowych, elektrownianych i przemysłowych), badania uziemień urządzeń elektroenergetycznych oraz analizy ich oddziaływania na inne urządzenia oraz środowisko i bezpieczeństwo ludzi. Jest członkiem CIGRE, CIRED oraz SEP.

Janusz Karolak

dr inż.
 Instytut Elektryki w Warszawie
 e-mail: instytut.energetyki@ien.com.pl
 Ukończył studia o specjalności aparaty elektryczne na Politechnice Warszawskiej (1969). Od 1971 roku jest zatrudniony w Instytucie Energetyki w Warszawie, początkowo w Laboratorium Zwarciovym, gdzie zajmował się budową i modernizacją układów probierczo-pomiarowych oraz badaniem urządzeń i aparatów elektrycznych. Obecnie zakres jego działalności obejmuje: analizy warunków pracy, wymagania techniczne, dobór aparatów i urządzeń średniego i wysokiego napięcia, badania poziomów przepięć oraz ocenę skuteczności układów ochrony przeciwprzepięciowej instalowanych w sieciach, analizę układów elektroenergetycznych z elementami o nieliniowej indukcyjności oraz metody tłumienia lub eliminowania drgań ferrozonansowych, zagadnienia związane z ustalaniem przyczyn awarii w systemie elektroenergetycznym. Jest członkiem CIGRE, SEP oraz przewodniczącym Komitetu Technicznego PKN.

Sensitivity of Power Station Auxiliary Network to the Possibility of Ferroresonance Occurrence

Authors

Józef Wiśniewski
Edward Anderson
Janusz Karolak

Keywords

ferroresonance, voltage transformer, bifurcation

Summary

Implementation of the new class of 1000 MW power units to a power system creates new problems associated with the operation of its individual components and circuits. One of such issues is the phenomenon of ferroresonance in the internal load network. This is not a new problem but it requires examination due to the higher level of supply voltage (10 kV). This paper examines the possibility of ferroresonance occurrence and its character depending on the extent of the network, voltage transformers load, the effect of grounding resistors in the star point of power transformer and the presence of varistor surge arresters. The results are presented in the form of ferroresonance maps. They allow to assess the impact of various parameters on the phenomenon, explain the reasons for possible failure and properly program the network conditions in order to avoid the risk of ferroresonance.

Narażenia cieplne i elektrodynamiczne wyłączników różnicowoprądowych przy ich dobezpieczeniu wyłącznikami nadprądowymi instalacyjnymi

Autorzy

Stanisław Czapp
 Daniel Kowalak
 Kornel Borowski

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

zabezpieczenia różnicowoprądowe, prądy zwarciove, dobezpieczenie

Streszczenie

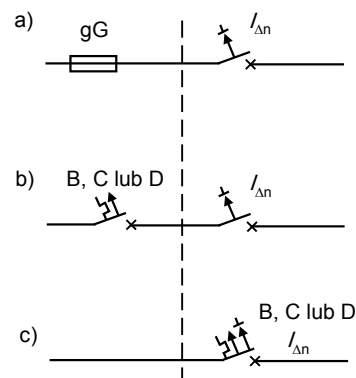
Powszechnie stosowane wyłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego wymagają dobezpieczenia. Jako urządzenia dobezpieczające stosuje się m.in. wyłączniki nadprądowe instalacyjne. W artykule autorzy przedstawili wyniki badań prądów ograniczonych i całek Joule'a wyłączenia tych wyłączników oraz omówili zagrożenia, które mogą wystąpić przy dobezpieczeniu wyłączników różnicowoprądowych wyłącznikami nadprądowymi instalacyjnymi.

1. Wstęp

Obciążalność zwarciova wyłączników różnicowoprądowych, czyli odporność na cieplne i elektrodynamiczne skutki przepływu prądu zwarciovego, zależy głównie od tego, czy rozpatrywany wyłącznik różnicowoprądowy ma wbudowane zabezpieczenie nadprądowe czy też nie.

Wyłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego (ang. *residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection*, RCCB) mają niewielką zdolność wyłączenia prądu różnicowego – nie mniejszą niż 10-krotna wartość prądu znamionowego ciągłego (jednak nie mniej niż 500 A), więc w praktyce wymagają dobezpieczenia. Dobezpieczenie ma również zapewnić to, że w stanie zamkniętym wyłącznik różnicowoprądowy wytrzyma cieplne i elektrodynamiczne skutki przepływu prądu przy zwarciu między przewodami czynnymi (L-L, L-N).

Wyłączniki różnicowoprądowe z wbudowanym zabezpieczeniem nadprądowym (ang. *residual current operated circuit-breakers with integral overcurrent protection*, RCBO) mają zdolność wyłączenia porównywalną z wyłącznikami nadprądowymi. Producent podaje informację o prądzie znamionowym zwarciowym umownym, np. 6 kA (symbol graficzny $\overline{6000}$), do którego nie jest wymagane dobezpieczenie. Wyłączniki takie mają też podany typ charakterystyki, jak wyłączniki nadprądowe, np. B16 [1, 2].



Rys. 1. Obwody z wyłącznikiem różnicowoprądowym: a) RCCB dobezpieczonym bezpiecznikiem, b) RCCB dobezpieczonym wyłącznikiem nadprądowym instalacyjnym, c) RCBO niewymagającym dobezpieczenia

Jeżeli instaluje się wyłącznik różnicowoprądowy bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego (RCCB), to z reguły należy zastosować osobne zabezpieczenie nadprądowe (rys. 1). Niezbędne jest wtedy sprawdzenie, czy zastosowane zabezpieczenie nadprądowe prawidłowo dobezpiecza wyłącznik różnicowoprądowy.

2. Wymagania norm przedmiotowych

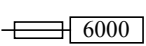
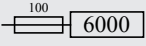
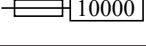
Norma przedmiotowa [1] wymaga, aby wyłączniki różnicowoprądowe RCCB wytrzymały prąd szczytowy i_s oraz całkę Joule'a I^2t , których wartości podano w tab. 1.

$I_{nc}, I_{\Delta c}$ [A]		I_n [A]						
		≤ 16	≤ 20	≤ 25	≤ 32	≤ 40	≤ 63	≤ 80
500	i_s [kA]	0,45	0,47	0,5	0,57			
	I^2t [kA ² s]	0,4	0,45	0,53	0,68			
1000	i_s [kA]	0,65	0,75	0,9	1,18			
	I^2t [kA ² s]	0,50	0,9	1,5	2,7			
1500	i_s [kA]	1,02	1,1	1,25	1,5	1,9	2,1	
	I^2t [kA ² s]	1	1,5	2,4	4,1	9,75	22	
3000	i_s [kA]	1,1	1,2	1,4	1,85	2,35	3,3	3,5
	I^2t [kA ² s]	1,2	1,8	2,7	4,5	8,7	22,5	26
4500	i_s [kA]	1,15	1,3	1,5	2,05	2,7	3,9	4,3
	I^2t [kA ² s]	1,45	2,1	3,1	5,0	9,7	28	31
6000	i_s [kA]	1,3	1,4	1,7	2,3	3	4,05	4,7
	I^2t [kA ² s]	1,6	2,4	3,7	6,0	11,5	25	31
10000	i_s [kA]	1,45	1,8	2,2	2,6	3,4	4,3	5,1
	I^2t [kA ² s]	1,9	2,7	4	6,5	12	24	31

Tab. 1. Wytrzymałane przez wyłącznik różnicowoprądowy RCCB wartości prądu szczytowego i_s i całki Joule'a I^2t [1], gdzie: I_n – prąd znamionowy ciągły wyłącznika różnicowoprądowego, I_{nc} – prąd znamionowy zwarciovy umowy wyłącznika różnicowoprądowego, $I_{\Delta c}$ – prąd znamionowy różnicowy zwarciovy umowy wyłącznika różnicowoprądowego

Wartość wytrzymałanej całki Joule'a powinna być nie mniejsza niż całka wyłączenia I^2t_w bezpiecznika bądź wyłącznika nadprądowego, który stanowi dobezpieczenie rozważanego wyłącznika różnicowoprądowego. Wytrzymałany prąd szczytowy i_s powinien być nie mniejszy niż prąd ograniczony i_o wspomnianego wcześniej bezpiecznika bądź wyłącznika nadprądowego. Rozpatrując wyłącznik różnicowoprądowy o prądzie znamionowym ciągłym $I_n = 25 A$ i prądzie znamionowym zwarciovy umownym 6 kA, na podstawie tab. 1 można stwierdzić, że wyłącznik ten powinien wytrzymać prąd szczytowy do $i_s = 1,7 kA$ oraz całkę Joule'a do $I^2t = 3,7 kA^2s$. Wartości wymagane przez normę [1] wydają się dość niskie i zachodzi ryzyko ich przekroczenia, co może prowadzić do uszkodzenia wyłącznika różnicowoprądowego.

Producenci mogą wykonać wyłączniki różnicowoprądowe wytrzymałające większy prąd szczytowy i całkę Joule'a niż podane w tab. 1. Podają oni wtedy największy dopuszczalny prąd zwarciovy początkowy w miejscu zainstalowania wyłącznika różnicowoprądowego i dodają symbol graficzny bezpiecznika, jeśli dobezpieczenie jest konieczne (tab. 2).

Oznaczenie graficzne	Opis oznaczenia
	Obciążalność zwarciova 6 kA przy dobezpieczeniu bezpiecznikiem gG o prądzie znamionowym $I_{nb} \leq 63 A$
	Obciążalność zwarciova 6 kA przy dobezpieczeniu bezpiecznikiem gG o prądzie znamionowym $I_{nb} \leq 100 A$
	Obciążalność zwarciova 10 kA przy dobezpieczeniu bezpiecznikiem gG o prądzie znamionowym $I_{nb} \leq 63 A$

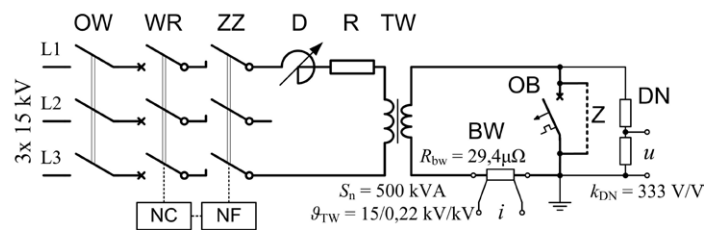
Tab. 2. Przykładowe oznaczenia obciążalności zwarciovy wyłączników RCCB

Zakłada się zatem, że wyłącznik różnicowoprądowy jest dobezpieczony bezpiecznikiem, a nie wyłącznikiem nadprądowym. W praktyce bezpiecznik często zastępuje się wyłącznikiem nadprądowym – niestety, zazwyczaj bez wykonania

dotychczas, niezbędnych analiz. Bezpiecznik można zastąpić wyłącznikiem nadprądowym, pod warunkiem że ograniczy on prąd zwarciovy do wartości nie większej, niż czyni to wymagany bezpiecznik, a całka Joule'a wyłączenia wyłącznika nadprądowego nie będzie większa niż odpowiednia całka Joule'a tegoż bezpiecznika [3, 4].

3. Badania wyłączników nadprądowych

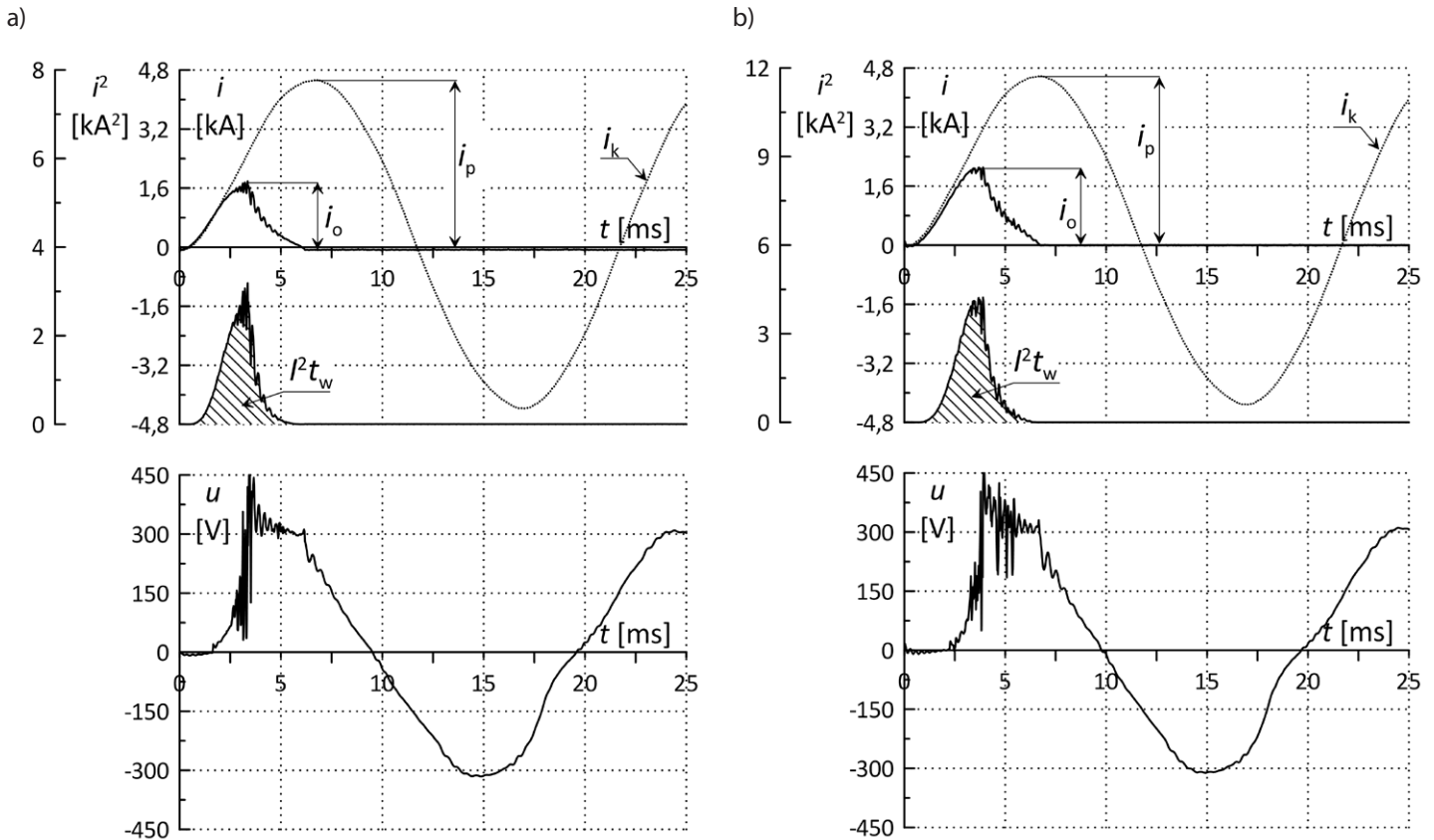
Żeby ocenić narazenia wyłączników różnicowoprądowych RCCB przy ich dobezpieczeniu wyłącznikami nadprądowymi instalacyjnymi, przeprowadzono badania laboratoryjne prądów ograniczonych i całek Joule'a wyłączenia wybranych wyłączników nadprądowych instalacyjnych. Przebadano wyłączniki nadprądowe o charakterystykach typu B, C i D – łącznie dziesięć sztuk trzech producentów. Zakres badań obejmował rejestrację wspomnianych parametrów przy prądach zwarciovy o wartościach 1–5 kA i współczynnika mocy obwodu zwarciovy mieszczącym się w przedziale $\cos\varphi = 0,4-0,85$ (w zależności od wartości prądu zwarciovy). Schemat stanowiska badawczego przedstawia rys. 2.



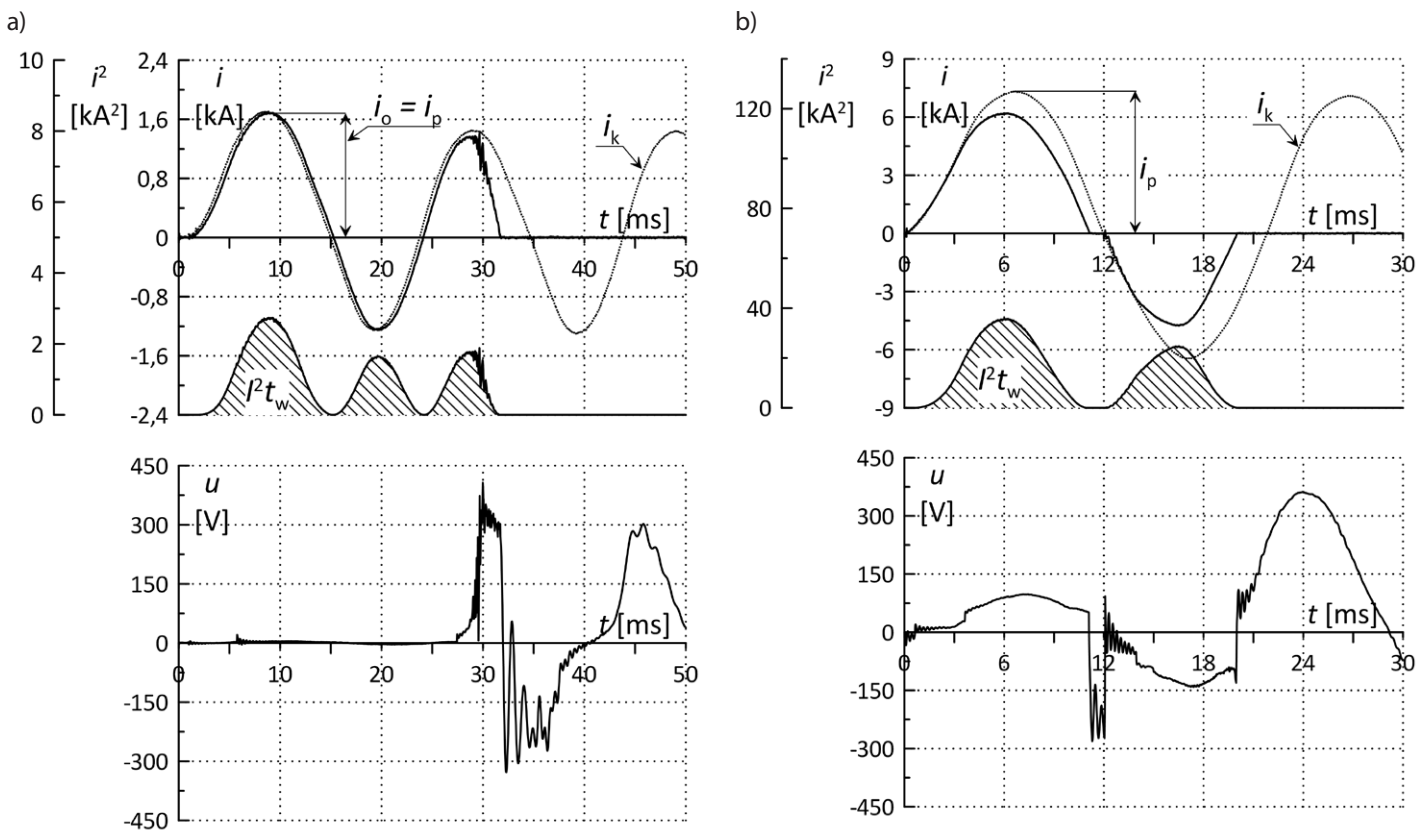
Rys. 2. Schemat stanowiska do badań wyłączników nadprądowych instalacyjnych

Stanowisko składa się z części wielkopiędowej, w skład której wchodzi aparatura łączeniowa: odłącznik OW, wyłącznik roboczy WR, załącznik zwarciovy ZZ, dławik D, rezystor R, transformator wielkopiędowy TW oraz badany wyłącznik OB. Regulacja spodziewanego prądu zwarciovy oraz parametrów obwodu probierczego realizowana jest poprzez zmianę wartości elementów regulacyjnych, tj. dławika D i rezystora R. Pomiar prądu płynącego przez badany aparat realizowano z wykorzystaniem bocznika wielkopiędowego BW, natomiast pomiar napięcia z wykorzystaniem dzielnika napięciowego DN. Rejestrację przebiegów prądu i napięcia przeprowadzono za pomocą oscyloskopu typu TDS 5034B firmy Tektronix oraz optoizolatora typu A6907 firmy Tektronix.

W skład każdej próby obejmującej badanie wybranego wyłącznika instalacyjnego wchodziła próba kalibracyjna oraz próba wyłączenia określonego prądu zwarciovy. Celem próby kalibracyjnej było określenie parametrów zespołu probierczego, które pozwoliły uzyskać żądane wartości prądu zwarciovy (wartość skuteczną spodziewanego prądu zwarciovy z uwzględnieniem składowej nieokresowej – I_k oraz prąd zwarciovy udarowy – i_p). Próbę tę realizowano poprzez wykonanie zwarcia metalicznego zworą Z, instalowaną w miejsce badanego wyłącznika nadprądowego. Regulację kąta fazowego Ψ_Z załączenia zwarcia realizowano za pomocą nastawnika fazowego NF.



Rys. 3. Wyłączenie prądu zwarciovego przez wyłącznik nadprądowy instalacyjny; $i_k = 3,1$ kA, $i_p = 4,5$ kA, a) wyłącznik C16, $i_o = 1,8$ kA, $i^2 t_w = 4,8$ kA²s, b) wyłącznik D20, $i_o = 2,1$ kA, $i^2 t_w = 7,9$ kA²s



Rys. 4. Wyłączenie prądu zwarciovego przez wyłącznik nadprądowy instalacyjny; a) wyłącznik D40, $i_k = 1,0$ kA, $i_p = 1,7$ kA, $i_o = 1,7$ kA, $i^2 t_w = 31,3$ kA²s b) wyłącznik C100, $i_k = 4,8$ kA, $i_p = 7,1$ kA, $i_o = 6,0$ kA, $i^2 t_w = 144,6$ kA²s; brak ograniczania prądu zwarciovego

Kąt Ψ_Z załączenia wyłącznika zwarcioвого ZZ dobierano tak, aby uzyskać największą z możliwych wartość szczytową prądu (prąd i_p), przy określonej wartości spodziewanego prądu zwarciowego I_k . Czas próby t_z regulowano za pomocą nastawnika czasowego NC.

Dla każdego wyłącznika instalacyjnego przeprowadzono po trzy próby wyłączania prądu zwarciowego I_k nastawionego w trakcie prób kalibracyjnych. Podczas próby wyłączania rejestrowano przebiegi prądu wyłączanego przez wyłącznik oraz napięcia na jego zaciskach. Na podstawie otrzymanych rejestracji wyznaczono prąd ograniczony i_o i całkę Joule'a wyłączenia $I^2 t_w$. Całkę Joule'a wyłączenia obliczono na podstawie zależności:

$$I^2 t_w = \int_0^{t_w} i^2 dt \quad (1)$$

gdzie: t_w jest czasem od chwili powstania zwarcia do osiągnięcia przez prąd wartości zero.

Przykładowe przebiegi wyłączania prądu zwarciowego przez wyłączniki nadprądowe instalacyjne zamieszczono na rys. 3 i 4. Pole pod przebiegiem i^2 (zakresowany obszar) jest równe całce Joule'a wyłączenia $I^2 t_w$.

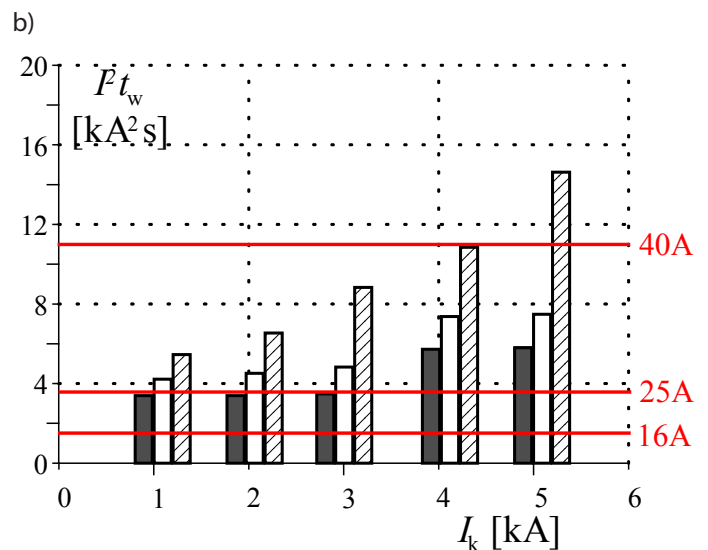
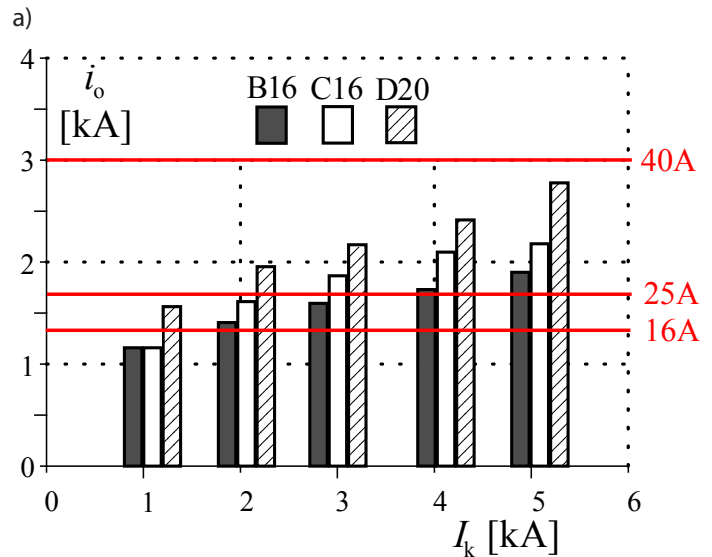
4. Analiza i ocena wyników badań

4.1. Analiza i ocena wyników badań w świetle wymagań normy przedmiotowej [1]

Na podstawie badań opisanych w poprzednim punkcie opracowano wykresy (rys. 5–7) przedstawiające wartości prądu ograniczonego i_o i całki Joule'a wyłączenia $I^2 t_w$ w funkcji spodziewanego prądu zwarciowego I_k . Każdy wykres zawiera linię poziomą przedstawiającą, zgodnie z tab. 1, największą wartość prądu szczytowego i_s i całki Joule'a $I^2 t$, którą przetrzyma wyłącznik różnicowoprądowy bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego o określonym prądzie znamionowym ciągłym.

Na rys. 5 przedstawiono wyniki badań wyłączników nadprądowych instalacyjnych B16, C16 i D20. Wyniki te zestawiono z największą dopuszczalną wartością prądu szczytowego i całki Joule'a dla wyłączników różnicowoprądowych o prądach znamionowych ciągłych, kolejno $I_n = 16, 25$ i 40 A. Jeżeli porównać wyniki badań prądów ograniczonych wyłączników nadprądowych instalacyjnych B16 i C16 z największą dopuszczalną wartością prądu szczytowego wyłącznika różnicowoprądowego o $I_n = 16$ A (rys. 5a), to okazuje się, że warunek poprawnej koordynacji jest spełniony tylko dla spodziewanego prądu zwarciowego $I_k = 1$ kA (prąd ograniczony wyłączników B16 i C16 nie przekracza wartości dopuszczalnej dla wyłącznika różnicowoprądowego). Niestety, dla tego spodziewanego prądu zwarciowego ($I_k = 1$ kA) jest przekroczona największa dopuszczalna wartość całki Joule'a. Zatem wyłączniki B16 i C16 już przy prądzie $I_k = 1$ kA nie dobezpieczają wyłącznika różnicowoprądowego o $I_n = 16$ A, mimo że prąd znamionowy ciągły wyłączników nadprądowych i wyłącznika różnicowoprądowego jest identyczny. Tylko nieznacznie lepiej jest w przypadku wyłącznika różnicowoprądowego o $I_n = 25$ A. Wyłącznik różnicowoprądowy

o $I_n = 40$ A jest dobezpieczany przez wyłączniki B16 i C16 w całym badanym zakresie spodziewanych prądów zwarciowych. Wyłącznik D20 jest nieodpowiedni, jeżeli spodziewany prąd zwarciowy osiąga wartość $I_k = 5$ kA.

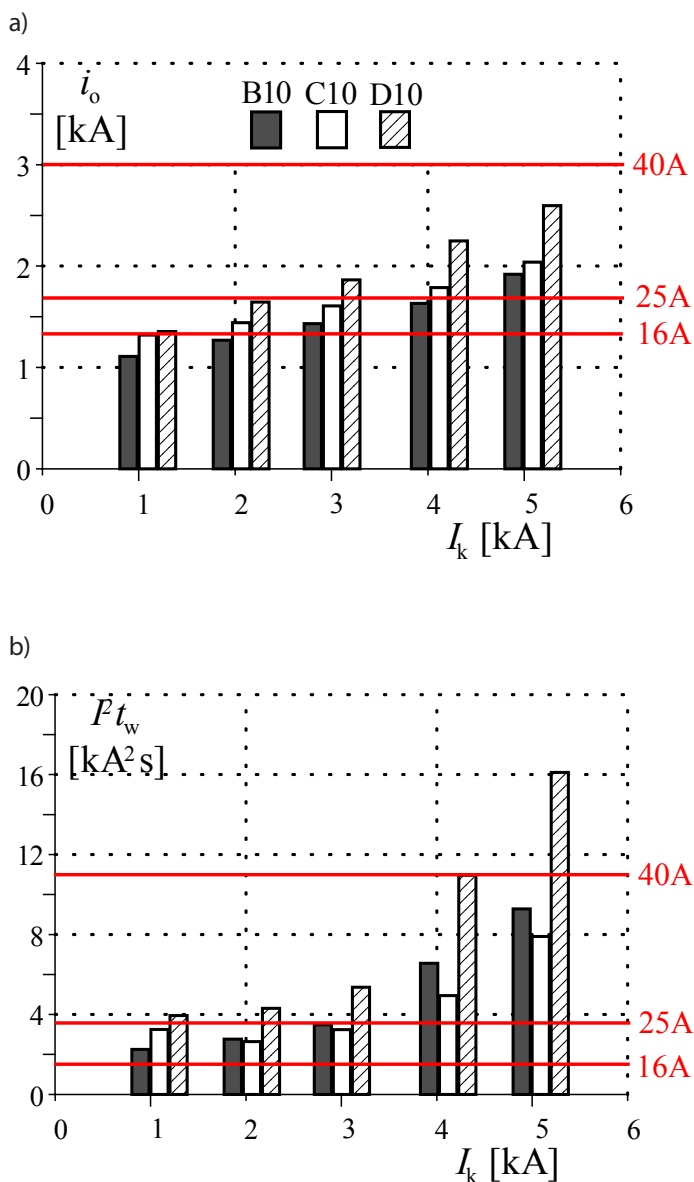


Rys. 5. Prądy ograniczone i_o (a) i całki Joule'a wyłączenia $I^2 t_w$ (b) wyłączników B16, C16, D20 oraz największy dopuszczalny prąd szczytowy i całka Joule'a dla wyłączników różnicowoprądowych o $I_n = 16, 25$ i 40 A

Analizowano również skuteczność dobezpieczenia tych samych wyłączników różnicowoprądowych ($I_n = 16, 25$ i 40 A) przy zastosowaniu wyłączników nadprądowych instalacyjnych o jeszcze mniejszych niż na rys. 5 prądach znamionowych ciągłych ($I_n = 10$ A). Okazuje się, że żaden z wymienionych wyłączników nadprądowych nie stanowi dobezpieczenia wyłącznika różnicowoprądowego o prądzie znamionowym ciągłym $I_n = 16$ A. Już przy spodziewanym prądzie zwarciowym $I_k = 1$ kA całka Joule'a wyłączenia $I^2 t_w$ tych wyłączników nadprądowych przekracza wartość dopuszczalną dla wyłącznika różnicowoprądowego o $I_n = 16$ A (rys. 6b). Problematiczne jest też dobezpieczenie wyłącznika różnicowoprądowego o $I_n = 25$ A, a nawet o $I_n = 40$ A.

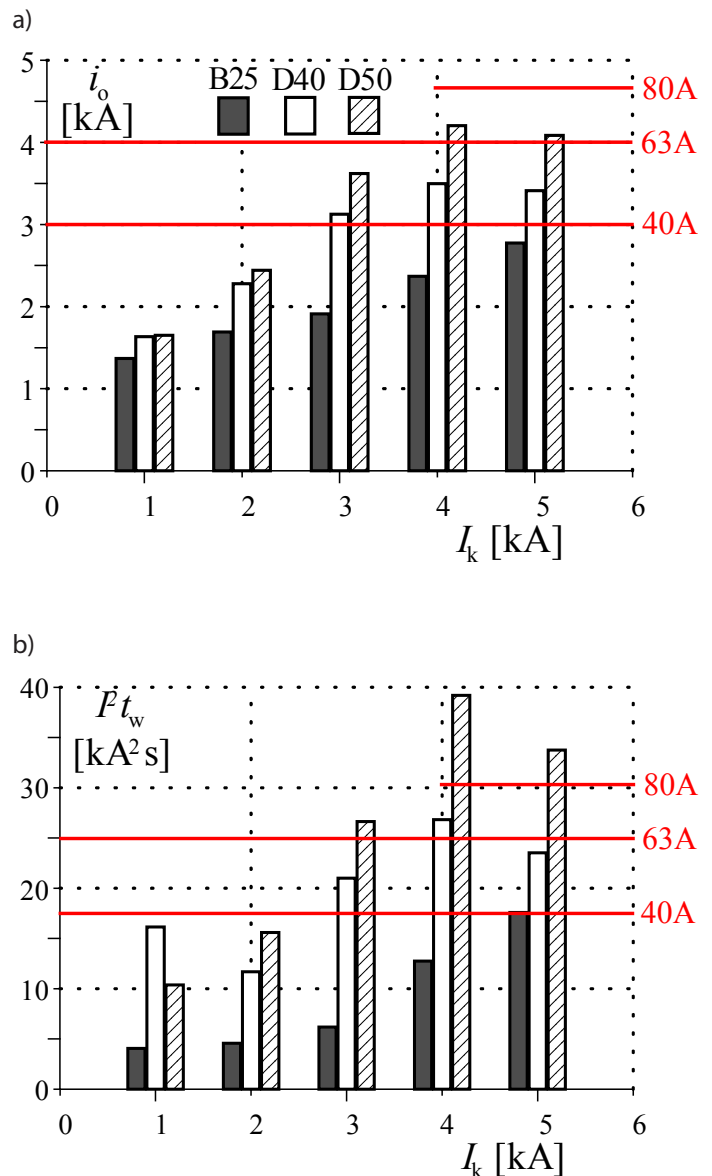
W przypadku tego ostatniego, przy spodziewanym prądzie zwarciovym $I_k = 5 \text{ kA}$, nie może być zastosowany wyłącznik nadprądowy D10.

Badania wyłączników instalacyjnych B25, D40 i D50 (rys. 7) wykazały, że wyłącznik B25 stanowi dobezpieczenie wszystkich trzech rozważanych wyłączników różnicowoprądowych ($I_n = 40, 63$ i 80 A) nawet przy spodziewanym prądzie zwarciovym równym $I_k = 5 \text{ kA}$.



Rys. 6. Prądy ograniczone i_o (a) i całki Joule'a wyłączenia $\int P t_w$ (b) wyłączników o charakterystykach B, C, D i prądzie znamionowym $I_n = 10 \text{ A}$ oraz największy dopuszczalny prąd szczytowy i całka Joule'a dla wyłączników różnicowoprądowych o $I_n = 16, 25$ i 40 A

Pozostałe wyłączniki instalacyjne (D40 i D50) są skutecznym dobezpieczeniem tylko przy prądach $I_k = 1$ i 2 kA . Co gorsza, wyłącznik instalacyjny D50 przy prądach $I_k = 4$ i 5 kA nie jest skutecznym dobezpieczeniem nawet wyłącznika różnicowoprądowego o $I_n = 80 \text{ A}$. Przekroczone są największe dopuszczalne wartości całki Joule'a.



Rys. 7. Prądy ograniczone i_o (a) i całki Joule'a wyłączenia $\int P t_w$ (b) wyłączników B25, D40, D50 oraz największy dopuszczalny prąd szczytowy i całka Joule'a dla wyłączników różnicowoprądowych o $I_n = 40, 63$ i 80 A

Biorąc pod uwagę wymagania normy [1], może się okazać, że wyłącznik nadprądowy instalacyjny dobezpieczający wyłącznik różnicowoprądowy będzie charakteryzował się prądem znamionowym ciągłym znacznie mniejszym niż ten drugi. Tym mniejszym, im większy jest spodziewany prąd zwarciovym w rozpatrywanym obwodzie, a to może prowadzić do rozwiązań ekonomicznie nieuzasadnionych.

4.2. Analiza i ocena wyników badań w świetle danych producentów aparatów

Producenci mogą dostarczać wyłączniki różnicowoprądowe, które wytrzymują większy prąd szczytowy i całkę Joule'a, niż podaje norma [1]. Wyłączniki są wtedy oznaczane, jak podano w tab. 2. Przeanalizowano wyłącznik różnicowoprądowy o obciążalności zwarciovym 6 kA pod warunkiem dobezpieczenia go bezpiecznikiem z wkładką topikową typu gG o prądzie znamionowym 63 A .

Zgodnie z normą [5] całka Joule'a wyłączenia wkładki typu gG63 wynosi $I^2 t_w = 21\,200\text{ A}^2\text{s}$. Na podstawie danych katalogowych [6] stwierdzono, że przy spodziewanym prądzie zwarciovym $I_k = 6\text{ kA}$ (największym dopuszczalnym dla rozpatrywanego wyłącznika różnicowoprądowego) prąd ograniczony tej wkładki wynosi $i_o = 4,2\text{ kA}$. Zatem wyłącznik różnicowoprądowy dobezpieczony bezpiecznikiem z wkładką gG63 z pewnością wytrzyma narażenia cieplne ($I^2 t_w = 21\,200\text{ A}^2\text{s}$) i elektrodynamiczne ($i_o = 4,2\text{ kA}$).

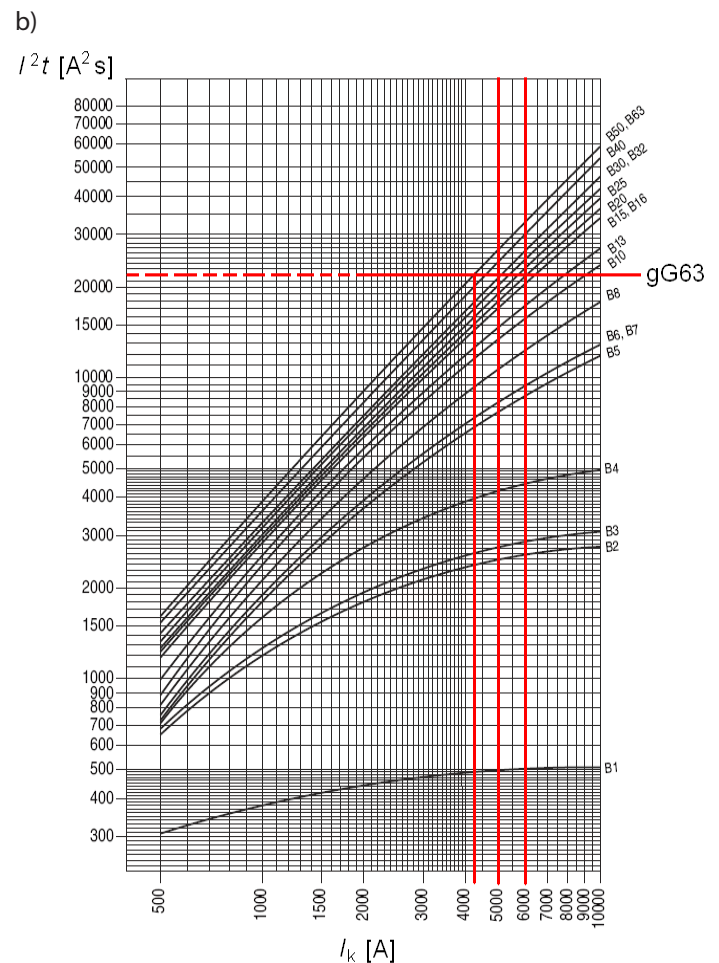
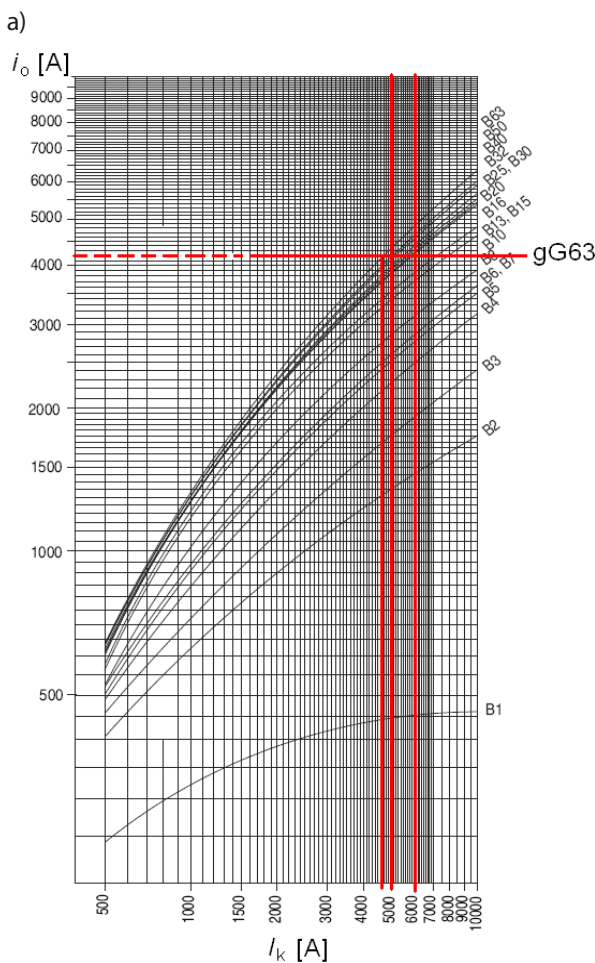
Rozważano zastąpienie bezpiecznika z wkładką gG63 wyłącznikiem nadprądowym instalacyjnym. Na rys. 8 przedstawiono wykres prądu ograniczonego i wykres całki Joule'a, wyłączenia wyłączników nadprądowych instalacyjnych typu B (dane producenta), w funkcji spodziewanego prądu zwarciovego. Na każdym wykresie naniesiono linię poziomą, przedstawiającą wspomniane parametry dla wkładki gG63 (wkładki gG o największym prądzie znamionowym, gwarantującym dobezpieczenie wyłącznika różnicowoprądowego).

Z wykresów na rys. 8 wynika, że do spodziewanego prądu zwarciovego o wartości ok. $I_k = 4,2\text{ kA}$, nie ma ograniczeń w stosowaniu wyłączników nadprądowych instalacyjnych typu B. W miejsce bezpiecznika z wkładką gG63 mogą być zastosowane wyłączniki typu B o prądzie znamionowym do 63 A. Powyżej spodziewanego prądu zwarciovego $I_k = 4,2\text{ kA}$ występują

ograniczenia, wówczas prąd znamionowy wyłączników nadprądowych powinien być mniejszy niż 63 A.

W tabelicy 3 przedstawiono wartości prądu ograniczonego i_o i całki Joule'a wyłączenia $I^2 t_w$ dla wybranych wyłączników nadprądowych przy spodziewanym prądzie zwarciovym $I_k = 5\text{ kA}$. Szarym tłem zaznaczono wartości większe niż dla wkładki topikowej gG63. Przy prądzie zwarciovym $I_k = 5\text{ kA}$ w rachubę wchodzi wyłączniki typu B o prądzie znamionowym nie większym niż $I_n = 32\text{ A}$. Przy prądzie $I_k = 6\text{ kA}$ będą to wyłączniki o prądzie znamionowym nie większym niż $I_n = 20\text{ A}$ (rys. 8). Jeżeli wyłączniki te będą dobezpieczać wyłączniki różnicowoprądowe np. o $I_n = 63\text{ A}$, to nie pozwolą na pełne wykorzystanie ich prądu znamionowego ciągłego.

Jeżeli porównać wyłączniki nadprądowe o tych samych prądach znamionowych ciągłych (tab. 3), ale innych charakterystykach (B, C lub D), to widać, że największe narażenia cieplne i elektrodynamiczne pochodzą od wyłączników typu D.



Rys. 8. Prąd ograniczony i_o (a) i całka Joule'a wyłączenia $I^2 t_w$ (b) wyłączników nadprądowych instalacyjnych typu B [6]

Urządzenie dobezpieczające	Prąd ograniczony i_o [kA]	Całka Joule'a wyłączenia $I^2 t_w$ [A ² s]
Bezpiecznik gG63	4,2	21 200
dane producenta		
Wyłącznik instalacyjny B25	3,8	20 000
Wyłącznik instalacyjny B32	3,6	21 000
Wyłącznik instalacyjny B40	4,1	24 000
Wyłącznik instalacyjny B50	4,15	27 000
Wyłącznik instalacyjny B63	4,35	27 000
Wyłącznik instalacyjny C40	4,1	23 500
Wyłącznik instalacyjny C50	4,45	25 000
Wyłącznik instalacyjny C63	4,45	29 000
Wyłącznik instalacyjny D40	4,25	30 000
Wyłącznik instalacyjny D50	4,6	40 000
Wyłącznik instalacyjny D63	4,7	44 000
wartości zmierzone		
Wyłącznik instalacyjny D40	3,41	23 500
Wyłącznik instalacyjny D50	4,08	33 700

Tab. 3. Deklarowane przez producenta oraz zmierzone prądy ograniczone i całki Joule'a wyłączenia wybranych zabezpieczeń (dla spodziewanego prądu zwarciovego $I_k = 5$ kA)

5. Wnioski końcowe

Z przeprowadzonych badań i analiz wynika, że zastąpienie bezpiecznika wyłącznikiem nadprądowym instalacyjnym, jako dobezpieczenia wyłącznika różnicowoprądowego bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego, każdorazowo powinno być poprzedzone dogłębną analizą. Zastosowanie wyłącznika nadprądowego o identycznym, co bezpiecznik prądzie znamionowym ciągłym nie gwarantuje właściwej koordynacji. Przy

stosunkowo dużym spodziewanym prądzie zwarciovym nawet wyłącznik nadprądowy o prądzie znamionowym wyraźnie mniejszym niż prąd znamionowy wskazanego bezpiecznika może przyczynić się do uszkodzenia wyłącznika różnicowoprądowego. Właściwą koordynację utrudnia fakt, że wielu producentów wyłączników nadprądowych instalacyjnych nie dostarcza charakterystyk prądu ograniczonego. Zatem bez dodatkowych badań laboratoryjnych trudno ocenić narażenia z tego tytułu.

BIBLIOGRAFIA

1. PN-EN 61008-1:2007 Wyłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego (RCCB) - Część 1: Postanowienia ogólne.
2. IEC TR 60755:2008 General requirements for residual current operated protective devices. 2nd edition.
3. Instalacje elektryczne i teletechniczne. Poradnik monterów i inżynierów elektryków, Verlag Dashöfer, Część 5. Zabezpieczenia w instalacjach elektrycznych, Warszawa 2005.
4. Musiał E., Czapp S.: Wyłączniki ochronne różnicowoprądowe. Przegląd i charakterystyka współczesnych konstrukcji (2), *Informacje o Normach i Przepisach Elektrycznych* 2008, nr 109, s. 3–44.
5. PN-HD 60269-2:2010 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe – Część 2: Wymagania dodatkowe dotyczące bezpieczników przeznaczonych do wymiany przez osoby wykwalifikowane (bezpieczniki głównie do stosowania w przemyśle) – Przykłady znormalizowanych systemów bezpiecznikowych od A do J (oryg.).
6. Supplementary Protectors/Miniature Circuit Breakers. Technical Data Catalog, Numbers 1492-SP Series C, Rockwell Automation Publication 1492-TC010D-EN-P – April 2011.

Stanisław Czapp

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: s.czapp@ely.pg.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej (1996). Jest pracownikiem Wydziału Elektrotechniki i Automatyki swojej macierzystej uczelni. Jego działalność naukowa jest związana z instalacjami i urządzeniami elektrycznymi, oświetleniem elektrycznym, a w szczególności ochroną przed porażeniem prądem elektrycznym. Jest autorem lub współautorem wielu artykułów i referatów oraz opracowań niepublikowanych o charakterze projektów, ekspertyz i opinii. Jest rzeczoznawcą SEP w dziale 08 Instalacje i urządzenia elektryczne.

Daniel Kowalak

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: d.kowalak@ely.pg.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej, Wydział Elektrotechniki i Automatyki (2006). Zatrudniony jest na stanowisku asystenta na swojej macierzystej uczelni. Obszar jego zainteresowań naukowych to: technika wysokich napięć, fizyka plazmy, zwarcia łukowe i ochrona przed ich skutkami, elektryczny łuk łączeniowy i projektowanie aparatów elektrycznych.

Kornel Borowski

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: kborowski@ely.pg.gda.pl

Ukończył studia magisterskie o kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012).

Doktorant w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. W ramach realizacji pracy doktorskiej zajmuje się problematyką związaną z automatyką zabezpieczeniową i pomiarami w instalacjach elektroenergetycznych. Od ośmiu lat projektant instalacji elektroenergetycznych i teletechnicznych.

Thermal and Electrodynamics Risk of Residual Current Devices in Case of Back-Up Protection by Overcurrent Circuit Breakers

Authors

Stanisław Czapp

Daniel Kowalak

Kornel Borowski

Keywords

residual current devices, short-circuit currents, back-up protection

Abstract

Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection should be back-up protected. As back-up protection devices the overcurrent circuit breakers are used. The maximum let-through energy and let-through current of the overcurrent devices were evaluated under laboratory condition. Thermal and electro-dynamics risk of residual current devices was analyzed.

Patronat	ENERGA SA
Rada Naukowa	Janusz Biątek / Mieczysław Brdyś / Mirosław Czapiewski / Antoni Dmowski Michał Dudziak / Istvan Erlich / Andrzej Graczyk / Piotr Kacejko Tadeusz Kaczorek / Marian Kazimierowski / Jan Kiciński / Kwang Y. Lee Zbigniew Lubośny / Jan Machowski / Jan Majewski / Om Malik Jovica Milanovic / Jan Popczyk / Zbigniew Szczerba / Marcin Szpak G. Kumar Venayagamoorthy / Jacek Wańkowicz / Ryszard Zajczyk
Recenzenci	Stanisław Czapp / Andrzej Graczyk / Piotr Kacejko / Jan Kiciński Zbigniew Lubośny / Jan Machowski / Józef Paska / Jan Popczyk Desire Dauphin Rasolomampionona / Sylwester Robak / Marian Sobierajski Paweł Sowa / Zbigniew Szczerba / Artur Wilczyński
Redaktor naczelny	Zbigniew Lubośny
Zastępca redaktora naczelnego	Rafał Hyrzyński
Redaktorzy językowi	Katarzyna Żelazek
Redaktorzy tematyczni	Michał Karcz / Jacek Klucznik / Marcin Lemański / Paweł Szawłowski
Redaktor statystyczny	Sebastian Nojek
Sekretarz redakcji	Jakub Skonieczny
Korekta	Mirosław Wójcik
Projekt graficzny	Art Design Maciej Blachowski
Skład	Ryszard Kuźma
Przygotowanie do wysyłki	ENERGA Obsługa i Sprzedaż sp. z o.o.
Redakcja	Acta Energetica al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk, POLAND tel.: +48 58 77 88 466, fax: +48 58 77 88 399 e-mail: redakcja@actaenergetica.org www.actaenergetica.org
Media elektroniczne	Anna Fibak (redaktor językowy) Paweł Banaszak (redaktor techniczny)
Wydanie elektroniczne Acta Energetica jest wersją pierwotną pisma. Czasopismo indeksowane w Bazie danych o zawartości polskich czasopism technicznych BazTech http://baztech.icm.edu.pl .	
Informacje dla autorów dostępna na stronie internetowej: www.actaenergetica.org	



ACTAENERGETICA.ORG

*Kwartalnik Naukowy
Energetyków*