



**AKTUALNE PROBLEMY
W ELEKTROENERGETYCE
APE '13**

**XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowa
zorganizowana przez Katedrę Elektroenergetyki
Wydział Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej**



**IEEE
Polska Sekcja**

Wydawnictwo Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej

Gdańsk 2013

KOMITET NAUKOWY KONFERENCJI

Przewodniczący
Ryszard Zajczyk

Członkowie:

Seddik Bacha	Jacek Malko
Janusz Białek	Jacek Marecki
Mirosław Bieliński	Józef Paska
Paweł Bućko	Stefan Paszek
Stanisław Czapp	Maciej Pawlik
Leszek S. Czarnecki	Jan Popczyk
Rafał Czyżewski	Desire Rasolomampionona
Istvan Erlich	Waldemar Rebizant
Irina I. Golub	Andrzej Reński
Piotr Kacejko	Sylwester Robak
Andrzej Kanicki	Artur Różycki
Waldemar Kamrat	Waldemar Skomudek
Józef Lorenc	Marian Sobierajski
Zbigniew Lubośny	Paweł Sowa
Jan Machowski	Zbigniew Styczyński
Krzysztof Madajewski	Zbigniew Szczerba
Henryk Majchrzak	Jacek Wańkowicz
Mark O'Malley	Artur Wilczyński
Om Malik	

KOMITET ORGANIZACYJNY

Ryszard Zajczyk – przewodniczący (chairman)
Agnieszka Kaczmarek – Kacprzak – wiceprzewodnicząca
Jacek Klucznik – sekretarz naukowy
Małgorzata Pasieczna – kierownik biura
oraz pozostali pracownicy Katedry Elektroenergetyki

Artykuły po recenzjach zakwalifikował do druku
Komitet Organizacyjny Konferencji

Tłumaczenia streszczeń i tytułów referatów według propozycji autorów



**PRESENT-DAY PROBLEMS
OF POWER ENGINEERING
APE'13**

**XVI International Scientific Conference
organized by the Department of Electrical Power Engineering
Faculty of Electrical and Control Engineering
Gdańsk University of Technology**



**IEEE
Polish Section**

Published by Faculty of Electrical and Control Engineering
Gdańsk University of Technology

Gdańsk 2013

ISSN 1425-5766

Copyright © by PTETiS

Copyright © by Politechnika Gdańska,
Wydział Elektrotechniki i Automatyki

First edition

SPIS TREŚCI

SŁOWO WSTĘPNE	9
1. Grzegorz Błajszczak Użytkowanie własności prywatnej przy przesyłce energii i odpowiedzialność cywilna Using private properties in electrical energy delivery and responsibility for accidents	11
2. Jarosław Grzegorz Korpikiewicz, Leszek Bronk, Tomasz Pakulski Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną Capabilities deliver control services provided by decentralized energy generation	15
3. Jarosław Grzegorz Korpikiewicz, Leszek Bronk, Tomasz Pakulski Wykorzystania usług regulacyjnych świadczonych przez generację rozproszoną przy planowaniu rozwoju sieci SN Methodology of using ancillary services provided by distributed generation for planning and development MV network processes	19
4. Michał Bajor, Piotr Ziolkowski, Piotr Skoczko Nowy algorytm prognozowania potencjału rozwoju generacji w sieci dystrybucyjnej A novel algorithm of forecasting the potential development of generation in the distribution grid	23
5. Jarosław Grzegorz Korpikiewicz, Leszek Bronk, Rafał Magulski Metodyka prognozowania zapotrzebowania na moc jako narzędzie na potrzeby planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych Methodology of using ancillary services provided by distributed generation for planning and development mv network processes	27
6. Paweł Bućko Odnawialne źródła energii na rynku energii elektrycznej w Polsce Renewable energy sources on the Polish electrical energy market	31
7. Agnieszka Kaczmarek-Kacprzak, Martin Catlow Human factors in nuclear power engineering in polish conditions Czynnik ludzki w energetyce jądrowej w krajowych realiach	35
8. Marcin Jaskólski Optymalizacja udziału elektrowni jądrowych w krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w perspektywie do 2060 roku Optimization of nuclear power share in the structure of electricity production in poland in time perspective by 2060	39
9. Tomasz Minkiewicz, Andrzej Reński Możliwość wykorzystania elektrowni jądrowej, jako źródła energii elektrycznej i ciepłej The possibility to use a nuclear power plant as a source of electrical energy and heat	43
10. Maciej Sołtysik, Karolina Mucha-Kuś Studium nad efektywnością mechanizmów wspierających na przykładzie wysokosprawnej kogeneracji węglowej Influence of regulations on market efficiency from the viewpoint of high-efficiency cogeneration	47
11. Ryszard Frąckowiak, Tomasz Gałań Obciążenie elektryczne w strefach taryfy G12 odbiorców zaliczanych do profilu typu C PTPiREE Electric load in the G12 tariff for consumers assigned to the PTPiREE C- profile	51
12. Jerzy Buriak Analiza techniczna elektrowni fotowoltaicznej średniej mocy. Studium przypadku Technical analysis of the average size photovoltaic power plant. Case study	55

13. Izabela Sadowska Metody analizy energochłonności w przemyśle Energy consumption analysis methods in industry	59
14. Michał Bajor, Robert Jankowski, Grzegorz Widelski Obszarowe zarządzanie dużą generacją wiatrową w kontekście zapewnienia bezpiecznej pracy sieci Area-wide management of a significant wind generation as a way to ensure a safe grid operation	63
15. Przemysław Kacprzak Possibilities of utilization the risk – based techniques in the field of offshore wind power plants Możliwości zastosowania metod bazujących na analizach ryzyka w sektorze morskich farm wiatrowych	67
16. Andrzej Wędzik Optymalizacja układu połączeń kablowych na obszarze farmy wiatrowej The optimization of cable layout design in wind farm internal networks	71
17. Piotr Kacejko, Michał Wydra, Robert Jędrychowski Optymalne sterowanie grupą farm wiatrowych w oparciu o system windex i zewnętrzne moduły obliczeniowe Optimal control of a wind farm group using the windex system and external computing modules	75
18. Marian Sobierajski, Wilhelm Rojewski Warunki przyłączania mikrogeneracji do sieci niskiego napięcia w świetle obowiązujących przepisów Conditions of the microgenerator connection to the low voltage network taking into account valid rules	79
19. Grzegorz Błajszczak Poprawa efektywności energetycznej przy integrowaniu mikro sieci z „inteligentnymi” sieciami krajowymi Improving energy efficiency of micro-networks connected to a smart grid	83
20. Irena Wasiak, Ryszard Pawełek, Paweł Kelm Praca autonomiczna mikrosystemów elektroenergetycznych niskiego napięcia Autonomous operation of low voltage microsystems	87
21. Dariusz Baczyński, Piotr Helt, Marek Maniecki, Jacek Wasilewski Koncepcja systemu mgrid do wspomaganie projektowania i sterowania pracą wielonośnikowych mikro sieci energetycznych Idea of mgrid system for multicarrier energy microgrid designing and control	91
22. Marian Sobierajski, Wilhelm Rojewski Obliczanie asymetrii napięć w sieci niskiego napięcia wprowadzanej przez jednofazową mikrogenerację z wykorzystaniem równań rozpyłu mocy Computing voltage asymmetry making by one phase microgenerator in low voltage network by load flow equations	95
23. Krzysztof Billewicz Wyświetlacz domowy ihd – przegląd doświadczeń z projektów badawczych N-home display – a review of experiences from research projects	99
24. Waldemar Szypra, Wojciech Bąchorek, Aleksander Kot, Andrzej Makuch Kryteria optymalnej kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych Optimisation criteria for reactive power compensation in distribution networks	103
25. Piotr Helt, Piotr Zduńczyk Optymalizacja konfiguracji dla sieci rozdzielczych SN i nN – Distribution MV and LV network optimal reconfiguration	107
26. Józef Wiśniewski, Edward Anderson, Janusz Karolak Wrażliwość sieci potrzeb własnych elektrowni na możliwość wystąpienia ferorezonansu Sensitivity of power station auxiliary network to the possibility of ferroresonance occurrence	111

27. Stanisław Czapp, Daniel Kowalak, Kornel Borowski	
Narażenia cieplne i elektrodynamiczne wyłączników różnicowoprądowych przy ich dobezpieczeniu wyłącznikami nadprądowymi instalacyjnymi	
Thermal and electrodynamic risk of residual current devices in case of back-up protection by overcurrent circuit breakers	115

INDEKS AUTORÓW

1. Edward ANDERSON	111	25. Aleksander KOT.....	103
2. Dariusz BACZYŃSKI.....	91	26. Daniel KOWALAK.....	115
3. Michał BAJOR.....	23, 63	27. Rafał MAGULSKI	27
4. Wojciech BACHOREK.....	103	28. Andrzej MAKUCH	103
5. Krzysztof BILLEWICZ.....	99	29. Marek MANIECKI.....	91
6. Grzegorz BŁAJSZCZAK	11, 83	30. Tomasz MINKIEWICZ.....	43
7. Kornel BOROWSKI.....	115	31. Karolina MUCHA-KUŚ.....	47
8. Leszek BRONK.....	15, 19, 27	32. Tomasz PAKULSKI.....	15, 19
9. Paweł BUĆKO	31	33. Ryszard PAWEŁEK.....	87
10. Jerzy BURIK	55	34. Andrzej REŃSKI.....	43
11. Martin CATLOW	35	35. Wilhelm ROJEWSKI	79, 95
12. Stanisław CZAPP.....	115	36. Izabela SADOWSKA.....	59
13. Ryszard FRĄCKOWIAK.....	51	37. Piotr SKOCZKO	23
14. Tomasz GAŁAN	51	38. Marian SOBIERAJSKI	79, 95
15. Piotr HELT	91, 107	39. Maciej SOŁTYSIK.....	47
16. Robert JANKOWSKI.....	63	40. Waldemar SZPYRA	103
17. Marcin JASKÓLSKI	39	41. Irena WASIAK	87
18. Robert JĘDRYCHOWSKI	75	42. Jacek WASILEWSKI.....	91
19. Piotr KACEJKO	75	43. Andrzej WĘDZIK	71
20. Przemysław KACPRZAK	67	44. Grzegorz WIDELSKI.....	63
21. Agnieszka KACZMAREK-KACPRZAK	35	45. Józef WIŚNIEWSKI	111
22. Janusz KAROLAK	111	46. Michał WYDRA.....	75
23. Paweł KELM.....	87	47. Piotr ZDUŃCZYK	107
24. Jarosław Grzegorz KORPIKIEWICZ.....	15, 19, 27	48. Piotr ZIOLKOWSKI.....	23

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 roku 1995 konferencja miała być organizowana przez różne ośrodki naukowe. Organizacji konferencji w roku 1995 podjęła się Katedra Systemów Elektroenergetycznych Politechniki Gdańskiej. Organizatorem Konferencji był Prof. Zbigniew Szczerba. Przyjęto formułę organizacji konferencji co dwa lata oraz, że Komitet naukowy każdorazowo decyduje komu powierzyć realizację kolejnej konferencji. Kolejne Konferencje były organizowane przez Katedrę Systemów Elektroenergetycznych (lata 1995–2001) oraz Katedrę Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej (lata 2003–2011). Konferencje te były organizowane w Juracie na Półwyspie Hel-skim.

Komitet Naukowy w roku 2009 w dowód uznania za dotychczasową organizację cyklu konferencji APE, 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 konferencji organizowanych po roku 1995 była integracja środowisk naukowych i zawodowych polskiej elektroenergetyki. Uczestnicy konferencji to przedstawiciele uniwersytetów i uczelni technicznych oraz kadra menadżerska i techniczna concernów 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

przy współudziale następujących podmiotów:

Partner Konferencji: GRUPA ENERGA
Współorganizatorzy: Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
EDF Wybrzeże S.A.
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 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 kularowych – będą prezentowane w postaci posterów na sesji posterowej. Podobnie jak na poprzednich konferencjach APE, do referatów w każdej sekcji opracowywane są referaty generalne. Referaty generalne stanowią wprowadzenie do dyskusji.

Wszystkie przyjęte referaty są opublikowane w materiałach konferencyjnych: w wersji elektronicznej na tabletach oraz w wersji papierowej w czterech numerach ActaEnergetica – każdy numer odpowiada 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 S.A.
- 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 Konferencji.

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 kularach oraz w czasie spotkań wieczornych.

Ryszard Zajczyk

UŻYTKOWANIE WŁASNOŚCI PRYWATNEJ PRZY PRZESYLE ENERGII I ODPOWIEDZIALNOŚĆ CYWILNA – REFERAT KONFERENCYJNY

Grzegorz BŁAJSZCZAK¹

1. City Energy Sp. z o.o.
tel: 605 325 824 e-mail: grzegorz.blajszczak@gmail.com

Streszczenie: Energetyka zawodowa w znacznym stopniu korzysta z prywatnych gruntów, na których znajdują się napowietrzne linie energetyczne i transformatory. W artykule skomentowano najważniejsze zapisy prawne dotyczące zwrotu zajętych, wywłaszczonych lub zagarniętych nieruchomości oraz rekompensat za ich użytkowanie. Omówiono także ważniejsze elementy odpowiedzialności cywilnej właściciela infrastruktury energetycznej przy związanych z nią wypadkach.

Słowa kluczowe: grunty prywatne, rekompensaty, wypadki

1. PRZYCZYNY ROSZCZEŃ WŁAŚCICIELI GRUNTÓW PRYWATNYCH

Infrastruktura energetyczna budzi powszechną niechęć ekologów, właścicieli działek rekreacyjnych i rolników. Słupy stojące na polu wymagają omijania przez maszyny rolnicze, które na ogół mają duże wymiary i są mało zwrotne. Nieziorane kawałki stają się źródłem rozsiewania chwastów, co z kolei zmniejsza plony. Słupy i przewody przyczyniają się do wypadków oraz uniemożliwiają swobodne, pełne dysponowanie nieruchomością. Zwiększająca się świadomość właścicieli gruntów oraz możliwość ich zrzeszonego występowania w sporach, a także łatwość uzyskania specjalistycznej pomocy prawnej powinna zwrócić uwagę przedsiębiorstw energetycznych na powagę nierozwiązanego problemu wykorzystywania gruntów prywatnych.

2. PRZYWILEJE I PRAWA WŁAŚCICIELA GRUNTU

Prawo własności jest jednym z najważniejszych i niepodważalnych praw w gospodarce światowej niezależnie od kultury i położenia geograficznego. Nasza Konstytucja [1] mówi w Art. 21: „Rzeczpospolita Polska chroni własność i prawo dziedziczenia” oraz w Art. 64: „Każdy ma prawo do własności, innych praw majątkowych oraz prawo dziedziczenia”. Jeżeli ktokolwiek wysnułby inne wnioski z innych przepisów prawnych to z pewnością będzie w błędzie. Gdyby jednak zdarzyło się, że miałby rację, to przepisy takie musiałyby zostać zmienione, bo muszą być zgodne z Konstytucją. Konstytucja zwraca również uwagę na szczególną rolę rolników i ich dobytku w Art. 23: „Podstawą ustroju rolnego państwa jest gospodarstwo rodzinne”. Podważanie lub ograniczanie praw

własności do gruntu rodzinnego gospodarstwa rolnego jest godzeniem w podstawowe zapisy Konstytucji.

Zgodnie z Art. 48 Kodeksu Cywilnego [2] „do części składowych gruntu należą w szczególności budynki i inne urządzenia trwale z gruntem związane, jak również drzewa i inne rośliny od chwili zasadzenia lub zasiania”. Zapis ten oznacza, że kupując działkę – grunt, kupuje się ziemię wraz ze wszystkim co się na niej znajduje (włączając linie energetyczne, słupy, transformatory itp.). Jeżeli jednak w akcie notarialnym pojawi się uwaga o wyłączeniu z aktu np. słupa, ponieważ jest on własnością pewnego przedsiębiorstwa, to słup ten zgodnie z K.C. Art. 49 §1 nie zostanie uznany za część składową nieruchomości. Informacja o istnieniu czegoś co normalnie byłoby uznane za część składową nieruchomości, ale nią nie jest, musi znajdować się w Księdze Wieczystej. Do przeniesienia ograniczonego prawa rzeczowego na nieruchomość, potrzebna jest umowa między uprawnionym a nabywcą i ujawnienie w księdze wieczystej – Art. 245.1 K.C. [2].

Własność gruntu rozciąga się na przestrzeń nad i pod jego powierzchnią Art. 143 K.C. [2]. Oznacza to, że linia zwisająca nad działką lub linia kablowa w ziemi może być uznana za część składową działki i stać się własnością właściciela tej działki. Zapis ten jednocześnie oznacza, że przepuszczenie linii nad działką stanowi naruszenie własności właściciela działki.

3. SPEŁNIENIE WYMOGÓW PRAWA BUDOWLANEGO

W myśl definicji podanych w Prawie Budowlanym [3] w Art. 3 ust. 3 i ust. 11 linie transmitujące energię elektryczną (w przesyłce i dystrybucji, na każdym poziomie napięcia), transformatory, rozdzielnie i inne podobne obiekty są „budowlami”. Ponadto linie energetyczne są dodatkowo nazywane „obiektem liniowym”. Obiekty liniowe i inne budowle podlegają regulacjom Prawa Budowlanego. Spełnienie wymogów Prawa Budowlanego obowiązywało w Polsce zarówno w okresie powojennej odbudowy jak i przez wszystkie lata PRL-u. W myśl Ustawy P. B. [3], Art. 4. „Każdy ma prawo zabudowy nieruchomości gruntowej, jeżeli wykaże prawo do dysponowania nieruchomością na cele budowlane, pod warunkiem zgodności zamierzenia budowlanego z przepisami”. W Art. 3, ust. 11 wyjaśnione jest, że przez „prawo do dyspo-

nowania nieruchomości na cele budowlane – należy rozumieć tytuł prawny wynikający z prawa własności, użytkownia wieczystego, zarządu, ograniczonego prawa rzeczowego albo stosunku zobowiązaniowego, przewidującego uprawnienia do wykonywania robót budowlanych”. Takie prawo uzyskiwane jest Aktem Notarialnym i jest wpisywane do Księgi Wieczystej nieruchomości, której dotyczy. Jeżeli w Księdze Wieczystej takiego wpisu nie ma, to domniema się, że takiego prawa nie udzielono.

Na powstanie każdej „budowli” wymagane jest prawo dysponowania nieruchomością w pełnym obszarze oddziaływania obiektu – należy przez to rozumieć (P. B. [3], Art. 3 ust. 20) „teren wyznaczony w otoczeniu obiektu budowlanego na podstawie przepisów odrębnych, wprowadzających związane z tym obiektem ograniczenia w zagospodarowaniu tego terenu”. Zmiana parametrów linii energetycznej np. napięcia z 3 kV na 15 kV lub przy tym samym napięciu, zmiana przewodów z obciążalności 300 A na 1000 A (nawet na tych samych słupach) wymaga uzyskania aktualnego prawa do zabudowy, ponieważ zmieniło się oddziaływanie obiektu.

Stronami w postępowaniu w sprawie pozwolenia na budowę są: inwestor oraz właściciele, użytkownicy wieczysti lub zarządcy nieruchomości znajdujących się w obszarze oddziaływania obiektu (P. B. [3], Art. 28, ust. 2). Roboty budowlane można rozpocząć jedynie na podstawie ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę (P. B. [3], Art. 28, ust. 1).

4. MOŻLIWOŚĆ POKOJOWEGO KORZYSTANIA Z CUDZEJ WŁASNOŚCI

W Unii Europejskiej, na podstawie badań i analiz wyciągnięto wnioski, że przesyłanie energii elektrycznej jest mniej opłacalne w porównaniu do innych możliwych rozwiązań. Unia Europejska kształtuje obecnie prawo w celu zwiększenia generacji lokalnej. W Dyrektywie [5] dotyczącej poprawy efektywności końcowego wykorzystania energii, już we wstępie (ust. 23 przed Artykułem 1) Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej nakazuje zmniejszenie zachęt do przesyłania energii. Fakt ten oznacza, że we wszystkich sporach dotyczących przebiegu linii energetycznych przedsiębiorstwa energetyczne napotkają na poważny argument u swoich oponentów.

Korzystanie przez przedsiębiorstwo energetyczne z cudzej, prywatnej własności (gruntu, działki, budynku) polegające na usytuowaniu tam słupów linii napowietrznej, samej (zwisającej) linii, kabla podziemnego, czy też transformatora lub rozdzielni może być rozwiązane na kilka pokojowych sposobów. Poniżej przedstawiono najważ-

niejsze, przewidziane przez prawo rozwiązania. Należy podkreślić, że w każdym przypadku obowiązuje pod rygorem nieważności, forma Aktu Notarialnego.

Zgodnie z Kodeksem Cywilnym [2], Art. 285, §1 „Nieruchomość można obciążyć na rzecz właściciela innej nieruchomości (nieruchomości władzącej) prawem, którego treść polega bądź na tym, że właściciel nieruchomości władzącej może korzystać w oznaczonym zakresie z nieruchomości obciążonej, bądź na tym, że właściciel nieruchomości obciążonej zostaje ograniczony w możności dokonywania w stosunku do niej określonych działań, bądź też na tym, że właścicielowi nieruchomości obciążonej nie wolno wykonywać określonych uprawnień, które mu względem nieruchomości władzącej przysługują na podstawie przepisów o treści i wykonywaniu własności (służebność gruntowa)”. Typowym zastosowaniem służebności było przyznanie formalnego prawa do przecho-

dzenia ścieżką przez pole sąsiada, co znacznie skracało dojazd do szkoły czy sklepu. W 2008 roku w skutek starań firm energetycznych znowelizowano Ustawę Kodeks Cywilny dopisując artykuł definiujący tzw. służebność przesyłu: Art. 305.1 „Nieruchomość można obciążyć na rzecz przedsiębiorcy, który zamierza wybudować lub którego własność stanowi urządzenie, o których mowa w art. 49 §1, prawem polegającym na tym, że przedsiębiorca może korzystać w oznaczonym zakresie z nieruchomości obciążonej, zgodnie z przeznaczeniem tych urządzeń (służebność przesyłu)”.

Służebność nie jest prawem, które pojawia się samoistnie lub automatycznie po pewnych zdarzeniach. Zgodnie z Ustawą Kodeks Cywilny [2], Art. 244, §1 służebność jest „ograniczonym prawem rzeczowym”. Dla ustanowienia ograniczonego prawa rzeczowego stosuje się odpowiednio przepisy o przeniesieniu własności (K.C. [2], Art. 245, §1). Służebność może być przyjęta na mocy umowy (w formie Aktu Notarialnego) między właścicielem nieruchomości, a przedsiębiorstwem energetycznym lub może być orzeczona przez Sąd. W obu przypadkach skutkuje to dokonaniem wpisu w Księdze Wieczystej nieruchomości. Kodeks Cywilny umożliwia przedsiębiorstwom energetycznym wystąpienie o sądowe ustanowienie służebności (dotyczy to zarówno planowanych jak i istniejących instalacji) – Art. 305.2, §1 „Jeżeli właściciel nieruchomości odmawia zawarcia umowy o ustanowienie służebności przesyłu, a jest ona konieczna dla właściwego korzystania z urządzeń, o których mowa w art. 49 §1, przedsiębiorca może żądać jej ustanowienia za odpowiednim wynagrodzeniem”. Należy zwrócić uwagę na użycie przez ustawodawcę słowa „konieczna”. Fakty ten w połączeniu z Art. 288, K. C. [2], który mówi że: „Służebność gruntowa powinna być wykonywana w taki sposób, żeby jak najmniej utrudniała korzystanie z nieruchomości obciążonej” – oznacza, że jeżeli jest to tylko możliwe, linię energetyczną lub inny obiekt należy usytuować w innym miejscu i służebność nie zostanie przyznana.

Sąd rozstrzyga również w przypadku odwrotnym (Art. 305.2, §2) „Jeżeli przedsiębiorca odmawia zawarcia umowy o ustanowienie służebności przesyłu, a jest ona konieczna do korzystania z urządzeń, o których mowa w art. 49 §1, właściciel nieruchomości może żądać odpowiedniego wynagrodzenia w zamian za ustanowienie służebności przesyłu”.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne domaga się uznania służebności na podstawie zasiedzenia, to również powinno wystąpić do Sądu o takie orzeczenie. Bez wpisu w Księdze Wieczystej domniema się, że służebności nie ma. Dla zasiedzenia służebności stosuje się ogólne przepisy o zasiedzeniu (K. C. [2], Art. 292). Na podstawie K. C. [2] Art. 172, §1: „Posiadacz nieruchomości nie będący jej właścicielem nabywa własność, jeżeli posiada nieruchomość nieprzerwanie od lat dwudziestu jako posiadacz samoistny, chyba że uzyskał posiadanie w złej wierze (zasiedzenie)” oraz §2: „Po upływie lat trzydziestu posiadacz nieruchomości nabywa jej własność, choćby uzyskał posiadanie w złej wierze”. Do biegu zasiedzenia stosuje się odpowiednio przepisy o przedawnieniu roszczeń (K. C. [2], Art. 175). Zasiedzenie może być liczone od określonego wydarzenia, przerywane na pewien okres czasu, jak również skutecznie zakończone pewnym zdarzeniem w przeszłości. Przykładowo, do czasu zasiedzenia nie jest wliczany okres, w którym właściciel nieruchomości obciążonej był małoletni, a bieg zasiedzenia jest wstrzymywany przez każdą czynność przed sądem lub innym organem powołanym do rozpoznawania spraw (K. C. [2], Art. 123, §1) lub nawet przez wszczęcie mediacji (K. C. [2], Art. 123, §3). Do okresu zasiedzenia służebności przesyłu nie może być również wli-

czany okres, w którym właściciel nieruchomości obciążonej np. rolnik nie mógł domagać się swoich racji ze względów politycznych. W okresie Polski Ludowej rolnik nie był w stanie zaskarżyć przed sądem Państwo Ludowe. Bazując na Art. 44 naszej Konstytucji, który mówi że: „Bieg przedawnienia w stosunku do przestępstw, nie ściganych z przyczyn politycznych, popełnionych przez funkcjonariuszy publicznych lub na ich zlecenie, ulega zawieszeniu do czasu ustania tych przyczyn” można przyjąć, że bieg zasiedzenia służebności może być liczony od momentu kiedy ta służebność była wykorzystywana przez niezależne przedsiębiorstwa. Co oznacza, że w żadnym przypadku nie upłynęło jeszcze 30 lat.

Określenie służebności z zasiedzenia dla np. transformatora lub linii energetycznej nie jest bynajmniej prostą sprawą i może napotkać na odwrotne roszczenie: przyznania na podstawie zasiedzenia, własności tego transformatora lub linii, właścicielowi gruntu. O przyznanie własności może również ubiegać się lokalna społeczność.

5. ZASPOKOJENIE UZASADNIONYCH PRAW WŁASNOŚCIOWYCH

5.1. Usunięcie obiektu infrastruktury energetycznej z prywatnej nieruchomości

Budowa linii energetycznej (lub innych obiektów energetycznych) wymaga otrzymania pozwolenia na budowę i przedstawienia praw do gruntu, na którym będzie budowa. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie jest w stanie przedstawić takich dokumentów, to domniema się, że budowę wykonano bez należnych zezwoleń. W tej sytuacji na podstawie Art. 48, ust. 1, Prawa Budowlanego [3]: „Właściwy organ nakazuje, w drodze decyzji, rozbiórkę obiektu budowlanego, lub jego części, będącego w budowie albo wybudowanego bez wymaganego pozwolenia na budowę”. Co więcej P. B. [3], Art. 90 mówi że: „Kto, w przypadkach określonych w art. 48, art. 49b, art. 50 ust. 1, pkt 1 lub art. 50 ust. 1 pkt 2, wykonuje roboty budowlane, podlega grzywnie, karze ograniczenia wolności albo pozbawienia wolności do lat 2”. Należy podkreślić, że pojęcie budowy obejmuje również, wymianę słupów na inne, zmianę napięcia linii na wyższe, zmianę przewodów linii na przewody o większej obciążalności, zmianę mocy transformatora i inne czynności powodujące zmiany konstrukcyjne lub zmiany oddziaływania na środowisko. Budową jest również przestawienie słupów i inne zmiany związane z położeniem na gruncie. Obiekty energetyczne bez względu na czas i sposób powstawania muszą spełniać aktualnie obowiązujące przepisy Prawa Budowlanego i innych ustaw. Należy również przypomnieć, że (jak to pokazano w rozdziale 4 tego artykułu) przedsiębiorstwo energetyczne musi wykazać konieczność budowy obiektu w danym miejscu lub braku możliwości budowy w innym (np. budowy linii energetycznej wzdłuż drogi publicznej).

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne posiada na cudzym gruncie linię energetyczną, transformator lub inny obiekt to musi posiadać tytuł prawny do takiego stanu (np. notarialną umowę, orzeczenie sądu o służebności, itp.). Jeżeli przedsiębiorstwo nie posiada tytułu prawnego do umieszczenia i użytkowania swojej infrastruktury na prywatnej nieruchomości to właściciel tej nieruchomości może zażądać bezzwłocznego jej usunięcia. Ponadto, na podstawie K. C. [2], Art. 344, § 1 „Przeciwno temu, kto samowolnie naruszył posiadanie, jak również przeciwno temu, na czyją korzyść naruszenie nastąpi-

ło, przysługuje posiadaczowi roszczenie o przywrócenie stanu poprzedniego i o zaniechanie naruszeń ...”.

Zgodnie z K. C. [2], Art. 343, § 1 „Posiadacz może zastosować obronę konieczną, ażeby odeprzeć samowolne naruszenie posiadania. § 2. Posiadacz nieruchomości może niezwłocznie po samowolnym naruszeniu posiadania przywrócić własnym działaniem stan poprzedni; nie wolno mu jednak stosować przy tym przemocy względem osób. Posiadacz rzeczy ruchomej, jeżeli grozi mu niebezpieczeństwo niepowetowanej szkody, może natychmiast po samowolnym pozbawieniu go posiadania zastosować niezbędną samopomoc w celu przywrócenia stanu poprzedniego”. Zacytowane prawo pozwala rolnikowi na usunięcie słupa lub innego obiektu ze swojego pola.

Nasza Konstytucja w Art. 77 mówi że: „1. Każdy ma prawo do wynagrodzenia szkody, jaka została mu wyrządzona przez niezgodne z prawem działanie organu władzy publicznej. 2. Ustawa nie może nikomu zamykać drogi sądowej dochodzenia naruszonych wolności lub praw”. Jeżeli w przeszłości, po zmuszeniu posiadacza gruntu do wyrażenia zgody lub bez takiej zgody ówczesne władze doprowadziły do ustawienia na jego gruncie słupów lub innych obiektów, to ten właściciel może teraz wystąpić o naprawienie szkody. Przedawnienia, zasiedzenia i upływ czasu, o których mowa w Ustawach nie mają w tym przypadku zastosowania (na podstawie Ust. 2 powyższego cytatu).

5.2. Rekompensaty za korzystanie z cudzej własności

Najczęstszym przypadkiem ugody jest ustanowienie służebności. Za udzielenie służebności należy się odpowiednie wynagrodzenie (K. C. [2], Art. 305.2, § 1). Wynagrodzenie należy się bez względu na sposób przyznania służebności, włączając orzeczenie sądu o przyznaniu służebności na podstawie zasiedzenia.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie ma tytułu własności gruntu, a między stronami (przedsiębiorstwem energetycznym i właścicielem gruntu) nie ma ugody lub orzeczonego przez sąd stanowiska, to przedsiębiorstwo energetyczne nie ma podstaw prawnych do posiadania i eksploataowania swoich obiektów na prywatnym gruncie. W takiej sytuacji ma zastosowanie Art. 405, K. C. [2] „Kto bez podstawy prawnej uzyskał korzyść majątkową kosztem innej osoby, obowiązany jest do wydania korzyści w naturze, a gdyby to nie było możliwe, do zwrotu jej wartości”, co oznacza że przedsiębiorstwo energetyczne powinno zwrócić właścicielowi gruntu pełne dochody, które uzyskało z przesyłu i faktu posiadania (opłaty abonamentowe) swoich urządzeń na tej nieruchomości. Ponadto, powinno zrekompensować wszystkie niedogodności i szkody związane z obecnością swoich urządzeń (obiektów) na prywatnym gruncie – K. C., Art. 415 „Kto z winy swej wyrządził drugiemu szkodę, obowiązany jest do jej naprawienia”. W niniejszym artykule jest analizowana sytuacja prawna gruntów prywatnych, jednakże takie same rekompensaty należą się Skarbowi Państwa, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne korzysta z gruntów państwowych. Rekompensata powinna być naliczana za cały okres korzystania z cudzej nieruchomości. Zgodnie z orzeczeniem Sądu Najwyższego nie można przyjąć, że na terenie Polski jest ziemia niczyja, w każdym przypadku domniema się, że grunt ma właściciela. Przedsiębiorstwo energetyczne, w momencie budowy miało wiedzę, czy buduje na swoim, czy na cudzym gruncie. Zwleknięcie przez właściciela z żądaniem rekompensaty, a nawet przekazanie tej wierzytelności kolejnym właścicielom (K. C. [2], Art. 509. § 1), nie może być rozumiane jako domniemane oświadczenia woli

zrzeczenia się wynagrodzenia (postanowienie Sądu Najwyższego z dnia 28 stycznia 1999 r., sygn. akt: III CKN 145/9).

Rekompensata za okres bezumownego korzystania z nieruchomości zgodnie z orzeczeniem Sądu Najwyższego (wyroku z dnia 1 lutego 2010 r., sygn. akt: I CSK 312/09) powinna być ustalona w oparciu o stawki rynkowe za korzystanie z danego rodzaju rzeczy (pożytki cywilne), jakie właściciel mógł uzyskać, zawierając umowę najmu lub dzierżawy.

6. ODPOWIEDZIALNOŚĆ PRZY WYPADKACH ZWIĄZANYCH Z INFRASTRUKTURĄ ENERGETYCZNĄ

Infrastruktura energetyczna, a w szczególności transformatory o fazowym napięciu dolnym 230 V i linie energetyczne średniego i niskiego napięcia znajdują się na polach, w lasach, na prywatnych podwórkach, w ogrodach i sadach, przy drogach lokalnych i drogach o dużym natężeniu ruchu, przy rzekach i stawach, i w wielu innych niechronionych miejscach. Z tego powodu obiekty energetyczne stosunkowo często „biorą udział” w wypadkach. Odpowiedzialność za wypadek, utratę życia, utratę zdrowia, cierpienia poszkodowanych i za straty materialne ponosi strona lub strony, które przyczyniły się do wypadku.

Ustawa Kodeks Cywilny [2] w Art. 449.1 mówi: „§1. Kto wytwarza w zakresie swojej działalności gospodarczej (producent) produkt niebezpieczny, odpowiada za szkodę wyrządzoną komukolwiek przez ten produkt. §2. Przez produkt rozumie się rzecz ruchomą choćby została ona połączona z inną rzeczą. Za produkt uważa się także zwierzęta i energię elektryczną”. Oznacza to, że energia elektryczna jest według prawa produktem niebezpiecznym, a przedsiębiorstwo energetyczne jest odpowiedzialne za szkody z nim związane.

Przedsiębiorstwa energetyczne ustawiają swoją niebezpieczną infrastrukturę na prywatnych nieruchomościach i nie zadają sobie najmniejszego trudu, aby poinstruować właścicieli co można, a czego nie można tam robić. Wiedza z elek-

trotechniki przeciętnego, dorosłego człowieka kończy się na ogół na fizyce ze szkoły średniej (a czasami jest jeszcze mniejsza) i nie można oczekiwać w takich przypadkach profesjonalnych energetycznych zachowań. W większości wypadków pełna odpowiedzialność leży po stronie przedsiębiorstw energetycznych. Niezależnie od charakteru zdarzenia, brak tytułu prawnego do korzystania z gruntu przesądza o winie przedsiębiorstwa energetycznego.

7. WNIOSKI KOŃCOWE

W państwie o ustroju demokratycznym nie jest możliwe korzystanie z cudzej nieruchomości bez zgody jej właściciela i bez wypłacania uzgodnionej z nim rekompensaty. Uregulowanie praw do korzystania przez przedsiębiorstwa energetyczne z gruntów należących do innych właścicieli, w tym również do Skarbu Państwa będzie dla tych przedsiębiorstw kłopotliwe i kosztowne. W wielu przypadkach konieczne będzie przeniesienie infrastruktury energetycznej do innych lokalizacji.

BIBLIOGRAFIA

1. Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997, z późniejszymi zmianami.
2. Ustawa Kodeks cywilny z dnia 23 kwietnia 1964 r. z późniejszymi zmianami.
3. Ustawa Prawo Budowlane z dnia 7 lipca 1994 r. z późniejszymi zmianami.
4. Ustawa o Gospodarce Nieruchomościami z dnia 21 sierpnia 1997 r., z późniejszymi zmianami
5. Dyrektywa 2006/32/We Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

USING PRIVATE PROPERTIES IN ELECTRICAL ENERGY DELIVERY AND RESPONSIBILITY FOR ACCIDENTS – CONFERENCE PAPER

Key-words: private properties, compensations, accidents

The Polish power grid, transmission and distribution in large extend use private properties as a localization of their power lines and transformers. These grounds were taken in the past by the power of the communists or recently with negligence of the law. This paper review the most important regulations and show the possible solutions. Some aspects of legal responsibilities are also discussed.

XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowa

AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE APE'13

Jurata, 12–14 czerwca 2013

Referat nr 2

**MOŻLIWOŚCI ŚWIADCZENIA USŁUG REGULACYJNYCH PRZEZ GENERACJĘ
ROZPROSZONĄ – REFERAT KONFERENCYJNY**

Jarosław Grzegorz KORPIKIEWICZ¹, Leszek BRONK², Tomasz PAKULSKI³

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: j.korpikewicz@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: l.bronk@ien.gda.pl
3. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Streszczenie: Zaproponowano definicje usług regulacyjnych (UR), które mogą być świadczone przez lokalne źródła energii. Dokonano przeglądu technologii wytwarzania z uwzględnieniem możliwości regulacyjnych tych źródeł i oceny możliwości zmiany na żądanie OSD standardowych warunków pracy źródeł. Zastosowanie UR pozwoli na wykorzystanie potencjału generacji rozproszonej do poprawy pracy sieci, utworzenie modelu zdecentralizowanego usług SEE oraz umożliwi wzrost przyłączania OZE do sieci.

Słowa kluczowe: usługa regulacyjna, OSD, generacja rozproszona.

1. USŁUGI REGULACYJNE

1.1. Definicja usług regulacyjnych

Przez usługę regulacyjną rozumiana jest zdolności do pracy w określonych warunkach lub czynność wykonywana przez wytwórcę na polecenie OSD polegająca na:

- zmianie bazowego dobowego profilu mocy czynnej oddawanej do sieci,
- zmianie mocy biernej pobieranej/oddawanej do sieci w stosunku do warunków określonych w umowach o przyłączeniu do sieci i świadczeniu usług dystrybucyjnych.

Przez bazowy dobowy profil mocy czynnej oddawanej do sieci należy rozumieć generację energii elektrycznej wynikającą z podpisanych umów sprzedaży energii elektrycznej / ciepła lub dostępności zasobów odnawialnych.

1.2. Zmiana na żądanie OSD mocy czynnej

Kategoria usług polega na zmianie mocy czynnej dostarczanej przez DR w stosunku do jej wartości wynikającej z dostępności energii pierwotnej (np. FW, PV) lub zaplanowanego programu pracy (np. CHP). Z kategorii tej wydzielono usługi związane z regulacją częstotliwości.

1.3. Zmiana na żądanie OSD mocy biernej

Usługa polega na generacji mocy biernej zależnie od potrzeb sieci uwzględniając możliwości JW. Wykorzystywana jest do regulacji U lub kompensacji Q.

1.4. Regulacja częstotliwości

Polega na regulacji mocy czynnej w zależności od częstotliwości. W idealnym przypadku jest możliwość naśladowania charakterystyki statycznej generatorów synchronicznych tj. wzrost P przy obniżeniu f oraz redukcja P przy wzroście P. Jednak nie wszystkie rodzaje DG umożliwiają regulację f w całym paśmie. Z tych powodów wyróżniono kilka usług.

1.5. Zdolność do pracy w warunkach zakłóceń

Źródła przyłączono do sieci SN przy wystąpieniu zakłócenia zostają automatycznie odłączane.

Układy automatyki LVRT oraz ZVRT powodują, że elektrownia może pracować przez określony czas w warunkach ograniczonego napięcia. Zdolność do pracy w warunkach zakłóceń może ułatwić operatorowi systemu prowadzenie ruchu w sieci elektroenergetycznej.

1.6. Praca w obwodach wydzielonych

Główną usługą w tej kategorii jest praca wyspowa. Jej aplikacja poprawia niezawodność zasilania części odbiorców co poprawia wskaźniki. Proces wydzielenia wyspy oraz jej likwidacji musi być realizowanych przez OSD za pomocą infrastruktury wyposażonej w zdalnie sterowane łączniki. W przypadku pracy wyspowej, konieczna jest zarówno regulacja mocy czynnej jak i napięcia, ale również bezpośrednia kontrola napięcia i częstotliwości w wydzielonej sieci.

2. PRZEGLĄD MOŻLIWOŚCI TECHNICZNYCH REALIZACJI USŁUG REGULACYJNYCH PRZEZ RÓŻNE TECHNOLOGIE

Możliwości dostarczania/pobierania mocy biernej zależna jest od aktualnej mocy czynnej i obszaru dopuszczalnej pracy JW. Pomięto możliwość regulacji mocy biernej przez sterowane baterie kondensatorów.

Tablica 1 Możliwości realizacji usług regulacyjnych przez DG

Rodzaj JW	Sposób połączenia z siecią	Ograniczenia technologiczne	Możliwość regulacji P	Możliwość regulacji Q	Praca wyspowa	FRT
Siłownie wiatrowe (FW)	Przekształtnik	Zależne od warunków meteorologicznych. Maksymalna moc czynna zależy od prędkości wiatru. Praca w zaniżeniu.	Możliwa za pomocą regulacji ustawienia łopat (ang. pitch control lub active stall control). Dodatkowo możliwość pracy w zaniżeniu – przekształtnik (regulacja szybka).	Zależne od możliwości przekształtnika	Możliwa. Wymagana specjalna wersja przekształtnika.	Możliwa. Wymagana specjalna wersja przekształtnika
	Generator dwustronnie zasilany		Możliwa za pomocą regulacji ustawienia łopat (ang. pitch control lub active stall control).	Zależne od obszaru dopuszczalnej pracy	Możliwa przy odpowiednim sterowaniu przekształtnikami	Możliwa. Wymagana specjalna wersja przekształtnika
	Generator asynchroniczny		Możliwa za pomocą regulacji ustawienia łopat (ang. pitch control lub active stall control).	-	-	-
Elektrownie słoneczne (PV)	Przekształtnik	Zależne od warunków meteorologicznych. Maksymalna moc czynna zależy od natężenia światła. Praca w zaniżeniu.	Możliwość pracy w zaniżeniu – przekształtnik.	Zależne od możliwości przekształtnika	Możliwa. Wymagana specjalna wersja przekształtnika.	Możliwa. Wymagana specjalna wersja przekształtnika
Elektrownie wodne (EW)	Generator synchroniczny	Ograniczenia wynikające z pozwolenia wodno-prawnego, rodzaju pracy (zbiornikowa, przepływowa, kaskada), możliwości ciekłu wodnego	Możliwa za pomocą sterowania ustawieniem łopat turbiny, kierownicy lub zasuw.	Zależne od wykresu kołowego SG	Możliwa przy układzie synchronizacji umożliwiającym pracę wyspową	Ograniczone
	Generator asynchroniczny			-	-	-
Kogeneracja (CHP)	Generator synchroniczny	Wynikające z profilu zapotrzebowania na ciepło oraz możliwości akumulacji ciepła	Możliwa za pomocą sterowania strumienia pary wlotowej turbiny	Zależne od wykresu kołowego SG	Możliwa przy układzie synchronizacji umożliwiającym pracę wyspową	Ograniczone
Kogeneracja – biogazownia (bio)	Generator synchroniczny	Wynikające z profilu produkcji gazu oraz możliwości akumulacji ciepła	Możliwa za pomocą sterowania strumienia pary wlotowej turbiny	Zależne od wykresu kołowego SG	Możliwa przy układzie synchronizacji umożliwiającym pracę wyspową	Ograniczone
Agregaty	Generator synchroniczny	Techniczne ograniczenia silnika	Sterowanie układem wtryskowym paliwa	Zależne od wykresu kołowego SG	TAK	Ograniczone

3. KATALOG USŁUG REGULACYJNYCH

Tablica 2. Katalog usług regulacyjnych

Lp.	Kategoria	Nazwa usługi	Opis	Możliwość realizacji usługi przez jednostki wytwórcze
1	zmiana na żądanie OSD mocy czynnej	Zmiana na żądanie mocy czynnej oddawanej do sieci	W ramach świadczenia usługi moc oddawana do sieci przez źródło jest na polecenie OSD różna od tej, która wynika z dostępności energii pierwotnej (np. PV, wiatr, hydroenergetyka) lub uwarunkowań techniczno-technologicznych (np. CHP, biogazownie). Jest to praca z zaniżeniem lub zawyżeniem mocy. Zastosowania: likwidację zagrożeń pracy sieci SN, zwiększenie możliwości przyłączania nowych źródeł, odsunięcie w czasie inwestycji sieciowych.	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające możliwość regulacji mocy czynnej w kierunku jej zaniżenia lub zwiększenia w stosunku do mocy chwilowej.
2		Praca z odstępem	Usługa polegająca na zmniejszeniu mocy oddawanej do sieci o zadaną wartość w stosunku do dostępności energii pierwotnej i/lub uwarunkowań techniczno-technologicznych źródła. Usługa pracy z odstępem może być podstawą dla świadczenia usługi regulacji pierwotnej.	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające możliwość regulacji mocy czynnej w kierunku jej zaniżenia w stosunku do mocy chwilowej.

Lp.	Kategoria	Nazwa usługi	Opis	Możliwość realizacji usługi przez jednostki wytwórcze
3		Ograniczenie gradientu zmian mocy oddawanej do sieci	Usługa polegająca na ograniczeniu 15 minutowych gradientów mocy oddawanej do sieci przez źródła rozproszone w stosunku do standardowych właściwości jednostki wytwórczej i zmian wydajności źródła energii pierwotnej. Usługa świadczona przez źródła o niespokojnym profilu mocy czynnej oddawanej do sieci (FW, PV). Świadczenie usługi zmniejsza w KSE zapotrzebowanie na rezerwę wtórną. Realizacja usługi może odbywać się poprzez pracę z odstępem mocy / pracę z zaniżeniem generacji lub przy współpracy z magazynem energii.	Jednostki wytwórcze o dużej zmienności mocy oddawanej do sieci, posiadające możliwość regulacji mocy czynnej. Wymagana modyfikacja układu sterowania mocą czynną umożliwiającą zadanie i utrzymanie maksymalnej szybkości zmian mocy czynnej.
4	zmiana na żądanie OSD mocy biernej	Regulacja napięcia w punkcie przyłączenia	Usługa polega na wytwarzaniu mocy biernej (pojemnościowej lub indukcyjnej) o wartości wynikającej z wartości zadanej napięcia. Usługa może mieć w przyszłości duże znaczenie w przypadku masowego przyłączania do sieci nn nie sterowalnych mikroźródeł (PV, FW).	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające możliwość sterowania mocą bierną oraz posiadające pomiar napięcia w punkcie przyłączenia.
5		Regulacja mocy biernej	Usługa polega na wytwarzaniu mocy biernej w celu kompensacji przepływu mocy biernej w danym obszarze sieci SN.	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające możliwość sterowania mocą bierną.
6	Regulacja częstotliwości	Praca z pełną charakterystyką statyczną	Realizowana przez zmianę mocy czynnej w zależności od częstotliwości. Usługa wspomaga działanie usługi systemowej „rezerwa pierwotna/wtórna”. Musi być świadczona równocześnie z: 1. usługą „pracy w odstepie mocy” lub pracy z zaniżoną generacją (w obydwu przypadkach wiąże się to z utratą części produkcji), lub 2. w ograniczonym zakresie bez utraty produkcji przez źródła posiadające możliwość akumulacji energii pierwotnej lub współproduktów procesu wytwarzania energii elektrycznej ¹ . Jedną z cech źródeł rozproszonych wyposażonych w przekształtnik dla wyprowadzenia mocy (FW, PV) jest możliwość niemal natychmiastowej zmiany mocy oddawanej do systemu ² .	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające: 1. możliwość regulacji mocy czynnej w zakresie $P_{min} - P_n$ z prędkością $0.05 P_n$ /sek, 2. możliwość trwałej pracy z mocą wynikającą z chwilowej wydajności źródła energii pierwotnej w zakresie częstotliwości $49.0 \leq f \leq 51.5$ [Hz]
7		Praca z ograniczeniem mocy czynnej przy zwykłej częstotliwości	Usługa regulacji częstotliwości świadczona (w odróżnieniu od usługi z pełną charakterystyką statyczną) tylko w górnym paśmie częstotliwości (powyżej $f=50$ Hz) redukując liniowo moc czynną zależnie od wzrostu f^2 .	Wszystkie jednostki wytwórcze posiadające: 1. możliwość regulacji mocy czynnej w kierunku jej zmniejszenia z prędkością $0.05 P_n$ /sek. w stosunku do wartości wynikającej z chwilowej wydajności źródła energii pierwotnej 2. możliwość trwałej pracy z mocą wynikającą ze statyzmu regulacji w zakresie częstotliwości co najmniej do $50 \leq f \leq 51.5$ [Hz].
8		Praca z utrzymaniem mocy czynnej przy obniżonej częstotliwości	Usługa świadczona tylko w dolnym paśmie częstotliwości (poniżej $f=50$ Hz) we wszystkich trybach pracy źródła, polegająca na: 1. utrzymaniu mocy oddawanej do sieci jak przy częstotliwości sieciowej (tryb „bez ograniczeń mocy”) lub 2. osiągnięciu mocy wynikającej z możliwości technicznych jednostki niższej niż przy częstotliwości sieciowej (tryb „z ograniczeniami mocy” źródła). 3. Polega ona na niewyłączaniu się JW przy obniżce f i dostarczaniu deficytowej mocy czynnej w granicy możliwości technicznych JW ² .	Jednostki wytwórcze, których dokumentacja techniczna przewiduje możliwość pracy z częstotliwością poniżej 50 Hz. W celu dotrzymania charakterystyk usługi mogą być wymagane zmiany w układach automatyki.
9	Zdolność do pracy w warunkach zakłóceńowych	Przejście przez zwarcie	Usługa polega na pracy jednostki (nie wyłączeniu jej się) w przypadku zapadów napięcia. Najczęstszą ich przyczyną są zwarcia w sieci. Celem usługi jest zapobieżenie utraty znacznej generacji w sieciach SN w przypadku rozległych obszarowo zapadach napięcia. Dodatkowo w sieciach SN usługa stwarza możliwość podtrzymania napięcia na liniach w przypadku lokalnych zwarc.	Źródła posiadające zdolność ograniczania prądu zwarciego do wartości bezpiecznej.
10		Podtrzymanie napięcia	Usługa polega na wytwarzaniu mocy biernej o dużych wartościach w kierunku regulacji napięcia przez zadany maksymalny okres czasu, w warunkach zakłóceńowych (odchyłce napięcia o co najmniej 10 [%]) nawet. Zastosowanie tej usługi umożliwia obniżenie skutków zwarc dla odbiorców przyłączonych w pewnej odległości od miejsca zwarcia.	Posiadają zdolność ograniczania prądu zwarciego do wartości bezpiecznej. Posiadają zdolność pracy w trybie regulacji napięcia z możliwością chwilowej generacji ponadznamionowej mocy biernej.

¹ Po wyczerpaniu zdolności akumulacji źródło może nadal świadczyć usługę z utratą części produkcji

² Usługa świadczona tylko przez źródła nie posiadające w warunkach przyłączenia wpisu o obowiązkowych warunkach pracy w zależności od częstotliwości lub obowiązek ten nie wynika z instrukcji ruchu. Źródła te obligatoryjnie muszą być wyposażone w automatykę realizującą w.w. funkcjonalność.

Lp.	Kategoria	Nazwa usługi	Opis	Możliwość realizacji usługi przez jednostki wytwórcze
11		Odbudowa mocy czynnej	Polega na wytwarzaniu mocy czynnej o wartości co najmniej 0,9 mocy znamionowej lub wynikającej z wydajności źródła energii pierwotnej w warunkach zakłóceń po powrocie napięcia do wartości 0,85 Un przez zadany maksymalny okres czasu. Usługa umożliwia obniżenie skutków zwarć dla odbiorców przyłączonych w pewnej odległości od miejsca zwarcia.	Posiadają zdolność ograniczania prądu zwarciego do wartości bezpiecznej. Praca w trybie regulacji napięcia z chwilową mocą czynną.
12	Praca w obwodach wydzielonych	Usługa samostartu	Polega ona na możliwości uruchomienia jednostki przy braku napięcia w sieci. Źródła oferujące tę usługę muszą mieć możliwość generacji napięcia o wymaganych parametrach, gdy w sieci nie ma napięcia. Usługa ta będzie wykorzystana dla pracy wyspowej. Dla każdej wyspy powinna być co najmniej jedna jednostka oferująca tę usługę. Jednostki oferujące tego typu usługę muszą być zrealizowane w technologii umożliwiającej samostart w sposób naturalny lub korzystać z innych źródeł energii np. zasobników.	Jednostki wyposażone w generatory samowzbudne z akumulatorowym podtrzymaniem zasilania dla układów sterowania i telekomunikacji. Jednostki wyposażone w odpowiednio zaprojektowane inwertery umożliwiające ich pracę na niezasilaną sieć z akumulatorowym podtrzymaniem zasilania dla układów sterowania i telekomunikacji (np. elektrownie słoneczne, wiatrowe).
13		Praca wyspowa	Usługa polega na wytwarzaniu mocy czynnej i/lub biernej do wydzielonego obszaru sieci. Muszą to być jednostki z możliwością regulacji częstotliwości z pełną charakterystyką statyczną. Podczas pracy wyspowej wymagana będzie modyfikacja działania urządzeń EAZ zainstalowanych w obszarze wyspy. Nastawy statyzmu muszą być wyznaczone dla konkretnej wyspy. Do pracy równoległej na obszar wydzielony powinny być szczególnie wykorzystane jednostki o dużej dyspozycyjności.	Jednostki wytwórcze o szerokim zakresie regulacji mocy czynnej / biernej w dynamiczny sposób. Część jednostek może być niestworzonych, jeśli w wydzielonej wyspie istnieje pewna stała wartość minimalnego zapotrzebowania (podstawa zapotrzebowania) w całym czasie pracy wyspy. Cechą pożądaną będą również zdolność do pracy w warunkach zakłóceń.

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Wymagany wzrost udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym implikuje nowe problemy występujące w sieciach dystrybucyjnych jak i nowe zadania dla OSD. Zastosowanie usług regulacyjnych pozwoli na wykorzystanie generacji rozproszonej do poprawy pracy sieci, utworzenie modelu zdecentralizowanego usług SEE oraz umożliwi wzrost przyłączania OZE do sieci. Możli-

wości techniczne w zakresie realizacji usług przez DG są zależne od rodzaju zastosowanych urządzeń energoelektronicznych do wyprowadzenia mocy. Obecnie stosowane w/w układy w DG podłączanych do SN lub nn nie posiadają dużych zdolności regulacyjnych. Jednak rozwój urządzeń energoelektronicznych umożliwi na powszechne stosowanie bardziej zaawansowanych tego typu urządzeń.

CAPABILITIES DELIVER CONTROL SERVICES PROVIDED BY DECENTRALIZED ENERGY GENERATION – CONFERENCE PAPER

Key-words: decentralized energy generation, control service, DSO.

Proposed definitions of regulatory services that can be provided by a local energy source. A review of manufacturing technology including the ability to regulate these sources and assess the potential changes in demand DSO standard conditions sources. The use of regulatory services will allow the potential of distributed generation to improve the performance of the network, the creation of a decentralized model of services and enable growth RES connecting to the network.

METODYKA WYKORZYSTANIA USŁUG REGULACYJNYCH ŚWIADCZONYCH PRZEZ GENERACJĘ ROZPROSZONĄ PRZY PLANOWANIU ROZWOJU SIECI SN – REFERAT KONFERENCYJNY

Jarosław Grzegorz KORPIKIEWICZ¹, Leszek BRONK², Tomasz PAKULSKI³

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: l.bronk@ien.gda.pl
3. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Streszczenie: Referat prezentuje procedurę identyfikacji potencjalnych możliwości wykorzystania usług regulacyjnych, świadczonych przez konwencjonalne oraz odnawialne źródła wytwórcze przy planowaniu rozwoju sieci SN przez OSD. Przedstawiono sposób traktowania usług regulacyjnych jako alternatywę dla realizacji tradycyjnej modernizacji sieci dystrybucyjnej. Określono składniki kosztów oraz możliwości techniczne świadczenia usług regulacyjnych przez źródła przyłączone do sieci SN.

Słowa kluczowe: usługa regulacyjna, generacja rozproszona, SN.

1. WSTĘP

Podstawową działalnością Operatora Systemu jest dostawa energii elektrycznej do odbiorcy w sposób niezawodny przy dotrzymaniu wymaganych parametrów jakości. Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw powinno odbywać się przy możliwie najniższych kosztach oraz przy zastosowaniu technologii przyjaznych ekologicznie. Utrzymanie niezawodnej pracy sieci może wiązać się z modernizacją elementów sieciowych, budową nowych odcinków linii, instalacją transformatorów, zastosowaniem odpowiednich urządzeń regulacyjnych i urządzeń kompensujących zaburzenia w sieci (np. baterie kondensatorów, dławiki, układy SVC, STATCOM i inne).

Alternatywnym podejściem do poprawy pracy sieci może być wykorzystanie technicznych możliwości źródeł przyłączonych do sieci w postaci świadczonych przez nie usług regulacyjnych tj. regulacja mocy, napięcia, praca wyspowa czy zdolność do pracy w warunkach zakłóceń.

2. OKREŚLENIE ZDOLNOŚCI REGULACYJNYCH

Ocena możliwości technicznych poszczególnych źródeł generacji rozproszonej wskazuje na znaczny potencjał wspomagania pracy systemu elektroenergetycznego poprzez świad-

czenie przez nie usług regulacyjnych. Określenie nastaw dla układów regulacji źródeł wytwórczych świadczących usługi regulacyjne wymaga przeprowadzenia prac studialnych, których zakres jest uzależniony od obszaru sieci, parametrów elektrycznych instalacji, rozkładu zapotrzebowania oraz charakteru odbiorów. Do oszacowania wymaganych zdolności regulacyjnych konieczne jest przeprowadzenie analiz statycznych oraz dynamicznych na uprzednio przygotowanym modelu sieci SN, uwzględniającym aktualną topologię sieci oraz zmienność obciążeń.

Każda analiza wymaga opracowania modelu sieci SN oraz ekwiwalentu sieci zewnętrznej, odwzorowującego statyczne oraz dynamiczne zachowanie zredukowanego obszaru sieci.

Przed przystąpieniem do opracowania modelu należy:

- zidentyfikować istniejące i/lub przyszłe zagrożenia dla pracy sieci SN w danym obszarze;
- wskazać usługę regulacyjną rozważaną do zastosowania dla danego źródła w danym punkcie sieci;
- zdefiniować modelowany obszar sieci (struktura sieci SN, lokalizacja analizowanego źródła, występowanie innych źródeł generacyjnych, niespokojnych odbiorów, etc.).

3. PROCEDURA IDENTYFIKACJI MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA USŁUG REGULACYJNYCH

Procedura stanowi algorytm postępowania OSD w celu określenia technicznej i finansowej wykonalności wykorzystania usług regulacyjnych z konkretnego źródła zlokalizowanego w określonym punkcie sieci, w którym występują lub mogą wystąpić zakłócenia bezpieczeństwa i niezawodności pracy. Wykonywana jest każdorazowo w przypadku:

- wystąpienia o wydanie warunków przyłączenia nowego wytwórcy do sieci SN lub zmianę wcześniej wydanych warunków;
- sporządzania planów rozwoju sieci SN;

- zgłoszenia/stwierdzenia problemów napięciowych lub przeciążeniowych w sieci SN.

Procedura zakłada identyfikację problemów pracy sieci SN poprzez:

- budowę modeli sieci SN odpowiadającą rozpatrywanemu horyzontowi czasu;
- wykonanie obliczeń rozptylowych umożliwiających identyfikację potencjalnych problemów w pracy sieci SN.

W przypadku stwierdzenia problemów dokonuje się:

- oceny czasu [h/rok] przez który sieć SN może nie spełniać wymogów jakości dostaw i/lub bezpieczeństwa pracy;
- określenia wymagań ze strony OSD w stosunku do dyspozycyjności i zakresu regulacji źródeł, niwelujących zidentyfikowane problemy w sieci SN;
- oceny możliwości spełnienia wymagań przez istniejące/potencjalne źródła oraz oszacowania zapotrzebowania na usługi regulacyjne ze źródeł w sieci SN wraz ze wstępną wyceną kosztów ich świadczenia;
- określenia alternatywnych działań OSD niwelujących zidentyfikowane problemy w sieciach SN wraz z oszacowaniem kosztów rozwiązań alternatywnych;
- porównania kosztów świadczenia usług regulacyjnych przez wytwórców z kosztami konwencjonalnej modernizacji sieci.

4. IDENTYFIKACJA ZAGROZEŃ PRACY SIECI SN

4.1. Topologia sieci

W celu identyfikacji zagrożeń pracy sieci zakłada się opracowanie modeli odwzorowujących topologię badanego obszaru sieci SN oraz zapotrzebowanie na moc odbiorców energii w danym horyzoncie czasowym.

W przypadku występowania sezonowych zmian topologii sieci SN uwzględnia się je różnicując modele (np. lato, zima). Dotyczy to również częstych i/lub długotrwałych zmian punktów podziału wynikających z warunków pracy sieci. Topologia sieci powinna uwzględniać zdeterminowane w badanym horyzoncie czasowym inwestycje sieciowe.

Obciążenie oraz generacja przyłączona do sieci nn jest reprezentowana w węzłach sieci SN/nn, podobnie jak odbiorcy przyłączeni bezpośrednio do sieci SN.

4.2. Zapotrzebowanie odbiorców na moc

Model zapotrzebowania na moc czynną odbiorców jest tworzony w oparciu o opracowany w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk system predykcji mocy „WPM” (Węzłowa Prognoza Mocy).

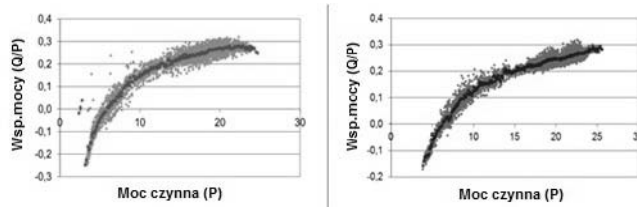
Program umożliwia m.in. wykonywanie prognoz zapotrzebowania w węzłach sieci SN/nn w horyzoncie pięcioletnim, tj. odpowiadającym okresowi planowania rozwoju sieci SN przez operatorów OSD.

Prognozy mocy w poszczególnych węzłach sieci są wykonywane na podstawie informacji obejmujących m.in.:

- dane historyczne z systemów informatycznych, opisujące rzeczywiste wartości obciążeń stacji;
- dane historyczne i prognozy makroekonomiczne i demograficzne sporządzone dla poszczególnych regionów, województw czy powiatów Polski;
- trendy dynamiki zmian przyłączeń nowych odbiorców;
- dane z Głównego Urzędu Statystycznego;

- informacje o potencjale rozwoju przedstawiane w dokumentach strategicznych i planistycznych poziomu lokalnego oraz krajowego¹.

Zapotrzebowanie na moc bierną jest określane na podstawie zależności współczynnika mocy w funkcji zapotrzebowania na moc czynną, które dla poszczególnych GPZ-ów mogą mieć różny charakter. Przykładowe zależności przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Przykładowa zależność współczynnika mocy w funkcji mocy czynnej dla wybranego GPZ-u w sezonie letnim (po lewej stronie) oraz zimowym (po prawej stronie).

4.3. Generacja

Generacja przyłączona do sieci nn jest modelowana na podstawie zestawów odnawialnych źródeł energii instalowanych u statystycznego odbiorcy indywidualnego. W skład zestawu wchodzi panele fotowoltaiczne i/lub turbiny wiatrowe. Jednostkowe moce urządzeń oraz skład zestawu są określane w zależności od potencjału rozwoju poszczególnych typów generacji na określonym obszarze sieci.

Przypisanie źródła energii odnawialnej do konkretnego odbiorcy pozwoli na zagregowanie generacji w stacjach SN/nn, a w konsekwencji przeprowadzenie analiz warunków pracy sieci SN przy różnych poziomach nasycenia mikrogeneracji.

Do analiz przyjmowana jest maksymalna możliwa moc oddawana do sieci przez źródła generacji rozproszonej zainstalowane na danym obszarze sieci SN. Wielkość mocy jest skorygowana o przyjęty wskaźnik penetracji gospodarstw domowych². Całkowita moc zainstalowanych zestawów generacji rozproszonej na terenie kraju odpowiada wartościom określonym w strategicznych dokumentach rządowych.³

4.4. Wstępna symulacja warunków pracy sieci

Obliczenia rozptylowe mają na celu identyfikację możliwości wystąpienia przeciążeń elementów sieci, przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięć czy obniżenia wskaźników jakości energii. W przypadku stwierdzenia zagrożeń dla bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci wykonywane są działania przedstawione w rozdziale 5.

¹ Plany zagospodarowania przestrzennego, projekty założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe, etc.

² Wskaźnik określa % ilość odbiorców na danym obszarze sieci wyposażonych w źródła mikrogeneracji

³ „Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”

5. LIKWIDACJA ZAGROŻEŃ PRACY SIECI PRZY UŻYCIU METOD TRADYCYJNYCH ORAZ PRZY WYKORZYSTANIU USŁUG REGULACYJNYCH

5.1. Określenie czasu, przez który sieć SN może nie spełniać wymogów jakości dostaw i/lub bezpieczeństwa pracy

Na podstawie historycznych profili obciążeń utworzonych w oparciu o dane z systemu SCADA oraz wyznaczonych w horyzoncie pięcioletnim zmian obciążeń w poszczególnych węzłach sieci, określa się czas trwania zagrożeń.

5.2. Określenie wymagań ze strony OSD w stosunku do dyspozycyjności i zakresu regulacji źródeł niwelujących problemy w sieciach SN

Jeżeli zmiana mocy czynnej lub biernej oddawanej do sieci przez analizowane źródło/źródła przyłączone do sieci SN pozwala na likwidację zidentyfikowanych zagrożeń, na podstawie analiz rozptylowych określa się wymagany zakres tych zmian. W obliczeniach uwzględnia się zmianę mocy czynnej i/lub biernej w stosunku do standardowego profilu pracy oraz określa się wpływ zmian na wielkość obciążeń linii SN i/lub poziomy napięcie. Ponadto oszacowuje się wolumen energii, którą źródło wytworzy/ nie wytworzy na skutek odchylenia standardowego grafiku generacji. Podstawą szacowania jest odchylenie od grafiku wynikające z analiz rozptylowych oraz szacunkowy czas, w trakcie którego mogą występować zagrożenia w pracy sieci.

5.3. Ocena możliwości spełnienia wymagań OSD przez istniejące/potencjalne źródła. Oszacowanie zapotrzebowania na usługi regulacyjne i wstępna wycena kosztów ich świadczenia

Ocenia się, czy przyłączone/przyłączane źródła są w stanie dostarczyć wymaganego zakresu regulacji z uwzględnieniem technologii, typu źródeł i rzeczywistych zakresów regulacji. Wówczas szacowane są koszty świadczenia usługi wykorzystując składników kosztów określone dla poszczególnych typów generacji rozproszonej, przedstawione w rozdziale 6.

5.4. Określenie konwencjonalnych działań OSD niwelujących zidentyfikowane problemy w sieciach SN. Oszacowanie kosztów wdrożenia rozwiązań.

Analizuje się tradycyjne metody likwidacji zagrożeń pracy sieci uwzględniające:

- wykorzystanie istniejących środków (zmiana zaczepek transformatorów, ilości załączonych kondensatorów i/lub dławików, etc.);
- wykonanie inwestycji sieciowych (zmiana przekrojów przewodów, topologii sieci, etc.).

W przypadku, gdy przedstawione działania przynoszą pożądane rezultaty określa się koszt ich wdrożenia.

6. ZASADY UZNAWANIA KOSZTÓW ZAKUPU USŁUG REGULACYJNYCH PRZEZ OSD JAKO KOSZTÓW UZASADNIONYCH PROWADZENIA DZIAŁALNOŚCI

Wstępny szacunek kosztów świadczenia usług jest jednym z elementów procesu identyfikacji możliwości wykorzy-

stania źródeł rozproszonych w procedurach planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej SN. Zidentyfikowane koszty mogą stanowić podstawę do składania ofert przez wytwórców oraz do oceny proponowanych cen usług regulacyjnych przez OSD oraz przez Prezesa URE. Przy określaniu kosztów świadczenia usług przez wytwórców zakłada się uwzględnienie wyłącznie składników kosztów, bezpośrednio związanych ze świadczeniem usługi.

Koszty świadczenia usług możemy podzielić na:

- stałe, wynikające z nakładów inwestycyjnych związanych z dostosowaniem istniejącej infrastruktury elektrowni dla potrzeb regulacyjnych, zależne od rodzaju świadczonej usługi oraz stanu technicznego elektrowni;
- zmienne, związane bezpośrednio z fizycznym świadczeniem usług regulacyjnych. Określone są przez korzyści utracone związane z pracą elektrowni w nieoptymalnych warunkach powodujących pogorszenie sprawności wytwarzania, skutkujące zmniejszeniem przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz innych utraconych przychodów np. certyfikatów;
- dodatkowe koszty zmienne, również w przypadku sprzedaży ciepła do odbiorców;
- dodatkowe koszty eksploatacyjne wynikające z pracy źródła w warunkach innych od nominalnych, powodując skrócenie okresu eksploatacji urządzeń oraz konieczność zwiększenia intensywności prac konserwacyjno – remontowych wykonywanych na poszczególnych obiektach.

6.1. Analiza finansowa alternatywnych wariantów

Operator Systemu posiada możliwość wyboru alternatywnych rozwiązań gwarantujących niezawodne dostawy energii do odbiorców w postaci realizacji inwestycji sieciowej lub wykorzystania usługi regulacyjnej ze źródła rozproszonego. Wybór optymalnego rozwiązania jest w znacznej mierze uzależniony od wyników projekcji finansowej obydwu wariantów likwidacji zagrożeń.

Koszty uzasadnione zakupu usług regulacyjnych muszą spełniać warunek:

$$K_U \geq K_{CW}$$

gdzie: K_U – koszty uniknięte tradycyjnych metod likwidacji zagrożeń pracy sieci; K_{CW} – zdyskontowane z wieloletnia całkowite koszty świadczenia usług przez wytwórcę

7. MOŻLIWOŚCI TECHNICZNE ŚWIADCZENIA USŁUG REGULACYJNYCH PRZEZ ŹRÓDŁA PRZYŁĄCZONE DO SIECI SN

Możliwości techniczne świadczenia poszczególnych usług regulacyjnych przez zidentyfikowane źródła generacji rozproszonej przyłączone do sieci SN scharakteryzowano w tabeli 1.

Tabela 1. Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez poszczególne typy źródeł generacji rozproszonej

Typ elektrowni	Technologia		Rodzaj usługi regulacyjnej			
			Regulacja mocy czynnej	Regulacja mocy biernej	Praca wy- spowa	LVRT
Elektrownie wiatrowe	Generator synchroniczny (połączenie przez przekształtnik)		Tak	Tak	Tak	Tak ograniczone
	Generator asynchroniczny klatkowy	Pitch control	Tak	Nie	Nie	Nie
		Stall control	Nie	Nie	Nie	Nie
	Generator asynchroniczny, dwustronnie zasilany typu DFIG		Tak	Tak	Tak	Tak ograniczone
Biogazownie rolnicze	Generator synchroniczny		Tak	Tak	Tak	–
Biogazowe przy oczyszczalniach ścieków	Generator synchroniczny		Tak	Tak	Tak	–
Biogazownie składowiskowe	Generator synchroniczny		Tak ograniczone	Tak ograniczone	Tak ograniczone	–
	Generator asynchroniczny		Nie	Nie	Nie	–
CHP	Generator synchroniczny		Tak	Tak/Tak ograniczone	Tak	–
Elektrownie wodne	Generator synchroniczny		Tak	Tak	Tak	–
	Generator asynchroniczny		Nie	Nie	Nie	–

8. WNIOSKI KOŃCOWE

Obecnie w Polsce obserwowany jest intensywny rozwój generacji rozproszonej w oparciu o konwencjonalne jak i odnawialne źródła wytwórcze. Planowane zmiany sposobu finansowania OZE przyczynią się do wzrostu mocy zainstalowanej źródeł rozproszonych w sieciach SN oraz nn. Wymusi to konieczność realizacji dodatkowych inwestycji sieciowych w celu zagwarantowania niezawodności dostaw energii.

Podstawą dla wykorzystania usług regulacyjnych przez OSD przy prowadzeniu i planowaniu rozwoju sieci są odnoszone przez niego korzyści tj. ograniczenie strat sieciowych, poprawa wskaźników niezawodności dostaw energii (SAIDI, SAIFI, etc.) i związane z tym uniknięte koszty rekompensat dla odbiorców, poprawa jakości energii.

Możliwość wykorzystania generacji rozproszonej w celach regulacyjnych stanowi alternatywę dla realizacji obecnie stosowanej, tradycyjnej modernizacji sieci, wykonywanej przez OSD w celu zwiększenia niezawodności pracy sieci.

Ocena możliwości technicznych poszczególnych źródeł generacji rozproszonej wskazuje na znaczny potencjał wspomagania pracy systemu elektroenergetycznego poprzez świadczenie przez nie usług regulacyjnych. O ile pojedyncze źródła mogą posiadać różnego wady uniemożliwiające wykorzystanie ich w niektórych usługach, jednak odpowiednie ich zagregowanie oraz implementacja odpowiednich algorytmów sterowania pozwalają zmniejszyć lub całkowicie zniwelować te wady.

Świadczenie usług regulacyjnych przez źródła generacji rozproszonej wymagać będzie w wielu przypadkach nakładów inwestycyjnych związanych z dostosowaniem istniejącej infrastruktury dla potrzeb regulacyjnych oraz uwzględnienia kosztów związanych bezpośrednio z fizycznym świadczeniem usług przez poszczególne typy źródeł. Za uzasadniony poziom kosztów zakupu usług należy uznać koszt, niższy od alternatywnych kosztów, które ponosiłyby OSD w związku z prowadzoną działalnością operatorską.

METHODOLOGY OF USING ANCILLARY SERVICES PROVIDED BY DISTRIBUTED GENERATION FOR PLANNING AND DEVELOPMENT MV NETWORK PROCESSES – CONFERENCE PAPER

Key-words: ancillary service, distributed generation, MV network.

The paper presents a procedure for the identification potential of ancillary services provided by distributed generation for DSO needs, including technical and economic aspects. Services are an alternative to the traditional network modernization, carried out in order to enhance grid reliability by eliminating identified threats. Technical capabilities using ancillary services provided by generation resources in MV grid and pricing principles was proposed in this paper.

NOWY ALGORYTM PROGNOZOWANIA POTENCJAŁU ROZWOJU GENERACJI W SIECI DYSTRYBUCYJNEJ – REFERAT KONFERENCYJNY

Michał BAJOR¹, Piotr ZIOŁKOWSKI¹, Piotr SKOCZKO²

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, ul. Reja 27, 80-870 Gdańsk
tel: (58 349 81 85) fax (58 341 76 85) e-mail: m.bajor@ien.gda.pl
2. ENERGA-OPERATOR SA, ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk

Streszczenie: W artykule została przedstawiona propozycja algorytmu prognozowania potencjału rozwoju różnych rodzajów generacji, w tym odnawialnej, w sieci dystrybucyjnej w różnych horyzontach czasowych. Algorytm jest oparty na identyfikacji czynników wpływu determinujących możliwość rozwoju danego rodzaju generacji. W artykule zostały opisane poszczególne etapy procesu prognozowania, wprowadzone pojęcia oraz stworzone oprogramowanie implementujące zaprojektowany algorytm, przedstawiono również komentarze dotyczące wiarygodności otrzymanywnych wyników prognozy.

Słowa kluczowe: generacja rozproszona, prognozowanie

1. WPROWADZENIE

Prognozowany rozwój generacji jest jednym z najistotniejszych czynników, które powinny być uwzględniane przy projektowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznej. Przyłączanie źródeł wytwórczych często determinuje konieczność rozwoju sieci, z uwagi na konieczność zapewnienia możliwości wyprowadzenia mocy z przyłączanych źródeł w różnych stanach sieci, także przy niższym zapotrzebowaniu lub w stanach wyłączeń. Szacunkowa znajomość mocy generacji prawdopodobnych do przyłączenia w przyszłości nabiera szczególnego znaczenia w obecnych uwarunkowaniach, kiedy następuje szybki proces zmiany charakteru generacji przyłączanej do sieci. Generacja scentralizowana zastępowana jest rozproszoną, przyłączaną także w głębi sieci, której lokalizacja jest w znacznym stopniu determinowana czynnikami niezwiązanymi z siecią energetyczną (ale np. warunkami meteorologicznymi lub uwarunkowaniami ekonomiczno-prawnymi) i stąd często znajduje się w rejonach o niskim zapotrzebowaniu, gdzie do tej pory nie istniała konieczność zapewnienia dużych zdolności przesyłowych sieci. W stosunku do tradycyjnego modelu generacji w sieci elektroenergetycznej zmienia się również charakter samych źródeł – wiele rodzajów źródeł wykorzystujących energię odnawialną (np. farmy wiatrowe, panele fotowoltaiczne) cechuje się znaczną zmiennością, a co jeszcze bardziej istotne – przynajmniej częściową nieprzewidywalnością generowanej mocy. Fakt ten jeszcze bardziej podkreśla konieczność odpowiedniego uwzględ-

nienia prawdopodobnego poziomu rozwoju generacji (różnych jej rodzajów) w procesie planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej.

W artykule przedstawiona została propozycja algorytmu prognozowania potencjału rozwoju generacji w sieci dystrybucyjnej. Algorytm został stworzony w ramach pracy wykonywanej przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk dla ENERGA SA we współpracy z ENERGA-OPERATOR SA [1].

2. PROPONOWANE PODEJŚCIE

2.1. Metoda

Prognozowanie rozwoju generacji jest zadaniem bardziej złożonym niż prognozowanie innych czynników związanych z systemem elektroenergetycznym, takich jak np. zapotrzebowania na moc, ponieważ rozwój ten jest właściwie zupełnie niezależny od dotychczasowych trendów na danym obszarze. Dynamiczny wzrost generacji na danym obszarze w przeszłości nie może zostać ekstrapolowany na przyszłość, a z uwagi na wspomniane dokonujące się zmiany charakteru przyłączanej generacji, obecny rozkład generacji w sieci może ulec radykalnej zmianie w przeciągu kilku lat. Z tego względu zaprojektowany algorytm prognozowania generacji nie uwzględnia danych historycznych, ale opiera się na analizie czynników determinujących możliwość rozwoju generacji w przyszłości.

Poszczególne rodzaje generacji, z uwagi na swój odmienny charakter, będą cechowały się zróżnicowaniem możliwości ich rozwoju na różnych obszarach oraz w różnych horyzontach czasowych prognozy. Dlatego też wykorzystany algorytm prognozowania generacji opiera się na wyznaczeniu wartości prognozowanej mocy dla każdego elementu zbioru {G; H; O}, gdzie:

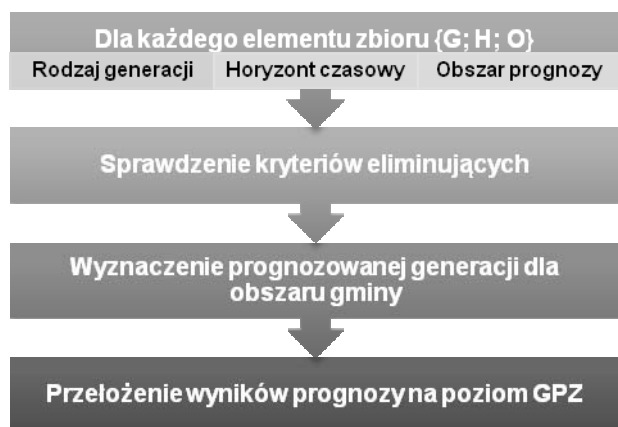
- G – jeden z dziesięciu predefiniowanych rodzajów generacji możliwej do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej, różniących się zarówno pod względem wykorzystywanego paliwa lub innego źródła energii, jak i rozmiaru instalacji, przedstawionych w tablicy 1.
- H – horyzont czasowy prognozy. Prognoza wykonywana jest dla horyzontu 2, 5 i 15 lat.

- O – obszar, dla którego wykonywana jest prognoza. Przyjęto, że prognoza wykonywana jest dla obszaru gminy, z uwagi na względną jednorodność uwarunkowań (naturalnych, infrastrukturalnych, ekonomicznych) występujących na terenie poszczególnych gmin.

Tablica 1 Rodzaje generacji objęte prognozą

Kod	Opis rodzaju generacji
FW1	Duża generacja wiatrowa (farmy w sieci 110 kV)
FW2	Miała generacja wiatrowa (farmy wiatrowe o mocy co najmniej 2 MW w sieci SN)
FW3	Mikrogeneracja wiatrowa (siłownie wiatrowe o mocy poniżej 2 MW w sieci SN i nn)
SOL	Instalacje fotowoltaiczne
BMA	Elektrownie na biomasę roślinną
BGS	Biogazownie na biogaz składowiskowy
BGR	Biogazownie na biogaz rolniczy
EWO	Elektrownie wodne
ECP	Inna generacja ciepła
ELS	Samochody elektryczne (stacje ładowania V2G)

Sekwencja działań wykonywanych w trakcie pracy algorytmu dla każdego elementu zbioru {G; H; O} została przedstawiona na rysunku 1.



Rys. 1 Schemat algorytmu prognozowania generacji

Ideą opracowanej metody prognozowania generacji jest uwzględnienie szeregu czynników mających wpływ na możliwość rozwoju danego rodzaju generacji na określonym obszarze, tzw. czynników wpływu. Czynnikiem wpływu jest definiowany jako zjawisko lub parametr warunkujące rozwój danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym na obszarze prognozy.

Czynniki wpływu opisują uwarunkowania (naturalne, infrastrukturalne, ekonomiczne i inne) charakterystyczne dla danego obszaru prognozy w sposób liczbowy. Można je podzielić na mierzalne, tzn. opisujące wielkości dające się jednoznacznie ująć w sposób ilościowy, oraz niemierzalne, tzn. takie, które w celu przełożenia na postać liczbową muszą zostać przedstawione w sposób opisowy. Przykładami czynników mierzalnych mogą być: średnia gęstość zaludnienia na terenie gminy, średnioroczna prędkość wiatru lub moc wydanych warunków przyłączenia dla danego rodzaju generacji, natomiast czynników niemierzalnych: poziom akceptacji społecznej dla rozwoju danego rodzaju generacji, znaczenie turystyki w gospodarce gminy lub obecność generacji konwencjonalnej.

Wartości poszczególnych czynników wpływu są wyznaczone indywidualnie dla każdego obszaru i horyzontu czasowego prognozy, przy czym w niektórych przypadkach

wartości te mogą być identyczne z założenia, np. warunki wietrzne na terenie danej gminy we wszystkich horyzontach czasowych.

Pierwszym etapem każdorazowego procesu prognozowania jest sprawdzenie tzw. kryteriów eliminujących dany rodzaj generacji w określonym horyzoncie czasowym. Termin „kryterium eliminujące” definiowany jest jako wystąpienie takiej wartości określonego czynnika wpływu lub kombinacji wartości dwóch lub więcej czynników wpływu, która wyklucza jakikolwiek rozwój danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym na danym obszarze.

Spełnienie jakiegokolwiek kryterium eliminującego dany rodzaj generacji w danym horyzoncie czasowym na obszarze danej gminy skutkuje przerwaniem działania algorytmu i zwróceniem dla przedmiotowego zestawu danych {G; H; O} wartości zero. Dalsze obliczenia, czyli właściwy algorytm prognozujący, wykonywane są jedynie w przypadku niespełnienia żadnego kryterium eliminującego dla danego zestawu.

Kryteria eliminujące definiowane są indywidualnie dla każdego rodzaju generacji i każdego horyzontu prognozy. Przykładami kryteriów eliminujących dla dużej generacji wiatrowej w horyzoncie 2 lat są np.: zbyt niska średnioroczna prędkość wiatru lub brak wydanych warunków przyłączenia dla tego rodzaju generacji połączony z brakiem zapisów przewidujących teren dla budowy siłowni wiatrowych w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego.

W przypadku niespełnienia żadnego kryterium eliminującego rozwój danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym na analizowanym obszarze, uruchamiany jest „właściwy” algorytm prognozujący, wyznaczający wartość mocy dla zestawu {G; H; O}.

Wartości prognozowanej mocy danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym na obszarze danej gminy wyznaczone są na podstawie zależności (1).

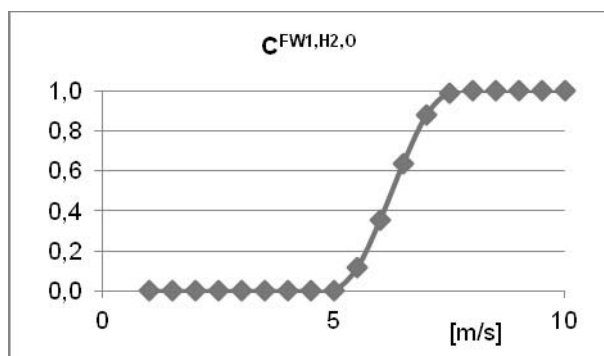
$$\forall_G \forall_H \forall_O \quad P^{G,H,O} = \sum_{\forall_n} (W_{C_n}^{G,H} \cdot C_n^{G,H,O}) \cdot P_{mx}^{G,H} \quad (1)$$

gdzie: $P^{G,H,O}$ – prognozowana moc generacji G w horyzoncie H na obszarze O, $C_n^{G,H,O}$ – wartość funkcji n-tego czynnika wpływu dla generacji G w horyzoncie H na obszarze O, $W_{C_n}^{G,H}$ – waga czynnika wpływu C_n dla generacji G w horyzoncie H, $P_{mx}^{G,H}$ – moc odniesienia dla generacji G w horyzoncie H [MW]

Wartości poszczególnych czynników wpływu są wyznaczone indywidualnie dla każdego obszaru i horyzontu czasowego prognozy i przyjmują wartości z różnych zakresów w zależności od konkretnego czynnika. Do celów obliczeń wykorzystywane są natomiast znormalizowane (zawierające się w przedziale <0;1>) wartości poszczególnych czynników wpływu, otrzymane jako wynik działania funkcji zdefiniowanych indywidualnie dla każdego czynnika wpływu, rodzaju generacji oraz horyzontu prognozy. Funkcje te mają za zadanie modelowanie rzeczywistego wpływu wartości danego czynnika na możliwości rozwoju danego rodzaju generacji na danym obszarze przyporządkowując poszczególnych możliwym wartościom czynnika wpływu wartość z przedziału <0;1>. Niską wartość funkcji (w szczególności równą zero) należy interpretować jako występowanie na analizowanym obszarze niekorzystnych uwarunkowań z punktu widzenia możliwości rozwoju danego rodzaju generacji (np. niska wietrzność w przypadku generacji wiatrowej), natomiast im wyższa wartość funkcji

– tym korzystniejsze uwarunkowania. Czynnikiem sprzyjającym rozwojowi danego rodzaju generacji przypisane będą więc funkcje rosnące, zaś czynnikiem, których większe nasilenie ma niekorzystny wpływ na możliwość rozwoju generacji – funkcje malejące. Funkcje zdefiniowane dla tego samego czynnika wpływu mogą różnić się diametralnie dla dwóch różnych rodzajów generacji, np. większa gęstość zaludnienia na terenie gminy wpływa negatywnie na możliwość rozwoju dużych farm wiatrowych ze względu na mniejszą dostępność terenu dla siłowni wiatrowych, które muszą być lokalizowane w pewnej odległości od siedzib ludzkich, natomiast w przypadku paneli fotowoltaicznych większa gęstość zaludnienia jest czynnikiem sprzyjającym, ponieważ przynajmniej w początkowej fazie rozwoju tego rodzaju generacji większość tego rodzaju instalacji będzie prawdopodobnie niewielka i umiejscawiana w pobliżu zabudowań, na dachach itp.

Poniżej przedstawione zostały przykłady definicji funkcji dwóch czynników wpływu w horyzoncie 2 lat: wietrzności (czynnik mierzalny – rys. 2) oraz dostępności sieci 110 kV (czynnik niemierzalny – tablica 2).



Rys. 2 Przykład definicji funkcji czynnika mierzalnego

Tablica 2 Przykład definicji funkcji czynnika niemierzalnego

WN	Definicja	C ^{FW1,H2,0}
1	brak GPZ oraz linii 110 kV w gminie i w gminach sąsiednich	0
2	linia 110 kV w sąsiedniej gminie	0,75
3	GPZ z możliwością rozbudowy w sąsiedniej gminie	0,8
4	linia 110 kV na terenie gminy	0,95
5	GPZ z możliwością rozbudowy w gminie	1

Istotność danego czynnika wpływu dla oceny możliwości rozwoju danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym, niezależnie od obszaru prognozy, jest określona poprzez wagi czynników wpływu.

Wagi czynników wpływu przyjmują wartości z przedziału <0;1>. Suma wartości wag wszystkich czynników wpływu dla pojedynczego rodzaju generacji i jednego horyzontu czasowego wynosi zawsze 1.

Czynnikiem w większym stopniu decydującym o możliwości rozwoju danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym przypisane są wyższe wartości wag, natomiast wagi mniej istotnych czynników mają niższe wartości. Szczególnym, chociaż częstym przypadkiem jest wartość wagi równa zero, która oznacza, że przedmiotowy czynnik nie ma żadnego wpływu na możliwości rozwoju danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym.

W takim przypadku nie jest również definiowana funkcja dla danego czynnika wpływu, rodzaju generacji i horyzontu prognozy. Przykładem takiej sytuacji może być brak wpływu wietrzności na możliwość rozwoju wszystkich rodzajów generacji poza generacją wiatrową.

Przełożenie mocy danego rodzaju generacji prognozowanych dla obszaru poszczególnych gmin na wartość dla GPZ następuje przy wykorzystaniu tzw. mocy odniesienia. Wartości mocy odniesienia mają za zadanie odwzorowanie maksymalnego teoretycznego potencjału rozwoju danego rodzaju generacji na obszarze pojedynczej gminy (w domyśle – takiej, na terenie której panują najbardziej korzystne warunki dla rozwoju tej generacji) i zostały wyznaczone na podstawie analizy dotychczas wydawanych warunków przyłączenia na terenie pojedynczych gmin oraz możliwości instalacji danego rodzaju źródła na obszarze pojedynczej gminy.

2.2. Implementacja

W ramach pracy zostało stworzone oprogramowanie implementujące opracowany algorytm oraz umożliwiające wprowadzanie i edycję niezbędnych danych dla procesu prognozowania potencjału rozwoju generacji. Wprowadzanie danych może odbywać się na dwa sposoby:

- Poprzez ręczne uzupełnienie tabeli wartości czynników wpływu dla danej gminy i horyzontu czasowego prognozy;
- poprzez import danych z odpowiednio sformatowanego zewnętrznego pliku.

Prognoza wykonywana jest dla zakresu określonego przez użytkownika, tzn. dla wybranych GPZ-ów oraz horyzontów czasowych.

Po zakończeniu obliczeń wyniki prognozy (prognozowane wartości mocy przyłączeniowej wyrażone w MW) są prezentowane w formie tabeli, możliwy jest również ich eksport (wraz z danymi które posłużyły do wykonania prognozy) w formacie MS Excel.

Fragment ekranu z przykładowymi wynikami prognozy dla jednego GPZ-u dla wszystkich horyzontów prognozy przedstawiony jest na rysunku 3. Przedstawione wartości prognozowanej generacji nie są rzeczywistymi wynikami prognozy i mają jedynie charakter przykładowy.

GPZ	Generacja	2 lata	5 lat	15 lat
Darłowo	Razem	20.5	30.0	60.5
	FW1	10.0	10.0	30.0
	FW2	8.0	15.0	15.0
	FW3	2.5	5.0	10.0
	SOL	0.0	0.0	4.5
	BMA	0.0	0.0	0.0
	BGS	0.0	0.0	0.0
	BGR	0.0	0.0	0.0
	EWO	0.0	0.0	0.0
	ECP	0.0	0.0	0.0
ELS	0.0	0.0	1.0	

Rys. 3 Ekran prezentacji wyników prognozy

3. WNIOSKI

Ocena jakości opracowanego algorytmu, czyli trafności otrzymywanych prognoz, nie może być z oczywistych powodów dokonana w obecnym czasie, również ze względu

na czas potrzebny do zebrania kompletu danych niezbędnych do przeprowadzenia procesu prognozowania. Można jednak już obecnie stwierdzić, że prognozy będą obciążone dużym stopniem niepewności, bardzo wzrastającym wraz z odleglejszymi horyzontami prognozy, a wynikającym z przyjętego podejścia do prognozowania, dla którego trudno jednak znaleźć wartościową i wiarygodną alternatywę, z przyczyn wymienionych we wprowadzeniu. Wynik prognozy jest silnie zależny od czynników bardzo trudnych czy wręcz niemożliwych do przewidzenia nawet w stosunkowo krótkim czasie, których zmiany mogą diametralnie zmienić tempo rozwoju danego rodzaju generacji.

Przykładem może być historia rozwoju generacji słonecznej w Czechach, kraju o nieco tylko korzystniejszych niż Polska warunkach nasłonecznienia, w którym intensywne wspieranie rozwoju energetyki solarnej zaowocowało instalacją źródeł fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 2 GW w ciągu tylko dwóch lat. Z kolei wprowadzenie pod koniec 2010 roku podatku 26% od przychodów z produkcji energii słonecznej, obejmującego również okres dwóch lat

wstecz, poskutkowało w zasadzie natychmiastowym zatrzymaniem rozwoju nowych instalacji – w 2011 roku łączna moc źródeł fotowoltaicznych zainstalowanych w Czechach wyniosła zaledwie ok. 10 MW [2].

BIBLIOGRAFIA

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk: Opracowanie zasad planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV, SN i nn, uwzględniających pracę rozproszonych źródeł wytwórczych – wytyczne planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej przeznaczone dla Operatora Systemu Dystrybucyjnego, s. 108–130.
2. European Photovoltaic Industry Association Market Report, 2011.

A NOVEL ALGORITHM OF FORECASTING THE POTENTIAL DEVELOPMENT OF GENERATION IN THE DISTRIBUTION GRID – CONFERENCE PAPER

Key-words: dispersed generation, forecasting

The paper presents a novel method of forecasting the potential for the development of various types of generation, including renewable, connecting to the distribution grid. The proposed algorithm is based on the idea of identifying different factors influencing the possibility of developing various types of generation in different time horizons. Descriptions of subsequent stages of the forecasting procedure, used terms and the software implementing the algorithm, developed by the authors, are also included in the paper. Finally, comments regarding the reliability of the results obtained using the method are described.

METODYKA PROGNOZOWANIA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC JAKO NARZĘDZIE NA POTRZEBY PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Jarosław Grzegorz KORPIKIEWICZ¹, Leszek BRONK², Rafał Magulski³

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: l.bronk@ien.gda.pl
3. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: r.magulski@ien.gda.pl

Streszczenie: Przedstawiona w referacie metodyka prognozowania zapotrzebowania na moc łączy techniki ekstrapolacji trendów, wynikających z historycznych danych pomiarowych z wykorzystaniem informacji o potencjale rozwoju społeczno-gospodarczego rozpatrywanego obszaru oraz prognoz makroekonomicznych i demograficznych, dostępnych dla różnych szczebli podziału terytorialnego kraju. Zastosowanie proponowanej metodyki pozwala wykonać projekcje zapotrzebowania na moc w węzłach 110kV oraz 15/0,4 kV w średnim i długim horyzoncie czasowym.

Słowa kluczowe: planowanie rozwoju, prognozy, OSD

1. WSTĘP

Znajomość obciążeń w przyszłości stanowi podstawę do planowania sieci, dlatego oszacowanie zapotrzebowania na moc powinno być możliwie dokładne. Wymaga to wielowątkowego podejścia, analizy wielu źródeł informacji w skali lokalnej, regionalnej, jak i ogólnokrajowej, rozpatrzenia zachodzących zmian w strukturze wykorzystywanych nośników energii, zmian energochłonności, itp. Prezentowane w referacie metodyczne podstawy wykorzystania dostępnych dokumentów o charakterze strategicznym lub planistycznym, w celu oszacowania przyszłego zapotrzebowania na moc w obszarach i węzłach sieci dystrybucyjnej mogą ułatwić optymalizację planowania rozwoju sieci pod kątem minimalizacji kosztów rozbudowy, przy zachowaniu wymaganego poziomu niezawodności.

Przyjęto, że przewidywane wielkości zapotrzebowania na moc w poszczególnych obszarach lub węzłach sieci dystrybucyjnej będą wyznaczane w oparciu o dane statystyczne oraz na podstawie prognoz rozwoju gospodarczego, przy uwzględnieniu uwarunkowań lokalnych. Dlatego podstawą do tworzenia prognoz zapotrzebowania na moc były:

- historyczne dane będące w dyspozycji operatora systemu dystrybucyjnego (OSD): dane z „śródmiarowych”, charakterystyka istniejącego stanu sieci elektroenergetycznej, jednostkowe zapotrzebowanie na moc i energię

różnych typów odbiorców, dynamikę przyłączanych nowych odbiorców, itp.;

- plany zagospodarowania przestrzennego i rozwoju społeczno-gospodarczego rozpatrywanego obszaru;
- informacje o zamierzeniach inwestycyjnych odbiorców;
- statystyczne dane dotyczące ludności, gospodarstw domowych, podmiotów gospodarczych, zatrudnienia;

Informacje o odbiorcach zgromadzone przez OSD przypisane są według głównych punktów zasilania (GPZ) zaś pozostałe źródła z reguły bazują na podziale administracyjnym kraju. Stąd może pojawić się konieczność dopasowania i ujednocnienia danych będących w dyspozycji operatora do informacji pochodzących z pozostałych źródeł.

Przyjęto, że ze względu na charakter rocznej zmienności zapotrzebowania generalnie prognozy zapotrzebowania tworzone będą dla czterech modeli charakterystycznych odpowiadających dolinie i szczytowi obciążenia w sezonie letnim i zimowym. W szczególnym przypadkach gdy zapotrzebowanie szczytowe przypada lub może występować w innym czasie, należy dodatkowo określić zapotrzebowanie szczytowe dla tego okresu.

2. MODEL BAZOWY WYDZIELONEGO OBSZARU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Punktem wyjścia do dalszych rozważań prognostycznych jest określenie obecnego poziomu zapotrzebowania na moc szczytową w analizowanym podobszarze sieci dystrybucyjnej (np. w stacji GPZ). W tym celu należy stworzyć model bazowy tego podobszaru, który będzie uwzględniał istniejącą topologię sieci, przyłączonych odbiorców oraz specyfikę ich zapotrzebowania na moc.

Podstawowym źródłem danych do jego tworzenia są informacje zgromadzone przez OSD, obejmujące: aktualną konfigurację stacji GPZ z infrastrukturą siecią SN oraz nn, ilości odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych, zasilanych z poszczególnych transformatorów SN/nn, z określe-

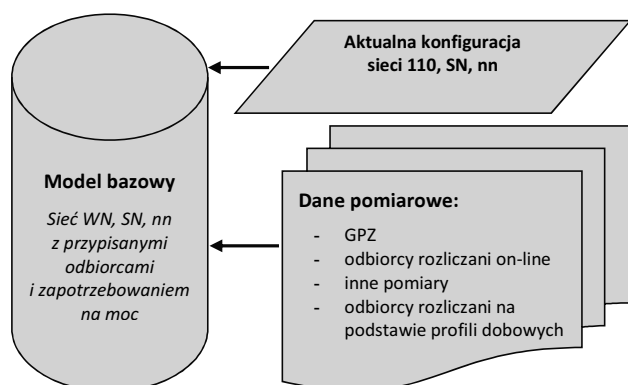
niem ich lokalizacji (nazwy gminy dla obszarów wiejskich, nazwy miasta lub dzielnicy w przypadku obszarów miejskich). Dane te pozwalają odwzorować aktualną konfigurację sieci na terenie OSD z przyłączonymi odbiorcami do stacji GPZ.

Kolejnym krokiem jest określenie zapotrzebowania na moc odbiorców przyłączonych stacji GPZ. W pierwszej kolejności należy określić szczytowe obciążenie stacji. Można tego dokonać na podstawie wyników standardowych pomiarów, realizowanych cyklicznie w ramach tzw. „śródmiarów”. Dane te obejmują pomiary mocy czynnej i biernej w poszczególnych węzłach sieci 110 kV, przeprowadzane dwukrotnie w ciągu roku, w styczniu i w lipcu.

Do budowy modelu bazowego można również wykorzystać dane z dostępnych punktów pomiarowych, zlokalizowanych w obrębie sieci SN i nn. Stanowią one będą dodatkowe źródło informacji o obciążeniach w poszczególnych podobzszarach tej sieci i posłużą do weryfikacji obliczeń zapotrzebowania na moc u odbiorców końcowych.

W przypadku odbiorców wyposażonych w układy pomiarowo-rozliczeniowe, umożliwiające rejestrację danych, do określenia ich szczytowego zapotrzebowania należy wykorzystać rzeczywiste dane pomiarowe, zaś w przypadku pozostałych odbiorców możliwe jest określenie statystycznego obciążenia z wykorzystaniem tzw. profili obciążenia. Profile te wyznaczone są na podstawie pomiarów wykonywanych przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE).

Wykorzystanie standardowych profili zapotrzebowania będzie stanowiło jedynie pewne przybliżenie, gdyż w rzeczywistości w poszczególnych podobzszarach sieci niewielcy odbiorcy mogą charakteryzować się różnymi jednostkowymi wskaźnikami zapotrzebowania na moc. Oznacza to, że nawet przy dość jednorodnej strukturze odbiorców łączne zapotrzebowanie na moc może różnić się od szacunków przeprowadzonych na podstawie profili obciążenia. Dlatego przy braku rzeczywistych danych pomiarowych przyjęte dla poszczególnych typów odbiorców jednostkowe wskaźniki zapotrzebowania należy zweryfikować i ewentualnie skorygować w oparciu o dostępne dane pomiarowe z transformatorów SN/nn oraz w stacji GPZ. Wraz z postępującym rozwojem systemów inteligentnego opomiarowania, umożliwiającego rejestrację i zdalny odczyt informacji o zużyciu u odbiorców, uśrednione dane statystyczne należy zastępować rzeczywistymi pomiarami, co pozwoli uzyskać większą precyzję tworzonego modelu.



Rys. 1. Schemat tworzenia modelu bazowego do projekcji zapotrzebowania na moc.

Łączne średniogodzinowe zapotrzebowanie na moc w stacji GPZ będzie sumą zapotrzebowania wielu grup od-

biorców, o zróżnicowanym dobowym charakterze zużycia oraz strat w sieci dystrybucyjnej, pomniejszoną o łączną moc w generacji źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci zasilanych z tej stacji, zgodnie z zależnością:

$$P_{GPZ} = \Sigma P_{OR} + \Sigma P_{OP} - \Sigma P_G + \Sigma \Delta P \quad (1)$$

gdzie: P_{GPZ} – zmierzone zapotrzebowanie na moc w stacji GPZ, ΣP_G – sumaryczna moc generowana przez źródła wytwórcze przyłączone do sieci zasilanej ze stacji GPZ, ΣP_{OR} – łączne zapotrzebowanie na moc odbiorców zasilanych ze stacji GPZ, objętych zdalnym odczytem stanu liczników, ΣP_{OP} – łączne zapotrzebowanie na moc pozostałych odbiorców, bez możliwości rejestracji danych o zużyciu, ΔP – straty w sieci dystrybucyjnej SN oraz nn.

W dalszych rozważaniach przyjęto, że straty w sieciach SN i nn przyłączonych do stacji GPZ nie będą rozpatrywane oddzielnie, lecz zostaną przydzielone wszystkim odbiorcom, proporcjonalnie do ich zapotrzebowania na moc. Na podstawie wskazań systemów pomiarowych znane są wielkości PGPZ, POR oraz PG, nieznane łączne zapotrzebowanie na moc odbiorców nie objętych rejestracją i zdalnym odczytem wskazań liczników będzie więc wypadkową mocy, zgodnie z zależnością:

$$\Sigma P_{OP} = P_{GPZ} + \Sigma \Delta P_G - \Sigma P_{OR} \quad (2)$$

Tę samą wielkość można oszacować przypisując wszystkim odbiorców nie objętych rejestracją i zdalnym odczytem liczników do odpowiednich grup odbiorców, dla których określone są standardowe profile obciążenia, stosując wzór:

$$P'_{OP} = \sum_{i=1}^k P_{OPk} \times n_k \times w_k \quad (3)$$

gdzie: k – liczba grup odbiorców, dla których określono standardowe profile obciążenia, n_k – liczba odbiorców z przypisanym k -tym standardowym profilem obciążenia, w_k – współczynnik kalibracji wyznaczony dla k -tego standardowego profilu, P_{OPk} – średnie zapotrzebowanie na moc odbiorcy odczytane z odpowiedniej godziny k -tego standardowego profilu obciążenia

Standardowe profile obciążenia bazując na uśrednionych wielkościach zapotrzebowania najlepiej nadają się do modelowania dużych populacji odbiorców, zaś w przypadku odwzorowania fragmentów sieci, z relatywnie niewielką liczbą przyłączonych odbiorców, lub gdy przyłączeni odbiorcy charakterystyką zapotrzebowania odbiegają będą w istotny sposób od profilu całej populacji, uzyskane wyniki obliczeń mogą znacząco różnić się od rzeczywistego zapotrzebowania. Dlatego przy modelowaniu zapotrzebowania odbiorców nie objętych systemem zdalnego odczytu liczników należy uwzględnić współczynniki kalibracji. Współczynniki te należy dobierać w taki sposób aby obliczeniowe zapotrzebowanie w tej grupie odbiorców pokryło się z rzeczywistym, określonym przez zależność (2).

3. PROGNOZA W HORYZONCIE 2-LETNIM

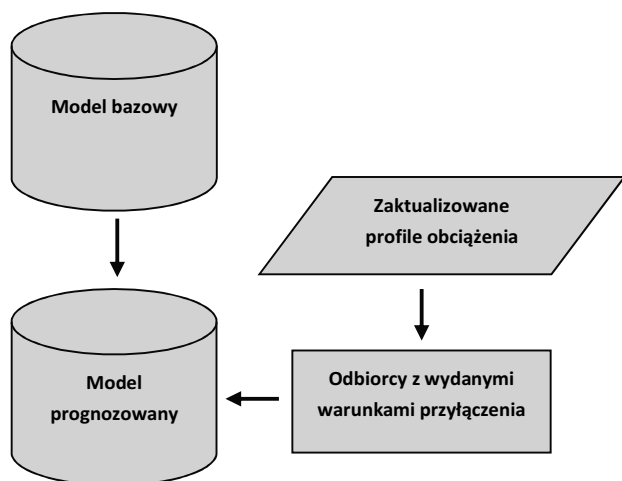
Obliczenia wykonane dla tego okresu powinny być podstawą do planowania rozwoju sieci SN i nn oraz powinny pozwolić na dokładne oszacowanie potrzeb inwestycyjnych w tej sieci. Ze względu na okres realizacji inwestycji za podstawowe dane w horyzoncie dwuletnim należy uznać infor-

macje o nowych odbiorcach z wydanymi warunkami przyłączenia. Przyjęto założenie, że prognozowane zmiany zapotrzebowania na moc będą wynikały tylko z przyłączeń nowych odbiorców, zaś zmiany jakościowe w charakterze zapotrzebowania dotychczasowych odbiorców nie będą miały istotnego znaczenia. Przy określaniu zapotrzebowania na moc nowych odbiorców przewidziano wykorzystanie dostępnych profili obciążeń.

Dysponując przygotowanym wcześniej modelem bazowym w kolejnym kroku należy do istniejącego schematu sieci przypisać nowych odbiorców z wydanymi warunkami lub odbiorców ubiegających się o warunki przyłączenia do sieci, w przypadku gdy istnieje duże prawdopodobieństwo realizacji przyłączenia w analizowanym horyzoncie czasu.

Następnie należy określić zapotrzebowanie na moc nowych odbiorców w godzinie odpowiadającej maksymalnemu obciążeniu stacji GPZ. Zapotrzebowanie odbiorców z V grupy przyłączeniowej (mieszkalnictwo – taryfa G, mniejsze przedsiębiorstwa handlowo-usługowe – taryfa C1x) można określić za pomocą profili zapotrzebowania lub innych dostępnych danych. Przypadki odbiorców z innych grup przyłączeniowych należy rozważać indywidualnie, o ile dostępne są pomiary większej liczby odbiorców, o podobnej specyfice działalności, możliwe jest opracowanie nowego standardowego profilu zapotrzebowania.

Przy wyznaczaniu prognozowanej mocy należy dokonać rozdziału obciążenia w jednakowym czasie dla wszystkich odbiorców przyłączonych do transformatora lub innego elementu sieci. Moc szczytową w dowolnym węźle uzyskuje się przez zsumowanie obciążeń poszczególnych odbiorców. Uproszczone schemat postępowania przedstawiono na rys. 2.



Rys. 2. Schemat tworzenia modelu dla 2-letniego horyzontu prognozy

Prognozowane sumaryczne zapotrzebowanie na moc czynną można opisać zależnością:

$$P_{H2} = P_B + \sum_{i=1}^k P_{WP} \quad (4)$$

gdzie: P_{H2} – sumaryczna prognozowana moc czynna na transformatorze w stacji GPZ, P_B – moc czynna odbiorców istniejących przyłączonych do transformatora w stacji GPZ, P_{WP} – moc czynna n -tego odbiorcy z wydanymi warunkami przyłączenia.

4. PROGNOZA W HORYZONCIE 5 I 15-LETNIM

W horyzoncie 5-letnim plany rozwoju mogą mieć bardziej ogólny charakter. Mogą być wyrażone w szacunkowych kwotach, które będzie trzeba ponieść na rozwój sieci w danym obszarze, łącznej mocy transformatorów, łącznej długości linii, lokalizacji nowych GPZ. Parametry te mogą być wyznaczone wskaźnikowo w oparciu o szacunki wzrostu zapotrzebowania na moc oraz znane parametry techniczne sieci.

Horyzont 15-letni obciążony jest dużym stopniem niepewności odnośnie możliwego wzrostu zapotrzebowania na moc i energię. Sporządzone dla tego okresu prognozy mogą służyć do wyznaczenia wskaźników mówiących o globalnych potrzebach rozwoju w skali większego obszaru/regionu (np. obszar powiatu).

Do sporządzenia prognoz zapotrzebowania szczytowego posłuży liniowy model ekonometryczny. Model ten sprawdzić się będzie do poszukiwania na podstawie danych historycznych zależności pomiędzy wielkością objaśnianą (a wielkościami które ją kształtują). Model ten można zapisać w postaci równania:

$$P_{GPZ GR} = a_0 + a_1 \times x_1 + a_2 \times x_2 + \dots + a_k \times x_k + \varepsilon \quad (5)$$

gdzie: $P_{GPZ GR}$ – szczytowe zapotrzebowanie na moc czynną w GPZ lub grupie GPZ, $x_1 \dots x_k$ – zmienne objaśniające, $a_0 \dots a_k$ – parametry strukturalne modelu, k – liczba zmiennych objaśniających; ε – składnik losowy (zmienna wyrażająca łączny efekt czynników nieuwzględnionych w modelu, błędów wynikających z przyjęcia niewłaściwej postaci funkcji, błędów pomiaru).

Zmienną objaśnianą w przyjętym modelu dla horyzontu 5-letniego będzie szczytowe obciążenie stacji GPZ, natomiast dla horyzontu 15-letniego obciążenie szczytowe wybranej grupy GPZ. Dobór stacji GPZ realizowany jest w sposób, aby zasilani z nich odbiorcy zlokalizowani byli na obszarze jednego powiatu.

Potencjalne zmienne objaśniające stanowić będą dostępne prognozy ekonomiczne i demograficzne, wraz z danymi historycznymi dla okresu, w którym dostępne są również historyczne dane o obciążeniu szczytowym GPZ. Spośród nich do budowy modelu zostaną wybrane zmienne najlepiej spełniające poniższe kryteria:

- obejmujące dostatecznie duży zakres czasowy, zarówno w zakresie danych historycznych, jak i w zakresie wartości prognozowanych,
- silnie skorelowane ze zmienną objaśnianą,
- nie skorelowane, lub co najwyżej wykazujące słabą korelację z pozostałymi zmiennymi objaśniającymi.

Po dokonaniu wyboru zmiennych objaśniających należy wyznaczyć parametry strukturalne modelu (metodą najmniejszych kwadratów – SMK), a następnie przeprowadzić weryfikację merytoryczną i statystyczną poprawności konstrukcji modelu. Zweryfikowany model posłuży do sporządzenia wariantowej prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc czynną GPZ (lub grupy GPZ), w oparciu o dostępne scenariuszowe prognozy zmiennych objaśniających bądź z wykorzystaniem prognozy przedziałowej wykonanej na podstawie obliczonego średniego błędu prognozy „ex-ante” oraz założonego poziomu wiarygodności.

Prognoza przedziałowa szczytowego zapotrzebowania na moc czynną w grupie GPZ może być wykonana zgodnie z wzorem:

$$P\left(P_{GPZGR}^* - t_{\alpha} V_T < P_{GPZGR}^* < P_{GPZGR}^* + t_{\alpha} V_T\right) = 1 - \alpha \quad (6)$$

gdzie: P_{GPZGR}^* – prognoza punktowa szczytowego zapotrzebowania na moc czynną GPZ (lub grupy GPZ), V_T – średni błąd prognozy „ex-ante” dla okresu T , t_{α} – wartość statystyki t -Studenta, przy założonym współczynniku ufności oraz $n - k - 1$ stopni swobody, α – współczynnik istotności, n – wielkość serii dla danych historycznych, k – ilość zmiennych objaśniających, T – horyzont prognozy ($n + 5$ lub $n + 15$)

W przypadku horyzontu 5-letniego na podstawie informacji z planów zagospodarowania przestrzennego, kierunków rozwoju określonych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego lub innych dokumentów planistycznych należy przeprowadzić dodatkową weryfikację wyznaczonych prognoz zapotrzebowania szczytowego. Dlatego przewidziano uzupełnienie danych prognostycznych w oparciu o informacje pozyskane od samorządów lokalnych. W tym celu należy przeprowadzić badanie kwestionariuszowe. Badanie to będzie miało na celu rozpoznanie i zestawienie w jednolitej formie potencjału wzrostu zapotrzebowania na moc w oparciu o dane zawarte w projektach założeń i planów zaopatrzenia w media energetyczne, planach zagospodarowania przestrzennego, strategiach rozwoju oraz identyfikację terenów dedykowanych do celów inwestycyjnych, mieszkaniowych, itp. Z punktu widzenia zapotrzebowania na moc istotne znaczenie dla analizowanego obszaru będzie miało pozyskanie informacji o dostępności dla odbiorców alternatywnych nośników energii. Monitorowanie kierunków rozwoju terenów gminnych pozwoli na określenie obszarów wymagających szczegółowych analiz rozwoju sieci, przyczyni się do oszacowania wymaganych nakładów na rozbudowę i modernizację sieci.

Dla 15-letniego horyzontu prognoza zapotrzebowania szczytowego na moc czynną dla pojedynczej stacji GPZ może być wykonana na bazie prognozy dotyczącej grupy GPZ oraz prognozy jego udziału w łącznym zapotrzebowaniu grupy. W tym celu dla okresu historycznego, prognozy dwuletniej

oraz prognozy pięcioletniej powinny zostać wyznaczone udziały procentowe poszczególnych GPZ w łącznym zapotrzebowaniu na moc czynną grupy. Z udziałów tych tworzone są szeregi czasowe, których trendy zmian mogą być aproksymowane wybranymi funkcjami liniowymi lub nieliniowymi. Dobór funkcji trendu realizowany może być na podstawie kryterium najlepszego dopasowania do danych empirycznych, mierzonego współczynnikiem determinacji R^2 oraz względnego błędu prognozy ex-ante nie przekraczającego 10%. Zgodnie z wybraną funkcją trendu na okres $T = n + 15$ można oszacować procentowe udziały poszczególnych. Oszacowane udziały oraz prognoza przedziałowa zapotrzebowania na moc grupy GPZ posłużyć może do określenia zapotrzebowania na moc czynną poszczególnych GPZ.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej, zapewniające dotrzymanie wymaganego poziomu niezawodności pracy, przy minimalizacji nakładów na rozbudowę wymaga wykonania prognoz przyszłego zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych przyłączonych do tej sieci.

W proponowanej metodycy prognozowania zapotrzebowania szczytowego na moc zastosowano odmienne podejście ze względu zróżnicowane horyzonty planowania oraz podjęto próbę uwzględniania lokalnych uwarunkowań oraz przewidywanych tendencji rozwojowych o charakterze społeczno-ekonomicznym mających wpływ obciążenie systemu dystrybucyjnego w przyszłości.

Przedstawiona w referacie metodyka prognozowania zapotrzebowania szczytowego na moc w węzłach sieci dystrybucyjnej stanowiła podstawę do opracowania w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk narzędzia informatycznego pod nazwą WPM (Węzłowa Prognoza na Moc), służącego optymalizacji planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej.

METHODOLOGY OF USING ANCILLARY SERVICES PROVIDED BY DISTRIBUTED GENERATION FOR PLANNING AND DEVELOPMENT MV NETWORK PROCESSES – CONFERENCE PAPER

Key-words: network development planning, forecasting, distribution network.

Planning for the development of the distribution network, providing the required level of reliability, while minimizing expenditures for the expansion requires a forecast of future demand for power end-users connected to the network. Dynamics of changes in electrical load will depend on many factors, both local (eg, changes in the structure and number of customers) and global (eg, changes in energy intensity of consumption). Presented in the paper forecasting methodology combines the power demand trend extrapolation techniques, resulting from historical measurement data, with using the information about the potential socio-economic development and available economic and demographic forecasts at different levels of territorial division of the country. Application of the proposed methodology allows to perform medium and long term projections of demand for power in the nodes of distribution network.

ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE – REFERAT KONFERENCYJNY

Paweł BUĆKO¹

1. Politechnika Gdańska

tel: 583471781 fax: 583471802 e-mail: pbucko@ely.pg.gda.pl

Streszczenie: W referacie przedstawiono aktualny stan wykorzystania odnawialnych źródeł energii do produkcji energii elektrycznej w Polsce. Omówiono aktualne zasady wsparcia źródeł odnawialnych oraz proponowane zmiany w tym zakresie. Wskazano perspektywy rozwojowe w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii do produkcji energii elektrycznej.

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii, rynek energii, świadectwa pochodzenia energii

1. WPROWADZENIE

Ambitne cele Unii Europejskiej w zakresie wspierania rozwoju technologii wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) doprowadziły do wyeksponowania tematyki w krajowej polityce energetycznej. Przyjęliśmy ambitne zobowiązania dotyczące uzyskania relatywnie wysokiego udziału źródeł odnawialnych wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej. Trudność uzyskania wymaganych udziałów wynikała w dużej mierze z sytuacji wyjściowej. Na początku wieku udział źródeł OZE w produkcji energii elektrycznej był niewielki (ok. 1% razem z dużą energetyką wodną), rozpoznanie w zakresie lokalnych zasobów energii odnawialnej było ograniczone, rozwój technologii wykorzystania tych zasobów do produkcji energii elektrycznej był słaby. Technologie zostały głównie importowane.

Dodatkowym problemem okazały się stosunkowo wysokie koszty produkcji energii elektrycznej z OZE i stosunkowo wysokie konieczne nakłady inwestycyjne. W warunkach rynku energii elektrycznej OZE wymagały wsparcia. Zaproponowano system wsparcia, wykorzystujący świadectwa pochodzenia energii, stanowiące dla OZE dodatkowe (poza sprzedażą energii elektrycznej) źródło dochodu. Po kilku latach funkcjonowania systemu wyraźnie objawiły się jego wady, takie jak:

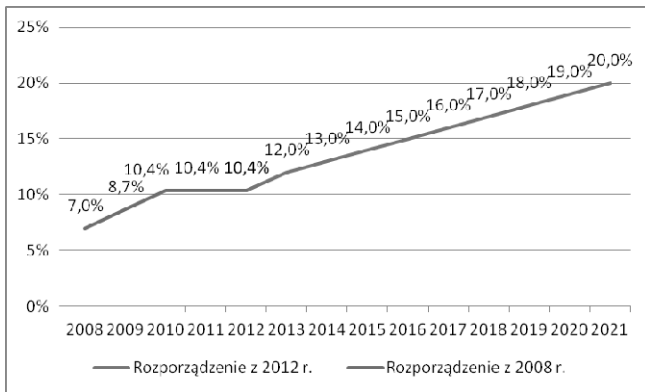
- całkowity koszt funkcjonowania systemu przenoszono bezpośrednio na odbiorców, w cenie energii elektrycznej,
- przyrost ceny energii elektrycznej dla odbiorców okazał się bardzo istotny, a przy szybko wzrastających wymaganych udziałach energii z OZE w kolejnych latach stałyby się nieakceptowane,
- mimo znacznego zróżnicowania technologii wykorzystania OZE, a w szczególności ich uwarunkowań ekono-

micznych, wszystkie źródła korzystały z jednakowego, nieróżnicującego ich systemu wsparcia,

- istotne wzrosty produkcji energii z OZE pochodziły z technologii współpalania biomasy w niewiele zmodernizowanych elektrowniach konwencjonalnych – zaliczenie takiej energii jako energii odnawialnej jest problematyczne, szczególnie w przypadkach, gdy biomasa pochodziła z importu lub była pełnowartościowym produktem leśnym,
- stosunkowo duże koszty poniesione przez odbiorców na finansowanie systemu świadectw pochodzenia zostały w dużej mierze nieefektywnie dystrybuowane do obiektów konwencjonalnych, które wdrożyły współpalanie oraz do „dużych” elektrowni wodnych,
- brak możliwości skorzystania z systemu wsparcia w przypadku wykorzystania produkowanej energii na pokrycie potrzeb własnych (świadectwa wydawane są tylko dla energii sprzedanej),
- trudności organizacyjne praktycznie uniemożliwiły na korzystanie ze wsparcia układów bardzo małej mocy (mikrogeneracji),
- mimo dużego wysiłku system wsparcia nie zapewnił osiągnięcia wymaganych udziałów OZE w okresach wynikających ze zobowiązań unijnych.

Po kilku latach obowiązywania system wsparcia wymaga modyfikacji.

Niestety nie udało się wprowadzić nowego systemu w zapowiadanych terminach (koniec 2012 r.). Przedłużono obowiązywanie obecnego systemu wydając nowe rozporządzenie wykonawcze [2], wskazujące na cele jakie zamierzamy osiągnąć w latach 2013–2021 (rys.1). Sprzeczne zapowiedzi i ujawniane projekty nowych rozwiązań doprowadziły do intensyfikacji działań lobbystycznych i dużej niepewności dotyczącej sytuacji OZE na krajowym rynku energii. Brak jasnej wizji przyszłości na początku 2013 r. doprowadził do destabilizacji rynku świadectw pochodzenia energii i znacznego obniżenia ich ceny. Jednocześnie wyhamowano aktywność inwestorów a sytuacja ekonomiczna wielu wytwórców OZE uległa pogorszeniu. Konieczne jest szybkie ustabilizowanie sytuacji poprzez wskazanie długookresowej strategii dla OZE i wdrożenie odpowiednich aktów prawnych.



Rys. 1. Wymagane udziały świadectw pochodzenia energii z OZE w całkowitej sprzedaży energii odbiorcom końcowym w latach 2008-2021 wynikające z Rozporządzeń Ministra Gospodarki [2]

2. STAN AKTUALNY ENERGETYKI ROZPROSZONEJ W POLSCE

Moc i liczbę zainstalowanych źródeł OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym zestawiono w tab. 1.

Na rys. 2 pokazano strukturę technologii wykorzystywanych w jednostkach wytwórczych generacji rozproszonej zaliczanych do OZE. Największy udział w mocy zainstalowanej mają elektrownie wiatrowe, a drugie pod względem udziału są elektrownie wodne (w tym głównie duże elektrownie wodne). Naturalna zmienność zasobów energii odnawialnej powoduje, że udziały te nie przekładają się wprost na udziały w produkcji energii, klasyfikowanej jako odnawialna (tab. 2).

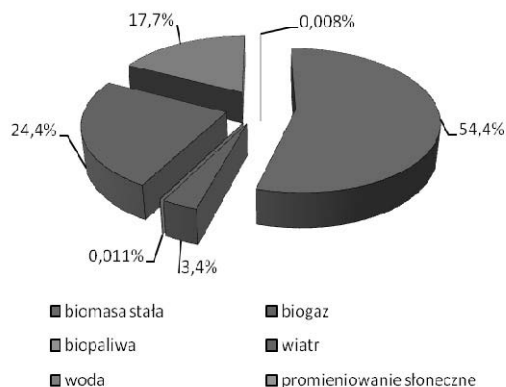
Ponad połowa produkcji energii z OZE pochodzi ze współpalania biomasy (rys.3). Istotny przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w ostatnich latach przełożył się na rosnący udział w produkcji energii. Obecnie prawie ¼ energii elektrycznej z OZE produkowana jest przez elektrownie wiatrowe. Produkcja elektrowni wodnych utrzymuje się na w miarę stabilnym poziomie (podlega wahaniom wynikającym z warunków hydrologicznych) i w konsekwencji udział energii z elektrowni wodnych maleje (ale ciągle jest wysoki – ok. 18%).

Tablica 1. Statystyka mocy zainstalowanej OZE (MW) w Polsce (2005–2012)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Elektrownie biogazowe	32,00	36,80	45,70	54,61	71,62	82,88	103,49	131,25
Elektrownie biomasowe	189,80	238,80	255,40	232,00	252,49	356,19	409,68	820,70
Elektrownie słoneczne	-	-	-	-	0,00	0,03	1,13	1,29
Elektrownie wiatrowe	83,30	152,00	287,90	451,00	724,68	1 180,27	1 616,36	2 496,75
Elektrownie wodne	922,00	931,00	934,80	940,57	945,20	937,04	951,39	966,10
Razem	1 227,10	1 358,60	1 523,80	1 678,18	1 993,99	2 556,42	3 082,04	4 416,09

Tablica 2. Produkcja energii elektrycznej w OZE w latach 2005-2012 (MWh). Źródło: URE, 2013

Rodzaj źródła OZE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Elektrownie na biogaz	104 465,3	116 691,9	161 767,9	220 882,9	300 850,3	363 595,7	430 537,3	442 088,0
Elektrownie na biomasę	467 975,7	503 849,2	545 764,9	560 967,4	601 088,2	635 634,8	1 055 151,7	1 089 492,9
Elektrownie słoneczne	-	-	-	-	1,3	1,7	117,8	1 048,4
Elektrownie wiatrowe	135 291,6	257 037,4	472 116,4	806 318,6	1 045 116,2	1 823 297,1	3 126 526,4	3 825 275,6
Elektrownie wodne	2 175 559,1	2 029 635,6	2 252 659,3	2 152 943,2	2 375 767,2	2 922 051,6	2 316 833,4	1 830 129,8
Współpalanie	877 009,3	1 314 336,6	1 797 217,1	2 751 954,1	4 281 615,0	5 243 251,4	5 999 582,1	5 677 850,6
Łącznie	3 760 301,0	4 221 547,7	5 229 525,7	6 493 066,2	8 604 488,3	10 987 832,4	12 928 808,7	12 865 885,4



Rys. 2. Struktura mocy zainstalowanej technologii OZE w Polsce. Źródło: URE, 2012

Rys. 3. Udział nośników energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej OZE w Polsce. Źródło: GUS, 2011

Tablica 3. Realizacja obowiązku zakupu świadectw pochodzenia energii elektrycznej z OZE w latach 2005–2011. Źródło: URE, 2013

Rok		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Sprzedaż e.e. odbiorcom końcowym	[MWh]	108 625 000	117 816 712	115 973 780	121 180 113	116 456 087	121 296 876	121 733 212
Ilość wydanych świadectw pochodzenia	[MWh]	3 760 301	4 221 548	5 229 526	6 493 066	8 604 488	10 987 832	12 928 809
Udział OZE wg. wydanych świadectw pochodzenia	[%]	3,462	3,583	4,509	5,358	7,389	9,059	10,621
Udział umorzonych świadectw pochodzenia	[%]	2,954	3,297	4,262	5,448	7,216	8,573	9,405
Udział opłaty zastępczej	[%]	0,002	0,303	1,009	1,539	1,458	1,827	1,033
Udział wykonany (umorzone świadectwa + opłata zastępcza)	[%]	2,956	3,600	5,271	6,987	8,674	10,400	10,438
Udział OZE wymagany przez Rozporządzenie MG	[%]	3,100	3,600	5,100	7,000	8,700	10,400	10,400

3. AKTUALNY SYSTEM WSPARCIA OZE W POLSCE

Aktualny system wspierania odnawialnych źródeł energii w Polsce został ukształtowany po zmianach w uregulowaniach prawnych w 2005 r. Zasadniczym elementem obecnego systemu są zbywalne świadectwa pochodzenia energii.

Dla wytwórcy „zielonej” energii elektrycznej oznacza to rozdzielenie strumienia przychodów ze sprzedaży energii na dwa strumienie autonomiczne:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, za którą otrzymuje cenę gwarantowaną, odpowiadającą średniej cenie energii elektrycznej na rynku w roku poprzednim,
- przychody za sprzedaż praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia.

Jednym z podstawowych elementów w aktualnym modelu wspierania OZE jest możliwość uiszczenia tzw. „opłaty zastępczej”. Do wniesienia opłaty zobowiązane są podmioty sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym, którym w okresie rozliczeniowym nie udało się nabyć wystarczającej ilości świadectw pochodzenia energii dla spełnienia obowiązku jej zakupu.

Istniejący system wsparcia źródeł odnawialnych przyniósł wymierne skutki. Stosunkowo wysoka cena świadectw pochodzenia energii spowodowała widoczny rozwój wybranych technologii odnawialnych (np. elektrowni wiatrowych).

W tablicy 4 przedstawiono dane dotyczące spełnienia obowiązku zakupu świadectw pochodzenia energii z OZE. W latach 2005–2010 ilość wydanych w danym roku świadectw nie wystarczała na wypełnienie obowiązku przez przedsiębiorstwa zobowiązane do zakupu. Deficyt musiał być uzupełniany wnoszeniem opłaty zastępczej. Funkcjonowanie w warunkach deficytu stabilizowało rynek świadectw pochodzenia. Cena świadectwa utrzymywała się na wysokim poziomie niewiele niższym od opłaty zastępczej. Sytuacja uległa zasadniczej zmianie w 2011 r. gdy po raz

pierwszy ilość wydanych świadectw pochodzenia przekroczyła wymaganą z danym roku ilość umorzeń. Rynek przestał funkcjonować w warunkach deficytu i rozpoczął się okres nadpodaży świadectw, a cena świadectwa zaczęła być przedmiotem gry rynkowej. Jednocześnie porównanie ilości wydawanych i umarzanych w kolejnych latach świadectw pochodzenia wskazuje, że już od 2009 r. ilość umarzanych w danym roku świadectw była niższa od ilości świadectw przyznawanych. Na rynku zaczął się tworzyć zakumulowany „nawis” świadectw pochodzenia. Można szacować, że osiągnął on już wielkość ok. 6 mln MWh a prognozy wskazują, że będzie on rósł w najbliższej przyszłości. W warunkach nadpodaży, ceny świadectw gwałtownie spadły na przełomie lat 2012/2013. O ile w poprzednich latach ceny świadectw utrzymywały się na poziomie niewiele niższym od opłaty zastępczej, to obecnie (luty 2013 r.) ceny spadły o połowę. Praktycznie załamał się rynek kontraktów długoterminowych na świadectwa – brakuje chętnych do ich zakupu.

Mimo, że przy projektowaniu systemu świadectw pochodzenia zakładano, że docelowo będzie on funkcjonował w warunkach konkurencji a cena świadectwa będzie przedmiotem rynkowego równoważenia popytu i podaży, to w takich warunkach system obnażył swoje słabości. Dopóki wysoka, stabilna cena świadectwa zapewniała wszystkim technologiom wysokie przychody system zapewniał rozwój OZE i zainteresowanie inwestycyjne. W warunkach zmiennej ceny świadectwa pochodzenia wydatnie objawiło się, że różne technologie wymagają zróżnicowanego wsparcia.

W końcu roku 2011 pojawiła się koncepcja uporządkowania stanu prawnego poprzez uchwalenie trzech ustaw (tzw. „trójpacku energetycznego”: Prawa energetycznego, Prawa gazowego, Ustawy o odnawialnych źródłach energii). W pierwotnych zamierzeniach ustawy miały wejść w życie od początku 2013 roku. Intensywne prace nad projektami ustaw trwały praktycznie przez cały 2012 r. Ostatecznie pojawiły się projekty ustaw (w tym Ustawy o odnawialnych źródłach energii – w październiku 2012 r. [3]),

ale niestety prace nad „trójpakiem” odłożono w czasie zadowalając się kolejną cząstkową modyfikacją Prawa energetycznego [4] oraz ogłoszeniem nowego rozporządzenia o „zielonych świadectwach” [2] zapewniającego kontynuację aktualnego systemu wsparcia.

4. PROPOZYCJE ZMIAN SYSTEMU WSPARCIA

Dla układów bardzo małych mocy zaproponowano [3]:

- istotne uproszczenie procedur przyłączeniowych i koncesyjnych,
- obowiązek zakupu energii produkowanej przez wskazaną firmę obrotu energią (tzw. „sprzedawca zobowiązany”) po ustalonej cenie,
- zróżnicowanie cen dla różnych rodzajów technologii odnawialnych,
- mechanizm przenoszenia kosztów zakupu energii na za pośrednictwem tzw. „zarządcy rozliczeń”.

Znaczne uproszczenia w zakresie koncesjonowania mikroźródeł, uproszczenie funkcjonowania na rynku energii (sprzedaż energii jednemu wskazanemu podmiotowi bez konieczności uczestniczenia w mechanizmach bilansowania), brak konieczności obrotu świadectwami pochodzenia energii w celu uzyskania dodatkowych przychodów, gwarantowana cena zbytu energii powodują, że wsparcie może ustabilizować warunki rozwoju OZE w małych instalacjach (w szerokiej grupie odbiorców końcowych).

W przypadku układów większych mocy proponuje się utrzymanie mechanizmu świadectw pochodzenia energii, jednak znacznie zmodyfikowanego w stosunku do stanu obecnego. Zasadnicza zmiana ma polegać na wprowadzeniu współczynników, które mają zróżnicować wydawanie (wartościowanie) świadectw dla różnych technologii odnawialnych. W ustawie podzielono technologie OZE na kilkanaście kategorii, wskazując, że dla każdej kategorii powinien być wprowadzony współczynnik przeliczeniowy, określający ilość przyznawanych świadectw w stosunku do produkowanej energii elektrycznej. Sama idea różnicowania ilości wydawanych świadectw jest słuszna, ale skutki jej wprowadzenia będą zależeć od ustalonych współczynników i kryteriów uwzględnionych przy ich wyznaczeniu. Niestety ustawa nie podaje precyzyjnych kryteriów – proponuje jedynie ramowe zasady funkcjonowania systemu.

Kolejną istotną zmianą ma być ograniczenie wsparcia dla bezpośredniego współspalania biomasy. Systemem świadectw ma być objęte jedynie spalanie biomasy pochodzącej z upraw energetycznych. W obecnej propozycji do-

puszcza się jednak wspieranie współspalania na zasadach zbliżonych do obecnych do końca 2017 r. Istotne zmiany systemu wsparcia w tej dziedzinie miałyby nastąpić dopiero po tej dacie.

W propozycji ustawy proponuje się także ograniczenie okresu czasowego, w którym technologia mogłaby korzystać ze świadectw pochodzenia. Celem wprowadzenia takiego ograniczenia jest wyeliminowanie dodatkowych dochodów jakie w obecnym systemie uzyskują obiekty w pełni zamortyzowane.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

System wsparcia źródeł odnawialnych na rynku energii elektrycznej wymaga pilnego ustabilizowania. Brak przejrzystych perspektyw dla rynku OZE będzie powodował duże ryzyko inwestycyjne oraz wiele nietrafionych decyzji inwestycyjnych.

Mechanizm świadectw pochodzenia, funkcjonujący w warunkach nadpodaży świadectw, wymaga precyzyjnego skonstruowania, w celu właściwego adresowania wsparcia dla różnych technologii. Sformułowanie takiego systemu nie jest proste, a jego sprawne funkcjonowanie wymagało będzie zwiększonego wysiłku regulacyjnego. Jednocześnie pojawia się potrzeba ograniczenia łącznych kosztów funkcjonowania systemu wsparcia dla odbiorców końcowych.

Obecne propozycje zmian prawnych nie wskazują precyzyjnie drogi rozwiązania problemów sektora energetyki odnawialnej. Za to coraz bardziej widoczne stają się ograniczenia i wpływ finansowania wsparcia na cenę energii elektrycznej.

BIBLIOGRAFIA

1. Bućko P.: Energia ze źródeł odnawialnych na rynku energii elektrycznej w Polsce. Energetyka, nr 6/2003.
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 listopada 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków [...]. Dz.U. z 2012 r. poz. 1229.
3. Projekt Ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 9 października 2012 r.
4. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami. Dz.U. z 2012 r. poz. 1059.
5. Energia ze źródeł odnawialnych w 2011 r. GUS, Warszawa 2012.

RENEWABLE ENERGY SOURCES ON THE POLISH ELECTRICAL ENERGY MARKET – CONFERENCE PAPER

Key-words: renewable energy sources, energy market, energy origin certificates

Production of electricity from renewable energy sources in Poland is presented in the paper. The mechanism of energy origin certificates market and the proposal of mechanism modification are discussed. Perspectives of electricity production from renewable energy sources are indicated and discussed.

HUMAN FACTORS IN NUCLEAR POWER ENGINEERING IN POLISH CONDITIONS – CONFERENCE PAPER

Agnieszka KACZMAREK-KACPRZAK¹, Martin CATLOW²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki
e-mail: a.kaczmarek@eia.pg.gda.pl
2. EDF British Energy
e-mail: martin.catlow@edf-energy.com

Summary of the paper: The paper “Human factors in nuclear power engineering in polish conditions” focuses on analysis of dynamics of preparing polish society to build first nuclear power plant in XXI century in Poland. Authors compare experience from constructing nuclear power plant Sizewell B (Great Britain) and Sizewell C, which is in preparation phase with polish nuclear power program. Paper includes aspects e.g. of creating nuclear safety culture and social opinion about investment. Human factors in nuclear power engineering are as well important as relevant economical and technical factors, but very often **negligible**. In Poland where history about Czarnobyl is still alive, and social opinion is created on emotions after accident in Fukushima, human factors are crucial and should be **under comprehensive consideration**.

Key words: human factor, nuclear power engineering

1. HUMAN FACTORS

1.1. Definition and classification

In the beginning it is very important to understand well what a human factor is and how we could describe it.

In HSG48 document we could find a complex definition: “Human factors refer to environmental, organisational and job factors, and human and individual characteristics, which influence behaviour at work in a way which can affect health and safety” [1].

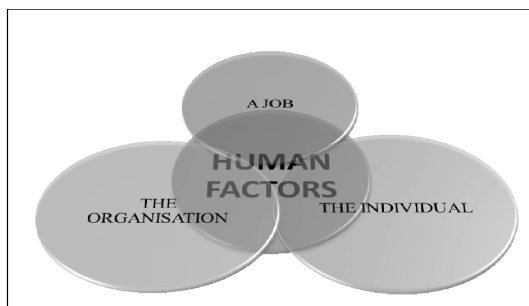


Fig.1. Categories important to consider in comprehensive way a human factor.

In this description of the human factor, mentioned categories are linked between each other, what is show in fig. 1.

Human factors in reality are not isolated from surrounded external and internal environmental conditions. We can't think of human factors as isolated phenomena closed in laboratory. This specific environment creates tasks and needs with which human must cope.

Concept presented in figure 1 may be considered in relation to external and internal influences, what is shown in fig. 2.

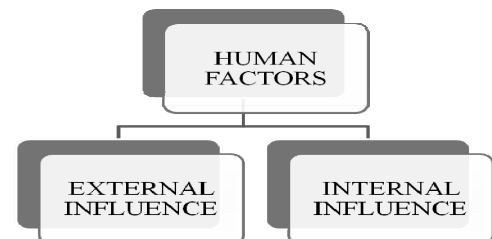


Fig.2. Influence of human factor

Presented classification is general and may be used in any engineering branch with necessary adjustments taking into account its specification which determines in detail the groups of factors to consider in more detail analysis.

Other well known classification in engineering practice is triangle MTO (Man, Technology and Organisation) or in other words HTO (Human Technology, Organisation) – figure 3. Drawing shows the relation between these three areas, what will be describe in subsection below.

1.2. The “Man” aspect of human factors in nuclear power engineering

Human, as individuals are never exactly the same to each other. People could vary from each other personally, mentally, physically and according to level of knowledge and experience.

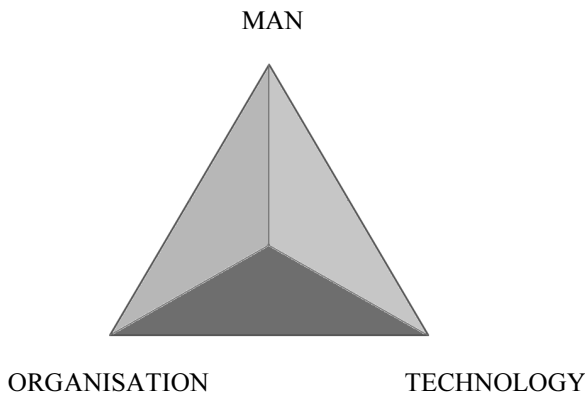


Fig.3. Classification of human factor in NPP

Knowledge about individual's capabilities and limitations in work is very important particularly in nuclear power plant. Not everyone will be good as a reactor operator or shift manager, but could be very good for e.g. as a writer.

Key point in selection of the staff in nuclear power plant or any other industry is to choose the best person for special job according to his/her predispositions. Essential features that selected people need to have are attitude, knowledge and skills. For each person suitable training and chance to personal development should be provided dedicated to its ambitions with relevance to performed job. Good worker is satisfied worker, who works more effectively and takes care about safety during performing the tasks. Definitely is easier to make progress in knowledge or develop some skills than change peoples' personality. This personality is the most critical and important when we manage human resources and human factors.

1.3. The "Organisation" aspect of human factors in nuclear power engineering

The organisation aspect of human factors includes e.g.: structure, the culture of the workplaces, management of resources, structure of communications, leadership, management of health and safety. All factors, which are listed above have influence on creating behaviour of staff. The organisation also changes in time, what implicate creation new processes, trends and new technical solutions. So on organisation side is to prepare the requirements, which include the rules and standard of work for new workers or contractors, which should be updated accordingly.

Every message should be communicate in appropriate way adjusted to knowledge of individual worker. The organisation also should motivate to team work through team tasks and training, integration meetings and social company events.

1.4. The "Technology" of human factors in nuclear power engineering

The "technology" aspects of human factors are connected to e.g.: technical requirements, technical training, technical analysis, simulation, planning and maintenance. The technology aspects must be "fit for the purpose", that means adjusted to the position of the employee, his/her role in the organisation and everyday duties. The "Technology" aspect with respect to human factors in nuclear power plant is very wide domain, what is described e.g. in particular procedures and is related to technical risk assessment and optimization processes.

2. SPECIFIC OF NUCLEAR POWER ENGINEERING

Nuclear Power Engineering is unique in terms of industrial facility. The utilization of technology in nuclear part of the facility requires appropriate mentality from technical staff and high level of nuclear safety culture. Human factors from practical point of view, authors try to show on examples from Sizewell B Nuclear Power Plant (NPP) which is operating in Great Britain. In NPP triangle MTO should have indication to facilities which are in operation.



Fig. 4. Sizewell A NPP and Sizewell B NPP

Below authors listed good practices based on own experience with short description:

Safety message – It is short information which is discussed during every morning team briefing. This is time to exchange the opinion and experiences about specified topic, but also a good opportunity to get some explanation from supervisor. The information to discuss is prepared by dedicated person.

Nuclear safety culture – could be summarized in the phrase "Doing the right thing when no one is looking". The safety culture is the way of behaviour in different situations; it is large scale of activities, procedures, habits performed to create safety working conditions; It is a way of thinking and acting e.g. scheme of acting as turning off the mobile phones when going inside NPP in order not to interfere with pagers. Nuclear safety culture is related to communication, training, procedures and unique company structures.

Training – it is on-going process. Everybody needs from time to time to refresh, update or fill the gaps of the theoretical knowledge by classroom training, but also very important is practical training to develop and improve skills and experiences. This is the main goal of Technical Training Centre in Sizewell B. On simulators people have a chance to see e.g. how some systems work as in reality. On simulator of control room, which is the most important practical part of training, shift crew (shift manager, supervisor, reactor's operators, support engineer) could train situations in normal and abnormal operating conditions. "The exercises" is the biggest simulation of NPP operation, when everything is simulated in detail, and all personnel are obligated to take a part in training. During "the exercises" is checked how procedures are respected in abnormal conditions by personnel. In the simulator of control room some scenarios of NPP operation are trained, firstly according to normal operation and then immediately are switched into abnormal conditions. The aim of that training is to simulate how people will behave and react during accident/incident in NPP.



Fig. 5. Simulator of control room

Another example is preparing to outage. During this time not only refuelling takes place, but also a lot of tasks which are train on special models what enables to check preparation before starting the repair and estimate required time to perform the necessary actions. It is very important, because during an outage time the reactor is in shutdown mode what results in losing the financial benefits.

Communication – is very important in facilities like NPP, very often tasks are performed by international teams and by people with various experience, so it is a clue to understand well the warnings, obligations and messages. It is good when these rules work in both directions, so we understand others and are also understood by them. This is why in NPP “phonetic alphabet” is used to be sure that we talk using the same “language”. In this alphabet all letters are assigned to particular words e.g.: H-Hotel, T – Tango or W-Whiskey.

Procedure – lists of particular actions that should be followed on particular time and in particular way, step by step. Procedures are prepared and approved by qualified persons.

Structure – it is essential and unique for each company, and is accessible for each employee. It is illustrated by graph with data, position and photo. Such description improves internal communication within company.

Local society –group of people who must be considered when it comes to construction or/and operation of NPP.

The local society analyses actions of an investor. As a result the social opinion is created. Local society very often is a key point of the project, what means that this is the main group, which provides accommodation and catering for NPP’s employees, contractors and supervisors during, construction of the plant. Location of NPP is important to consider, because the plant is often the main employer in the region and financial resource for community budget.

3. HUMAN FACTOR FROM ECONOMICAL POINT OF VIEW

The business aspect of human factors in nuclear power engineering can be described by analogy to the rule originated in medicine: “better prevent than cure”. It is quite hard to change social opinion about safety technology after accidents like Czarnobyl or Three Mile Island. These two accidents are just the most famous, but of course, the list of accidents and incidents is longer. Since 1989 have been used the special International Nuclear Events Scale (INES), developed by International Atomic

Energy Agency and the Nuclear Energy Agency Organisation members of Economic Co-operation and Development (OECD/NEA). The aim is to rank from 'anomaly' to 'major accident' the possible incidents in NPP. INES scale is presented in the figure 6.



Fig.6. International Nuclear Events Scale (INES) [3]

The previous accidents have a big impact on Polish social opinion about nuclear power technology. It doesn’t matter how long and how many nuclear power plants are operating without any problems.

That is why the education about nuclear power engineering is of great importance mainly during conceptual phase of the investment. Well educated society knows well advantages and disadvantages of NPPs. This awareness provides us a chance of fair judgement related to nuclear power technology. Developing the awareness refers also to the information written in the newspapers. This is an issues to give the clear and true messages to the community what prevent from creating the opinion based on imagination.. Company’s safe image based on social awareness and knowledge cost a lot. That cost can’t be compared with any different industrial branch, but it is worth to invest in it, because this will increase the chances for successful completion of the investment. By providing a good knowledge we can discuss on arguments when it comes to make a decision of NPP localization.

4. POLISH NUCLEAR POWER PROGRAM

4.1. About Polish Nuclear Power Program

This is not the first time when Poland tries to build nuclear power plant. This fact shows that a lot of factors have influence on success of such unique project. To take this ideas to reality in 2010 polish nuclear power program has been created.

This document considers human factors aspect in two chapters. In chapter 11 the issue regarding preparation of qualified staff to work in nuclear power branch is presented whereas the chapter 16 is devoted to widely understood “people and society” where issues as education and information campaigns are introduced.

Attention should be paid that Polish Nuclear Power Program is just a draft and the polish society at the moment has only experience from operating of nuclear research reactors. Polish society needs more time to get used to NPPs as a normal view outside the windows.

Similar situation was observed before, when the onshore wind power plants were installed. Creating such mentality in society is a long and time consuming process.

The institutions which have impact on preparing society to realisation of Polish Nuclear Power Program are: Ministry of Economy, Ministry of National Education, Ministry of Science and Higher Education, National Atomic Energy Agency, Radioactive Waste Management Plant, Office of Technical Supervision, Investor – Polish Energy Group S.A. and academic and scientific institutions.

One of the actions performed by The Ministry of Economy was program dedicated for academic lecturers – Educators of Nuclear Power Engineering. Program took place in the years 2009–2012 and included three phases. The intention was to prepare 36 lecturers to get knowledge about French experiences from nuclear power branch. In the first phase participants during 6 weeks visited French and Belgian nuclear power plants, scientific institutions, fuel production companies etc. The second phase was aimed to Nuclear Engineering Training in French Commissariat for Atomic Energy and Alternative Energies (CEA) Saclay. During three months the group, which is shown in figure 7, attended in theoretical course about e.g. nuclear physic, nuclear technology, nuclear reactors and materials. The last phase was an individual internship in institution form nuclear power engineering branch chosen by each participant according to their scientific expectations.

4.2. Universities, Companies and Associations

Polish Nuclear Power Program and plan to build first Nuclear Power Plant in Poland has activated academic society. The result is change of current, and refresh the good old programs from 80-ies, when the NPP in Żarnowiec was built. This is the new age of teaching about nuclear power engineering. Consequently most of technical universities started the new field of studies or specialization in existing studies regarding nuclear power engineering.

Another action is to form new association to promote idea of building nuclear power plant e. g. “Association for the construction of a nuclear power plant in the Pomerania area” Very active are also companies which would like to deliver the technology or coordinate the process of building of first Polish Nuclear Power Plant

These companies organize a lot of meetings, conferences and workshops for: engineers, polish companies, students and all interested people.



Fig. 7. Polish Educators in CEA Saclay in 2010.

5. CONCLUSION

“Human factors” is very important factor in each phase on realisation of Polish Nuclear Power Program. If we compare Polish and external experience we will observe that long and difficult way is in front of us. Technical aspects are well known, managing of companies is also well known. Only human aspects are completely new and are the most sensitive factors during whole project. In Polish conditions a lot of things could work differently than in external reality. That is why Polish investor should carefully and in detail consider each task and action within particular phase where success depends on human factors. If we add also the political relation to polish power engineering, and moods of society then we receive a picture of influence on polish nuclear power branch.

BIBLIOGRAPHY

1. HSG48, Reducing error and influencing behavior , 1999, ISBN 978071762452
2. Salvendy G. Handbook of Human Factors and Ergonomics, 2012 New Jersey,
3. IASA.org, International Atomic Energy Agency website, 2013
4. Polish Nuclear Power Program, Ministry of Economy Warsaw, 2010
5. The Power To Manage Safety, Det Norske Veritas AS-01 – 2011

CZNNIK LUDZKI W ENERGETYCE JĄDROWEJ W KRAJOWYCH REALIACH – REFERAT KONFERENCYJNY

Słowa kluczowe: czynnik ludzki, energetyka jądrowa

Artykuł zatytułowany: “Czynnik ludzki w energetyce jądrowej w krajowych realiach” jest analizą rozwoju przygotowania polskiego społeczeństwa do budowy pierwszej elektrowni jądrowej w XXI wieku. Autorzy porównują doświadczenia z realizacji budowy elektrowni jądrowej Sizewell B w Wielkiej Brytanii oraz przygotowania do realizacji planów budowy elektrowni jądrowej Sizewell C z polskim programem energetyki jądrowej. Artykuł porusza aspekty tj. kreowanie postaw kultury bezpieczeństwa jądrowego oraz opinii społecznej w odniesieniu do planowanych inwestycji. Czynnik ludzki w energetyce jądrowej jest tak samo ważny w eksploatacji oraz budowie elektrowni jądrowej jak aspekty ekonomiczne czy techniczne. Często jest on jednak lekceważony. W Polsce, gdzie pamięć o wydarzeniach z Czarnobyla jest wciąż żywa, a opinia społeczna jest kształtowana na bazie emocji z awarii w Fukushima, czynnik ludzki tym szczególnie musi być rozważany w jakichkolwiek działaniach podejmowanych w obszarze budowy polskiej elektrowni jądrowej.

OPTIMALIZACJA UDZIAŁU ELEKTROWNI JĄDROWYCH W KRAJOWEJ STRUKTURZE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W PERSPEKTYWIE DO 2060 ROKU – REFERAT KONFERENCYJNY

Marcin JASKÓLSKI¹

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk, Polska
tel:+48 58 347 12 54, fax: +48 58 347 18 98, e-mail: m.jaskolski@ely.pg.gda.pl

Streszczenie: W niniejszym referacie przedstawiono wyniki analizy systemowej z wykorzystaniem modelu MARKAL. Analiza ta miała na celu określenie optymalnego udziału elektrowni jądrowych, na tle innych opcji technologicznych, w krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w perspektywie do 2060 roku. Kryterium optymalizacyjnym była minimalizacja kosztów dostawy energii elektrycznej od wytwórcy do odbiorcy końcowego, z uwzględnieniem ograniczeń związanych z emisjami CO₂, SO_x i NO_x oraz obowiązkowego udziału energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz wytworzonej w wysoko-sprawnej kogeneracji. Wyniki modelu obejmowały optymalną, pod względem kosztu, strukturę wytwarzania energii elektrycznej i strukturę mocy osiągalnej, ze szczególnym uwzględnieniem energetyki jądrowej.

Słowa kluczowe: MARKAL, modelowanie systemów energetycznych, energetyka jądrowa.

1. WPROWADZENIE

W ostatnio opublikowanym artykule [1], autor niniejszego referatu opisał wpływ czynników ekonomicznych na opłacalność budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej (EJ). Badania te pokazały, że uśredniony koszt energii elektrycznej z EJ będzie w zakresie od 70 do 101 EUR(2012)/MWh, a opłacalność EJ ściśle powiązana jest z ceną energii elektrycznej na rynku hurtowym, która powinna, w najtańszym wariantcie EJ, wynosić co najmniej 120 EUR(2012)/MWh [1]. Jednocześnie w konkluzji autor podkreślił, że należy przeprowadzić analizę porównawczą NPV, a nawet pójść o krok dalej i zastosować model matematyczny do badań rozwoju systemów energetycznych w horyzoncie długoterminowym. Takim modelem jest MARKAL-PL, który autor opracował i opisał w swoich poprzednich publikacjach. Strukturę i koncepcję modelu przedstawiono w [2], natomiast założenia modelu w [3].

W niniejszym artykule autor przeniósł rozważania nt. opłacalności EJ, zaprezentowane w [1], do modelu MARKAL. Zaprezentowano wyniki badań rozwoju systemu elektroenergetycznego Polski w zakresie źródeł wytwórczych w długoterminowym horyzoncie czasowym, czyli do roku 2060. Przeprowadzone wyniki badań modelowych mają cha-

rakter analizy wariantowej dla wybranych czynników, których potencjalny wpływ na wielkość produkcji energii elektrycznej w EJ w rozpatrywanej perspektywie czasu zostanie przedyskutowany.

W rozdziale 2 przeprowadzono dyskusję wartości parametrów wybranych do analizy wariantowej modelu MARKAL-PL. Rozdział 3 zawiera wyniki badań modelowych. Podsumowanie i wnioski końcowe zaprezentowano w rozdziale 4.

2. DYSKUSJA ZAŁOŻEŃ MODELU

W związku z zainteresowaniem energetyką jądrową w Polsce, w niniejszym artykule autor podejmuje problematykę badania wpływu jej wskaźników ekonomicznych na wyniki optymalizacji struktury wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności w zakresie udziału EJ w krajowym bilansie energii, w długoterminowym horyzoncie czasowym. Badania obliczeniowe przeprowadzono wg wariantu B, opisanego w [3].

Do analizy wariantowej zaproponowano trzy wartości stopy dyskontowej, która jest charakterystyczna dla całego systemu energetycznego, obejmującego elektroenergetykę i ciepłownictwo oraz rynki paliw energetycznych. Wartości te to 6% (przypadek 1), 8% (przypadek 2) i 10% (przypadek 3).

Ponadto zaproponowano 3 warianty wskaźników jednostkowych nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych, charakterystycznych dla technologii opartych na reaktorach jądrowych generacji III+ i generacji IV. Technologie te w modelu MARKAL oznaczono odpowiednio jako E2A (EJ z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi PWR generacji III+), E2B (EJ generacji IV z reaktorami GT-MHR – ang. Gas Turbine Modular Helium Reactor) oraz E2C (EJ generacji IV z reaktorami PBR – ang. Pebble Bed Reactor). Charakterystykę E2A opracowano na podstawie badań własnych [1], natomiast w przypadku E2B i E2C posłużono się bazą UK MARKAL [4]. W wariantcie BX1 (tanim) założono wskaźnik jednostkowych nakładów inwestycyjnych odpowiednio na poziomie $k_n = 3529$ EUR(2009)/kW (E2A) i $k_n = 3384$ EUR(2009)/kW (E2B i E2C). Wariant BX2 (zrównoważony) dla

wszystkich trzech technologii zakłada wskaźnik $k_n = 4500$ EUR(2009)/kW, a wariant BX3 (drogi) – $k_n = 5500$ EUR(2009)/kW. Wraz ze wzrostem nakładów założono wzrost kosztów eksploatacyjnych. Porównanie wariantów przedstawiono w tablicy 1.

Wyniki obliczeń modelowych przeprowadzono dla 9 kombinacji wskaźników ekonomicznych i wartości stopy dyskontowej, których zestawienie przedstawiono w tablicy 2.

Tablica 2. Zestawienie kombinacji wariantów danych wybranych do analizy modelowej (opracowanie własne)

	Nr wariantu	BX1	BX2	BX3
Nr przypadku		$k_n = 3500$	$k_n = 4500$	$k_n = 5500$
Przypadek 1	$p = 6\%$	B11	B12	B13
Przypadek 2	$p = 8\%$	B21	B22	B23
Przypadek 3	$p = 10\%$	B31	B32	B33

Tablica 1. Zestawienie wskaźników ekonomicznych technologii reprezentujących elektrownie jądrowe generacji III+ i generacji IV (opracowanie własne)

Wyszczególnienie	Symbol wskaźnika	Jednostka	Symbol technologii	Wariant BX1 ($k_n = 3500$)	Wariant BX2 ($k_n = 4500$)	Wariant BX3 ($k_n = 5500$)
Wskaźnik jednostkowych nakładów inwestycyjnych	k_n , INVCOS	EU-R(2009)/kW	E2A	3529	4500	5500
			E2B	3384	4500	5500
			E2C	3384	4500	5500
Wskaźnik jednostkowych kosztów eksploatacyjnych stałych	k_{es} , FIXOM	EU-R(2009)/kW/a	E2A	103,1	123,8	151,3
			E2B	93,1	139,6	170,6
			E2C	93,1	139,6	170,6
Wskaźnik jednostkowych kosztów eksploatacyjnych zmiennych (bez kosztów paliwa)	k_{ez} , VAROM	EU-R(2009)/GJ	E2A	0,00	0,56	0,69
			E2B	0,11	0,23	0,34
			E2C	0,44	0,56	0,68

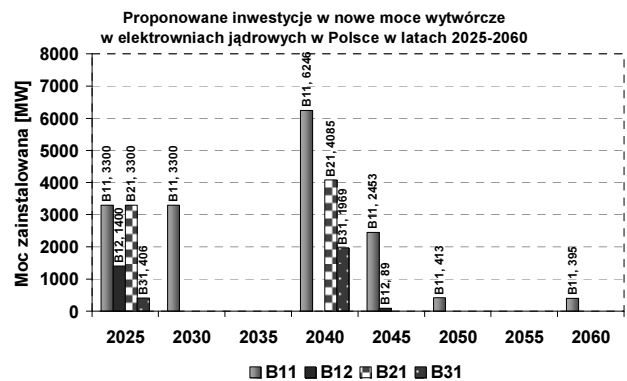
3. WYNIKI BADAŃ MODELOWYCH

Na rysunku 1 przedstawiono zaproponowane przez procedurę optymalizacyjną modelu MARKAL inwestycje w nowe moce wytwórcze w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025-2060, w rozpatrywanych wariantach obliczeniowych. Elektrownie jądrowe generacji III+ (E2A) dostępne są od roku 2025, a EJ generacji IV (E2B, E2C) – od roku 2040.

Z obliczeń wynika, że technologia E2C, z uwagi na wyższe koszty niż pozostałe technologie jądrowe (E2A i E2B), nie została wybrana przez procedurę optymalizacyjną w żadnym wariantcie. Co więcej, w wariantach B13 (droga technologia, tani kapitał), B22 (zrównoważony), B23 (droga technologia), B32 (drogi kapitał) i B33 (droga technologia i drogi kapitał), żadna z technologii opartych na reaktorach jądrowych nie była konkurencyjna w stosunku do innych technologii energetycznych, więc zmienne reprezentujące moc zainstalowaną i produkcję energii elektrycznej dla tych opcji technologicznych przyjęły wartość równą 0. W związku z tym do dalszych rozważań wybrano tylko te warianty, w których inwestycje w EJ zostały zaproponowane przez pakiet optymalizacyjny MARKAL. Te przypadki odnoszą się do optymistycznych charakterystyk ekonomicznych EJ, zakładających niską realną stopę oprocentowania kapitału, równą 6% (B11, B12), a w przypadku wyższych wartości tej stopy, równych odpowiednio 8% i 10%, są opłacalne tylko przy założeniu niskich wartości wskaźników nakładów i kosztów (B21 i B31).

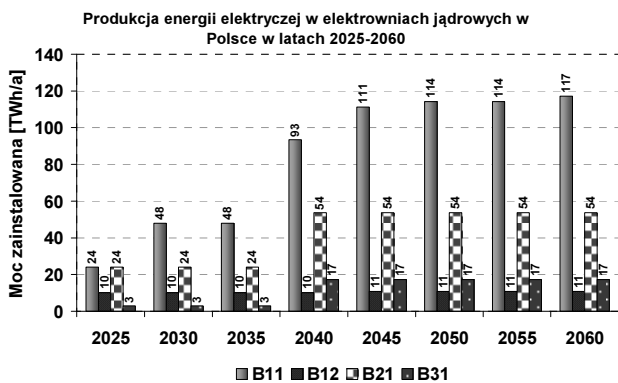
W roku 2025 model MARKAL proponuje uruchomienie elektrowni o łącznej mocy 3300 MW, co jest równe górnemu ograniczeniu. Wynik ten osiągnięto w wariantach B11 i B21, w których założono najniższe nakłady inwestycyjne ($k_n = 3520$ EUR(2009)/kW) i najniższe koszty eksploatacyjne, oraz koszt kapitału (realną stopę oprocentowania kapitału) na poziomie odpowiednio 6% i 8%. Należy to interpretować jako budowę jednej elektrowni o dwóch blokach o mocy 1650 MW

lub obiektu o trzech blokach o mocy 1100 MW. W wariantcie B12 proponowana jest budowa elektrowni o mocy 1400 MW, co można interpretować jako budowę jednego bloku EJ. Nieco trudniej zinterpretować propozycję instalacji elektrowni o mocy 406 MW w wariantcie B31. Przyrost mocy jest zmienną ciągłą, przyjmującą wartości rzeczywiste większe od zera, stąd jej wartość może mieścić się pomiędzy dolnym ograniczeniem (0 MW) a górnym ograniczeniem (3300 MW) w roku 2025. W kolejnym okresie (od roku 2030) tylko w wariantcie B11 proponowana jest inwestycja w EJ gen. III+ o łącznej mocy 3300 MW, co jest równe górnemu ograniczeniu. Po roku 2035 model nie proponuje już EJ z reaktorami PWR generacji III+ (E2A). Od roku 2040 wszystkie propozycje dotyczące generacji IV (E2B, E2C). Okazuje się, że po roku 2040 mogą zaistnieć bardziej sprzyjające warunki do inwestycji w EJ, w szczególności, gdy spojrzysz się na wariant B12, w którym technologie nowoczesnych reaktorów jądrowych są najbardziej konkurencyjne.

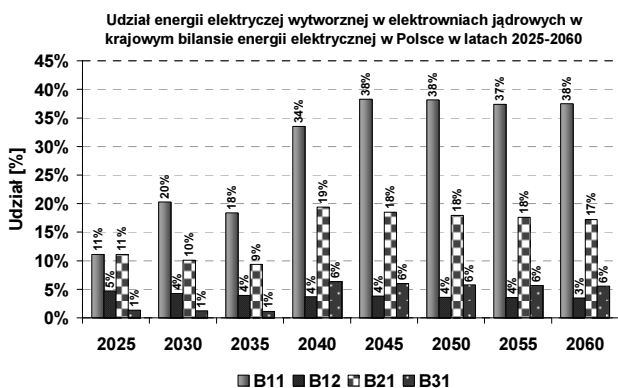


Rys. 1. Proponowane inwestycje w nowe moce wytwórcze w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025–2060 (opracowanie własne – model MARKAL)

Wielkość produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, w proponowanych wariantach, zaprezentowano na rysunku 2, a udział EJ w produkcji energii elektrycznej w Polsce na rysunku 3. W najtańszym wariantcie (B11) wielkość produkcji w roku 2060 osiąga wartość 117 TWh/a (38% w ilości energii elektrycznej wytworzonej w Polsce). Z kolei w wariantcie zrównoważonym (B12), proponowana do wytworzenia ilość wynosi 10–11 TWh/a (3–5% w krajowej produkcji).



Rys. 2. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025–2060 (opracowanie własne – model MARKAL)

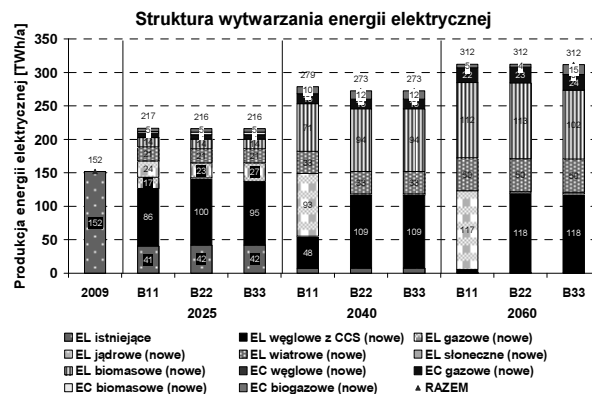


Rys. 3. Udział energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach jądrowych w bilansie energii elektrycznej w Polsce w latach 2025-2060 (opracowanie własne – model MARKAL)

W celu przedyskutowania wyboru zestawu technologii przez model MARKAL, opracowano strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce dla wariantów B11, B22, B33, które oprócz różnych wskaźników techniczno-ekonomicznych elektrowni jądrowych (B11 – najtańsze, B33 – najdroższe), charakteryzują się różnymi wartościami zastosowanych stóp dyskonta (B11 – 6%, B22 – 8% i B33 – 10%). Do porównania wybrano lata 2025 (pierwszy rok dostępności generacji III+ w Polsce), 2040 (pierwszy zakładany rok dostępności generacji IV w Polsce) i rok 2060 (ostatni rok modelu). Wyniki przedstawiono na rysunku 4.

Z przedstawionych rezultatów wynika, że produkcja z obecnie zainstalowanych i pozostających w eksploatacji do roku 2025 elektrowni powinna, wg przedstawionego planu, wynieść 41-42 TWh/a. W roku 2040 byłaby ona na poziomie 7-8 TWh/a, a w roku 2060 – zaledwie ok. 1 TWh/a. Z uwagi na wysokie koszty emisji CO₂, model MARKAL proponuje przeniesienie produkcji do technologii, charakteryzujących się zerowym wskaźnikiem emisji CO₂, w tym odnawialnych źró-

deł energii (elektrownie wiatrowe) lub elektrowni węglowych i gazowych z układem sekwestracji dwutlenku węgla (CCS – ang. Carbon Capture and Storage) oraz technologii opartych na wykorzystaniu biomasy, które nie ponoszą opłat za uprawnienia do emisji dwutlenku węgla. Elektrownia jądrowa wpisuje się w tą charakterystykę, nie emitując ani CO₂, ani SO_x, ani NO_x. Oczywiście emisje te mogłyby występować w całym cyklu życia, ale zakres niniejszej analizy nie obejmuje ich w całości i nie są one przedmiotem systemu handlu uprawnieniami do emisji, dotyczącego źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.



Rys. 4. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w wariantach B11, B22 i B33 w latach 2009, 2025, 2040 i 2060 (opracowanie własne – model MARKAL) EL – elektrownie, EC – elektrociepłownie, CCS – Carbon Capture and Storage (wychwytywanie i magazynowanie dwutlenku węgla)

Z analiz zaprezentowanych na rysunkach 2-4 wynika, że w wariantcie B11 proponowany jest znaczący udział EJ w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Niskie koszty wytwarzania energii elektrycznej w EJ, spowodowałyby, że elektrownie oparte na węglu byłyby w stosunku do nich niekonkurencyjne, z uwagi na koszty emisji SO_x i NO_x, nawet przy zastosowaniu instalacji odsiarczania spalin. EJ nie mogą jednak konkurować z elektrowniami opartymi na biomase i elektrowniami wiatrowymi, gdyż źródła te otrzymują wsparcie w postaci świadectw pochodzenia energii, a dodatkowo wyznaczono minimalny udział tego typu źródeł w finalnym zużyciu energii elektrycznej. W związku z tym istnieje pewien minimalny poziom produkcji w źródłach opartych na odnawialnych zasobach energii.

W wariantach B22 i B33 elektrownie jądrowe, których koszty są znacznie wyższe niż w przypadku B11, nie zostają wybrane przez procedurę optymalizacyjną, a ich miejsce zajmują elektrownie węglowe z sekwestracją CO₂. Głównym problemem, związanym z tą technologią, jest składowanie CO₂ lub jego utylizacja. Niewykluczone, że w charakterystyce tej technologii koszty związane z CCS nie zostały właściwie oszacowane i w rzeczywistości mogą być znacznie większe, co wpłynęłoby na konkurencyjność w stosunku do elektrowni jądrowych i gazowych.

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Wyniki badań modelowych potwierdziły, że kluczowymi czynnikami dla opłacalności EJ będą nakłady inwestycyjne poniesione na jej budowę i stopa oprocentowania kapitału. Duży udział energetyki jądrowej mógłby być realny, gdyby

wskaźnik nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni pozostał na poziomie 3300-3500 EUR(2012)/kW, przy jednoczesnym realnym oprocentowaniu kapitału na poziomie 6%. Dodatkowym warunkiem byłoby rozszerzenie systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ w taki sposób, aby kupowane były one na giełdzie w całości, a nie przyznawano je za darmo w planie alokacji. Oprócz CO₂, podobny system objąłby emisje NO_x i SO_x. W ten sposób EJ stałyby się jedną z opcji technologicznych „bezemisyjnego” systemu energetycznego. Efektem tych działań byłby jednak znaczący wzrost kosztu wytwarzania energii elektrycznej, co przełożyłoby się na wyższe ceny energii na rynku hurtowym. Niestety może okazać się, że osiągnięcie tak niskiego poziomu nakładów jednostkowych, jak w wariantach BX1, nie będzie możliwe.

Autor przypomina, że w założeniach modelu jest utrzymanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji co najmniej do roku 2060 – ostatniego roku analizy. To dość długi okres. W związku z tym należałoby się zastanowić nad narzędziami wsparcia, wymuszającymi zwiększenie innowacyjności w sektorze technologii OZE. Zwiastunem takiego systemu są proponowane zmiany w ustawie o OZE, zakładające istnienie współczynników korekcyjnych dla różnych technologii. Jednocześnie autor proponuje opracowanie scenariuszy, w których wsparcie dla źródeł kończyłoby się np. w roku 2030.

BIBLIOGRAFIA

1. Jaskólski M.: Analiza czynników wpływających na ekonomiczną efektywność elektrowni jądrowej, Rynek Energii Nr 6 (103) – 2012, s. 15–22, ISSN 1425-5960.
2. Jaskólski M.: Application of MARKAL model to optimization of electricity generation structure in Poland in the long-term time-horizon. Part I – concept of the model, Acta Energetica 3/12 (2012), s. 15–20, ISSN 2080-7570.
3. Jaskólski M.: Application of MARKAL model to optimization of electricity generation structure in Poland in the long-term time-horizon. Part II – Model and forecast assumptions, Acta Energetica 4/13 (2012), ISSN 2080-7570.
4. UK MARKAL Model v3.24: Documentation, http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-index.php?page=ES_MARKAL_Documentation_2010.

OPTMIZATION OF NUCLEAR POWER SHARE IN THE STRUCTURE OF ELELCTRICITY PRODUCTION IN POLAND IN TIME PERSPECTIVE BY 2060 – CONFERENCE PAPER

Key-words: MARKAL, energy system modelling, nuclear energy

In this paper, results of energy system analysis using MARKAL modeling framework were presented. The thrust of this study was the calculation of optimal share of nuclear power in the technological mix of electricity generation in Poland, in time perspective by 2060. Nuclear power was presented as one of the technological options in power system. The optimization criterion was the minimization of the objective function, i.e. total system cost, discounted back to the first year of the time horizon (2009). The optimization procedure account for not only the expenditures accompanying energy production and its distribution to the final consumer, but also take into account costs and constraints resulting from the implementation of CO₂, NO_x and SO_x emission trading schemes plus renewable and high-efficiency cogeneration quota obligations and tradable-certificates-based promotion mechanisms. MARKAL model results presented in this study include: fuel/technological mix of both electricity generation and installed capacity, calculated on a least-cost basis, with emphasis on nuclear power.

MOŻLIWOŚĆ WYKORZYSTANIA ELEKTROWNI JĄDROWEJ, JAKO ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPLNEJ – REFERAT KONFERENCYJNY

Tomasz MINKIEWICZ¹, Andrzej REŃSKI¹

1. Politechnika Gdańska, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk, tel: (58) 347-23-54 e-mail: t.minkiewicz@eia.pg.gda.pl, a.renski@eia.pg.gda.pl

Streszczenie: W niniejszym artykule przedstawiono zagadnienia związane z możliwością pracy elektrowni jądrowej (EJ) również w charakterze źródła ciepła, a więc w warunkach skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła. Rozpatrzono dwa poziomy mocy ciepłych oddawanych do systemów ciepłowniczych. Przeprowadzone wstępnie badania techniczne i ekonomiczne dla lokalizacji elektrowni jądrowej nad Jeziorem Żarnowieckim potwierdziły potencjalną możliwość pracy EJ w charakterze podstawowego źródła ciepła w systemie ciepłowniczym, który zasilałby rejon Wejherowa i Gdyni.

Słowa kluczowe: elektrownia jądrowa, elektrociepłownia jądrowa, praca w skojarzeniu.

1. WDROŻENIE W POLSCE DUŻYCH ŹRÓDEŁ KOGENERACYJNYCH

Przyłączenie elektrowni jądrowych do krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) umożliwi wykorzystanie tych obiektów jako podstawowego źródła energii elektrycznej, ale w niektórych lokalizacjach możliwa będzie również praca tych elektrowni jako źródła ciepła na potrzeby miejskich systemów ciepłowniczych. Zgodnie z założeniami Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) uruchomienie pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej planowane jest po 2020 r. (obecnie data ta przesunięta została na 2024 r.), a moc elektryczną tej elektrowni szacuje się na ok. 3 GW.

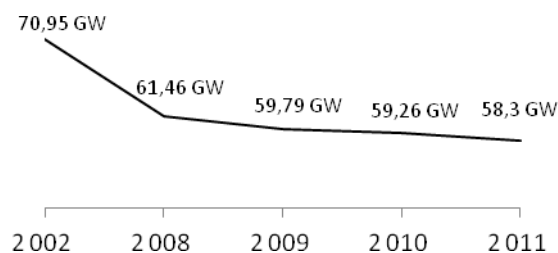
Główną zaletą pracy elektrowni w skojarzeniu jest zmniejszenie zużycia nośników energii pierwotnej, a tym samym ograniczenie emisji szkodliwych zanieczyszczeń do atmosfery. Budowa źródeł kogeneracyjnych jest wspierana przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady Europy 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie rozwoju kogeneracji na bazie lokalnego zapotrzebowania na ciepło. Tak więc istnienie takiego zapotrzebowania jest warunkiem koniecznym budowy nowych źródeł energii tego typu.

Z kolei wprowadzona w życie 6 stycznia 2011 r. dyrektywa o emisjach przemysłowych, która zacznie obowiązywać od 2016 r., a dla branży ciepłowniczej od 2023 r., dodatkowo zaostrzy wymagania dotyczące emisji SO₂, NO_x i pyłów, co w konsekwencji będzie mogło przyczynić się do wzrostu zainteresowania innymi niż węgiel nośnikami źródeł energii elektrycznej i ciepła. Rozwój nowych źródeł energii prognozowany jest również w dokumencie „Polityka ener-

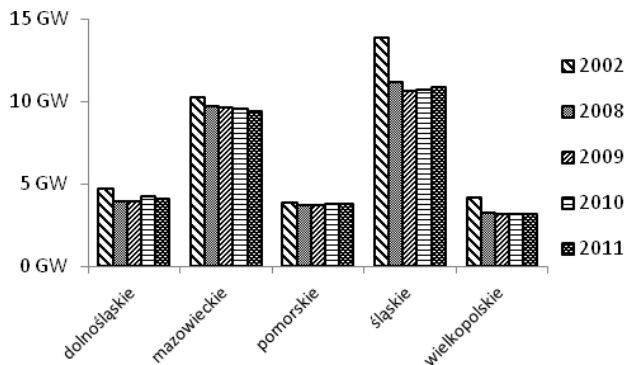
tyczna Polski do roku 2030”, w którym zakłada się, że zapotrzebowanie na energię elektryczną do roku 2020 wzrośnie z obecnego poziomu 155 TWh do ok. 170 TWh. Zważywszy fakt, iż ok. 60% mocy wytwórczych pochodzi ze źródeł liczących co najmniej 30 lat, konieczna będzie budowa nowych źródeł o dużej łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej. Zgodnie z założeniami polityki energetycznej kraju, preferowana będzie technologia wytwarzania energii w skojarzeniu. W planach jest również zastąpienie jak największej liczby ciepłowni miejskich źródłami kogeneracyjnymi. W skali kraju przewiduje się, że do 2020 r. nastąpi też wyraźny wzrost produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji.

2. RYNEK CIEPŁA

Możliwość wykorzystania EJ jako źródła energii nie tylko elektrycznej, ale i ciepłej jest silnie uzależniona zarówno od zapotrzebowania na moc cieplną jak i możliwości przesyłania tej mocy. W ostatnich latach obserwuje się intensywny rozwój przedsięwzięć termomodernizacyjnych w obrębie istniejących systemów i sieci ciepłowniczych, czego bezpośrednim efektem jest stopniowe zmniejszanie się zapotrzebowania na moc cieplną. Powoduje to obniżanie zainstalowanej mocy cieplnej źródeł. Proces ten przedstawiono na rysunkach 1 i 2. Jednakże pomimo obniżania się poziomu zainstalowanej mocy cieplnej Polska wciąż należy do czołówki krajów europejskich, które posiadają znacząco rozbudowane systemy ciepłownicze.



Rys. 1. Zainstalowana moc cieplna w Polsce [1].



Rys. 2. Zainstalowana moc cieplna w wybranych województwach Polski [1].

W 2011 r. wytworzono w Polsce ponad 421 PJ ciepła, z czego w procesie kogeneracji ponad 252 PJ ciepła (gdzie nośnikiem energii w ok. 70% był węgiel kamienny). Sumaryczna długość sieci ciepłowniczych łączących źródła ciepła z węzłami cieplnym oraz sieci niskoparametrowych wynosiła pod koniec 2011 r. ponad 19600 km [1].

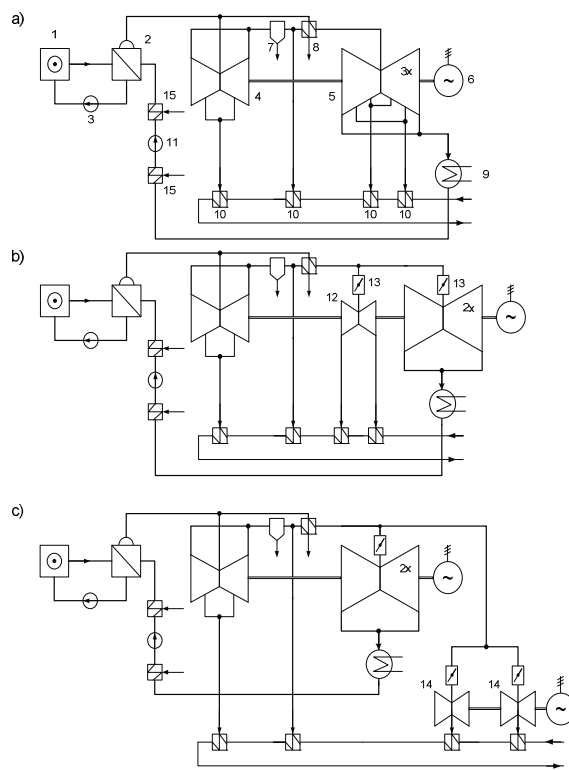
3. MOŻLIWOŚĆ ODDAWANIA CIEPŁA PRZEZ ELEKTROWNIĘ JĄDROWĄ

Decydując się na wykorzystanie elektrowni jądrowej jako źródła ciepła sieciowego czy też pary technologicznej należy zwrócić uwagę na prawidłowy dobór turbosespołu i pozostałych elementów obiegu wtórnego. W klasycznych układach kogeneracyjnych pracujących na bazie paliw organicznych stosowane są turbiny przeciwprężne, upustowo-przeciwprężne lub upustowo-kondensacyjne. W przypadku elektrowni jądrowej korzystniejszym rozwiązaniem jest zastosowanie turbiny upustowo-kondensacyjnej, której upusty mogą być wykorzystywane w sezonie grzewczym do dostarczania pary na cele grzewcze, a w trakcie całego roku na cele technologiczne (para). Po sezonie grzewczym turbina ta mogłaby (w przypadku braku zapotrzebowania na parę technologiczną) pracować przy pełnej kondensacji wytwarzając wyłącznie energię elektryczną. Ze względu na bardziej złożoną budowę, związaną z przystosowaniem do pracy ciepłowniczej, koszty takiej turbiny byłyby wyższe niż w przypadku turbiny kondensacyjnej. Przykładowe propozycje układów turbin dla elektrowni jądrowej z reaktorem PWR przedstawiono na rysunku 3 [2].

Stopień modyfikacji i zmian w obrębie turbiny upustowo-kondensacyjnej zależy od poboru ciepła na cele ciepłownicze. W przypadku dużego bloku jądrowego o mocy elektrycznej 1600 MW najmniejszych zmian wymagałaby turbina przy poborze mocy cieplnej na poziomie do ok. 200 MW. Wówczas para mogłaby być pobierana z odpowiednio powiększonych upustów turbiny – rysunek 3a. Przy poborze mocy cieplnej na poziomie 200–500 MW konieczne mogłoby być umieszczenie dodatkowego kadłuba niskoprężnego na głównym wale turbiny, przeznaczonego do pracy ciepłowniczej – rysunek 3b. Największych zmian należałoby oczekiwać przy poborze mocy cieplnej powyżej 1800 MW. Wówczas mogłoby się okazać celowe zastosowanie dwóch lub trzech oddzielnych wałów z oddzielnymi generatorami – rysunek 3c.

Obecnie nie ma na świecie elektrowni jądrowych, które przekazywałyby większe ilości ciepła odbiorcom zewnętrznym. Zazwyczaj są to obiekty zaopatrujące w ciepło najbliż-

sze osiedla zamieszkałe najczęściej przez personel eksploatacyjny EJ, a ich moce są niewielkie, sięgające kilkunastu megawatów. Przykładem elektrowni jądrowej pracującej w częściowym skojarzeniu jest szwajcarska elektrownia Beznau, która dostarcza do dość rozbudowanej sieci ciepłowniczej (o łącznej długości ok. 130 km) w szczycie zapotrzebowania moc cieplną na poziomie 80 MW.



Rys. 3. Uproszczone schematy cieplne układów EJ przystosowanej do odbioru ciepła dla potrzeb ciepłowniczych [4].

1 – reaktor jądrowy, 2 – wytwornice pary, 3 – główne pompy cyrkulacyjne, 4 – część WP turbiny, 5 – część NP turbiny, 6 – generator, 7 – separator wilgoci, 8 – przegrzewacz międzystopniowy pary, 9 – skraplacz, 10 – wymienniki sieciowe, 11 – pompa wody zasilającej, 12 – przeciwprężna turbina, 13 – kłapa regulacyjna, 14 – turbina ciepłownicza na oddzielnym wale, 15 – wymienniki regeneracyjne.

4. MOŻLIWOŚĆ WSPÓŁPRACY ELEKTROWNI JĄDROWEJ Z SYSTEMEM CIEPŁOWNICZYM I ELEKTROENERGETYCZNYM

Zapewnienie współpracy przystosowanej do oddawania ciepła elektrowni jądrowej z zewnętrznymi systemami energetycznymi wymaga spełnienia szeregu warunków. Wynikają one z wielu przepisów prawnych ujętych m.in. w prawie energetycznym, a także w ostatnio znowelizowanym prawie atomowym. Dotyczą one zarówno możliwości budowy nowych źródeł wytwórczych, szczególnie dużej mocy, jak i rozległych sieci przesyłowych elektrycznych oraz ciepłowniczych, a także możliwości przyłączenia tych obiektów do istniejących eksploatowanych systemów. Warto mieć na względzie, że są to na ogół inwestycje wieloletnie, których okres przygotowania jest często znacznie dłuższy niż okres samej budowy. Przykładem mogą tu być linie elektroenergetyczne najwyższych napięć: sam proces budowy linii 400 kV o długości 100 km może być zrealizowany w czasie do 1,5 roku, natomiast zaplanowanie i przygotowanie takiej

inwestycji może trwać nawet 7-10 lat [5]. Podobnie wygląda sprawa z magistralami ciepłowniczymi i sieciami cieplnymi, jak również ze źródłami wytwórczymi, a w szczególności jądrowymi. Dlatego tak ważnego znaczenia nabiera problem wyboru odpowiedniego miejsca lokalizacji EJ, który z jednej strony ma istotny wpływ na zapewnienie właściwego poziomu bezpieczeństwa, a z drugiej strony wpływa na całkowite koszty przedsięwzięcia.

Współpraca elektrowni jądrowej z systemem elektroenergetycznym zależy w dużej mierze od jej własności regulacyjnych. Te zaś uwarunkowane są z jednej strony względami wytrzymałościowymi materiałów obiegu pierwotnego, z drugiej zaś strony uzależnione są od charakteru procesów przebiegających w rdzeniu reaktora. Naprężenia termiczne, jakie mogą powstawać w elementach paliwowych reaktora, a także w elementach grubościennych obiegu pierwotnego oraz wtórnego (zbiorniki, rurociągi, turbina) w warunkach zmieniającego się obciążenia bloku jądrowego stanowią ograniczenia zdolności regulacyjnych elektrowni, co z punktu widzenia pracy systemu elektroenergetycznego jest zjawiskiem niekorzystnym. Również zmiany obciążenia elektrycznego bloku jądrowego wywołują zmiany mocy reaktora, w wyniku czego następuje naruszenie równowagi pomiędzy liczbą powstających i liczbą ubywających jąder ksenonu w rdzeniu – pierwiastka, który obok samaru jest w największym stopniu odpowiedzialny za zatrucie reaktora, czyli pasożytnicze pochłanianie neutronów. Powoduje to dość złożone zmiany reaktywności reaktora, czyli odchylenia stanu reaktora od stanu krytycznego. Z tego powodu korzystna jest praca reaktora jądrowego i całego bloku przy jak najwyższym i możliwie stałym stopniu obciążenia. Zmiany mocy są jednak nieuniknione chociaż by ze względu na postępujący proces wypalania paliwa jądrowego.

Z punktu widzenia eksploatacji najważniejsze znaczenie ma przebieg zmian reaktywności podczas stanu nieustalonego spowodowanego redukcją mocy (zmniejszeniem gęstości strumienia neutronów) lub wyłączeniem reaktora, gdyż w tych sytuacjach mają miejsce największe straty reaktywności. Kompensacja tych i innych efektów reaktywnościowych jest zadaniem układu sterowania i zabezpieczeń reaktora.

Nowe rozwiązania reaktorów jądrowych generacji III oraz III+ umożliwiają pracę bloku jądrowego w znacznie większym zakresie zmian i przebiegających z większą częstotliwością zmian mocy w porównaniu do rozwiązań dotychczasowych. Współczesne elektrownie jądrowe są tak projektowane, by mogły nadążać za zmianami obciążenia systemu elektroenergetycznego w szerokich granicach, a więc charakteryzują się odpowiednią manewrowością. Bloki jądrowe o mocy cieplnej na poziomie 3,4 GW i mocy elektrycznej 1,1 GW pozwalają na skokową zmianę mocy o $\pm 10\%$ w zakresie 15–100% mocy znamionowej, redukcję mocy z poziomu 100% do 50% w czasie 2 godzin, utrzymywanie mocy na poziomie 50% przez okres 2 do 10 godzin i przywrócenie jej do 100% w przeciągu 2 godzin. Ponadto umożliwiają zmianę mocy w tempie 5%/min w zakresie 15–100% mocy znamionowej (tj. ok. 56 MW/min) [6].

W przypadku elektrowni przystosowanych do oddawania ciepła zmiany obciążenia elektrycznego mogą również wynikać ze zmian zapotrzebowania na moc cieplną ze strony systemu ciepłowniczego. Istotnym zagadnieniem technicznym jest również wybór sposobu współpracy EJ i zasilanego przez nią systemu ciepłowniczego – pracy równoległej bądź szeregowej. Połączenie równoległe umożliwia lepsze wyko-

rzystanie istniejących w rejonie odbiorczym klasycznych źródeł ciepła. Połączenie takie pozwala również zmniejszyć przekroje rurociągów przesyłowych, co ma istotne znaczenie przy transporcie ciepła na duże odległości.

5. PROPONOWANE ROZWIĄZANIA

W związku z wdrażaniem PPEJ pojawiła się szansa na ponowne rozważenie celowości wykorzystania planowanych elektrowni jądrowych, jako źródeł ciepła dla istniejących systemów ciepłowniczych. Można w tym zakresie sięgnąć do wykonanych przed laty analiz oraz oprzeć się na zdobytych wówczas doświadczeniach projektowych.

Szczególą aktywność przejawiała w tym względzie środowisko warszawskie, widząc szczególną rolę lokalizacji elektrociepłowni jądrowej w pobliżu stolicy, która poprawiłaby stan środowiska naturalnego w aglomeracji warszawskiej. System warszawski jest jednym z największych systemów ciepłowniczych na świecie, charakteryzującym się wysokim zapotrzebowaniem na moc cieplną ze strony odbiorców na poziomie ok 3700 MW. Elektrownia jądrowa umożliwiająca produkcję ciepła sieciowego, która byłaby włączona do stołecznego systemu ciepłowniczego mogłaby w znacznej mierze zastąpić istniejące źródła ciepła opalane węglem kamiennym.

Problem ten stał się ponownie aktualny, kiedy jako jedną z potencjalnych lokalizacji pierwszych elektrowni jądrowych w Polsce wytypowany został rejon Nowego Miasta, co umożliwiłoby przesłanie dużej mocy cieplnej do stołecznego systemu ciepłowniczego.

Przed laty w Biurze Studiów i Projektów Energetycznych „Energoprojekt” w Warszawie wykonane zostały również analizy dotyczące wykorzystania ciepła z EJ dla aglomeracji trójmiejskiej. Powstała wówczas koncepcja i projekt zasilania mocą cieplną ok. 900 MW z budowanej Elektrowni Jądrowej Żarnowiec miast: Gdyni, Sopotu i Gdańska. Wprawdzie projekt ten nie doczekał się realizacji, ale przeprowadzone wówczas rozpoznanie tras przebiegu magistral przesyłowych oraz wykonane obliczenia cieplno-hydrauliczne mogą obecnie okazać się przydatne w badaniach opłacalności poboru i przesyłania ciepła z najbardziej prawdopodobnych miejsc lokalizacji pierwszej EJ w okolicach Jeziora Żarnowieckiego lub miejscowości Lubiatowo i Kopalino do rejonów Wejherowa i Gdyni. Wykonano wstępną analizę techniczno-ekonomiczną, w której założono, że w pierwszym etapie elektrownia jądrowa będzie pokrywać połowę szczytowego zapotrzebowania na moc cieplną obydwu tych rejonów, czyli dostarczać do systemu zasilania moc na poziomie ok. 300 MW, współpracując odpowiednio z istniejącą ciepłownią lokalną (Wejherowo) oraz elektrociepłownią (Gdynia). Tak relatywnie niewielki pobór mocy cieplnej z EJ wyposażonej np. w dwa bloki z reaktorami EPR 1600 umożliwiłyby zasilanie parą członu ciepłowniczego z trzech ostatnich nieznacznie powiększonych upustów turbiny.

Do oceny kosztów dostawy ciepła do rejonów odbiorczych posłużono się metodą przedstawioną w [4] i [7]. Główna koncepcja tej metody polega na tym, że koszty stałe wytwarzania ciepła w EJ obciążono kosztami ubytku mocy elektrycznej, a koszty zmienne – kosztami ubytku energii elektrycznej, powstałych w elektrowni jądrowej w związku z jej przystosowaniem do pracy ciepłowniczej. Ponadto koszty dostawy ciepła do rejonów odbiorczych obejmują koszt zainstalowania członu ciepłowniczego w elektrowni

jądrowej, a także koszty wytwarzania w lokalnych źródłach ciepła (w tym przypadku – w ciepłowni w Wejherowie oraz w elektrociepłowni w Gdyni), jak również koszty przesyłania ciepła z EJ do obu rejonów odbiorczych.

Wstępne obliczenia wykonane przy założeniu wariantu optymistycznego, tzn. względnie niskiego poziomu jednostkowych nakładów inwestycyjnych na obiekty wytwórcze i przesyłowe wykazały, że rozpatrywany system zasilania oparty na wykorzystaniu ciepła z EJ ma szanse być konkurencyjny w stosunku do istniejących klasycznych systemów ciepłowniczych, gdyż mógłby zapewnić dostawę ciepła do odbiorców już przy koszcie 40 zł/GJ. Powyższe analizy zostaną uszczegółowione i zaktualizowane w ramach realizowanego obecnie projektu grantowego finansowanego przez NCBiR.

Na podstawie aktualnych danych zaczerpniętych z Projektów założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miast Wejherowo, Reda, Rumia i Gdynia oszacować można, że w roku 2020 całkowite zapotrzebowanie na ciepło w okresie zimowym wyniesie ok. 1150 MW, natomiast w sezonie letnim ok. 200 MW. W związku z powyższym istnieją podstawy, aby przystąpić do wykonania analizy technicznej i ekonomicznej możliwości wykorzystania elektrowni jądrowej jako źródła ciepła sieciowego, która miałaby być wybudowana w rejonie Jeziora Żarnowieckiego [8].

6. WNIOSKI KOŃCOWE

W związku z trwającym już PPEJ pojawiła się możliwość zweryfikowania wykonanych przed laty analiz i sprawdzenia, czy wykorzystanie EJ jako podstawowego źródła energii w systemie ciepłowniczym jest rozwiązaniem efektywnie ekonomicznym i konkurencyjnym w stosunku do konwencjonalnych źródeł ciepła. Rozwiązanie takie przełożyć się może na zwiększenie efektywności EJ, zmniejszenie kosztów produkcji energii cieplnej, obniżenie zużycia pierwotnych surowców energetycznych oraz zredukowanie ilości szkodliwych zanieczyszczeń emitowanych do środowiska. Należy też podkreślić, iż stale zwiększające się koszty wytwarzania ciepła w źródłach konwencjonalnych będą musiały znacząco wzrosnąć, a będzie to spowodowane Dyrektywą o emisjach przemysłowych (IED), która od 2023 r. dotknie również ciepłownictwa, narzucając nowe, niższe limity emisji szkodliwych substancji do środowiska.

Znaczącym problemem eksploatacyjnym pozostaje sezonowa zmienność zapotrzebowania na ciepło do celów grzejnych (obecne rozwiązania pozwalają na wykorzystanie ciepła sieciowego również latem – produkowany jest wówczas chłód sieciowy) oraz ustalenie temperatury zasilającej i powrotnej wody sieciowej (ze względu na znaczne odległości pomiędzy źródłem ciepła, a rejonem odbiorczym).

Z uwagi na to, iż Polska nie ma doświadczenia w eksploatacji jądrowych obiektów energetycznych, przydatne mogą okazać się wykonane przed laty analizy (dla lokalizacji Żarnowiec oraz w pobliżu Warszawy) dotyczące wykorzystania EJ jako źródła energii elektrycznej i cieplnej. Jednakże poza analizą techniczną, głównym celem badań mających na celu sprawdzenie możliwości uciepłownienia elektrowni jądrowej w warunkach polskich, powinno być zapewnienie wyższej efektywności ekonomicznej systemu ciepłowniczego zasilanego z tejże elektrowni w porównaniu z klasycznymi źródłami energii pracującym w skojarzeniu.

BIBLIOGRAFIA

1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki: Energetyka ciepła w liczbach – 2011, Warszawa, wrzesień 2012, ISBN 978-83-929538-4-5.
2. Mühlhäuser H., J.: Steam turbines for district heating in nuclear power plants, Nuclear Technology Vol. 38, April 1978.
3. Nuclear Power in Switzerland, World Nuclear Association, www.world-nuclear.org/info/inf86.html, Grudzień 2012 r.
4. Reński A.: Elektrownie jądrowe jako źródło ciepła sieciowego i technologicznego, Energetyka, Sierpień 2009, ISSN 0013-7294.
5. Kasprzyk S.: Program polskiej energetyki jądrowej. Najkorzystniejsze lokalizacje, moce w tych lokalizacjach, rozwój i modernizacja linii i rozdzielni najwyższych napięć. Energetyka, sierpień 2009, ISSN 0013-7294.
6. Kubowski J.: Problemy współpracy elektrowni jądrowych z systemem elektroenergetycznym, Energetyka, kwiecień 2010, ISSN 0013-7294.
7. Reński A.: Jak efektywnie ograniczyć ciepło odpadowe z elektrowni jądrowej. Rynek energii 2010, nr 1, ISSN 1425-5960.
8. Minkiewicz T., Reński A.: Nuclear power plant as a source of electrical energy and heat, Archives of Energetics 3–4/2011, ISSN 0066-684X.

THE POSSIBILITY TO USE A NUCLEAR POWER PLANT AS A SOURCE OF ELECTRICAL ENERGY AND HEAT – CONFERENCE PAPER

Key-words: nuclear power plant, cogeneration, combined heat and power

In this article issues concerning possibility of nuclear power plant's operation also as a source of heat, which means combined heat and power production, have been described. Two levels of thermal power delivered to the heating system have been considered. Preliminary technical and economic studies regarding nuclear power plant's location by Żarnowieckie Lake have confirmed the nuclear power plant's potential to work as a primary source of heat in the heating system, which would feed the regions of Wejherowo and Gdynia.

STUDIUM NAD EFEKTYWNOŚCIĄ MECHANIZMÓW WSPIERAJĄCYCH NA PRZYKŁADZIE WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI WĘGLOWEJ – REFERAT KONFERENCYJNY

Maciej SOŁTYSIK¹, Karolina MUCHA-KUŚ²

1. TAURON Polska Energia SA

tel: (32) 774 21 82

e-mail: maciej.soltysik@tauron-pe.pl

2. TAURON Polska Energia SA

tel: (32) 774 22 75

e-mail: karolina.mucha-kus@tauron-pe.pl

Streszczenie: Tworzenie wspólnego, europejskiego rynku energii implikuje konieczność dostosowywania prawa krajowego i kierunków rozwoju sektora do determinantów unijnych. Jednym z tych elementów było wprowadzenie systemu wsparcia rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Kilkuletnia historia funkcjonowania mechanizmu, pozwala na dokonanie analiz zasadności wsparcia, ocenę jego wpływu na rozwój podsektora, szczegółową analizę kosztów oraz przeprowadzenie wnioskowania w zakresie kontynuacji mechanizmu. W referacie przedstawione zostały na tle genezy wprowadzenia systemu wsparcia, wyniki analiz wolumetryczno-cenowych, bieżące trendy, ocena bilansu praw majątkowych w systemie, próba oceny zachowania uczestników rynku oraz problematyka legislacyjna w przedmiotowym zakresie.

Słowa kluczowe: system wsparcia, kogeneracja, efektywność

1. WSTĘP

Promowanie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła było jedną z pierwszych form wsparcia konkretnego segmentu podmiotów na kształtującym się rynku energii w Polsce. Pierwszą ze stosowanych form pomocy było ustawowe, zobligowanie zakładów energetycznych do zakupu energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu z ciepłem, po z góry określonych cenach. Do 1997 r. cena kształtowana była urzędowo, zgodnie z bieżącymi rekomendacjami gospodarki centralno-planistycznej. W latach 1998–2004 miała charakter taryfowy tj. wyznaczana była przez wytwórcę i zatwierdzana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Druga forma wsparcia ukształtowała się w 2004 r. i dotyczyła konieczności zapewnienia w bilansie sprzedawanej energii określonego w drodze rozporządzenia obowiązkowego udziału energii wytworzonej w skojarzeniu. Mechanizm ten nakładał de facto na sprzedawców energii obowiązek zapewnienia w sprzedawanym wolumenie odpowiednio: 12,4%, 13,7% i 15,0% w latach 2004, 2005 i 2006. Ze względu na brak właściwego usankcjonowania, mechanizm umożliwiał w przypadku

braku podaży energii skojarzonej, bezkarne zaniechanie realizacji nałożonego obowiązku. Dopuszczenie takiego rozwiązania, w kontekście zawężenia w 2005 r. definicyjnego brzmienia energii wytworzonej w skojarzeniu i zastąpienia poziomu sprawności przemiany chemicznej z 65% na 70%, zaburzyło rynkową dostępność przedmiotowej energii, tym samym ograniczając transparentność zachowań uczestników rynku.

W sukurs tym problemom, przyszła konieczność zmiany systemu, podyktowana implementacją zapisów dyrektywy 2004/8/WE [0]. Zgodnie z treścią pkt (1) preambuły dyrektywy [0] „Promowanie wysokowydajnej kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe stanowi priorytet Wspólnoty ze względu na związane z nią potencjalne korzyści w zakresie oszczędzania energii pierwotnej, unikania strat sieciowych oraz ograniczania emisji szkodliwych substancji, w szczególności gazów cieplarnianych”.

Dyrektywa wskazywała też na możliwe formy i mechanizmy wsparcia w tym zgodnie z brzmieniem pkt (26) na „pomoc inwestycyjną, zwolnienia z podatku lub obniżenie podatku, zielone certyfikaty oraz systemy bezpośrednich dopłat do cen”. Szczególnie ważnym był także fakt zachowania pewnej swobody w wyborze optymalnego mechanizmu, który opisany został w pkt (32) preambuły.

Optymalnym z punktu widzenia ustawodawcy była zatem implementacja w Polsce mechanizmu certyfikacji energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. Zgodnie z zapisami znowelizowanej 12 stycznia 2007 r. ustawy Prawo energetyczne, nowy mechanizm wsparcia zaczął obowiązywać z dniem 1 lipca 2007 r. Jego beneficjentami byli koncesjonowani wytwórcy, którzy spełnili określone kryteria techniczne, pomiarowe i formalne. Należy jednocześnie podkreślić, że system miał być gwarantem nowych inwestycji w moce kogeneracyjne zarówno w zakresie energetyki zawodowej, jak i małych i średnich producentów. Na konieczność tą wyraźnie wskazywały zapisy pkt 29 i 30 preambuły, odpowiednio o brzmieniu „Należy uwzględnić specyficzną strukturę sektora kogeneracji który obejmuje wielu małych i średnich producentów, w szczególności przy dokonywaniu przeglądu proce-

dur administracyjnych w zakresie wydawania pozwoleń na budowę obiektów kogeneracji” i „(...) należy podkreślić konieczność zapewnienia stabilnego środowiska ekonomicznego i administracyjnego dla inwestycji w nowe instalacje kogeneracyjne. Państwa Członkowskie powinny być zachęcane do spełniania tej potrzeby poprzez opracowywanie systemów wsparcia o okresie trwania przynajmniej czterech lat oraz poprzez unikanie częstych zmian w procedurach administracyjnych itd. (...)”.

Nowy mechanizm pomocowy już na etapie wdrażania budził szereg wątpliwości w zakresie jego przydatności w osiągnięciu założonych celów. Wskazywały na to m.in. pytania kierowane pod adresem rządu przez członków Komisji Gospodarki. W odpowiedzi na postawione podczas posiedzenia Sejmu w dniu 8 grudnia 2006 r. [0] pytania o długość trwania systemu wsparcia i kwestie potencjalnego deficytu bądź nadwyżek produkcyjnych można było usłyszeć odpowiedź Podsekretarza Stanu w Ministerstwie Gospodarki cyt. „(...) *co było powodem ograniczania czasu obowiązywania tych rozwiązań ustawowych. Otóż, proszę państwa, chcieliśmy dać – zresztą skorygowany na skutek dyskusji w komisji – czas około sześciu lat na to, aby można było obserwować, jak te mechanizmy wsparcia kogeneracji rzeczywiście funkcjonują i mieć możliwość ewentualnej korekty, (...)”* oraz „(...) *w szykowanych rozporządzeniach będziemy mieli możliwość takiego dobierania progów obowiązku kogeneracyjnego, który należy wypełnić w danym roku, aby nie było mowy o niebezpieczeństwie (...) Oczywiście, proszę państwa, te analizy realizujemy na bieżąco i będziemy starali się od razu reagować na zmiany sytuacji”.*

W opozycji do wyrażonego w ten sposób optymizmu, stały zapisy pochodzące z ministerialnego raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększeniu udziału energii pochodzącej z kogeneracji w krajowym bilansie produkcji [0], w którym już po blisko pół rocznym funkcjonowaniu mechanizmu stwierdzono, iż cyt. „*przy zachowaniu dotychczasowych tendencji spodziewać się można niewielkiego wzrostu produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu, który nie pozwoli na zwiększenie udziału skojarzonej energii elektrycznej w całkowitej krajowej produkcji”.*

Blisko sześciolateczne funkcjonowanie mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, w co do principium niezmięnionej formie, pozwala na dokonanie stosownych analiz i jego ocenę. Dodatkowo trwające na przełomie lat 2012/2013 prace nad kolejną nowelizacją ustawy Prawo energetyczne mogąca w konsekwencji przedłużyć trwanie mechanizmu, skłaniają do głębszej refleksji i próby dowiedzenia tezy o nieefektywności obowiązującej formy wsparcia.

2. OCENA EFEKTYWNOŚCI

Oceny efektywności można dokonać w oparciu o definicję stanowiącą, iż jest ona rozumiana jako pewien określony rezultat zrealizowanych działań, skwantyfikowany relacją uzyskanych efektów na tle poniesionych kosztów. Przed dokonaniem właściwej oceny bilansu efektów i kosztów funkcjonowania mechanizmu wsparcia, wydaje się być celowe przedstawienie krótkiej charakterystyki założeń i warunków brzegowych na bazie których system rozpoczął funkcjonowanie.

2.1. Monitorowanie systemu

W ocenie autorów referatu, jednym z podstawowych błędów przy implementacji mechanizmu było, niewłaściwe zabezpieczenie kontroli działania systemu rozumianej przez monitoring i sprawozdawczość wdrożenia. Wbrew cytowanym wyżej zapowiedziom strony rządowej, obserwacje bilansu popytowo-podażowego oraz trendów cenowych wskazują wyraźnie ex-post, że system nie był monitorowany w sposób właściwy i dostatecznie częsty. Raportowanie odbywające się w cyklu czteroletnim – rekomendowanym jako minimalny przez KE, okazało się niewystarczające, by móc w sposób właściwy i szybki podejmować stosowne interwencje.

2.2. Wysokość opłaty zastępczej

Zaprezentowany 12 grudnia 2007 pierwszy raport oceniający półroczne funkcjonowanie mechanizmu [0] zawierają cenne wyniki kalkulacji minimalnych wartości świadectw pochodzenia, które gwarantowałyby przy określonych założeniach uzyskanie wskaźnika IRR na poziomie 10%, uznanego za wystarczający przy realizacji nowych inwestycji. Wartość progowa dla analizowanego przypadku tj. jednostek o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalanymi paliwami gazowymi (CHP2) wyniosła 50 zł/MWh. W tym kontekście nie jest zrozumiałe podejście ustawodawcy w zakresie określenia zgodnie z art. 9a ust 8a ustawy Prawo energetyczne [0] wartości brzegowych, w ramach których miała się zawrzeć jednostkowa opłata zastępcza. Stosunkowo wąskie granice przedziału cenowego wynoszące 15–40% uzależnione były dodatkowo od poziomu ceny z rynku konkurencyjnego, wyznaczonej przez Prezesa URE.

Jedną z konkluzji raportu [0] było wyraźne zaakcentowanie ryzyka płynącego z faktu, że cyt. „*system wsparcia oparty wyłącznie o świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji nie wykreuje dostatecznych bodźców inwestycyjnych. Poziom pierwszych opłat zastępczych (...) ukształtował się wyraźnie poniżej poziomu cen świadectw pochodzenia przyjętych do oszacowania potencjału ekonomicznego kogeneracji. Ponadto cena świadectwa pochodzenia może się w praktyce okazać znacząco niższa od ustalonej opłaty zastępczej. (...) W przypadku zaistnienia sytuacji nadmiaru uprawnień (zbyt mały rynek) mogą one uzyskać skrajnie wartość bliską zero”.*

Sformułowanie powyższego ryzyka z jednej strony implikowało wprowadzenie dodatkowych ułatwień mających pobudzić inwestycje, z drugiej zaś strony nie znalazło odzwierciedlenia w zmianie kluczowego dla zasadności funkcjonowania mechanizmu, algorytmu wyznaczania opłat zastępczych. W tym kontekście nie jest również zrozumiałe uzasadnianie wprowadzenia mechanizmu wsparcia, mające na celu realizację inwestycji kogeneracyjnych wynikających z wyznaczonego potencjału technicznego i ekonomicznego. Zgodnie z treścią [0] w 2005 r. w skojarzeniu wyprodukowano około 21,7 TWh energii elektrycznej, co stanowiło jedynie 36% efektywnego ekonomicznie potencjału kogeneracji. Zatem z jednej strony wyznaczona jako progowa, wysokość opłaty zastępczej na poziomie 50 zł/MWh determinowała wielkość efektywnego ekonomicznie potencjału i stanowiła pośrednio uzasadnienie do implementacji systemu, a z drugiej strony potencjalni inwestorzy otrzymywali kwotę kilkukrotnie niższą.

2.3. Dodatkowe elementy systemu wsparcia

Komplementarnym elementem mechanizmu wsparcia bazującego na wydawaniu zbywalnych świadectw pochodzenia było wykreowanie strony popytowej poprzez nadanie brzmienia art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne [0]. Określona stosownym rozporządzeniem wykonawczym wyrażona procentowo ilość praw majątkowych podlegająca umorzeniu, mogła być dynamicznie modyfikowana, w zależności od rozwijającej się sytuacji rynkowej. Dodatkowo mechanizmem stymulującym był system kar pieniężnych, za niewypełnienie powyższego obowiązku.

Kolejnym elementem mającym na celu usprawnić procesy inwestycyjne było ułatwienie polegające na obowiązkowym odbiorze, przesyłce lub dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej przez operatora systemu dystrybucyjnego, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.

Do katalogu preferencji należy również dodać, wprowadzenie dla jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, niższych o połowę opłat przyłączeniowych, ustalonych na podstawie rzeczywiście poniesionych nakładów. Minimalny poziom mocy preferencyjnie traktowanych źródeł został w myśl art. 5 ustawy zmieniającej z 12 stycznia 2007 r., zwiększony do poziomu 5 MW.

2.4. Brak interwencji w relacje popyt/podaż

Kreowanie wartości rynkowej praw majątkowych uzależnione było silnie od kilku czynników. Pierwszym z nich była wartość opłaty zastępczej stanowiąca naturalne supremum cen rynkowych. W zależności od momentu zawierania transakcji cena w ramach mechanizmu aukcji, bądź notowań ciągłych, uwzględniała głównie obowiązującą w danym roku wysokość opłaty zastępczej zdyskontowaną wartością pieniądza w czasie. W przypadku transakcji pozasesyjnych, ceny praw majątkowych były pochodną warunków umownych zawieranych w ramach rynku OTC i niejednokrotnie różniły się od cen giełdowych. Mechanizm ten był typowy dla rozwiązań rynku terminowego, czyli niezależniał strony transakcji od krótkotrwałych fluktuacji cenowych., dając gwarancje ceny dla dłuższego horyzontu.

Drugim determinantem wysokości cen był poziom bilansu wydanych i umorzonych praw majątkowych. Zachwianie tego bilansu tj. pojawienie się dużej nadwyżki praw majątkowych byłoby wyraźnym sygnałem do spadku cen. Analiza procesu rozliczania się z realizacją obowiązku przez graczy rynkowych odkrywa mniej, lub bardziej świadomą strategię budowania nadwyżek praw w systemie. Świadczyć o tym mogą dane przedstawione w tablicy 1, ilustrujące sposób realizacji obowiązku.

Tablica 1. Ilustracja kierunków spełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia i opłat zastępczych z kogeneracji typu CHP2

	Realizacja obowiązku za rok w [%]				
	2007	2008	2009	2010	2011
opłata zastępcza	3,1	5,2	9	9,1	0
umorzenie	7,5	13,8	11,6	12,2	22,2

Dodatkowym czynnikiem wpływającym na decyzje uczestników rynku w zakresie preferencji we wnoszeniu opłat zastępczych i wstrzymaniu się od umarzania praw majątkowych, były publikacje w maju 2009 r. i 2010 r. wysokości stawek opłat zastępczych, które wykazywały istotny wzrost dynamiki względem poprzednich lat. Obawy w zakresie potencjalnego wzrostu cen w ślad za wzrostem opłat zastępczych oraz istotna inercja w ocenie poziomu i wpływu nadwyżki praw majątkowych w systemie, były powodem masowego wnoszenia opłat zastępczych za lata 2009–2010. Zachowania te w połączeniu z brakiem działań interwencyjnych ustawodawcy spowodowały spadek średnich cen z poziomu 23,55 zł/MWh w kwietniu 2011 r. do poziomu 2,25 zł/MWh w grudniu 2012 r.

2.5. Rozwój wysokosprawnej kogeneracji

Jednym z podstawowych kryteriów oceny efektywności mechanizmu może być analiza przyrostu produkcji w wysokosprawnej kogeneracji, potwierdzonej wydanymi świadectwami pochodzenia i analiza nowych, zainstalowanych mocy kogeneracyjnych spełniających kryterium kwalifikacyjne do grupy CHP2 czyli jednostek węglowych o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW.

Analiza danych pochodzących z opracowań Agencji Rynku Energii [0] zawartych w tablicy 2, nie wskazuje na istotne zmiany zainstalowanej, sumarycznej mocy w grupie elektrociepłowni zawodowych. Stabilność tego poziomu szczególnie dla lat 2008–2011 pozwala sądzić, iż zmiany te są wynikiem jedynie drobnych prac modernizacyjnych istniejących obiektów.

Tablica 2. Zestawienie sumarycznego poziomu zainstalowanych mocy w elektrociepłowniach zawodowych węglowych wg danych z [0]

Moc zainstalowana w EC zawodowych węglowych [MW]				
2007 r.	2008 r.	2009 r.	2010 r.	2011 r.
4 801	5 070	5 018	5 023	5 054

Tezę tą zdaje się potwierdzać zestawienie bazujące na informacjach pochodzących z [0] i [0] przedstawione w tablicy 3, a ilustrujące ilości wydanych, w poszczególnych latach dla rocznych okresów wytworzenia, praw majątkowych. Ze względu na nieporównywalność wyników dla roku 2007 r., z powodu jedynie półrocznego obowiązywania systemu wsparcia, ewentualną dynamikę należy oceniać dla lat 2008–2010.

Produkcja energii w wysokosprawnej kogeneracji jest pochodną szeregu czynników z których najistotniejszymi wydają się być: (i) poziom zainstalowanej mocy, (ii) czas wykorzystania mocy znamionowej, (iii) uzależnienie od czynników meteorologicznych, (iv) współczynnika potrzeb własnych. W ocenie autorów referatu ze względu na brak inwestycji w nowe moce kogeneracyjne typu CHP2, przedstawione fluktuacje i dynamika produkcji uzależniona jest od pozostałych, wymienionych czynników, co nie pozwala wnioskować o wystarczającej efektywności mechanizmu wsparcia wyrażonej miarą istotnego wzrostu produkcji.

Tablica 3. Ilość wytworzonej energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych (CHP2)

	Wydane za okres wytwarzania w [GWh]					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
RAZEM*	9 896	22 105	21 869	23 163	13 893	
RAZEM**				22 837	23 146	23 759

* - według sprawozdań z działalności Prezesa URE za lata 2007-2011

** - raportów miesięcznych Towarowej Giełdy Energii SA

W celu dokonania pełnej oceny efektywności, wnioskowanie należy uzupełnić o projekcję przychodową systemu, czyli wycenę wydanych praw majątkowych. Stosowne analizy prowadzą do wniosku, że dla wariantu (a) odniesienia się do średnioważonych wolumenem notowań cenowych rynku giełdowego i OTC oraz (b) opłat zastępczych, wartość wydanych praw majątkowych dla całego okresu wynosi odpowiednio około 2,3 i 2,9 mld zł.

3. WNIOSKI KOŃCOWE

Wnioskowane w 2006 r. podczas prac Komisji Gospodarki postulaty przedstawicieli sektora wytwórców znalazły swe odzwierciedlenie w kształcie i brzmieniu znowelizowanej ustawy wprowadzającej system wsparcia. Zgodnie z deklaracjami i oczekiwaniami miał on stanowić istotną zachętę inwestycyjną, co potwierdzają słowa wypowiedziane na mównicy sejmowej przez posłankę sprawozdawcę cyt. „Poprawka złożona w trakcie prac w podkomisji do art. 13 stanowi, że wprowadzone przez ustawę mechanizmy będą działać do 31 marca 2013 r. Taki termin powinien zachęcić do inwestowania w urządzenia służące do wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji” [0].

Przedstawiona w referacie charakterystyka systemu wraz z oceną jego efektywności, dowodzi zdaniem autorów postawionej we wstępie tezy o nieefektywności obowiązującej formy wsparcia. W kontekście przeprowadzo-

nych analiz oraz prowadzonych na przełomie 2012 i 2013 roku dywagacji przedstawicieli sektora i ustawodawcy o możliwej kontynuacji funkcjonowania mechanizmu do 31 marca 2015 r., warto przypomnieć sobie pewne fundamentalne założenia dot. trwania mechanizmu, które również deklarowane były z mównicy sejmowej przed głosowaniem ustawy wprowadzającej wsparcie cyt. „Rozwiązanie to, według rządowego przedłożenia, ma mieć charakter tymczasowy, do czasu wypracowania i notyfikacji innych sposobów wspierania takiego systemu wytwarzania energii elektrycznej. Należy wierzyć, że ta tymczasowość nie będzie mieć charakteru trwałych rozwiązań prawnych (...)”. [0]

BIBLIOGRAFIA

1. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG.
2. Raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej, Monitor Polski Nr 1 Poz. 12 – załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 12 grudnia 2007 r.
3. Stenogram z 29. posiedzenia Sejmu w dniu 5 grudnia 2006 r. w sprawie projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne, ustawy Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności.
4. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012, poz. 1059 z późniejszymi zmianami).
5. Sprawozdania z działalności Prezesa URE za lata 2007–2011, Biuletyny Urzędu Regulacji Energetyki
6. <http://www.polpx.pl/pl/155/raporty-miesieczne>.

INFLUENCE OF REGULATIONS ON MARKET EFFICIENCY FROM THE VIEWPOINT OF HIGH-EFFICIENCY COGENERATION – CONFERENCE PAPER

Key-words: cogeneration, energy efficiency

Formation of common European energy market implies the necessity of making adjustments to domestic law and adopt market development possibilities in order to meet European Union regulations. Implementation of system support to develop high-efficiency cogeneration was one of those aspects. Several years of functioning such mechanism allow to: analyze those regulations and their impact on sub-sector development, make a deep cost analysis and discuss its continuation in the future as well. Taking into account the background of implementation of EU regulations, this paper presents the results of volume-price estimations, current trends, evaluation of property rights regulated in the system, the analysis of market participants behaviors, as well as legal issues within this context.

OBCIĄŻENIE ELEKTRYCZNE W STREFACH TARYFY G12 ODBIORCÓW ZALICZANYCH DO PROFILU TYPU C PTPiREE – REFERAT KONFERENCYJNY

Ryszard FRĄCKOWIAK¹, Tomasz GAŁAN¹

1. Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki

tel: 616652294 fax: 616652280 e-mail: ryszard.frackowiak@put.poznan.pl

tel: 618561574 fax: e-mail: tomasz_galan@wp.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono wyniki analizy krzywych obciążenia odbiorców indywidualnych zaliczanych do profilu standardowego typu C w strefach i podstrefach taryfy G12. Opracowano także modele, charakteryzujące wpływ temperatury powietrza na wartości zużywanej energii dla wydzielonych grup odbiorców. Sformułowano wnioski dotyczące tworzenia oraz korzystania z profilu standardowego dla odbiorców wykorzystujących energię elektryczną do ogrzewania pomieszczeń oraz wody użytkowej.

Słowa kluczowe: obciążenie, profil C, modelowanie.

1. WSTĘP

Bardzo ważnym zagadnieniem, w świetle przemian dokonujących się od końca lat 90 ubiegłego wieku, na polskim rynku energii elektrycznej, staje się pozyskanie szczegółowych informacji dotyczących konsumpcji energii elektrycznej przez odbiorców indywidualnych, zasilanych z różnych poziomów napięć [1].

Znajomość grafików obciążenia elektrycznego staje się podstawą prognozowania sprzedaży energii elektrycznej oraz tworzenia taryf dla energii elektrycznej. Podmiot gospodarczy pełniący funkcję Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD), na podstawie zagregowanych historycznych danych z pomiarów u odbiorców kontrolnych, opracowuje profile zużycia energii elektrycznej, które odzwierciedlają średni pobór energii w każdej godzinie doby.

Tworzenie profili standardowych na podstawie całorocznej rejestracji obciążenia elektrycznego indywidualnych odbiorców wymaga dużej dokładności i rzetelności w charakteryzowaniu odbiorców oraz stosowania właściwych kryteriów wydzielenia profilu.

2. CHARAKTERYSTYKA PROFILU STANDARDOWEGO TYPU C

2.1. Uwagi ogólne

Szeroko zakrojone badania prowadzone przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PT-PiREE) od 2002 roku doprowadziły do utworzenia katalogu charakterystyk odbiorców energii elektrycznej oraz na tej pod-

stawie do wyznaczenia, tzw. profili standardowych, w tym dla odbiorców bytowo – komunalnych (zasilanych po stronie niskiego napięcia). Wykaz tych profili zestawiono w tabeli 1.

Tablica 1. Profile standardowe opracowywane przez PTPiREE dla odbiorców bytowo-komunalnych

Nazwa profilu	Klasyfikacja profilu odbiorcy energii elektrycznej	
	Grupa taryfowa	Cechy
Profil A	G11	Odbiorcy posiadający licznik jedno-strefowy
Profil B	G12	Odbiorca bez ogrzewania elektrycznego
Profil C	G12	Odbiorca z ogrzewaniem elektrycznym innym niż dynamiczne
Profil D	G12	Odbiorca z dynamicznym ogrzewaniem elektrycznym

Największym uogólnieniem spośród grupy wymienionych profili standardowych charakteryzuje się profil A. Jedyńm kryterium doboru odbiorców do profilu jest posiadana grupa taryfowa – G11. Profile B, C oraz D zostały opracowane dla odbiorców – dwustrefowych (G12), w którym głównym kryterium doboru odbiorców był sposób wykorzystywania energii elektrycznej dla celów grzewczych.

W tabeli 2 zestawiono przyjęte w badaniach oznaczenia wydzielonych podstref wraz z godzinami ich obowiązywania.

Tablica 2. Oznaczenia podstref wydzielonych w strefach rozliczeniowych taryfy G12

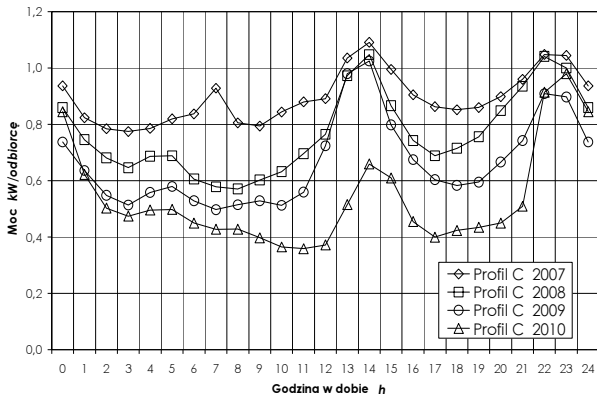
Strefy rozliczeniowe	S I		S II	
	S Ia	S Ib	S IIa	S IIb
Oznaczenie podstrefy				
Godziny obowiązywania	6-13	15-22	13-15	22-6

2.2. Usrednione przebiegi dobowe – profil C

W dalszej części artykułu skoncentrowano się na badaniach profilu C, biorąc pod uwagę jego opracowania dla czterech kolejnych lat (2007–2010), na które składają się przebiegi obciążenia elektrycznego od ok. 60 do ok. 80 indywidualnych odbiorców energii elektrycznej.

Wstępna analiza tego profilu dla badanych lat, wykazała różnice pomiędzy wypadkowymi grafikami obciążenia elek-

trycznego. Na rysunku 1 przedstawione zostały średnioroczne przebiegi dobowe profilu C, opracowane dla badanych lat.



Rys. 1. Zmienność dobową średniorocznego obciążenia dla kolejnych lat obowiązywania profilu standardowego typu C

Krzywe obciążenia profilu C posiadają typową zmienność obciążenia odbiorcy rozliczającego się dwustrefowo. Na powstałe różnice w badanych opracowaniach profilu ma różnorodny udział odbiorców, którzy wykorzystują w gospodarstwie domowym elektryczne urządzenia służące zarówno do ogrzewania wody użytkowej – podgrzewacz elektryczny, bojler; a także do ogrzewania pomieszczeń – promienniki, konwektory z wymuszonym oraz naturalnym obiegiem powietrza, a także grzejniki olejowe. Każde z tych elektrycznych urządzeń grzewczych charakteryzuje się inną specyfiką nagrzewania oraz wartością pobieranej mocy.

W grafikach obciążenia elektrycznego zauważalny jest wyraźny wzrost poborów mocy w strefie S II. W okresie zimowym wartości pobieranej mocy strefie z tańszą ceną energii są nawet ponad dwa razy większe od poborów w tej strefie w okresie letnim. Głównym tego powodem jest wykorzystywanie tej strefy szczególnie do celów grzewczych. Ponadto w okresie zimowym (listopad–luty) zauważa się chwilowy wzrost poborów energii elektrycznej, tuż pod koniec obowiązywania strefy z tańszą ceną energii (pomiędzy godzinami 5 a 6 rano). Wzrost ten spowodowany jest wykorzystaniem urządzeń grzewczych w godzinach porannych pod koniec obowiązywania strefy S IIb (załączenie urządzeń do podgrzewania wody użytkowej oraz dogrzewanie pomieszczeń).

Czas występowania dobowej mocy maksymalnej $T_{P_{dmax}}$ dla profilu C przypada na strefę S II, zarówno w okresie letnim i zimowym. Przy czym w okresie letnim przypada na godziny obowiązywania południowej podstrefy z tańszą jednostkową ceną energii elektrycznej (S IIa). Może to być związane z intensywnym wykorzystywaniem energii do celów wentylacyjnych lub użytkowaniem elektrycznych urządzeń klimatyzacyjnych.

W okresie letnim, wartości dobowych mocy minimalnych występują najczęściej pomiędzy godziną 4 a 5 rano, natomiast w okresie zimowym wartość minimalna przypada na poranną podstrefę z droższą ceną energii (S Ia). Sytuacja ta może być związana z wykorzystaniem elektrycznych urządzeń grzewczych w gospodarstwie pod koniec strefy S IIb, na co już wyżej zwrócono uwagę. Obciążenie minimalne występuje w godzinach późniejszych.

2.2. Wpływ czynników zewnętrznych

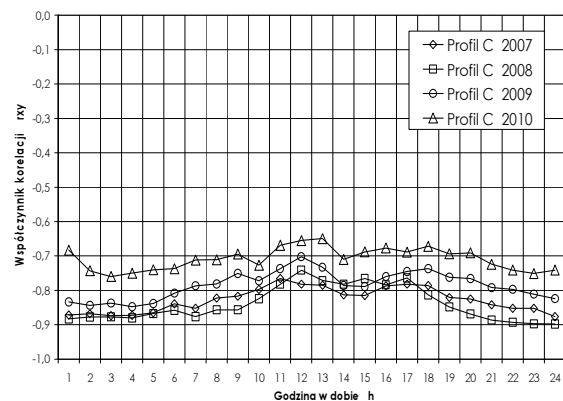
Przebieg obciążenia elektrycznego odbiorców indywidualnych zależy od istotnych cech opisujących odbiorcę,

takich jak: posiadana taryfa, lokalizacja administracyjna, sposób wykorzystania energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i inne.

W analizie zmienności obciążenia elektrycznego należy uwzględnić także fakt, iż na przebieg obciążenia każdego z odbiorców wpływa szereg czynników zewnętrznych związanych z zachodzącymi w przyrodzie zjawiskami atmosferycznymi oraz astronomicznymi. Wpływ każdego z tych czynników może mieć odmienny. Ponadto, niektóre z nich mają charakter ściśle określony (zdeteminowany), niektóre charakter losowy. Przeprowadzone badania wykazały, iż na kształtowanie się grafików obciążenia elektrycznego u odbiorców z grupy taryfowej G12 najsilniejszy wpływ ma temperatura powietrza (9) [2].

U odbiorców profilowych, silną zależność pomiędzy wartościami pobieranej mocy a temperaturą powietrza potwierdza badanie współczynnika korelacji Pearsona [3] – rys. 2. Wartości r_{xy} mniejsze od $-0,65$ utrzymujące się w całej dobie potwierdzają istotność oddziaływania temperatury na grafiki profilowe typu C, w szczególności w godzinach obowiązywania strefy z tańszą ceną energii.

Silny wpływ temperatury powietrza na przebieg obciążenia w całej dobie w grupie profilowej C różni się nieco w poszczególnych latach. Wpływa na to dobór odbiorców kontrolnych, którzy charakteryzują się różnym wyposażeniem w urządzenia elektryczne – różnym sposobem korzystania z energii elektrycznej dla celów grzewczych (podgrzewacz elektryczny wody, urządzenia do ogrzewania pomieszczeń lub oba sposoby ogrzewania elektrycznego).



Rys. 2. Dobowa zmienność współczynnika korelacji pomiędzy wartościami mocy w poszczególnych godzinach a wartością średnią temperatury powietrza w dobie dla profilu C w badanych latach

3. OBCIĄŻENIE ELEKTRYCZNE ODBIORCÓW INDYWIDUALNYCH ZALICZANYCH DO PROFILU C

3.1. Charakterystyka badanych odbiorców

Wyniki analizy profilu typu C, porównano z wynikami badań krzywych obciążenia dwóch grup odbiorców rozlicznych według grupy taryfowej G12.

Podstawę do analizy stanowiły przebiegi obciążeń (poborów mocy czynnej) pochodzące z kilkuletniej rejestracji obciążenia 104 indywidualnych odbiorców energii elektrycznej łącznie. Rejestracja dotyczyła lat 2003–2009. Uwzględniono odbiorców, zasilanych z sieci niskiego napięcia i zamieszkujących miejskie tereny województwa wielkopolskiego. Dane pomiarowe pochodziły z projektu ba-

dawczego prowadzonego przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej [4].

Wybrano dane z rejestracji u odbiorców typu gospodarstwa domowe – rozliczających się za energię elektryczną w taryfie G12 (odbiorców bytowo – komunalnych nie prowadzących działalności usługowo – handlowej), którzy posiadają i wykorzystują stacjonarne elektryczne urządzenia grzejne w zamieszkiwanym lokalu.

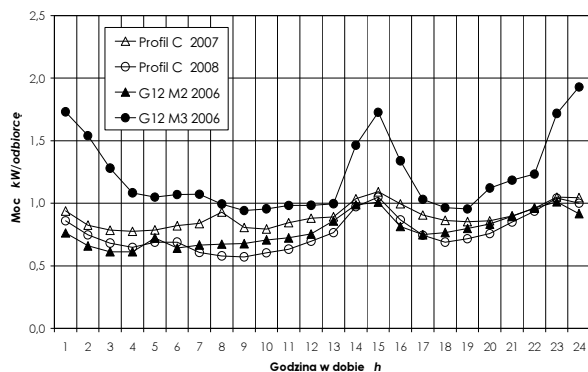
W tabelicy 3 zestawiono najważniejsze wspólne cechy analizowanych grup odbiorców, który zostali objęci badaniami. Dla łatwiejszej identyfikacji przydzielono im odpowiednie symbole.

Tabela 3. Wybrane cechy badanych grup odbiorców

Symbol grupy	Podgrzewacz elektryczny wody użytkowej	Ogrzewanie elektryczne
G12 M2	POSIADA	NIE POSIADA
G12 M3	MOŻE POSIADAĆ	POSIADA

3.2. Analiza porównawcza

Analiza zmienności średniorocznego obciążenia dobowego wykazała, że zarówno kształt grafiku obciążenia elektrycznego jak i wartości mocy pobieranej przez odbiorców z grupy G12 M2 oraz G12 M3 oraz profilu C różnią się – rys. 3.



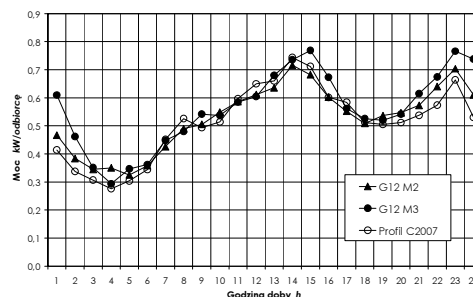
Rys. 3. Dobowa zmienność średniorocznego obciążenia dla profilu C 2007 oraz C 2008, a także odbiorców typu G12 M2 oraz M3 (w 2006 roku)

Przebieg obciążenia dobowego u badanych grup odbiorców oraz profilu typu C w okresie letnim jest spłaszczony, natomiast w okresie zimowym przyjmuje kilkakrotnie większe wartości niż w okresie letnim.

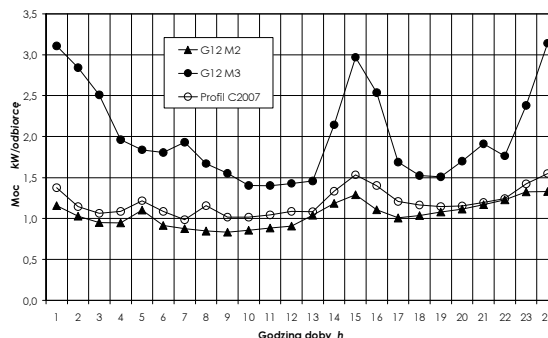
Na rysunku 4 przedstawiono zmienność dobową, uśrednioną dla dwóch miesięcy: okresu letniego (czerwca i lipca) oraz okresu zimowego (grudnia i stycznia) opracowaną dla profilu C 2007 oraz grup G12 M2 oraz G12 M3 (w 2006 roku).

Wartości występujące w grafiku oraz jego kształt w okresie letnim, dla tych grup oraz profilu, są bardzo zbliżone. Natomiast wartości występujące w grafiku obciążenia okresu zimowego dla badanych grup oraz profilu są różne. Zbieżność kształtu oraz wartości obciążenia w okresie letnim i zimowym u odbiorców z grupy G12 M2 oraz grafiku profilowego C 2007, wskazuje na to, że udział tych odbiorców w opracowaniu profilu był największy.

a)



b)



Rys. 4. Dobowa zmienność średniego obciążenia dla grup G12 M2 oraz G12 M3, a także profilu C 2007, wyznaczona dla dwóch miesięcy: a) okresu letniego; b) okresu zimowego

Szczegółowe badania wykazały, że w pozostałych latach opracowania profilu C udział uwzględnianych grup odbiorców był różny.

4. OBCIĄŻENIE ELEKTRYCZNE W STREFACH - MODELE

Na rysunku 5 przedstawiono przykładowe zależności pomiędzy zużywaną energią w strefach z droższą oraz tańszą ceną energii dla odbiorców z grup G12 M2 oraz G12 M3.

Wyraźny wpływ temperatury powietrza na wartość zużywanej energii występuje wtedy, gdy średnia temperatura w dobie przyjmuje wartości mniejsze niż 15°C. W odróżnieniu od grupy G12 M2, u odbiorców G12 M3 wpływ temperatury w strefie S II jest silniejszy niż w strefie S I. Ponadto, gdy średnia temperatura powietrza w dobie przyjmuje wartości mniejsze od 5°C zaznacza się wyraźna dominacja poborów energii w strefie S II. Sytuacja ta związana jest z intensywniejszym korzystaniem przez odbiorców z urządzeń grzewczych w tym zakresie temperatur (okres zimowy).

Duża powtarzalność badanych zależności, w kolejnych latach rejestracji, pozwoliła opracować uśrednione postacie funkcji liniowych odwzorowującej wpływ temperatury na zużywaną energię w strefach taryfy G12 za pomocą wzorów (dla $\vartheta \leq 15^\circ\text{C}$):

a) dla odbiorców z grupy G12 M2:

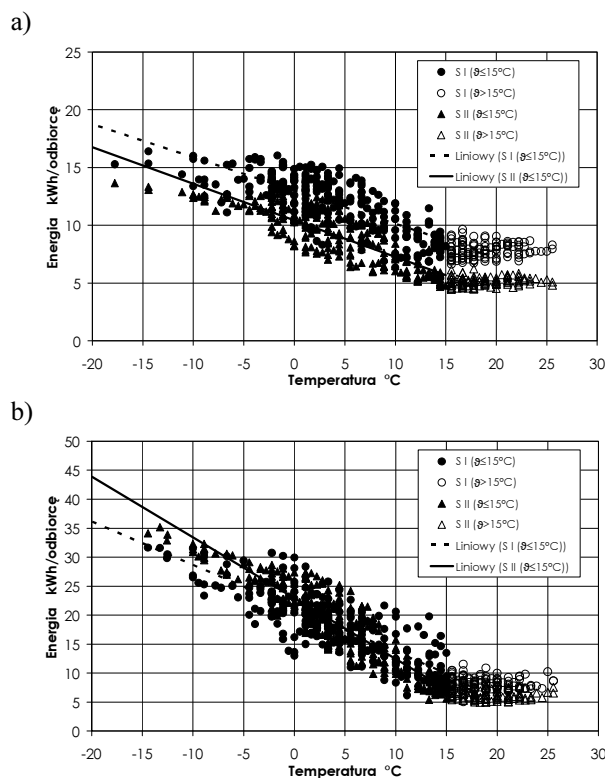
$$A_{SI}^{M2} = 13,48 - 0,296 \cdot \vartheta \quad (1)$$

$$A_{SII}^{M2} = 10,42 - 0,326 \cdot \vartheta \quad (2)$$

b) dla odbiorców z grupy G12 M3:

$$A_{SI}^{M3} = 21,87 - 0,749 \cdot \vartheta \quad (3)$$

$$A_{SII}^{M3} = 22,94 - 1,004 \cdot \vartheta \quad (4)$$



Rys. 5. Zależność energii zużywanej w strefach S I oraz S II od temperatury powietrza przez odbiorców z grup: a) G12 M2 (2004 r.); b) G12 M3 (2005 r.)

Na energię zużywaną w wydzielonych podstrefach wyraźny wpływ posiada temperatura powietrza oraz czas trwania podstrefy. Większy wpływ temperatury w strefie z droższą ceną energii zauważa się w podstrefie S Ib (7 h), zarówno w grupie G12 M2 jak i G12 M3. W przypadku strefy z tańszą ceną energii wpływ temperatury jest zauważalny w obu analizowanych podstrefach. Największe wartości energii zużywają odbiorcy z grupy G12 M3 zimą (podczas niskich temperatur powietrza) w podstrefie S Iib.

Istotny wpływ temperatury na obciążenie odbiorców zaliczanych do profilu C, wskazuje na konieczność uwzględniania tego czynnika podczas szacowania zużycia energii elektrycznej na podstawie profili standardowych. Można zauważyć, że wystąpienie temperatury powietrza o 10°C niższej niż temperatura, która była podczas rejestracji danych do budowy profilu, wprowadza stosunkowo duże błędy. Względne wartości

błędów, obliczone względem obciążenia przy $\vartheta = 0^{\circ}\text{C}$ znacznie przekraczają 20% we wszystkich badanych podstrefach (największe u G12 M3 w strefie S II – około 45%).

5. PODSUMOWANIE

Dominującym czynnikiem zewnętrznym mającym wpływ na zużycie energii przez odbiorców zaliczanych do profilu C PTPiREE jest temperatura powietrza. W ogólnym przypadku wpływ ten jest różny w poszczególnych strefach i podstrefach taryfy G12. Największy jest w strefie z tańszą ceną energii w przypadku odbiorców wykorzystujących energię elektryczną do ogrzewania pomieszczeń.

Zwiększenie dokładności szacowania obciążenia elektrycznego na podstawie profilu standardowego C można uzyskać poprzez uwzględnienie zmian temperatury, korzystając z odpowiednio opracowanych modeli.

Opracowane przez PTPiREE przebiegi obciążeń profilowych typu C wykazują różnice w kolejnych latach ich opracowywania. W głównej mierze, ma na to wpływ zróżnicowanie odbiorców indywidualnych, których dane pomiarowe posłużyły do opracowania profilu standardowego. Zwiększenie dokładności szacowania obciążenia elektrycznego na podstawie profilu C można osiągnąć poprzez wydzielenie z tego profilu dwóch podprofilu:

- C1 – dla odbiorców wykorzystujących energię elektryczną do podgrzewania wody bieżącej;
- C2 – dla odbiorców wykorzystujących energię elektryczną do ogrzewania pomieszczeń.

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, z póź. zm (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348).
2. R. Frąckowiak, T. Gałań, Profile standardowe PTPiREE taryfy G w świetle badań obciążenia elektrycznego odbiorców indywidualnych, Rynek Energii. – 4/2012
3. Starzyńska W., Statystyka praktyczna, Wydawnictwo naukowe PWN, Warszawa 2000.
4. Projekt badawczy PTPiREE: Badanie obciążeń i budowa katalogu charakterystyk odbiorców energii elektrycznej, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań 2003.

ELECTRIC LOAD IN THE G12 TARIFF FOR CONSUMERS ASSIGNED TO THE PTPiREE C- PROFILE – CONFERENCE PAPER

Key words: load curves, C – profile, modeling

In the paper, the results of analysis of the load curves for individual consumers assigned to the C- type standard profile in the G12 tariff zone and subzones are presented. Also, models showing the influence of the air temperature on the consumed energy quotes for the distinctive consumer groups have been developed. Conclusions on the development and application of the standard profile for consumers which use the electrical energy for heating purposes (rooms and tap water) have been drawn.

ANALIZA TECHNICZNA ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNEJ ŚREDNIEJ MOCY. STUDIUM PRZYPADKU – REFERAT KONFERENCYJNY

Jerzy BURIAK¹

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

Streszczenie: W artykule przedstawiono analizę budowy elektrowni fotowoltaicznej o mocy zainstalowanej około 30 kW. Omówiono zasady doboru podstawowych elementów elektrowni.

Słowa kluczowe: elektrownia fotowoltaiczna, gospodarka energetyczna.

1. INFORMACJE OGÓLNE

Jako studium przypadku posłużyła inwestycja związana z zabudową dachu budynku wielorodzinnego – elektrownią słoneczną. Budynek zlokalizowany jest w województwie pomorskim. Obiekt posiada stropodach płaski, 15% powierzchni dachu zajmują inne instalacje, w szczególności: kominy wentylacyjne i instalacje odgromowe.

2. DOBÓR ELEMENTÓW ELEKTROWNI

2.1. Dobór modułów fotowoltaicznych

Dobierając panele PV, pod kątem zastosowania ich w elektrowni, oprócz ceny za jednostkę mocy oraz uwzględnienia sprawności modułów, powinniśmy wziąć pod uwagę jakość wykonania i wykończenia, aktualność i długość listy certyfikatów, potwierdzających testy, którym poddano moduł, w szczególności uzyskanie certyfikatów poświadczających zgodność z normami, np. z serii IEC 60904 jak IEC 60904-2. Nie bez znaczenia jest także renomowana marka producenta paneli, co powinna również potwierdzać wieloletnia gwarancja, wynosząca 20–25 lat.

Mimo że elektrownia będzie zlokalizowana na wysokim budynku i nie występuje groźba zacielenia ze strony drzew, a kominy wentylacyjne są niższe od paneli, ważne jest, aby moduły paneli posiadały zabezpieczenie w postaci diod, stanowiących by-passy na wypadek zacielenia. Zacielenie może być wynikiem wzajemnego przesłaniania się paneli. Latem sytuacja taka może trwać stosunkowo krótko, ale zimą pierwsze rzędy paneli mogą przesłaniać kolejne rzędy przez dłuższy czas. Nie bez znaczenia jest także wpływ anten TV oraz zwodów odgromowych (mimo ich niewielkich przekrojów), gdyż zacielenie ogniwa, o ile nie posiadają obejścia z diody, blokują przepływ prądu od niezacielenionych ogniw w module. Istotny jest ponadto nie tylko fakt czy moduł posiada diody na obejściach ogniwa ale także ich ilość. Ogniwa

w module są łączone szeregowo-równolegle, co częściowo łagodzi problem przesuwającego się cienia. Ponadto producent może sugerować inny montaż modułów – zamiast pionowego poziomy – w przypadku cienia przesuwającego się na całą wysokość panelu, inny zaś w przypadku cienia przesłaniającego np. dolną część panelu.

W ramach analizy studium przypadku założono, że dobrane zostaną panele typu najczęściej preferowanego, czyli z ogniwami z krzemu polikrystalicznego. Są one mniej sprawne od krzemowych ogniw monokrystalicznych, ale istotnie tańsze. Dla analizowanej elektrowni dobrano panele SilverLine GSP6-250-SI60 firmy GermanSolar.

2.2. Określenie liczby paneli

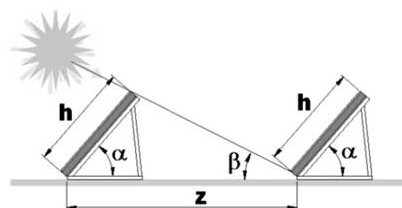
Dach budynku ma rozmiary 12 m na 44 m, czyli 528 m². Jednak ze względu na inne instalacje jedynie 85% powierzchni dachu może zostać zabudowane konstrukcjami elektrowni PV, co stanowi około 450 m². Budynek dłuższym bokiem zwrócony jest w kierunku południowo-wschodnim.

Odległości między kolejnymi rzędami paneli na płaskim dachu budynku wyliczono z uwzględnieniem kąta padania promieni słonecznych w określonych porach roku dla szerokości geograficznej Gdańska, która wynosi 54.21N.

W okresie przesilenia zimowego (22 XII) słońce znajduje się w zenicie nad Zwrotnikiem Koziorożca. Gdańsk ma w tym czasie najniższy w ciągu roku kąt padania promieni słonecznych, który liczymy według wzoru [1]:

$$\beta = 90^\circ - (\varphi + 23,27) = 12,52^\circ \quad (1)$$

Znając minimalny kąt padania promieni słonecznych w ciągu roku można wyznaczyć na tej podstawie odległość między kolejnymi rzędami paneli fotowoltaicznych. Rysunek 1 przedstawia schematyczny wykres użyty do obliczenia odległości rzędów.



Rys. 1. Schematyczna ilustracja kąta padania promieniowania (zaczepnięto z www.slideshare.net)

Odległość między rzędami wyznaczono z poniższego wzoru uzyskanego po przekształceniach trygonometrycznych. Jako wartość odpowiednią nachylenia konstrukcji wsporczej i samego panelu przyjęto 25° . Zalecane wartości zawarte są w przedziale $25\text{--}40^\circ$. Przyjęto wartość dolną właśnie ze względu na oczekiwany wynik znacznej odległości między rzędami. Wysokość dobranego panelu to 165 cm.

$$z = \frac{h \cdot \sin(180^\circ - (\alpha + \beta))}{\sin \beta} = 4,64 \text{ m} \quad (2)$$

gdzie: z – odległość między rzędami [m], α – nachylenie panelu, h – wysokość paneli wraz z podstawą konstrukcji wsporczej [m]

Obrys budynku to 12 m na 44 m, jednak budynek posiada attykę o wysokości kilkudziesięciu centymetrów. Z tego powodu rząd paneli musi być odsunięty od niej o około 90 cm. Attyka stanowi dodatkowe zabezpieczenie przed zrzuceniem elementów instalacji z dachu podczas silnych wiatrów. Mocowania konstrukcji i paneli muszą być sprawdzane po każdym sezonie zimowym, gdyż ewentualne zrzucenie panelu stanowi zagrożeniem dla życia i zdrowia przechodniów.

Pojedynczy panel ma szerokość 99 cm. W efekcie dobrano 110 paneli: w rzędzie pierwszym i trzecim po 43 sztuki, zaś w rzędzie drugim – ze względu na konieczność uwzględnienia przeszkody w postaci innych instalacji – 23 sztuki.

2.3. Dobór inwertera dla elektrowni

Aby dobrać inwerter dla projektowanej elektrowni PV, należy uwzględnić moc będącą sumą mocy szczytowych zastosowanych modułów, chyba że planuje się użycie więcej niż jednego falownika. Należy mieć jednak na uwadze fakt, że im więcej wykorzystuje się urządzeń tym jest wyższy ich koszt jednostkowy. Z drugiej jednak strony zastosowanie kilku inwerterów sprawia, że potencjalna awaria jednego z nich zatrzymuje pracę tylko części elektrowni. W analizowanym przypadku, w związku z tym, że mamy do czynienia z małą mocą, bardziej uzasadnione wydaje się wprowadzenie układu z pojedynczym inwerterem.

Znając moc instalacji, możemy obliczyć, czy inwerter spełnia warunek mocy [2]:

$$0,7 \cdot P_{\max MOD} < P_{nINV} < 1,2 \cdot P_{\max MOD} \quad (3)$$

gdzie: P_{nINV} – moc inwertera [W], $P_{\max MOD}$ – suma mocy modułów [W].

Właściwsze byłoby stosowanie pojęć mocy zainstalowanej (która określana byłaby w warunkach standardowych) oraz mocy osiągalnej przez moduł (czy też całą elektrownię), ponieważ w warunkach eksploatacji w Polsce nie jest ona nigdy uzyskiwana. Dzieje się tak z powodu nasłonecznienia mniejszego niż standardowe, albo też z racji ogrzania się ogniwa do temperatury powyżej 25°C . Takie rozróżnienie pozwoliłoby lepiej wykorzystywać warunki przyłączeniowe wydane dla elektrowni przez operatora sieci dystrybucyjnej.

W przypadku rozpatrywanej instalacji z dobranymi 110 panelami SilverLine GSP6-250-SI60 o mocy maksymalnej 250 W warunek (3) wygląda następująco:

$$\begin{aligned} 0,7 \cdot 27250 < P_{nINV} < 1,2 \cdot 27250 \\ 19075 \text{ W} < P_{nINV} < 32700 \text{ W} \end{aligned} \quad (4)$$

Na tej podstawie wstępnie dobrano inwerter Power-One Aurora TRIO-27.6-TL o mocy znamionowej 27,6 kW oraz maksymalnym napięciu wejściowym 1 kV.

Kolejnym krokiem jest wyznaczenie maksymalnej liczby modułów w łańcuchu [2]:

$$n_{\max} = \frac{U_{DC \max}}{U_{OC(-10^\circ\text{C})}} = \frac{1000}{1,14 \cdot 37,60} = 23 \quad (5)$$

gdzie: $U_{DC \max}$ – maksymalne napięcie wejściowe inwertera [V], $U_{OC(-10^\circ\text{C})}$ – napięcie obwodu otwartego w temperaturze -10°C , jeśli nie jest podane w specyfikacji producenta, należy je obliczyć na podstawie danych dla STC ze wzoru:

$$U_{OC(-10^\circ\text{C})} = 1,14 \cdot U_{OC(STC)} \quad (6)$$

Warunki STC (Standard Test Conditions), odpowiadają temperaturze modułu 25°C , natężeniu promieniowania słonecznego 1000 W/m^2 i rozkładowi spektralnemu promieniowania słonecznego, jakie występuje w bezchmurze niebo w południe. Napięcie obwodu otwartego modułu SilverLine GSP6 to 37,6 V.

Maksymalna liczba 23 modułów w łańcuchu paneli oznacza, że dobrane 110 paneli należy podzielić na minimum 5 łańcuchów. Dobry inwerter posiada 2 niezależne układy śledzenia punkty mocy maksymalnej. Pięć łańcuchów oznacza, że jeden będzie obciążony mocą 2 a drugi mocą 3 grup modułów.

Aby równomiernie obciążyć układy falownika należy sprawdzić potencjalną możliwość podziału na większą liczbę łańcuchów. W tym celu weryfikujemy minimalną liczbę modułów w łańcuchu [2]:

$$n_{\min} = \frac{U_{DC \min}}{U_{OC(70^\circ\text{C})}} = \frac{360}{0,82 \cdot 37,60} = 12 \quad (7)$$

gdzie: $U_{DC \min}$ – minimalne napięcie wejściowe inwertera [V] (dla Power-One Aurora TRIO-27.6-TL wynosi ono 360 V), $U_{OC(70^\circ\text{C})}$ – napięcie obwodu otwartego w temperaturze 70°C , jeśli nie jest podane przez producenta, należy obliczyć na podstawie parametrów STC [V]:

$$U_{OC(70^\circ\text{C})} = 0,82 \cdot U_{OC(STC)} \quad (8)$$

Liczba modułów w łańcuchu może więc wynosić od 12 do 23, co oznacza od 5 do 9 łańcuchów. Określając liczbę łańcuchów należy jednak sprawdzić obciążalność niezależnego układu inwertera, dzieląc maksymalny prąd układu falownika przez prąd modułu PV w punkcie mocy maksymalnej MPP:

$$n \leq \frac{I_{\max INV}}{I_{MPP}} \quad (9)$$

gdzie: $I_{\max INV}$ – maksymalne dopuszczalne natężenie prądu stałego inwertera [A], I_{MPP} – prąd w punkcie mocy maksymalnej modułu [A].

Na podstawie danych katalogowych dobranego modułu PV i inwertera odczytano $I_{\max INV} = 32 \text{ A}$, a $I_{MPP} = 8,33 \text{ A}$. Zatem liczba łańcuchów modułów przypadających na jeden układ inwertera musi spełniać warunek:

$$\begin{aligned} n &\leq \frac{32}{8,33} \\ n &\leq 3 \end{aligned} \quad (10)$$

W efekcie 110 modułów podzielono na 6 łańcuchów po 18 i 19 sztuk w łańcuchu – po 3 łańcuchy w obwodzie każdego inwertera.

Sprawdzenia wymaga również moc przypadająca na pojedynczy układ śledzenia punktu mocy maksymalnej (tzw. układ MPPT – Maximum Power Point Tracking). W inwerterze Power-One Aurora TRIO-27.6-TL występują dwa takie układy o obciążalności znamionowej 16 kW każdy.

Wartość szczytowa mocy przekształcaniej przez inwerter wynosi:

$$P_S = I_{MPP} \cdot n \cdot U_n = 8,33 \cdot 3 \cdot 570 = 14244 \text{ W} \quad (11)$$

gdzie: n – liczba łańcuchów na jeden układ inwertera, U_n – napięcie znamionowe systemu [V]:

$$U_n = U_{MPP} \cdot I_m = 10 \cdot 19 = 570 \text{ V} \quad (12)$$

gdzie: U_{MPP} – napięcie znamionowe obciążonego modułu [V].

Kryteria doboru zostały spełnione.

2.4. Dobór przewodów i zabezpieczeń

Dobry inwerter Power-One Aurora TRIO-27.6-TL posiada obudowę w wersji OUTDOOR pozwalającą na montaż na zewnątrz, w tym wypadku na dachu budynku. Przed inwerterem należy zamontować skrzynkę instalacyjną (ulożoną od strony elektrowni), w której przede wszystkim znajdują się rozłączniki pozwalające na odłączenie od elektrowni w celu napraw lub przeglądu inwertera. Możliwość odłączenia musi istnieć również ze strony przyłącza energetycznego, w tym odłączenia wyłącznikiem przeciwpożarowym za pomocą stycznika.

Elektrownia będzie posiadała własne przyłącze z licznikiem rejestrującym generację i zużycie energii przez instalację elektrowni w stanie jej czuwania (stand-by) i trybie nocnym. Takie dodatkowe tryby pracy wyróżnia inwerter.

Rozłączniki po stronie napięcia stałego powinny zostać dobrane na prąd znamionowy układów inwertera, czyli w analizowanym przypadku 32 A. Ze względu na trwałość aparatów zalecane jest użycie aparatów dostosowanych do prądu stałego.

Mimo rozłączników i zabezpieczeń znajdujących się wewnątrz inwertera, w pracach przy elektrowni PV należy zachować szczególną ostrożność pamiętając, że mamy do czynienia z elektrownią modułową i że napięcie rażenia może wystąpić w wielu miejscach tej instalacji.

Dobór przewodów przeprowadzamy zgodnie z kryteriami stosowanymi przy projektowaniu instalacji odbiorczych. W ramach sprawdzania dopuszczalnych spadków napięć, niezadko popełnianym błędem jest przyjmowanie pełnego obciążenia na całej długości połączeń między ciągami paneli a inwerterem, gdzie częstym rozwiązaniem jest realizowanie połączeń w skrzynce instalacyjnej i tylko krótki odcinek łączący skrzynkę i inwerter jest w pełni obciążony. W naszym przypadku napięcia stałe, dochodzące do inwertera, znajdują się w środku zakresu dopuszczalnych napięć wejściowych inwertera i dlatego za decydujące możemy uznać kryteria obciążalności przewodów.

W analizowanym projekcie elektrowni PV szczególnie ważne jest sprawdzenie spadku napięcia na wewnętrznej linii zasilającej WLZ, łączącej inwerter ze złączem kablowym sieci dystrybucyjnej. WLZ prowadzony jest w kanale kablowym jednej z klatek pięciokondygnacyjnego bloku mieszkalnego, a przyłącze znajduje się po niekorzystnej stronie budynku, co sprawia, że kable mają długość około 45 m. Przy dobraniu miedzianych przewodów o przekroju 16 mm² i obciążeniu szczytowym rzędu 28 kW otrzymujemy spadek napięcia na przewodzie WLZ wynoszący około 1%.

Osobnym zagadnieniem jest degradacja izolacji ułożonych na dachu kabli i przewodów w wyniku działania promieniowania ultrafioletowego UV.

Po stronie napięcia przemiennego (AC) ochronę dodatkową tradycyjnie spełnia samoczynne wyłączenie zasilania. Natomiast po stronie napięcia stałego (DC) norma PN-HD 60364-7-712:2007 zaleca stosowanie urządzeń II klasy ze wzmocnioną izolacją [3], co współgra z odpornością na promieniowanie UV. Należy pamiętać, że częste badanie izolacji po stronie DC jest trudne i wymaga specjalnego postępowania z panelami, np. ich zakrywania przed odłączeniem. Stąd zastosowanie kabli i przewodów o zwiększonej odporności na promieniowanie słoneczne lub ich osłanianie jest uzasadnione ekonomicznie. Norma PN-HD 60364-7-712:2007 zaleca stosowanie kabli jednożyłowych w osłonie.

Kolejnym problemem w instalacji z elektrownią słoneczną jest stosowanie, jako uzupełniającej ochrony przeciwporażeniowej, wyłączników różnicowoprądowych. W zależności o stopnia separacji między stroną DC a AC inwertera może się okazać niemożliwe stosowanie wyłącznika różnicowoprądowego w instalacji przyłącza sieciowego. Wielu producentów inwerterów wskazuje na możliwość zastosowania wyłącznika różnicowoprądowego typu B. Natomiast jeżeli konstrukcja inwertera uniemożliwia przenoszenie na stronę AC prądów stałych przy zwarciu po stronie DC, wówczas mogą być stosowane zwykłe wyłączniki różnicowoprądowe.

Ochrona przed przeciążeniem nie jest wymagana po stronie DC o ile przekroje przewodów są dobrane z uwzględnieniem prądów maksymalnych, jakie teoretycznie mogą się pojawić przy warunkach STC.

Ze względu na usytuowanie instalacji na dachu, istotna jest ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa. Weryfikacji należy poddać rozmieszczenie i wysokości zwodów pionowych – ewentualnie należy wznieść dodatkowe. W celu ograniczenia indukowania napięć w przewodach i kablach ułożonych na dachu należy unikać tworzenia przez nie pętli, a te które wystąpią, powinny obejmować jak najmniejszy obszar.

3. OKREŚLENIE WYDAJNOŚCI ELEKTROWNI SŁONECZNEJ

Uzysk energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej można obliczyć korzystając z mocy fotoogniwa oraz opierając się na położeniu geograficznym instalacji. W tym celu skorzystano z danych udostępnianych przez Komisję Europejską w projekcie PVGIS [4] (Tablica 1).

Tablica 1. Średnioroczne nasłonecznienie dzienne na terenie Gdańska [4]

H_h	H_{opt}	$H(25)$	$H(25, -45)$
3000	3550	3480	3311

H_h : nasłonecznienie na panel ułożony horyzontalnie (Wh/m²/d)
 H_{opt} : nasłonecznienie na panel ustawiony pod optymalnym kątem (ok. 39°) (Wh/m²/d)
 $H_{(25)}$: nasłonecznienie na panel ustawiony pod przyjętym kątem 25° (Wh/m²/d)
 $H_{(25,-45)}$: nasłonecznienie na panel ustawiony pod przyjętym kątem 25° z azymutem -45°. (Wh/m²/d)

Tablica 1 ukazuje, że średnioroczna wartość dziennego nasłonecznienia panelu, przy nachyleniu optymalnym i pod

kątem 25° różni się o 70Wh/m^2 , co nie jest wartością znaczącą. Jeżeli dodatkowo uwzględnimy pokrycie śniegiem paneli przez dwadzieścia kilka dni w roku, ta różnica będzie jeszcze mniejsza.

Rola azymutu również nie jest decydująca. Azymut południowy przyjmowany jest jako zerowy. W naszym przypadku występuje azymut południowo-wschodni (-45°). Odchylenie o 45 stopni od kierunku południowego nie powoduje radykalnej różnicy w nasłonecznieniu. Różnica ta to $4,9\%$ w wartości średniorocznej nasłonecznienia. [4]

Rozpatrywana elektrownia posiada 110 paneli o wymiarach zewnętrznych 1650×990 mm i szerokości ramy 40 mm. Obliczono, że powierzchnia ogniw we wszystkich panelach wynosi $154,4\text{ m}^2$.

W dobranych panelach zastosowane są ogniwa o wysokiej sprawności wynoszącej $15,3\%$. Jest to stosunkowo wysoka sprawność dla ogniw z krzemu polikrystalicznego, bliska ogniowom z krzemu monokrystalicznego. Należy jednak mieć na uwadze fakt, że sprawność silnie zależy od temperatury pracy ogniwa i spada $0,44\%$ na każdy stopień powyżej temperatury STC, ale i wzrasta na każdy stopień poniżej tej temperatury. Szacuje się, że wpływ temperatury zmniejsza roczną produkcję energii elektrycznej modułu o kilkanaście procent (do oszacowania rocznej produkcji przyjęto 11%).

Kolejnym zjawiskiem utrudniającym wykorzystanie energii słonecznej jest zjawisko odbicia promieni słonecznych. Ogniwa nie są ciałami idealnie czarnymi. Dla zaproponowanego panelu założono zatem, występującą z tego powodu, stratę rzędu 3% .

Wygenerowana moc w łańcuchach modułów podlega przetwarzaniu w inwerterze na przemiennie napięcie i prąd. Inwerter jest istotnym elementem generacji strat mocy elektrycznej. Dobry falownik jest wysoce wydajny. Przy obciążeniu znamionowym jego sprawność jest bliska 98% , natomiast sprawność średnioważona uwzględniająca typowy rozkład obciążenia wynosi 96% . Przyjęto, że łączne straty w inwerterze i instalacji wynoszą 5% .

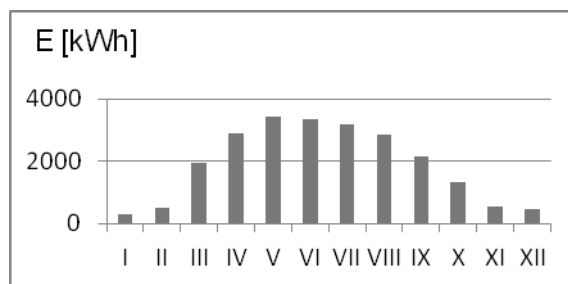
Na podstawie powyższych założeń określono roczną produkcję elektrowni słonecznej o mocy $28,49\text{ kW}$, zainstalowanej na dachu budynku wielorodzinnego w Gdańsku o współrzędnych geograficznych $54,21\text{ N}$, $18,37\text{ E}$ [4] dla paneli ustawionych na stojakach o nachyleniu 25° oraz ekspozycji z kątem azymutu -45° :

$$E = \sum_i^{12} H_{(25, -45)_i} \cdot A \cdot \eta_{STC} \cdot (1 - \varepsilon_T) \quad (13)$$

gdzie: E – roczna produkcja energii [Wh], $H_{(25, -45)_i}$ – miesięczna wartość nasłonecznienia 1 m^2 powierzchni nachylonej pod kątem 25° i zwróconej na południowo-wschód, A – powierzchnia czynna ogniw PV [m^2], η_{STC} – sprawność ogni-

wa w warunkach STC, ε_T – straty wynikające z temperatury ogniwa powyżej 25°C , ε_R – straty odbicia promieni słonecznych, ε_{INV} – straty w inwerterze i instalacji.

Roczny uzysk energii szacowany jest więc na prawie 23 MWh . Jego roczny rozkład w sposób graficzny prezentuje poniższy rysunek.



Rys. 2. Uzysk energii z elektrowni fotowoltaicznej w poszczególnych miesiącach (opracowanie własne)

Uzysk energii z przedstawionej elektrowni z roku na rok będzie mniejszy. Standardowy spadek efektywności ogniw krzemowych to $0,8\%$. Oznacza to, że ogniwo o początkowej sprawności $15,3\%$ za rok ma sprawność $15,3\% \cdot 99,2\%$

4. PODSUMOWANIE

Na podstawie analizy wybranego przypadku, wykazano że proces projektowania elektrowni słonecznej jest zadaniem stosunkowo nieskomplikowanym, choć wymagającym znajomości specyfiki współpracy modułów fotowoltaicznych z inwerterem.

BIBLIOGRAFIA

1. http://www.cd.geografia.vel.pl/obliczanie_kata_padania_promieni_slonecznych.html (dostęp 15.01.2013).
2. Klugmann-Radziemska E.: Fowoltaika w teorii i w praktyce, Wydawnictwo BTC, Legionowo 2010.
3. PN-HD 60364-7-712:2007, Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Część 7-712: Wytyczne dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.
4. Komisja Europejska, PVGIS, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>.

TECHNICAL ANALYSIS OF THE AVERAGE SIZE PHOTOVOLTAIC POWER PLANT. CASE STUDY – CONFERENCE PAPER

Key-words: photovoltaic power plant, energy management

Article presents an analysis of the construction of the photovoltaic power plant with an installed capacity of about 30 kW . The principles of selection of the basic elements of the plant is shown.

METODY ANALIZY ENERGOCHŁONNOŚCI W PRZEMYSŁE – REFERAT KONFERENCYJNY

Izabela SADOWSKA¹

1. Politechnika Gdańska, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk
tel: 58 347 26-63, fax: 58 347 18-98, e-mail: i.sadowska@ely.pg.gda.pl

Streszczenie: Artykuł zawiera przegląd stosowanych metod do oceny energochłonności przemysłu. Przedstawiono najważniejsze regulacje prawne decydujące o konieczności prowadzenia efektywnej gospodarki energetycznej. Zdefiniowano podstawowe założenia do obliczeń energochłonności bezpośredniej i skumulowanej. Opisano wady i zalety wykorzystania każdej z metod.

Słowa kluczowe: gospodarka energetyczna, energochłonność, przemysł

1. INFORMACJE OGÓLNE

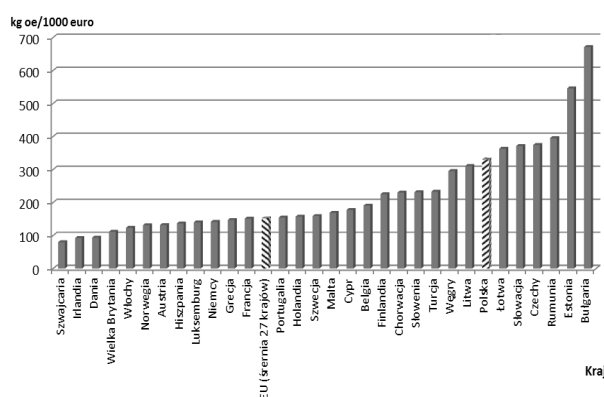
Jednym z podstawowych czynników umożliwiających budowanie wspólnej europejskiej polityki energetycznej staje się zagadnienie efektywnego gospodarowania energią. W okresie rosnącego zapotrzebowania na energię, a przez to rosnących kosztów wytwarzania i zużycia, podejście do racjonalizacji jej użytkowania staje się priorytetem poprawnego rozwoju gospodarczego. Warunkiem decydującym o prowadzaniu racjonalnej gospodarki energetycznej jest podejście całościowe obejmujące obszar gospodarki jako całości oraz jednostkowe, traktujące każdego uczestnika osobno. Rozważania obejmujące poprawę efektywności energetycznej należy zatem przeprowadzić równolegle dla działań politycznych, technicznych i ekonomicznych w celu weryfikacji poprawności funkcjonowania tych mechanizmów.

Unia Europejska traktuje zagadnienie energooszczędności jako jeden z trzech strategicznych celów w zakresie polityki energetycznej. Energochłonność polskiej gospodarki jest obecnie szacowana na dwa razy wyższym poziomie niż średnia w Unii Europejskiej (rys. 1). Gospodarka polska wymaga konieczności poprawy tego stanu. Zgodnie z ustaleniami Komisji Europejskiej i Rady, zawartymi w Dyrektywie 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych [1] jednoznacznie wskazano że „*istnieje potrzeba poprawy efektywności wykorzystania energii przez użytkowników końcowych (...)*” [1]. Realizacja założeń zawartych w ww. dokumencie ma doprowadzić do:

- poprawy zabezpieczenia niezawodności dostaw energii,
- zmniejszenia zużycia energii pierwotnej,

- zapobiegania niebezpiecznym zmianom klimatycznym,
- wykorzystania potencjalnych oszczędności energii w sposób ekonomicznie efektywny, co miałyby doprowadzić do uniezależnienia od importu energii,
- rozwoju innowacyjności i konkurencyjności.

Ustalony cel ogólny w zakresie oszczędności energii na poziomie 9% w dziewiątym roku stosowania dyrektywy ma być osiągnięty poprzez zastosowanie lepszych technologii, a nie np. ograniczenia produkcji. Sformułowanie to zawarto w art. 3 p. c) „*poprawa efektywności energetycznej: zwiększenie efektywności końcowego wykorzystania energii dzięki zmianom technologicznym, gospodarczym lub zmianom zachowań*” [1]. Oszczędność energii jest definiowana jako „*ilość zaoszczędzonej energii ustalona poprzez pomiar oraz szacowanie zużycia przed i po wdrożeniu jednego lub kilku środków poprawy efektywności energetycznej(...)*” [1]. Dyrektywa narzuca na państwa członkowskie konieczność podjęcia wykonalnych i kosztownych działań prowadzących do realizacji stawianego minimum.



Rys. 1. Energochłonność gospodarek krajów UE w 2010 r., wyrażona jako stosunek zużycia energii do PKB (opracowanie własne; źródło: Eurostat)

W odpowiedzi na wymagania stawiane w dyrektywie 2006/32/WE Ministerstwo Gospodarki opracowało w czerwcu 2007 r. Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej [2]. Zgodnie z art. 4 ww. dyrek-

tywy, w dokumencie tym założono „osiągnięcie celu in-dykatywnego oszczędności energii (...) 9% w roku 2016” [2]. Przedstawiono założenia do realizacji, obliczenia ilościowego krajowego celu, jak również zestawiono w punkcie 3.3. środki służące poprawie efektywności energetycznej w sektorze przemysłu.

2. METODY ANALIZY ENERGOCHŁONNOŚCI W PRZEMYSŁE

2.1. Stosowane metody – uwagi ogólne

Zapewnienie zrównoważonego rozwoju gospodarczego kraju podyktowane jest prowadzeniem efektywnej gospodarki energetycznej. W obliczu rosnącego zapotrzebowania na energię ocena racjonalizacji jej użytkowania staje się niezbędna do realizacji wyżej wymienionego założenia. Ocena stanu gospodarki energetycznej powinna odbywać się w ramach określonej branży przemysłu za pomocą określonego miernika. Wyznaczenie miernika zużycia energii umożliwia przeprowadzenie porównania energochłonności na danym poziomie zużycia. Stosowane są obecnie dwie podstawowe metody określania tych wskaźników. Ze względu na zakres badań wyróżnia się wskaźniki energochłonności bezpośredniej oraz wskaźniki energochłonności skumulowanej [3]. Ocena efektów ekonomicznych działań racjonalizujących w ramach zdefiniowanej gałęzi przemysłu odbywa się z wykorzystaniem wskaźników zużycia energii bezpośrednio zużywanej w analizowanym procesie. Wpływ powyższych działań na całość gospodarki dyktuje konieczność przeliczenia zużycia energii bezpośredniej na zużycie energii sumarycznej w postaci przetworzonej energii pierwotnej. Realizacja tego zadania sprowadza się do wyznaczenia wskaźników skumulowanego zużycia energii. Wyrażają one zużycie energii pierwotnej ogółem wszystkich ogniw sieci technologicznej służącej do wytworzenia rozpatrywanego wyrobu.

Energia pierwotna to energia pozyskiwana bezpośrednio z zasobów naturalnych. Zasoby energii pierwotnej mają postać odnawialną lub nieodnawialną. Odnawialne źródła energii charakteryzują się naturalną powtarzalnością procesów przyrodniczych. Energia odnawialna pochodzi między innymi z promieniowania słonecznego, wiatru, biomasy, geotermii czy przepływu naturalnego wód. Surowce nieodnawialne, takie jak paliwa kopalne, gazowe czy ropa naftowa są przetwarzane tylko raz, a ich wykorzystanie w istotny sposób pogarsza stan przyrody wywołując szkody ekologiczne [4]. Sumaryczne zapotrzebowanie na energię pierwotną zestawione w tabeli 1 jednoznacznie wskazuje na proporcje zużycia energii odnawialnej do nieodnawialnej oraz na prognozy zmian tych wielkości do 2030 r. Udział energii odnawialnej w energii pierwotnej ma wzrosnąć z 5% w 2006 r. do 12,4% w 2030 r. Prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną w 2030 r. w odniesieniu do 2006 r. jest na poziomie 21% [5]. Wyznaczone wielkości decydują w znacznym stopniu o konieczności przeprowadzania szeregu działań zmierzających do jak największych oszczędności nieodnawialnych zasobów energii.

W każdej ze stosowanych metod oceny energochłonności, czy bezpośredniej czy skumulowanej używa się dwójakiego podejścia do przedstawienia danych liczbowych. Dane dotyczące nakładów energetycznych, ilości zużytych surowców lub ilości wykonanych produktów wyrazić można w postaci naturalnej, fizycznej tj. w jednost-

kach energii, masy, objętości itp. albo w postaci wartościowej, ekonomicznej ujętej w kategoriach kosztów lub ceny z pomocą jednostek pieniężnych. To pierwsze podejście jest analizą procesu w kontekście technologicznym, natomiast to drugie oznacza podejście ekonomiczne [6].

Tablica 1. Zapotrzebowanie na energię pierwotną w podziale na nośniki [Mtoe, jednostki naturalne] (źródło: [5])

	Jedn.	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel brunatny ^{*)}	Mtoe	12,6	11,22	12,16	9,39	11,21	9,72
	mln ton	59,4	52,8	57,2	44,2	52,7	45,7
Węgiel kamienny ^{**)}	Mtoe	43,8	37,9	35,3	34,6	34,0	36,7
	mln ton	76,5	66,1	61,7	60,4	59,3	64,0
Ropa i produkty naftowe	Mtoe	24,3	25,1	26,1	27,4	29,5	31,1
	mln ton	24,3	25,1	26,1	27,4	29,5	31,1
Gaz ziemny ^{***)}	Mtoe	12,3	12,0	13,0	14,5	16,1	17,2
	mld m ³	14,5	14,1	15,4	17,1	19,0	20,2
Energia odnawialna	Mtoe	5,0	6,3	8,4	12,2	13,8	14,7
Pozostałe paliwa	Mtoe	0,7	0,7	0,9	1,1	1,4	1,6
Paliwo jądrowe	Mtoe	0,0	0	0	2,5	5,0	7,5
Eksport energii elektrycznej	Mtoe	-0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RAZEM ENERGIA PIERWOTNA	Mtoe	97,8	93,2	95,8	101,7	111,0	118,5

^{*)} – wartość opałowa węgla brunatnego 8,9 MJ/kg

^{**)} – wartość opałowa węgla kamiennego 24 MJ/kg

^{***)} – wartość opałowa gazu ziemnego 35,5 MJ/m³

Rozpatrywanie energochłonności bezpośredniej odpowiada badaniu poszczególnych wyrobów. Wykonywana w ten sposób analiza technologiczna jest najbardziej interesująca bezpośrednio dla wytwórcy – zakładu przemysłowego. Przedstawiane wyniki w jednostkach produkcji jednoznacznie prezentują stan procesu produkcyjnego oraz wyniki przeprowadzonych zabiegów innowacyjnych. Mogą również bezpośrednio wskazywać na celowość zmiany technologii lub sytuację wymagającą natychmiastowej interwencji. Ocena energochłonności całej gałęzi przemysłu uniemożliwia posługiwanie się bezpośrednio jednostkami w wymiarze naturalnym. Wykorzystując analizę energochłonności skumulowanej ocenia się skutki ekonomiczne wytwarzania, a nie techniczne warunki wytwarzania. Weryfikacja ekonomiczna w jednostkach pieniężnych jest uznawana za uniwersalną oraz bardziej praktyczną w porównaniu do jednostek naturalnych. W badaniach perspektywicznych należy jednak uwzględnić wartość pieniądza w czasie oraz trudności w przewidywaniu cen w ogóle.

W warunkach gospodarki rynkowej istnieje pewna niepewność cen ze względu na konieczność budowania rynków konkurencyjnych. Szczególnie wielkie znaczenie ma koszt zakupu energii podyktowany kosztami jej ekologicznego i efektywnie ekonomicznego wytworzenia. Odnosząc się do rozwoju konkurencyjnego rynku ważnym aspektem pozostaje sprostanie potrzebom indywidualnego wytwórcy, co dodatkowo wykazuje wyższość analizy bezpośredniej nad skumulowaną.

2.2. Energochłonność bezpośrednia

Zastosowanie energochłonności jednostkowej wiąże się z przeprowadzeniem pomiarów i badań struktury zużytych nośników energii wydatkowanych bezpośrednio w procesie wytwarzania wyrobu lub realizacji usługi. Innymi słowy jest to „energia nośników energii doprowadzonych bezpośrednio do procesu technologicznego (...) pomniejszona o energię odzyskaną” [6]. W sensie fizycznym zużycie bezpośrednio należy rozumieć jako zużycie końcowe energii w takiej postaci, w jakiej została ona doprowadzona, bez dalszej przemiany na inne nośniki energii. Narzędzie to służy do określania poziomu energochłonno-

ści procesu technologicznego oraz do oceny możliwości przeprowadzenia zabiegów racjonalizacyjnych.

Energochłonność jednostkowa wyrażona jest zazwyczaj w postaci wskaźnika jednostkowego bezpośredniego zużycia energii lub wskaźnika energochłonności bezpośredniej. Wykonywana na ich podstawie ocena porównawcza ma zastosowanie lokalne [3]. Stosowanie tych mierników wymaga zatem wyodrębnienia ciągu produkcyjnego, określenia wielkości produkcji wyrobu oraz pomiaru zużycia w tym ciągu energii. Należy zatem rozpatrzyć nie tylko główne aspekty badanych urządzeń typu zastosowana technologia, rodzaj i sposób pracy, ale również dodatkowe informacje decydujące o wyznaczanych wielkościach.

Obliczany miernik daje informację zarówno do porównania efektów zużycia energii przez samodzielne urządzenia, jak i badane ciągi technologiczne. Analiza energochłonności bezpośredniej może odnosić się do zakładu przemysłowego w ujęciu:

- agregatu produkcyjnego – traktowanego jako pojedyncze urządzenie lub zespół urządzeń stanowiące całość pod względem technologicznym,
- zespołu technologicznego – stanowiąc jeden agregat główny i wiele agregatów pomocniczych,
- wydziału produkcyjnego – obejmującego jeden lub więcej zespołów technologicznych specjalizujących się w wytwarzaniu produktów podobnych,
- zakładu przemysłowego – czyli całości pojmowanej jako suma wszystkich wydziałów produkcyjnych wraz z urządzeniami i obiektami pomocniczymi typu socjalne czy administracja [3].

Zdefiniowanie poziomu odniesienia wykonane w celu porównawczym może w konsekwencji uniemożliwić zastosowanie aspektu konfrontacji. Fakt ten wynika z istnienia nawet niewielkich różnic wpływających na przebieg analizowanego procesu.

2.3. Energochłonność skumulowana

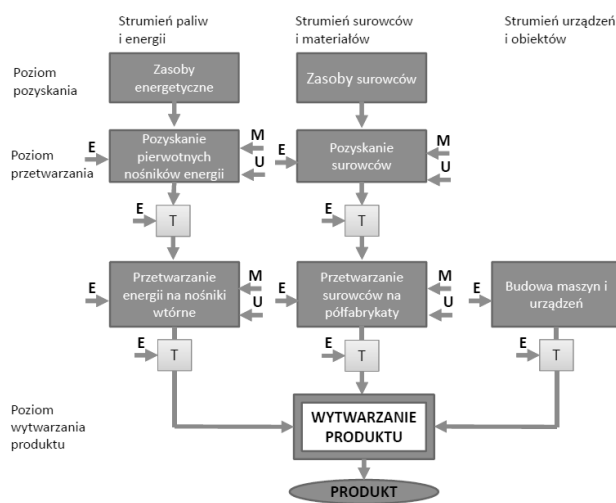
2.3.1. Definicja

Energochłonność skumulowana obejmuje całą energię, jaka jest potrzebna do wytworzenia produktu począwszy od energii pozyskania nośników zużywanych w procesie produkcji, transporcie i przetworzeniu tych nośników skończywszy na energii użytej bezpośrednio w procesie produkcyjnym. Przedstawia zatem całkowitą ilość energii Pierwotnej, która została rzeczywiście zużyta we wszystkich procesach. W efekcie do obliczenia energochłonności skumulowanej są uwzględniane następujące strumienie energii:

- a) paliw i energii, czyli procesów pozyskania pierwotnych nośników energii, przetworzenia ich na nośniki wtórne i przesłania ich do procesu wytwarzania,
- b) surowców i materiałów, rozumiany jako proces pozyskania surowców naturalnych,
- c) urządzeń i obiektów, do którego zaliczane są procesy budowy maszyn, urządzeń, oraz budynków składających się na obiekty ciągu technologicznego procesu wytwarzania [3].

Rysunek nr 2 uwzględnia tylko trzy podstawowe poziomy procesy produkcyjne. Pierwszy to pozyskanie pierwotnych nośników energii i surowców, kolejny to przetworzenie nośników pierwotnych na wtórne oraz surowców na materiały oraz ostatni reprezentujący wytwarzanie produktu [6].

W warunkach gospodarki wolnorynkowej stosowano dotychczas dwie najpopularniejsze metody określania energochłonności skumulowanej, mianowicie metodę analizy procesu oraz przepływów międzygałęziowych.



Rys. 2. Schemat ideowy do obliczeń energochłonności skumulowanej. E – energia dostarczona bezpośrednio, M, U – energia zawarta w użytych maszynach i urządzeniach, T – transport (wg. [3, 6])

2.3.2. Analiza procesu

Metoda analizy procesu wywodzi się z podstaw oceny energochłonności procesu opartych na wskaźnikach jednostkowego zużycia energii bezpośredniej. Prowadzi ona do obliczenia wskaźników energochłonności skumulowanej przy użyciu trzech etapów. Pierwszy z nich to tworzenie wstecz siatki technologicznej. Jest ona reprezentowana za pomocą schematu ideowego odwzorowującego kolejne fazy powstawania produktu. Rozpatruje się drogę od poziomu I czyli produktu gotowego do poziomu ostatniego czyli pozyskania energii pierwotnej. Kolejną czynnością to wypełnianie siatki technologicznej danymi liczbowymi. Zestawienie liczbowe uzyskuje się określając ilość produkcji rozpatrywanego wyrobu oraz zużycia kolejnych składników i niezbędnej do ich produkcji energii. Trzeci krok to przeliczenie wszystkich wartości na jednostkę badanego wyrobu, co jest niezbędne do sumowania po wszystkich poziomach wyznaczonej siatki [6].

2.3.3. Analiza przepływów międzygałęziowych

Stosowanie podejścia od strony przepływów międzygałęziowych oznacza możliwość powiązania ekonomicznego pomiędzy zdefiniowanymi branżami np. całej gospodarki państwa. Implikacja tej metody prowadzi do wykorzystania sporządzanych statystycznie dla gospodarki tablic przepływów międzygałęziowych. Wyrażone pieniężnie zużycie produkcji jednych branż przez inne zmierzają do formułowania wyników w postaci uzyskanych wskaźników również w jednostkach pieniężnych. Dzięki tej procedurze otrzymuje się uniwersalne oraz czytelne dla każdej gałęzi przemysłu wyniki.

Obliczenia z wykorzystaniem tej metody polegają na umiejętnym posługiwaniu się tablicami przepływów międzygałęziowych. Tablice zawierające jednakową ilość wierszy i kolumn, którym odpowiadają kolejne branże gospodarki mają na przecięciu *i*-tego wiersza i *j*-tej ko-

lumny wartości produkcji i -tej gałęzi, przekazywanej dalej do gałęzi j -tej.

3. PODSUMOWANIE

Zestawienie bilansów energetycznych pozwala na ocenę stanu gospodarki energetycznej. Konieczność prowadzenia jej efektywnego zarządzania wymusza na analitykach przyjęcie odpowiedniej metody analizy. Wybór jest uzależniony głównie od zasięgu, jakim będzie objęta ocena. Stosowane obecnie analizy energochłonności mają szereg wad i zalet, co ogranicza ich możliwości zastosowania. Posługiwanie się metodą wyznaczania wskaźników energochłonności bezpośredniej prowadziło w wielu przypadkach do wyznaczania obowiązujących wszystkich producentów norm. Poprzez ten zabieg doprowadzono do ograniczenia kontroli ilościowego zużycia energii. Przemysł dążył do zachowania stawianych priorytetów nie różnicując stopnia zużycia i jakości wyposażenia w urządzenia energetyczne. Premiowano zakłady nowoczesne, posiadające wysokosprawne urządzenia. Należy zatem umożliwić poszczególnym zakładom poprawne wykorzystanie energochłonności bezpośredniej przez odpowiednie zdefiniowanie stanu pierwotnego oraz efektów osiągniętych za pomocą działań oszczędnościowych. Aby to zastosować należy między innymi wyposażyć zakłady w rozbudowane systemy pomiarowe.

Decydującą wadą uniemożliwiającą obecnie implementację energochłonności skumulowanej jest zdaniem autorki progres w obszarze postępu technicznego. Szeroko stosowana w przemyśle automatyka i elektronika doprowadziła do zmian procesów na każdym analizowanym poziomie i przez to uniemożliwia wykorzystanie wyznaczonych historycznie wartości wskaźników energochłonności skumulowanej.

Autorka dostrzega rozwiązanie tej sytuacji w opracowaniu koncepcji wykorzystania wskaźników energochłonności do poprawy efektywności zużycia nośników energii poprzez bieżącą weryfikację ich wartości. Wykonywana w ten sposób analiza wskaźnikowa będzie narzędziem umożliwiającym systematyczną ocenę badanego procesu produkcyjnego. Ocena typowych zmienności nośników energii na podstawie danych historycznych umożliwia przeprowadzenie badań modelowych zużycia tych nośników w określonych przedziałach czasu w przyszłości.

BIBLIOGRAFIA

1. Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej.: Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76.EWG
2. Ministerstwo Gospodarki.: Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej. W-wa, czerwiec 2007.
3. Charun H.: Podstawy gospodarki energetycznej. Politechnika Koszalińska, Koszalin 2004.
4. Szargut J., Ziębiak A., Kozioł J., Janiczek R., Kurpisz K., Chmielniak T., Wilk R.: Racjonalizacja użytkowania energii w zakładach przemysłowych. Poradnik audytora energetycznego. Fundacja Poszanowania Energii. Warszawa 1994.
5. Ministerstwo Gospodarki.: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030. Warszawa 10 listopada 2009 r.
6. Bibrowski Z.: Energochłonność skumulowana. PWN. Warszawa 1983.
7. Mejro Cz.: Podstawy gospodarki energetycznej. WNT. Warszawa 1980.

ENERGY CONSUMPTION ANALYSIS METHODS IN INDUSTRY – CONFERENCE PAPER

Key-words: energetic economy, energy consumption, industry

This paper overviews applied methods to evaluate energy consumption in industry. Most important law regulations are presented, which decide on necessity to conduct effective energetic economy. Basic assumptions are defined to calculate direct and cumulative energy consumption. Pros and cons of using each method are presented.

OBSZAROWE ZARZĄDZANIE DUŻĄ GENERACJĄ WIATROWĄ W KONTEKŚCIE ZAPEWNIENIA BEZPIECZNEJ PRACY SIECI – REFERAT KONFERENCYJNY

Michał BAJOR¹, Robert JANKOWSKI¹, Grzegorz WIDELSKI²

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, ul. Reja 27, 80-870 Gdańsk
tel: (58 349 81 85) fax (58 341 76 85) e-mail: m.bajor@ien.gda.pl
2. ENERGA-OPERATOR SA, ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk

Streszczenie: W artykule prezentowana jest nowa metoda wyznaczania optymalnego rozkładu generacji wiatrowej, oparta na rozwinięciu prezentowanego na konferencji APE'11 algorytmu genetycznego 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.

Słowa kluczowe: generacja wiatrowa, optymalizacja

1. WPROWADZENIE

Zainteresowanie inwestycjami w energetykę wiatrową w Polsce znacząco wzrosło w ciągu ostatnich lat, czego skutkiem jest obecny stan rozwoju tej gałęzi wytwarzania energii – bardzo duża liczba projektów farm wiatrowych posiadających wydane warunki przyłączenia czy też już podpisane umowy przyłączeniowe. W chwili obecnej (stan na koniec stycznia 2013) do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przyłączona jest generacja wiatrowa o łącznej mocy zainstalowanej równej ok. 2 300 MW [0]. Łączna moc znamionowa farm posiadających wydane warunki przyłączenia do sieci wzrastała jednak w ostatnich latach niezwykle szybko, od ok. 4 000 MW na początku roku 2008 do ponad 12 000 MW pod koniec roku 2009, 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 przypadku zainstalowania na północy Polski znaczącej generacji wiatrowej, przy obecnym poziomie rozwoju sieci przesyłowej problem stanowi wyprowadzenie nadmiaru generowanej mocy z tej części KSE. 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 (zgodnie z planami inwestorów, a także umowami przyłączeniowymi) daty rozpoczęcia generacji mocy przez farmy wiatrowe. 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, autor zaprezentował innowacyjne zastosowanie algorytmu genetycznego w celu optymalizacji rozkładu redukcji mocy pomiędzy poszczególne farmy wiatrowe w sytuacji, gdy konieczne są ograniczenia generacji wiatrowej [0]. 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 [0], 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 [0].

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 poszczególnych 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. W oparciu o macierz 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 [0].

Dalsze analizy są prowadzone w oparciu o założenie, 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 [66]. Takie podejście do ograniczania mocy farm wiatrowych w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy sieci jest bardziej „sprawiedliwe” z punktu widzenia operatorów farm.

Zaprezentowana koncepcja algorytmu została zaimplementowana na platformie programistycznej Java, jako zmodyfikowana i rozszerzona wersja oprogramowania przedstawionego w [66]. 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 rozplwykowych. Danymi wejściowymi są plik w standardowym formacie PTI zawierający model systemu elektroenergetycznego, lista analizowanych stanów systemu (wyłączeń) oraz lista grup farm wiatrowych otrzymana 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, wyniki których zostały następnie porównane z wynikami uzyskanymi przy użyciu innych metod, w szczególności z wykorzystaniem oryginalnego podejścia polegającego na optymalizacji pojedynczych farm wiatrowych.

Model system elektroenergetyczny 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 ponad stu (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 trzy 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 tablicy 1.

Tablica 1 Porównanie wyników uzyskanych przy użyciu różnych metod

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

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.

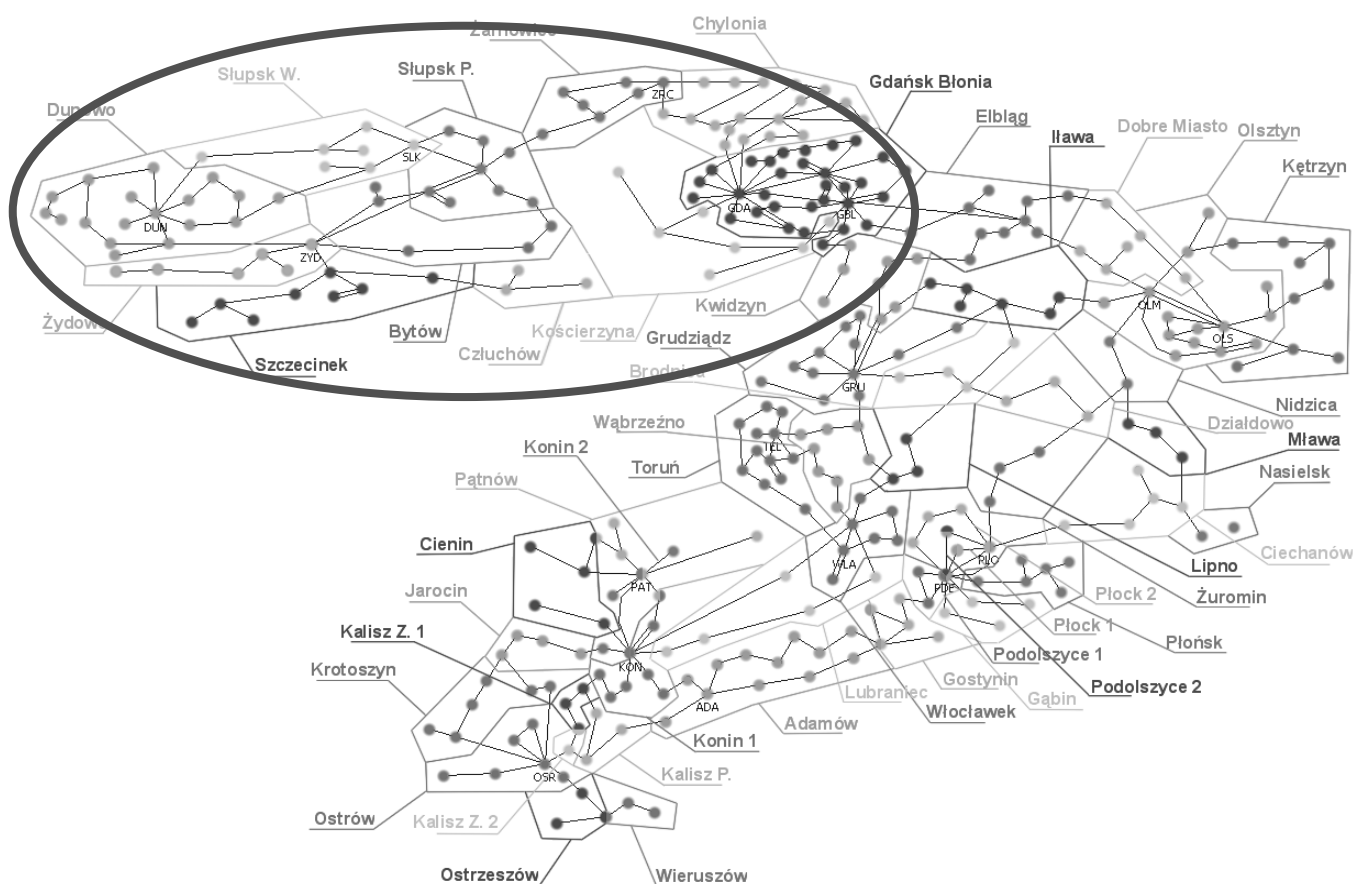
Eliminacja przeciążeń poprzez równomierną redukcję mocy wszystkich farm wiatrowych wymaga ograniczenia ich poziomu generacji do ok. 56% mocy znamionowej (łączna moc generacji wiatrowej wynosi wówczas ok. 3200 MW).

3.2. Wyniki dla modelu KSE

Opisaną metodę wykorzystano przy realizacji pracy [0] realizowanej przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk na zlecenie ENERGA-OPERATOR, której jednym z zadań było wyznaczenie maksymalnej generacji wiatrowej nie powodującej 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 [0]. Grupy na tle schematu sieci 110 kV ENERGA-OPERATOR pokazano na rysunku 1.

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. Dlatego przy wyznaczaniu maksymalnego poziomu generacji wiatrowej na analizowanym obszarze, przyjmowano stały procentowy poziom mocy generowanej przez farmy wiatrowe przyłączone lub planowane do przyłączenia do sieci na obszarach ościennych.

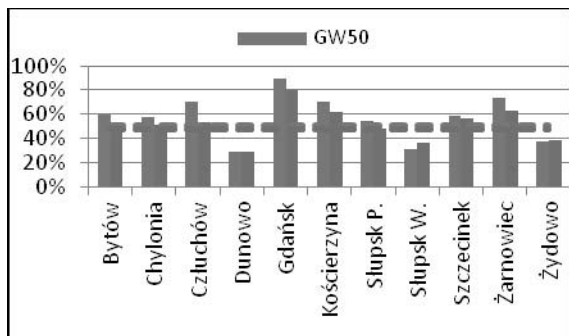


Rys. 1 Graficzna prezentacja grup węzłów koherentnych na obszarze ENERGA-OPERATOR SA

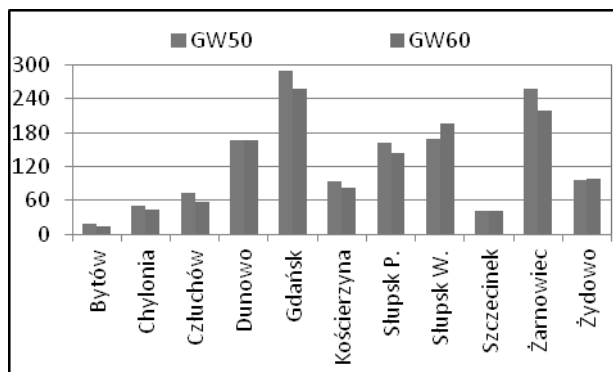
Na wykresach przedstawiono część wyników uzyskanych w jednym z badanych wariantów dla obszaru zaznaczonego czerwoną elipsą na rysunku 1. Jako GW50 i GW60 oznaczono poziomy generacji (50% i 60% mocy znamionowej) na obszarze ościennym do badanego. Z uwagi na opisane we wstępie uwarunkowania związane z ograniczonymi możliwościami transferu nadmiaru mocy z północnej części KSE, sumaryczna moc wyznaczona dla całego obszaru północnej części KSE była bardzo stabilna, co oznaczało, że przy wyższej mocy generowanej w obszarze ościennym uzyskiwano mniejszą wartość dopuszczalnej mocy w obszarze badanym. Dla przedstawionego fragmentu systemu wartość ta malała od 51% dla GW50 do 48% dla GW60 (kreskowane linie poziome na rysunku 2).

Rozkład poziomu dopuszczalnej generacji był zróżnicowany zarówno gdy brana była pod uwagę wartość procentowa – od 29% (grupa Dunowo) do 90% (grupa Gdańsk), jak i wartości bezwzględne (rysunek 3).

Z przedstawionych wyników widać, że część obszarów jest bardziej wrażliwa na zmiany mocy w obszarze ościennym, co dotyczy głównie farm skupionych blisko silnych węzłów sieci przesyłowej (np. grupy Gdańsk i Żarnowiec), zaś część obszarów cechuje stabilny poziom wyznaczonej mocy, co może wskazywać na lokalny charakter ograniczeń lub położenie obszaru w głębi systemu i mniejszą wagę w generowaniu przekroczeń spowodowanych transferem nadmiaru mocy z północnej części KSE.



Rys. 2 Porównanie poziomów mocy generacji wiatrowej [%] wyznaczonych dla grup przy różnym poziomie generacji wiatrowej na obszarze ościennym



Rys. 3 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 szeregu 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 optymalizowa-

nych 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 dla celów zarządzania siecią dystrybucyjną z dużym udziałem generacji wiatrowej i ograniczonymi zdolnościami przesyłu mocy i 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 weryfikację 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, <http://ww.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, 8–10.06.2011.
3. Bajor M., Jankowski R., Madajewski K.: Wind generation management in the distribution network, 44th CIGRE Session, Paryż, 26–31.08.2012.
4. Bajor M., Ziolkowski P., Widelski G.: Wyznaczanie dostępnych mocy przyłączeniowych, „Energia elektryczna”, nr 3/2012, s. 14–16.
5. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk: Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej dla Polski Północnej.
6. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk: Wyznaczanie grup węzłów koherentnych ze względu na wpływ przyłączanej generacji na obciążenia w sieci 110 kV ENERGA-OPERATOR SA.

AREA-WIDE MANAGEMENT OF A SIGNIFICANT WIND GENERATION AS A WAY TO ENSURE A SAFE GRID OPERATION – CONFERENCE PAPER

Key-words: wind generation, optimization

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.

POSSIBILITIES OF UTILIZATION THE RISK – BASED TECHNIQUES IN THE FIELD OF OFFSHORE WIND POWER PLANTS – CONFERENCE PAPER

Przemysław KACPRZAK

1. Det Norske Veritas Poland Sp. Z o. o.

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.

Key words: offshore wind power plants, risk-based analyses.

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 pro-

ject. 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 figure 1.

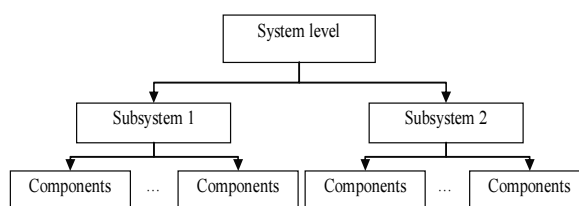


Fig. 1. General concept of the top-down approach in the risk – based analyses

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 [3–6].

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

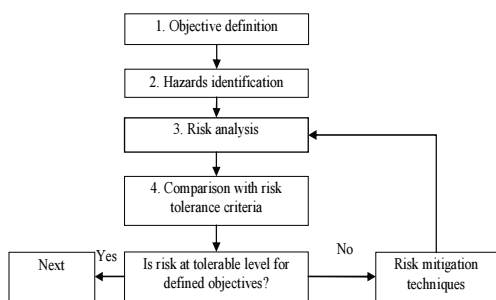


Fig. 2. General framework to perform risk-based analysis

2.3. Steps within framework to perform the analysis

The framework based on generic proposition from figure 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:

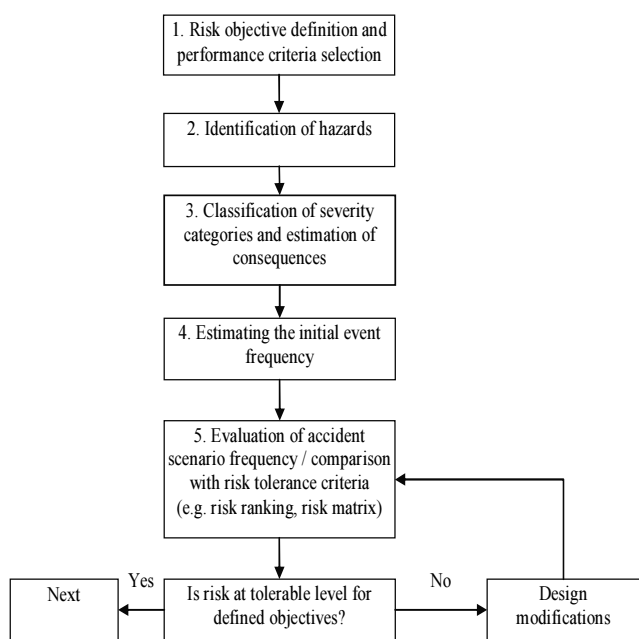


Fig. 3. Initial framework to perform risk-based analysis within offshore wind power plant

1. 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.

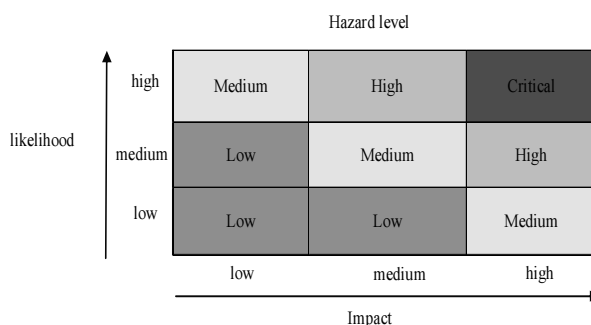


Fig. 4. Example of the risk as a method to determine the baseline risk (risk acceptance criteria)

2. 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 figure 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].

3. 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 table 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).

Table 1. Example of the severity category classification

Category 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
Consequence characteristic ↓					
Equipment damage	Severity category 1	Severity category 2	Severity category 3	Severity category 4	Severity category 5

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.

4. 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.

5. 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.

The qualitative method applicable at this stage is e.g. risk matrix. An example is provided below.

Table 2. Risk matrix example

		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				

2.4. 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
6. Lightning protection system
7. Pitch system and pitch motors
8. Emergency power supply system and independent emergency pitch power supply system
9. Control and protection system

Subsea power cables main aspects:

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

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)

3. 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.

MOŻLIWOŚCI ZASTOSOWANIA METOD BAZUJĄCYCH NA ANALIZACH RYZYKA W SEKTORZE MORSKICH FARM WIATROWYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Słowa kluczowe: morskie farmy wiatrowe, analiza ryzyka

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.

OPTIMALIZACJA UKŁADU POŁĄCZEŃ KABLOWYCH NA OBSZARZE FARMY WIATROWEJ – REFERAT KONFERENCYJNY

Andrzej WĘDZIK¹

1. Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki
tel.: (42) 631 26 08 fax: (42) 631 26 06 e-mail: andrzej.wedzik@p.lodz.pl

Streszczenie: Farmy wiatrowych stają się coraz większe i zajmują coraz większe obszary terenu. Sprawia to, że projektowane instalacje wewnętrzne tych farm, przyjmują coraz bardziej skomplikowane postacie. Ich połączenia zaczynają przypominać rozległe struktury sieciowe, często o długości kilkudziesięciu kilometrów. W trakcie projektowania takiej sieci powstaje naturalne pytanie: jak zaprojektować i skonfigurować sieć połączeń wewnętrznych farmy wiatrowej, aby koszty takiego przedsięwzięcia były najniższe? W praktyce sieć ta powinna zapewniać najkrótsze, możliwe połączenia pomiędzy turbinami wiatrowymi oraz GPZ farmy wiatrowej. W artykule przedstawione zostały 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 (*Mixed Integer Programming – MIP*), do określania optymalnego układu połączeń kablowych, na terenie farmy wiatrowej.

Słowa kluczowe: optymalizacja, energetyka odnawialna, farmy wiatrowe.

1. WPROWADZENIE

Inwestor, w trakcie budowy farmy wiatrowej, wielokrotnie staje przed problemami wyboru najlepszych i najbardziej ekonomicznych rozwiązań. Problemów do rozwiązania jest wiele [1–3]. 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 optymalnego 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 (*Mixed Integer Programming – MIP*) [5–7]. W praktyce optymalnie zaprojektowana sieć zapewnia najkrótsze, możliwe połączenia pomiędzy turbinami wiatrowymi oraz GPZ. W procesie projektowania należy uwzględnić również wiele dodatkowych ograniczeń, wpływających na ostateczną konfigurację sieci [8].

W prezentowanym artykule, autor koncentruje się na problemie określenia optymalnego układu połączeń kabli łączą-

cych turbiny i GPZ farmy wiatrowej. Pokazuje możliwości wykorzystania metod sieciowych, opartych o optymalizację grafu oraz programowania całkowitoliczbowego, z zastosowaniem zmiennych binarnych (*Mixed Integer Programming – MIP*), do rozwiązania takiego problemu. Artykuł jest próbą odpowiedzi na pytanie: jakimi trasami poprowadzić kable łączące turbiny, aby koszty takiej inwestycji były najniższe? Przedstawia również praktyczne wnioski, co do projektowania wewnętrznej sieci rozdzielczej SN farmy wiatrowej, wynikające z przeprowadzonych obliczeń i analiz.

2. METODY SIECIOWE (OPTIMALIZACJA GRAFU)

Problem optymalizacji układu połączeń kablowych na obszarze farmy wiatrowej jest typowym problemem sieciowym, opartym o graf utworzony z punktów usytuowania turbin.

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

- Algorytm minimalnego drzewa rozpinającego (*minimum spanning tree*);
- Algorytm wyboru najkrótszej ścieżki (*shortest path problem*);
- Algorytmy z rodziny ograniczonego minimalnego drzewa rozpinającego (*Constrained Minimum Spanning Tree*) itp.

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.

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 poszczególnymi turbinami.

Zazwyczaj sieć połączeń pomiędzy turbinami, rozpięta na pełnym zestawie węzłów, jest mało przejrzysta, a duża liczba uzyskanych, możliwych połączeń, może niepotrzebnie skomplikować i wydłużyć obliczenia optymalnej struktury. W praktycznych rozwiązaniach ogranicza się całą sieć możliwych połączeń do tych, które są realne z praktycznego punktu widzenia.

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 (*minimum spanning tree*) na wszystkich węzłach sieci. W praktyce do tego celu używa się już zredukowanego układu połączeń wewnętrznej sieci SN farmy wiatrowej. Ponieważ w/w drzewo jest „najkrótszym” zestawem połączeń, zawierającym wszystkie połączenia, dlatego też może być ono pierwszym przybliżeniem ostatecznego podziału sieci farmy wiatrowej na sekcje i połączenia poszczególnych turbin.

2.3. Określenie podziału na sekcje

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

W rozpatrywanym przykładzie narzucony został wstępny podział sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej jako: 3 sekcje po 8 turbin w każdej. 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.

2.4. Określenie ostatecznej struktury podziału na sekcje

Po uwzględnieniu powyższych uwag można dokonać ostatecznego wyboru struktury połączeń w poszczególnych sekcjach (wyboru 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. W rozważanym przykładzie ostateczna struktura sieci przedstawiona została na rys. 1.

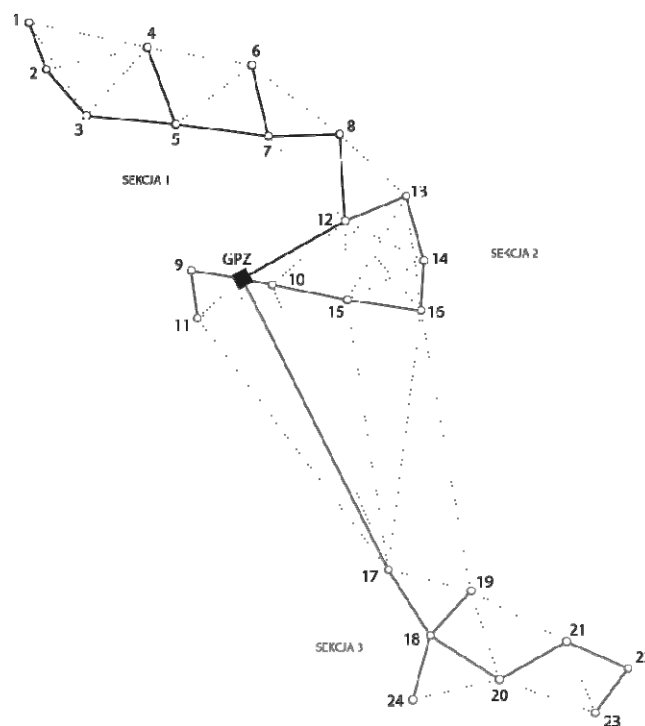
2.5. Podsumowanie metod sieciowych

Wykorzystanie, przedstawionego powyżej algorytmu sieciowego, pozwoliło uzyskać następującą strukturę wewnętrznej sieci SN farmy wiatrowej:

Tablica 1. Zestawienie danych długości kabli dla sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej - algorytm sieciowy

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

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.



Rys. 1. Ostateczna struktura sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej, przy wykorzystaniu metod sieciowych.

3. METODY PROGRAMOWANIA CAŁKOWITOLICZBOWEGO (MIP)

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]. 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 (*minimum spanning tree*) oraz algorytmu wyboru najkrótszej ścieżki (*shortest path problem*). 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:

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

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

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

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

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

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

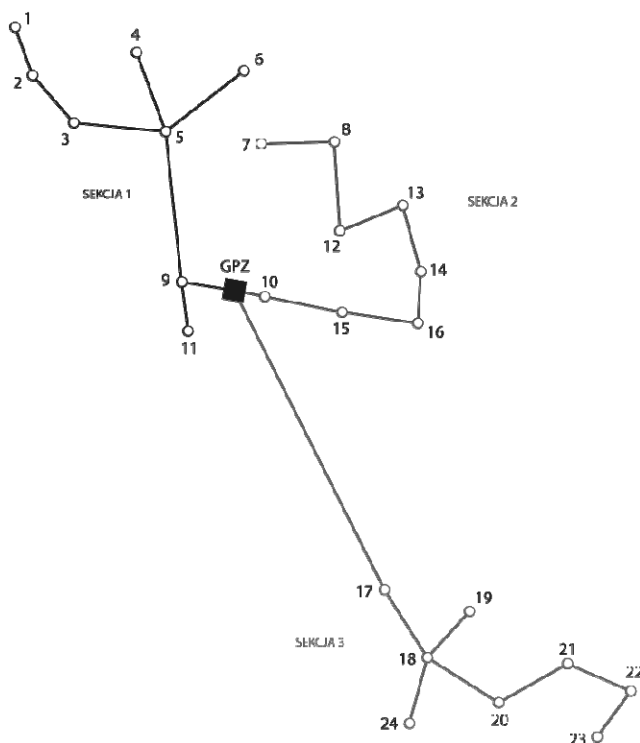
gdzie: $x_{i,j}$ – liczba kabli od węzła i do węzła j ; $y_{i,j}$ – macierz połączeń pomiędzy węzłami i oraz j (1 – jeżeli węzły są połączone, 0 – w przeciwnym wypadku); $d_{i,j}$ – macierz odległości pomiędzy węzłami; γ – jednostkowy koszt kabla; τ – jednostkowy koszt ułożenia kabla.

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 ilość sekcji oraz narzuconą ilość 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. 2.

Wykorzystanie algorytmu programowania całkowitoliczbowego, pozwoliło uzyskać następującą strukturę wewnętrznej sieci SN farmy wiatrowej:



Rys. 2. Struktura sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej, przy wykorzystaniu metod programowania całkowitoliczbowego.

Tablica 2. Zestawienie danych długości kabli dla sieci wewnętrznej SN farmy wiatrowej – algorytm MIP

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

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 przypadku metod sieciowych (biorąc pod uwagę cały proces optymalizacji układu połączeń w sieci) i waha się w granicach od kilku do kilkudziesięciu sekund, w zależności od ilości 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 Tablicy 3.

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

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%

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

Na podstawie analizy zaprezentowanych wyników obliczeń można wnioskować, że metoda programowania całkowitoliczbowego MIP wydaje się być bardziej przydatną i posiadającą większy „potencjał” i możliwości obliczeniowe niż metody sieciowe. Nie oznacza to jednak, że metody oparte na optymalizacji grafów stoją na całkowicie straconej pozycji. Trzeba, bowiem pamiętać, że problemy sieciowe, opisane równaniami programowania całkowitoliczbowego, są problemami typu NP-zupełnego (*NP-complete*), co w przypadku struktur wielkowymiarowych, może znacznie skomplikować i wydłużyć znalezienie optymalnego rozwiązania.

BIBLIOGRAFIA

1. Stefan Lundberg; „Evaluation of wind farm layouts”; EPE Journal, vol. 16, no. 1, pp. 14–21, February 2006.
2. Stefan Lundberg; 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. A. Wędzik; „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, str. 77-87. ISBN 978-83-931317-0-9.
4. Dimitri P. Bertsekas; “Network Optimization: Continuous and Discrete Models”; Athena Scientific, Belmont, MIT Massachusetts, 1998, ISBN: 1-886529-02-7
5. S. Donovan; „Wind Farm Optimization”; Proceedings of the 7th Triennial Conference of the Asia-Pacific Operations Research Society, Manila, 2006.
6. Stuart Donovan, Gary Nates, Hamish Waterer, Rosalind Archer; „Mixed Integer Programming Models for Wind Farm Design”; MIP 2008 Workshop on Mixed Integer Programming; Columbia University, New York City, 2008.
7. Stuart Donovan; “An Improved Mixed Integer Programming Model for Wind Farm Layout Optimisation”; 41st Annual ORSNZ Conference, 30th November and 1st December, 2006, New Zealand.
8. Michele Samorani; „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. Bang Ye Wu, Kun-Mao Chao; “Spanning Trees and Optimization Problems”; Chapman & Hall/CRC, 2004, ISBN: 1584884363
10. Constantin Berzan, Kalyan Veeramachaneni, James McDermott, Una-May O’Reilly; "Algorithms for Cable Network Design on Large-scale Wind Farms"; Technical Report, MIT, 2011.
11. Koby Attias, Shaul P. Ladany; “Optimal Layout for Wind Turbine Farms”; World Renewable Energy Congress 2011 - Linköping, Sweden, 8–13 May 2011.
12. Francis J. Vasko, Robert S. Barbieri, Brian Q. Rieksts, Kenneth L. Reitmeyer, Kenneth L. Stott Jr.; “The cable trench problem: combining the shortest path and minimum spanning tree problems”; Elsevier Science, Computers & Operations Research, 29/2002, p. 441–458.

THE OPTIMIZATION OF CABLE LAYOUT DESIGN IN WIND FARM INTERNAL NETWORKS – CONFERENCE PAPER

Key-words: optimization, renewable energy, wind farms.

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.

OPTYMALNE STEROWANIE GRUPĄ FARM WIATROWYCH W OPARCIU O SYSTEM WINDEX I ZEWNĘTRZNE MODUŁY OBLICZENIOWE – REFERAT KONFERENCYJNY

Piotr KACEJKO¹, Michał WYDRA², Robert JĘDRYCHOWSKI³

1. Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń
tel.: 81 5384735 fax.: 81 5384319 e-mail: p.kacejko@pollub.pl
2. Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń
tel.: 81 5384738 fax.: 81 5384319 e-mail: m.wydra@pollub.pl
3. Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń
tel.: 81 5384735 fax.: 81 5384319 e-mail: r.jedrychowski@pollub.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono układ optymalnej regulacji farm wiatrowych, który zintegrowano z systemem dyspozytorskim WindEx poprzez usługę WebSVC. W wyniku prac 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 lokalnym systemem SCADA.

Słowa kluczowe: estymacja stanu, optymalizacja, SCADA.

1. WSTĘP

Obecnie w energetyce uwidacznia się 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, w przypadku SEE wymagane są bardzo precyzyjne pomiary pochodzące z wielu miejsc w sieci. Złożoność problematyki sterowania SEE jest niewątpliwie zanana, jednakże nierozzerwalnie wiąże się z liczbą i rodzajem jednostek przyłączonych pracujących na jego potrzeby. W związku z powszechnie znaną przyczyną przyłączania nowych źródeł OZE do systemu, sterując nimi należy wziąć pod uwagę specyfikę ich generacji. W ostatnim czasie zauważa się tendencję związaną z przyłączaniem dużej liczby mniejszych jednostek wytwórczych z których min. można wyróżnić układy biogazowe, małe elektrownie wodne, farmy wiatrowe i obecnie coraz częściej brane pod uwagę źródła fotowoltaiczne. Od około 2008 roku właśnie farmy wiatrowe (FW) stały się najbardziej popularne. Rozwijająca się dynamicznie energetyka wiatrowa stawia nowe wyzwania dla operatora Krajowego Systemu Elektroenergetycznego a w szczególności dla OSD. Rozwój energetyki wiatrowej, będącej generacją niespokojną, na terenie danej spółki dystrybucyjnej oraz związana z nią niestabilność i niepewność co do generowanej mocy stawia coraz wyższe wyma-

gania 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 zrealizowano projekt pt.: „Układ optymalnej regulacji mocy farm wiatrowych w warunkach ograniczonych możliwości przesyłowych sieci elektroenergetycznych”, którego celem było opracowanie komputerowego układu regulacyjnego, który dla farm wiatrowych zlokalizowanych na wybranym obszarze objętym zdalną kontrolą określa taką dopuszczalną wartość chwilową mocy generowanej dla każdej z farm, która odpowiada aktualnym możliwościom przesyłowym poszczególnych linii. Takie podejście do zarządzania pracą sieci będzie uzasadnione w przypadku przyłączania kolejnych farm wiatrowych [1]. Efektywne grupowe zarządzanie farmami wiatrowymi zlokalizowanymi na terenie danej spółki dystrybucyjnej w odczuciu autorów, wymaga dostosowania oprogramowania obecnie zainstalowanego w centrach dyspozytorskich. Systemy SCADA będą musiały odpowiednio reagować nie tylko na zaistniałe awarie, ale dokonywać odpowiednich sterowań grup farm wiatrowych. W sytuacji korzystnych warunków wiatrowych, może dojść do przeciążania się linii przesyłowych, w szczególności 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. Działanie regulacyjne systemu SCADA musi 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 dokonywać 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 zmie-

rzonych 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 wyprowadzenia 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]. 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 danym wytwórcom za ograniczenie ich mocy, jednakże przedstawiany system poszukuje takiego rozwiązania, pod względem matematycznym optymalnego, dla którego suma ograniczeń mocy w poszczególnych farmach jest najmniejszą z możliwych aby uzyskać efekt odciążenia pojedynczej linii bądź kilku. 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 zachodziło by zagrożenie przeciążeniem. Przedstawiany układ może stanowić specjalizowane zabezpieczenie przed przeciążeniem 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 oraz ze względów prawnych, to nie wchodząc w jego strukturę, sposobem na dodanie dodatkowych funkcji jest wykorzystanie mechanizmu wymiany danych i stworzenie modułów funkcyjnych działających na innych komputerach. Wykorzystanie usług sieciowych, w opisywanym przypadku WebSVC, pozwala na współpracę serwera SCADA i zdalnego serwera optymalnej regulacji.

2. UKŁAD REGULACJI OPTIMALNEJ WSPÓŁPRACUJĄCY Z SYSTEMEM WINDEX

Jak wspomniano wcześniej, podstawowym zadaniem układu regulacyjnego jest wyznaczenie dla każdej z farm wiatrowych, w wyniku procesu obliczeniowego 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 czyn-

nej, 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 uzależniając możliwości przesyłowe linii od istniejących warunków atmosferycznych (wiatru, temperatury, oblodzenia itp.). W przyszłości planuje się wykorzystanie niniejszego układu w systemie dynamicznego zarządzania siecią WN.

2.1. Stanowisko badawcze do testowania prototypowego układu regulacji optymalnej

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

Układ optymalnej regulacji mocy farm wiatrowych składa się z trzech elementów głównych przedstawionych na rysunku 1 i 2. Należą do nich:

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

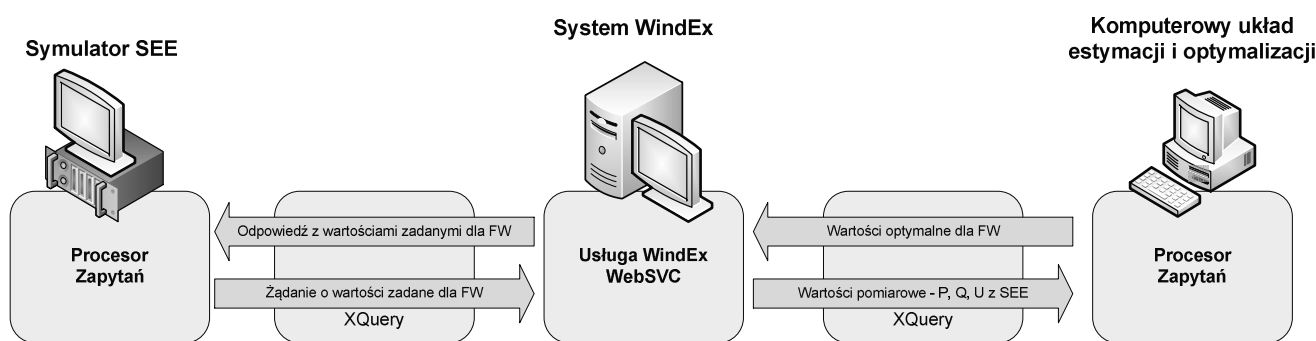
Pierwszym elementem jest układ będący w istocie dedykowanym komputerem czasu rzeczywistego ze specjalistycznym oprogramowaniem rozpliwowym rozwijanym w Politechnice Lubelskiej. Komputer czasu rzeczywistego wyposażony jest w wyjścia analogowe i cyfrowe. Jego zadaniem jest odwzorowanie rzeczywistego stanu sieci elektroenergetycznej oraz procesów w niej zachodzących. Wyjścia analogowe i cyfrowe 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 oraz sygnały cyfrowe pozwalające odwzorować aktualną topologię sieci na podstawie określonych stanów łączników [2].

Rysunek 2 przedstawia 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, a dzięki usłudze WebSVC pomiary są udostępniane modułom zewnętrznym tj. modułowi estymatora i optymalizatora. Usługa WebSVC jest usługą typu klient-serwer opartą na standardowym protokole http/https dzięki czemu można w prosty sposób kontrolować dostęp do uprzednio zdefiniowanych pomiarów.

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 elektroenergetyczne-

go, który uwzględnia nowe wartości i oblicza nowy stan rozpiętości. System pozwala na wprowadzanie zmian zarówno w topologii sieci jak również w jej wyznaczonych

parametrach rozpiętości, dzięki czemu możliwe jest modelowanie i analizowanie wielu wariantów.



Rys. 4 Sposób wymiany danych z oprogramowaniem dyspozytorskim SCADA – WindEx

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 celu zniwelowania przeciążeń linii zachowując jednocześnie maksymalną generację w farmach wiatrowych. Wobec powyższego, układ regulacji pracuje w układzie zamkniętym a wykonywanie obliczeń przez poszczególne moduły oprogramowania wykonują się w sposób sekwencyjny, po uzyskaniu wyników z modułu poprzedzającego. Uruchomienie sekwencji obliczeniowych rozpoczyna się od rozwiązania zadania, w którym zdefiniowano punkt startowy i końcowy. 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, jednakże elastyczność i skalowalność systemu pozwala na wykorzystanie modelu sieci krajowej w ogólnie przyjętym formacie *.kdm. Należy tutaj podkreślić, że bardzo ważne jest posiadanie dokładnego modelu estymowanej sieci. Model ten jest podstawą obliczeń estymacyjnych i rzutu na dokładność uzyskiwanych wyników estymacji. Zgodnie z przedstawionym algorytmem oraz sposobem integracji z systemem SCADA (rys. 2.) 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 farm wiatrowych 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 zadanej 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.

Jak wspomniano wcześniej celem estymacji jest określenie najbardziej prawdopodobnego ustalonego wektora stanu zespolonych napięć węzłowych, z którego można wy-

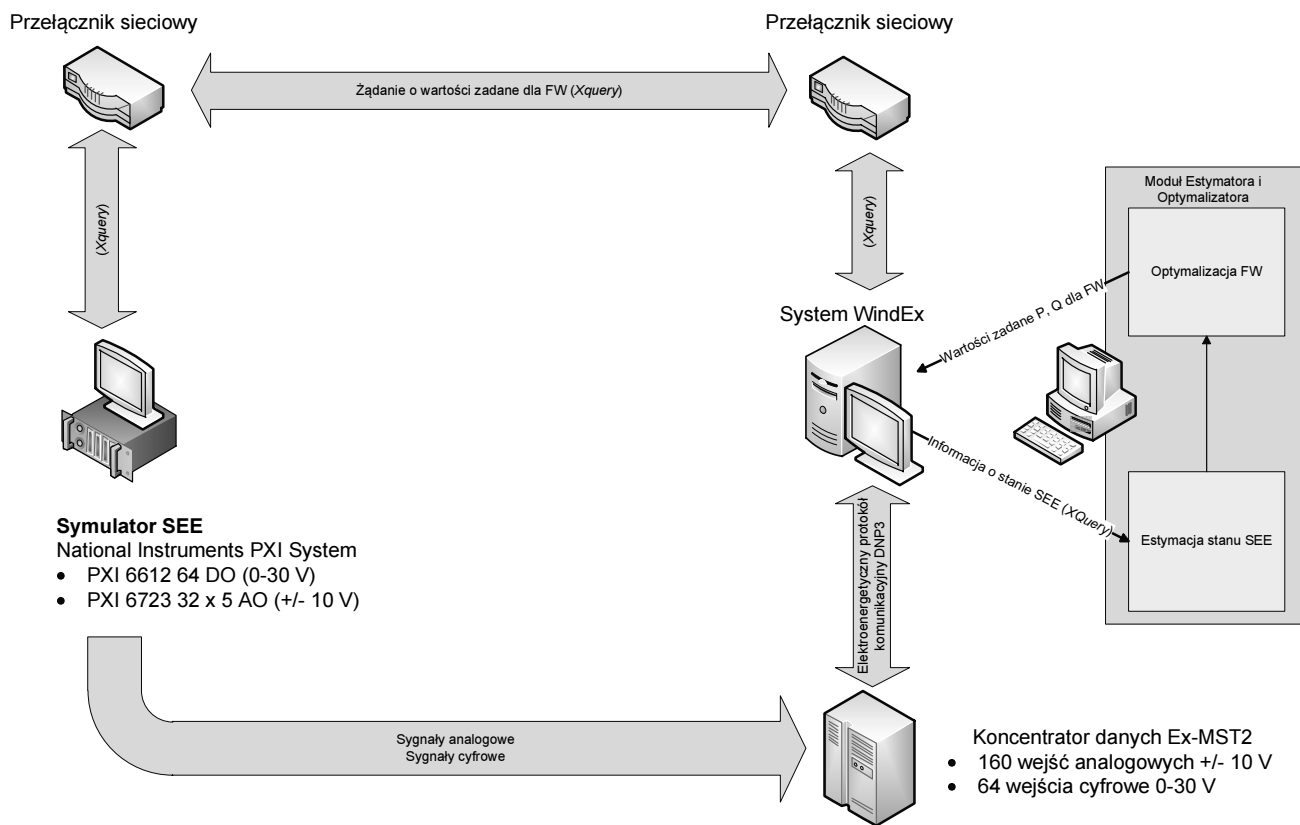
znaczyć dowolne zmienne w systemie. Statyczny model sieci jest opisany przez topologię sieci wraz z parametrami w postaci macierzy admitancyjnej węzłowej Y_{WZ} . W estymacji zakłada się, że topologia jest najczęściej dobrze identyfikowana na podstawie stanów łączników uzyskiwanych z telemechanik poszczególnych 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 moce 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, a w opisywanym przypadku jest to system WindEx. 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.



Rys. 5. Stanowisko badawcze przeznaczone do testowania układu regulacji optymalnej w oparciu o system dyspozytorski WindEx [1]

3. WNIOSKI KOŃCOWE

W artykule przedstawiono sposób rozszerzenia funkcjonalności systemu dyspozytorskiego WindEx w oparciu o usługę WebSVC. Zaprezentowano system współpracujący z oprogramowaniem dyspozytorskim, uzyskującym dane pomiarowe z poszczególnych punktów nadzorowanego obszaru sieci, dokonując w oparciu o nie estymacji stanu sieci i optymalizacji generacji mocy farm wiatrowych. Opracowane w przedstawionym układzie rozwiązania pozwalają na przeniesienie opracowanych metod do rzeczywistych systemów SCADA zarządzających pracą systemów elektroenergetycznych.

BIBLIOGRAFIA

1. Kacejko P., Wydra M.: Energetyka wiatrowa w Polsce – analiza potencjalnych ograniczeń bilansowych i oddziaływania na warunki pracy jednostek konwencjonalnych, Rynek Energii nr 2(93) – kwiecień 2011, s. 25–30. ISSN 1425-5960
2. Kremens Z., Sobierajski M.: Analiza systemów elektroenergetycznych. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1996 r. ISBN 83-204-2060-1
3. Kacejko P., Wydra M., Jędrzychowski R., Miller P.: Modelowanie współpracy farm wiatrowych z siecią elektroenergetyczną, Rynek Energii nr 1(98) – 2012, s. 28–32. ISSN 1425-5960

OPTIMAL CONTROL OF A WIND FARM GROUP USING THE WINDEX SYSTEM AND EXTERNAL COMPUTING MODULES – CONFERENCE PAPER

Key-words: state estimation, optimization, SCADA

The aim of this paper is to present 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.

WARUNKI PRZYŁĄCZANIA MIKROGENERACJI DO SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA W ŚWIEŁLE OBOWIĄZUJĄCYCH PRZEPISÓW – REFERAT KONFERENCYJNY

Marian SOBIERAJSKI¹, Wilhelm ROJEWSKI²

1. Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej
tel: 71 320 44 22 fax: 71 320 26 56 e-mail: marian.sobierajski@pwr.wroc.pl
2. Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej
tel: 71 320 37 24 fax: 71 320 26 56 e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.wroc.pl

Streszczenie: W pracy omówiono podstawowe akty prawne określające warunki przyłączania i pracy mikroźródeł w sieci rozdzielczej niskiego napięcia. Podano kryteria przyłączania mikroźródeł stosowane w Polsce i w innych krajach europejskich oraz wymagania stosownych norm i praktyczne sposoby oceny wpływu mikroźródeł na jakość energii.

Słowa kluczowe: mikrogeneracja, sieć niskiego napięcia.

1. WPROWADZENIE

W Polsce podstawowym aktem prawnym określającym warunki pracy źródeł energii w systemie elektroenergetycznym jest Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997r. Dostępny projekt nowej ustawy Prawo energetyczne (Wersja: 1.23), datowany jest na dzień 28.09.2012. Drugim wiążącym dokumentem jest Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. W trakcie uzgodnień parlamentarnych jest Ustawa o odnawialnych źródłach energii (OZE) [1], której projekt w najnowszej wersji (oznaczonej Wersja 2.0.1) pochodzi z 4 października 2012 r.

W praktyce krajowej w mikrogeneracji opartej na odnawialnych źródłach energii mogą znaleźć zastosowanie głównie małe turbiny wiatrowe, małe turbiny wodne i ogniwa fotowoltaiczne. Wspierane przez Ustawodawcę są także małe systemy pracujących w kogeneracji. Praktycznie mogą to być mikrosystemy wykorzystujące mikroturbiny gazowe, ogniwa paliwowe, czy silnik Stirlinga.

Ustawa o OZE wprowadza pojęcie małej instalacji i mikroinstalacji odnawialnego źródła energii.

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.

Mikroinstalacja to instalacja odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 40 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej lub chłodniczej do 70 kW.

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 odpowiednio dla mikroźródeł jedno i trójfazowych moc 3,7 kVA i 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 sprzedawać 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...”. 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, ..., jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci.”

Ważnym zapisem 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. Dotyczy to jednak przyłączenia pojedynczego mikrogeneratora o prądzie znamionowym nie przekraczającym 16 A. Takiej procedury nie stosuje się natomiast w takich krajach jak: Austria, Szwajcaria, Czechy, Niemcy, Hiszpania, Finlandia, Francja, Włochy, Norwegia i Szwecja.

W przypadku instalacji wymagającej 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 (Point of Common Coupling), sposób przyłączenia, wymagania dotyczące układów łączeniowych i zabezpieczeń mikroźródeł, wymagania odnośnie do zarządzania mocą czynną i bierną generowaną, sterowania generacją mocy czynnej podczas zmian częstotliwości w sieci.

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. Uwzględnia się następujące zagadnienia związane, z jakością energii elektrycznej: odchylenia i zmiany poziomu napięcia, szybkie zmiany napięcia, migotanie światła, harmoniczne, asymetria napięcia, zaburzenia (załamania) komutacyjne, zakłócenia transmisji sygnałów, wpływ na prądy zwarciove.

Istotnym zapisem Ustawy o OZE (rozdział 8.) jest wprowadzenie pojęcia **instalatora mikroinstalacji**, uprawnionego do wykonywania mikroinstalacji. Ustawa precyzuje cały szereg warunków formalnych, jakie musi spełniać osoba zwana „instalatorem”, natomiast główne warunki merytoryczne to odbycie stosownego szkolenia i złożenie z wynikiem pozytywnym egzaminu udokumentowanego stosownym świadectwem.

2. KRYTERIA PRZYŁĄCZANIA MIKROŹRÓDEŁ DO SIECI 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. W tabelicy 1. zamieszczono wybrane normy związane z pracą mikroźródeł w sieci rozdzielczej niskiego napięcia, natomiast w tabelicy 2 zestawiono praktyczne kryteria i wymagania stosowane w kilku krajach w odniesieniu do mikrogeneracji przyłączanej do sieci niskiego napięcia.

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

Numer normy	Tytuł normy
PN-EN 61000-2-2:2004	Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości i sygnałów przesyłanych w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia
PN-EN 61000-2-4:2003	Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości w sieciach zakładów przemysłowych
PN-EN 61000-3-2:2007	Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika $\leq 16A$)
PN-EN 61000-3-12:2012	Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu dla odbiorników o znamionowym prądzie fazowym $> 16 A$ i $\leq 75 A$ przyłączonych do publicznej sieci zasilającej niskiego napięcia
PN-EN 61000-3-3:2011	Ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia, powodowanych przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16 A$ przyłączone bezwarunkowo
PN-EN 61000-3-11:2004	Ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia. Urządzenia o prądzie znamionowym $\leq 75 A$ 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 50160:2010	Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych
PN-EN 50438:2010	Wymagania dotyczące przyłączenia mikrogeneratorów do publicznych sieci rozdzielczych

Tabela 2. Porównanie, stosowanych w kilku krajach europejskich, kryteriów i wymagań dotyczących przyłączenia mikrogeneracji do sieci niskiego napięcia [2]

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

W krajach, w których wcześniej rozwinęła się mikrogeneracja dopracowano się praktycznych wymagań w odniesieniu do wyposażania tych źródeł w układy sterowania. Przykładem są tu Niemcy, gdzie stosuje się trzy podstawowe zasady [3].

Regulacja mocy biernej:

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

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

Regulacja mocy czynnej w funkcji częstotliwości:

- dla wszystkich rozpatrywanych przypadków automatyczna redukcja mocy czynnej przy $f > 50,2$ Hz wg zadanej charakterystyki $P(f)$.

Zdalne sterowanie mocą czynną:

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

W Polsce brak jest dotychczas jednolitych i szczegółowych wymagań oraz kryteriów przyłączania mikroźródeł do sieci niskiego napięcia. Praktyka jest taka, że operatorzy sieci dystrybucyjnej w opracowanych IRiESD zawierają cząstkowe wymagania wybrane w oparciu o dostępne dane zagraniczne i skromne, jak dotychczas, własne doświadczenia. Przykładowo, IRiESD Tauron Dystrybucja S.A. określa maksymalną moc mikroźródła przyłączanego do sieci nN w następujący sposób:

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

W 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 ($S_{\Sigma max} \leq S_{nT(SN/nN)}$). 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.

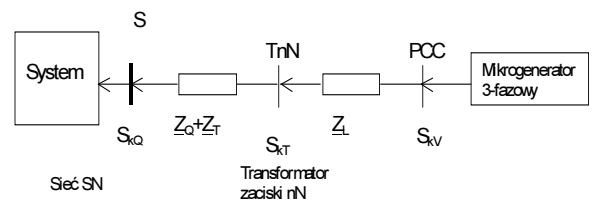
3. OCENA WPLYWU PRZYŁĄCZENIA MIKROŹRÓDEŁ NA JAKOŚĆ ENERGII

Przeprowadzenie oceny wpływu przyłączenia mikroźródeł do sieci wymaga zebrania danych o warunkach sieciowych w planowanym punkcie przyłączenia (dane linii, moc zwarciowa, poziom napięcia w różnych stanach obciążenia sieci) oraz danych jednostek generacji. Przy ocenie możliwości przyłączenia złącze w sieci nN jest traktowane jako punkt PCC.

Poniżej przedstawiono w skrócie wymagania przepisów i sposób oceny wpływu przyłączenia mikroźródeł na zmiany napięcia, wahania napięcia (dynamiczne zmiany napięcia), migotanie światła (flikier), asymetrię napięć i emisję harmonicznnych.

3.1. Układ mikrogenerator - system

Rozpatrzmy mikrogenerator 3-fazowy przyłączony do stacji transformatorowej SN/nN za pomocą linii o impedancji \underline{Z}_L , rys. 1. Węzeł PCC jest węzłem, w którym mikrogenerator wprowadza do sieci nN moc czynną i bierną. Rozpatrywany jest wariant pesymistyczny, tzn. pomijane jest obciążenie sieci.



Rys. 1. Schemat ideowy przyłączenia mikrogeneracji do systemu elektroenergetycznego

Moc zwarciowa w węźle PCC wynosi

$$S_{kV} = \frac{U_{nN}^2}{\left| \underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L \right|} \quad (1)$$

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

Moc zespolona mikrogeneracji wynosi

$$\underline{S}_G = \sqrt{3} U_G I_G \cos \varphi + j \sqrt{3} U_G I_G \sin \varphi = P_G + j Q_G \quad (2)$$

gdzie: φ – kąt mocy mikrogeneracji.

3.2. Powolne zmiany napięcia

W praktyce europejskiej przyjmuje się, że w normalnym układzie pracy sieci zmiana poziomu napięcia spowodowana pracą wszystkich jednostek wytwórczych w sieci nN nie powinna przekroczyć w żadnym z punktów tej sieci 3% poziomu napięcia, jaki występuje bez generacji [3].

Zmiany napięcia w punkcie PCC spowodowane generacją można wyznaczyć ze wzoru:

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

Jeżeli kąt $\varphi = \varphi_{ind} > 0$, to mikrogenerator wytwarza moc bierną indukcyjną ($Q_{Gind} > 0$). Napięcie na zaciskach generatora przy indukcyjnym współczynniku mocy będzie zawsze wyższe od napięcia systemu.

Jeżeli kąt $\varphi = -\varphi_{poj} < 0$, to mikrogenerator wytwarza moc bierną pojemnościową ($Q_{Gpoj} < 0$).

Jeżeli kąt $\varphi = 0$, to mikrogenerator wytwarza tylko moc czynną.

Praktyczny warunek na dopuszczalne procentowe zmiany napięcia ma postać:

$$\Delta u = \frac{S_G (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{U_{nN}^2} 100\% \leq 3\% \quad (4)$$

Wpływ wielu mikroźródeł na poziom napięcia w punktach ich przyłączenia określa się poprzez superpozycje zmian napięcia powodowanych pracą poszczególnych mikroźródeł, przy czym należy uwzględnić właściwy współczynnik mocy generowanej przez poszczególne mikroźródła.

3.3. Wahania napięcia

Wahania napięcia w punkcie przyłączenia spowodowane operacjami łączeniowymi mikroźródła w normalnych warunkach pracy sieci nie powinny przekroczyć 3% napięcia znamionowego sieci w punkcie przyłączenia. Największa skokowa zmiana napięcia wystąpi w czasie rozruchu mikrogeneratorsa.

Konieczny do spełnienia warunek ma postać:

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{nG} \cos(\psi - \varphi_r)}{S_{kV}} 100\% \leq 3\% \quad (5)$$

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

dzianej z zacisków mikrogeneratorsa, indukcyjny kąt mocy w czasie rozruchu $\varphi_r = \varphi_{rind} > 0$, pojemnościowy kąt mocy w czasie rozruchu $\varphi_r = -\varphi_{rpoj} < 0$

$$k_r = \frac{I_r}{I_{nG}} - \text{współczynnik rozruchu.}$$

Bardziej zgrubne, lecz pesymistyczne, oszacowanie wpływu załączenia mikrogeneratorsa na nagłe zmiany napięcia wyraża warunek

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{maxG}}{S_{kV}} 100\% \leq 3\% \quad (6)$$

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

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

3.4. Migotanie światła

Oceny uciążliwości migotania światła wprowadzanego do sieci przez mikroźródła dokonuje się na podstawie wskaźników: krótkotrwałego P_{st} i długotrwałego P_{lt} . Zapisy norm określają następujące wymagania:

$$P_{st} < 1,0, \quad P_{lt} < 0,65 \quad (7)$$

Spełnienie tych wymagań przez przyłączane mikroźródło powinno być potwierdzone przez producenta sto-

sownym certyfikatem zgodności lub przez podanie maksymalnej dopuszczalnej wartości impedancji zwarciowej sieci Z_{kmax} , do której można przyłączyć urządzenie. Zastępcza impedancja sieci widziana z punktu przyłączenia PCC powinna być mniejsza od impedancji Z_{kmax} .

3.4. Harmoniczne

Dla mikroźródeł o prądzie znamionowym do 16 A przyjmuje się dopuszczalne poziomy harmonicznych w prądzie, jak dla odbiorników zakwalifikowanych do urządzeń klasy A wg normy PN-EN 61000-3-2:2007.

Dla mikroźródeł o prądzie znamionowym od 16 do 75 A można wykorzystać zapisy normy dla odbiorników o tym zakresie prądów, tj. normy PN-EN 61000-3-12:2012.

Spełnienie wymagań przez przyłączane mikroźródło powinno być potwierdzone przez producenta stosownym certyfikatem zgodności lub wynikami pomiarów wykonanych przez akredytowane laboratorium.

3.5. Asymetria napięć

Podstawę oceny poziomu asymetrii napięć stanowi stosunek wartości składowej przeciwnej napięcia do składowej zgodnej. Norma PN-EN 61000-2-2:2004 dopuszcza 2% składowej przeciwnej napięcia w odniesieniu do składowej zgodnej. Asymetrię wywołaną przez przyłączanie jednofazowych odbiorników lub źródeł energii można w praktyce oszacować przez stosunek mocy przyłączonego urządzenia jednofazowego do trójfazowej mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia

$$k_{u2} = \frac{U_2}{U_1} 100\% = \frac{S_{max}}{S_{kV}} 100\% \quad (8)$$

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa o OZE. Projekt z 4 października 2012 r.
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 fur 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

CONDITIONS OF THE MICROGENERATOR CONNECTION TO THE LOW VOLTAGE NETWORK TAKING INTO ACCOUNT VALID RULES – CONFERENCE PAPER

Key-words: microgeneration, low voltage network

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 – REFERAT KONFERENCYJNY

Grzegorz BŁAJSZCZAK¹

1. City Energy Sp. z o.o.

tel: 605 325 824 e-mail: grzegorz.blajszczak@gmail.com

Streszczenie: Wzbogacanie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych o „inteligentne” systemy sterowania, automatyki i zabezpieczeń oraz tworzenie tzw. smart grid-u umożliwia 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.

Słowa kluczowe: mikrosieci, smart grid, efektywność

1. MOŻLIWOŚCI POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Małe źródła rozproszone utożsamiane są często ze źródłami odnawialnymi i wytwarzaniem energii elektrycznej w sposób przyjazny dla środowiska. Jednakże 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.

Tablica 1. Przetwarzanie energii pierwotnej w mikroźródłach

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

Utrzymanie określonego poziomu oddziaływania przez energetykę 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.

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 (wiatru, słońca, itp.) 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 wyłączanie mikroźródeł, przy znacznym wzroście ich ilości, będzie wpływało na obciążenie krajowych sieci elektroenergetycznych nawet w przypadku gdy 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 i stworzenie prostych i czytelnych zasad zakupu energii jest naturalnym dalszym rozwojem mikrosieci.

Kolejnym krokiem będzie poprawienie efektywności całego procesu począwszy od lepszego wykorzystania energii pierwotnej do optymalnego rozdziału energii wytworzonej. Koordynacja pracy mikroźródeł w mikrosieci, już na etapie przetwarzania energii pierwotnej, umożliwia lepsze wykorzystanie nośników energii o niższej wartości egzergii. Skojarzenie pracy kilku źródeł poprawia całkowitą sprawność mikrosieci. Znaczące straty energii występują również w układach sprzęgających mikrosieci z siecią krajową.

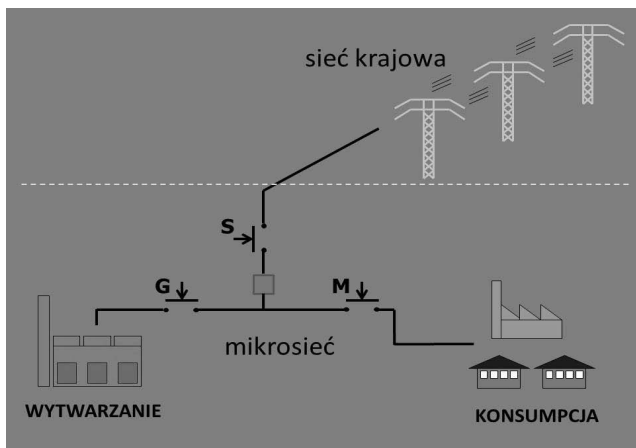
W większości przypadków energia w postaci elektryczności o małym, wahającym się napięciu i o zmiennej częstotliwości lub napięciu jednokierunkowym musi zostać przetworzona na energię elektryczną o akceptowalnym kształcie sinusoidalnego napięcia i wartości napięcia co najmniej 230V. Przy wprowadzeniu odpowiedniej komunikacji z siecią krajową można elastycznie przełączać mikrosieć 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 ciepłą.

2. WARIANTY PRACY MIKROSIECI

Nazwa „mikrosieci” nie jest terminem o ścisłym znaczeniu technicznym i należy ją rozumieć zgodnie ze znaczeniem jakie ma w potocznym języku. W tym artykule przyjęto, że mikrosieć może składać się z jednego źródła (czasami kilku źródeł) i jednego lub kilku odbiorów. Źródła mogą mieć moc od ok. 1 kW do 100 kW. Takie źródła nazywa się często mikroźródłami lub źródłami rozproszonymi. Mikrosieć może być trójfazowa o napięciu $3 \times 400 V$, 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 mikrosieci w zależności od projektu i zastosowanych urządzeń może przebiegać w kilku wariantach ilustrowanych na rysunku 1 przez wyłączniki G, S, M:

- generator zasila obciążenie (G i M zamknięte, S otwarty)
- generacja nie pracuje, obciążenie jest zasilane z sieci (S i M zamknięte, G otwarty)
- obciążenie nie pracuje, generacja oddaje całą energię do sieci (G i S zamknięte, M otwarty)
- generacja zasila 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 mikrosieci

Przypadki „a” oraz „b” mogą występować w bardzo prostych układach i jednocześnie bardzo tanich układach. Przykładem tej 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 pompę 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 mikrosieci 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 rozpowszechniania 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.

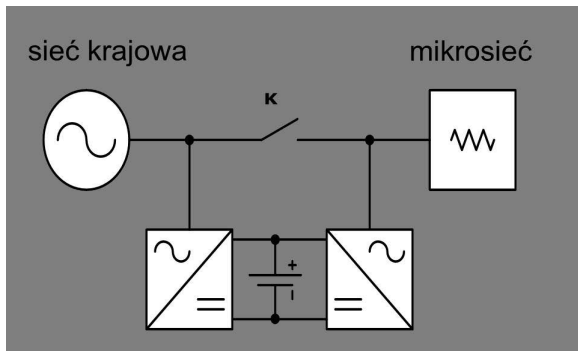
Przypadki „c” oraz „d” reprezentują podejście biznesowe, ukierunkowane na czerpanie korzyści z wytwarzania energii. Wtłaczanie do sieci krajowej energii z mikrosieci wymaga zastosowania układu sprzęgającego. Układ sprzęgający może również umożliwiać dwukierunkowy przepływ energii, co pozwoli na częściowe zasilanie odbiorników (tych samych lub różnych) w mikrosieci z sieci krajowej i częściowe zasilanie z lokalnych mikrogeneratorów (wariant „e”).

3. UKŁADY SPRZĘGAJĄCE MIKROSIECI 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 rysunku 2 pokazano podłączenie mikrosieci do sieci krajowej. Wyłącznik K jest zamknięty w przypadku gdy w mikrosieci nie pracują żadne generatory, w pozostałych wariantach pracy jest otwarty.

Bezpośrednie podłączenie mikroźródeł 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.

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 otrzymanie stałego napięcia. Kolejnym zadaniem układu sprzęgającego jest zrobienie sinusoidalnego kształtu napięcia z napięcia stałego. Najczęściej stosowanym sposobem jest zastosowanie falownika z modulacją szerokości impulsu.



Rys. 2. Przykładowy układ sprzęgający mikrościec z siecią krajową

4. WSPÓŁPRACA MIKROSIECI Z SIECIĄ KRAJOWĄ

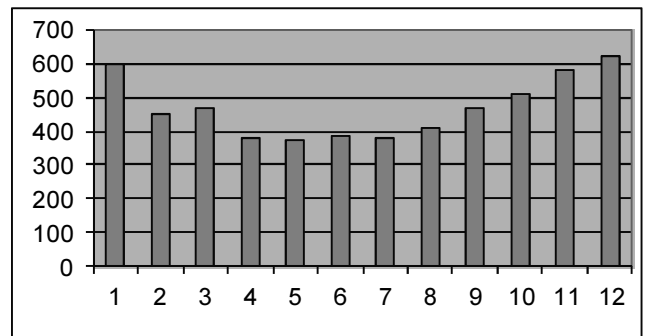
Najważniejszym zadaniem do spełnienia w systemie elektroenergetycznym jest utrzymanie jego stabilnej pracy. Polega to głównie na zrównoważeniu w każdej chwili czasowej wielkości energii wytwarzanej z energią konsumowaną. Ponieważ odbiorcy energii elektrycznej mają swobodę w sposobie, wielkości i czasie 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 występuje na ogół tylko zwiększenie poboru we wczesnych godzinach popołudniowych.

Regulacja mocy (wielkość wytwarzanej energii w danej chwili) dokonywana jest w skali kraju co ułatwia to 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 minut. 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 wymagała 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 mogli by 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-u.

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 rysunku 3 przedstawiono wartości energii, która była potrzebna do pokrywania szczytów dobowych w krajowym systemie w poszczególnych miesiącach roku.



Rys. 3. Energia potrzebna na pokrycie szczytów dobowych w poszczególnych miesiącach roku (w godzinach, w których zapotrzebowanie na moc było powyżej średniej dobowej)

5. MOŻLIWOŚCI REALIZACJI MIKROSIECI

W ostatnich latach dużą popularnością cieszą się mikrościeci 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

Mikrościec 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).

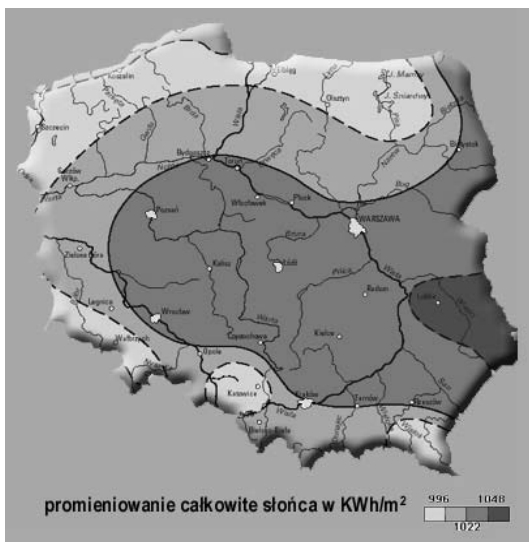


Rys. 4. Biogazownia firmy Farmatic (w Polsce: City Energy)

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 wy-

tworzą się samoczynnie. Na powierzchni 1 ha przy ok. 10 tys. ton odpadów, w ciągu roku może powstać prawie milionów m³ biogazu. Z 1m³ gnojowicy można uzyskać w przybliżeniu 20m³ biogazu, a z 1m³ obornika nawet 30m³. W budowanych dla celów energetyki biogazowniach fermentację prowadzi się na ogół w specjalnych, zamykanych zbiornikach. Biogazownia jest także źródłem energii cieplnej, a odpady po fermentacji mogą być wykorzystane jako nawóz.

W warunkach polskich orientacyjny koszt całkowity wytworzenia 1 kWh wynosi ok. 40 gr. Wejście w życie Ustawy dot. 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 tą 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.

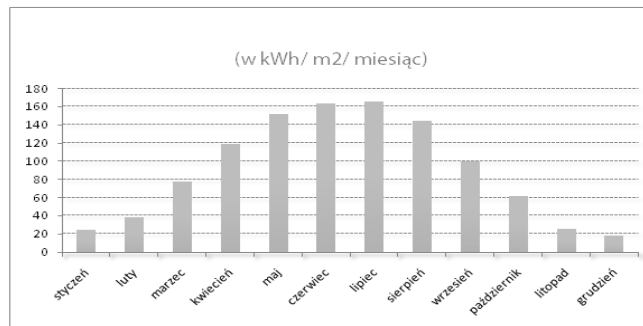


Rys. 5. Średnie nasłonecznienie w Polsce

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 wynosi ok. 1600. Rozkład nasłonecznienia w Polsce nie jest równomierny (rys. 5), 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. 6), to projektując mikrosieć można zaplanować pracę elektrowni słonecznej tylko przez kilka miesięcy w roku. Dołączenie do mikrosieci z elektrownią słoneczną zasobnika energii umożliwi bardziej efektywne korzystanie wytwarzanej energii. Firma City Energy jest w trakcie budowy elektrowni słonecznej zajmującej obszar 10 ha.



Rys. 6. Zmiany w ciągu roku nasłonecznienia w Polsce

6. WNIOSKI KOŃCOWE

Poprawa efektywności energetycznej mikrosieci jest możliwa dzięki dostosowywaniu jej wariantów pracy i doboru mikroźródeł 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 mikrosieci w elektrownie wirtualne powinno przynieść korzyści zarówno właścicielom tych sieci jak i krajowemu systemowi.

IMPROVING ENERGY EFFICIENCY OF MICRO-NETWORKS CONNECTED TO A SMART GRID – CONFERENCE PAPER

Key-words: micro-networks, smart grid, effectiveness

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 archiving better overall energy efficiency. Due to smart communication interfaces the micro-networks and micro-generators can also contribute to ancillary services.

PRACA AUTONOMICZNA MIKROSYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA – REFERAT KONFERENCYJNY

Irena WASIAK¹, Ryszard PAWEŁEK¹, Paweł KELM¹

1. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej

tel: 42 631-25-95; fax: 42 631-26-06; e-mail: irena.wasiak@p.lodz.pl; ryszard.pawelek@p.lodz.pl;
pawel.kelm@p.lodz.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono możliwości pracy autonomicznej mikrosystemów niskiego napięcia. Omówiono strategie sterowania źródłami energii, przyłączonymi do sieci za pomocą przekształtników, przy pracy w połączeniu z siecią zasilającą oraz przy pracy wyspowej. Przedstawiono wyniki badań testowych pracy wyspowej mikrosystemu skonfigurowanego w Laboratorium Generacji Rozproszonej Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej.

Słowa kluczowe: mikrosystemy elektroenergetyczne, praca wyspowa, sterowanie pracą mikrosystemów

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 użytkowania energii tworzy mikrosystem elektroenergetyczny. Mikrosystem integruje rozproszone źródła energii, w tym energii odnawialnych, sterowalne i niesterowalne odbiory oraz zasobniki energii. W porównaniu do tradycyjnych sieci odbiorczych architektura mikrosystemów zapewnia nowe możliwości funkcjonowania, obejmujące zarówno sterowanie wytwarzaniem jak i zapotrzebowaniem na energię elektryczną, w sposób zapewniający właścicielowi korzyści techniczne i ekonomiczne.

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. 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 [1, 2]. Z drugiej jednak strony, przy wzroście penetracji generacji rozproszonej, automatyczne wyłączenia źródeł przy zakłóceniach w sieci zasilającej znacząco obniżają niezawodność zasilania odbiorców przez przedsiębiorstwo energetyczne. Możliwość utrzymania zasilania z lokalnych źródeł jest korzystną – nie wykorzystaną w takim przypadku – cechą sieci z generacją rozproszoną, nawet jeśli praca wyspowa odby-

wa się przy zmniejszonej mocy dostarczanej i pogorszonej jakości 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 [2–4].

Zdaniem autorów, mikrosystem przyłączony do sieci zasilającej i pracujący normalnie w połączeniu z tą siecią, powinien mieć możliwość pracy autonomicznej przy zakłóceniach w sieci skutkujących przerwą w zasilaniu lub obniżeniem napięcia poniżej zdefiniowanej dla tego mikrosystemu krzywej odporności. Niniejszy referat 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 (*Voltage Source Converter* - VSC) jest jednym z częściej występujących rozwiązań, zarówno dla źródeł sterowalnych jak i niesterowalnych, wykorzystujących energię 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.

W mikrosystemie połączonym z siecią zasilającą nie jest wymagane bezpośrednie sterowanie napięciem i często-

tliwością. W takim przypadku przekształtniki źródeł pracują zazwyczaj w trybie sterowania prądowego (*Current Controlled Voltage Source Converters – CC-VSC*), w synchronizacji z napięciem sieci zasilającej, według strategii $P-Q$, której celem jest uzyskanie odpowiednich wartości generowanej mocy czynnej i biernej [1, 5]. Wartości referencyjne napięcia fazowego przekształtnika wyznaczane są najczęściej na podstawie wzajemnie ortogonalnych składowych prądu i_{dref} oraz i_{qref} . Składowa i_{dref} prądu referencyjnego wynika z porównania wartości mocy czynnej zadanej i pomierzonej, zaś składowa i_{qref} z porównania odpowiednich wartości mocy biernej. Składową i_{dref} można także wyznaczyć na podstawie zmian 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. Wartości referencyjne mocy mogą być zadawane przez operatora lub wyznaczane przez nadrzędny układ sterowania (regulator centralny), w sposób minimalizujący koszty ponoszone przez właściciela mikrosystemu, przy zapewnieniu prawidłowych technicznych warunków pracy układu.

Celem strategii sterowania jaką stosuje się przy pracy autonomicznej źródła jest zapewnienie bilansu mocy i utrzymanie zadanej wartości napięcia i częstotliwości w punkcie przyłączenia (strategia $U-f$) [2,5]. Wymaga to napięciowego trybu sterowania przekształtnikiem źródła (*voltage controlled voltage source converter – VC-VSC*) oraz odpowiedniej rezerwy mocy źródła dla pokrycia zmian mocy zapotrzebowanej.

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 [6]. Przejście na pracę wyspową mikrosystemu po utracie połączenia z siecią zasilającą 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 [5]. Zmiana sposobu sterowania odbywa się w sposób automatyczny i nie wymaga przełączeń w układzie sterowania. Należy zauważyć, że o ile w czasie pracy w połączeniu z siecią zasilającą moc bierna źródeł może być równa zero, o tyle w czasie pracy wyspowej regulacja mocy biernej jest niezbędna dla uzyskania bilansu mocy czynnej przy odpowiednich parametrach napięcia.

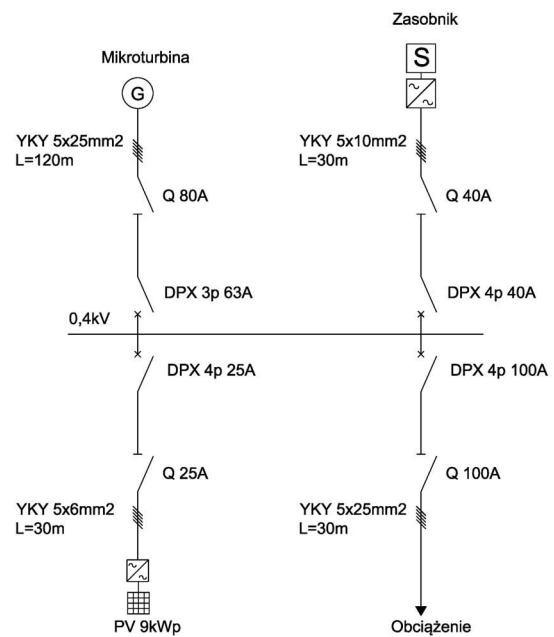
3. MIKROSYSTEM TESTOWY

W Laboratorium Generacji Rozproszonej Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej [7] skonfigurowano mikrosystem niskiego napięcia o typowej konfiguracji promieniowej, do którego przyłączono: panele fotowoltaiczne o mocy 6 kWp, mikroturebinę gazową Capostone C30 o mocy 30 kW, bateryjny zasobnik energii 10 kW oraz odbiory liniowe R, L o regulowanej mocy (rys. 1). Panele fotowoltaiczne, jako źródła niesterowalne, pracują w sposób ciągły z mocą maksymalną, możliwą do uzyskania w danych warunkach. Zasobnik energii jest przyłączany do sieci przez inwertory Sunny Island 4500. Zarówno mikroturebina jak i zasobnik wyposażone są w fabrycznie zaimplementowane układy sterowania,

umożliwiające pracę zarówno w trybie sterowania prądowego, jak i napięciowego.

Tryb sterowania prądowego mikroturebiny jest realizowany zwykle podczas pracy w połączeniu z siecią zasilającą (*Grid Connected Mode*). Zanik napięcia zasilającego powoduje awaryjne zatrzymanie się turbiny. Ponowne uruchomienie w trybie pracy autonomicznej (*Stand Alone Mode*) powoduje zmianę sposobu sterowania na napięciowy.

Zasobnik połączony z siecią zasilającą pracuje w trybie *RUN_I inwertora* i podobnie jak mikroturebina 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 70A a czas pracy w trybie UPS wynosi max 5 s), bądź od razu przejść do trybu pracy wyspowej *RUN_U* jako źródło napięcia referencyjnego i mocy.



Rys. 1. Schemat mikrosystemu do badań testowych

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 mikroturebina pracuje w trybie „*Grid Connected Mode*”.
- mikroturebina jest źródłem napięciowym (*Stand Alone Mode*), a zasobnik pracuje w trybie „*RUN_I*”.

Badania pracy mikrosystemu testowego przeprowadzono dla obu wariantów.

4. PRACA AUTONOMICZNA – BADANIA OBIEKTOWE

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

Test przeprowadzono przy założeniu stałej mocy generowanej przez turbinę: $P_t = 2,7$ kW i $Q_t = 0$. Moc czynna wytwarzana przez panele fotowoltaiczne wahała się w granicach $P_{PV} = 2,8-3,7$ kW, przy mocy biernej $Q_{PV} = 0$. W czasie testu

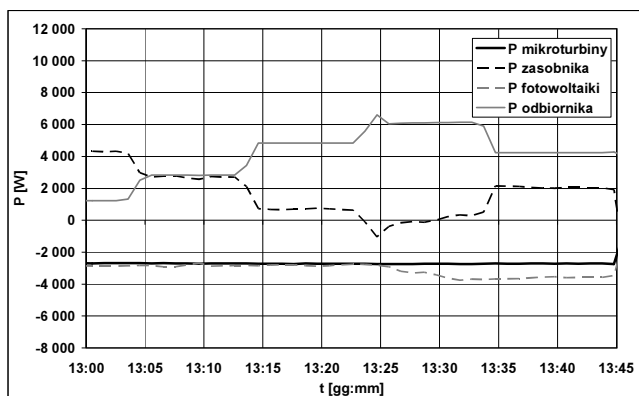
zmieniano pięciokrotnie moce obciążenia, ich wartości podano w tabelicy 1.

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

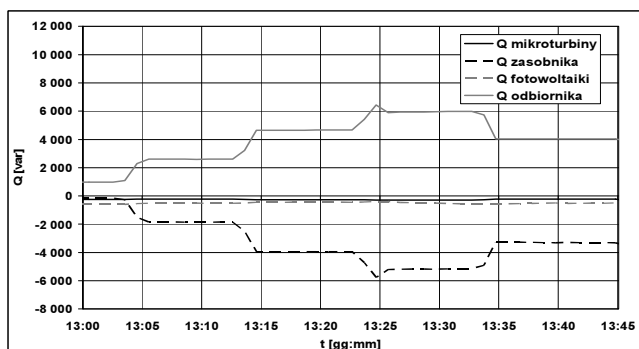
P [kW]	1,3	2,8	4,8	6,1	4,2
Q [kvar]	0,9	2,6	4,6	5,9	4,0

Bilans mocy czynnej w mikrosystemie przy zmianach mocy odbiornika pokazano na rysunku 2. 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.

Na rysunku 3 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.

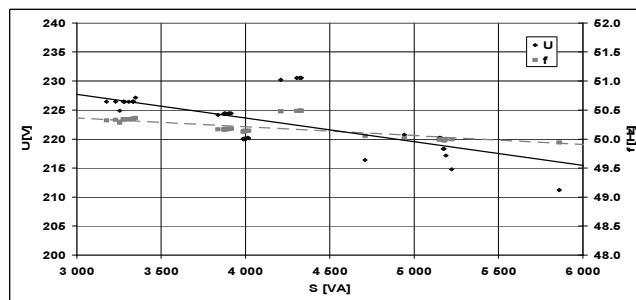


Rys. 2. Bilans mocy czynnej w mikrosystemie dla wariantu I



Rys. 3. 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. 4). Występuje w nich wyraźna zależność wartości napięcia i częstotliwości od poziomu obciążenia. Nachylenie charakterystyki napięciowej jest równe $-7,2$ V/kVA, a częstotliwościowej $-0,2$ Hz/kVA.



Rys. 4. Charakterystyki statyczne zasobnika energii dla wariantu I pracy mikrosystemu

4.2. Wariant II (źródłem referencyjnym w mikrosystemie jest mikroturbina)

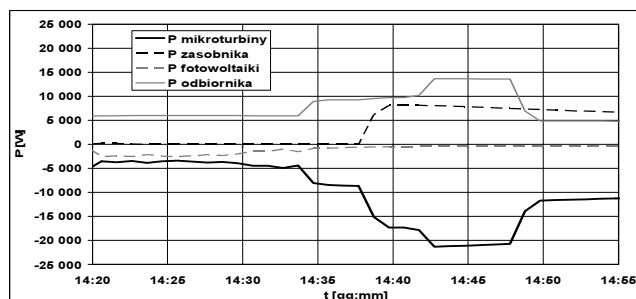
Harmonogram zmian mocy obciążenia w czasie testu obejmował kolejno wartości podane w tabelicy 2.

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

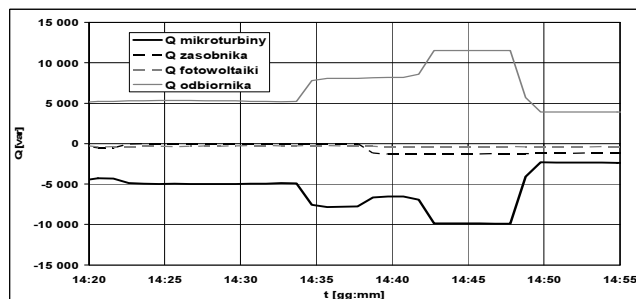
P [kW]	5,9	9,5	13,6	4,2
Q [kvar]	5,3	8,1	11,5	3,9

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

Na rysunku 5 pokazano bilans mocy czynnej, a na rysunku 6 bilans mocy biernej w mikrosystemie przy zmianach mocy odbiornika. W tym wariantcie pracy mikrosystemu mikroturbina jako źródło napięciowe pełni funkcję elementu bilansującego i pokrywa zmiany mocy czynnej i biernej.



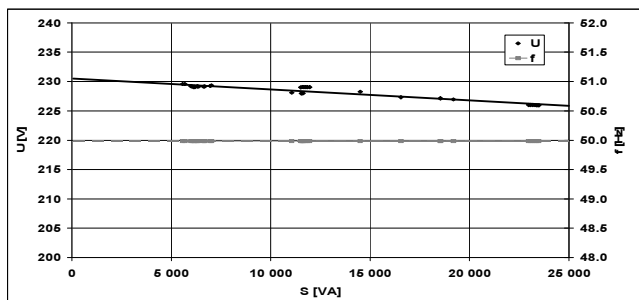
Rys. 5. Bilans mocy czynnej w mikrosystemie dla wariantu II



Rys. 6. Bilans mocy biernej w mikrosystemie dla wariantu II

Charakterystyki statyczne $U = f(S)$ i $f = f(S)$ mikroturbiny jako źródła referencyjnego przedstawiono na rysunku 7. Zależność wartości napięcia i częstotliwości od poziomu

obciążenia jest w tym przypadku znacznie mniejsza i wynosi odpowiednio $-0,3$ V/kVA oraz $-0,002$ Hz/kVA.



Rys. 7. Charakterystyki statyczne mikroinstalacji dla wariantu II pracy mikrosystemu

Zarówno mikroinstalacja jak i baterijny zasobnik energii, jako źródła napięcia referencyjnego, mogą pełnić funkcję bilansowania mocy w mikrosystemie. Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że mikroinstalacja gazowa jest lepszym źródłem napięcia referencyjnego, gdyż zapewnia bardziej stabilne warunki zasilania odbiorów (posiada sztywniejsze charakterystyki statyczne) w szerszym zakresie obciążenia.

Możliwości zasobnika są ograniczone jego mocą i pojemnością. Ponadto, mała sztywność charakterystyki $U = f(Q)$ wskazuje na znaczne obniżenie napięcia przy dużym obciążeniu mocą bierną. Warunki pracy mikrosystemu z elektrochemicznym zasobnikiem energii można poprawić stosując kompensację mocy biernej odbioru.

Wadą mikroinstalacji jest brak możliwości magazynowania energii. Mikroinstalacja 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.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Możliwość pracy autonomicznej mikrosystemów elektroenergetycznych może przyczynić się do zwiększenia niezawodności dostawy energii elektrycznej do odbiorców. Mikrosystem może utrzymać zasilanie odbiorców w czasie

utrąty 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 mikroinstalacji gazowej i baterijnego zasobnika energii jako potencjalnych źródeł napięcia referencyjnego podczas krótkotrwałej pracy autonomicznej mikrosystemu.

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

BIBLIOGRAFIA

1. Katiraei F., Iravani R., Hatziargyriou N., Dimenas A.: Microgrid Management. Controls and Operation Aspects of Microgrids, IEEE Power & Energy Magazine, May/June 2008
2. Balaguer I.J., Supatti U., Lei Q., Choi N.-S., Peng F.Z.: Intelligent Control for Intentional Islanding Operation of Microgrids, ISCT 2008
3. Driesen J., Katiraei F.: Design for Distributed Energy Resources, IEEE Power & Energy Magazine, No. 8 2008
4. Gomez J.C., Morcos M.M.: Distributed Generation: Exploitation of Islanding Operation Advantages. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008
5. 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
6. 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
7. Pawełek R., Wasiak I., Mieński R., Gburczyk P.: Mikrosystem – węzeł energetyczny w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, Konferencja Aktualne problemy w elektroenergetyce, APE'11, Jurata, 8–10.06.2011, s. 143-150, ISBN 978-83-931317-0-9

AUTONOMOUS OPERATION OF LOW VOLTAGE MICROSYSTEMS – CONFERENCE PAPER

Key-words: microgrids, microgrid autonomous operation, microgrids control, energy storage

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.

KONCEPCJA SYSTEMU MGRID DO WSPOMAGANIA PROJEKTOWANIA I STEROWANIA PRACĄ WIELONOŚNIKOWYCH MIKROSIECI ENERGETYCZNYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Dariusz BACZYŃSKI¹, Piotr HELT¹, Marek MANIECKI³, Jacek WASILEWSKI¹

1. Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki
tel: 22-234-7314 e-mail: dariusz.baczynski@ien.pw.edu.pl
tel: 22-234-7314 e-mail: piotr.helt@ien.pw.edu.p
tel: 22-234-7659 e-mail: jacek.wasilewski@ien.pw.edu.pl
2. Globema Sp. z o.o.
e-mail: marek.maniecki@globema.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono koncepcję systemu MGrid – systemu wspomaganego projektowania i sterowania pracą wielonośnikowych mikrosieci energetycznych. Pierwsza część pracy zawiera uzasadnienie podjęcia problemu kompleksowej optymalizacji wykorzystania energii w jej różnych postaciach – nośnikach w odniesieniu do obszaru działania typowej mikrosieci. W artykule omówiono także planowaną funkcjonalność systemu oraz jego architekturę. Zaprezentowano również wnioski dotyczące spodziewanych korzyści wynikających ze stosowania opracowywanego systemu.

Słowa kluczowe: mikrosieci, optymalizacja, projektowanie

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 terenach 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 [1–4]. Korzyści tego typu podejścia można podzielić na trzy grupy. Pierwsza grupa to korzyści, które odnoszą odbiorcy przyłączeni do mikrosieci i ich właściciele:

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

Druga grupa korzyści dotyczy 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 grupa dotyczy całości 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 OZE),
- lepsze wykorzystanie posiadanych pierwotnych nośników energii

Idea mikrosieci nie jest remedium na wszelkie problemy społeczno-ekonomiczne, które mogą się pojawić w przyszłości ale autorzy pracy uważają, że jej wdrażanie może w pewnym zakresie przyczynić się do zrównoważonego rozwoju.

2. MIKROSIEĆ WIELONOŚNIKOWA

2.1. Idea

Zasadniczą korzyścią ekonomiczną tworzenia mikrosieci, 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 kosztu 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 mikrosieci wielonośnikowej: to ro-

dziej systemu lokalnej dystrybucji energii, który skupia odbiory, źródła i zasobniki różnych postaci energii.

2.2. Wymagania

Zrównoważona mikrościeć wielonośnikowa powinna spełniać następujące ogólne wymagania:

- zaspokajać zapotrzebowanie na poszczególne nośniki energii gdy mikrościeć jest połączona z systemami energetycznymi,
- zaspokajać założone zapotrzebowanie na poszczególne nośniki energii gdy mikrościeć nie jest połączona z systemami energetycznymi – czyli pracuje w trybie wyspowym,
- realizować określoną funkcję celu – dla przykładu 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 OZE),

$D_{us,i}$ – dochody z świadczenia usług systemowych operatorowi sieci i -tego nośnika.

Funkcja celu przedstawiona zależnością (1) odnosi się zasadniczo do etapu projektowania mikrościeci. 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 odnoszących się do poszczególnych aspektów jej działania. Przyjęcie innych kryteriów jakościowych w trakcie eksploatacji może spowodować, że zaprojektowana struktura mikrościeci będzie nieoptymalna.

3. IDEA SYSTEMU INFORMATYCZNEGO

3.1. Wspomagane procesy

Przedstawione wymagania dotyczące mikrościeci prowadzą do konkluzji, że system informatyczny powinien wspomagać:

- projektowanie wielonośnikowej mikrościeci z optymalizacją założonej funkcji kryterialnej,
- sterowanie wielonośnikowej mikrościeci z optymalizacją założonej funkcji kryterialnej.

3.2. Zakładana funkcjonalność

System informatyczny powinien uwzględniać następujące informacje:

- dane o obiektach energetycznych w tym odwzorowanie sieci energetycznych,

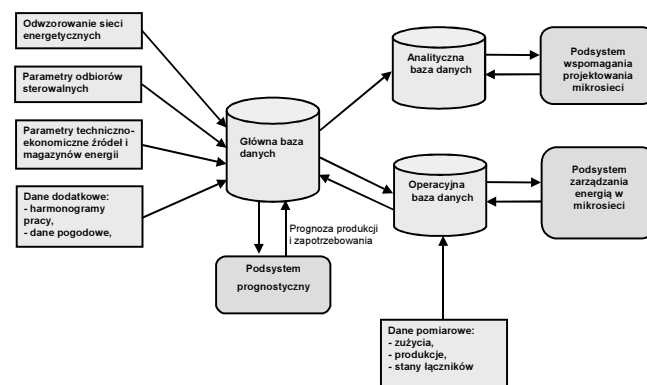
- charakterystyki techniczno-ekonomiczne źródeł energii, zasobników energii i odbiorników sterowalnych,
- dane z urządzeń pomiarowych (zużycia energii, stany łączników itp.),
- dane dodatkowe: warunki pogodowe, procesy technologiczne, procesy remontowe.

3.3. Architektura systemu

Ze względu na założoną funkcjonalność system powinien posiadać dwa główne (w pewien sposób rozłączne) podsystemy:

- podsystem wspomagania projektowania mikrościeci,
- podsystem zarządzania energią w mikrościeci.

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



Rys. 1. Koncepcja architektury systemu informatycznego.

4. ELEMENTY SYSTEMU MGRID

4.1. Podsystem wspomagania projektowania mikrościeci

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

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

4.2. Podsystem zarządzania energią w mikrościeci

Zakłada się, że mikrościeć 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 mikrościeci. 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 obserwo-

walności 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).

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 mikrosieci [7, 9–11]), 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 mikrosieci w trybie wyspowym

Celem tego modułu będzie bieżące bilansowanie mocy w mikrosieci, 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 mikrosieci. Jak wiadomo, pewne odbiory muszą mieć jak najwyższą (gwarantowaną) ciągłość zasilania (np. oświetlenie awaryjne, pompy i wentylatory pożarowe, zapewnienie ciągłości wybranych procesów produkcyjnych, itp.) [12]. Z kolei, 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. zmniejszenie nastaw regulatorów temperatury, natężenia oświetlenia, itp., jak również w sposób twardy, np. zadawanie sygnału wyłączenia na aktry 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 mikrosieci, z tym, że w funkcji kryterialnej istotniejszą rolę grać będą 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

mikrosieci 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 i ciepła. i przesyłania ich do stron kontraktów, jak również do przedsiębiorstw odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe (w przypadku energii elektrycznej). Osoba odpowiedzialna za handel energią na rynku będzie wspomagana układanymi przez MGrid planami pracy mikrosieci opartymi na średnio- oraz krótkoterminowych prognozach zapotrzebowania oraz produkcji energii.

W założeniach koncepcji „smart grid” mikrosieci mogą stanowić źródło/odbior sterowalny będący elementem „wirtualnej elektrowni”, działającej jako agregator usług systemowych. Mikrosieci, 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 wspomagający udział mikrosieci 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 gry rynkową oraz negocjacje ze stronami kontraktu tak, aby dążyć do spełnienia założonych przez człowieka celów. Interesującą propozycją jest stworzenie otwartej, wieloagentowej platformy działającej na lokalnych rynkach energii. Do tego celu musi być 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 sztuczne sieci neuronowe 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 pewnymi procesami przemysłowymi, udziałem w imprezach, konferencjach, korzystanie z pokoi hotelowych, itp. będą mogły być zgłaszane (deklarowane) przez pracowników 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 mikrosieci. Zakładane korzyści ze stosowania zaproponowanego rozwiązania będą dotyczyły nie tylko właścicieli mikrosieci 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. Biczek P.: Wytwarzanie energii w mikrosieciach, Automatyka-Elektryka-Zakłócenia 2011, Nr.4, ISSN 20824149
2. Olszowiec P.: Autonomiczne systemy elektroenergetyczne małej mocy. Mikrosieci, Energia Gigawat 2009, Nr 7–8.
3. Hatziargyriou N. D., Asano A., Iravani R., Marnay C. : Microgrids. IEEE Power & Energy Magazine, 5 (2007), no. 4, s. 78–94.
4. Lasseter R., Akhil A., Marnay C., Stephens J., Dagle J., Guttromson R., Meliopoulos A., Yinger R. and Eto J.: 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., Staunton R.H., Labinov S. D., Kirby B.J.: Microgrid Energy Management System, OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY, January 29, 2003
6. Hatziargyriou 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) 8/2010, ISSN 0033-2097
8. Baczyński D.: „Koncepcja obliczeń technicznych i ekonomicznych dla potrzeb lokalnych rynków energii”, Rynek Energii, nr 4/2008, s. 17–24, ISSN 1425-5960.
9. Księżyk K., Parol M.: Steady states analysis of microgrids operation. Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), R. 84, NR 11/2008, 14–19.
10. Katiraei F., Iravani R.: Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units. IEEE Transactions on Power Systems, 21 (2006), no.4, 1821–1831
11. Oyarzabal J., Jimeno J., Ruela J., Engler A., Hardt C.: Agent based Micro Grid Management System. CD Proceedings of the Int. Conf. on Future Power Systems FPS 2005, November 16–18, 2005, Amsterdam, Page(s): 6 pp.
12. Parol M., Baczyński D.: Automatyka zabezpieczeniowa oraz resynchronizacja mikrosieci, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Sieci Elektroenergetyczne w Przemśle i Energetyce - Sieci'2008”, Szklarska Poręba, ISBN 978-83-921315-5-7, 10–12 września 2008, s. 19–26.
13. Hatziargyriou N.D., Dimeas A., Tsikalakis A.G., Lopes J.A.P., Karniotakis G., Oyarzabal J.: 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., Kaleta M., Pałka P., Smolira K., Toczyłowski E., Traczyk T.: Multi-commodity Market Data Mode, Technical report, available at <http://www.openm3.org>.

IDEA OF MGRID SYSTEM FOR MULTICARRIER ENERGY MICROGRID DESIGNING AND CONTROL – CONFERENCE PAPER

Key-words: microgrids, optimization, designing

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.

OBLICZANIE ASYMETRII NAPIĘĆ W SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA WPROWADZANEJ PRZEZ JEDNOFAZOWĄ MIKROGENERACJĘ Z WYKORZYSTANIEM RÓWNAŃ ROZPŁYWU MOCY – REFERAT KONFERENCYJNY

Marian SOBIERAJSKI¹, Wilhelm ROJEWSKI²

1. Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej
tel: 71 320 44 22 fax: 71 320 26 56 e-mail: marian.sobierajski@pwr.wroc.pl
2. Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej
tel: 71 320 37 24 fax: 71 320 26 56 e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.wroc.pl

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 pracy przedstawiono model matematyczny pozwalający wyznaczać współczynnik asymetrii napięć w oparciu o analityczne rozwiązanie równań węzłowych rozptywu mocy.

Słowa kluczowe: mikrogeneracja, asymetria napięć, sieć niskiego napięcia.

1. WPROWADZENIE

Mikrogeneratory 1-fazowe wprowadzają do 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% [1, 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

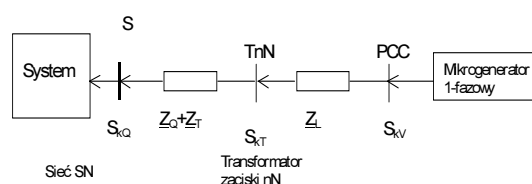
$$\underline{Z} = \underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L \quad (1)$$

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.

Węzeł PCC jest węzłem, w którym mikrogenerator wprowadza do wybranej fazy sieci nN moc czynną i bierną. Węzeł TnN odpowiada zaciskom dolnego napięcia transformatora SN/nN i charakteryzuje go moc zwarciova S_{kT} . Węzeł S odpowiada zaciskom SN transformatora SN/nN i charakteryzuje go moc zwarciova S_{kQ} , reprezentująca sieć zewnętrzną. Moc zwarciova w węźle PCC wynosi

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

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



Rys. 1. Schemat ideowy przyłączenia mikrogeneratora 1-fazowego do systemu elektroenergetycznego

Celem rozważań jest zbudowanie modelu matematycznego opisującego układ elektroenergetyczny pokazany na rysunku 1. i pozwalającego na analityczne wyznaczenie napięć w węźle PCC dla składowej symetrycznej zgodnej i przeciwnej. Wyznaczone zależności analityczne są wykorzystane do obliczenia współczynnika asymetrii napięć.

2. ANALIZA OBWODU ELEKTRYCZNEGO Z PRZYŁĄCZONYM MIKROGENERATOREM

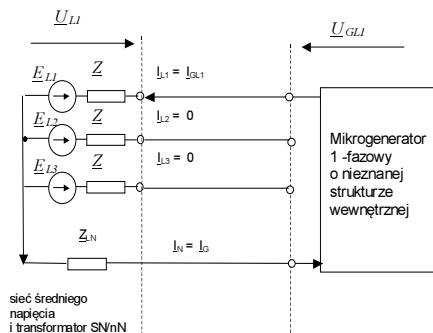
2.1. Schemat 3-fazowy układu elektroenergetycznego

Na rysunku 2. pokazano obwód 3-fazowy modelujący system elektroenergetyczny z przyłączonym 1-fazowym mikrogeneratorem. 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 mikrogeneratora 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 stopni.

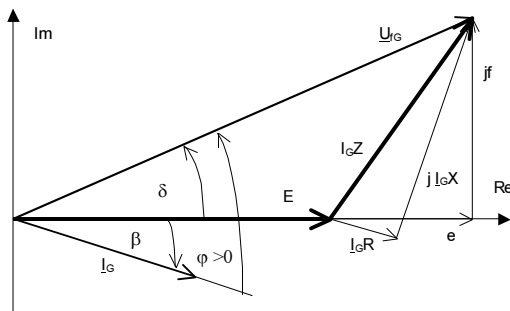


Rys. 2. Obwód modelujący układ elektroenergetyczny z przyłączonym mikrogeneratorem 1-fazowym.

Wektorem odniesienia dla wielkości elektrycznych charakteryzujących mikrogenerator jest sem systemu zewnętrznego $\underline{E}_{L1} = E + j0$. Mikrogenerator 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.

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

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 rysunku 3. odpowiada wprowadzaniu do sieci mocy czynnej i biernej wytwarzanej przez mikrogenerator 1-fazowy. 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 mikrogenerator 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 mikrogenerator wytwarza moc bierną pojemnościową, czyli pobiera moc bierną z sieci nN i wtedy moc bierna generatorka jest ujemna $Q_{Gpoj} < 0$.

Zwykle uważa się, że mikrogenerator 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 rozplywu mocy. Wyznaczenie modułu i kąta napięcia generatorka

Najprościej można wyznaczyć napięcie mikrogeneratorka korzystając z równań węzłowych dla fazy L1 w jednostkach względnych przy napięciu bazowym U_b oraz impedancji bazowej Z_b

$$U_b = E = U_{fn} = \frac{U_{nN}}{\sqrt{3}}, \quad Z_b = 1 \Omega \quad (7)$$

Bazowe napięcie i bazowa impedancja pozwalają wyznaczyć bazową moc

$$S_b = \frac{E^2}{Z_b} = U_{fn}^2 = \frac{U_{nN}^2}{3}, \quad (8)$$

Po wprowadzeniu jednostek względnych równania węzłowe rozplywu 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: $\underline{Y} = G + jB = \frac{Z_b}{Z}$ – admitancja gałęzi łączącej system z

1-fazowym mikrogeneratorkem, $\underline{U}_{fG} = e + jf$ – napięcie

mikrogeneratorka, $\underline{S} = P + jQ = \left(\frac{P_G}{S_b} + j \frac{Q_G}{S_b} \right)$ – moc mi-

krogeneratorka, $\underline{E}_{L1} = \frac{E}{U_b} = 1 + j0$ – sem systemu.

2.3. Wyznaczenie modułu i kąta napięcia generatorka

Równania węzłowe (9a, 9b) są równaniami kwadratowymi, które w przypadku obwodu jednoczkowego mogą być rozwiązane analitycznie.

Najpierw pomnóżmy 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 admitancji 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 rysunku 2. pochodzą od prądu $IL1$ 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 nieznane, natomiast znane są wartości impedancji źródła dla składowej zgodnej $Z1$, przeciwnej $Z2$ i zerowej $Z0$. Macierz impedancji źródła w układzie 012 ma następującą postać [3]

$$\mathbf{Z}_{012} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_2 \end{bmatrix} \quad (18a)$$

$$\mathbf{Z}_{012} = \begin{bmatrix} K+L+M & 0 & 0 \\ 0 & K+a^2L+aM & 0 \\ 0 & 0 & K+aL+a^2M \end{bmatrix} \quad (18b)$$

Jeżeli system zewnętrzny jest opisany przez impedancje zgodną, przeciwną i zerową, to można wyznaczyć impedancje tego źródła w układzie $L1L2L3$ dokonując przekształcenia odwrotnego

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} K & L & M \\ M & K & L \\ L & M & K \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_2 \end{bmatrix} \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (19)$$

Po wymnożeniu wszystkich trzech macierzy otrzymujemy

$$\mathbf{Z} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + a\underline{Z}_1 + a^2\underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + a^2\underline{Z}_1 + a\underline{Z}_2 \\ \underline{Z}_0 + a^2\underline{Z}_1 + a\underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + a\underline{Z}_1 + a^2\underline{Z}_2 \\ \underline{Z}_0 + a\underline{Z}_1 + a^2\underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + a^2\underline{Z}_1 + a\underline{Z}_2 & \underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 \end{bmatrix} \quad (20)$$

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 $Z1 = Z2$, co oznacza równość $L=M$. 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

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{L1} + a\underline{U}_{L2} + a^2\underline{U}_{L2}) \quad (27a)$$

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{3}(E + K\underline{I}_{L1} + a^3E + aM\underline{I}_{L1} + a^3E + a^2M\underline{I}_{L1}) \quad (27b)$$

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{3}(3E + \underline{I}_{L1}(K + aM + a^2M)) \quad (27c)$$

$$\underline{U}_1 = E + \frac{1}{3}\underline{I}_{L1}(K - M) \quad (27d)$$

$$\underline{U}_1 = E + \frac{1}{3}\underline{I}_{L1}\underline{Z}_1 \quad (27e)$$

Postępując podobnie można wyznaczyć wzór na składową symetryczną przeciwną napięcia fazowego na zaciskach mikrogenerатора

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{L1} + a^2\underline{U}_{L2} + a\underline{U}_{L2}) \quad (28a)$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}(E + K\underline{I}_{L1} + a^4E + a^2M\underline{I}_{L1} + a^2E + aM\underline{I}_{L1}) \quad (28b)$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}(0E + \underline{I}_{L1}(K + aM + a^2M)) \quad (28c)$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}\underline{I}_{L1}(K - M) \quad (28d)$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}\underline{I}_{L1}\underline{Z}_1 \quad (28e)$$

3.2. Współczynnik asymetrii napięć wynikający z przyłączenia do sieci niskiego napięcia 1-fazowego mikrogeneratorem

Asymetrię napięć charakteryzuje się współczynnikiem asymetrii w_{as} otrzymanym z podzielenia wartości skutecznej składowej przeciwnej i zgodnej napięcia

$$w_{as} = \frac{\left| \frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} \right|}{\left| \frac{\underline{Z}_1 \underline{I}_G}{3E + \underline{Z}_1 \underline{I}_G} \right|} \quad (29)$$

gdzie: $E = U_{fn} = \frac{U_{nN}}{\sqrt{3}}$ – sem systemu zewnętrznego,

$$\underline{I}_G = \frac{\underline{S}_G^*}{\underline{U}_{fG}^*} = \frac{P_G - jQ_G}{(e - jf)E}$$
 – prąd mikrogeneratorka 1-fazowego,

wego, $U_{fG} = (e + jf)U_b = (e + jf)E$ – napięcie na zaciskach mikrogeneratorka 1-fazowego wyznaczone z rozwiązania równań węzłowych rozplywu mocy.

4. UWAGI KOŃCOWE

W pracy przedstawiono model matematyczny pozwalający wyznaczyć analitycznie asymetrię napięć wprowadzaną do sieci niskiego napięcia przez 1-fazowy mikrogeneratork.

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Projekt z 4 października 2012 r. dostępny na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki.
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
3. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych. Warszawa, WNT 1996, s. 122, s. 244, ISBN 83-204-22060-1.

COMPUTING VOLTAGE ASYMMETRY MAKING BY ONE PHASE MICROGENERATOR IN LOW VOLTAGE NETWORK BY LOAD FLOW EQUATIONS – CONFERENCE PAPER

Key-words: microgeneration, voltage asymmetry, low voltage network

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 calculation of the asymmetry quotient are presented in the paper.

WYŚWIETLACZ DOMOWY IHD – PRZEGLĄD DOŚWIADCZEŃ Z PROJEKTÓW BADAWCZYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Krzysztof BILLEWICZ¹

1. Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej

tel: +48 71 320-21-35; fax: +48 71 320-26-56; e-mail: Krzysztof.Billewicz@pwr.wroc.pl

Streszczenie: Istnieje wiele opracowań na temat inteligentnych systemów pomiarowych. Miarą sukcesu wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych jest stopień zaangażowania klienta – odbiorcy i jego współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi, a także w konsekwencji takiego zaangażowania pływająca zmiana jego nawyków korzystania z energii elektrycznej. Artykuł ten skupia się na jednym urządzeniu inteligentnych systemów pomiarowych – na wyświetlaczu domowym. Charakteryzuje jego funkcje oraz przedstawia międzynarodowe doświadczenia płynące z projektów badawczych oraz wnioski z opracowań.

Słowa kluczowe: wyświetlacz domowy, licznik inteligentny.

1. WPROWADZENIE

Wielu badaczy podkreśla, że sukces wdrożenia inteligentnych sieci wystąpi wówczas, kiedy bierny odbiorca energii przekształci z się w aktywnego prosumenta. Oczekuje się, że już na poziomie pojedynczego gospodarstwa domowego odbiorca rozpocznie efektywne zarządzanie swoim zapotrzebowaniem na energię elektryczną [11].

Aby to tego doszło musi on zostać wyposażony w odpowiednie narzędzia, które umożliwią takie jego zaangażowanie. Podstawowym takim urządzeniem jest inteligentny licznik 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.

Liczniki energii znajdują się w trudno dostępnych miejscach, przez co utrudniona jest interakcja z klientami. Zatem 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. 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.

2. AKTUALNY STAN WIEDZY

2.1. Cel wprowadzania wyświetlaczy domowych

Zakłada się, że wyświetlacze domowe mogą pomóc klientom zaoszczędzić pieniądze i zmniejszyć emisję dwutlenku środowiska. 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 URE wyposażenie klienta w prosty wyświetlacz, który zostałby zintegrowany z licznikiem lub nawet byłby zlokalizowany w bardziej dogodnym miejscu, nie jest rozwiązaniem satysfakcjonującym. Prezes uważa, że istnieje znaczna populacja odbiorców, od których nie można oczekiwać świadomego, trwałego uczestnictwa w programach DR [9].

W Wielkiej Brytanii Rząd postanowił, że wszystkie gospodarstwa domowe powinny być wyposażone w wyświetlacze domowe IHD oraz określił minimalne wymagania w stosunku do tych urządzeń. Uważa się, że powszechne wdrożenie wyświetlaczy domowych będzie promować zaangażowanie konsumentów i przyczyni się do uzyskania oszczędności zużycia energii i emisji dwutlenku w całej populacji [6].

3. CHARAKTERYSTYKA WYŚWIETLACZA DOMOWEGO

3.1. Definicja

Wyświetlacz domowy domowych IHD (ang. *in-home display*) jest to urządzenie elektroniczne, wyposażone 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. 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 zamkniętych szafkach.

3.2. Opis

Wyświetlacz dmowy, dla klientów będzie najbardziej widocznym elementem inteligentnego systemu pomiarowego w mieszkaniu. IHD posiada kolorowy, dotykowy wyświetlacz wysokiej rozdzielczości oraz bogatą funkcjonalność. Wyświetlacz IHD umieszcza się w widocznym miejscu w mieszkaniu.

Tablica 1. Informacje wyświetlane przez wyświetlacz IHD [2][6]

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 – rosnące, czy malejące,
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"> Datę i czas oraz dzień tygodnia (czas zsynchronizowany z innymi inteligentnymi komponentami systemu pomiarowego), Taryfę energetyczną 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.

Dane na wyświetlaczu powinny być prezentowane w formie wizualnej, a nie numerycznej, żeby umożliwić odbiorcom łatwe odróżnienie dużego poboru mocy od małego. Odbiorcy dużo lepiej rozumieją informacje o zużyciu energii prezentowane, jako kwota w walucie lokalnej, niż energia w kWh. Dochodzi jeszcze kwestia sposobu rozliczania: przedpłatowo lub kredytowo, kwestia istnienia opłat stałych, rabatów i bonifikat, podatku VAT, akcyzy itp. Odpowiednie zaprezentowanie w czytelny sposób takich danych jest niewątpliwie wyzwaniem dla producentów wyświetlaczy IHD [6].

Zbiorcza informacja o należnościach i wysokościach rachunków jest przydatna do planowania budżetu [6].

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].

Zauważono, że konsumenci 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 lub w przypadku ocieplenia budynku, ogrzewania elektrycznego, rozbudowa domu) [6].

3.3. Czytelność przekazywanych informacji

Wyświetlacze domowe przykładowo mogą wykorzystywać system kolorów, gdzie czerwoną oznacza, że stawka za energię elektryczną wzrosła, ponieważ jest to czas szczytowego zapotrzebowania. Taki mechanizm można wykorzystywać w przypadku taryf wielostrefowych dla podkreślenia obowiązującego droższej stawki cenowej lub w przypadku taryf z ceną krytyczną. Stosowanie kolorów i wskaźników powinno pokazać odbiorcy, co się dzieje, bez konieczności szczególnej uwagi [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).

Zdaniem niektórych badaczy nie chodzi o to, aby w domu był wyświetlacz, który daje za dużo informacji, ponieważ przez to klient może się w tym gubić i nie rozumieć, które z nich są najistotniejsze.

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 sprzedawca energii. Dostarczony wyświetlacz powinien bez problemu komunikować się z zarówno inteligentnym licznikiem energii, jak również z inteligentnym gazomierzem.

Rząd Wielkiej Brytanii 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].

4. WYTYCZNE FUNKCJONALNE

4.1. Różnicowanie oferty dla różnych grup odbiorców

Nie jest tak, że jeden typ wyświetlacza domowego jest najbardziej optymalnym rozwiązaniem dla wszystkich odbiorców. Dlatego dostawcy IHD muszą różnicować swoją ofertę poprzez dostosowanie sprzętu do określonych grup odbiorców.

Pojawia się kwestia równości w odniesieniu do wyświetlanych informacji. Przykładowo lokalizacja wyświetlacza w gospodarstwie domowym musi powodować, że będą one łatwo dostępne dla tych konsumentów. Dlatego jest bardzo ważne, żeby klienci mogli wybrać najbardziej optymalną, wg 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, niedosłyszących, osób niepełnosprawnych ruchowo i manualnie, jak również dla osób z niskimi umiejętnościami pisania, czytania i liczenia. Dlatego należy oczekiwać od dostawców urządzeń, aby brali pod uwagę potrzeby klientów niepełnosprawnych, zapewniając im odpowiednie dla nich urządzenie wyświetlające.

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 bezpośrednie skutki włączania i wyłączania urządzeń. Popiera to pogląd, że konsumenci wykorzystują informacje na temat bieżącej konsumpcji w celu szybkiej identyfikacji możliwości oszczędzania energii (np. wyłączenie światła, nie pozostawiania urządzeń w trybie czuwania). Istnieją również dowody pokazujące, że takie przenoszenie wyświetlacza może odzwierciedlać krótkoterminowe zainteresowanie konsumentów wyświetlanymi informacjami. Natomiast brak jest wyników badań pokazujących skuteczność długotrwałej zmiany nawyków przez odbiorców dzięki możliwości przenoszenia wyświetlacza IHD [6].

Niektóre wyświetlacze mogą odbierać i przekazywać odbiorcy krótkie wiadomości tekstowe np. sygnalizujące o zagrożeniu przeciążeniem systemu elektroenergetycznemu i występujących cenach krytycznych lub ograniczeniach w poborze mocy. Należy jednak prawnie zadbać, aby nie były tam wysyłane niepożądane informacje marketingowe. Należy jednak pamiętać, że marketing może zniechęcać konsumentów do patrzenia na IHD, podważając centralne korzyści pochodzące z wykorzystania IHD w zakresie jego podstawowej roli, jaką jest dostarczanie, w czasie rzeczywistym, informacji o zużyciu energii. Jednocześnie, wyświetlacz może stanowić kanał do przekazywania przydatnych informacji o nowych energooszczędnych produktach, usługach oraz dla porad [7].

4.3. 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 się jest uciążliwy, niewygodny i podczas niego wyświetlacz może podawać nieprawidłowe wyniki. Wiele zależy od dokładności danych dostępnych dla urządzenia z funkcją rozpoznawania wykorzystywanych odbiorników. Dane piętnastominutowe są za mało dokładne, a algorytmy wykorzystujące takie dane, są mało skuteczne.

4.4. Skuteczność stosowania wyświetlaczy IHD

Zauważono, że informowanie odbiorcy na bieżąco o jego konsumpcji energii ma bezpośredni związek ze zwiększeniem efektywności jej wykorzystania, nawet w przypadku, kiedy 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 zaczyna 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 ogrzewania elektrycznego podłogowego. Wielu klientów nie zdaje sobie sprawy z czynników powodujących wzrost zużycia energii. AMI to dobre narzędzie pomocne do zrozumienia tego aspektu.

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 w zachęcaniu do oszczędności zużycia energii przez konsumentów. Pomimo tego, że informacje o wielkości emisji kilogramów CO₂ były dostępne na większości wyświetlaczy stosowanych podczas badań, informacje w dużej mierze zostały zignorowane niemal przez wszystkich uczestników [6].

Podczas innego projektu badawczego pilotażowo u odbiorców zainstalowano 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 powiązanych z inteligentnym licznikiem, który uruchamiał alarm, jeśli w gospodarstwie domowym przekraczano ustalony limit zużycia w okresie dwudziestu czterech godzin. Informacje zwrotne od klientów, do tej pory były takie, że nie chcą żadnego rodzaju alarmów, które powiadamiają ich o wysokim poziomie konsumpcji; zamiast tego 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 domowe. Zużycie energii mierzone przez 60 dni. Zauważono średnie oszczędności rzędu 12,9% [3].

Podczas jednego dwuletniego projektu badawczego w Ontario uzyskano kilka przydatnych informacji odnośnie wykorzystania IHD. Pod koniec badania 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 [6].

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 tego, że obecnie nie ma dowodów na temat trwałego wpływu IHD na zużycia energii, to jednak wydaje się, że w tym obszarze rynek jest jeszcze w fazie początkowego rozwoju oraz preferencje użytkowników mogą zmienić się wraz z rozwojem technologii [6].

Niektórzy uczestnicy badań – osoby starsze wyrażają swoje obawy związane z możliwością wyłączenia lub reprogramowania ich urządzeń, których potrzebują do utrzymania ciepła i zdrowia. W przypadku energii elektrycznej jest to mniejszy problem chyba, że jest ona wykorzystywana do celów grzewczych. Niektórzy biedni odbiorcy już teraz nie ogrzewają wystarczająco dobrze swoich domów [6].

Należy zdać sobie sprawę, że racjonowanie energii, szczególnie dla wrażliwych klientów, jest poważnym problemem. Na pewno rozwiązaniem nie jest dostarczenie IHD. Należy jednak wierzyć, że IHD pomogą tym klientom efektywniej zarządzać ich zużyciem energii oraz doprowadzą do zmniejszenia ich rachunków za energię.

5. MOŻLIWE ZAGROŻENIA

Specjaliści z branży możliwe zagrożenia nazywają jako tzw. złote klamki. Chodzi o dawanie klientom, za małe pieniądze, zaawansowanych technologii, które dużo kosztują, a klienci ich nie potrzebują, nie wykorzystują lub potem nie doceniają i wybrzydzają. Już teraz bardzo wielu użytkowników np. smartfonów wykorzystuje tak naprawdę ok. 10% możliwości funkcjonalnych tych urządzeń. Podobnie jest z oprogramowaniem np. pakietem biurowym MS Office [1]. Takim użytkownikom wystarczyłyby tańsze i prostsze rozwiązania. Jednak w takim przypadku to sami użytkownicy płacą za takie rozwiązania, a operatorzy lub producenci zachęcają do zakupu droższych i bogatszych funkcjonalnie produktów.

6. WNIOSKI KOŃCOWE

Przeprowadzone dotychczas projekty badawcze pokazują, że wyświetlacze IHD mogą być bardzo zaawansowane funkcjonalnie.

Wiadomo jednak, że tak jak różni są odbiorcy energii, należy zróżnicować wyświetlacze. Należy je dostosować do konkretnego odbiorcy. Są osoby preferujące proste urządzenia oraz takie, które wykazują zainteresowanie zaawansowanymi funkcjami wyświetlaczy. Porównując to 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 nie spełniła oczekiwań klientów.

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 oni zainteresowani zaawansowanymi technologicznie wyświetlaczami, to będą musieli za nie zapłacić.

BIBLIOGRAFIA

1. Adach R.: Zapomniany świat: optymalne wykorzystanie środowiska końcowego użytkownika, PTPIREE, IX Konferencja Systemy Informatyczne w Energetyce SIWE'10.
2. Tae-Seop Choi, Kyung-Rok Ko, Seong-Chan Park, Young-Sik Jang, Yong-Tae Yoon, Sang-Kug Im: Analysis of Energy Savings using Smart Metering System and IHD (In-Home Display), Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009, s. 1-4, ISBN 978-1-4244-5230-9
3. Wood G., Newborough M.: Dynamic energy-consumption indicators for domestic appliances: environment, behaviour and design, Energy and Buildings 35 (2003), s. 821-841,
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, 1/2012, ISSN 0098-3063
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. URE: 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. PSE: Opracowanie modelu stosowania mechanizmów DSR na rynku energii w Polsce, ETAP I: Opracowanie przeglądu aktualnie stosowanych mechanizmów DSR, Konstancin-Jeziorna, 14.12.2009
11. Jabłońska M.R.: Ku zielonym, inteligentnym miastom, Smart Grid Polska, 3/2012, ISSN 2084-6959,

IN-HOME DISPLAY – A REVIEW OF EXPERIENCES FROM RESEARCH PROJECTS – CONFERENCE PAPER

Key-words: in-home display, smart meter, smart metering

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.

KRYTERIA OPTYMALNEJ KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Waldemar SZPYRA¹, Wojciech BĄCHOREK¹, Aleksander KOT¹, Andrzej MAKUCH¹

1. Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
tel: +48 12 617 32 47, e-mail: wszpyra@agh.edu.pl, wojbach@agh.edu.pl, akot@agh.edu.pl,
amakuch@agh.edu.pl

Streszczenie: W artykule zwrócono uwagę na 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, niekoniecznie musi wskazywać na rozwiązanie najbardziej efektywne z ekonomicznego punktu widzenia.

Słowa kluczowe: kompensacja mocy biernej, kryteria optymalizacji, elektroenergetyczne sieci rozdzielcze.

1. WPROWADZENIE

1.1. Wpływ mocy biernej na pracę sieci

Dla pracy urządzeń prądu przemiennego takich jak transformatory i maszyny elektryczne, w których konieczne jest wytworzenie zmiennego pola elektromagnetycznego niezbędna jest moc bierna. 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.

1.2. 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. Starty mocy w elemencie sieci po zainstalowaniu za nim źródła mocy biernej będą równe [1]:

$$\Delta P_C = \frac{P^2 + (Q - Q_C)^2}{U^2} R \quad (8)$$

gdzie: P i Q – odpowiednio moc czynna i bierna płynąca przez element sieci, R – rezystancja elementu, U – napięcie. Q_C – moc przyłączonego źródła mocy biernej.

Wielkość ograniczenia strat mocy w wyniku kompensacji jest równa różnicy strat przed i po kompensacji:

$$\delta P = \Delta P - \Delta P_C = \frac{R(2Q Q_C - Q_C^2)}{U^2} \quad (9)$$

Wielkość ograniczenia strat energii jest równa całce z chwilowych wartości ograniczenia strat mocy i wyraża się wzorem:

$$\delta E_a = \int_{t=0}^{T_w} \delta P(t) dt = R \int_{t=0}^{T_w} \frac{2Q_C Q(t) - Q_C^2}{U^2(t)} T_w dt \quad (10)$$

gdzie: $Q(t)$ – wartość chwilowa mocy biernej płynącej przez element sieci, T_w – czas, w którym źródło mocy biernej jest włączone.

Jeśli uwzględni się, 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 założy się stałość napięcia w czasie, wówczas wzór na ograniczenie strat energii przyjmie postać:

$$\delta E_a = \frac{R(2E_r Q_C - T_w Q_C^2)}{U^2} \quad (11)$$

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 moc, przy której wystąpi maksymalne ograniczenie strat energii można określić różniczkując wyrażenie (11) wzglę-

dem Q_C i przyrównując różniczkę do zera. Po wykonaniu działań otrzyma się:

$$\frac{\partial \delta E_a}{\partial Q_C} = \frac{R(2E_r - 2T_w Q_C)}{U^2} = 0 \Rightarrow Q_C^{max} = \frac{E_r}{T_w} \quad (12)$$

Przedstawiony wyżej sposób obliczania wielkości ograniczenia strat mocy i energii nadają się do stosowania w sieciach otwartych o jednym kierunku przepływu energii. Niezbędna jest jednak znajomość zmienności obciążenia poszczególnych elementów sieci w czasie. Wobec niedostatku informacji pomiarowych konieczne jest stosowanie różnych założeń upraszczających [2].

1.3. Kryteria optymalności rozmieszczenia źródeł mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych

Instalacja dodatkowych źródeł mocy biernej wymaga poniesienia określonych nakładów inwestycyjnych, na które składają się koszty analiz wykonanych w celu określenia lokalizacji i mocy tych źródeł oraz koszty ich zakupu i montażu. Obecnie najczęściej stosowanym źródłem mocy biernej są baterie kondensatorów. Nakłady inwestycyjne na instalację baterii kondensatorów można obliczyć z zależności:

$$K_I = K_A + K_{RS} + \sum_{k \in NBR} c_{Rk} n_{Rk} + \sum_{k \in NBS} c_{Sk} n_{Sk} \quad (13)$$

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.

Na koszty roczne eksploatacji baterii kondensatorów składają się koszty kapitałowe, koszty eksploatacyjne stałe (koszty ogólne, koszty obsługi i koszty remontów) oraz koszty eksploatacyjne zmienne. Koszty roczne kondensatorów można obliczyć z zależności:

$$K_r = K_{rr} + K_{es} + K_{ez} = K_I (r_{rr} + r_{es}) + \delta P_Q Q_C (k_p + T_w k_E) \quad (14)$$

przy czym:

$$r_{rr} = \frac{p(1+p)^{N_a}}{(1+p)^{N_a} - 1} \quad (15)$$

gdzie: r_{rr} – rata rozszerzonej reprodukcji, N_a – zakładany okres eksploatacji, p – stopa dyskontowa, 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 włączenia baterii w ciągły 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:

$$O_r = \delta P_{max} k_p + \delta E_a k_E + OD \quad (16)$$

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.

Jako kryterium optymalizacji najczęściej przyjmuje się minimum kosztów rocznych lub maksimum zysku z ograniczenia strat w sieci. W pierwszym przypadku funkcja celu przyjmuje postać:

$$\min K_r = \min \{ K_I (r_{rr} + r_{es}) + \Delta P k_p + \Delta E_a k_E \} \quad (17)$$

gdzie: ΔP – maksymalne straty mocy w sieci powiększone o straty mocy w kondensatorach, ΔE_a – roczne straty energii w sieci powiększone o straty energii w kondensatorach.

W przypadku maksymalizacji zysku funkcja celu przyjmuje postać:

$$\max Z = \max \{ O_r - K_r \} \quad (18)$$

gdzie: K_r – koszty roczne kondensatorów obliczone z zależności (14), O_r – roczne oszczędności wynikające z pracy kondensatorów obliczone z zależności (16).

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. Najczęściej wykorzystywane w praktyce metody porównania i oceny przedsięwzięć inwestycyjnych pod względem efektywności ekonomicznej przedstawiono w [3]. Są to:

- Metoda zdyskontowanego okresu zwrotu kosztów *DPP* (ang. Discounted Payback Period),
- Metoda równoważnych kosztów jednostkowych *EAC* (ang. Equivalent Average Cost),
- Metoda wartości zaktualizowanej netto *NPV* (ang. Net Present Value),
- Metoda wskaźnika wartości zaktualizowanej netto *NPVR* (ang. Net Present Value Ratio).

Poniżej przedstawiono w skrócie metodę równoważnego jednostkowego kosztu *EAC* oraz metodę wskaźnika *NPVR*.

Równoważny koszt jednostkowy oblicza się jako 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 korzystając z zależności:

$$EAC = \frac{K_I \left(1 + k_{es} \sum_{n=1}^N (1+p)^{-n} \right)}{\sum_{n=1}^N (\delta E_{an} - T_w \delta P_Q Q_C) (1+p)^{-n}} \quad (19)$$

gdzie: E_{an} – ilość energii czynnej zaoszczędzonej w wyniku ograniczenia strat w elementach sieci w roku n .

Jedną z najbardziej miarodajnych metod oceny efektywności inwestycji, jest metoda wskaźnika wartości zaktualizowanej netto $NPVR$. Wartość wskaźnika $NPVR$ niesie informację ile dochodu, w analizowanym okresie czasu, przynosi każda zainwestowana jednostka monetarna. Wartość $NPVR$ oblicza się z zależności:

$$NPVR = \frac{\sum_{n=0}^N (CI_n - CO_n) (1+p)^{-n}}{\sum_{n=0}^N K_{In} (1+p)^{-n}} \quad (20)$$

gdzie: CI_n – wpływy pieniężne uzyskane w roku n , CO_n – wydatki pieniężne poniesione w roku n , N – okres obliczeniowy (okres budowy + okres eksploatacji), K_{In} – nakłady inwestycyjne poniesione w roku n .

Jeśli założy się, że oszczędności z ograniczenia strat są w kolejnych latach takie same, a nakłady inwestycyjne poniesione w ciągu jednego roku oraz pominiemy straty energii w kondensatorach, wówczas wartość $NPVR$ można obliczyć z zależności [4]:

$$NPVR = \frac{O_a}{K_I} SD - (1 + k_{es} SD) \quad (21)$$

gdzie: SD – suma czynników dyskontujących:

$$SD = \sum_{n=1}^N (1+p)^{-n} \quad (22)$$

2. PRZYKŁAD OBLICZEŃ

2.1. Charakterystyka analizowanej sieci i warianty obliczeń

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 $\Sigma S_n = 5 791$ kVA. Moc wpływająca do linii w szczycie obciążenia wynosi $S = (3 776 + j1 460)$ kVA, natomiast ilość energii biernej wpływającej do linii w ciągu roku z GPZ wynosi $E_r = 4 765$ kvar-h. Uproszczony schemat linii pokazano na rysunku 1.

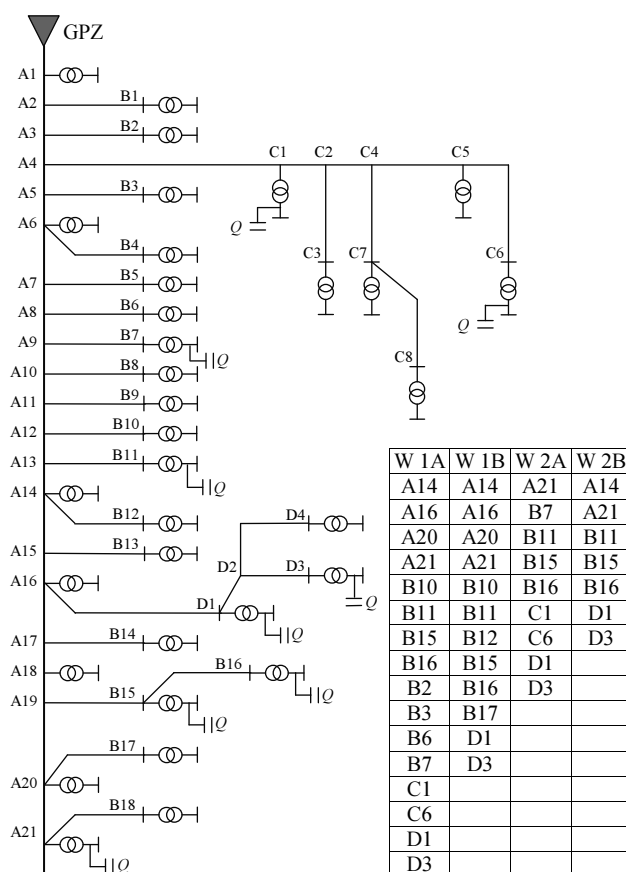
Dla tej linii wykonano obliczenia efektów kompensacji mocy biernej przyjmując następujące dane do obliczeń: koszt montażu baterii ze stycznikiem $k_m = 250$ zł/szt., bez stycznika $k_m = 50$ zł/szt.; jednostkowy koszt mocy: $k_p = 100$ zł/kW/a; jednostkowy koszt energii na pokrycie strat: $k_E = 0,25$ 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 ze stycznikiem 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.

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 6000 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-h.



Rys. 1. Uproszczony schemat linii 15 kV

W tabelce 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.

2.3. Wyniki obliczeń

Wyniki obliczeń zostały zestawione w tabeli 2. 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 ograniczenie strat energii osiągnęło wartość maksymalną – wiersze oznaczone $\max\{\delta E_r\}$

Tabela 2. Zestawienie wybranych wyników obliczeń

Wielkość	Wariant	W 0	W 1A	W 1B	W 2A	W 2B
NC [szt.]	$\max\{Z_r\}$	34	16	12	9	7
	$\max\{\delta E_r\}$		18	20	10	11
ΣQ_c [kvar]	$\max\{Z_r\}$	86,51	292,8	219,6	270	210
	$\max\{\delta E_r\}$		329,4	366,0	300	330
K_f [zł]	$\max\{Z_r\}$	5 924	5 040	9 180	4 095	7 840
	$\max\{\delta E_r\}$		5 670	15 300	4 550	12 320
$\Sigma \delta E_r$ [MWh]	$\max\{Z_r\}$	6,02	14,03	11,71	13,08	11,12
	$\max\{\delta E_r\}$		14,19	13,12	13,19	12,32
Z_r [zł]	$\max\{Z_r\}$	806	3 593	2 084	3 454	2 138
	$\max\{\delta E_r\}$		3 573	1 627	3 448	1 862
$NPVR$ [zł/zł]	$\max\{Z_r\}$	0,78	4,78	1,52	5,66	1,83
	$\max\{\delta E_r\}$		4,23	0,71	5,08	1,01
EAC [zł/kWh]	$\max\{Z_r\}$	0,1713	0,0553	0,1364	0,0482	0,1227
	$\max\{\delta E_r\}$		0,0616	0,2030	0,0532	0,1748
DPP [lat]	$\max\{Z_r\}$	11,5	1,55	5,64	1,29	4,51
	$\max\{\delta E_r\}$		1,76	18,14	1,45	9,79

Z analizy danych zestawionych w tabeli 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 ponad dwukrotnie większe ograniczenie strat energii oraz ponad czterokrotnie 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 komórki w tabeli 2 zostały wyróżnione przez cieniowanie). 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 pomimo, że zysk w wariantach W 1A jest większy.

3. PODSUMOWANIE

Wyniki obliczeń wykonanych dla typowego, rzeczywistego obwodu sieci 15 kV pozwalają sformułować następujące wnioski:

- Instalacja w stacjach SN/nn kondensatorów niskiego napięcia do kompensacji tylko mocy biernej biegu jałowego transformatorów zainstalowanych w tych stacjach jest mało efektywna z ekonomicznego punktu widzenia.
- 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.
- 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.
- Jako miarę efektywności ekonomicznej należy stosować wskaźnik wartości zaktualizowanej netto $NPVR$.

BIBLIOGRAFIA

- Szpyra W., Nowak W., Moskwa Sz., Tarko R., Bąchorek W., Benesz M.: 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, s. 107–115, ISBN 978-83-931317-0-9
- 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, ISSN 0324-9778
- Paska J.: Ekonomika w elektroenergetyce, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007, ISBN: 978-83-7207-704-2
- Szpyra W., Nowak W., Moskwa Sz., Tarko R., Bąchorek W., Benesz M.: Kompensacja mocy biernej w stacjach SN/nn, Energia Elektryczna, nr 12/2010, s. 18-23, ISSN 1897-3833

OPTIMISATION CRITERIA FOR REACTIVE POWER COMPENSATION IN DISTRIBUTION NETWORKS – CONFERENCE PAPER

Key-words: reactive power compensation, optimization criteria, power distribution networks.

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 – REFERAT KONFERENCYJNY

Piotr HELT¹, Piotr ZDUŃCZYK²

1. Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki
tel: (22) 234 7314 fax: e-mail: piotr.helt@ien.pw.edu.pl
2. Globema Sp. z o.o.
tel: 22 848 7313 fax: e-mail: piotr.zdunczyk@globema.pl

Streszczenie: Zmniejszanie strat w procesie dystrybucji energii elektrycznej wręcz 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.

Słowa kluczowe: sieci rozdzielcze, optymalizacja, algorytmy genetyczne

1. WPROWADZENIE

W Polsce poprawa efektywności energetycznej stała się jednym z priorytetowych działań. W Ustawie o efektywności energetycznej z dnia 15 kwietnia 2011 roku [1] określono cele w zakresie oszczędności energii do których zaliczono m.in. zmniejszenie strat energii elektrycznej w przesyłach lub dystrybucji.

W Drugim Krajowym Planie Działań dotyczącym efektywności energetycznej dla Polski [2], przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 17 kwietnia 2012 roku wśród szczegółowych celów w obszarze efektywności energetycznej wymieniono m.in. zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych w przesyłach i dystrybucji.

Tablica 1. Straty dla poszczególnych poziomów napięć, rok 2010, opracowano na podstawie [4]

	[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%

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPi-REE) [3], produkcja oraz import energii elektrycznej w roku

2010 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 tablicy 1 wg danych z [4].

2. METODY WYZNACZANIA OPTIMALNEJ KONFIGURACJI

W pracy porównano wyniki dwóch metod optymalizacji konfiguracji sieci rozdzielczych SN i nN:

1. Rozptylowej (francuskiej, nazywanej także heurystyczną). Zaletą tej metody jest jej prostota oraz duża szybkość obliczeń.
2. 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.

Algorytm rozptylowy jest znacznie szybszy od ogólnych algorytmów programowania matematycznego.

W artykule przedstawiono wyniki uzyskane z wykorzystaniem dwóch wariantów algorytmu rozptylowego:

1. AR1 – rozptył mocy wykonany był jedynie raz, przed rozpoczęciem procesu wyłączania łuków
2. AR2 – po każdym skutecznym wykonaniu rozcięcia wyznaczany był ponownie rozptył 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 genetycznym osobnik reprezentuje potencjalne rozwiązanie problemu a zbiór osobników tworzy populację. Określa się funkcję przystosowania, 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 ustalić optymalne miejsca rozcięć w sieci rozdzielczej SN i nN tak, 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 (sieć typu drzewo)
 - b. Zachowanie zbioru łuków wyłączonych arbitralnie
2. Ograniczenia techniczne
 - a. Zachowanie dopuszczalnych spadków napięć
 - b. Nieprzeciążenie żadnego z elementów sieci

W algorytmie rozptywowym są kontrolowane wyłącznie ograniczenia niezawodnościowe.

Dla metody AG zdefiniowano następującą funkcję przystosowania (celu), będącą sumą kosztów strat oraz kosztów wykonania przełączeń wraz z kosztami instalacji nowych łączników [8, 9]:

$$F = n_{pl} K_{prt} + n_{pl} K_{prt} + n_{lm} K_{isrm} + n_{lsm} K_{isrsn} + K_{str} \quad (1)$$

gdzie: n_{pl} – liczba zmian stanów łączników o stopniu zmiany stanu „łatwy”, K_{prt} – średni koszt przełączenia pojedynczego łącznika o stopniu zmiany stanu „łatwy”, n_{tr} – liczba zmian stanów łączników o stopniu zmiany stanu „trudny”, K_{prt} – średni koszt przełączenia pojedynczego łącznika o stopniu zmiany stanu „trudny”, n_{lm} – liczba nowych łączników w sieci nN, K_{isrm} – średni koszt zakupu i instalacji nowego łącznika w sieci nN, n_{lsm} – liczba nowych łączników w sieci SN, K_{isrsn} – średni koszt zakupu i instalacji nowego łącznika w sieci SN

Przyjęto, że o wartości kosztów strat decyduje rozptył mocy w szczycie obciążenia.

W skład kosztów zmiany konfiguracji sieci zaliczono koszty zmiany stanu łącznika zdalnie sterowanego oraz sterowanego ręcznie a także koszty instalacji nowego łącznika w sieci SN oraz nN.

Dla łuków sieci elektroenergetycznej zdefiniowano atrybut „stopień zmiany stanu”, mogący przybierać następujące wartości:

- Łatwy,
- Trudny,
- Inwestycyjny,
- Niemożliwy.

Optymalizacja dla algorytmu AG może być realizowana w dwóch trybach:

1. AGB – tryb bezinwestycyjny – możliwe są zmiany stanów wyłącznie łączników,
2. AGI – tryb inwestycyjny – zmiany stanów mogą dotyczyć zarówno łączników jak też odcinków linii elektroenergetycznych.

Konstrukcja genu dla AG zapewnia spełnienie warunków niezawodnościowych. Po operacjach krzyżowania i mutacji wykonywana jest kontrola spełnienia warunków niezawodnościowych i gen jest odpowiednio korygowany.

Dla potrzeb algorytmu zdefiniowane zostały dwie funkcje karne: dla przekroczeń napięciowych oraz dla przekroczenia przepustowości łuków.

W celu wyznaczenia rozptyłu mocy w szczycie obciążenia, wykorzystano metodę estymacji obciążeń szczytowych [10]. W wyniku wyznaczenia rozptyłów 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 rozptylowych zastosowano algorytm Newtona.

3. ODWZOROWANIE SIECI ROZDZIELCZEJ

Odwzorowanie sieci rzeczywistej do obliczeń optymalizacyjnych pozyskane zostało z systemu GIS. W modelu sieci uwzględnione są następujące elementy sieci elektroenergetycznej:

1. Transformatory 110kV/SN
2. Odcinki linii kablowych oraz napowietrznych SN i nN.
3. Łączniki SN oraz nN.
4. Węzły odbiorcze (SN lub nN).
5. Generacja rozproszona.

Przed rozpoczęciem obliczeń optymalizacyjnych upraszczane jest odwzorowanie sieci rozdzielczej.

W tablicy 2 przedstawiono podstawowe dane dotyczące analizowanych fragmentów rozdzielczych sieci elektroenergetycznych.

Tablica 2. Dane optymalizowanych fragmentów sieci rozdzielczych

	KSN	LSN	KNN	LNN
GPZ	GPZ1	GPZ2	GPZ1	GPZ2
Sieć nN	N	N	T	T
Moc czynna odbierana [kW]	16144,6	31220,4	15966,7	31003,7
Moc bierna odbierana [kVar]	4074,8	7834,5	3991,7	7750,9
Liczba łuków	4599	13804	40413	148522
Liczba węzłów	4586	13766	40324	148298
Liczba łączników	650	1408	6009	19293
Zredukowana liczba łączników	306	796	3464	16758
Liczba odc. linii	1236	5971	15779	65353
Liczba trf. SN/nN	0	0	124	518
Liczba pętli	14	39	90	225

W każdym z GPZ-ów znajdują się dwa transformatory o górnym napięciu na poziomie 110 kV.

4. WYNIKI OBLICZEŃ OPTIMALIZACYJNYCH

W pierwszym etapie prac wyznaczono straty mocy dla pozyskanych rzeczywistych konfiguracji sieci rozdzielczych. Wyniki obliczeń podano w tablicy 3.

Tablica 3. Straty mocy czynnej dla wejściowych konfiguracji sieci przykładowych

Obszar	Straty mocy czynnej [kW]	Straty mocy czynnej [%]
KSN	363,06	1,77
KNN	1620,9	5,19
LSN	473,4	2,96
LNN	2496,3	8,05

W obliczeniach optymalizacyjnych przyjęto, że wszystkie łączniki w analizowanych obszarach sieci elektroenergetycznej charakteryzują się trudną zmianą stanu. Przyjęto także, że dla wszystkich łączników możliwa jest zmiana stanu z wyjątkiem np. łączników łączących różne poziomy napięć.

Do wykonania obliczeń optymalizacyjnych z wykorzystaniem algorytmów genetycznych wykorzystano system wspomaganego 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 tablicy 4 podano przyjęte do obliczeń współczynniki kosztów.

Tablica 4. Współczynniki kosztów dla obliczeń optymalizacyjnych

Koszt instalacji łącznika SN	4000 PLN
Koszt instalacji łącznika nN	400 PLN
Koszt łatwej zmiany stanu	5 PLN
Koszt trudnej zmiany stanu	100 PLN
Jednostkowy koszt mocy czynnej	36,0 PLN
Jednostkowy koszt mocy czynnej	2,0 PLN
Jednostkowy koszt strat energii	0,25 PLN
Czas trwania strat maksymalnych	1600 godz.

Oznaczenia trybów optymalizacji dla wszystkich obszarów są następujące:

- AGB_1: tryb bezinwestycyjny, niezerowy koszt przełączeń.
- AGB_2: tryb bezinwestycyjny, zerowy koszt przełączeń.
- AGI_1: tryb inwestycyjny, niezerowy koszt przełączeń
- AGI_2: tryb inwestycyjny, zerowy koszt przełączeń
- AR1_1 – tryb bezinwestycyjny, jednokrotne wykonanie obliczeń rozpyływowych
- AR1_2 – tryb inwestycyjny, jednokrotne wykonanie obliczeń rozpyływowych
- AR2 – tryb bezinwestycyjny, wielokrotne wykonanie obliczeń rozpyływowych
- AG_NN – tryb bezinwestycyjny, optymalizowana w pierwszym kroku sieć SN a następnie wykonywane obliczenia optymalizacyjne dla sieci nN.

Dodatkowo, wykonano jeszcze dla obszarów KSN i LSN dodatkowe optymalizacyjne obliczenia testowe, oznaczone w tablicach jako AR1+AG oraz AR2+AG, wykonywane w dwóch krokach:

1. Wykorzystanie algorytmu AR1 lub AR2 do wyznaczenia rozwiązania wstępnego
2. Wyznaczenie sieci optymalnej z wykorzystaniem metody AG (z niezerowymi wartościami kosztów zmiany stanu).

Tablica 5. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru KSN

Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełączeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[PLN]
AGB_1	277,0	3,1	28000	1000
AGB_2	276,7	3,2	28928	Nd
AGI_1	272,7	4,6	41760	25600
AGI_2	272,5	4,7	42560	Nd
AR1_1	277,0	3,0	27901	Nd
AR2	276,9	3,1	28649	Nd
AR1_2	272,8	4,5	41493	Nd
AR1+AG	277,0	3,0	27901	Nd

Tablica 6. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru KNN

Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełączeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[PLN]
AGB_1	469	2,2	33044	Nd
AGB_2	463	1,0	15225	4200
AR1_1	455	3,9	59765	Nd
AG_NN	457	3,6	53162	11200

Tablica 7. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru LSN

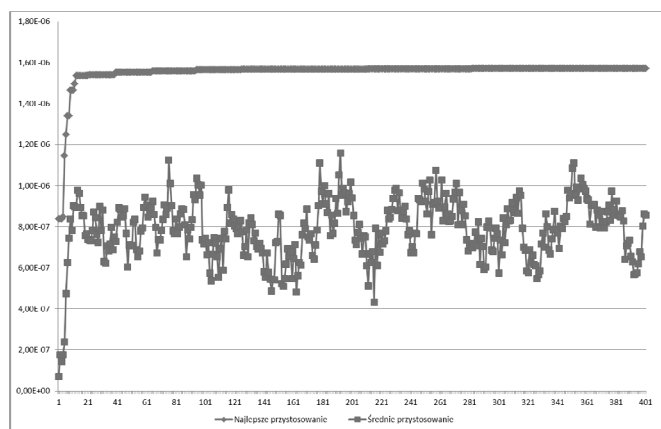
Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełączeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[PLN]
AGB_1	1395	14,0	724264	3800
AGB_2	1393	14,0	728070	Nd
AGI_1	1342	17,2	893570	101200
AGI_2	1341	17,3	896497	Nd
AR1_1	1491	8,0	415190	Nd
AR2	1486	8,3	431270	Nd
AR1+AG	1394	14,0	725278	Nd
AR2+AG	1394	14,0	726219	Nd

Tablica 8. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla obszaru LNN

Tryb	Straty	Zmniejszenie strat	Oszczędność energii	Koszt przełączeń
	[kW]	[%]	[kWh/rok]	[PLN]
AG_NN	2202	11,8	941658	7200
AR1_1	2280	8,7	691000	Nd

Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla poszczególnych obszarów podano w tablicach 5, 6, 7, 8.

Wykres funkcji przystosowania dla obliczeń wykonanych algorytmem genetycznym dla suboptymalnej wejściowej konfiguracji sieci (uzyskanej jako wynik działania algorytmu AR1) pokazano na rysunku 1.



Rys. 1. Wykres funkcji przystosowania: najlepszej (niebieska linia) i średniej (czerwona linia) w każdym pokoleniu, tryb obliczeń AR1+AG.

W tablicy 9 podano średnie czasy wykonywania w algorytmie genetycznym obliczeń rozpyływowych dla jednego osobnika. Obliczenia wykonywane były na komputerze z procesorem AMD Phenom™ II X6 1100T 3,31 GHz (wykorzystywane 4 rdzenie) oraz z systemem operacyjnym Windows 7 Professional 64-bit

Tablica 9. Czasy obliczeń rozpyływowych

Obszar	KSN	KNN	LSN	LNN
Czas obliczeń [s]	0,25	5,2	1,2	65,4

5. WNIOSKI KOŃCOWE

W pracy przedstawiono dwie metody wyznaczania konfiguracji optymalnych rozcięć dla rozdzielczych sieci SN i nN. Metod rozpylowa jest metodą mniej dokładną (uzyskiwane

są gorsze wyniki) jednak jej dużą zaletą jest szybki czas obliczeń. Przy wielokrotnym wykonywaniu obliczeń rozplływowych można oszacować łączny czas tych obliczeń dla obszaru LNN na około 4 godziny (225 pętli, dla każdej pętli należy wykonać jedno wyznaczenie rozplływów). 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 rozplływów mocy dla sieci otwartej.

Pokazane 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 można uznać wygenerowanie rozwiązania suboptymalnego z wykorzystaniem metody rozplływowej a następnie dokonanie poprawy tego rozwiązania z wykorzystaniem algorytmów genetycznych. Na podstawie wykresu pokazanego na rysunku 5 można wyciągnąć wniosek, iż do znalezienia dobrego rozwiązania w tej sytuacji może wystarczyć od 50 do 100 pokoleń, co znacznie skróci czas obliczeń dla dużych obszarów sieci rozdzielczych.

Czas obliczeń podanego zagadnienia optymalizacyjnego może być niezwykle istotny w przypadku dysponowania danymi z systemów AMI. Przy szybkich obliczeniach optymalizacyjnych możliwe będzie wyznaczenie 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 dnia 15 kwietnia 2011 r. 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 w dniu 17 kwietnia 2012r., <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, nr 12/2011, ISSN: 1642-8722.
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, WNT, Warszawa, 1995.
7. Helt P., Parol M., Piotrowski P.: Metody sztucznej inteligencji w elektroenergetyce, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2012.
8. Kulczycki J. (red.): Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych. PTPiREE. Poznań 2009, ISBN 978-83-925667-1-7.
9. Helt P.: Praktyczne aspekty wyznaczania optymalnych rozcięć w sieciach rozdzielczych, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), 2012, Nr 8 ISSN 0033-2097.
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., Baczyński D., Maniecki M., Kołodziejczyk K.: Koncepcja systemu ElGrid do optymalizacji pracy i rozwoju rozdzielczych sieci energetycznych, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), ISSN 0033-2097, R. 87 NR 2/2011.
12. Kubacki S., Świdorski J., Tarasiuk M.: Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci SN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii, Acta Energetica, nr 1/2012.

DISTRIBUTION MV AND LV NETWORK OPTIMAL RECONFIGURATION – CONFERENCE PAPER

Key-words: distribution power networks, optimization, genetic algorithms

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.

WRAŻLIWOŚĆ SIECI POTRZEB WŁASNYCH ELEKTROWNI NA MOŻLIWOŚĆ WYSTĄPIENIA FERROREZONANSU – REFERAT KONFERENCYJNY

Józef WIŚNIEWSKI¹, Edward ANDERSON², Janusz KAROLAK²

1. Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, 90-924 Łódź, ul. Stefanowskiego 18/22
tel: 42 6312595 e-mail: jozef.wisniewski@p.lodz.pl
2. Instytut Energetyki, Zakład Badań i Analiz Sieciowych, 01-330 Warszawa, ul. Mory 8
tel: 22 3451200 e-mail: instytut.energetyki@ien.com.pl

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. W artykule przeanalizowano 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.

Słowa kluczowe: ferorezonans, przekładniki napięciowe, bifurkacja

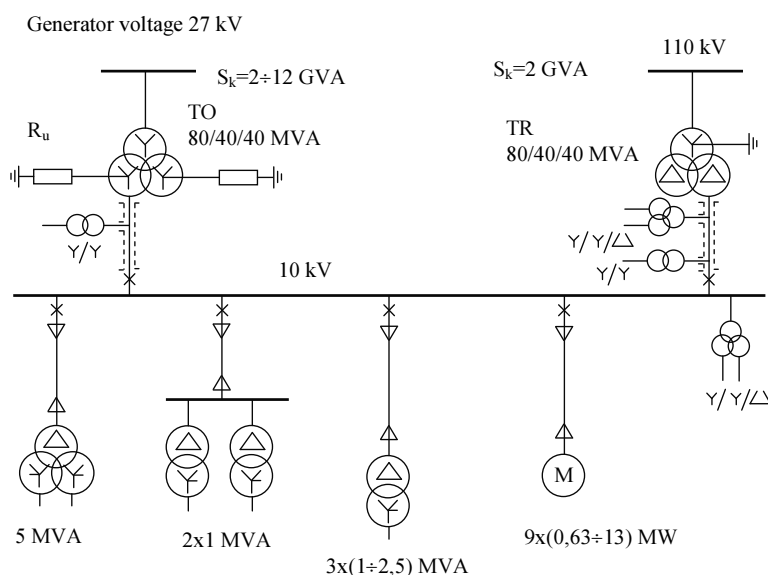
1. WSTĘP

W związku z realizacją prac polegających na opracowaniu technologii dla wysokosprawnych (Program 50+) „zeroemisyjnych” bloków węglowych o dużej mocy (600÷1000 MW) zachodzi potrzeba analizy pracy jego podze-

spółów oraz obwodów elektrycznych w warunkach awaryjnych.

W referacie 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 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. Ferorezonans może ponadto prowadzić do niepotrzebnego zadziałania zabezpieczeń ziemnozwarciowych, [1].



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 uziemiającego 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.

Uzyskane wyniki mają charakter orientacyjny ale mogą być przydatne do programowania pracy sieci.

Obliczenia wykonywano przy użyciu programu EMTP/ATP.

2. OBLICZENIA FEROREZONANSU

Przedmiotem zainteresowania autorów jest sieć potrzeb własnych elektrowni pracująca przy napięciu znamionowym 10 kV, której schemat przedstawia rysunek 1. Sieć zasilana jest trójzwojennym transformatorem odczepowym TO pracującym w układzie Y/y/y. Przewiduje się możliwość uziemienia punktów gwiazdowych tego transformatora po stronie 10 kV rezystorami uziemiającymi 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.

W warunkach awaryjnych oraz w trakcie rozruchu bloku sieć potrzeb własnych może być zasilana z sieci 110 kV poprzez trójzwojennym transformator rezerwowym TR pracującym w układzie YN/d/d. W takim przypadku sieć 10 kV pracuje z izolowanym punktem neutralnym.

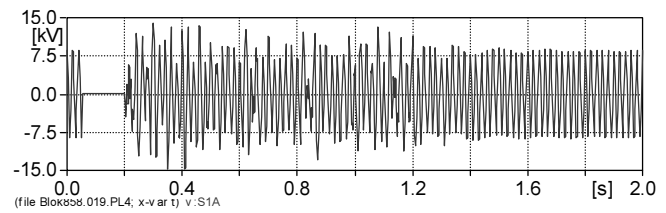
Zbadano możliwość wystąpienia ferorezonansu w sieci potrzeb własnych 10 kV dla różnych konfiguracji pracy rozdzielni, tj. dla różnej pojemności doziemnej. Przy włączonych wszystkich polach odpływowych całkowita pojemność doziemna w sieci wynosi $0,42 \mu\text{F}$. Przy wszystkich polach odpływowych wyłączonych pojemność doziemna w sieci wynosi $0,26 \mu\text{F}$. 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 podwaja się. W związku z powyższymi wartościami pojemności badanie podatności na ferorezonans wykonano dla zakresu pojemności do $0,5 \mu\text{F}$ w przypadku pracy pojedynczej sekcji rozdzielni oraz do $1 \mu\text{F}$ w przypadku pracy dwóch połączonych z sobą sekcji.

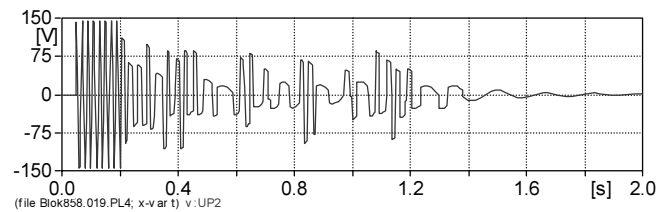
W wyniku obliczeń stwierdzono, że istnieją obszary wartości pojemności doziemnej sieci, w których ferorezonans może zaistnieć. Na rysunku 2 pokazano przykładowy przebieg napięcia fazy L1 na szynach stacji przy pracy pojedynczej sekcji, zasilanej transformatorem odczepowym TO bez rezystorów uziemiających, bez ograniczników przepięć i z włączonymi odpływami dającymi pojemność doziemną $C = 0,19 \mu\text{F}$.

Ferorezonans inicjowany jest wystąpieniem krótkotrwałego zwarcia doziemnego. Przedstawiony na rysunku 2 przebieg napięcia fazowego pokazuje, że po ustąpieniu zwarcia

ferorezonans pojawia się ale po upływie około 1 s ustępuje. Wyraźniej pokazuje to przebieg napięcia kolejności zerowej mierzonego na zaciskach otwartego trójkąta przekładników napięciowych w polu pomiarowym, (rys. 3).

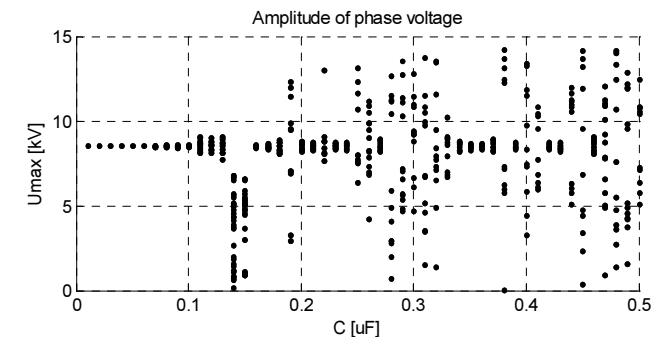


Rys. 2. Napięcie fazy L1, $C = 0,19 \mu\text{F}$



Rys. 3. Napięcie kolejności zerowej 3U0, $C = 0,19 \mu\text{F}$

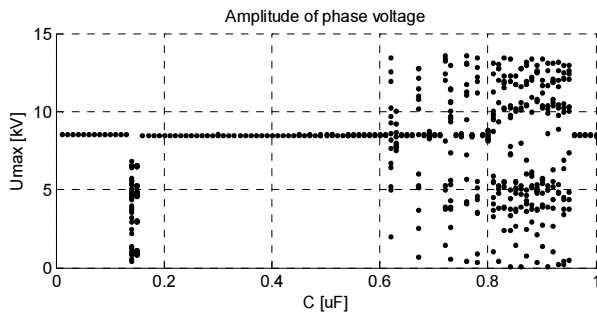
Dla innych pojemności doziemnych sieci, zależnych od jej konfiguracji, ferorezonans nie powstaje wcale lub występuje krótkotrwały lub trwały. W celu zbadania podatności sieci na badane zjawisko zmieniano pojemność C z krokiem $0,01 \mu\text{F}$ w przedziale od $0,01 \div 0,5 \mu\text{F}$ i obserwowano amplitudy napięć fazowych w kolejnych ich okresach po różnym czasie. Wyniki obliczeń symulacyjnych dla czasu obserwacji $0,5 \text{ s}$ od inicjacji obrazuje rysunek 4.



Rys. 4. Wykres bifurkacyjny amplitud kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie $0,5 \text{ s}$ od zainicjowania ferorezonansu

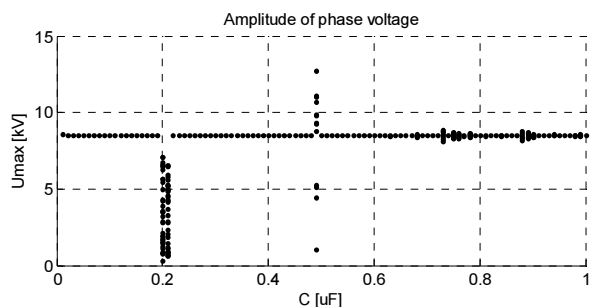
Za ferorezonans trwały uznano taki, który nie wytłumia się po czasie co najmniej 5 s od zainicjowania. Na rysunku 5 pokazano wykres bifurkacyjny obrazujący amplitudy napięcia fazowego fazy L1 na szynach stacji po czasie 5 s od zainicjowania ferorezonansu dla całego badanego zakresu pojemności doziemnej $C = 0,01 \div 1 \mu\text{F}$, obejmującego przypadek pracy pojedynczej sekcji rozdzielni 10 kV oraz połączonych dwóch sekcji rozdzielni.

Z obliczeń pokazanych na rysunku 5 wynika, że przypadek pracy połączonych dwóch sekcji stacji ($C = 0,5 \div 1 \mu\text{F}$) charakteryzuje znacznie większa podatność na ferorezonans niż przy pracy pojedynczej sekcji.



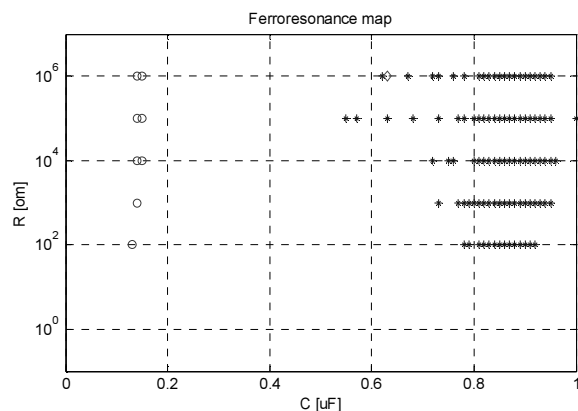
Rys. 5. Wykres bifurkacyjny amplitud kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie 5 s od zainicjowania ferorezonansu

W przypadku zasilania rozdzielni transformatorem rezerwowym TR podatność na ferorezonans jest wyraźnie mniejsza. Sytuację taką ilustruje wykres bifurkacyjny przedstawiony na rysunku 6.



Rys. 6. 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. 7). 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 $R = 1 \Omega$.

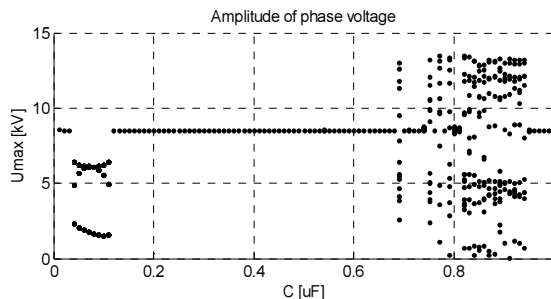


Rys. 7. Mapa ferorezonansu trwałego. R – rezystancja tłumiąca w obwodzie otwartego trójkąta. Symbol "◇" – amplituda napięcia kolejności zerowej z zakresu 10÷50 V, "*" z zakresu 50÷100 V, "o" amplituda powyżej 100 V

Rysunek 7 pozwala określić jak duże obciążenie obwodu otwartego trójkąta (jak mała wartość rezystancji) jest w stanie wyłumić ferorezonans.

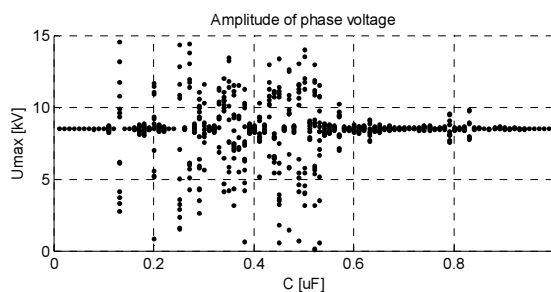
Zbadano wpływ obecności ograniczników przepięć przyłączonych na szynach stacji lub na początku linii kablowych na efekt tłumienia ferorezonansu.

Nie stwierdzono istotnej zależności podatności sieci na ferorezonans od liczby włączonych ograniczników przepięć. Dla pewnych zakresów pojemności sieci wrażliwość na ferorezonans przy dołączaniu ograniczników przepięć nawet rośnie, dla innych zmienia się jego charakter. Rysunek 8 pokazuje wykres bifurkacyjny dla sieci z włączonymi dziesięcioma ogranicznikami przepięć.



Rys. 8. Wykres bifurkacyjny napięcia fazy L1. Zasilanie transformatorem odczepowym TO. Włączonych dziesięć ograniczników przepięć

Aby zbadać podatność sieci na wystąpienie ferorezonansu podczas załączania rozdzielni pod napięcie wykonano odpowiednie obliczenia, których wynik w postaci wykresu bifurkacyjnego przedstawiono na rysunku 9. Przedstawia on amplitudy kolejnych okresów napięcia fazy L1 po czasie 1 s od zamknięcia wyłącznika w polu transformatora zasilającego TO.

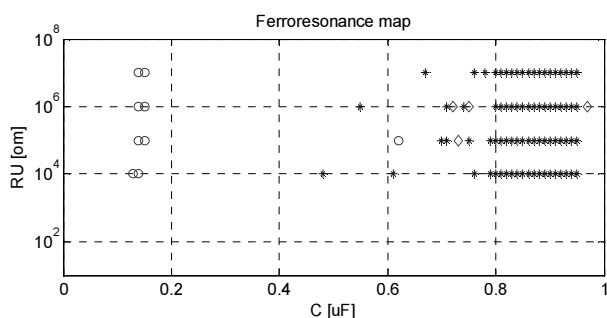


Rys. 9. Wykres bifurkacyjny napięcia fazy L1. Zamknięcie wyłącznika w polu transformatorowym. Obserwacja po 1 s od załączenia

Z obliczeń pokazanych na rysunku 9 widać, że załączanie rozdzielni pod napięcie wywołuje powstanie ferorezonansu dla szerokiego zakresu wartości pojemności doziemnej. Jednakże ferorezonans trwały ma miejsce jedynie przy rozległości sieci odpowiadającej pojemności doziemnej zbliżonej do $C = 0,49 \mu\text{F}$.

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 włączanej w punkt gwiazdowy transformatora odczepowego. Przedstawiono je w postaci mapy ferorezonansu na rysunku 10. Obrazuje ona odpowiednim symbolem maksymalną amplitudę napięcia kolejności zerowej na zaciskach otwartego trójkąta po czasie $t = 5$ s od inicjacji ferro-

rezonansu, 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. $57,8 \Omega$.



Rys. 10. Mapa ferorezonansu trwałego. R_U - rezystancja uziemiająca w punkcie gwiazdowym transformatora odczepowego TO. Oznaczenia symboli jak na rysunku 7.

3. 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.
- Przedstawiony sposób badania sieci i prezentacji wyników w postaci wykresów bifurkacyjnych jest wygodny dla 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 100Ω jest wystarczające dla osiągnięcia efektu tłumienia.

- Zastosowanie warystorowych ograniczników napięć nie gwarantuje wytlumienia 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*, 1, 2011, pp. 31–38 (ISSN 2080-7570).
2. Wörnle F., Harrison D., Zhou C.: Analysis of a Ferroresonant Circuit Using Bifurcation Theory and Continuation Techniques. *IEEE Transactions on Power Delivery*, No 1, 2005, doi: 10.1109/TPWRD./ 2004.835529, pp. 191–196.
3. Wisniewski J., Anderson E., Karolak J.: Search for Network Parameters Preventing Ferroresonance Occurrences. 9th International Conference "Electrical Power Quality and Utilisation", Barcelona, October 2007, doi: 10.1109/EPQU.2007.4424141, pp. 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, (ISSN: 1687-9724), pp. 1–5.
5. Irvani M.: Modeling and Analysis Guidelines for Slow Transients - Part III. The Study of Ferroresonance. *IEEE Transactions on Power Delivery*, No 1, 2000, doi: 10.1109/61.847260, pp. 255–265.

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane 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.

SENSITIVITY OF POWER STATION AUXILIARY NETWORK TO THE POSSIBILITY OF FERORESONANCE OCCURRENCE – CONFERENCE PAPER

Key-words: ferroresonance, voltage transformer, bifurcation

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 DOBEZPIECZANIU WYŁĄCZNIKAMI NADPRĄDOWYMI INSTALACYJNYMI – REFERAT KONFERENCYJNY

Stanisław CZAPP¹, Daniel KOWALAK², Kornel BOROWSKI³

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel: 347-13-98 fax: 347-18-98 e-mail: s.czapp@ely.pg.gda.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel: 347-14-30 fax: 347-21-36 e-mail: d.kowalak@ely.pg.gda.pl
3. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel: 347-13-98 fax: 347-18-02 e-mail: kborowski@ely.pg.gda.pl

Streszczenie: Powszechnie stosowane wyłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego wymagają dobezpieczenia. Jako urządzenia dobezpieczające stosuje się m.in. wyłączniki nadprądowe instalacyjne. W artykule przedstawiono wyniki badań prądów ograniczonych i całek Joule'a wyłączania tych wyłączników oraz omówiono zagrożenia, które mogą wystąpić przy dobezpieczaniu wyłączników różnicowoprądowych wyłącznikami nadprądowymi instalacyjnymi.

Słowa kluczowe: zabezpieczenia różnicowoprądowe, prądy zwarcio-
ciowe, dobezpieczenie.

1. WSTĘP

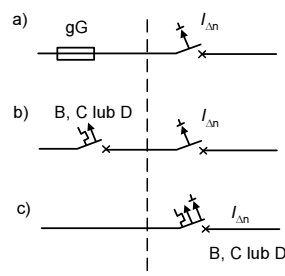
Obciążalność zwarcio-
ciowa wyłączników różnicowoprądowych, czyli odporność na ciepł-
ne i elektrodynamiczne skutki
przepływu prądu zwarcio-
wego, zależy głównie od tego, czy
rozpatrywany wyłącznik różnicowoprądowy ma wbudowane
zabezpieczenie nadprądowe czy też nie.

Wyłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabez-
pieczenia nadprądowego (RCCB – ang. *residual current opera-
ted circuit-breakers without integral overcurrent protection*)
mają niewielką zdolność wyłączania prądu różnicowego – nie
mniejszą niż 10-krotna wartość prądu znamionowego ciągłego
(jednak nie mniej niż 500 A), więc w praktyce wymagają do-
bezpieczenia. Dobezpieczenie ma również zapewnić to, że w
stanie zamkniętym wyłącznik różnicowoprądowy wytrzyma
cieplne i elektrodynamiczne skutki przepływu prądu zwarcio-
wego przy zwarcia-
ch faza – faza, faza – żyła neutralna oraz
prądu doziemnego w razie braku zadziałania wyłącznika.

Wyłączniki różnicowoprądowe z wbudowanym zabez-
pieczeniem nadprądowym (RCBO – ang. *residual current opera-
ted circuit-breakers with integral overcurrent protection*) ma-
ją zdolność wyłączania porównywalną z wyłącznikami
nadprądowymi. Producent podaje informację o prądzie zna-
mionowym zwarcio-
wym umownym, np. 6 kA (symbol gra-
ficzny $\overline{6000}$), do którego nie jest wymagane dobezpieczenie.

Jeżeli instaluje się wyłącznik różnicowoprądowy bez
wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego (RCCB), to

z reguły należy zastosować odrębne zabezpieczenie nadprą-
dowe (rys. 1). Niezbędne jest wtedy sprawdzenie, czy zasto-
sowane zabezpieczenie nadprądowe prawidłowo dobezpiecza
wyłącznik różnicowoprądowy.



Rys. 1. Obwody z wyłącznikiem różnicowoprądowym: a) RCCB
odbezpieczonym bezpiecznikiem, b) RCCB dobezpieczony-
m wyłącznikiem nadprądowym instalacyjnym, c) RCBO
niewymagającym dobezpieczenia

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 tabelicy 1.

Wartość wytrzymywanej całki Joule'a powinna być nie
mniejsza niż całka wyłączania I^2t_w bezpiecznika bądź wy-
łącznika nadprądowego, który stanowi dobezpieczenie roz-
ważanego wyłącznika różnicowoprądowego. Wytrzymywa-
ny prąd szczytowy i_s natomiast powinien być nie mniejszy niż
prąd ograniczony i_o wspomnianego wcześniej bezpiecznika
bądź wyłącznika nadprądowego. Rozpatrując wyłącznik róż-
nicowoprądowy o prądzie znamionowym ciągłym $I_n = 25$ A
i prądzie znamionowym zwarcio-
wym umownym 6 kA, na
podstawie tabelicy 1 można stwierdzić, że wyłącznik ten ma
obowiązek wytrzymać prąd szczytowy do $i_s = 1,7$ kA oraz
całkę Joule'a do $I^2t = 3,7$ kA²s. Wymagane przez normę [1]
wymienione wartości wydają się być dość niskie i istnieje

ryzyko, że w przypadku dobezpieczenia takiego wyłącznika różnicowoprądowego wyłącznikiem nadprądowym zostaną przekroczone wartości wytrzymawane przez wyłącznik różnicowoprądowy i może ulec on uszkodzeniu.

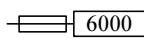
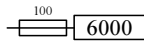
Tablica 1. Wytrzymawane przez wyłącznik różnicowoprądowy RCCB wartości prądu szczytowego i_s i całki Joule'a $\int I^2 t$ [1]

$I_{nc}, I_{\Delta c}$ [A]		I_n [A]						
		≤ 16	≤ 20	≤ 25	≤ 32	≤ 40	≤ 63	≤ 80
500	i_s [kA]	0,45	0,47	0,5	0,57			
	$\int I^2 t$ [kA ² s]	0,4	0,45	0,53	0,68			
1000	i_s [kA]	0,65	0,75	0,9	1,18			
	$\int I^2 t$ [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	
	$\int I^2 t$ [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
	$\int I^2 t$ [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
	$\int I^2 t$ [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
	$\int I^2 t$ [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
	$\int I^2 t$ [kA ² s]	1,9	2,7	4	6,5	12	24	31

I_n – prąd znamionowy ciągły wyłącznika różnicowoprądowego
 I_{nc} – prąd znamionowy zwarcia umowy wyłącznika różnicowoprądowego
 $I_{\Delta c}$ – prąd znamionowy różnicowy zwarcia umowy wyłącznika różnicowoprądowego

Producenci mogą wykonać wyłączniki różnicowoprądowe wytrzymaujące większy prąd szczytowy i całkę Joule'a niż podane w tablicy 1. Podają oni wtedy największy dopuszczalny prąd zwarcia początkowy w miejscu zainstalowania wyłącznika różnicowoprądowego i dodają symbol graficzny bezpiecznika, jeśli dobezpieczenie jest konieczne (tabl. 2).

Tablica 2. Przykładowe oznaczenia obciążalności zwarcia wyłączników RCCB

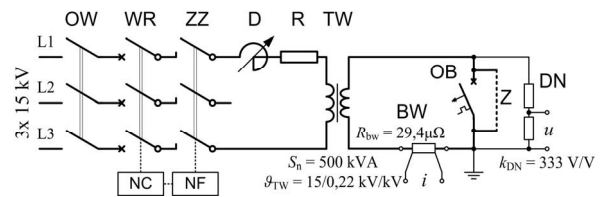
Oznaczenie graficzne	Opis oznaczenia
	Obciążalność zwarcia 6 kA przy dobezpieczeniu bezpiecznikiem gG o prądzie znamionowym $I_{nb} \leq 63$ A
	Obciążalność zwarcia 6 kA przy dobezpieczeniu bezpiecznikiem gG o prądzie znamionowym $I_{nb} \leq 100$ A

Zakłada się zatem, że wyłącznik różnicowoprądowy jest dobezpieczony bezpiecznikiem, a nie wyłącznikiem nadprądowym. W praktyce bezpiecznik często zastępuje się wyłącznikiem nadprądowym – niestety, bez wykonania dodatkowych, niezbędnych analiz. Bezpiecznik można zastąpić wyłącznikiem nadprądowym pod warunkiem, że ograniczy on prąd zwarcia 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 [2, 3].

3. BADANIA WYŁĄCZNIKÓW NADPRĄDOWYCH

Aby ocenić narażenia 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 rejestracje wspomnianych parametrów przy prądach zwarcia o wartościach od 1 do 5 kA i współczynni-

ku mocy obwodu zwarcia mieszczącym się w przedziale $\cos \varphi = 0,4 \div 0,85$ (w zależności od wartości prądu zwarcia). Schemat stanowiska badawczego przedstawia rysunek 2.



OW – odłącznik, WR – wyłącznik roboczy, ZZ – załącznik zwarcia, D – dławik, R – rezystor, TW – transformator wielkopiętowy, OB – badany wyłącznik, BW – bocznik wielkopiętowy, DN – dzielnik napięciowy, NF – nastawnik fazowy, NC – nastawnik czasowy, Z – metalowa zwora

Rys. 2. Schemat stanowiska do badań wyłączników nadprądowych instalacyjnych

W skład każdej próby obejmującej badanie wybranego wyłącznika instalacyjnego wchodziła próba kalibracyjna oraz próba wyłączenia określonego prądu zwarcia. Celem próby kalibracyjnej było określenie parametrów zespołu probierczego, które pozwoliły uzyskać żądane wartości prądu zwarcia (wartość skuteczną spodziewanego prądu zwarcia z uwzględnieniem składowej nieokresowej – I_k oraz prąd zwarcia udarowy – i_p).

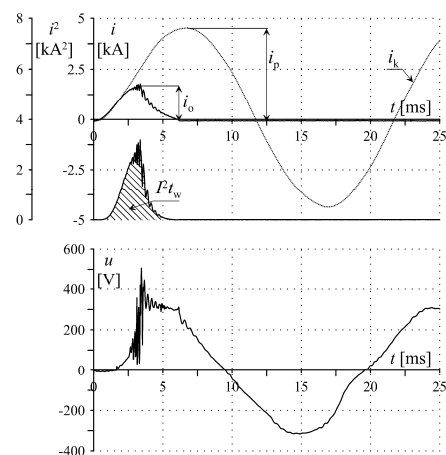
Dla każdego wyłącznika instalacyjnego przeprowadzono po trzy próby wyłączenia prądu zwarcia I_k nastawionego w trakcie prób kalibracyjnych. Podczas próby wyłączenia rejestrowano przebiegi prądu wyłączonego przez wyłącznik oraz napięcia na jego zaciskach. Na podstawie otrzymanych rejestracji wyznaczono prąd ograniczony i_o i całkę Joule'a wyłączenia $\int I^2 t_w$.

Całkę Joule'a wyłączenia obliczono na podstawie zależności:

$$\int I^2 t_w = \int_0^{t_w} i^2 dt, \quad (1)$$

gdzie t_w jest czasem od chwili powstania zwarcia do osiągnięcia przez prąd wartości zero.

Przykładowy przebieg wyłączenia prądu zwarcia przez wyłącznik nadprądowy instalacyjny zamieszczono na rysunku 3. Pole pod przebiegiem prądu wyłączonego podniesionego do potęgi drugiej (zakresowany obszar) jest równe całce Joule'a wyłączenia $\int I^2 t_w$.



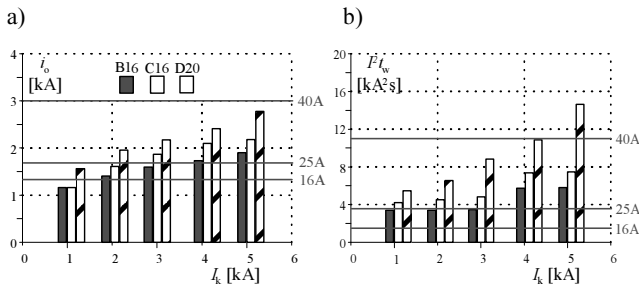
Rys. 3. Wyłączenie prądu zwarcia przez wyłącznik nadprądowy instalacyjny C16; $I_k = 3,1$ kA, $i_p = 4,5$ kA, $i_o = 1,8$ kA, $\int I^2 t_w = 4,8$ kA²s

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 przykładowe wykresy (rys. 4 i 5) przedstawiające wartości prądu ograniczonego i_o i całki Joule'a wyłączenia $\int t_w$ w funkcji spodziewanego prądu zwarciovego I_k . Każdy wykres zawiera linię poziomą przedstawiającą, zgodnie z tabelicą 1, największą wartość prądu szczytowego i_s i całki Joule'a $\int t_w$, którą przetrzyma wyłącznik różnicowoprądowy bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego o określonym prądzie znamionowym ciągłym.

Rysunek 4 przedstawia 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. 4a), to okazuje się, że warunek poprawnej koordynacji jest spełniony tylko dla spodziewanego prądu zwarciovego $I_k = 1$ kA (prąd ograniczony wyłączników B16 i C16 nie przekracza wartości dopuszczalnej dla wyłącznika różnicowoprądowego). Niestety, dla tego spodziewanego prądu zwarciovego ($I_k = 1$ kA) jest przekroczona największa dopuszczalna wartość całki Joule'a.

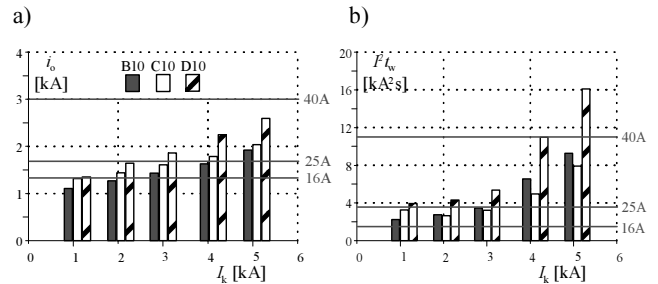


Rys. 4. Prądy ograniczone i_o (a) i całki Joule'a wyłączenia $\int t_w$ (b) wyłączników B16, C16, D20 oraz największy dopuszczalny prąd szczytowy i całka Joule'a dla wyłączników różnicowoprądowych o $I_n = 16, 25$ i 40 A

Zatem wyłączniki B16 i C16 już przy prądzie $I_k = 1$ kA nie zabezpieczają właściwie 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 właściwie zabezpieczony przez wyłączniki B16 i C16 w całym badanym zakresie spodziewanych prądów zwarciovych. Wyłącznik D20 jest nieodpowiedni, jeżeli spodziewany prąd zwarciovowy osiąga wartość $I_k = 5$ kA.

Analizowano również skuteczność zabezpieczenia tych samych wyłączników różnicowoprądowych ($I_n = 16, 25$ i 40 A) przy zastosowaniu wyłączników nadprądowych instalacyjnych o jeszcze mniejszych, niż na rysunku 4, prądach znamionowych ciągłych ($I_n = 10$ A). Okazuje się, że żaden z wymienionych wyłączników nadprądowych nie stanowi skutecznego zabezpieczenia wyłącznika różnicowoprądowego o prądzie znamionowym ciągłym $I_n = 16$ A. Już przy spodziewanym prądzie zwarciovym $I_k = 1$ kA całka Joule'a wy-

łączenia $\int t_w$ tych wyłączników nadprądowych przekracza wartość dopuszczalną dla wyłącznika różnicowoprądowego o $I_n = 16$ A (rys. 5b). Problematyczne jest też zabezpieczenie wyłącznika różnicowoprądowego o $I_n = 25$ A, a nawet o $I_n = 40$ A. W przypadku tego ostatniego, przy spodziewanym prądzie zwarciovym $I_k = 5$ kA nie może być zastosowany wyłącznik nadprądowy D10.



Rys. 5. Prądy ograniczone i_o (a) i całki Joule'a wyłączenia $\int t_w$ (b) wyłączników o charakterystykach B, C, D i prądzie znamionowym $I_n = 10$ A oraz największy dopuszczalny prąd szczytowy i całka Joule'a dla wyłączników różnicowoprądowych o $I_n = 16, 25$ i 40 A

Biorąc pod uwagę wymagania normy [1] może okazać się, że wyłącznik nadprądowy instalacyjny zabezpieczający wyłącznik różnicowoprądowy, będzie charakteryzował się prądem znamionowym ciągłym znacznie mniejszym niż ten drugi. Tym mniejszym, im większy jest spodziewany prąd zwarciovowy w rozpatrywanym obwodzie, a to może prowadzić do rozwiązań ekonomicznie nieuzasadnionych.

4.2. Analiza i ocena wyników badań w świetle danych producentów aparatów

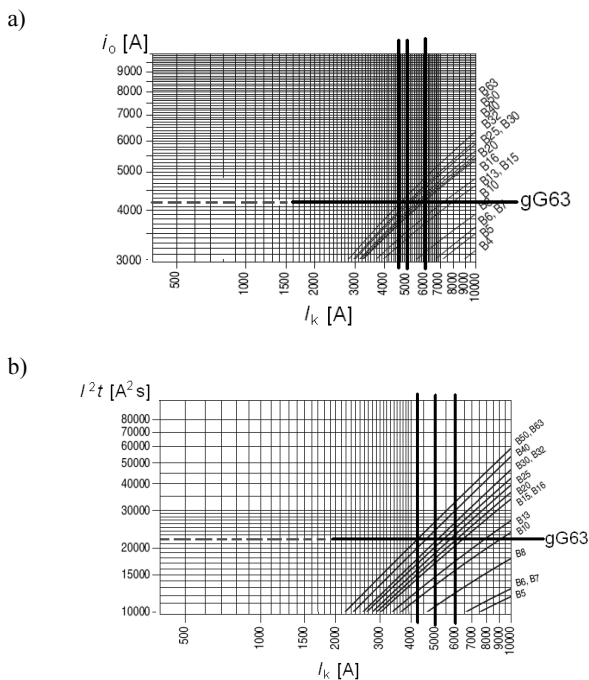
Producenci mogą wprowadzić na rynek wyłączniki różnicowoprądowe, które wytrzymują większy prąd szczytowy i całkę Joule'a niż podaje norma [1]. Wyłączniki są wtedy oznaczane, jak podano w tabelicy 2. W niniejszym punkcie przeanalizowano wyłącznik różnicowoprądowy o obciążalności zwarciovowej 6 kA pod warunkiem zabezpieczenia go bezpiecznikiem gG o prądzie znamionowym 63 A.

Zgodnie z normą [4] całka Joule'a wyłączenia bezpiecznika gG63 wynosi $\int t_w = 21\,200$ A²s. Na podstawie danych katalogowych [6] stwierdzono, że przy spodziewanym prądzie zwarciovym $I_k = 6$ kA (największym dopuszczalnym dla rozpatrywanego wyłącznika różnicowoprądowego), prąd ograniczony tego bezpiecznika wynosi $i_o = 4,2$ kA. Zatem wyłącznik różnicowoprądowy zabezpieczony bezpiecznikiem gG63 z pewnością wytrzyma narażenia cieplne $\int t_w = 21\,200$ A²s i elektrodynamiczne pochodzące od prądu $i_o = 4,2$ kA.

Rozważano zastąpienie bezpiecznika gG63 wyłącznikiem nadprądowym instalacyjnym. Na rysunku 6 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 bezpiecznika gG63 (bezpiecznika gG o największym prądzie znamionowym, gwarantującym właściwe zabezpieczenie wyłącznika różnicowoprądowego).

Z wykresów na rysunku 6 wynika, że do spodziewanego prądu zwarciovego o wartości około $I_k = 4,2$ kA, nie ma ograniczeń w stosowaniu wyłączników nadprądowych instalacyjnych typu B. W miejsce bezpiecznika gG63 mogą być

zastosowane wyłączniki typu B o prądzie znamionowym do 63 A. Powyżej spodziewanego prądu zwarcowego $I_k = 4,2$ kA ograniczenia występują, wówczas prąd znamionowy wyłączników nadprądowych powinien być mniejszy niż 63 A.



Rys. 6. Prąd ograniczony i_o (a) i całka Joule'a wyłączenia I^2t_w (b) wyłączników nadprądowych instalacyjnych typu B [5]

Tablica 3. Zestawienie prądów ograniczonych i całek Joule'a wyłączenia wybranych zabezpieczeń (dla $I_k = 5$ kA)

Urządzenie dobezpieczające	Prąd ograniczony i_o [kA]	Całka Joule'a I^2t_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

W tablicy 3 przedstawiono wartości prądu ograniczonego i_o i całki Joule'a wyłączenia I^2t_w dla wybranych wyłączników nadprądowych przy spodziewanym prądzie zwarcowym $I_k = 5$ kA. Szarym tłem zaznaczono wartości większe niż dla

bezpiecznika gG63. Przy prądzie zwarcowym $I_k = 5$ kA w rachubę wchodzi wyłączniki typu B o prądzie znamionowym nie większym niż $I_n = 32$ A. Przy prądzie $I_k = 6$ kA będą to wyłączniki o prądzie znamionowym nie większym niż $I_n = 20$ A (rys. 6). Jeżeli wyłączniki te będą dobezpieczać wyłączniki różnicowoprądowe np. o $I_n = 63$ A, to nie pozwolą na pełne wykorzystanie ich prądu znamionowego ciągłego.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Zastąpienie bezpiecznika wyłącznikiem nadprądowym instalacyjnym, jako dobezpieczenia wyłącznika różnicowoprądowego powinno być poprzedzone dogłębną analizą. Przy stosunkowo dużym spodziewanym prądzie zwarcowym 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. Instalacje elektryczne i teletechniczne. Poradnik montera i inżyniera elektryka, Verlag Dashöfer, Część 5. Zabezpieczenia w instalacjach elektrycznych.
3. Musiał E., Czapp S.: Wyłączniki ochronne różnicowoprądowe. Przegląd i charakterystyka współczesnych konstrukcji (2) Miesięcznik SEP „Informacje o Normach i Przepisach Elektrycznych”, 2008, nr 109, s. 3–44.
4. 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.).
5. Supplementary Protectors/Miniature Circuit Breakers. Technical Data Catalog, Numbers 1492-SP Series C, Rockwell Automation Publication 1492-TC010D-EN-P – April 2011.

THERMAL AND ELECTRODYNAMICS RISK OF RESIDUAL CURRENT DEVICES IN CASE OF BACK-UP PROTECTION BY OVERCURRENT CIRCUIT BREAKERS – CONFERENCE PAPER

Keywords: residual current devices, short-circuit currents, back-up protection

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 electrodynamic risk of residual current devices was analyzed.