



Rynek Energii Elektrycznej

Aspekty prawne i ekonomiczne

redakcja
Paweł Pijarski
Zbigniew Połecki

MONOGRAFIE

Rynek Energii Elektrycznej

Aspekty prawne i ekonomiczne

Monografie – Politechnika Lubelska



Politechnika Lubelska
Wydział Elektrotechniki i Informatyki
ul. Nadbystrzycka 38A
20-618 Lublin

Rynek Energii Elektrycznej

Aspekty prawne i ekonomiczne

redakcja:
Paweł Pijarski
Zbigniew Połeczki



Politechnika Lubelska
Lublin 2016

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Jacek Malko

prof. dr hab. inż. Paweł Sowa

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Toczyłowski

prof. dr hab. inż. Artur Wilczyński

dr hab. inż. Tomasz Popławski, prof. PCz

dr hab. inż. Janusz Sowiński, prof. PCz

dr inż. Elżbieta Niewiedział

dr inż. Szymon Ciura

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2016

ISBN: 978-83-7947-220-8

Wydawca: Politechnika Lubelska

ul. Nadbystrzycka 38D, 20-618 Lublin

Realizacja: Biblioteka Politechniki Lubelskiej

Ośrodek ds. Wydawnictw i Biblioteki Cyfrowej

ul. Nadbystrzycka 36A, 20-618 Lublin

tel. (81) 538-46-59, email: wydawca@pollub.pl

www.biblioteka.pollub.pl

SPIS TREŚCI

Współpraca samorządu z operatorami sieci dystrybucyjnej dla poprawy niezawodności zasilania odbiorców komunalnych – prosumentów	7
<i>Joachim Bargiel, Bogdan Mól, Tomasz Sierociński, Paweł Sowa</i>	
Problem nieznanych granic infrastruktury krytycznych	15
<i>Krzysztof Billewicz</i>	
Weryfikacja formalno-prawna i środowiskowa strategii rozwoju infrastruktury sieciowej	27
<i>Waldemar Dołęga</i>	
Prosumenckie układy kogeneracyjne	37
<i>Adam Iwan, Józef Paska</i>	
Prosument – przyjaciel, wróg czy tylko hobbysta?	47
<i>Piotr Kacejko, Paweł Pijarski, Karolina Gałazka</i>	
Rekomendacja zmian mechanizmu informowania o strukturze paliw zużytych do produkcji sprzedanej energii elektrycznej	60
<i>Karolina Mucha-Kuś, Maciej Sołtysik</i>	
Protokół głosowania większościowego w narzędziu wsparcia decyzji handlowych	68
<i>Artur Opaliński</i>	
Metodyka i narzędzia analiz niezawodności dla potrzeb planowania rozwoju i eksploatacji systemu elektroenergetycznego	80
<i>Józef Paska</i>	
„Sieci inteligentne” oraz instalacje prosumenckie a struktura podsektora wytwarzania energii elektrycznej	91
<i>Józef Paska, Karol Pawlak</i>	
Trendy polityki energetycznej Unii Europejskiej	101
<i>Józef Paska, Tomasz Surma</i>	
Ocena mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych w krajowym systemie elektroenergetycznym	113
<i>Maksymilian Przygodzki, Paweł Chmurski</i>	
Energia elektryczna jako element planowania energetycznego w gminach	129
<i>Helena Rusak</i>	
Ocena mechanizmu informowania o strukturze paliw zużytych do produkcji energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom	139
<i>Maciej Sołtysik, Karolina Mucha-Kuś</i>	
Streszczenia artykułów	148
Indeks Autorów	161
Indeks Recenzentów	162

**Joachim BARGIEL¹, Bogdan MÓL²,
Tomasz SIEROCIŃSKI², Paweł SOWA¹**

¹Politechnika Śląska, ²Tauron-Dystrybucja

WSPÓŁPRACA SAMORZĄDU Z OPERATORAMI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ DLA POPRAWY NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA ODBIORCÓW KOMUNALNYCH – PROSUMENTÓW

Na poziomie lokalnej energetyki wdrażanej w obszarze samorządowym, gminy zostały zobligowane, poprzez założenia Polityki Energetycznej Państwa do roku 2030, do przygotowania miejscowych planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną, paliwa gazowe. Jest to zagadnienie, które ściśle wiąże się z planami inwestycyjnymi w obszarze energetyki rozproszonej. W związku z tym rośnie na szczeblu samorządowym świadomość konieczności podjęcia zadań inwestycyjnych w generację rozproszoną (GR) i podjęcia dyskusji nad kierunkami technicznego rozwiązania tego problemu oraz otoczeniem formalno-prawnym związanym z przygotowaniem i realizacją zamierzeń biznesowych. Jednocześnie już rozpoczęte lub zrealizowane zadania inwestycyjne gmin wywołują dyskusję nad przyszłymi zadaniami i problemami natury technicznej i prawnej, z którymi gminy będą musiały sobie poradzić, wykorzystując doświadczenia innych podmiotów samorządowych w tym zakresie. Samorządy lokalne różnego szczebla są podmiotami szczególnie zainteresowanymi rozwojem Generacji Rozproszonej (GR) i OZE na ich terenie. Planowane inwestycje, znajdujące oparcie przede wszystkim w programach „unijnych” i polityce energetycznej kraju, są szansą na wielopłaszczyznowy rozwój gmin, miast w Polsce. Jest to impuls, który nadaje tempo dalszemu rozwojowi tego obszaru energetyki. W związku z tym ważne staje się zdefiniowanie zagrożeń oraz punktów możliwej współpracy pomiędzy energetyką zawodową i lokalną w tym obszarze. Gminy wraz z rosnącą świadomością swojego potencjału energetycznego będą zmuszone do coraz aktywniejszego udziału w tworzeniu rozwiązań prosumenckich odpowiednich dla ich otoczenia społecznego, ekonomicznego, technicznego. Gminy stają się coraz częściej podmiotami, które tworzą struktury wytwórcze na swoim obszarze zmieniając swój charakter z konsumenta również na wytwórcę. To są nowe zagadnienia, które stają przed środowiskiem samorządowym w Polsce. Takim przykładem jest jedna z gmin śląskich.

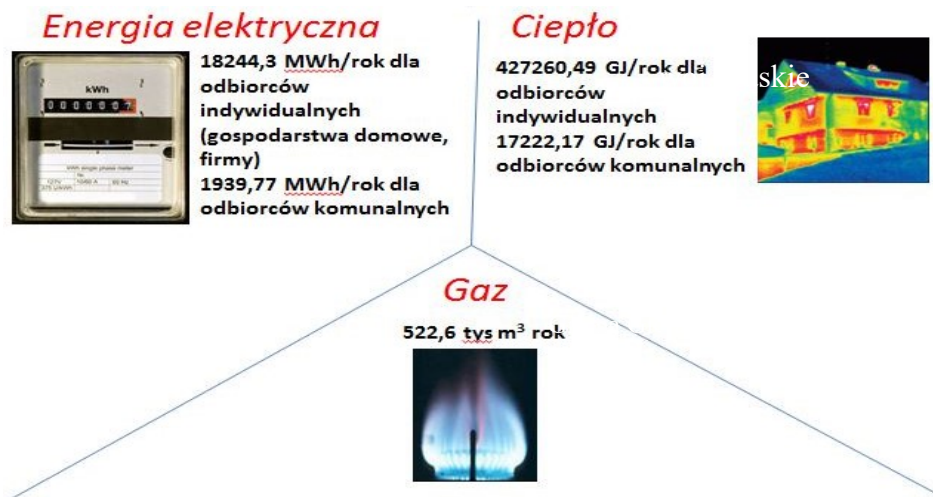
1. Ogólna charakterystyka gminy Gierałtowiec

- Gmina Gierałtowiec leży na skrzyżowaniu autostrad A4 i A1 w centrum województwa śląskiego.
- Dane geograficzne i demograficzne:
- Województwo Śląskie, powiat gliwicki, powierzchnia – 39 km² (52% grunty orne), ludność – 11216 mieszkańców (stan na 31.12.2013 r.), 4 sołectwa (Chudów, Gierałtowiec, Paniówki, Przyszowice). Dane infrastrukturalne:
- Sieć gazowa - 33 km,
- Sieć ciepłownicza - indywidualne kotłownie zasilane węglem kamiennym, gazem ziemnym, olejem opałowym, energią elektryczną,
- Sieć elektryczna - 65 stacji transformatorowych 20/0,4 kW, 1509 źródeł oświetlenia,
- Sieć kanalizacji sanitarnej: ok. 160 km,
- Sieć drogowa: Drogi krajowe – 6,5 km, Drogi wojewódzkie – 6,8 km, Drogi powiatowe – 16,9 km, Drogi gminne – 62,9 km.



Rys. 1. Położenie gminy Gierałtowiec na tle kraju i województwa śląskiego

Szacunkowy roczny potencjał zasobów energetycznych gminy Gierałtowice: (źródło: własne opracowania i analizy gminy Gierałtowice);
 Zasoby odnawialnych biomasowych źródeł energii w gminie: energia słomy 21996 GJ, energia odpadów drzewnych 1836 GJ, energia traw 43236 GJ, energia biogazu 869 GJ.



Rys. 2. Bilans energetyczny gminy Gierałtowice

Oczyszczalnia ścieków - energia kiszzonek 3698 GJ. Razem: 71635 GJ (2000 MWh). Zasoby odnawialnych pozostałych (słońce, wiatr) źródeł energii w gminie: energia słoneczna 9775 GJ (2715 MWh) – 10 %, 8833 GJ (2453 MWh) – solary, energia wiatru 9500 GJ (3650 MWh) – 1,5 MW. Razem: 28108 GJ (8818 MWh).

Realne możliwości pokrycia z OZE zapotrzebowania na energię pierwotną w gminie szacuje się na poziomie 25% w roku 2025 (według Decyzji Komisji Europejskiej z marca 2014 r. wymagany poziom pokrycia z OZE zapotrzebowania krajowego na energię pierwotną wynosi 27% w roku 2030).

2. Doświadczenia w zakresie energetyki rozproszonej na przykładzie inwestycji prowadzonych w gminie Gierałtowice

2.1 Przykłady inwestycji energetycznych

W miejscowości Paniówki (należącej do gminy Gierałtowice) została wybudowana dla potrzeb szkół i mieszkańców kryta pływalnia „Wodnik”. Pływalnia jest zasilana w energię elektryczną z sieci elektroenergetycznej firmy TAURON Dystrybucja S.A. i nie posiada rezerwowego źródła zasilania.

Zasilanie pływalni w energię ciepłą odbywa się z kotłowni gazowej w Zespole Szkolno - Przedszkolnym przez sieć ciepłowniczą. Dodatkowo, ciepło do przygotowania ciepłej wody użytkowej jest dostarczane z 18 kolektorów słonecznych Viessmana zainstalowanych na dachu pływalni.

W Zespole Szkolno-Przedszkolnym w Paniówkach, w oparciu o 3 kotły kondensacyjne Viessmann, wykonano kotłownię gazową o mocy 1380 kW. Ciepło jest dostarczane podziemną siecią preizolowaną do węzła ciepłego zlokalizowanego w piwnicach budynku pływalni. Zastosowany schemat technologiczny kotłowni umożliwi przyjęcie dodatkowego ciepła odpadowego z agregatu kogeneracyjnego. Wielkość całorocznych potrzeb ciepłych i elektrycznych pływalni umożliwi pracę agregatu bez zbędnych postojów. Do budynku kotłowni, w którym zainstalowano agregat, doprowadzono gaz ziemny oraz przewidziano możliwość doprowadzenia biogazu. Zespół Szkolno-Przedszkolnym w Paniówkach jest zasilany podziemną linią kablową ze zmodernizowanej stacji transformatorowej Paniówki-Szkoła przy ul. Gliwickiej, gdzie wymieniono transformator na jednostkę o mocy 250 kVA.

2.2. Niezawodność pracy układu zasilania minicentrum w Paniówkach w latach 2012 - 2013

Gmina Gierałtowiec prowadzi własną statystykę wyłączeń obejmujących obiekty, których jest właścicielem. Dla minicentrum Paniówki przeprowadzono analizę statystyczną i niezawodnościową w latach 2012 i 2013, której wyniki przedstawione są poniżej.

Zestawienie wyłączeń na terenie mini centrum energetycznego Paniówki w roku 2012

Lp [z]	Data wyłączenia	Data załączenia	Czas wyłączenia [min]	Czas wyłączenia [h]	Pobór mocy w momencie wyłączenia [kW]	Energia niedostarczona [kWh]	Średni czas wyłączenia [min]	Średni czas wyłączenia [h]
1	2012-10-09	2012-10-09	10	0,17	20	3,33	7,00	0,12
2	2012-10-22	2012-10-22	2	0,03	20	0,67		
3	2012-10-28	2012-10-28	15	0,25	20	5,00		
4	2012-11-01	2012-11-01	1	0,02	20	0,33		
			28	0,47	80	9,33		

Zestawienie wyłączeń na terenie mini centrum energetycznego Paniówki w roku 2013

Lp [z]	Data wyłączenia	Data załączenia	Czas wyłączenia [min]	Czas wyłączenia [h]	Pobór mocy w momencie wyłączenia [kW]	Energia niedostarczona [kWh]	Średni czas wyłączenia [min]	Średni czas wyłączenia [h]
1	2013-01-23	2013-01-24	80	1,33	40	53,33	80,56	1,34
2	2013-02-04	2013-02-04	105	1,75	30	52,50		
3	2013-02-19	2013-02-19	15	0,25	140	35,00		
4	2013-03-05	2013-03-05	2	0,03	40	1,33		
5	2013-07-04	2013-07-04	2	0,03	40	1,33		
6	2013-08-21	2013-08-21	26	0,43	40	17,33		
7	2013-08-24	2013-08-24	165	2,75	130	357,50		
8	2013-08-26	2013-08-26	150	2,50	120	300,00		
9	2013-12-06	2013-12-06	180	3,00	110	330,00		
9			725	12,07	690	1148,32		

Wskaźniki niezawodnościowe dla minicentrum Paniówki w roku 2013:

SAIDI – 725 [min/rok/odb.];

SAIFI – 9 [ilość zdarzeń/rok/odb.];

CAIDI – 80 [min/zdarzenie].

Zwykle ustalana wartość energii niedostarczonej ma wpływ na jej cenę końcową za przerwę o określonym czasie, w danych warunkach pracy i sytuacji odbiorcy komunalnego (gminy). W innych warunkach straty przy tej samej energii niedostarczonej mogą być zupełnie inne.

Występuje zatem dość luźny związek strat odbiorcy komunalnego (gminy) z energią niedostarczoną.

Odbiorca komunalny może znaleźć się w różnych sytuacjach, mogących powodować przymus bezczynności poprzez brak możliwości wykonywania nałożonych zadań. Mogą pojawiać się utrudnienia w funkcjonowaniu podstawowych komórek organizacyjnych. Odczuwalne będzie pogorszenie komfortu przebywania w budynkach gminnych, np. gdy równocześnie: przestaje działać ogrzewanie pomieszczeń w zimie, następuje przerwanie wentylacji w lecie lub klimatyzacji, wystąpią braki wody, łączności, itd. W przypadku zagrożenia zdrowia i życia wystąpi konieczność ewakuacji osób z budynków należących do gminy, co jest to szczególnie ważne w sytuacjach wystąpienia klęsk żywiołowych (powódzie, huragany). Należy również zwrócić uwagę na konieczność ponownego przywrócenia funkcjonalności zarówno sprzętowej jak i organizacyjnej gminy do stanu, jaki występował przed zakłóceniem.

Odbiorca komunalny musi obserwować ilość i czas przerw dostawie energii oraz wyznaczać straty, które poniósł w trakcie trwania przerwy w dostawie energii elektrycznej do swoich obiektów. Powiązanie kosztów i korzyści będzie wynikać bezpośrednio z faktu, że rozbudowa sieci lub infrastruktury gminnej wymaga nakładów inwestycyjnych, ale jednocześnie daje korzyści w postaci poprawy jej niezawodności.

Przedstawione wskaźniki niezawodnościowe są charakterystyczne dla sieci łączących na obszarach wiejskich i mieszczą się w wartościach średnich wskaźników obliczanych dla sieci SN i nN w kraju.

Średnie wskaźniki niezawodnościowe dla sieci SN i nN na przeważającym obszarze kraju wynoszą:

SAIDI – 329 [min/rok*odb];

SAIFI – 3,5 [ilość zdarzeń/rok*odb];

CAIDI – 90 [min/zdarzenie];

W roku 2014 nie zanotowano dotychczas wyłączenia obiektu basenowego w Paniówkach.

3. Wyzwania i nowe zadania stawiane przed gminą Gierałtowiec w zakresie energetyki prosumenckiej

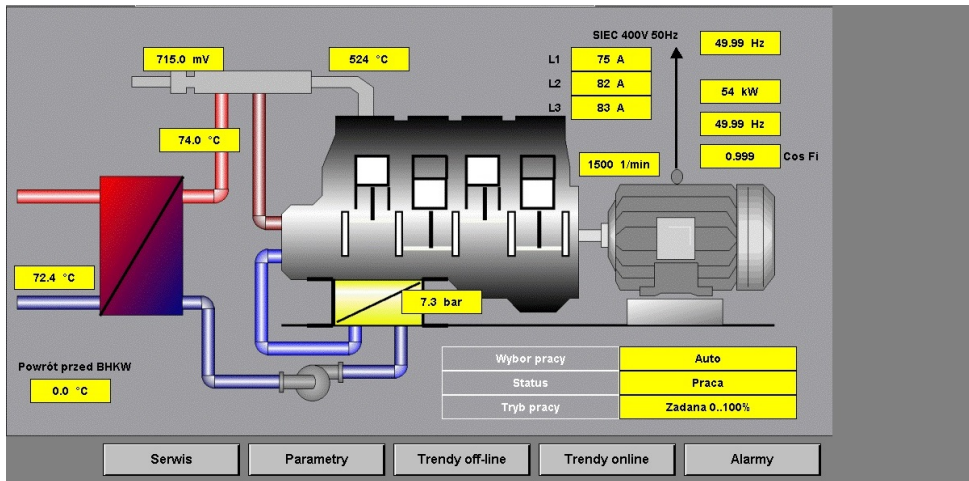
Z punktu widzenia Operatorów Sieci Przesyłowej i Dystrybucyjnej rozwój tego rodzaju generacji będzie powodował następujące, najważniejsze problemy i zagadnienia ruchowe:

- Prognozowanie poziomu GR i OZE w perspektywie krótko i długoterminowej;

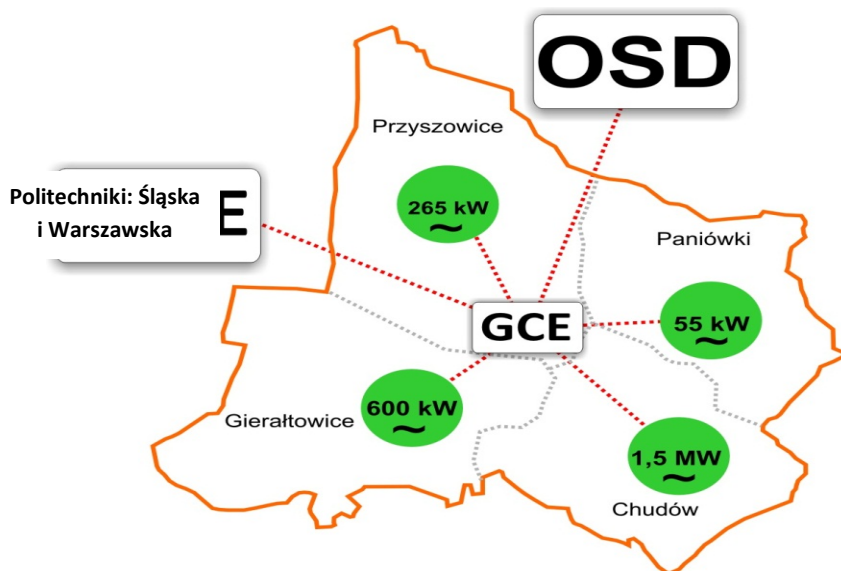
- Opanowanie dużej zmienności mocy generowanej przez GR i OZE poprzez włączenie mocy generowanej przez GR i OZE do bilansu KSE;
- Pozyskanie nowych mocy generowanych w GR i OZE podnoszących lokalne bezpieczeństwo pracy sieci nN i SN



Rys. 3. Widok kotłowni i agregatu kogeneracyjnego 55 kW w minicentrum w Paniówkach



Rys. 4. Przykładowe parametry pracy agregatu w minicentrum Paniówki, 29 listopada 2013 r.



Rys. 5. Układ docelowy pracy 4 minicentrów energetycznych w gminie Gierałtów

Istotnym zagadnieniem jest scentralizowanie (połączenie) w większe grupy poszczególnych źródeł generacji rozproszonej oraz stworzenie zoptymalizowanych pod względem technicznym, ekonomicznym, organizacyjnym tzw. minicentrów energetycznych oraz grup mini centrów energetycznych, które nazywamy wyspami energetycznymi. Obie propozycje mogą stanowić płaszczyznę współpracy pomiędzy Gminami i Operatorami Sieci Dystrybucyjnych w zakresie:

- krótkoterminowym, tj. awaryjnego pokrycia zapotrzebowania wycinka sieci lub utrzymania w dyspozycyjności ruchowej źródeł zdolnych do odbudowy systemu elektroenergetycznego w przypadku awarii systemowej;
- długoterminowym, tj. zapewnienia zbilansowania obszaru w czasie pracy normalnej i prowadzenie ruchu sieci zapewniającym realizację jej zadań i funkcji w tym niezawodnego.

Bardzo ważnym czynnikiem dla gminy jest określenie poziomu akceptowanego przez nią zakresu dysponowania jednostkami wytwórczymi należącymi do gminy przez służby dyspozytorskie wyższego szczebla (w tym również poprzez kształtowanie planowe lub awaryjne układu sieciowego obszaru gminy).

Muszą zostać również stworzone i rozwijane lokalne służby dyspozytorskie i eksploatacyjne w ramach istniejących struktur gminnych. Dla samorządów problem ten jest zagadnieniem nowym i wymaga rozpoznania i określenia potencjału osobowego (kadrowego), finansowego, organizacyjnego gminy oraz wpływu na wskaźniki niezawodnościowe obszaru gminnego i KSE.

4. Wnioski

Dalszy rozwój źródeł wytwórczych na obszarach gminnych będzie ściśle uzależniony od:

- wielkości wsparcia dla tego typu inwestycji ze strony Państwa;
- dalszego przebiegu prac nad Ustawą o Odnawialnych Źródłach Energii Elektrycznej;
- możliwości nawiązania współpracy pomiędzy Operatorami Sieci Dystrybucyjnej i służbami eksploatacyjnymi po stronie gmin;
- wypracowania zasad prowadzenia ruchu (np. w zakresie wydzielania do pracy wyspowej) i eksploatacji pracujących (w ramach zakończonych inwestycji) urządzeń wytwórczych oraz wypracowania zasad współpracy ruchowej i eksploatacyjnej pomiędzy gminą a służbami ruchowymi Operatorów Sieci Dystrybucyjnej;
- wprowadzenia koniecznych zmian organizacyjnych struktury gmin pod kątem zapewnienia prawidłowej obsługi techniczno-ekonomicznej minicentrów energetycznych i wysp energetycznych;
- skali nowych form własności energii takich jak spółdzielnie energetyczne oraz samorządowe zakłady energetyczne z przeważającym udziałem kapitałowym gmin.

Literatura

- [1] Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 r.
- [2] J. Bargiel, P. Sowa, K. Zając, B. Mól, T. Sierociński: *Bezpieczeństwo zasilania gmin wiejskich a bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, Energetyka, zeszyt tematyczny nr XXIII maj 2012r., ISSN 0013-7294, s. 23–28
- [3] J. Bargiel, P. Sowa, B. Mól, T. Sierociński, K. Szymański: *Ocena i sposoby poprawy niezawodności zasilania gmin z sieci średnich napięć*, Konferencja Sieci Wrocław 2012r.
- [4] Urząd Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/>
- [5] J. Bargiel, P. Sowa, B. Mól, T. Sierociński, K. Zając: *Bezpieczeństwo zasilania gmin wiejskich a bezpieczeństwo krajowego systemu elektroenergetycznego*, Konferencja Blackout, Poznań 2012 r.
- [6] J. Paska, P. Wójcik, J. Bargiel, W. Goc, P. Sowa: *Data for electric power system calculations*, 8th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, 2005, s. 477–482
- [7] J. Bargiel, W. Goc, P. Sowa, T. Sierociński: *Znaczenie niezawodności sieci rozdzielczych w nowych warunkach*, XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk–Jurata, s. 8–10
- [8] J. Bargiel, W. Goc, A. Momot, E. Nowakowska-Siwińska, P. Sowa, J. Paska: *Reliability Assessment In Electric Power System Planning And Management*, Proceedings of 7th International Conference "Electrical Power Quality and Utilization", Cracow, 2003, s. 511–519

Krzysztof BILLEWICZ

Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej

PROBLEM NIEZNANYCH GRANIC INFRASTRUKTUR KRYTYCZNYCH

Żyjemy w globalnym świecie, w którym liczba wzajemnych powiązań i uzależnień zwiększa się. Z jednej strony zwiększa się świadomość coraz większego uzależnienia od innych krajów, instytucji, globalnych korporacji i różnorodnych infrastruktur krytycznych IC (ang. *critical infrastructures*), z drugiej natomiast, niejako dobrowolnie, ludzie dążąc do ograniczania kosztów, przyczyniają się do dalszego, coraz większego uzależniania się od innych. Do tego postępująca informatyzacja wielu obszarów społeczno-gospodarczych powoduje, że prawidłowe funkcjonowanie infrastruktur krytycznych staje się coraz bardziej uzależnione od prawidłowej pracy systemów informatycznych.

Infrastruktury krytyczne również stają się coraz bardziej zależne od siebie. Przez to, że różne infrastruktury są ze sobą sprzężone, zwiększa się liczba punktów krytycznych, których uszkodzenie może spowodować poważną awarię w kilku dotychczas niezależnych infrastrukturach, ważnych dla bezpieczeństwa państwa. Takie sprzężone ze sobą i współzależne sieci coraz bardziej stają się wrażliwe na uszkodzenie w wyniku wystąpienia zdarzenia losowego lub celowego działania niektórych ludzi.

Postępujący proces globalizacji, Internet ponad granicami administracyjnymi krajów i instytucji oraz coraz większe wykorzystanie nowoczesnych technologii są przyczynkami do postawienia pytań związanych z uzależnieniem: bezpośrednio tych infrastruktur, a pośrednio obywateli od systemów informacyjnych oraz nowych osiągnięć techniki. Infrastruktury krytyczne stają się uzależnione od technologii, które mogą zostać użyte przeciwko nim.

Artykuł ma pokazać, że wraz z postępującą informatyzacją oraz ze zmianami sposobu wykonywania pracy pojawia się nowe zagrożenie. W wyniku realizacji redukcji obciążenia w przypadkach konieczności ograniczenia dostaw energii np. przez stosowanie programów reakcji strony popytowej DR (ang. *demand response*) może dojść do pozbawienia zasilania pracownika, który zdalnie serwisuje, wspiera lub utrzymuje system informatyczny infrastruktury krytycznej. Realizacja programów DR może doprowadzić do wyłączenia zasilania u samego pracownika lub jakiegoś urządzenia pośredniczącego. W wyniku takich działań praca prowadzona przez takiego pracownika zostanie przerwana na jakiś okres czasu. W zależności

od ważności działań prowadzonych przez niego w takim momencie może kaskadowo rozwinąć się w poważną awarię IC na znacznym obszarze.

1. Definicja infrastruktury krytycznej IC

Infrastruktura krytyczna IC (ang. *critical infrastructure*) to „systemy oraz wchodzące w ich skład powiązane ze sobą funkcjonalnie obiekty, w tym obiekty budowlane, urządzenia, instalacje, usługi kluczowe dla bezpieczeństwa państwa i jego obywateli oraz służące zapewnieniu sprawnego funkcjonowania organów administracji publicznej, a także instytucji i przedsiębiorców.”

Dyrektywa unijna 2008/114/WE z dnia 8 grudnia 2008 r. w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony zawiera następującą definicję:

- a) „infrastruktura krytyczna” oznacza składnik, system lub część infrastruktury zlokalizowane na terytorium państw członkowskich, które mają podstawowe znaczenie dla utrzymania niezbędnych funkcji społecznych, zdrowia, bezpieczeństwa, ochrony, dobrobytu materialnego lub społecznego ludności oraz których zakłócenie lub zniszczenie miałyby istotny wpływ na dane państwo członkowskie w wyniku utracenia tych funkcji;
- b) szczególnie chronione informacje dotyczące ochrony infrastruktury krytycznej” oznaczają fakty dotyczące infrastruktury krytycznej, które w przypadku ujawnienia mogłyby zostać wykorzystane do zaplanowania i przeprowadzenia działań zmierzających do spowodowania zakłócenia lub zniszczenia urządzeń infrastruktury krytycznej.

W Rzeczypospolitej Polskiej jako infrastruktura krytyczna rozumie się 11 systemów, które mają kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa państwa i jego obywateli oraz służą zapewnieniu sprawnego funkcjonowania organów administracji publicznej, a także instytucji i przedsiębiorców [2].

IC obejmuje następujące systemy [2]:

- a) systemy zaopatrzenia w energię, surowce energetyczne i paliwa:
 - do produkcji, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej (energetyka);
 - do produkcji, transportu i dystrybucji paliw gazowych;
 - do produkcji, transportu i dystrybucji ropy naftowej i produktów ropopochodnych;
 - do produkcji, transportu i dystrybucji ciepła;
- b) sieci teleinformatyczne, zespół współpracujących ze sobą urządzeń informatycznych i oprogramowania, zapewniający przetwarzanie i przechowywanie, a także wysyłanie i odbieranie danych przez sieci telekomunikacyjne za pomocą właściwego dla danego rodzaju sieci urządzenia końcowego.

- c) systemy łączności, zapewniające przekazywanie informacji i obejmują pocztę oraz telekomunikację, jak również radiofonię i telewizję.
- d) systemy finansowe, to ogół norm prawnych oraz zespół instytucji finansowych, których zadaniem jest gromadzenie, dzielenie i wydatkowanie zasobów pieniężnych państwa.
- e) system zaopatrzenia w żywność, to dziedzina gospodarki, na którą składa się wytworzenie środków produkcyjnych (np.: nawozy, pasze) i usług dla rolnictwa, produkcja i pozyskiwanie surowców żywnościowych (w rolnictwie, rybactwie, leśnictwie, łowiectwie), skup surowców żywnościowych, ich przechowywanie i transport, przetwórstwo surowców żywnościowych, obrót towarowy produktami żywnościowymi (magazynowanie i przechowywanie żywności, handel hurtowy i detaliczny, eksport i import) oraz system bezpieczeństwa żywności obejmujący wszystkie składowe łańcucha zaopatrzenia w żywność.
- f) system zaopatrzenia w wodę (woda pitna, ścieki, wody powierzchniowe) to powiązane ze sobą przedsiębiorstwa i urzędnictwo pobierające, uszlachetniające, dostarczające i oczyszczające wodę dla ludności i przemysłu.
- g) system ochrony zdrowia (apteki, szpitale, przychodnie) to zespół osób i instytucji mający za zadanie zapewnić opiekę zdrowotną ludności, a jego sprawne funkcjonowanie (wraz z systemem ratowniczym) jest gwarantem praw obywatela zapisanych w Konstytucji.
- h) transportowe (drogi, kolej, lotniska, porty) – czyli możliwość przemieszczania się ludzi, ładunków (przedmiot transportu) w przestrzeni przy wykorzystaniu odpowiednich środków transportu.
- i) systemy ratownicze – ogół środków i przedsięwzięć organizacyjnych podejmowanych w celu ratowania zdrowia i życia, mienia i środowiska, znajdującym się w niebezpieczeństwie oraz przewidywania, rozpoznawania i likwidacji skutków zdarzeń.
- j) zapewniające ciągłość działania administracji publicznej, czyli realizację prawa władczego wykonywania zadań przypisywanych przez porządek prawny państwu i jego organom lub innym podmiotom wykonującym funkcje władcze.
- k) produkcji, składowania, przechowywania i stosowania substancji chemicznych i promieniotwórczych (w tym rurociągi substancji niebezpiecznych).

Przy czym systemy łączności i teleinformatyka jest to sprzęt informatyczny telekomunikacyjny, oprogramowanie, procesory oraz **ludzie**, którzy obsługują przetwarzanie, zapamiętywanie i transmisję danych, przekształcają informacje w zasoby know-how oraz tworzą bazy danych [4].

Ochrona infrastruktury krytycznej – to wszelkie działania zmierzające do zapewnienia funkcjonalności, ciągłości działań i integralności infrastruktury krytycznej w celu zapobiegania zagrożeniom, ryzykom lub słabym punktom

oraz ograniczenia i neutralizacji ich skutków, czy też szybkiego odtworzenia tej infrastruktury na wypadek awarii, ataków oraz innych zdarzeń zakłócających jej prawidłowe funkcjonowanie.

Ochronę taką utrudnia znaczne skupienie ludzi w wielkich miastach, mała świadomość oraz małe przygotowanie do reagowania kryzysowego.

Ochronie muszą podlegać wszystkie punkty krytyczne, ponieważ często podkreśla się, że łańcuch jest tak mocny, jak najsłabsze jego ogniwo.

2. Wzrastająca współzależność infrastruktury krytycznych

Zakłócenie ciągłości działania IC może spowodować tzw. efekt domina (zakłócone zostaje funkcjonowanie innych infrastruktury). To, w konsekwencji, może prowadzić do dezorganizacji życia społecznego i funkcjonowania państwa [3]. Warto również podkreślić, że [3]:

- infrastruktura krytyczna była, jest i będzie atakowana w pierwszej kolejności;
- pojedyncze uszkodzenie może doprowadzić do lawinowego rozwoju awarii i jej rozprzestrzenienia na znacznym obszarze;
- zapewnienie bezpieczeństwa infrastruktury jest niezmiernie trudne, ponieważ może być ona bardzo rozległa i rozproszona;
- zróżnicowana forma własności infrastruktury (z dominującą formą prywatną) wymaga szerokiego i jasno zdefiniowanego partnerstwa publiczno-prywatnego;
- prywatni właściciele infrastruktury wykazują niechęć do inwestowania w jej bezpieczeństwo, zwłaszcza w czasie kryzysu, co jest poniekąd zrozumiałe, ale krótkowzroczne, ponieważ w konsekwencji naraża nie tylko ich, ale również i odbiorców ich wyrobów, usług, na utratę zysków, a państwo nawet na utratę suwerenności.

W dzisiejszych czasach występuje niespotykany wcześniej stopień wzajemnego uzależnienia infrastruktury krytycznych. Stąd zwiększa się liczba punktów krytycznych, które należy chronić. Coraz trudniej również przewidzieć:

- gdzie występują wszystkie punkty krytyczne poszczególnych infrastruktury,
- gdzie występują granice infrastruktury krytycznej,
- gdzie występują wszystkie punkty wzajemnych połączeń, w szczególności punkty jednej infrastruktury, od których prawidłowej pracy zależy prawidłowa praca innej infrastruktury krytycznej,
- jakie zdarzenie losowe może spowodować awarię,
- w jaki sposób taka awaria będzie się rozwijać.

Dodatkowo zwiększają się oczekiwania w stosunku do świadczonych usług. Mają one być bardziej bezpieczne, niezawodne oraz przyjazne dla środowiska, a przede wszystkim tańsze od dotychczasowych. Występuje bardzo duża presja cenowa i przekonują się o tym przedsiębiorstwa, które działają

na konkurencyjnym rynku. Zmniejszają się marże sprzedażowe, konkurencja depcze po piętach. To dalej prowadzi do dalszego uzależniania się, ponieważ cenę mogą obniżyć tylko te przedsiębiorstwa, które produkują i sprzedają duże ilości produktów, a to eliminuje z rynku mniejsze podmioty, które nie mogą sprostać konkurencji dużych nierzadko międzynarodowych koncernów, które dodatkowo czasowo mogą bardzo zmniejszyć marże sprzedażowe, aby wykończyć konkurencję. Aby ograniczać koszty część zadań zleca się do wykonania firmom zewnętrznym (outsourcing, np. cloud computing). Ogranicza to koszty personelu redukując zatrudnienie, zatrudniając pracowników tymczasowych, przyjmując do pracy osoby o niższych kompetencjach i oczekiwaniach finansowych.

Elektroenergetyka nie jest tu wyjątkiem. Jednak monopol naturalny, nawet ściśle regulowany, to nie jest to samo, co walka konkurencyjna wielkich, nierzadko globalnych, potentatów.

W przypadku zaopatrzenia w energię elektryczną, podobnie, jak w przypadku innych infrastruktury krytycznych, obserwuje się coraz większe jej uzależnianie od sieci telekomunikacyjnych i technologii informacyjnych. A te technologie ICT mogą funkcjonować jedynie wtedy, kiedy jej elementy są zasilane. W przypadku kluczowych elementów sieci telekomunikacyjnych zapewnia się zasilanie awaryjne. Jednak część z nich w przypadku awarii zasilania może nie być zasilana np. urządzenia rozdzielające sygnał w budynkach wielorodzinnych.

Komisja Ochrony Infrastruktury Krytycznej (CCIP) w USA w 1997 r., podkreśliła, że bezpieczeństwo, gospodarka, sposób życia oraz być może nawet przetrwanie uprzemysłowionego świata zależą od wzajemnie zależnego trio: energii elektrycznej, łączności i komputerów [4].

Zasadniczo w elektroenergetyce oprócz zakłóceń i awarii z samych urządzeń i zdarzeń losowych możliwe są dwa zagrożenia wynikające z celowej realizacji programów reakcji strony popytowej:

- zakłócenie lub przerwanie łańcucha dostaw (opisywane w literaturze [1]) autorzy opisują fakt, że procesy produkcyjne są zintegrowane ze sobą i w wyniku podjętych działań reakcji strony popytowej np. może dojść do zatrzymania produkcji ciepła lub paliwa dla elektrowni;
- zakłócenie lub przerwanie łańcucha wsparcia – ten problem jest rozważany w tym artykule.

3. Outsourcing

Outsourcing jest to powierzenie przez organizację realizacji określonego procesu usługodawcom zewnętrznym określając szczegółowo efekty, jakie zleceniodawca zamierza uzyskać. Głównymi powodami korzystania z takich zasobów są: redukcja i kontrola kosztów operacyjnych, uzyskanie w elastyczny

sposób dostępu do mocy produkcyjnych najlepszej jakości, zwłaszcza takich, jakimi przedsiębiorstwo nie dysponuje dostęp do większej wiedzy, talentów i doświadczenia, możliwość skoncentrowania się na podstawowej działalności, którą firma wykonuje dość sprawnie i niewchodzenie w dziedziny, w których przedsiębiorstwo pozbawione jest doświadczenia i kompetencji.

Najczęściej outsourcinguje się pracowników niższego szczebla. W Polsce około 93 proc. badanych dużych i średnich firm korzysta z outsourcingu, natomiast ok. 60% firm – outsourcing w obszarze IT. W przypadku przedsiębiorstw branży IT produkty i usługi w postaci cyfrowej mogą być wykonywane zdalnie, prawie z dowolnego miejsca na świecie.

4. Dostęp trzeciej strony do IC

W przedsiębiorstwach energetycznych (ale dotyczy to w zasadzie prawie wszystkich infrastruktur technicznych) wykorzystuje się wiele programów i systemów informatycznych, które nie tylko ułatwiają pracę, ale przede wszystkim sterują działaniem infrastruktur krytycznych. Umożliwiają one realizację krytycznych procesów biznesowych oraz technologicznych.

Warto podkreślić, że z punktu działania przedsiębiorstwa w niezawodny sposób muszą działać nie tylko systemy sterujące pracą infrastruktury technicznej, chociaż zakłócenia funkcjonowania takich systemów są najbardziej odczuwalne i mogą nieść za sobą największe straty finansowe, zwłaszcza prawidłowy przebieg procesów biznesowych, prawidłowe rozliczanie klientów, których niezawodna praca jest konieczna, aby zapewnić przychody z prowadzonej działalności biznesowej. Należy pamiętać, że utrata płynności finansowej (także przedsiębiorstwa IT, świadczącego usługi wsparcia dla systemów informatycznych infrastruktury) również oznacza zakłócenie funkcjonowania przedsiębiorstwa i bez dostępnych środków finansowych w odpowiedniej wysokości przedsiębiorstwo nie może zapewnić funkcjonowania lub prawidłowego sterowania pracą infrastruktury technicznej.

Przykładem może być sytuacja, w której: przedsiębiorstwo IT sprzedało i utrzymuje system informatyczny niezbędny dla przedsiębiorstwa energetycznego. Wtedy samą usługę dla tego przedsiębiorstwa pracownicy, wykonujący zdalnie potrzebne prace. Takie sytuacje będą występowały coraz częściej, wraz z postępującym procesem uaktualniania sieci elektroenergetycznej do wersji smart grid.

Niebagatelnym zagadnieniem w kwestii zapewnienia bezpieczeństwa cyfrowego wielu infrastruktur krytycznych staje się tzw. dostęp trzeciej strony. Wśród innych podmiotów mogą to być:

- dostawca systemów IT i jego poddostawcy,
- producenci urządzeń telekomunikacyjnych,
- przedsiębiorstwo IT dostarczające oprogramowanie,

- firmy świadczące usługi outsourcingowe (ang. *outside-resource-using*) – korzystanie z zasobów zewnętrznych, ze względów finansowych część prac może być realizowane przez inne firmy, które te same prace wykonają taniej i skuteczniej,
- wynajmowani pracownicy, zwłaszcza przez przedsiębiorstwo informatyczne; rzadko kiedy stać dostawcę oprogramowania do zatrudnienia wysoko wykwalifikowanego personelu – zwłaszcza informatyków. Utrzymanie ich pochłaniałoby znacznie budżet przedsiębiorstwa. Dlatego czasem są oni wynajmowani od innych przedsiębiorstw na czas realizacji określonego projektu. Dzięki temu nie są oni stałym kosztem przedsiębiorstw, a w razie potrzeby ich kwalifikacje mogą zostać wykorzystane.

Ze względu na to, że bardzo wiele osób będzie znało sposoby dokonywania autoryzacji i kontroli dostępu oraz stosowane zabezpieczenia itp. należy bardzo skrupulatnie rozważyć politykę bezpieczeństwa. Tak wiele osób zajmujących się wspieraniem prawidłowej pracy infrastruktury krytycznej oznacza, że coraz trudniejsze jest zagwarantowanie prawidłowości realizacji określonych zadań.

5. Problematyka bezpieczeństwa i poufności danych podczas ich przetwarzania

W przypadku prywatyzacji dynamicznie może zmieniać się struktura właścicielska przedsiębiorstw energetycznych – strategicznych dla kraju. Może dojść do sytuacji, kiedy pakiet kontrolny w takich przedsiębiorstwach lub w przedsiębiorstwach IT świadczących usługi wsparcia oraz mających dostęp do danych strategicznych operatora uzyska wrogię państwo narodowe.

W Polsce, po wyborach do Parlamentu w 2011 r. niektóre media poinformowały, że najprawdopodobniej serwery Państwowej Komisji Wyborczej mogły znajdować się w Rosji albo, że PKW korzystała z usług rosyjskiej wtedy firmy. PKW zdementowała te pogłoski. Oczywiście trudno podejrzewać, aby ktoś próbował manipulować danymi na serwerze i wpływać na wyniki wyborów. Na podstawie danych z serwerów otrzymuje się wyniki wstępne, natomiast oficjalne wyniki wyborów wyliczane są na podstawie danych zawartych na papierowych protokołach dostarczonych do obwodowych Komisji Wyborczych. Rodzi się pytanie, czy stosowne jest, aby serwery strategiczne dla bezpieczeństwa państwa (lub administracji rządowej), znajdowały się poza granicami Polski, jeżeli są firmy krajowe, które mogłyby być pod kontrolą polskich służb specjalnych. Te same zagrożenia i zależności dotyczą infrastruktury sieci energetycznej.

Zwykle przedsiębiorstwa IT są spółkami akcyjnymi, ich akcje można dowolnie kupować, a więc dynamicznie może zmieniać się ich struktura właścicielska. Łatwo można sobie wyobrazić sytuację, w której akcje

przedsiębiorstwa IT mającego obsługiwać serwery PKW przed wyborami kupuje akcjonariusz z innego kraju, który będzie decydował, o lokalizacji poszczególnych serwerów oraz o tym, które osoby, kiedy i w jaki sposób będą miały dostęp do serwerów. Część z firm IT należy do większych, nierzadko ponadnarodowych grup kapitałowych lub należą one do (są krajowymi oddziałami) międzynarodowych i globalnych firm informatycznych. Takie, globalne firmy nierzadko zarządzane są z dala od miejsca świadczenia usług.

Zatem, w zakresie bezpieczeństwa cyfrowego pojawia się kolejny problem, a mianowicie coraz trudniejsze są do określenia granice systemów informatycznych wspierających infrastruktury krytyczne, ponieważ mogą one przekraczać granice państwa (lokalizacja geograficzna serwera, narodowość faktycznego jego właściciela lub osób mających do niego dostęp).

6. Problem jednoznacznego określenia granic IC

Obecnie postępuje proces suburbanizacji – wielu młodych, wykształconych ludzi przenosi się na peryferie miasta. Dzięki dostępowi do szybkich, wielopasmowych łączy internetowych mogą oni wykonywać pracę w domu. Taka praca niesie wiele korzyści dla samego pracownika: brak kosztów dojazdu do pracy, parkowania i co za tym idzie, oszczędność czasu i pieniędzy, wygoda pracy w domu. Dla pracodawców takie rozwiązanie również oznacza korzyści: niższe koszty (nie trzeba pracownikowi zapewniać miejsca pracy, płacić za nie kosztów najmu, oświetlać i ogrzewać je itp.), większa motywacja pracownika, większa dyspozycyjność, płaca za wykonanie zlecenia, a nie za ośmiogodzinną dniówkę. W ten sposób wielu pracowników, głównie sektora IT łączy się z siecią własnego przedsiębiorstwa i uczestniczy w realizowanych projektach.

Od wysokiej klasy specjalistów nie oczekuje się „odpracowania dniówki” tylko zrealizowania określonych zadań lub dyspozycyjności i gwarantowanego krótkiego czasu reakcji w przypadku wystąpienia określonych, niepożądanych zjawisk. Ci pracownicy nierzadko również serwisują systemy informatyczne w innych przedsiębiorstwach.

Można wyróżnić dwa rodzaje pracy zdalnej wykonywanej przez pracowników, połączonej ze zdalnym łączeniem się z firmą:

- dyżur serwisowy, polegający na interwencjach w sytuacjach awaryjnych, przy pojawieniu się różnego rodzaju nieprawidłowej pracy systemu oraz w przypadku wystąpienia błędów (w tym również krytycznych) i awarii,
- praca zdalna wynikająca z wygody pracownika, który zamiast jechać do biura swoje obowiązki wykonuje dzięki możliwości zdalnego połączenia się z siecią informatyczną przedsiębiorstwa IT, oraz jej klientów.

Takie wsparcie mogą świadczyć również pracownicy zewnętrzni, a także tacy, pracujący w innym mieście lub kraju. Praca zdalna wykonywana przez pracowników wiąże się z pewnymi mankamentami:

- wykorzystywanie majątku firmy np. laptopów, smartfonów do celów prywatnych (posiadanie tam prywatnych zasobów: programów, plików itp. czasami pochodzących z niepewnych źródeł),
- ryzyko niedostatecznego zabezpieczenia kanałów komunikacyjnych pomiędzy laptopem wykorzystywanym przez pracownika, infrastrukturą krytyczną.

7. Ryzyko zakłócenia łańcucha wsparcia IC

W sytuacjach zagrożenia wystąpienia deficytu mocy lub w stanach awaryjnych może wystąpić ograniczenie dostaw energii elektrycznej do odbiorców. W pierwszej kolejności stosowane są „cywilizowane” metody racjonowania energii, nazywane reakcją strony popytowej, które zakładają, że klient uczestniczy w nich dobrowolnie. Klient za określoną gratyfikację wyraża gotowość ograniczenia zużycia energii na żądanie operatora lub nawet wyraża zgodę na wstrzymanie dostaw energii. Jeżeli kończą się dostępne możliwości stosowania ograniczenia dostaw energii w ten sposób i nadal występuje zagrożenie przeciążenia systemu elektroenergetycznego stosuje się inne metody ograniczania dostaw energii, co zwykle sprowadza się do pozbawienia zasilania niektórych odbiorów lub klientów.

Zwykle stosowane są następujące rozwiązania:

- rotacyjne wyłączenia obszarów (ang. *load rotation*) bądź odbiorców (ang. *rolling blackout*); jeżeli konieczne jest wyłączenie odbiorców, to prowadzi się taką politykę, żeby czasowo ograniczyć dostawę energii do wielu odbiorców, a nie dopuszczać do długotrwałego pozbawienia zasilania jedynie niektórych z nich.
- u odbiorców posiadających inteligentny licznik energii znaczne zmniejszenie dopuszczalnej mocy pobieranej i w przypadku jej przekroczenia inteligentny licznik wyłączyłby zasilanie u odbiorcy – tzw. strażnik mocy, rozwiązanie prowadzące do tego, że ogranicza się dostawy energii do wszystkich odbiorców, ale żadnego z nich nie pozbawia jej na stałe,
- wykorzystanie możliwości wyłączenia zasilania u odbiorców korzystających z taryf „zgodna na incydentalne wyłączenie za rozsądny upust”, czyli u takich, którzy płacąc nieco mniej za energią elektryczną wyrazili gotowość do czasowego pozbawienia ich zasilania.

W przypadku możliwości zarządzania wyłączeniami konkretnych odbiorców, a nie tylko obszarów, można ustalić priorytet ważności zapewnienia zasilania określonym odbiorcom. Ważność podmiotów, którym należy zapewnić niezawodne dostarczanie energii może być następująca:

- infrastruktury krytyczne – konieczne jest zasilanie elektrowni, przedsiębiorstw energetycznych, przedsiębiorstw wodociągowych, szpitali, transportu np. kolejowego, operatorów sieci telefonicznej stacjonarnej i komórkowej, zaopatrzenia ludności w żywność, stacji benzynowych itp.
- kopalnie i inne ważne odbiory, ponieważ wyłączenie zasilania wiąże się z bezpośrednim zagrożeniem życia lub zdrowia ludzi,
- przedsiębiorstwa i zakłady produkcyjne – wystąpienie wyłączeń może spowodować niezrealizowanie wymaganych zleceń w terminie i naraża takie przedsiębiorstwa na dodatkowe koszty, utratę dobrego wizerunku, a w sytuacji bardzo dużej konkurencji i niskich marż nawet może doprowadzić do bankructwa.
- gospodarstwa domowe. Wyłączanie zasilania takim odbiorcom wydaje się być działaniem najbezpieczniejszym i nienarażającym klientów na najmniejsze straty finansowe. Dyskusyjne natomiast może być wyłączenie zasilania u tzw. klientów wrażliwych np. ludzi niepełnosprawnych, chorych z aparaturą medyczną wymagającą zasilania, w podeszłym wieku.

W przypadku wyłączeń u odbiorców końcowych – gospodarstw domowych może dojść do wyłączenia:

- Internetu sąsiedzkiego, czyli wyłączenia zasilania u sąsiada, który udostępnia łącze do Internetu w danej wspólnocie mieszkaniowej, np. w wyniku zastosowania obniżenia mocy maksymalnej w stanach przedawaryjnych „emergency” systemu elektroenergetycznego. W takich przypadkach występuje większe prawdopodobieństwo wyłączenia w wyniku przekroczenia zmniejszonej mocy umownej.
- lokalnych serwerowni lub urządzeń klimatyzacji, chłodzących komputery w takich pomieszczeniach,
- zasilania u pracowników, którzy wynajmują mieszkanie, w którym akurat jest taka taryfa na energię, a osoby wynajmujące nie mają wpływu na wybór określonej taryfy,
- zasilania u pracowników, którzy pozwalają na incydentalne wyłączenie, którzy chcą zaoszczędzić na energii elektrycznej.

Nawet w przypadku, gdy odbiorca posiada laptopa z własnym akumulatorem lub urządzenia do podtrzymywania zasilania typu UPS, to zazwyczaj nie zasilają one urządzeń pośredniczących np. switchów.

8. Wnioski

Systemy teleinformatyczne to nie tylko „twarda” infrastruktura, to również konkretni ludzie z ich unikalną wiedzą. Bezpieczeństwo/ochrona infrastruktur krytycznych (w obszarze IT) to również bezpieczeństwo/ochrona konkretnych ludzi (w tym pracowników firm zewnętrznych).

Ponieważ nieznane są granice infrastruktur krytycznych coraz trudniej będzie zapanować i zagwarantować prawidłowe funkcjonowanie tych infrastruktur. Konieczne jest nowe podejście związane z zapewnieniem ich bezpieczeństwa oraz działaniami ograniczeniami zasilania – reakcji strony popytowej muszą dla gospodarstw domowych. Możliwe jest bowiem pozbawienie zasilania osoby, która zdalnie wykonuje pracę polegającą na wspieraniu prawidłowej pracy infrastruktury krytycznej. Pozbawienie zasilania w energię elektryczną takiej osoby spowoduje przerwanie prowadzonych przez nią prac serwisowych lub usług wsparcia, a to może doprowadzić do paraliżu tej infrastruktury i kaskadowego rozwoju awarii.

Problem możliwości zakłócenia lub przerwania łańcucha dostaw np. w wyniku podjętych działań DR, kiedy może dojść do zatrzymania produkcji ciepła lub paliwa dla elektrowni został zauważony już w 2006 roku [1]. Artykuł ten ma na celu pokazanie nowych punktów krytycznych infrastruktury krytycznej, które muszą podlegać szczególnej ochronie. Artykuł ten również pokazuje nowe ryzyko wynikające z rozwoju techniki oraz zdalnego świadczenia pracy.

Problem przedstawiony w artykule pokazuje, że wykonanie audytu bezpieczeństwa cyfrowego w przedsiębiorstwie energetycznym nie będzie wystarczające, jeżeli nie uwzględni się dostępu trzeciej strony do infrastruktury, słabości tego rozwiązania, oraz zapewnienia niezawodności zasilania u osób pracujących zdalnie.

- Aby zapobiec temu zagrożeniu możliwe są dwa podejścia zapobiegawcze:
- przyczynowe – należy uczciwie odpowiedzieć sobie, dlaczego przedsiębiorstwa IT są zmuszone do ograniczenia kosztów pracy i wykorzystują pracowników zewnętrznych oraz zewnętrznych dostawców. Autor uważa, że obecnie występująca presja cenowa na rozwiązania IT jest jedną z głównych przyczyn tego stanu rzeczy. Kryzys i kurczenie się marż firmach IT to rzeczywistość ostatnich lat. Do tego dużo więcej, niż było to pięć lat temu, oferentów startuje do przetargów. Konieczność ograniczenia kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw IT to również rzeczywistość ostatnich lat, stąd praca zdalna np. w godzinach nocnych, wynajmowani pracownicy, oszczędzanie na personelu. Ogólnie można powiedzieć, że przyczyną problemu jest niewłaściwie zabezpieczona część infrastruktury, w której ważnym elementem jest czynnik ludzki – pracownik strony trzeciej – przedsiębiorstwa IT. Konieczna jest zmiana ustawy o zamówieniach publicznych, aby przy przetargach właściwie

wyceniać usługi informatyczne, w przeciwnym razie będą próby obchodzenia prawa (np. infofera), oszczędzanie na pracownikach, co sprowadzi się do niższej jakości świadczonych usług lub nawet utraty rentowności przedsiębiorstw IT. Niewłaściwe, na dłuższą metę nierozsądne i niekorzystne zarówno dla zamawiającego jak i dla całej gospodarki jest doprowadzanie przedsiębiorstw IT do dylematów: świadczenie usług normalnej jakości albo rentowność.

- skutkowe – w takim przypadku można przeprowadzać audyty bezpieczeństwa, określać kodeksy najlepszych praktyk, wymagać świadczenia usług określonej jakości, będąc świadomym, że taka jakość kosztuje.

Literatura

- [1] *Enhancement of Demand Response. Final status report*, Nordel Demand Response Group, 2006 r.
- [2] Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Załącznik 1 – *Charakterystyka systemów infrastruktury krytycznej*, Rządowe Centrum Bezpieczeństwa, 2013 r.
- [3] Radziejewski R., *Infrastruktura krytyczna – uregulowania prawne nie mogą być problemem krytycznym*, Konferencja 5 ŻYWIOŁÓW. Wolność–Informacja–Bezpieczeństwo, 24–25.09.2013 r. Warszawa, 2013
- [4] Wójtowicz W., *Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej*, Warszawa: MON. Dep. Polityki Obronnej, 2006 r.

Waldemar DOŁĘGA
Politechnika Wrocławska

WERYFIKACJA FORMALNO-PRAWNA I ŚRODOWISKOWA STRATEGII ROZWOJU INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ

Strategia rozwoju infrastruktury sieciowej określona w ramach procesu planowania rozwoju przedstawia harmonogram działań inwestycyjnych i modernizacyjnych w pewnym horyzoncie czasowym, zmierzających do optymalnego jej rozwoju w stopniu gwarantującym realizację przyszłych zadań. Możliwość jej realizacji jest uzależniona od wielu czynników. Podstawowe znaczenie wśród nich mają uwarunkowania: formalno-prawne, środowiskowe i społeczne (związane z ochroną środowiska), które mogą znacznie opóźnić lub nawet całkowicie zablokować realizację inwestycji sieciowych [8]. Przedstawiono je m.in. w publikacjach: [4,5,6,7,8]. Uwarunkowania te są szczególnie istotne w procesie planowania tras nowych linii elektroenergetycznych i lokalizacji nowych stacji elektroenergetycznych. Ponadto wpływają w znacznym stopniu na koszty realizacji inwestycji sieciowej, bowiem koszty przygotowania inwestycji stanowią obecnie znaczny składnik tych kosztów [7]. Dlatego dla każdej planowanej, w ramach wybranej strategii rozwoju, inwestycji sieciowej należy opracować studium jej wykonalności. Opracowanie to może mieć charakter uproszczony w przypadku pierwszej fazy selekcji wariantów lub pełny w przypadku fazy ostatecznej dla optymalnego wariantu [7]. W ramach tej analizy należy szczególnie skupić się na: podstawowych uwarunkowaniach środowiskowych i społecznych, istniejących dokumentach planistycznych i ograniczeniach technicznych.

1. Infrastruktura sieciowa

Problemy formalno-prawne, środowiskowe i społeczne (związane z ochroną środowiska) dotyczą realizacji wszystkich dużych inwestycji w sektorze elektroenergetycznym w tym również inwestycji sieciowych. W odniesieniu do inwestycji sieciowych skala ich jest największa przy budowie nowych napowietrznych linii lub stacji elektroenergetycznych: 400, 220 lub 110 kV, a najmniejsza przy modernizacjach infrastruktury sieciowej [8]. Dlatego operator systemu przesyłowego (OSP) realizuje obecnie i planuje w przyszłości wiele działań modernizacyjnych w sieciach przesyłowych polegających m.in. na przebudowie istniejących linii o napięciu 220 kV na linie o napięciu 400 kV [10].

Kluczowe znaczenie dla rozwiązania tych problemów ma ich: identyfikacja, weryfikacja i minimalizacja.

W sytuacji konieczności budowy nowej linii elektroenergetycznej pierwszym elementem jest określenie przez inwestora (operatora systemu) wstępnej koncepcji trasy tej linii, natomiast w przypadku nowej stacji elektroenergetycznej - wstępnej koncepcji technicznej i lokalizacyjnej stacji.

Dla każdej planowanej nowej linii lub stacji elektroenergetycznej należy opracować ograniczoną liczbę wariantów przebiegu trasy linii lub lokalizacji stacji. Przy czym powinny to być minimum cztery warianty trasy linii lub lokalizacji stacji:

- wariant ekologiczny,
- wariant społeczny,
- wariant ekonomiczny,
- wariant optymalny.

Wariant ekologiczny uwzględnia maksymalne ograniczenie negatywnego wpływu inwestycji sieciowej na środowisko przyrodnicze i pozwala na zminimalizowanie konfliktów środowiskowych i formalno-prawnych.

Wariant społeczny charakteryzuje się najmniejszą ingerencją w zabudowę mieszkaniową. Pozwala na zminimalizowanie konfliktów społecznych i formalno-prawnych.

Wariant ekonomiczny określa rozwiązanie o najmniejszym poziomie kosztów inwestycyjnych bez uwzględniania aspektów środowiskowych i społecznych. W obecnych uwarunkowaniach formalno-prawnych takie rozwiązanie ma jedynie charakter porównawczy bowiem jest niemożliwe do realizacji [7].

Wariant optymalny powinien być wypadkową trzech wymienionych wcześniej wariantów i stanowić kompromis pomiędzy racjami: środowiskowymi, społecznymi i ekonomicznymi. To rozwiązanie powinno być rekomendowane do realizacji.

Przy kształtowaniu wszystkich wariantów trasy linii lub lokalizacji stacji, z wyjątkiem wariantu ekonomicznego, należy stosować środki, które maksymalnie ograniczają ingerencję linii lub stacji w środowisko przyrodnicze. Katalog tych środków przedstawiono w publikacjach: [7,12]. W przypadku linii elektroenergetycznych kluczowe znaczenie ma zastosowanie nowoczesnych rozwiązań konstrukcyjnych przedstawionych w publikacjach: [9,11].

Na rys. 1 przedstawiono przykładowe warianty trasy planowanej linii 400 kV Świebodzice – Ząbkowice – Dobrzeń o długości 130,6 km, przebiegającej przez terytorium administracyjne: 2 województw, 6 powiatów i 16 gmin [14].

Dla każdego wariantu lokalizacji linii lub stacji elektroenergetycznej należy przeprowadzić analizę:

- techniczną,
- ogólną,
- formalno-prawną.



Rys. 1. Rozpatrywane warianty trasy linii 400 kV na odcinku Świebodzice – Dobrzeń.
Rekomendowana trasa – B [14]

W ramach analizy technicznej należy przedstawić parametry rozwiązań technicznych wariantów, takie jak: napięcie znamionowe, obciążalność prądowa, długość linii, liczbę i długości torów, rodzaj przewodów roboczych i odgromowych itp. Dodatkowo ważnym elementem są propozycje wykorzystania nowych technologii istotne przy sporządzaniu raportu oddziaływania inwestycji sieciowej na środowisko przyrodnicze realizowanego w ramach procedury oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko [1]. Przykład takiego raportu stanowi prognoza [13].

W ramach analizy ogólnej należy przedstawić takie elementy jak:

- topografia i geologia (ukszałtowanie i budowa terenu),
- geografia terenu (tereny leśne, tereny rolne, tereny zabudowane, rzeki i zbiorniki wodne),
- informacja o wykorzystaniu tras istniejących linii 110, 220 i 400 kV,
- krzyżowane i zbliżone drogi i linie kolejowe, lotniska, obszary zamknięte,
- krzyżowane i zbliżone obiekty mieszkalne i gospodarcze,
- krzyżowane i zbliżone inne obiekty infrastruktury technicznej (linie WN, linie SN, linie telekomunikacyjne, gazociągi, itp.),
- formy ochrony przyrody w tym obszary o specjalnym znaczeniu dla środowiska i ich otuliny.

Elementy te mają kluczowe znaczenie w kontekście oddziaływania środowiskowego inwestycji sieciowych na przebieg procesu inwestycyjnego [6]. W aspekcie potencjalnych problemów formalno-prawnych, środowiskowych i społecznych ważne jest szczególnie, aby trasy nowych linii były prowadzone w minimalnym stopniu przez tereny zabudowane i leśne, w maksymalnym stopniu wykorzystywały trasy istniejących linii, w minimalnym stopniu krzyżowały się z innymi obiektami infrastruktury (drogami, liniami kolejowymi, liniami elektroenergetycznymi, itp.) i z obiektami mieszkalnymi i gospodarczymi oraz w maksymalnym stopniu unikały kolizji z obszarami o specjalnym znaczeniu dla środowiska i ich otulinami (parki narodowe, rezerваты, parki krajobrazowe, obszary Natura 2000 itd.) [7]. Dotyczy to również obszaru na których planuje się lokalizację nowych stacji elektroenergetycznych.

Budynki mieszkalne (bloki, kamienice, domy jednorodzinne) znajdujące się w pasie technologicznym planowanej linii lub na obszarze planowanej stacji lub w jego bezpośrednim sąsiedztwie zawsze stanowią bardzo poważny problem przy realizacji inwestycji sieciowej i wydłużają fazę przygotowania inwestycji. Pomimo faktu, że inwestor (operator systemu) dysponuje możliwościami prawnymi umożliwiającymi m.in. przekwalifikowanie budynku na niemieszkalny, wykup, itp. to jednak procedury prawne i administracyjne w tym zakresie są długotrwałe [4].

Obiekty infrastruktury technicznej znajdujące się w pasie technologicznym planowanej linii lub na obszarze planowanej stacji powodują powstanie wielu problemów przy realizacji inwestycji sieciowej. Skala tych problemów zależy od rodzaju obiektu: linia elektroenergetyczna, linia telekomunikacyjna, gazociąg, droga, tory kolejowe, itd. Konieczne jest podjęcie różnych kosztownych działań mających na celu likwidację kolizji planowanej linii z tymi obiektami. Przykładowo, w przypadku kolizji z linią elektroenergetyczną najczęściej jest to skablowanie krzyżowanej linii lub jej przebudowa. Wymaga to uzgodnień z właścicielami tych obiektów. Procedury administracyjne i prawne w tym zakresie są długotrwałe [4].

Ponadto w odniesieniu do tych obiektów dokonuje się selekcjonowania zbioru sekcji linii o zwisach najbardziej do nich zbliżonych (możliwość obciążenia linii) [7]. Spośród zbioru tych sekcji dokonuje się wyboru sekcji krytycznej, która będzie ograniczała przepustowość całej napowietrznej linii elektroenergetycznej.

Formy ochrony przyrody obejmują: obszary o specjalnym znaczeniu dla środowiska (parki narodowe, rezerваты przyrody, parki krajobrazowe, obszary chronionego krajobrazu, obszary Natura 2000, obszary wodno-błotne), pomniki przyrody, stanowiska dokumentacyjne, użytki ekologiczne, zespoły przyrodniczo-krajobrazowe, chronione gatunki: roślin, zwierząt i grzybów [5]. Kolizja inwestycji sieciowej z tymi formami lub z ich bezpośrednim sąsiedztwem powoduje ogromne problemy przy realizacji inwestycji sieciowej. Zagadnienie to przedstawiono w publikacjach: [5,6].

W ramach analizy formalno-prawnej dla linii elektroenergetycznej należy przeanalizować przebieg trasy linii w aspekcie podziału administracyjnego i zagospodarowania przestrzennego.

Analiza ta obejmuje takie elementy jak:

- długość linii w poszczególnych województwach, powiatach, gminach,
- stan formalno-prawny w województwach i gminach dotyczący istniejącej dokumentacji planistycznej,
- informacje na temat stanowiska władz samorządowych (województwo, powiat, gmina),

- zestawienie powierzchni terenu w pasie technologicznym linii z podziałem na gminy wraz ze strukturą przeznaczenia terenu (tereny rolne, łąki, lasy, tereny mieszkaniowe, tereny usługowe i przemysłowe),
- zestawienie powierzchni terenu w pasie technologicznym linii z podziałem na gminy wraz ze strukturą własności terenu (prywatne, instytucjonalne),
- zestawienie działek w pasie technologicznym linii z podziałem na gminy o niuregulowanym statusie prawa własności,
- zestawienie średnich cen gruntów rolnych i inwestycyjnych (budownictwo mieszkaniowe, usługi, przemysł) z podziałem na gminy.

Stan formalno–prawny istniejącej dokumentacji planistycznej w jednostkach administracyjnych na których planowana jest realizacja inwestycji sieciowej dotyczy województw i gmin. W przypadku województwa są to: strategia rozwoju województwa, plan zagospodarowania przestrzennego województwa i inne dokumenty planistyczne [7]. W przypadku gmin są to: studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania terenu, miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego i inne dokumenty planistyczne [8].

Elementy te mają kluczowe znaczenie w kontekście uwarunkowań formalno-prawnych na przebieg procesu inwestycyjnego. W aspekcie potencjalnych problemów formalno-prawnych ważne jest szczególnie, aby były uchwalone plany zagospodarowania przestrzennego województwa i gmin na których terenie planuje się realizować inwestycję sieciową. W sytuacji, gdy dotyczy to sieci przesyłowej w planie województwa musi być przewidziana rozbudowa i modernizacja krajowego systemu przesyłowego na terenie województwa w zakresie 400 kV i 220 kV. Inwestycja powinna być również ujęta w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego gmin przez które planuje się przebieg trasy linii. Ważne jest, aby stanowiska władz samorządowych na szczeblu wojewódzkim, powiatowym i gminnym były przychylne lub obojętne dla realizacji inwestycji sieciowych. Nieprzychylne stanowisko władz samorządowych dla realizacji inwestycji sieciowej w kontekście istniejących uregulowań prawnych i posiadanych narzędzi prawnych może utrudnić lub znacznie opóźnić realizację inwestycji sieciowej.

Zestawienie powierzchni terenu w pasie technologicznym linii z podziałem na gminy wraz ze strukturą przeznaczenia terenu i strukturą własności terenu ma kluczowe znaczenie w aspekcie potencjalnych problemów formalno-prawnych. Trasy powinny przebiegać w maksymalnym stopniu przez: tereny rolne, łąki, tereny usługowe i przemysłowe, a w minimalnym stopniu przez tereny z zabudową mieszkalną i lasy. Tereny w pasie technologicznym linii powinny mieć jak najmniejszą liczbę właścicieli. W strukturze właścicieli powinno być jak najwięcej właścicieli instytucjonalnych i jak najmniej prywatnych. Przy czym właściciele instytucjonalni powinni być właścicielami znaczących powierzchni terenu.

Zestawienie działek w pasie technologicznym linii z podziałem na gminy o nieuregulowanym statusie prawa własności ma istotne znaczenie w aspekcie potencjalnych problemów i długotrwałych procedur formalno-prawnych. Liczba działek o nieuregulowanym statusie prawa własności na których planuje się zrealizować inwestycje sieciową powinna być możliwie jak najmniejsza.

Zestawienie średnich cen gruntów rolnych i inwestycyjnych (budownictwo mieszkaniowe, usługi, przemysł) z podziałem na gminy ma istotne znaczenie dla kosztów inwestycyjnych realizacji inwestycji sieciowej. Koszty te obejmują koszty przygotowania inwestycji i koszty budowy linii. Koszty przygotowania inwestycji obejmują: koszty uzyskania prawa drogi, koszty odszkodowań z tytułu przekwalifikowania budynków mieszkalnych na cele niemieszkalne i tzw. pozostałe koszty (projekty, geodezja, postępowania administracyjne, itp.) [7]. Średnie ceny gruntów rolnych i inwestycyjnych powinny być możliwie najmniejsze.

W ramach analizy formalno-prawnej dla stacji elektroenergetycznej należy przeanalizować lokalizację stacji w aspekcie zagospodarowania przestrzennego. Szczególnie istotny jest stan formalno-prawny istniejącej dokumentacji planistycznej w gminie w której planuje się zlokalizować stację i województwie na którego terenie ta gmina się znajduje. Ponadto kluczowe znaczenie ma zestawienie powierzchni terenu wymaganego do budowy stacji wraz ze strukturą przeznaczenia terenu, strukturą własności terenu i informacją o działkach z nieuregulowanym statusem prawa własności oraz zestawienie średnich cen gruntów rolnych i inwestycyjnych w gminie.

Po przeprowadzeniu dla każdego wariantu lokalizacji linii lub stacji elektroenergetycznej kompleksowej analizy: technicznej, ogólnej i formalno-prawnej należy dokonać podsumowania statystycznego tych wariantów i przedstawić charakterystyczne informacje o nich z podziałem na jednostki administracyjne. Statystyka taka jest niezbędna do oceny rozwiązań. W przypadku linii elektroenergetycznej może obejmować takie elementy jak: długość trasy, łączna długość odcinków trasy gdzie nastąpiło wykorzystanie istniejących tras linii 400, 220 i 110 kV, liczba i rodzaj krzyżowanych obiektów infrastruktury technicznej, liczba zabudowań w tym liczba budynków mieszkalnych, liczba i zestawienie kolizji trasy linii z obszarami o specjalnym znaczeniu dla środowiska lub ich bezpośrednim sąsiedztwem, struktura przeznaczenia terenu, koszty, liczba i struktura właścicieli terenów w pasie technologicznym linii, itd.). Podobnie w przypadku stacji elektroenergetycznej, z tym że będzie się to odnosiło do terenu na którym planuje się zlokalizować tę stację. Na podstawie tych informacji należy przeprowadzić analizę dla każdego wariantu trasy linii lub lokalizacji stacji i dokonać ich oceny porównawczej. Wygodnym narzędziem jest wykorzystanie w tym celu analizy SWOT. W jej ramach może nastąpić porównanie kosztów i uwarunkowań realizacji i wskazanie najlepszego rozwiązania. Przy czym przyjęte rozwiązania techniczne i konstrukcyjne muszą uwzględniać aspekty lokalizacyjne i środowiskowe.

Ponadto można przeprowadzić identyfikację przewidywanych problemów związanych z budową linii lub stacji oraz ocenę możliwości realizacji inwestycji. Wymaga to identyfikacji czynników mogących zagrozić realizacji inwestycji sieciowej oraz przedstawienia propozycji uniknięcia zagrożeń i kolizji. W przypadku stacji elektroenergetycznej konieczne jest przeprowadzenie analizy dotyczącej struktury własności i przeznaczenia nieruchomości niezbędnych pod budowę stacji z zapisami w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego gminy. Ponadto konieczne jest rozpoznanie i szczegółowa analiza zagrożeń, kolizji planowanej budowy z otoczeniem oraz określenie zagrożeń lub ograniczeń wynikających z wymagań dotyczących ochrony środowiska przyrodniczego, w tym ochrony obszarów Natura 2000.

Obok wymienionych elementów oceny wariantów tras linii lub lokalizacji stacji należy przeprowadzić ich dodatkową ocenę za pomocą eksperckiego systemu punktowego.

Studium wykonalności inwestycji sieciowej pozwala na określenie perspektyw jej realizacji i okresu w jakim to może nastąpić. W przypadku, gdy taka możliwość istnieje określa się wstępny harmonogram rzeczowy i harmonogram finansowy przygotowania i realizacji inwestycji sieciowej. W przypadku braku takiej możliwości istnieje konieczność weryfikacji przyjętej strategii rozwoju infrastruktury sieciowej.

2. Propozycje zmian

Przedstawiony katalog analiz i działań inwestora (operatora systemu) pozwala na zwiększenie szybkości i efektywności procesu inwestycyjnego oraz uproszczenie i przyspieszenie procesu przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych w ograniczonym stopniu. To ograniczenie wynika z krajowych uregulowań prawnych dotyczących przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych które wprowadzają utrudnienia i bariery formalno-prawne, administracyjne, środowiskowe i społeczne skutecznie ograniczające szybkość i efektywność procesu inwestycyjnego. Przedstawiono je m.in. w publikacjach: [4,5,6,7,8]. Poprawa tego stanu wymaga modyfikacji rozwiązań prawnych które pozwolą na uproszczenie i przyspieszenie procesu planowania, przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych, co zasadniczo poprawi szybkość i efektywność procesu inwestycyjnego [7].

Najlepszą drogą jest rozwiązanie tego problemu za pomocą proponowanej ustawy o korytarzach przesyłowych zawierającej rozwiązania zbliżone do tych które zawiera specustawa o przygotowaniu finałowego turnieju Mistrzostw Europy w Piłce Nożnej [2].

Proponowana ustawa o korytarzach przesyłowych określa zasady: ustanawiania korytarza przesyłowego dla nowych urządzeń przesyłowych; udzielania pozwolenia na budowę urządzeń przesyłowych i określania korytarza przesyłowego.

wego dla istniejących urzędzeń przesyłowych; lokalizowania kolejnych urzędzeń przesyłowych oraz innych urzędzeń w korytarzu przesyłowym; ustanowienia służebności przesyłu oraz gospodarowania gruntami w obszarze korytarza przesyłowego oraz ustalania i przyznawania odszkodowania z tytułu obciążenia nieruchomości służebnością przesyłu [3]. Ponadto wprowadza wiele udogodnień oraz znacznie usprawnia procedury administracyjne i sądowe. Do najważniejszych udogodnień należą: możliwość wydawania zintegrowanej decyzji o ustanawianiu korytarza przesyłowego wraz decyzją o pozwoleniu na budowę oraz domniemanie doręczeń na adresy wskazane w rejestrze gruntów i budynków [5].

Niestety na skutek wielu problemów prawnych i braku zdecydowanej woli politycznej ustawa o korytarzach przesyłowych znajduje się w fazie projektu w Ministerstwie Gospodarki. Problemy te dotyczą głównie rozwiązań dotyczących służebności przesyłu i lokalizowania inwestycji sieciowej oraz ograniczenia kompetencji organów samorządu terytorialnego w odniesieniu do procesu inwestycyjnego.

3. Wnioski

1. Możliwość realizacji inwestycji sieciowej zależy w znacznym stopniu od uwarunkowań: formalno-prawnych, środowiskowych i społecznych (związanych z ochroną środowiska), które mogą znacznie opóźnić lub nawet całkowicie zablokować realizację inwestycji sieciowej. Ponadto uwarunkowania te wpływają w znacznym stopniu na koszty realizacji inwestycji sieciowej, bowiem koszty przygotowania inwestycji stanowią obecnie znaczny składnik tych kosztów. Dlatego dla każdej planowanej inwestycji sieciowej należy opracować studium jej wykonalności w wersji uproszczonej lub pełnej. W ramach tej analizy należy szczególnie skupić się na: podstawowych uwarunkowaniach środowiskowych i społecznych, istniejących dokumentach planistycznych i ograniczeniach technicznych.
2. Kluczowe znaczenie dla rozwiązania problemów formalno-prawnych, środowiskowych i społecznych które dotyczą realizacji inwestycji sieciowych ma ich identyfikacja, weryfikacja i minimalizacja. Wymaga to określenia wariantów trasy linii lub lokalizacji stacji: ekologicznego, społecznego, ekonomicznego i optymalnego rekomendowanego do realizacji będącego wypadkową trzech wymienionych wcześniej wariantów i stanowiącego kompromis pomiędzy racjami: środowiskowymi, społecznymi i ekonomicznymi. Ponadto wymaga to przeprowadzenia dla każdego wariantu lokalizacji linii lub stacji elektroenergetycznej kompleksowej analizy: technicznej, ogólnej i formalno-prawnej.

3. Zwiększenie szybkości i efektywności procesu inwestycyjnego oraz uproszczenie i przyspieszenie procesu przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych wymaga obok przedstawionego katalogu analiz i działań inwestora (operatora systemu) przyjęcia specustawy o korytarzach przesyłowych, opierającej się na podobnych rozwiązaniach zawartych w ustawie o przygotowaniu finałowego turnieju Mistrzostw Europy w Piłce Nożnej UEFA EURO 2012.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 3 października 2008 r. *O udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko* (Dz.U. z 2008 r., Nr 199, poz. 1227).
- [2] Ustawa z dnia 7 września 2007 r. *O przygotowaniu finałowego turnieju Mistrzostw Europy w Piłce Nożnej UEFA EURO 2012* (Dz.U. z 2007 r., Nr 173, poz. 1219 z późn. zm.).
- [3] Ministerstwo Gospodarki: *Projekt ustawy o korytarzach przesyłowych z dnia 19.01.2012, wersja 4*. Warszawa 2012.
- [4] Dołęga W.: *Bariery i uwarunkowania prawno-administracyjne rozwoju sieci przesyłowych*. Rynek Energii 2011 Zeszyt nr I maj, s. 88–93.
- [5] Dołęga W.: *Bariery i uwarunkowania środowiskowe rozwoju infrastruktury sieciowej*. Rynek Energii 2013, Zeszyt nr I maj, s. 58–63.
- [6] Dołęga W.: *Planowanie rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie ochrony środowiska*. Polityka Energetyczna 2013 z. 3, s. 59–71.
- [7] Dołęga W.: *Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2013 r.
- [8] Dołęga W.: *Utrudnienia i bariery formalno-prawne rozbudowy i modernizacji sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej*. Polityka Energetyczna 2011 z 2, s. 51–64.
- [9] Kamrat W., Szczepański T.: *Wybrane zagadnienia budowy i eksploatacji sieci przesyłowych najwyższych napięć*. Elektroenergetyka: współczesność i rozwój 2010 nr 1, s. 41–73.
- [10] Majchrzak H., Szwed C., Tarwacki T.: *Zamierzenia inwestycyjne PSE Operator S.A. planowane do roku 2025 w celu zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania na moc czynną*. Elektroenergetyka: współczesność i rozwój 2011 nr 2, s. 8–20.
- [11] Skomudek W.: *Rozwój elektroenergetycznych kompaktowych linii napowietrznych wysokich i najwyższych napięć*. Acta Energetica, 2011 r., nr 1, s. 41–48.

- [12] *Linie i stacje elektroenergetyczne w środowisku człowieka, Informator.* Wydanie 4. PSE–Operator S.A., Warszawa 2008 r.
- [13] *Prognoza oddziaływania na środowisko projektu Programu Rozbudowy KSP w zakresie połączenia Polska-Litwa. Załącznik II.* EPC .S.A., Warszawa maj 2010 r.
- [14] *Specyfikacja zamówienia Opracowanie studium wykonalności oraz pozyskanie decyzji środowiskowej na budowę dwutorowego ciągu liniowego 400 kV Mikułowa – Świebodzice – Ząbkowice – Dobrzeń.* PSE–Operator S.A., Warszawa 2010 r.

Adam IWAN, Józef PASKA
PGNiG TERMIKA S.A.,
Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

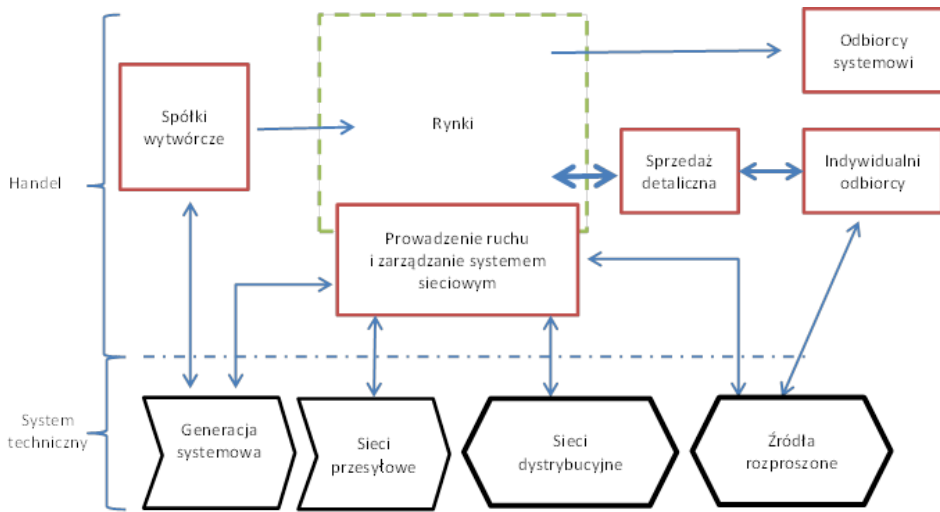
PROSUMENCKIE UKŁADY KOGENERACYJNE

1. Kogeneracja rozproszona

W zakresie poprawy efektywności produkcji i wykorzystania ciepła do ogrzewania domów i mieszkań promuje się i już teraz stosuje wiele nowych rozwiązań. Jednym z nich jest generacja rozproszona - są to źródła współpracujące z siecią dystrybucyjną lub bezpośrednio zasilające odbiorcę, w tym małe układy kogeneracyjne, zwane również mikroinstalacjami kogeneracyjnymi lub mikrokogeneracją [1]. Przyczyniając się do efektywniejszego wykorzystania energii pierwotnej oraz zmniejszenia emisji, charakteryzują się one dodatkowo wysoką użytecznością publiczną. Pomimo pewnej elastyczności paliwowej (np. biogaz lub mieszanki gazu) najczęstszym paliwem dla takich instalacji pozostaje gaz ziemny. Są one uważane za obiecującą technologię w kolejnej generacji urządzeń grzewczych, przede wszystkim w krajach o rozwiniętej infrastrukturze gazowej. Do takich krajów można zaliczyć: Holandię, Niemcy, Włochy, Japonię, USA, Kanadę.

Implementacja generacji i kogeneracji rozproszonej w gospodarstwach domowych może istotnie wpłynąć na strukturę rynku energii elektrycznej i sposób funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Z powodu dwukierunkowych przepływów energii elektrycznej nastąpi zmiana sposobu funkcjonowania sieci dystrybucyjnej, do której zacznie być wprowadzana energia generowana przez prosumentów. Nie można wykluczyć powstania lokalnych rynków energii, w których handel byłby prowadzony pomiędzy małymi wytwórcami i użytkownikami energii elektrycznej. Operatorzy sieci dystrybucyjnych mogą utworzyć grupy źródeł rozproszonych w taki sposób, aby mogły one uczestniczyć w świadczeniu usług systemowych. Wzrost dostaw energii elektrycznej z rozproszonych źródeł energii może stanowić okazję dla firm, prowadzących detaliczny handel energią elektryczną, do rozwoju i usprawnienia swojej działalności, a w konsekwencji do powstania nowych usług, takich jak np.: sprzedaż, dzierżawa, leasing małych i mikroinstalacji kogeneracyjnych.

Masowe zastosowanie kogeneracji rozproszonej wpłynie na zmianę sposobu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, a w konsekwencji rynku energii elektrycznej. Poglądowy schemat funkcjonowania rynku energii z uwzględnieniem mikrokogeneracji przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Infrastruktura elektroenergetyczna z generacją rozproszoną

2. Obecne uwarunkowania prawne rozwoju mikrokogeneracji

W Dyrektywie 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 wewnętrznym rynku energii (Dyrektywa CHP) problematykę kogeneracji na małą skalę zdefiniowano szeroko, jako mikrokogenerację i jednostki generacji rozproszonej zaopatrujące obszary wyizolowane lub obsługujące ograniczone zapotrzebowanie mieszkalne, handlowe lub przemysłowe. Jednostka mikrokogeneracyjna została zdefiniowana jako posiadająca moc elektryczną poniżej 50 kW, a kogeneracja na małą skalę - o mocy elektrycznej poniżej 1 MW. W Dyrektywie zdefiniowano również pojęcie wysokosprawnej kogeneracji, a także wymieniono rozwiązania technologiczne [2].

Dyrektywa 2012/27/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, uchylając Dyrektywę CHP, podtrzymała definicję jednostki mikrokogeneracyjnej oraz warunki spełniania przez te jednostki kryterium wysokosprawnej kogeneracji. Powtórzone zostały zapisy dotyczące ułatwiania dostępu energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach mikrokogeneracyjnych do sieci elektroenergetycznej, a Państwa Członkowskie zostały zobowiązane do podjęcia działań zachęcających operatorów sieci do wprowadzenia procedury „zainstaluj i poinformuj” w przypadku instalacji mikrokogeneracyjnych [3].

Parlament Europejski w Rezolucji 2012/2930(RSP) z dnia 12 września 2013 r. w sprawie mikrokogeneracji przyjął następującą definicję mikrokogeneracji – wytwarzanie na małą skalę przez pojedynczych obywateli oraz MŚP energii służącej do ogrzewania/chłodzenia oraz energii elektrycznej w celu zaspokojenia ich własnych potrzeb [17].

wprowadzone pojęcie mikroinstalacji, którą jest odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 120 kW [18]. UPe ograniczyła swoją definicję do odnawialnego źródła energii, dlatego może ona mieć zastosowanie do instalacji mikrokogeneracyjnych zasilanych biomasą lub biogazem. Powyższe w skomplikowanych warunkach logistycznych ogranicza potencjał szerokiego stosowania tak zdefiniowanych instalacji dla potrzeb prosumentów.

Natomiast w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” technologia skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła została uznana za rozwiązanie zapewniające realizację określonych tam kierunków polityki energetycznej państwa, w szczególności poprawy efektywności energetycznej, wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko [13]. W ramach polityki poprawy efektywności energetycznej został zapowiedziany cel szczegółowy dla kogeneracji dotyczący dwukrotnego wzrostu do roku 2020 produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu do produkcji w 2006 r. [15]. Powstała z początkiem 2013 roku nieciągłość w systemie wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji skutkowałą zahamowaniem wzrostu wytwarzania w wysokosprawnej kogeneracji i zmniejszeniem zainteresowania inwestorów budową nowych instalacji. Przeprowadzony w parlamencie proces legislacyjny, przedłużający funkcjonowanie systemu wsparcia do roku 2018, został pozytywnie zakończony w I połowie br. Jednakże jego efekty dla rozwoju kogeneracji prosumenckiej są obecnie niemierzalne.

W opublikowanym przez Ministra Gospodarki w dniu 16 lutego 2012 r., zgodnie z wymaganiami Dyrektywy CHP, raporcie oceniającym postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii, zostały przedstawione dane porównawcze dla produkcji energii w źródłach poniżej 1 MW (na podstawie danych ARE). Produkcja energii w tych jednostkach wykazuje trend rosnący, a w roku 2010 (ostatnim w raporcie) wyniosła 9,7 GWh, co stanowi 0,036% całkowitej produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji (26891,8 GWh) w tym roku. W ww. raporcie Minister Gospodarki zaproponował dla mikrokogeneracji przeprowadzenie przykładowych wdrożeń i upowszechnienie wyników eksploatacyjnych, przy jednoczesnym zastosowaniu preferencyjnych warunków kredytowania inwestycji, celem zmniejszenia bariery społecznego dostępu do kogeneracji rozproszonej [16].

3. Technologie kogeneracyjne

Instalacje kogeneracji rozproszonej można sklasyfikować wg dwóch kryteriów: a) mocy zainstalowanej, b) rodzaju technologii [11].

Technologie kogeneracyjne objęte Dyrektywą CHP zostały zestawione w tabeli 1 z odniesieniem do sposobu obliczania ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. Podano minimalny poziom łącznej rocznej sprawności technologii oraz wartości domyślne współczynnika mocy elektrycznej do ciepła (C). W dalszej części rozdziału scharakteryzowano technologie najbardziej perspektywiczne dla rozwoju mikrokogeneracji.

Tabela 1

Technologie kogeneracji wg Dyrektywy CHP

Technologia	Minimalna łączna roczna sprawność	Wartość domyślna współczynnika (C)
Turbina gazowa w układzie kombinowanym z odzyskiem ciepła	$\geq 80\%$	0,95
Turbina parowa przeciwprężna	$\geq 75\%$	0,45
Turbina parowa upustowo-kondensacyjna	$\geq 80\%$	0,45
Turbina gazowa z odzyskiem ciepła	$\geq 75\%$	0,55
Silnik spalinowy	$\geq 75\%$	0,75
Mikroturbiny	$\geq 75\%$	n.d.
Silniki Stirlinga	$\geq 75\%$	n.d.
Ogniwa paliwowe	$\geq 75\%$	n.d.
Silniki parowe	n.d.	n.d.
Organiczny obieg Rankine'a	n.d.	n.d.
Pozostałe technologie lub ich kombinacje	n.d.	n.d.

3.1. Silniki spalinowe

Konwencjonalne silniki wewnętrznego spalania, połączone z generatorem i posiadające wymienniki ciepła do odbioru ciepła z gazów spalinowych i z systemu chłodzenia, stanowią popularną grupę wśród jednostek kogeneracji rozproszonej, stosowaną do podtrzymywania ciągłości zasilania [12]. Instalacje wykorzystujące silniki spalinowe są powszechnie dostępne i produkowane w dużych ilościach (np. HONDA, SenerTec [6, 7]), przy czym ich sprawność elektryczna zawiera się w granicach 25-45%, przy stosunkowo wysokiej emisji NO_x. Silniki mają wysoką ogólną sprawność nawet przy małych mocach, a w zależności od potrzeb mogą być łączone w większe zestawy (jako szereg małych modułów). Koszty inwestycyjne instalacji różnią się znacznie w zależności od rodzaju technologii oraz mocy urządzenia. Porównanie rozwiązań kogeneracyjnych z silnikami o spalaniu wewnętrznym przedstawiono w tabeli 2.

Tabela 2

Charakterystyki CHP z silnikami spalinowymi

Silnik	Paliwo	Sprawność, %		Moc elektryczna	Przeciętne nakłady inwestycyjne, €/kW
		całkowita	elektryczna		
Diesla	gaz, biogaz, lekki olej napędowy, ciężki olej napędowy, olej rzepakowy	65÷90	35÷45	5 kW do 20 MW	340÷2000
Iskrowy	gaz, biogaz, benzyna ciężka	70÷92	25÷43	3 kW do > 6 MW	450÷2500
Koszty ruchowe i remontowe, €/kW/a		0,0075÷0,015			

3.2. Mikroturbiny

Mikroturbiny gazowe to maszyny wirujące o mocach osiągalnych do 300 kW, które w celu zwiększenia sprawności są wyposażane w wymienniki ciepła odzyskujące ciepło z gazów odlotowych. Zasada działania mikroturbin jest tożsama z turbinami wielkowymi, lecz ich sprawność elektryczna jest niższa i wynosi około 20-30%, wzrasta ona przy zastosowaniu rekuperatora ciepła spalin. Ciepło zawarte w gazach odlotowych może być wykorzystywane w różnych procesach biznesowych, np.: suszenia, ogrzewania lub chłodzenia. Mikroturbiny wyróżniają się niezawodnością, małymi rozmiarami i małą masą. Niższa temperatura spalania zapewnia niski poziom emisji NO_x [12]. W tabeli 3 przedstawiono podstawowe wielkości charakteryzujące układy kogeneracyjne z mikroturbinami gazowymi.

Tabela 3

Charakterystyka CHP z mikroturbinami gazowymi

Stosunek mocy elektrycznej do cieplnej	Paliwo	Sprawność, %		Moc elektryczna
		całkowita	elektryczna	
0,2÷0,8	gaz ziemny, olej napędowy, propan, nafta, biogaz, gaz z pochodni gazowych	65÷90	20÷30	15÷300 kW
Nakłady inwestycyjne, €/kW		900÷2500		
Koszt obsługi i remontów, €/kW/a		0,006÷0,21		

3.3. Silniki Stirlinga

Silniki Stirlinga pracują w powtarzalnym cyklu podgrzewania i schładzania czynnika roboczego przemieszczanego w cylindrze pomiędzy gorącym i zimnym wymiennikiem ciepła. W odróżnieniu od silników ze spalaniem wewnętrznym, gdzie spalanie odbywa się wewnątrz cylindrów, w silniku Stirlinga źródło ciepła znajduje się na zewnątrz i może to być ciepło nie pochodzące ze spalania (np. ciepło uzyskiwane dzięki koncentracji promieniowania słonecznego). Są one elastyczne pod względem stosowanego paliwa i emitują stosunkowo nieduże ilości NO_x, poziom hałasu jest niski, przebiegi międzyremontowe są długie. Ich wadą jest natomiast niska sprawność elektryczna wahająca się pomiędzy 10 a 20%. Zalety silników Stirlinga ujawniają się, gdy rozważane są jednostki mikrokogeneracyjne o małej mocy elektrycznej < 1 kW. Wykazują one wtedy względnie wysoką sprawność, dobrze działają przy obciążeniu częściowym, są elastyczne pod względem paliwowym, a poziomy hałasu i emisji są niskie. Z uwagi na demonstracyjny i pilotażowy charakter technologii szersze dane nie są jeszcze dostępne.

3.4. Organiczny obieg Rankine'a

Zasada pracy układów ORC (Organic Rankine Cycle) jest zbliżona do obiegu konwencjonalnej turbiny parowej, z wyjątkiem czynnika roboczego napędzającego turbinę, którym jest wybrany związek organiczny. Wyselekcjonowane czynniki umożliwiają wydajniejszą eksploatację źródeł ciepła o niskiej temperaturze w generacji energii elektrycznej w szerokim zakresie mocy wyjściowej. Pierwsza eksperymentalna elektrownia z ORC powstała w roku 1967 w miejscowości Paratunka (Kamczatka, Rosja) i miała moc elektryczną 680 kW, a zasilana była wodą geotermalną o temperaturze 81°C. Obecnie budowane układy ORC z kotłami opalanymi biomasą są realizowane dla mocy elektrycznej z zakresu 400÷1500 kW. Uzyskiwane sprawności to orientacyjnie 10÷20%.

Blok kogeneracyjny ORC, składający się z kotła na olej termalny wraz z systemem podawania paliwa i turbogeneratorsa ORC o mocy elektrycznej netto 1,5 MW oraz mocy cieplnej 9 MW został zbudowany przez Zakład Ciepłowni czy w Ostrowie Wielkopolskim [9].

3.5. Wybrane rozwiązania ogni w paliwowych

Ogniwa paliwowe przetwarzają energię chemiczną zawartą w „paliwie” w energię elektryczną i ciepło z wysoką sprawnością (35÷60%) [11, 12]. Ogniwa nie emitują szkodliwych substancji, ponieważ zachodzą w nich reakcje elektrochemiczne a nie spalanie paliwa. Jako urządzenie elektrochemiczne, ogniwo paliwowe nie podlega ograniczeniom wynikającym z cyklu termodynamicznego Carnota, który określa maksymalną sprawność silnika cieplnego. Teoretycznie elektrochemiczne źródło energii elektrycznej, w którym zachodzące reakcje są w pełni odwracalne, mogłoby posiadać sprawność 100%. W rzeczywistości jednak sprawność takiego urządzenia jest niższa i waha się w zależności od rodzaju ogniwa. We współczesnych ogniwach paliwowych najczęściej wykorzystywanym paliwem jest wodór (H_2), natomiast utleniaczem jest tlen (O_2) dostarczany do urządzenia w czystej postaci lub wraz z powietrzem atmosferycznym. Nie oznacza to jednak, że w ogniwach paliwowych nie wykorzystuje się innych paliw. Prowadzone są badania nad ogniwami zasilanymi bezpośrednio metanolem CH_3OH i węglem (w różnych postaciach), paliwem może być również metan CH_4 , kwas mrówkowy $HCOOH$, hydrazyna N_2H_4 , a także amoniak NH_3 . W chwili obecnej największą wagę przywiązuje się do układów opartych na technologii stałotlenkowych ogni w paliwowych (SOFC) oraz polimerowych ogni w paliwowych (PEFC) [10].

Urządzenia do zastosowań prosumenckich są na etapie badawczo-rozwojowym, a przykładowe rozwiązania prezentują firmy: Ceres Power i Hexis [4, 5]. W Japonii dynamicznie rozwija się produkcja układów mikrokogeneracyjnych opartych na ogni w paliwowych PEFC oraz SOFC w ramach subsydiowanego programu ENE-FARM, obejmującego szereg firm, m.in.: Toshiba, Kyocera, Panasonic oraz Toyota Motors [10].

4. Wpływ mikrogeneracji na pracę sieci elektroenergetycznych

Wpływ kogeneracji rozproszonej na pracę sieci elektroenergetycznej będzie zależeć od wielkości udziału mocy mikrokogeneracji w systemie, charakterystyki sieci i rozmieszczenia instalacji. W dostępnej literaturze jest podnoszonych kilka potencjalnych problemów, np. potrzeba zainstalowania urządzeń pomiarowych i zabezpieczających, działających w przypadku potrzeby uruchomienia pracy wyspowej części systemu z mikrokogeneracją.

W przypadku zainstalowania dużej liczby instalacji mikrokogeneracyjnych i lokalnego zastępowania nimi energii produkowanej przez wytwórców systemowych mogą pojawić się problemy ze stabilnością generacji energii w źródłach systemowych, w szczególności w przypadku administracyjnego preferowania energii z małych źródeł. Ponieważ rozwój mikrokogeneracji następuje stopniowo, dlatego zarówno Operatorzy Systemu Dystrybucyjnych, jak i wytwórcy systemowi mogą wykorzystać elastyczne zapotrzebowanie rynku na przedmiotowe instalacje do przeanalizowania wpływu rozwoju mikrokogeneracji na pracę i bezpieczeństwo sieci dystrybucyjnej oraz źródeł, a w konsekwencji przygotować działania dostosowujące.

Mikrokogeneracja odpowiada zapotrzebowaniu na ciepło i energię elektryczną w układach rozproszonych, a jej niezwykle istotną zaletą jest wysoka dyspozycyjność, która w wybranych okresach i lokalizacjach, mogłaby zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne. Z założenia rozproszone układy kogeneracyjne są instalowane głównie w lokalizacjach z małą i średnią liczbą konsumentów energii elektrycznej i ciepła, których podłączenie do systemowych układów elektrycznych i cieplnych ma mniejsze uzasadnienie ekonomiczne.

Mikrokogeneracja ma (może mieć) zastosowanie przede wszystkim w budynkach mieszkalnych jedno- lub wielorodzinnych, obiektach użyteczności publicznej (np. szkoły, biblioteki, obiekty sportowe i medyczne, urzędy w mniejszych miejscowościach) oraz w mikro i małych przedsiębiorstwach (hotele, gastronomiczne, przemysłowe, biura, sklepy, stacje benzynowe). Dlatego jej szeroka implementacja mogłaby pozytywnie wpłynąć na pracę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, stabilizując lokalnie warunki pracy sieci i bezpieczeństwo, zarówno dostawców, jak i odbiorców.

5. Przykłady rozwiązań mikrokogeneracyjnych dla gospodarstw domowych

Firma Vaillant we współpracy z niemieckimi grupami energetycznymi (w szczególności RWE) wprowadziła od 2011 r. na rynek nowe rozwiązanie energetyczne dla gospodarstw domowych oraz małych klientów instytucjonalnych (tabela 4). Oferta jest związana z instalacją małych elektrociepłowni blo-

kowych (produkowanych przez Vaillant) zasilanych gazem w domach jedno- lub wielorodzinnych, w których zarządzanie przepływami i produkcją energii elektrycznej w skojarzeniu odbywa się z wykorzystaniem „inteligentnej centrali”. Koncepcja funkcjonowania tych instalacji zakłada, że w okresach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w danym domu niewystarczający poziom generowanej w instalacji energii będzie uzupełniany poprzez sieć dystrybucyjną energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii [8].

Tabela 4

Przykładowe rozwiązania mikrokogeneracyjne z silnikami spalinowymi na rynku niemieckim

Nazwa	Wydajność, kW		Zapotrzebowanie na ciepło, kW·h/a	Zastosowania
	elektryczna	cieplna		
Mikro CHP ecoPower 1.0	1	2,5	od 15000	Budownictwo jedno-rodzinne
Mikro CHP ecoPower 3.0	1,5÷3	4,7÷8	od 25000	Budownictwo wielorodzinne
Mikro CHP ecoPower 4.7	1,5÷4,7	4,7÷12,5	od 45000	
Mikro CHP ecoPower 20.0	7÷20	12÷42	od 150000	Budynki publiczne

Inwestycja w instalację jest dofinansowywana przez Federalny Urząd Gospodarki i Kontroli Eksportu (BAFA) kwotą 1425 €. Jednocześnie użytkownik za całą energię elektryczną wytwarzaną w ciągu 10 lat, niezależnie od tego czy jest ona wytwarzana na potrzeby własne czy też na potrzeby publiczne, otrzymuje dodatkową premię wynoszącą 5,41 €centa/(kW·h). Jeżeli użytkownik przekazuje wytworzoną energię elektryczną do sieci wówczas otrzymuje średnio ok. 5 €centów/(kW·h). Energia elektryczna pochodząca z mikroinstalacji jest zwolniona z podatku na czas nieokreślony, a paliwo zasilające również nie jest opodatkowane. Użytkownik uzyskuje oszczędności, związane z korzystaniem z energii elektrycznej i ciepła, dzięki wysokiej całkowitej sprawności urządzenia > 90% [8].

6. Mikrokogeneracja a koszty

W [14] dokonano analizy kosztów dostarczania energii elektrycznej i ciepła do różnych obiektów, dla dwóch wariantów:

- układ tradycyjny, gdzie energia elektryczna jest kupowana z sieci energetyki zawodowej a ciepło jest wytwarzane przez gazowy kocioł grzewczy,
- układ mikrokogeneracyjny, gdzie energia elektryczna i ciepło są wytwarzane przez jednostkę kogeneracyjną.

Na potrzeby obliczeń przyjęto koszt netto energii elektrycznej 0,50 zł/(kW·h) i gazu ziemnego 1,80 zł/m³. W tabeli 5 przedstawiono wyniki analizy dla wspólnoty mieszkaniowej 40 × 180 m² [14].

Tabela 5

Porównanie układu tradycyjnego i kogeneracyjnego (z jedną jednostką MCHP XRGI 20) dla wspólnoty mieszkaniowej [14]

Roczne zapotrzebowanie na ciepło, kW·h/a	658 922
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną, kW·h/a	128000
Czas pracy układu kogeneracyjnego, h/a	6048
Roczne zużycie gazu, m ³ /a	
- w układzie tradycyjnym	70852
- w układzie mikrokogeneracyjnym	82638
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci energetyki zawodowej, kW·h/a	
- w układzie tradycyjnym	128000
- w układzie mikrokogeneracyjnym	7045
Roczne oszczędności w układzie mikrokogeneracyjnym, zł/a	33214
Prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych, a	
- bez dofinansowania	5,7
- z dofinansowaniem w wysokości 30%	4,0

7. Podsumowanie

Przedstawione w niniejszym rozdziale rozwiązania układów kogeneracyjnych dla energetyki prosumenckiej mogą znaleźć zastosowania na szerszą skalę już w nieodległej perspektywie czasowej, również w naszym kraju. Do zalet mikrokogeneracji można zaliczyć:

- konkurencyjność związaną z większą efektywnością przetwarzania energii pierwotnej w układzie skojarzonym wobec technologii rozdzielonych,
- gwarancję ciągłości dostaw wynikającą z lokalnej i bliskiej odbiorcy produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu w oparciu o różne rodzaje paliw,
- ochronę środowiska wynikającą z obniżenia szkodliwych emisji przy wykorzystaniu różnych paliw i minimalizacji strat przesyłowych do bliskiego odbiorcy finalnego,
- prostotę i szybkość budowy lub montażu instalacji.

Prosumenckie układy mikrokogeneracyjne mogą także stanowić istotne uzupełnienie energetyki systemowej i wpłynąć na poprawę efektywności energetycznej w naszym kraju.

Wdrożone na rynku niemieckim rozwiązania mikrokogeneracyjne i system dopłat zachęcają inwestorów indywidualnych do spełniania się w roli prosumen-tów. Może warto byłoby w Polsce wdrożyć podobne rozwiązania.

Literatura

- [1] Billewicz K.: *Wpływ wdrażania rozwiązań inteligentnych sieci elektroenergetycznych na rynek ciepła*. Rynek Energii. Nr 6, 2013.
- [2] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG*. Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3.
- [3] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektywy 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE*, Dz. Urz. UE L 315/2 z 14.11.2012.
- [4] Informacje o produktach firmy Ceres Power, serwis <http://www.cerespower.com/>, 2014.
- [5] Informacje o produktach firmy Hexis, serwis <http://www.hexis.com/>, 2014.
- [6] Informacje o produktach firmy Honda, serwis <http://www.honda.com/>, 2014.
- [7] Informacje o produktach firmy SenerTec, serwis <http://www.senertec.com/>, 2014.
- [8] Informacje o produktach firmy Vaillant, serwis <http://www.vaillant.de/>, 2014.
- [9] Informacje o układzie ORC w Ostrowskim Zakładzie Ciepłowniczym, serwis <http://www.ozc.ostrow-wielkopolski.pl/>, 2014.
- [10] Jewulski J., Kupecki J., Błesznowski M.: *Postępy w rozwoju układów μ -CHP z ogniwami paliwowymi*. Instal. Nr 1, 2014.
- [11] Paska J.: *Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2010.
- [12] Paska J.: *Technologie rozproszonych źródeł energii*. Zakład Wydawniczy „INPE” w Bełchatowie. Bełchatów 2011.
- [13] *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10 listopada 2009 r.
- [14] Popczyk J., Wałek T., Kaleta P., Juszczak J., Skrzypek A.: *Referencyjne zastosowania gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI w prosumenckiej energetyce budynkowej*. Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, www.klaster3x20.pl, marzec 2014 r.
- [15] *Program rozwoju Kogeneracji*. Politechnika Warszawska, kwiecień 2010 r.
- [16] *Raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej*. Minister Gospodarki, obwieszczenie z 16 lutego 2012 r.
- [17] *Rezolucja Parlamentu Europejskiego 2012/2930(RSP) z 12 września 2013 r. w sprawie mikrokogeneracji – wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej na małą skalę*.
- [18] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne*. Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 oraz z 2013 r. poz. 984 i 1238.

Piotr KACEJKO, Paweł PIJARSKI, Karolina GAŁĄZKA
Politechnika Lubelska

PROSUMENT – PRZYJACIEL, WRÓG CZY TYLKO HOBBYSTA?

Co prawda termin „prosument” nie występuje w tekście przyjętego w marcu 2013 r. przez Radę Ministrów projektu ustawy o OZE, to jednak w wypowiedziach przedstawicieli władz wykonawczych, posłów i ekspertów jest on wymieniany niezwykle często, na zmianę z terminem mikrogeneracja.

W przypadku *osób fizycznych nieprowadzących działalności gospodarczej, które wytwarzają energię elektryczną, ciepło lub chłód z biogazu rolniczego na własne potrzeby*, możliwe jest w myśl projektowanych przepisów *sprzedanie nadwyżki niewykorzystanej energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej*. Kluczowym niematerialnym wsparciem wprowadzanym przez projekt ustawy dla prosumentów jest fakt, iż sprzedaż taka nie stanowi działalności gospodarczej w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej. W gruncie rzeczy zapisy projektu ustawy przejmują obowiązujące już udogodnienia dla mikrogeneracji wprowadzone w aktualizacji ustawy Prawo energetyczne („mały trójpak”) z 2012 r. – także w wymiarze ekonomicznym. Przyczyny wykluczenia z tych udogodnień osób fizycznych prowadzących działalność gospodarczą (np. fryzjerów, dentystów, sklepikarzy) instytucji typu szkoły, urzędy, szpitale czy uczelnie można zrozumieć, ale trudno je zaakceptować. Przyczyną niewprowadzenia nawet do sektora mikrogeneracji rozpowszechnionych szeroko w Europie i oczekiwanych w Polsce taryf stałych typu „feed in”, jest dopasowanie treści ustawy do aktualnego (w skali EU) nurtu „odchudzania” i tendencji do urynkowania systemów wsparcia dla OZE, choć punkt startowy Polski w zakresie mocy zainstalowanej u prosumentów balansuje w okolicach zera.

Pojęcie prosumenta i postaw prosumenckich sięga znacznie głębiej niż kwestie mniejszego lub większego systemu wsparcia dla mikroinstalacji. Prosumpcja sama w sobie jest zjawiskiem społecznym, zidentyfikowanym i zdefiniowanym przez amerykańskiego pisarza, filozofa, wizjonera i futurystę A. Tofflera [9]. Jej naturalnym stymulatorem jest postęp technologiczny, który postawie tej wychodzi naprzeciw. Nikt i nic nie zatrzyma lawiny prosumenckiej w zakresie energetyki, jeśli ceny urządzeń do mikrogeneracji spadną o 100%, przy stabilizacji, lub wzroście cen urządzeń wytwórczych energetyki konwencjonalnej i paliw węglowodorowych.

Zaangażowany od lat w propagowanie i kształtowanie energetycznej filozofii prosumenckiej prof. Jan Popczyk upatruje w niej – [10] gwarancji bezpieczeństwa energetycznego Polski. Trzy wskazane w [10] działania prosumenckie, są uznane za bardzo istotne pod względem bilansowym i możliwe do zastosowania w krótkim czasie: modernizacja oświetlenia na szeroką skalę, inwestycje w mikrobiogazownie na terenach wiejskich, a także usługi DSM/DSR w przemyśle.

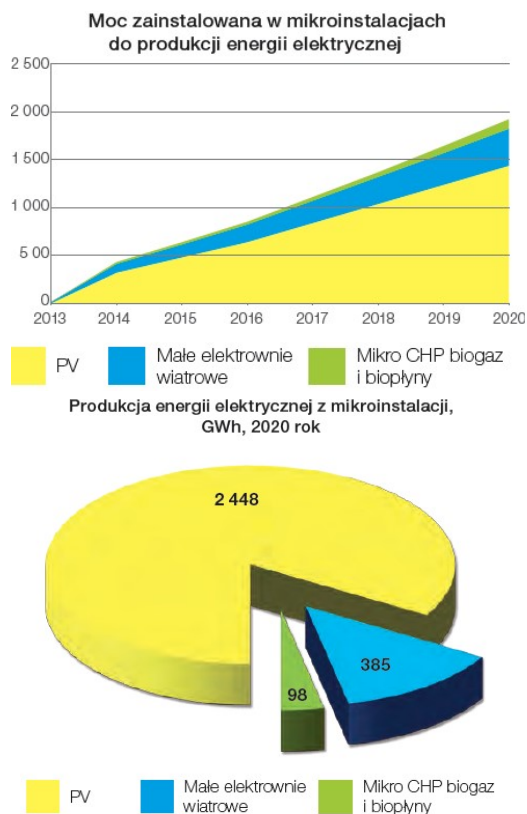
Zdaniem autorów niniejszej pracy to jednak potencjał fotowoltaiki może stać się impulsem do rozwoju sektora energetyki prosumenckiej w Polsce. Mniej lub bardziej korzystne rozwiązania systemu wsparcia (takie jak w ustawie o OZE) mogą ten rozwój skutecznie blokować lub pobudzać, czyniąc go istotnym dla polityki energetycznej państwa lub go marginalizując. Ale jak już wspomniano wcześniej ta marginalizacja może być tylko czasowa – tanich technologii produkcji ekologicznej energii nie da się powstrzymać, tak jak nie można było powstrzymać mikrokomputerów, Internetu czy telefonii komórkowej.

Długo oczekiwany projekt ustawy o OZE wzbudził wiele emocji. Ograniczając się tylko do problematyki mikrogeneracji sformułowano wobec niego zarzuty o niekonstytucyjnym charakterze zapisu o odkupie energii od prosumentów za 80% ceny średniorocznej [11], jak też obawy, że za zmniejszenie strumienia energii dostarczanego siecią dystrybucyjną zapłacą zwykli odbiorcy – [12],[13].

Do tych kwestii odniesiono się w prezentowanej pracy, mając na uwadze próbę odpowiedzi na pytanie generalne – jak ustawa o OZE faktycznie podchodzi do prosumenta? Czy wynika z niej wiara w podniesienie poprzez prosumpcję bezpieczeństwa energetycznego (przyjaciół), czy obawa przed dezorganizacją przez masową prosumpcję hierarchicznej struktury dystrybucji energii (wróg), czy raczej przekonanie o braku motywacji dla postaw prosumenckich, poza nielicznymi wyjątkami (hobbysta) ?

1. Ilu ich będzie – ilu jest?

Prognozy dotyczące liczby prosumentów produkujących energię elektryczną, niezależnie od ośrodka, wskazują podobne liczby – wariant maksymalny to ponad 500 000 instalacji w 2020 r. [13],[14]. Można do tego dodać jeszcze moc zainstalowaną na poziomie 2000 MW i energię wyprodukowaną – na poziomie 2,5 TWh.



Rys. 1. Przewidywany rozwój mikroinstalacji w Polsce wg IEO [14]

Przykład brytyjski – osiągnięcie poziomu 400 000 mikroinstalacji w ciągu 4 lat (do 2012 r.) jest obiecujący, ale poziom wsparcia w postaci FIT 15p/kWh jest istotnie większy. Punkt startowy polskich prosumentów to 139 mikroinstalacji zidentyfikowanych przez IEO – [14]. Rok obowiązywania noweli PE (art. 9u i 9v) nie przyniósł eksplozji nowych mikroinstalacji – zdaniem autorów niniejszej pracy poziom 100 000 instalacji w 2020 r. to założenie bardziej realne niż cytowane i pokazane prognozy.

2. Co właściwie oferuje ustawa?

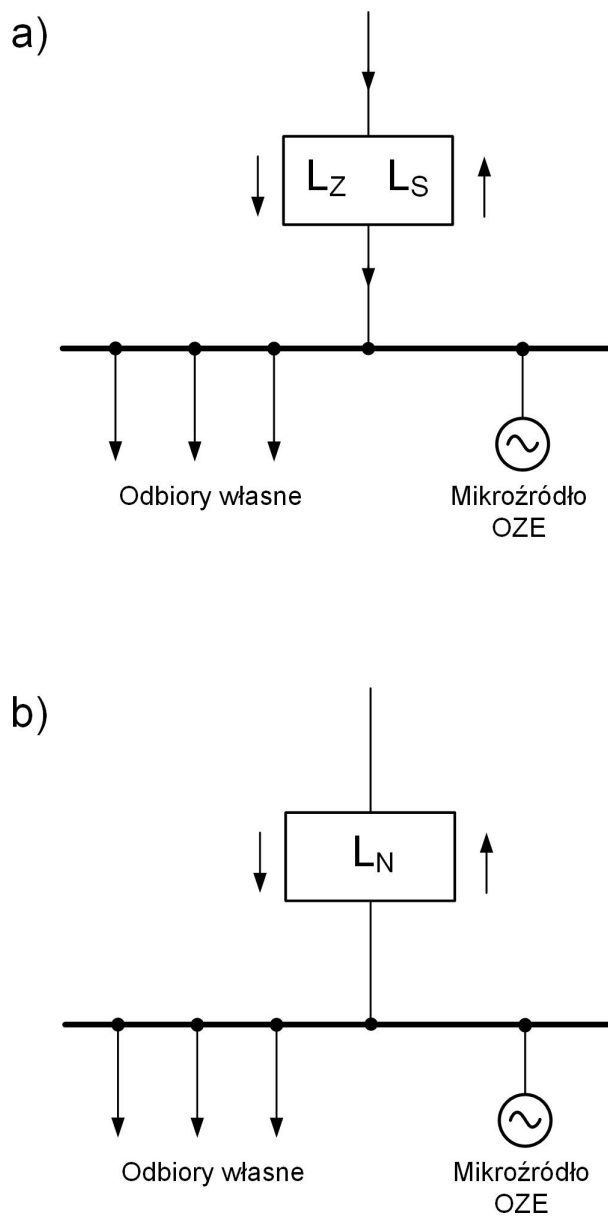
Istota oferty skierowanej do właścicieli mikroinstalacji (do 40 kW mocy zainstalowanej) jest w projekcie ustawy o OZE (jak też w noweli ustawy PE z 2012) łatwa do zrozumienia – przynajmniej pozornie. Obejmuje ona:

- niezaliczanie tej aktywności prosumenckiej do działalności gospodarczej (w rozumieniu ustawowym), znaczne uproszczenie formalności rejestracyjnych, ułatwienia przyłączeniowe – przy zdefiniowanych ograniczeniach,

- obowiązek odkupienia „niewykorzystanej energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórcę” przez sprzedawcę zobowiązanego, za cenę równą 80% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłoszonej przez Prezesa URE.

Logika inżynierska nakazywałaby w tym przypadku zastosowanie układu rozliczeniowego zgodnie z rys.2a, składającego się z licznika dwukierunkowego o dwóch liczydłach (lub dwóch liczników). Liczydło LZ zlicza energię pobieraną z sieci, liczydło LS energię do sieci wprowadzoną. Właściciel instalacji ma pełną i świadomą kontrolą nad wynikami swojej działalności. Wskazania liczydła LZ stanowią przedmiot rozliczeń z wybranym dostawcą energii, a wskazania liczydła LS ze sprzedawcą zobowiązanym. Możliwa jest świadoma realizacja innych działań prosumenckich, optymalny dobór taryfy, aktywny udział w ofercie smart meteringu.

Zapisy noweli PE oraz projekt ustawy o OZE z dnia 12.11.2013 r. wskazywałyby na takie właśnie rozumienie zapisu o sprzedaży „niewykorzystanych nadwyżek energii” – energia elektryczna może być sprzedawana lub zużywana tylko w momencie jej wyprodukowania – o ile nie dysponuje się urządzeniami do jej akumulacji. Identyfikacja energii zużytej na potrzeby własne i wprowadzonej do sieci następuje w każdej chwili przez ustroje całkujące urządzeń zliczających LZ i LS.



Rys. 2. Sposób rozliczania energii elektrycznej wytwarzanej przez prosumenta
 a) fizyczny rozdział pomiarów energii zużytej i dostarczonej do sieci
 b) pomiar realizowany wg zasady „net meteringu”

Formułując uwagi wobec wskazanego wyżej projektu ustawy, Prezes URE (pismo z dnia 1.12.2013) wskazuje, że „w celu faktycznego wsparcia energetyki

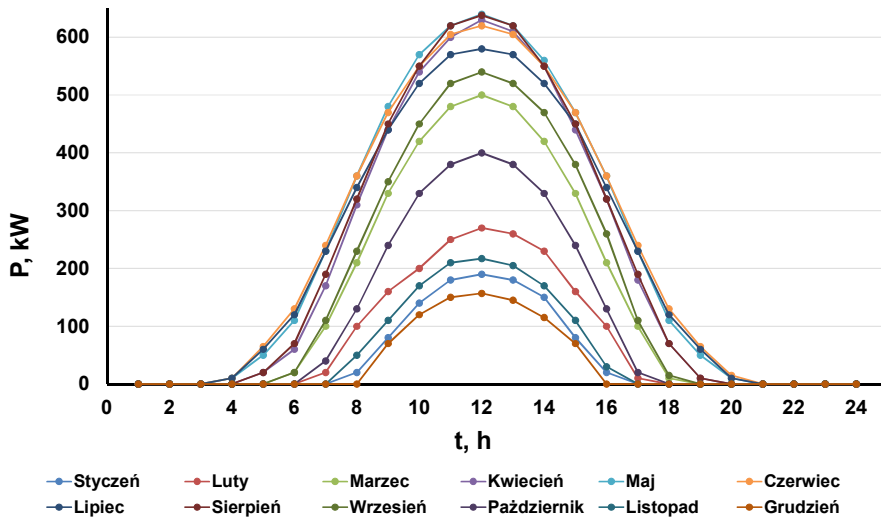
prosumenckiej powinna być stosowana zasada licznika netto, czyli od ilości energii zakupywanej na potrzeby prosumenta powinna być odejmowana ilość energii wytworzonej i wprowadzonej do sieci przez tego prosumenta”. Taki system znany na świecie jako „net metering” jest realizowany w układzie pomiarowym widocznym na rys. 2b. Licznik dwukierunkowy wskazuje wyłącznie bilans energii w okresie od odczytu do odczytu. Uwagi URE i być może inne opinie poskutkowały, bo oto w wersji projektu ustawy z dnia 31.12.2013 r. pojawia się zapis o półrocznym okresie rozliczeniowym, doskonalony w wersjach z 4.02 i 28.03.14 (finalnej), a w uzasadnieniu Ustawodawca podkreśla wolę zastosowania w rozliczeniach zasady „net meteringu”. Tak zdefiniowany system wsparcia mimo swojej prostoty ma szereg wad. Widać je najlepiej przy rozważaniu zerowego stanu licznika z rys. 2b. Prosument ponosi jedynie opłatę abonamentową i stałą, pomimo wielokrotnego korzystania z sieci i z jej infrastruktury. System elektroenergetycznym staje się de facto dwukierunkowym zasobnikiem energii, którego koszt jest trudny do precyzyjnego określenia, choć bez wątpliwości koszty te poniosą inni odbiorcy. Na wady tego systemu wskazuje PTPiREE [13] oraz dr M.Duda [12], choć skala zarzutów jest tam chyba zbyt duża. Trudno bowiem przeciwstawiać prosumentów innym odbiorcom, argumentując, że zmniejszenie strumienia energii im dostarczanej (z powodu mikrogeneracji) podniesie stawki sieciowe opłat dystrybucyjnych. Gdyby iść tym torem rozumowania wymianę żarówek na energooszczędne też można uznać za „psucie” stawek sieciowych opłat dystrybucyjnych i ją kontestować.

Nadwyżka, którą w okresie rozliczeniowym półrocznym wskaże licznik netto ma być, jak już wspomniano, równa 80% ceny sprzedaży z rynku konkurencyjnego (obecnie cena ta wynosi ok. 200 zł/MWh). Arbitralnie obrany współczynnik korygujący wartość tej energii „w dół” (80% ceny średniej) budzi wątpliwości i sprzeciw – jeżeli dzielają je i PTPiREE i ClientEarth – [13], [11] to pewno są one słuszne. Wprowadzana do sieci nadwyżka jest sama w sobie „dobrą” energią – ekologiczną, oszczędzającą paliwa kopalne. Dlaczego po latach płacenia za energię ze współspalania kwot istotnie przekraczających 200% ceny średniej (z uwzględnieniem certyfikatów) następuje tak znaczący krok do tyłu? Można nie dzielić poglądu ClientEarth o braku zgodności z konstytucją tego rozwiązania, ale z pewnością proponowany sposób rozliczenia mikroinstalacji nie jest wyrazem wspierania działań na rzecz ekologii.

Tym samym rozwiązania proponowane dla prosumentów przez projekt ustawy o OZE, pomimo deklaracji o intencji wsparcia ich rozwoju, trudno uznać za satysfakcjonujące – zarówno dla zainteresowanych, jak też w sensie odbioru społecznego i kosztów ponoszonych przez operatorów sieci.

3. Na co może liczyć prosument z mikroinstalacją PV?

Podstawą do oceny efektywności produkcji mocy dostarczanej przez panel fotowoltaiczny jest natężenie promieniowania słonecznego wyrażone w W/m^2 . Jest to wielkość zmieniająca się w zależności od pory roku i zachmurzenia. Na podstawie uśrednionych wyników pomiarów prowadzonych przez stacje pogodowe można podać typowe rozkłady dobowe tej wielkości, dla poszczególnych miesięcy. Pokazano je na rys. 3. Maksymalne wartości przypadające na miesiące letnie to $600 W/m^2$, a maksymalne dla zimy to $150 W/m^2$ – [1]. Są to wartości zgodne z wynikami wyznaczonymi dla wschodniej Polski przez „europejski kalkulator fotowoltaiczny” – [2].



Rys. 3. Średnie dobowe przebiegi promieniowania słonecznego na Lubelszczyźnie według europejskiego kalkulatora fotowoltaicznego

W rezultacie wartość energii E_{PV} wyprodukowana w panelu o mocy znamionowej P_{nPV} może być wyznaczona jako rezultat całorocznego sumowania wyników jego pracy. Zmienność sezonowa wynika ze zmienności natężenia promieniowania (rys.3) oraz czynników pogodowych o charakterze losowym $\beta_{PV}(t)$:

$$E_{PV} = \int_0^{Tr} P_{nPV} \frac{W_{PV}(t)}{1000} \beta_{PV}(t) dt, \quad (1)$$

Chcąc określić faktyczny (a nie bilansowy) podział produkowanej energii na zużytą na potrzeby własne oraz na wprowadzoną do sieci należy uwzględnić relacje pomiędzy profilem zapotrzebowania odbiorcy $P_Z(t)$, a możliwościami produkcyjnymi mikroźródła. W rezultacie otrzymuje się następujące zależności dla okresu od t_1 do t_2 :

- energia wyprodukowana w mikroźródle i zużyta na potrzeby własne prosumenta:

$$\text{jeśli } P_Z(t) > P_{PV}(t) \text{ to } \Delta E_Z = \int_{t_1}^{t_2} P_{PV}(t) dt \quad (2)$$

$$\text{jeśli } P_Z(t) < P_{PV}(t) \text{ to } \Delta E_Z = \int_{t_1}^{t_2} P_Z(t) dt \quad (3)$$

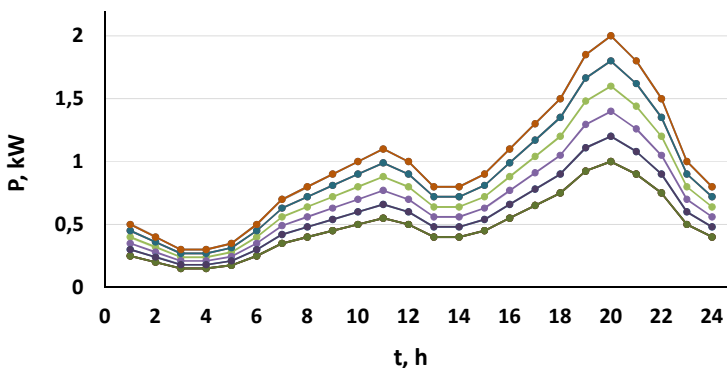
- energia wprowadzona do sieci przez prosumenta:

$$\text{jeśli } P_Z(t) > P_{PV}(t) \text{ to } \Delta E_S = 0 \quad (4)$$

$$\text{jeśli } P_Z(t) < P_{PV}(t) \text{ to } \Delta E_S = \int_{t_1}^{t_2} [P_{PV}(t) - P_Z(t)] dt \quad (5)$$

W celu obliczenia odpowiednich ilości energii w skali roku, wartości ΔE_Z i ΔE_S są odpowiednio sumowane. W układach pomiarowych operacje tę wykonują układy całkujące liczników.

Spójny cykl badań nad profilami odbiorców indywidualnych przyłączonych do sieci niskiego napięcia prowadziło PTPiREE. Uwzględniając nieco zmodyfikowane wyniki przedstawione w [8], określono dobowe profile zapotrzebowania indywidualnego odbiorcy zlokalizowanego na terenie wiejskim i rozliczanego według taryfy G11 i pobierający moc szczytową o wartości 2 kW. Roczne zużycie energii elektrycznej takiego odbiorcy jest wysokie (ponad 5000 kWh/rok), ale to właśnie tacy odbiorcy będą najbardziej zainteresowani rozwojem postaw prosumenckich, przy systemie wsparcia skierowanym głównie na popieranie zaspokajania potrzeb własnych. Na rys. 4 przedstawiono dobowe przebiegi obciążeń dla poszczególnych miesięcy roku, przyjęte do badań symulacyjnych.



Rys. 4. Średni dobowy przebieg obciążenia wiejskiego odbiorcy indywidualnego o taryfie G11 (poszczególne krzywe odpowiadają charakterystycznym dobom poszczególnych miesięcy, maksymalne zapotrzebowanie w grudniu i w styczniu, minimalne w lipcu i sierpniu)

4. Roczny model pracy instalacji PV

Wykorzystując możliwości arkusza kalkulacyjnego z systemem makr, stworzono program umożliwiający odwzorowanie obciążenia odbiorcy o dowolnym profilu i mocy generowanej przez instalację fotowoltaiczną o dowolnej mocy (przy zadanej zmienności natężenia promieniowania) – dla każdej godziny, przez okres roku (8760 punktów). Taki model pozwolił na precyzyjną identyfikację energii fotowoltaicznej zużytej przez odbiorcę (rozliczanej według cen energii dostarczanej ze wszystkich składników taryfy) oraz opłaty unikniętej w wyniku wykorzystania mikroźródła. Przyjęto ceny - dla energii dostarczanej 0,614 zł/kWh (opłata za energię i opłata za dystrybucję) dla energii oddawanej do sieci 80% średniej ceny przyjęto 0,2 zł/kWh.

Na rys. 5 przedstawiono wyniki obliczeń wykorzystujących zastosowany model i program komputerowy. Energię E_{PV} wyprodukowaną w instalacji PV w ciągu roku, w zależności od jej mocy znamionowej (P_{nPV}) podzielono na energię zaoszczędzoną przez odbiorcę (E_Z) i energię wprowadzoną do sieci (E_S). Uwzględniono także całkowitą energię zużytą przez odbiorcę (E_C). Moc instalacji PV zmieniano od 0,2 kW do 10 kW.

Jak wynika z rys. 5 realnie prosument jest w stanie zużyć na potrzeby własne tylko część wyprodukowanej energii – w dużym stopniu jest to niezależne od mocy znamionowej instalacji. Ilość energii $E_Z = 2200$ kWh zależy od relacji pomiędzy dobową zmiennością natężenia promieniowania słonecznego, a profilem zapotrzebowania na moc u odbiorcy.

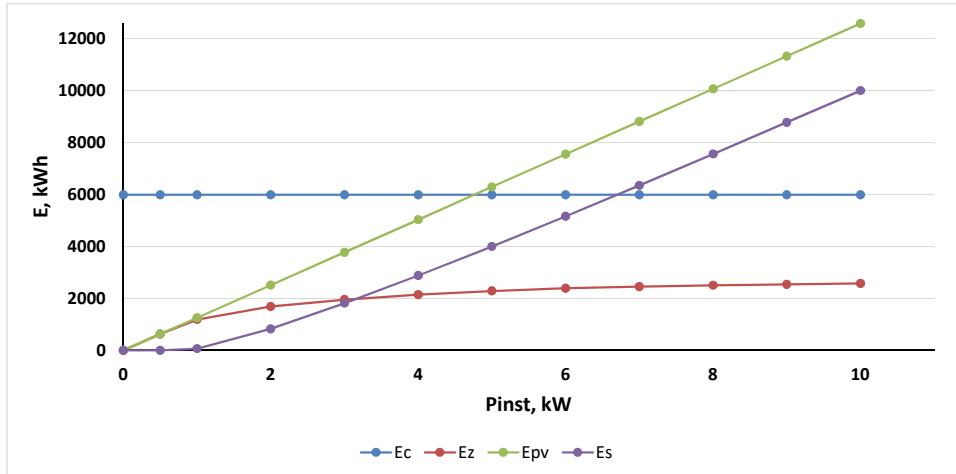
Możliwe jest także określenie łącznych przychodów prosumenta, przy założeniu zróżnicowanej ceny produkowanej energii. Efektywność inwestycji może być określana za pomocą różnorodnych wskaźników. Najprostszy z nich to po prostu całkowity przychód przypadający na jednostkę mocy instalacji PV (zł/kW) określony symbolem D_{PV} .

W badaniach rozpatrzono wpływ ceny energii odkupywanej przez sprzedawcę zobowiązanego (ES) na wartość tego wskaźnika. Zmieniano jej wartość od 80% energii średniej (wg projektu ustawy) aż do 200%. Zdaniem autorów, nawet i taka wartość powinna być brana pod uwagę przez Ustawodawcę – znajduje ona bowiem uzasadnienie w celach wskazanych w dyrektywie [15] oraz w KPD – [16].

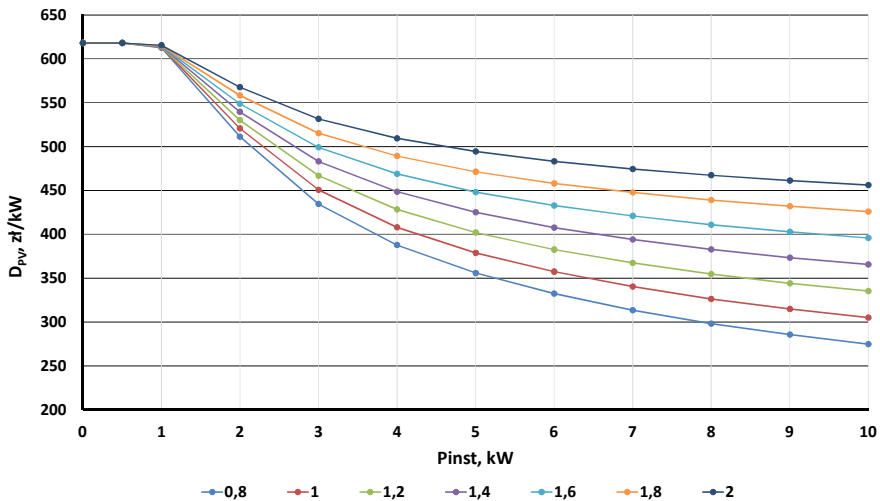
Im wyższa wartość wskaźnika D_{PV} tym większa efektywność zainwestowanych środków – ich wielkość zależy bowiem od mocy zbudowanej instalacji.

Na rys. 5 przedstawiono zależność tego wskaźnika od mocy instalacji fotowoltaicznej, zmieniając ją w zakresie takim jak wyżej od 0,2 do 10 kW, Jak widać z uzyskanych wyników dla mocy instalacji o wartościach większych niż 1,5 kW ich efektywność D_{PV} spada. Tym samym należy się spodziewać, że prosumenci będą w sposób oszczędny i rozważny dobierać moc swoich

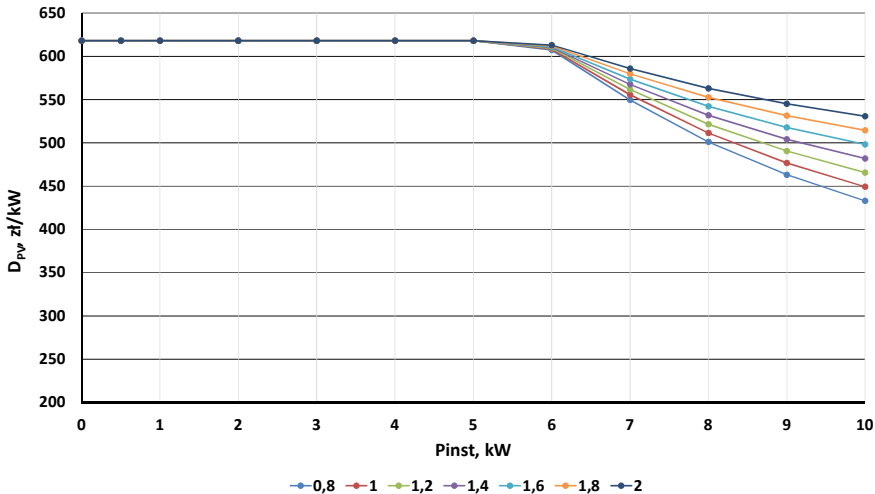
instalacji PV i raczej nie groziłaby Polsce, przy proponowanym systemie wsparcia, eksplozja przewymiarowanych instalacji.



Rys. 5. Zależność energii wyprodukowanej w instalacji PV w ciągu roku, w zależności od mocy znamionowej tej instalacji (kW_p), z podziałem na energię realnie zużyta przez odbiorcę (E_z) i energię wprowadzoną do sieci (E_s)



Rys. 6. Zależność wskaźnika D_{pv} (zł/kWh) od mocy instalacji fotowoltaicznej, dla różnych wartości współczynnika wyceny energii wprowadzanej do sieci, pomiar rozliczeniowy wg zapisów noweli PE



Rys. 7. Zależność wskaźnika D_{PV} (zł/kW) od mocy instalacji fotowoltaicznej, dla różnych wartości współczynnika wyceny energii wprowadzanej do sieci, pomiar rozliczeniowy wg zasady „net meteringu”

Opisany wyżej sposób podziału energii wyprodukowanej przez prosumenta na zużytą na potrzeby własne i wprowadzoną do sieci wykorzystuje podejście fizyczne i odpowiada układowi pomiarowemu z rys.2a. Jak już stwierdzono, w ostatniej wersji ustawy zawarto propozycje subsydiowania skrótnego prosumentów w formie „net meteringu” – układ pomiarowy z rys.2b. Relacje pomiędzy energią wprowadzoną do sieci i zużytą na potrzeby własne, są inne.

Jeśli w okresie rozliczeniowym:

$$E_Z > E_{PV} \text{ to } E_S = 0 \quad (6)$$

a jeśli

$$E_Z < E_{PV} \text{ to } E_S = E_{PV} - E_Z \quad (7)$$

Innymi słowy prosument musi tylko wiedzieć ile energii zużywa w okresie rozliczeniowym półrocznym. Przed produkcją energii w większej ilości zniechęca go stawka 80% za dodatnie saldo energii w stosunku do jej zużycia. Instalując większą moc PV prosument może powiększać zużycie we własnym gospodarstwie domowym rezygnując z innych nośników energii. Nie jest zainteresowany racjonalizacją zużycia energii, oszczędzaniem energii lub jej akumulacją.

W opracowanym modelu obliczeniowym taki sposób może być również modelowany, choć relacje między rzeczywistą zmiennością obciążenia, a zmiennością produkcji modelu PV nie mają tu znaczenia. Pomimo wielokrotnego przepływu mocy w relacjach prosument – sieć, sieć – prosument znaczenie ma tylko saldo tej wymiany.

Pokazany na rys. 7 przychód na jednostkę mocy zainstalowanej zbadano dla różnych wartości mnożnika dla dodatniego salda energii (od 80% do 200%). Jak widać ma on mniejsze znaczenie, bowiem „net metering” wyraźnie poprawia efektywność inwestycji w mikroinstalację, choć może nie do końca wiadomo czym kosztem.

5. Wnioski

Podsumowanie niniejszej pracy powinno dać odpowiedź na pytanie postawione w tytule, w kontekście projektu ustawy o OZE, w wersji zatwierdzonej przez Radę Ministrów. Rozwój sektora prosumenckiego, nawet przy niewielkim poziomie mocy zainstalowanej rzędu 1000 MW w skali kraju, mógłby istotnie stymulować proekologiczne postawy społeczne, promować nowe technologie, ograniczać zachowawcze postawy operatorów systemów dystrybucyjnych. Mógłby więc być społecznie „przyjacielski”. Wobec szacowanej bardzo optymistycznie na 2,5 TWh energii z mikroźródeł, do sieci trafiłoby co najwyżej $0,5 \div 1$ TWh. Premia w wysokości 100% średniej ceny energii, to co najwyżej $100 \div 200$ mln złotych na rok. To kwota raczej śmieszna wobec wypłaconego już miliardowego wsparcia dla energii, której ekologiczność jest problematyczna. Z drugiej strony każda wycena energii od prosumentów wyższa od 100%, to wymierny sygnał o poważnej roli, jaką Ustawodawca im przypisuje. Proponowane 80% takim sygnałem nie jest. Z drugiej strony „net metering” pomimo atrakcyjności ekonomicznej i prostoty ustawia” prosumentów wobec operatorów sieci jako jednostki „pasożytnicze”, czyniąc z nich, zupełnie niepotrzebnie wrogów pozostałych odbiorców. Tym samym subsydiujący skrośnie prosumpcję system wsparcia, wraz z zaniżoną wyceną energii sieciowej, wobec obiektywnie słabych wartości profesjonalnych wskaźników efektywnościowych tych inwestycji (IRR, NPV) nie zapewni prosumentom silnego impulsu rozwojowego, pozostawiając tę sferę energetyki dla zamożnych hobbystów. Chyba, że ceny instalacji PV znów zmaleją o 50%.

Literatura

- [1] Majchrzak H.: *Wpływ PV na bilansowanie KSE*, Czysta Energia, nr 6/2013.
- [2] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- [3] www.fotowoltaika.com.pl.
- [4] Ministerstwo Finansów: Cennik nr 7-Z/95. *Energia elektryczna SWW* 0311. Warszawa 1995.
- [5] <http://www.ree.lublin.pl/>
- [6] Gładys H., Matla R.: *Praca elektrowni w systemie elektroenergetycznym*. WNT, Warszawa 1990.

-
- [7] Zerka M.: *Czym nie może być Plan Generalny*. Biuletyn Miesięczny PSE SA 1995 Nr 12.
- [8] Popczyk J.: *Restrukturyzacja elektroenergetyki polskiej - stan i perspektywy na przełomie 1993/94*. W: Materiały Konferencji Naukowej "Rynek energii elektrycznej: Kształtowanie się rynku energii elektrycznej w Polsce", Kazimierz Dolny, 10–11 lutego 1994 r.
- [9] Toffler A.: *The Third Wave*, William Collins Sons & Co. Ltd., New York 1980 r.
- [10] Popczyk J.: *Prosumenctwo – innowacja przełomowa*, Energetyka Ciepła i Zawodowa, Nr 2/2014.
- [11] Rybski R.: *Problematyka (nie)konstytucjonalności 80% ceny energii elektrycznej dla prosumenta*, analiza prawna organizacji ClientEarth, 2014.
- [12] Duda M.: *Problemy z energią wyprodukowaną przez prosumentów*, Energia Elektryczna, marzec 2014 r.
- [13] Brzozowski S, Tomczykowski J.: *Złoty środek – stanowisko PTPiREE wobec projektu ustawy o OZE*, marzec 2014.
- [14] *Krajowy Plan Rozwoju Mikroinstalacji OZE do 2020 r.* Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2013 r.
- [15] Dyrektywa 2009/28/EC (on the promotion of use of energy from renewable sources).
- [16] *Krajowy Plan Działania w zakresie OZE do 2020 r.* tekst zatwierdzony przez RM RP w dniu 09.12.2010 r. (wg www.mg.gov.pl).

Karolina MUCHA-KUŚ, Maciej SOŁTYSIK
TAURON Polska Energia S.A.

REKOMENDACJA ZMIAN MECHANIZMU INFORMOWANIA O STRUKTURZE PALIW ZUŻYTYCH DO PRODUKCJI SPRZEDANEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Unia Europejska dąży do stworzenia jednolitej regulacji całokształtu zagadnień związanych z energetyką dla wszystkich państw członkowskich na poziomie wspólnoty. Realizacja tego celu odbywa się za pomocą europejskiego prawa wtórnego, do którego należą rozporządzenia oraz wymagające implementacji do krajowego systemu prawnego dyrektywy. Otwarcie rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej ma m.in. stworzyć możliwość swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej wszystkim konsumentom. Wybór ten może być oparty na cenie, jakości i niezawodności usług, ale może również odnosić się do cech charakteryzujących generację energii elektrycznej dostarczonej do odbiorcy końcowego. Dyrektywa 2003/54/WE [1] w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej obowiązuje sprzedawców energii do przekazywania informacji o udziale każdego źródła energii w całkowitej mieszance paliw użytych do generowania energii elektrycznej oraz jej wpływie na środowisko. Obowiązek ten został wzmocniony w Dyrektywie 2009/72/WE [2], co stawia jeszcze większy nacisk na konieczność ujawnienia tych informacji.

Celem implementacji zapisów dyrektywy 2009/72/WE jest po pierwsze zwiększenie przejrzystości rynku poprzez zapewnienie otwartego i łatwego dostępu do istotnych danych, w tym informacji na temat zakupionych przez konsumentów produktów, po drugie umożliwianie odbiorcom dokonywania świadomych wyborów w oparciu o charakterystykę dostaw, jak również edukowanie i promowanie w pełni bezpiecznego i zrównoważonego systemu elektroenergetycznego.

Funkcjonujący w Polsce, a wynikający z regulacji europejskich, system informowania odbiorców o strukturze paliw pierwotnych wykorzystanych do produkcji energii elektrycznej, która została przez nich zużyta oraz związanej z tym emisji CO₂, działa w sposób niewłaściwy. W związku z tym, celem referatu jest po pierwsze identyfikacja mechanizmów informacyjnych w przedmiotowym zakresie funkcjonujących w wybranych krajach, oraz po drugie, przedstawienie rekomendacji jednego, spójnego modelu do wdrożenia zarówno w Polsce, jak również w innych krajach Unii Europejskiej. W związku

z tym przeprowadzono badanie, które miało na celu identyfikację ww. mechanizmów stosowanych w innych krajach. Analiza polegała na przeglądzie źródeł internetowych, jak również na przeprowadzeniu ankiety skierowanej bezpośrednio do uczestników rynku energii poza granicami Polski.

1. Przekazywanie wymaganych informacji – sugestie Komisji Europejskiej

W związku z wprowadzeniem przez Komisję Europejską wymogów związanych z informowaniem konsumentów o strukturze paliw i związanych z tym emisji, państwom członkowskim, pozostawiono swobodę wyboru formy i środków przekazu takiej informacji. Jednak, z uwagi na szeroki wachlarz możliwości z tym związanych, na stronie internetowej Komisji Europejskiej [3] pojawiła się propozycja szerokokorozumianego sposobu przekazywania stosownych informacji. Skorzystanie z sugestii Komisji pozwoliłoby w łatwy sposób porównać osiągnięte „wyniki” w skali wszystkich państw Unii Europejskiej. Zapisy ujęte w dokumencie odnosiły się przede wszystkim do zagadnień:

- a) Okresu referencyjnego i częstotliwości informowania (informacja musi odnosić się do poprzedniego roku kalendarzowego i być publikowana przynajmniej raz w roku).
- b) Portfolio i produktów (informacja o strukturze paliw i wpływu oddziaływania na środowisko jest minimalną, wymaganą informacją odnoszącą się do całej energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom końcowym, zarówno krajowym, jak i zagranicznym).
- c) Informacji o źródle paliwa (każde państwo członkowskie powinno opracować standardowy wykaz paliw odzwierciedlający kolejność znaczenia w kraju, na podstawie tej listy sprzedawcy powinni informować swoich klientów).
- d) Formy przekazu (zaleca się wykres kołowy oraz tabelę do celów porównawczych),
- e) Lokalizacji informacji (rachunek lub załącznik do rachunku, broszura, bądź odniesienie się do strony internetowej sprzedawcy),
- f) Wskaźników środowiskowych (oprócz informacji na temat podziału źródła paliwa wykorzystywanego do generowania energii elektrycznej, dyrektywa wymaga, aby konsumenci byli informowani o skutkach wpływu na środowisko, co najmniej w zakresie ilości wyemitowanego CO₂ i odpadów radioaktywnych),
- g) Kontroli informacji (w celu zagwarantowania niezawodności systemu konieczne jest, aby państwa członkowskie zapewniły właściwą weryfikację ex-post informacji dla obu atrybutów generacji i statystyki ekologicznej, realizowaną przez krajowy organ regulacyjny).

Należy podkreślić, że dokument miał charakter rekomendacyjny, w związku z czym państwa członkowskie mogły, ale nie musiały zastosować się do powyższych sugestii.

2. Identyfikacja mechanizmów w wybranych krajach Unii Europejskiej – badanie internetowe

Wiedząc jak wygląda wdrożenie mechanizmu informowania o strukturze paliw zużytych do produkcji sprzedanej energii oraz związanych z tym emisji w Polsce [10] oraz widząc ograniczenia jego funkcjonowania, przeanalizowane zostały sposoby implementowania dyrektywy w omawianym zakresie w wybranych krajach europejskich. Poniżej przedstawiono selektywne informacje przykładowych mechanizmów.

Włochy

Zapisy dyrektywy 2003/54/WE i wynikające z nich wymagania dla dostawców zostały transponowane do prawa włoskiego w 2007 roku [8]. Procedury operacyjne, które mają być stosowane przez sprzedawców energii elektrycznej w celu zapewnienia jasnych i łatwo porównywalnych informacji na poziomie krajowym zostały szczegółowo określone w Rozporządzeniu Ministerstwa Rozwoju Gospodarczego z dnia 31 lipca 2009 [9]. Zgodnie z nim firmy sprzedające energię elektryczną muszą informować użytkowników końcowych o pierwotnych źródłach energii elektrycznej wykorzystywanych do generowania sprzedanej energii, jak również o wpływie produkcji tej energii na środowisko. Dane mają być przedstawione w formie tabelarycznej na rachunkach odbiorców, materiałach promocyjnych i na stronach internetowych sprzedawców. Za cały proces zbierania i przekazywania przedmiotowych informacji odpowiedzialny jest Gestore dei Servizi Energetici (GSE) tj. urząd regulujący funkcjonowanie sektora energetycznego we Włoszech.

Wielka Brytania

Kolejnym krajem, którego rozwiązania warto przytoczyć jest Wielka Brytania. Sprzedawcy energii elektrycznej, począwszy od 1 października 2005 roku, zobowiązani zostali do zapewnienia klientom szczegółowych informacji w omawianym zakresie. Sposób przekazywania danych jest bardzo przejrzysty, a informacje zawierające różne statystyki dla odbiorców sektora elektroenergetycznego są dostępne na stronie internetowej [5]. Zaledwie trzy kolumny tabeli (1. Nazwa dostawcy, 2. Procent energii odnawialnej w strukturze paliw, 3. Link do struktury paliw) sprawiają, że odszukanie stosownych informacji jest niezwykle łatwe. Dane dotyczące wszystkich

sprzedawców pokazane są w jednakowy sposób: tabela zawierająca wartości procentowe właściwe dla danego sprzedawcy wraz z zestawieniem porównawczym odnoszącym się dla każdej pozycji z osobna do średniej krajowej. Forma tabelaryczna została uzupełniona wykresem pierścieniowym. Dodatkowo, na stronie znajdują się również informacje związane ze współczynnikami emisji CO₂ oraz odpadami promieniotwórczymi, co wypełnia zapisy dyrektywy związane z aspektami środowiskowymi. Wartością dodaną jest również możliwość porównania prezentowanych informacji z poprzednimi latami bowiem archiwum zawiera dane od 2005 roku.

Irlandia

W Irlandii również implementowano zapisy dyrektywy zobowiązujące dostawców energii do przekazywania rzetelnych informacji o strukturze sprzedawanego paliwa oraz związanych z tym emisji. Commission for Energy Regulation (CER), tj. urząd sprawujący kontrolę nad energetyką w Irlandii sprawuje bezpośredni nadzór nad realizacją implementowanych zapisów oraz agreguje wyniki statystyk w jednolitym dokumencie [4]. Materiał ten zestawia wymagane informacje pozyskane od koncesjonowanych sprzedawców energii elektrycznej za dany rok kalendarzowy. Metodologię Irlandii wykorzystywaną do obliczenia miks paliwowy stosuje się od czasu wprowadzenia jednolitego rynku energii elektrycznej (SEM - Single Electricity Market). Forma w jakiej zbierane są wszystkie informacje ma postać dwóch tabel. Pierwsza z nich pokazuje procentowy udział poszczególnych paliw w energii sprzedanej, natomiast druga skupia się na aspekcie środowiskowym przedstawiając jednostkowy współczynnik emisji CO₂ dla sprzedanej energii elektrycznej.

Holandia

Mechanizm prezentacji danych w Holandii bazuje na układzie graficznym w ramach którego przedstawiana jest struktura paliwowa dotycząca minionego roku, wzbogacona jedynie o dwa wymagane dyrektywą wskaźniki środowiskowe: (i) emisyjność CO₂ [g/kWh] oraz (ii) odpady promieniotwórcze [μg/kWh]. Należy podkreślić, że dane te również są prezentowane na dodatkowym wykresie w ujęciu historycznym, sięgającym 2005 r. Ostatnim elementem wyróżniającym ten mechanizm, jest publikacja na wspólnej witrynie internetowej „rankomatu” ilustrującego odbiorcom „ekologiczność” zakupionej przez nich energii, poczynając od źródeł w pełni odnawialnych, kończąc na jednostkach jądrowych [7].

Kalifornia

Warto również zaznaczyć, że praktyki związane z publikowaniem struktury paliw stosowane są również poza krajami Unii Europejskiej. California Energy Commission na swojej stronie internetowej [6] przedstawia obowiązujące wymogi prawne związane z koniecznością ujawnienia informacji o zasobach energetycznych służących do wytwarzania sprzedawanej energii elektrycznej oraz przedstawia sposób w jaki należy to robić. Począwszy od jesieni 1998 roku, sprzedawcy energii elektrycznej musieli zamieszczać ww. dane we wszystkich ogłoszeniach reklamowych dostarczanych pocztą do odbiorców lub wysyłanych do nich drogą internetową. Ponadto, sprzedawcy energii elektrycznej zobowiązani zostali do wysyłania corocznej aktualizacji statystyk paliwowych dla produktu, który sprzedali odbiorcy. Dane te przekazywane są w formie tabelarycznej, zawierającej informacje o: (i) typach źródeł energii, które są wykorzystane do wytworzenia energii, (ii) wartości procentowej udziału jakie stanowi dane źródło, oraz (iii) wartości osiągniętej w skali danego stanu, na terenie którego znajduje się odbiorca.

Informacje o sposobie implementacji dyrektyw w zakresie informowania odbiorców o strukturze paliw do nich sprzedawanej oraz o emisjach z tym związanych dostępne w internecie okazały się cenne z uwagi na swoje zróżnicowanie. Nie są one jednak wystarczające do wyciągnięcia stosownych wniosków oraz przedstawienia rekomendacji dla nowego mechanizmu mogącego mieć zastosowanie w naszym kraju.

3. Identyfikacja mechanizmów w wybranych krajach Unii Europejskiej – badanie ankietowe

Obowiązek wynikający z implementacji wspomnianych dyrektyw spoczywa na wszystkich krajach wspólnoty. W celu poznania mechanizmów informacyjnych stosowanych w poszczególnych krajach, oraz uzupełnienia informacji dotychczas pozyskanych, przeprowadzone zostało badanie ankietowe. Ankieta została przesłana drogą mailową do wybranych przedstawicieli uczestników rynku energii. Odpowiedzi uzyskano z następujących krajów: Słowacja, Słowenia, Czechy, które w celach porównawczych zestawiono z informacjami właściwymi dla Polski.

Z uwagi na fakt, iż celem badania była identyfikacja sposobu wdrożenia dyrektyw [1], [2] w zakresie obowiązków informacyjnych, pytania ankietowe dotyczyły implementacji zapisów do prawa rodzimego poszczególnych krajów, podmiotu sprawującego kontrolę nad ich wdrożeniem, uczestników rynku na których spoczywa obowiązek ich wypełniania. Dodatkowo zadane zostały pytania w zakresie wymaganego terminu, miejsca oraz formy przekazywania danych. W tabeli 1 przedstawiono zestawienie uzyskanych odpowiedzi.

Analiza odpowiedzi wskazuje, iż wszyscy respondenci, zadeklarowali, że w ich krajach zapisy dyrektyw 2003/54 oraz 2009/72 zostały implementowane. Wszyscy również wskazali, że podmiotem sprawującym kontrolę nad wdrażaniem obowiązku informacyjnego są instytucje będące odpowiednikiem polskiego Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Wszyscy również zidentyfikowali sprzedawcę jako podmiot, na którym spoczywa obowiązek informowania odbiorców, jednak w ankiecie Słoweńskiej wskazano dodatkowo dystrybutora, a w Czechach wytwórcę.

Tabela 1

Implementacja dyrektyw 2003/54 oraz 2009/72 w wybranych krajach Unii Europejskiej

KRAJ	OBOWIĄZEK	DATA	MIEJSCE PRZEKAZU	FORMA PRZEKAZU	KONTROLA
Polska	Sprzedawca	31 marca	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strona internetowa sprzedawcy 	Tabelaryczna Graficzna	URE
Słowacja	Sprzedawca	Przy każdym rachunku	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strona internetowa wytwórcy i sprzedawcy ▪ Rachunki odbiorców ▪ Broszury promocyjne 	Dowolna	URE
Słowenia	Sprzedawca Dystrybutor	Na koniec roku	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strona internetowa sprzedawcy ▪ Rachunki odbiorców ▪ Broszury promocyjne 	Tabelaryczna Graficzna	URE
Czechy	Sprzedawca Wytwórca	Raz w roku	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rachunki odbiorców 	Dowolna	URE

Rozpatrując termin przekazywania informacji, w naszym kraju odbywa się to raz w roku - podmioty mają czas do 31 marca. Podobną częstotliwość wskazali Słowacy i Czesi, jednak nie podali dokładnej daty do kiedy wymagane jest przekazanie stosownych informacji. Zarówno Słowacja, Słowenia jak i Czechy zamieszczają informacje na rachunkach odbiorców. Warto zaznaczyć, że w Słowacji oraz w Słowenii publikowane są one na stronach internetowych sprzedawców a w przypadku Słowacji dodatkowo również na stronach wytwórców. Na Słowacji oraz w Czechach występuje dowolność formy przekazywania informacji, natomiast Słowenia wskazała formę tabelaryczną oraz graficzną jako sposób prezentowania danych.

Jak widać na przykładzie analizowanych państw oraz porównując uzyskane odpowiedzi z mechanizmem funkcjonującym w Polsce, wyraźnie widać, że nie ma jednego modelu implementacji dyrektyw, pomimo sugestii opracowanej przez Komisję Europejską [3]. Ma to wpływ na brak możliwości porównania uzyskanych wyników wśród państw członkowskich. Taka różnorodność daje jednak szeroki wachlarz różnych alternatyw, możliwych do wykorzystania podczas tworzenia rekomendowanego mechanizmu, który powinien cechować się prostotą i transparentnością widzianą przez pryzmat zarówno podmiotów zobowiązanych do dostarczenia informacji jak i dla jej adresatów tj. dla odbiorów energii elektrycznej.

4. Rekomendacja zmian mechanizmu

Przyglądając się, po pierwsze, słabym punktom funkcjonowania modelu wypełniania zapisów dyrektywy 2009/72/WE, oraz po drugie różnorodności modeli stosowanych w innych krajach głównym wnioskiem nasuwającym się po ich analizie jest konieczność uspoźnienia całego mechanizmu sprawozdawczo-informacyjnego. Jedynie takie działanie umożliwi porównanie otrzymywanych wyników zarówno w wymiarze lokalnym, jak i wspólnotowym. Co więcej, biorąc pod uwagę odbiorcę końcowego, informacje powinny być przygotowane w sposób rzetelny oraz przystępny, tj. łatwy do zrozumienia. Konieczność weryfikacji mechanizmu stała się obiektem analiz zainicjowanych w ramach Grupy ds. Statystyk przy Zespole ds. Rynku Hurtowego w Towarzystwie Obrotu Energią. Przedmiotem szczegółowych badań prowadzonych w ramach Grupy objęty został proces realizacji statystyk oraz ramy legislacyjne systemu.

W oparciu o doświadczenie oraz ugruntowane i sprawdzone praktyki funkcjonujące w ramach rozwiązań europejskich, można stwierdzić, że optymalny z perspektywy prostoty i transparentności wariant powinien bazować na:

- a) określeniu źródła pochodzenia dla wytworzonej i sprzedanej energii,
- b) zobligowaniu koncesjonowanych sprzedawców, w tym podmiotu prowadzącego segment giełdowy do przekazywania stosownych statystyk paliwowych i danych środowiskowych,
- c) publikacji danych raz w roku za miniony rok do dnia 31 marca,
- d) czytelnej oraz gwarantującej przejrzystość układu prezentacji tabelaryczno-graficznej, uwzględniającej porównywalność otrzymanych wyników z danymi archiwalnymi i statystyką krajową, co stanowiłoby połączenie części rozwiązań już funkcjonujących w Wielkiej Brytanii i Holandii,
- e) publikacji informacji z wykorzystaniem aktywnego formularza na dedykowanej podstronie witryny URE, co spowoduje ujednoczenie formy oraz pozwoli na prostą walidację poprawności i kompletności przedstawianych informacji.

Przedstawione zapisy rekomendacyjne, stanowią podstawę uwzględniającą najistotniejsze aspekty funkcjonowania mechanizmu, nie wyczerpując przy tym wszystkich kwestii, które pojawiają się w trakcie prac i procesu nadawania ostatecznego kształtu wypracowanym rozwiązaniom w ramach działań podejmowanych przez Grupę ds. Statystyk.

W związku z występowaniem wielu wad funkcjonowania obowiązującego mechanizmu informacyjnego o strukturze paliw zużytych do wyprodukowania energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom oraz emisji z tym związanych [10], przeanalizowano dostępne dane i zebrano doświadczenia z funkcjonujących rozwiązań w innych państwach wspólnoty. Pozwoliło to, w pełni na odniesienie się do postawionego we wstępie referatu celu tj. identyfikacji mechanizmów informacyjnych oraz przedstawienia rekomendacji jednego, spójnego modelu do wdrożenia zarówno w Polsce, jak również w innych krajach Unii Europejskiej.

Literatura

- [1] *Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE L 176/37. Dziennik urzędowy Unii Europejskiej 15.7.2003.*
- [2] *Dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE. Dziennik urzędowy Unii Europejskiej 14.8.2009.*
- [3] http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/doc/implementation_notes/labelling_en.pdf
- [4] <http://www.cer.ie/docs/000852/cer10022.pdf>
- [5] <http://www.electricityinfo.org/suppliers.php>
- [6] http://www.energy.ca.gov/sb1305/power_content_label.html
- [7] <http://www.groenestroomjagraag.nl/ranking-stroomleveranciers-2014>
- [8] <http://www.gse.it/en/gasandenergyservices/FuelMix/Pages/default.aspx>
- [9] http://www.gse.it/it/Gas%20e%20servizi%20energetici/GSE_Documenti/Mix%20energetici%20e%20offerte%20verdi/Mix%20energetici/01%20Normativa/Decreto%20Ministeriale%20del%2031%20luglio%202009.pdf
- [10] Sołtysik M., Mucha-Kus K.: *Ocena mechanizmu informowania o strukturze paliw zużytych do produkcji energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom*. W: Materiały Konferencji Naukowej "Rynek energii elektrycznej: Doświadczenia i wyzwania", Kazimierz Dolny, 21–23 maja 2014.

Artur OPALIŃSKI

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

PROTOKÓŁ GŁOSOWANIA WIĘKSZOŚCIOWEGO W NARZĘDZIU WSPARCIA DECYZJI HANDLOWYCH

Handel na rynku energii elektrycznej wymaga podejmowania właściwych decyzji odnośnie zakupu, sprzedaży lub trzymania kontraktów. Podstawą decyzji jest między innymi analiza i predykcja w oparciu o szeregi czasowe, z wykorzystaniem zasad analizy technicznej, w oparciu o notowania cen i wolumenów obrotu.

Istnieje szerokie spektrum wskaźników stosowanych w analizie i predykcji, w tym dynamiczne modele regresyjne [1], analiza harmonicznych i model Hausdorffa [2], ARMA(X), ARIMA [3,4,5], GARCH [6], sieci neuronowe [7, 8, 9], wskaźniki analizy technicznej [10,11,12,13] jak i podejścia mieszane [14]. Ta duża, i wciąż wzrastająca liczba odmiennych wskaźników wynika w dużej mierze z faktu, że trudno jest w konkretnym przypadku wskazać z góry, który z nich jest lepszy od innych.

Nawet w przypadku nieskomplikowanych wskaźników, można się spotkać z sytuacją rozbieżnych decyzji ekspertów z powodu przykładania przez nich odmiennej wagi do poszczególnych wskaźników. Procesy myślowe, które prowadzą do tych rozbieżnych założeń są trudne do badania i do sformalizowania.

Bada się jednoczesne stosowanie wielu wskaźników [15,16,17], lecz choć metody kombinowane mogą oferować lepsze wyniki, to jednak trudne do zdefiniowania są zakresy stosowalności takich metod, czy ogólniejsze zasady ich użycia.

Nawet proste wskaźniki są parametryzowane [11,12,13], lecz dobór parametrów pozostaje domeną wyszukiwania wśród prób i błędów, oddzielnie dla każdego przypadku. Brak jest dokładnych zasad wskazujących wartości parametrów dla konkretnych przypadków. Bardziej złożone wskaźniki, które wymagają dostrojenia do konkretnych przykładów szeregów czasowych mogą być z kolei przetrenowane (ang. *over-fitted*), lub z innych powodów zbyt wąsko wyspecjalizowane w analizie konkretnych fragmentów przebiegów czasowych [7,3, 14].

Nie istnieje póki co wiele opracowań dotyczących przewidywalności cen na polskim rynku energii elektrycznej, lecz pierwsze publikacje [2, 18] wskazują na dużą zmienność cen i trudność powiązania ich ze znanymi metodami predykcji.

Aby uzyskać większą korzyść z istniejących wskaźników, jako wsparcie decyzji handlowych, należałoby precyzyjniej zdefiniować zakresy i zasady stosowalności tych wskaźników. Celem niniejszej pracy jest opracowanie i ocena metody głosowania większościowego z wagami, w którym stosuje się dynamiczne wagi głosów. Taka metoda ma pozwolić systemowi wsparcia decyzji autonomicznie dobierać zestaw wskaźników, wykazujących się najwyższą efektywnością w badanym zakresie szeregu czasowego. Cel ten osiąga się przez uwzględnianie minionej efektywności tych wskaźników.

1. Głosowanie większościowe

Istniejące publikacje dotyczące głosowania pomijają kwestię ekstrakcji wiedzy z agentów głosujących. Tymczasem pozyskanie takiej wiedzy jest kluczowe do podejmowania decyzji na podstawie właściwych informacji w handlu.

Istniejące analizy procesu głosowania dotyczące polityki [19] koncentrują się na sile głosów, rozumianej jako możliwość wpływania na wynik głosowania przez grupę współpracujących ze sobą głosujących. Analiza procesu głosowania w systemach technicznych, agentowych, skupia się na ostatecznym wyborze takiej opcji, która będzie możliwie skutecznie uwzględniała różnorodność opcji prezentowanych przez agenty. Skutkuje to zazwyczaj stosowaniem zliczania według Bordy [20]. Głosowanie w systemach technicznych stosuje się także jako efektywny mechanizm maskujący awarie w systemach czasu rzeczywistego [21], ale wówczas celem głosowania jest zidentyfikowanie i wykluczenie niesprawnego podzespołu. Literatura opisuje przypadki stosowania głosowania w systemach automatyki, mającego na celu uzupełnienie częściowych informacji o obiekcie sterowania [22], co jednak nie stanowi zaawansowanej formy agregacji wiedzy, a zapewnia jedynie wypełnianie luk przy braku informacji. Opisywane zastosowania głosowania, jako mechanizmu agregacji informacji, są często uproszczone, gdyż skutkują zmniejszeniem ilości dostępnych informacji [23].

Protokoły głosowania większościowego znajdują wiele zastosowań, w tym wymienione powyżej, gdyż są stosunkowo proste do zrozumienia, łatwe do stosowania w systemach technicznych, i zapewniają znalezienie rozwiązania w przewidywalnym, krótkim czasie. Cechą wspólną protokołów głosowania większościowego jest to, że ostateczna decyzja jest taka sama, jak decyzja podjęta przez większość głosujących. Innymi słowy, protokoły te zakładają, że *większość ma rację*, t.j. że większość jednostek posiada poprawną informację. Jest to znaczące uproszczenie rzeczywistości.

Na potrzeby analizy przyjęto typowy opis, że system ma do podjęcia jedną decyzję. Wynikiem głosowania jest podjęcie lub odrzucenie takiej decyzji. Tym samym głosy wyrażone przez agenty mogą przyjmować tylko dwie wartości,

oznaczające *tak* lub *nie*. Można oznaczyć je odpowiednio jako 1 i 0. System złożony z A agentów podejmie (to jest nie odrzuci) decyzję, jeżeli suma U głosów poszczególnych głosujących agentów v_i przekroczy pewną wartość progową T :

$$U = \frac{1}{A} \cdot \sum_{i=0}^{A-1} v_i ; v_i \in \{0,1\} \quad (1)$$

Powyższy opis jest zbyt uproszczony dla bardziej złożonych przypadków, na przykład, jeżeli rozważyć system wspomagania decyzji handlowych, złożony z wielu agentów programowych, reprezentujących odmienne, pojedyncze wskaźniki. Oczywiście jest, że trafna decyzja handlowa – to jest taka, która okaże się korzystna w założonym horyzoncie czasowym – nie będzie w ogólnym przypadku sugerowana przez prostą większość wskaźników. Przeciwnie, w różnych zakresach rozpatrywanego szeregu czasowego, eksperci kierują się w swoich decyzjach handlowych odmiennymi wskaźnikami lub ich kombinacjami, przypisując im zmieniające się wagi. W pewnych przypadkach głosowanie jako unifikacja fragmentarycznej wiedzy, rozproszonej między agentami, może jednak okazać się korzystna.

Głosujące agenty mogą różnić się siłą swojego głosu; na przykład niektóre agenty mogą oddawać więcej niż jeden głos. Niech konieczne będzie, aby każdy agent oddawał wszystkie posiadane głosy na jedną decyzję. Takie odmiennie względne wagi w_i głosów oddanych przez poszczególne agenty uwzględnią protokół głosowania większościowego z wagami:

$$U = \frac{1}{\sum_{i=0}^{A-1} w_i} \cdot \sum_{i=0}^{A-1} w_i \cdot v_i > T \quad (2)$$

W przypadku protokołu głosowania większościowego z wagami, stosowanie wag wprowadza mechanizm różnicowania wartości wiedzy, reprezentowanej przez agenty. Gdyby było wiadomym z góry, że pewne agenty będą częściej w posiadaniu poprawnej wiedzy, należałoby przypisać głosom tych agentów wyższe wagi. Relatywnie niższe wagi powinny być wówczas przypisane do agentów, które są rzadziej w posiadaniu poprawnej wiedzy.

Przyjmując bez utraty ogólności, że poprawna decyzja to decyzja 1, oznaczając jako C moc zbioru agentów posiadających chwilowo poprawną wiedzę, zaś jako W moc zbioru agentów nie posiadających chwilowo poprawnej wiedzy, i przyjmując dalej że agenty aktualnie posiadające poprawną wiedzę mają średnią wagę w_c , zaś agenty aktualnie nie posiadające poprawnej wiedzy mają średnią wagę w_w , wówczas decyzja takiego systemu można opisać zależnością:

$$U = \frac{C \cdot \bar{w}_C}{C \cdot \bar{w}_C + W \cdot \bar{w}_W} > T \quad (3)$$

która stanowi inną postać (2). Jeżeli zauważyc, że

$$C + W = A \quad (4)$$

i oznaczyć przez r i q dwa współczynniki:

$$r = \frac{\bar{w}_C}{\bar{w}_W}; r \geq 0 \text{ i } q = \frac{C}{A}; q \in [0;1] \quad (5)$$

to zależność (3) można zapisać w prostszej postaci jako:

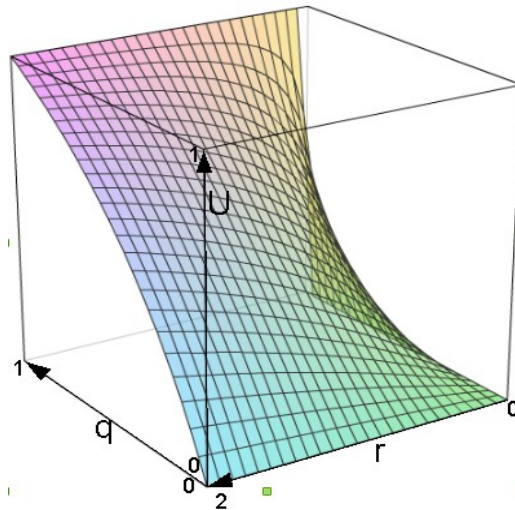
$$U = \frac{q \cdot r}{q \cdot r + (1 - q)} \quad (6)$$

Zależność (6) opisuje wpływ dwóch kluczowych czynników na wynikową decyzję całego systemu. Te dwa kluczowe czynniki to: względna liczba agentów posiadających aktualnie poprawną wiedzę (q), oraz waga tych agentów względem wagi agentów aktualnie nie posiadających poprawnej wiedzy (p). Jeżeli liczba agentów aktualnie posiadających poprawną wiedzę wynosi zero ($q = 0$) lub jeśli agentom tym przypisana jest średnio zerowa waga ($r = 0$), to taki system nigdy nie podejmie poprawnej decyzji. Gdy wszystkie agenty aktualnie posiadają poprawną wiedzę ($q = 1$), to system podejmie poprawną decyzję, o ile tylko agentom nie będzie przypisana średnia waga zero ($r = 0$).

Relacja opisana (6) zmienia charakter przy $r = 1$: jeżeli średnio wyższe wagi przypisane są agentom aktualnie posiadającym poprawną wiedzę, ($r > 1$) system produkuje większe wartości wyjściowe dla niższych q ; jeżeli średnio niższe wagi są przypisane agentom aktualnie posiadającym poprawną wiedzę, ($r < 1$), system produkuje większe wartości wyjściowe tylko przy wyższym q . Zależność jest szerzej przedstawiona na rys. 1, dla wartości r od 0 do 2. Możliwe są oczywiście większe wartości r , jak wynika z (5), lecz te większe wartości nie zmieniają zasadniczo charakterystyki systemu; system wówczas osiąga większe wartości wyjściowe przy jeszcze mniejszych wartościach q .

Powyższe zachowanie systemu jest zgodne z intuicją; głównym problemem pozostaje określenie z góry, którym agentom należy przypisać większą wagę. W trywialnym przypadku wskazanie takich agentów prowadziłoby do korzystania tylko z ich wiedzy, jednak takie trywialne przypadki są rzadkie, i nie uzasadniają w ogóle stosowania głosowania.

Powyższa analiza systemu głosowania większościowego z wagami wskazuje, że gdyby istniała metoda automatycznego dobierania wag w zależności od aktualnie posiadanej przez danego agenta wiedzy, to opisany system agentowy byłby zdolny do samoorganizacji i do autonomicznej adaptacji do chwilowego rozkładu poprawnej wiedzy pomiędzy członkami.



Rys. 1. Wykres wartości decyzji U systemu w zależności od względnej liczby agentów aktualnie posiadających poprawną wiedzę q , i od względnej wartości średnich wag tych agentów r

Aby uzyskać taką dodatkową informację, potrzebną do modyfikacji wag agentów, można zastosować głosowanie w formie gry powtarzalnej. W tym celu system trzeba rozbudować. System powinien nie tylko agregować indywidualne ważone decyzje agentów, ale dodatkowo po każdym głosowaniu i po ujawnieniu poprawnej decyzji, powinien oceniać poprawność decyzji każdego z agentów.

Na podstawie powyższej oceny modyfikowana jest następnie waga agenta, aby odzwierciedlić w kolejnych głosowaniach jego minioną efektywność. Agenci, które podjęły poprawną decyzję, zostają nagrodzone poprzez zwiększenie wagi. Agenci, które nie podjęły poprawnej decyzji, zostają ukarane poprzez zmniejszenie ich wagi. Tym samym w miarę kolejnych głosowań efektywniejsze agenci uzyskują rosnący wpływ na decyzję całego systemu, co skutkuje wzrostem czynnika r , korzystnym z punktu widzenia przedstawionej analizy.

2. Modyfikacja wag

Przyjęto następujący algorytm modyfikacji wag, bazujący na historii efektywności agentów: Wagi są modyfikowane bezpośrednio po każdym głosowaniu. Żeby określić wielkość zmiany wagi, dla każdego agenta przechowywana jest Q -elementowa kolejka typu FIFO opisująca jego historyczną efektywność. Kolejka jest początkowo wypełniona zerami. W przypadku, gdy agent podejmie właściwą decyzję, do kolejki zapisywana jest wartość 1, zaś gdy agent podejmie niewłaściwą decyzję - zapisywana jest wartość 0. Średnia wartość p elementów kolejki reprezentuje minioną efektywność agenta w ostatnich Q głosowaniach. Wagi są aktualizowane

równocześnie dla wszystkich agentów, natychmiast po ujawnieniu poprawnej decyzji, na podstawie efektywności p , według zależności:

$$w_i = p \cdot L \quad ; \quad L > 0 \quad ; \quad L = const \quad (7)$$

Właściwość wynikająca z (6) pozostaje przy tym prawdziwa, to jest w miarę wzrostu r , coraz mniejsza liczba C agentów aktualnie posiadających poprawną wiedzę będzie wystarczająca, aby system wyprodukował poprawną decyzję. Jest to korzystna cecha, która zapewnia, że system będzie pozostawał w pobliżu znalezionej odpowiedzi, gdyż nie można zakładać że duży podzbiór agentów będzie stabilnie podejmował poprawne decyzje przez dłuższy czas.

Pojawia się pytanie dotyczące dynamiki opisanego protokołu modyfikacji wag, gdy podzbiór agentów dotąd posiadających poprawną wiedzę, przestanie udzielać poprawnych decyzji, lub gdy podzbiór agentów dotąd nie posiadających poprawnej wiedzy zacznie udzielać poprawnych odpowiedzi.

Należy zauważyć, że wartość wagi nie może przekroczyć $Q \cdot L$. Minimalna liczba głosowań pozwalająca osiągnąć to maksimum poczynając od wagi zero to zatem Q . Taka sama minimalna liczba głosowań jest konieczna aby poczynając z maksymalnej wartości wagi agent osiągnął wagę zero. Liczba głosowań musiałaby być większa, jeżeli agent nie będzie stale udzielał tylko poprawnych czy tylko niepoprawnych odpowiedzi. Duże wartości Q oznaczają, że dłuższa historia efektywności agentów będzie podstawą wyznaczania wag. Duże wartości Q będą powodowały zatem, że system nie będzie się szybko rekonfigurował, co może być pożądaną cechą, zabezpieczającą przez rekonfiguracją w obliczu krótkotrwałych zakłóceń. Optymalna wartość Q jest bardzo różna, w zależności od pożądanej dynamiki.

Zakładając, że minioną efektywność agenta nie była stabilna, to jest że kolejka przechowuje zbliżoną liczbę poprawnych i niepoprawnych decyzji, to waga takiego agenta pozostanie w pobliżu $Q/2 \cdot L$, czyli w pobliżu połowy wagi maksymalnej, co może wydawać się dużą wartością. Może to być nieoptymalne we wszystkich przypadkach, gdyż wpływa takich niestabilnych agentów powinien być niekiedy minimalizowany, Jednak z drugiej strony takie agenty powinny odróżniać się wagami od agentów, które przeważnie podejmują niepoprawne decyzje, i tym samym posiadają wagi zbliżone do 0.

Decyzja całego systemu pozostaje zawsze poprawna, o ile te same agenty udzielają poprawnych odpowiedzi w co najmniej Q ostatnich głosowaniach. Wynika to z faktu, że po Q głosowaniach wagi wszystkich pozostałych agentów osiągają wartość zero, a tym samym agenty nie udzielające poprawnych odpowiedzi tracą wpływ na wyjście systemu. Precyzyjniej, jeśli $C > Q$ i jeśli w każdym głosowaniu dokładnie jeden dotąd poprawny agent podejmowałby niepoprawną decyzję, zaś dokładnie jeden dotąd niepoprawny agent, posiadający wagę zero, podejmowałby decyzję poprawną, to w stanie ustalonym podzbiór agentów udzielających poprawnych odpowiedzi osiągnąłby średnią wartość wag równą:

$$\bar{w}_C = \frac{L}{C} \cdot (1 + 2 + 3 + \dots + Q + Q + Q + \dots + Q) \quad (8)$$

co można inaczej zapisać:

$$\bar{w}_C = \frac{L}{C} \cdot (1 + 2 + 3 + \dots + Q \cdot (C - Q)) \quad (9)$$

podczas gdy wagi podzbioru agentów nie udzielających poprawnych odpowiedzi agentów uzyskająby średnią wagę:

$$\bar{w}_W = \frac{L}{W} \cdot (1 + 2 + 3 + \dots + Q) \quad (10)$$

Powyższa średnia waga w_w osiągnie swoje maksimum przy $W = Q$, ale będzie niższa przy większych W . Stosując do (9) i (10) wzory na sumę szeregu arytmetycznego:

$$\bar{w}_C = \frac{L}{C} \cdot \frac{1+Q}{2} \cdot Q + Q \cdot (C - Q - 1) \quad (11)$$

$$\bar{w}_W = \frac{L}{W} \cdot \frac{1+Q}{2} \cdot Q \quad (12)$$

zależność (3) można zapisać jako:

$$U = \frac{\frac{1}{2} + \frac{C-Q-1}{L \cdot (Q+1)}}{1 + \frac{C-Q-1}{L \cdot (Q+1)}} > T \quad (13)$$

Nierówność (13) jest spełniona dla dowolnej wartości L , przy stosowaniu progu $T > 50\%$, o ile tylko $Q < C - 1$. Tym samym system jest w stanie wyprodukować poprawną odpowiedź w wyniku samoorganizacji.

3. Weryfikacja

Weryfikacje przeprowadzono w systemie agentowym w formie programu w języku C. W takim systemie każdy agent może reprezentować indywidualnie sparametryzowany wskaźnik lub metodę predykcji. W zależności od wskaźnika czy metody, typową odpowiedzią jest jedna z:

- kupuj, jeśli cena w rozpatrywanym momencie jest niższa niż w horyzoncie predykcji,
- sprzedaj, jeśli cena w rozpatrywanym momencie jest wyższa niż w horyzoncie predykcji,
- trzymaj, jeśli cena w rozpatrywanym momencie jest taka sama jak cena w horyzoncie predykcji.

W każdym momencie, każdy z agentów generuje dokładnie jeden sygnał dla wspólnego horyzontu predykcji. Ten sygnał może stanowić poprawną lub

niepoprawną decyzję w zestawieniu z właściwą odpowiedzią kup, sprzedaj czy trzymaj w danym momencie i dla danego horyzontu predykcji. Stąd agenty zostały uproszczone w ten sposób, że podają decyzję o tylko dwóch możliwych wartościach, poprawną lub niepoprawną, a nie trzech wartościach wymienionych powyżej.

Celem weryfikacji jest wykazać, że istnienie stabilnego chwilowo podzbioru agentów udzielających poprawnych odpowiedzi skutkuje odpowiednią zmianą rozkładu średnich wag w_w i w_c wyznaczonych odpowiednio dla podzbioru niepoprawnych i poprawnych agentów, dla dowolnej chwili czasu. Poprzez umożliwienie podjęcia agentom jednej z dwóch wymienionych decyzji, można łatwo i przewidywalnie kontrolować chwilową stabilność podzbioru agentów udzielających poprawnych odpowiedzi.

Agenty cechują się pewną losowością zachowania, zależną od współczynnika poprawności f_i , oznaczającego prawdopodobieństwo podjęcia poprawnej decyzji. Podzbiór agentów o mocy C zawiera agenty o wyższej efektywności, to jest takie, których współczynnik poprawności f_i jest wyższy niż pozostałych agentów.

Wyniki weryfikacji przedstawione są w tabeli 1. Do weryfikacji przyjęto następujące wartości: $A=1000$, $Q=10$, $L=0.1$, $T=0.5$.

Tabela 1

Wyniki weryfikacji

<i>l.p.</i>	C	Startowa wartość w_c	Startowa wartość w_w	f_c	f_w	Liczba kroków do osiągnięcia stabilności
1	10	0	0	1	0	10
2	10	1	1	0.6	0	11
3	100	0	0	0.6	0.4	111
4	100	1	1	0.8	0.2	13
5	100	0	1	0.8	0.2	25
6	400	1	0	0.5	0.5	1
7	400	0	1	0.5	0.5	nigdy

Podczas weryfikacji obserwowano liczbę głosowań konieczną do osiągnięcia stabilności, w zależności od początkowego stanu systemu, który opisany był początkowymi średnimi wartościami wag w podzbiórach agentów poprawnych i niepoprawnych, oraz w zależności od rozkładu średniego współczynnika poprawności, który pozostawał stały przez czas jednej symulacji. Liczba głosowań, po których system stabilnie udzielał poprawnej odpowiedzi, jest odnotowana w tab.1.

Zauważono, że moc podzbioru agentów udzielających poprawnych odpowiedzi miała relatywnie niski wpływ na liczbę głosowań potrzebnych do osiągnięcia stabilności. Nawet mały podzbiór takich agentów, o ile tylko

podjmowały przeważnie poprawne decyzje przez rozważany czas, był w stanie wpłynąć na odpowiedź całego systemu, gdy tylko wpływ pozostałych agentów zmniejszył się dostatecznie w miarę upływającego czasu.

Z drugiej strony, współczynnik poprawności f_i okazał się znacznie istotniejszy do osiągnięcia stabilnej poprawnej odpowiedzi systemu. Zgodnie z opisaną teorią, gdy różnica średniego współczynnika poprawności między agentami nie jest wielka, agenty z obu podzbiorów mają zbliżone prawdopodobieństwo zwiększenia lub zmniejszenia swojej wagi w wyniku oceny głosowania – stąd czas stabilizacji znacząco się wydłuża.

Gdy nie ma różnicy w poprawności decyzji podejmowanych przez agenty, system nie dochodzi do poprawnej decyzji, co jest również zgodne z przedstawioną teorią.

4. Wnioski

Udowodniono, że zaprezentowane podejście skutkuje samoorganizacją agentów, która może być wykorzystana do wspomagania decyzji handlowych. System jest w stanie zidentyfikować i nagrodzić agenty o lepszej efektywności w minionych głosowaniach, oraz karać pozostałe agenty. Tym samym jest w stanie w sposób autonomiczny wyróżnić wskaźniki czy inne metody predykcji, które okazały się najwartościowsze w rozpatrywanym przedziale czasu. Może zatem wspomagać krótkoterminowe predykcje na rynku energii elektrycznej, które bazują w dużej mierze na wskaźnikach analizy technicznej, w przeciwieństwie do długoterminowych predykcji wspierających się w większym stopniu na analizie fundamentalnej.

Typowo stosowaną strategią gry na rynku energii elektrycznej jest stopniowe pokrywanie grafiku zapotrzebowania kontraktami, w miarę jak skraca się horyzont planowania. Powoduje to potrzebę wielokrotnego ponownego podejmowania decyzji handlowych. W niniejszej pracy nie rozważa się kwestii kosztów transakcji wprost. Jednak, jeżeli stosowane wskaźniki, być może tylko część z nich, uwzględniałyby minimalizację liczby transakcji w celu zmniejszenia kosztów handlu, system nagradzałby również takie zachowanie, o ile poprawna ocena ujawniana systemowi będzie uwzględniała taką ocenę.

Przedstawiony system wymaga informacji o historycznej efektywności wskaźników i metod; stąd po starcie jest w stanie podejmować decyzje po pewnej liczbie kroków, stosownej do długości kolejki Q . Dodatkowo, tylko Q ostatnich wyników agentów jest rozważane przy wyznaczaniu ich wag na podstawie efektywności.

Założony obecnie okres oceny efektywności bezpośrednio poprzedza moment podejmowania decyzji. Rozważenie okresów oceny bardziej oddalonych w czasie od momentu podejmowania decyzji pozwoliłoby odzwierciedlić cykliczne zmiany w efektywności wskaźników.

Przysze prace mogą skupić się na dynamice zmiany wag agentów, które w ocenie efektywności wykazywały brak stabilności. Takie agenty powinny prawdopodobnie podlegać szybszej rekonfiguracji, niż agenty stabilne. Zastosowanie dynamicznych współczynników zmiany wagi mogłoby zapewnić taką cechę, oraz być może inne ciekawe właściwości. Dodatkowo, w dalszych pracach warto rozważyć:

- czy długość kolejki Q powinna być stała w czasie, oraz jednakowa dla wszystkich agentów,
- inne dystrybucje wag w zależności od historycznej efektywności.

Dodatkowo można rozważyć wprowadzenie pomiaru ryzyka w celu oceny stabilności systemu. Stan stabilny mógłby wówczas oznaczać dłuższy czas, przez który system udziela poprawnej odpowiedzi. Stan niestabilny nie musiałby oznaczać udzielania niepoprawnych odpowiedzi, a jedynie że stan wewnętrzny systemu sugeruje mniejsze zaufanie do jego decyzji.

Wówczas stabilność w dłuższym terminie można by poprawiać, zmniejszając dynamikę zmian wag, lub nawet wprowadzając stałe wagi dla pewnych agentów, w pewnych okresach czasu.

Literatura

- [1] Francisco J. Nogales, Javier Contreras, Antonio J. Conejo, Rosario Espinola, *Forecasting Next-Day Electricity Prices by Time Series Models*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol.17, No.2, 2002.
- [2] Tomasz Popławski, *Zastosowanie wybranych technik prognostycznych do krótkoterminowych prognoz cen energii elektrycznej na Towarowej Gieldzie Energii*, Polityka Energetyczna, Tom 9, Zeszyt specjalny, PL ISSN 1429-6675, 2006.
- [3] Antonio J. Conejo, Miguel A. Plazas, Rosa Espinola, and Ana B. Molina, *Day-Ahead Electricity Price Forecasting Using the Wavelet Transform and ARIMA Models*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol.20, No.2, p.1035–1041, 2005.
- [4] Kurach, M, *Metody i modele do predykcji wolumenu i ceny energii elektrycznej na towarowej giełdzie energii, Nowe trendy w naukach inżynierskich*. Ed. Marcin Kuczera. T.1. Creative Science – monography, ISBN 978-83-63058-06-7, 2011.
- [5] Rafał Weron, Adam Misiorek, *Forecasting Spot Electricity Prices With Time Series Models*, Proc of the International Conference "The European Electricity Market EEM-05" May 10-12, pp. 133-141, 2005.
- [6] Karakatsani, N., Bunn, D., *Modelling stochastic volatility in high-frequency spot electricity prices*, London Business School Working Paper, 2004.

-
- [7] B. R. Szkuta, L. A. Sanabria, and T. S. Dillon, *Electricity price short-term forecasting using artificial neural networks*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol.14, Issue 3, p. 851–857, 1999.
- [8] Lei Wu, Mohammad Shahidehpour, *A Hybrid Model for Day-Ahead Price Forecasting*, IEEE Trans. on Power Systems, VOL. 25, NO. 3, p.1519–530, 2010.
- [9] P. Mandal, T. Senjyu, N. Urasaki, T. Fundabashi, A. K. Srivastava, *A novel approach to forecast electricity price for PJM using neural network and similar days method*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol.22, No.4, p.2058–2065, 2007.
- [10] Borowski, K., Nowakowski J. *Wykorzystanie ciągów liczbowych w analizie technicznej*, Studia i Prace Kolegium Zarządzania i Finansów SGH, Z. 20, Warszawa 2001.
- [11] Ehlers J., *Adaptive Trend and Oscillators*, *Technical Analysis of Stock & Commodities*, Vol. 18, No. 5, 2000.
- [12] Ehlers J., *MESA Adaptive Moving Avg*, *Technical Analysis of Stock & Commodities*, Vol. 19, No. 19, 2001.
- [13] Reyna G., *Volume Weighted Average Price*, *Technical Analysis of Stock & Commodities*, Vo. 19, No. 19, 2001.
- [14] Wang, A.J., Ramsay, B., *A neural network based estimator for electricity spot-pricing with particular reference to weekend and public holidays*, *Neurocomputing* 23, p.47–57, 1998.
- [15] Lamartine Almeida Teixeirs, Adriano Lorena Inacio de Oliveira, *A method for automatic stock trading combining technical analysis and nearest neighbor classification*, *Expert Systems with Applications* No.39, pp.6886-6890, 2010.
- [16] Camillo Lento, Nikola Gradojevic, *The Profitability Of Technical Trading Rules: A Combined Signal Approach*, *Journal of Applied Business Research*, Vol.23, No.1, 2007.
- [17] *Combining Complementing Technical Analysis Indicators- ADX and RSI with MACD*, February 2nd, 2012, available online, URL:<http://countingpips.com/2012/02/combining-complementing-technical-analysis-indicators-adx-and-rsi-with-macd/> (DOA:15.03.2013).
- [18] Michał Kolcun, Beata Rusek, *Dekompozycja cen na towarowej giełdzie energii i jej wpływ na dokładności predykcji*, *Rynek Energii*, No.2, 2012.
- [19] Turnovec F., *Fair Voting Rules in Committees, Strict Proportional Power and Optimal Quota*. *Homo Oeconomicus*, vol. 27, no. 4, pp. 463-480, 2011
- [20] Vidal, Jose M. *Fundamentals of multiagent systems with Netlogo examples*, WWW page, URL:<http://multiagent.com/>, (DOA: 15.03.2014)
- [21] Manasi Das, Samar Bhattacharya, *A Modified History Based Weighted Average Voting with Soft-dynamic Threshold*, *Proc. of International Conference on Advances in Computer Engineering*, 2010

- [22] Dariusz Choinski, Mieczyslaw Metzger, Witold Nocon, *Voting in Multi-Agent System for Improvement of Partial Observations*, Lecture Notes in Computer Science Volume 6682, pp.353-362, 2011
- [23] Ariel D. Procaccia, *How is Voting Theory Really Usefull in Multiagent Systems?*, available online, URL:
<http://www.cs.cmu.edu/~arielpro/papers/vote4mas.pdf> (DOA: 15.03.2013).
- [24] <http://www.cs.cmu.edu/~arielpro/papers/vote4mas.pdf> (DOA: 15.03.2013)

Józef Paska

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

METODYKA I NARZĘDZIA ANALIZ NIEZAWODNOŚCI DLA POTRZEB PLANOWANIA ROZWOJU I EKSPLOATACJI SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

1. Wprowadzenie

Według NERC (North American Electric Reliability Corporation), CIGRE i ENTSO-E (d. UCTE) niezawodność systemu elektroenergetycznego (SEE) to pojęcie ogólne, obejmujące wszystkie miary zdolności systemu, zwykle wyrażone jako wskaźniki liczbowe, do dostarczania do wszystkich punktów zapotrzebowania energii elektrycznej o parametrach w granicach przyjętych standardów oraz w żądanych ilościach [2, 6, 8–11, 14].

Niezawodność była, jest i będzie jednym z najważniejszych kryteriów, które powinny być rozpatrywane, zarówno podczas planowania rozwoju, jak i eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Tymczasem w Polsce kwestia ta zdaje się być niedoceniana przez naukowców i praktyków działających w obszarze elektroenergetyki. Dla przykładu: renomowani autorzy publikacji [3] wśród analiz systemowych w średniookresowym planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego nie wymieniają analiz niezawodności; wymaganie publikacji przez operatorów sieciowych wskaźników ciągłości zasilania odbiorców pojawiło się dopiero w „rozporządzeniu systemowym” z 2007 roku; Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, mimo ustawowego obowiązku monitorowania niezawodności dostawy, jakości dostarczanej energii i jakości obsługi odbiorców, spowodował publikację raportu nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców dopiero w 2009 roku; operatorzy systemu (przesyłowego i dystrybucyjnych) nie wykonują sami ani też nie zlecają analiz niezawodności systemu elektroenergetycznego.

W zależności od zakresu, analiza niezawodności systemu elektroenergetycznego wymaga odwzorowania kompletnego, operacyjnego zachowania się systemu, do pewnego stopnia uwzględniając działania, ręczne lub automatyczne, podjęte w odpowiedzi na awarie urządzeń. Dlatego też jest ona zadaniem o wiele bardziej wyrafinowanym niż konwencjonalna analiza rozptyłu mocy dla kryterium „ $n - 1$ ”.

Podstawowym problemem niezawodności systemu elektroenergetycznego jest to, że utrzymanie określonego poziomu niezawodności (jakości) zasilania wymaga nakładów ze strony operatora systemu (i/lub właściciela infrastruktury),

podczas gdy niedostateczna jakość generuje koszty głównie po stronie odbiorców. W przeszłości wykonano wiele prac, aby te koszty ocenić ilościowo z odpowiednią dokładnością.

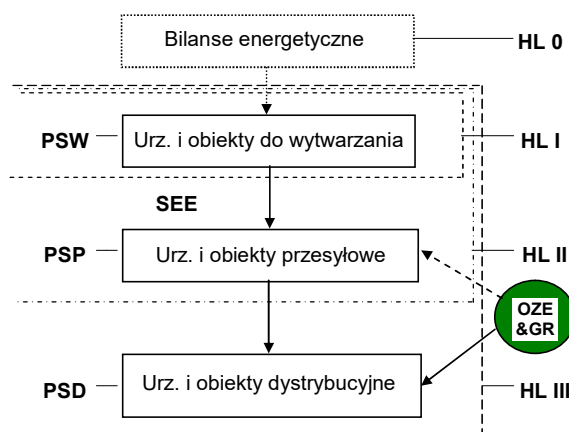
2. Metodyka analiz niezawodności SEE

Analiza i ocena niezawodności SEE może odnosić się do przeszłości (jest dokonywana ex post) lub do przyszłości (niezawodność prognozowana). W obu sytuacjach wyznacza się wartości odpowiednich miar niezawodności – wskaźników niezawodności.

Sz szczególnie istotna jest analiza - prognozowanie niezawodności systemów elektroenergetycznych, która winna mieć należne i trwałe miejsce w analizach wykonywanych dla określenia warunków bezpiecznej pracy systemu w fazie programowania układów i parametrów pracy SEE.

Zwykle analizuje się niezależnie niezawodność podsystemów, składających się na SEE: wytwórczego, przesyłowego, dystrybucyjnego; a zatem niezawodność realizacji pojedynczej funkcji: wytwarzania, przesyłu, zasilania konkretnych odbiorców [1, 6, 8-11]. Można również w systemie wyróżnić trzy poziomy hierarchiczne (rys. 1):

- poziom pierwszy (HL I) obejmujący urządzenia i obiekty wytwarzające energię elektryczną;
- poziom drugi (HL II) obejmujący łącznie obiekty i urządzenia do wytwarzania i przesyłania energii;
- poziom trzeci (HL III) obejmujący cały system, łącznie z dystrybucją.



Rys. 1. Dekompozycja i poziomy hierarchiczne systemu elektroenergetycznego: SEE – system elektroenergetyczny, PSW – system (podsystem) wytwórczy, PSP – system przesyłowy, PSD – system dystrybucyjny, OZE&GR – odnawialne źródła energii i generacja rozproszona

Struktura ta ciągle dobrze oddaje istotę funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jednak obecnie należy mieć także na uwadze dodatkowe aspekty:

- Występuje często podział wytwarzania i dystrybucji pomiędzy pewną liczbę niezależnych przedsiębiorstw.
- Coraz większy jest udział wytwarzania w źródłach, wykorzystujących odnawialne zasoby energii (OZE) lub realizujących wytwarzanie skojarzone (źródła skojarzone), których rozwój jest wspierany dyrektywami UE i krajowymi regulacjami prawnymi. Ich praca często podlega ograniczeniom zewnętrznym (dostępność energii pierwotnej, wytwarzanie energii elektrycznej determinowane zapotrzebowaniem na ciepło, wymagany regulacjami prawnymi udział w sprzedaży energii odbiorcom finalnym przez przedsiębiorstwa obrotu itp.).
- Zwiększa się wykorzystanie źródeł wytwarzania o małej skali zlokalizowanych w systemach rozdzielczych (lub w instalacjach odbiorców), tworzących generację rozproszoną (GR).

Te dodatkowe aspekty, oraz deregulacja i konkurencja, powodują że następuje decentralizacja kompetencji i odpowiedzialności za niezawodność. Zadanie zapewnienia niezawodności dostawy energii elektrycznej odbiorcom staje się zadaniem zdekomponowanym na wiele niezależnych podmiotów – przedsiębiorstw energetycznych. Tym bardziej istotna staje się rola operatorów systemu elektroenergetycznego – operatorów systemów rozdzielczych (dystrybucyjnych) i przede wszystkim operatora systemu przesyłowego.

Można także uwzględnić jeszcze jeden poziom analiz HL 0, który odnosi się do całego rozpatrywanego obszaru i odzwierciedla dostępność zasobów i źródeł energii (w tym przypadku – przetwarzanych na energię elektryczną) w relacji do zapotrzebowania. Analizy wykonywane na tym poziomie pozwalają na ocenę, z reguły dla dłuższego horyzontu czasowego, możliwości zrównoważenia bilansu energetycznego. Uwzględnia się tutaj lokalne zasoby energetyczne i ograniczenia ich pozyskiwania (np. zasoby hydroenergetyczne i warunki hydrologiczne) oraz możliwości i uwarunkowania importu. Efektem analiz na tym poziomie jest ocena bezpieczeństwa energetycznego kraju lub obszaru.

Niezawodność systemu elektroenergetycznego, obejmującego urządzenia wytwórcze i przesyłowe, powinna uwzględniać dwa podstawowe aspekty funkcjonalne systemu i jego niezawodności: wystarczalność (adequacy) i niezawodność operacyjną¹ (operational reliability), przy czym przez wystarczalność rozumie się zdolność systemu do pokrywania zagregowanego zapotrzebowania na moc i energię wszystkich odbiorców przez cały rozpatrywany okres, przy uwzględnieniu planowych i nieplanowych odstawień elementów systemu; a przez niezawodność operacyjną - zdolność systemu do funkcjonowania (w tym zachowania integralności) i realizacji swych funkcji pomimo występowania

¹ Niekiedy określaną też mianem bezpieczeństwo (security).

nagłych zakłóceń, jak np. zwarcia lub nagłe, awaryjne odstawienia elementów systemu. Wystarczalność określa zatem zdolność systemu do pokrycia zapotrzebowania w stanach ustalonych, niezawodność operacyjna zaś – do przetrwania stanów przejściowych.

W praktyce, pojęcie niezawodności systemu elektroenergetycznego obejmuje, zarówno zagadnienia wystarczalności, jak i niezawodności operacyjnej. Pierwsze dotyczy długoterminowego podejścia do problemu niezawodności i należy głównie do sfery zainteresowań działów planowania operatorów systemu. Drugie dotyczy okresów krótkoterminowych leżących w sferze zainteresowań działów kierowania bieżącym funkcjonowaniem systemu.

Pierwszy poziom hierarchiczny systemu (HL I) jest tożsamy z pierwszą strefą funkcjonalną systemu elektroenergetycznego, z systemem wytwórczym. Na tym poziomie rozpatruje się niezawodność tzw. uproszczonego systemu elektroenergetycznego, którego sieć w warunkach normalnych i remontowych nie wprowadza ograniczenia dla wykorzystania mocy dyspozycyjnej węzłów wytwórczych do zasilania węzłów odbiorczych. Niezawodność takiego systemu jest to więc niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w SEE, rozumiana jako gotowość elektrowni do pokrywania obciążeń (adequacy). Niekiedy w analizach na tym poziomie hierarchicznym uwzględnia się możliwość wymiany międzysystemowej.

Niezawodność wytwarzania energii elektrycznej może być rozpatrywana jako zagadnienie przewyższania przez proces stochastyczny zapotrzebowania na moc $Z(t)$ procesu stochastycznego zdolności wytwórczej systemu $P(t)$. Model niezawodności wytwarzania (podsystemu wytwórczego) stanowi zatem proces stochastyczny deficytu mocy $D(t)$ a jego parametry są podstawowymi wskaźnikami niezawodności wytwarzania [6].

Dodatkowe czynniki uwzględniane w praktycznych analizach niezawodności wytwarzania energii elektrycznej to: nieokreśloność prognoz obciążenia i parametrów niezawodnościowych jednostek wytwórczych, planowa profilaktyka, jednostki wytwórcze wykorzystujące odnawialne zasoby energii, wprowadzanie programów oddziaływania na sferę popytu na energię elektryczną (DSM/DSR) i ich efekty.

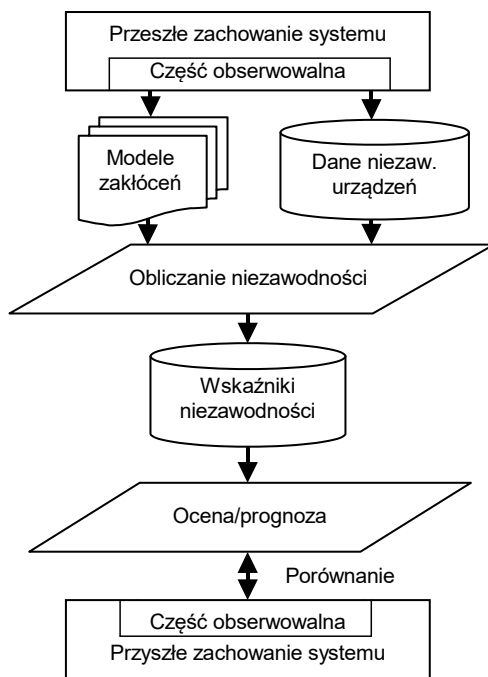
Przy ocenie niezawodności SEE na poziomie hierarchicznym HL II model: zdolność wytwórcza - obciążenie należy rozbudować o sieć przesyłową, czyli o zdolność przesłania wytworzonej mocy i energii. Obliczane są wskaźniki niezawodności dwojakiego typu: wskaźniki dla konkretnego węzła obciążenia oraz wskaźniki „systemowe” - dla całego systemu (na tym poziomie hierarchicznym). Nie są one konkurencyjne, lecz komplementarne. Wskaźniki „systemowe” dają ocenę całościową, zaś wskaźniki dla konkretnego węzła obciążenia stanowią miarę niezawodności systemu z punktu widzenia tego węzła, a także dostarczają informacji wyjściowej dla analizy na następnym poziomie hierarchicznym.

Analiza niezawodności SEE na trzecim poziomie hierarchicznym (HL III) stanowi najbardziej złożony problem, wymaga bowiem uwzględnienia wszyst-

kich trzech stref funkcjonalnych systemu. Dlatego strefa funkcjonalna dystrybucji jest zazwyczaj rozpatrywana oddzielnie, a wskaźniki poziomu HL III można wyznaczyć wykorzystując wskaźniki obliczone na poziomie HL II jako dane wejściowe. Rezultatem ostatecznym są wskaźniki dla węzłów odbiorczych.

Ogólny zarys metodyki analizy niezawodności SEE przedstawiono na rys. 2. Używając odpowiednich statystyk awaryjności wyodrębnia się zestaw modeli awarii oraz odpowiadających im danych wejściowych. W części obliczeniowej, zależnie od użytej metody, wyznacza się wskaźniki niezawodności systemu.

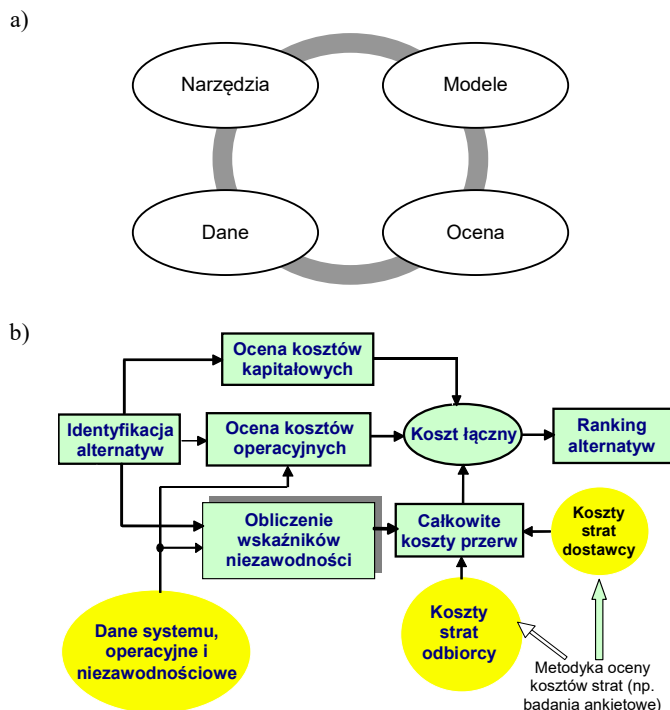
W większości przypadków są to wskaźniki dotyczące przerw i/lub ograniczeń w dostawie energii. Jakikolwiek inny deficyt w realizacji świadczonych usług, np. brak dostatecznej zdolności przesyłowych może być również wyrażony przez wskaźniki. Teoretycznie, wartości wskaźników mogą być sprawdzane w relacji z aktualnym zachowaniem systemu, jeśli jest realizowany rozważany wariant rozwoju i czas obserwacji jest dostatecznie długi.



Rys. 2. Etapy analizy niezawodności systemu elektroenergetycznego

W zależności od zakresu badań, analiza niezawodności systemu elektroenergetycznego wymaga odwzorowania kompletnego, operacyjnego zachowania się systemu, z uwzględnieniem (do pewnego stopnia) działań, ręcznych lub automatycznych, podejmowanych w odpowiedzi na awarie urządzeń. Dlatego też analiza niezawodności SEE jest zadaniem o wiele bardziej wyrafinowanym niż

konwencjonalna analiza rozptyłu mocy dla kryterium „ $n - 1$ ”. Potrzebne są odpowiednie metody i modele reprezentujące elementy i system. Potrzeba również narzędzi obliczeniowych i danych do wykonania obliczeń, wykorzystujących wspomniane metody, modele i wskaźniki, a także wskaźników i metod pozwalających na wykorzystanie wyników analiz w praktyce (rys. 3).



Rys. 3. Elementy analiz niezawodności SEE (a) i wykorzystanie wyników analiz (b)

Wśród metod analizy i oceny niezawodności (prognozowanej) systemu dominują dwa główne podejścia, analityczne i symulacyjne. Są one również często używane przy ocenie wystarczalności systemów elektroenergetycznych.

Metody analityczne polegają na obliczaniu wskaźników niezawodności z odpowiedniego modelu matematycznego. Zbiór określanych wskaźników jest więc pochodną przyjętego modelu i zbioru danych wejściowych. Zasadniczy problem stanowią przyjmowane założenia upraszczające, których efekt jest często nieznan.

Metody symulacyjne, znane również jako metody Monte Carlo, polegają na ocenie wskaźników niezawodności dzięki symulacji losowego zachowania się systemu. Można wyróżnić dwie grupy metod symulacyjnych: niesekwencyjne i sekwencyjne (szeregowy). W metodach niesekwencyjnych każdy odcinek czasu jest rozpatrywany niezależnie; nie można więc modelować korelacji czaso-

wych, czy następstwa zdarzeń. W metodach sekwencyjnych czas i jego podokresy są traktowane chronologicznie. Jest to okupione dłuższym czasem obliczeń.

Główna różnica pomiędzy podejściami leży w procesie wyboru analizowanych stanów systemu elektroenergetycznego i sposobie obliczania prawdopodobieństw i innych wskaźników niezawodności (wystarczalności).

W obu podejściach, w analizach na poziomach HL II i HL III systemu elektroenergetycznego ocenia się niezawodność (wystarczalność) systemu wykorzystując rozptył mocy do identyfikacji stanów deficytowych i oceny efektów działań zaradczych (restytucyjnych). Pozwala to określić głębokość stanów deficytowych systemu. Na poziomie HL I nie uwzględnia się zakłóceń w sieci elektroenergetycznej, a zatem identyfikacja stanów deficytowych systemu odbywa się bezpośrednio – bez liczenia rozptyłu mocy.

3. Narzędzia komputerowe do analiz niezawodności SEE

Programy komputerowe, za pomocą których można dokonać analiz i oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego, wraz z ich potencjalnym zakresem zastosowania, zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Zestawienie podstawowych cech programów do obliczeń niezawodności SEE

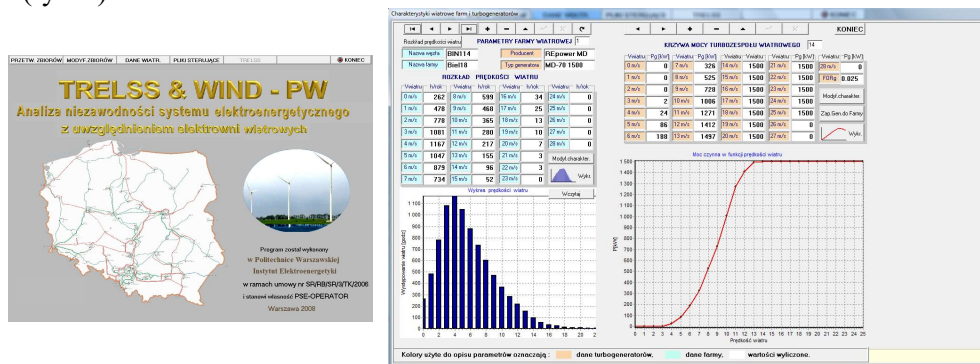
Nazwa programu	Twórca programu	Metoda	Zastosowanie
CREAM	EPRI, USA	symulacyjna	systemy przesyłowe
TRELSS	EPRI, USA	analityczna	duże systemy przesyłowe
PROCOSE	Ontario Hydro, Kanada	symulacyjna	systemy przesyłowe
COMPASS	University of Manchester, Wielka Brytania	analityczna	systemy przesyłowe
DISREL	General Reliability, USA	analityczna	sieci rozdzielcze
SUBREL	General Reliability, USA	analityczna	stacje elektroenergetyczne
TRANSREL	General Reliability, USA	analityczna	sieci przesyłowe
ZuBer	Uniwersytet w Darmstadt, Niemcy	analityczna	systemy wytwórcze i przesyłowe
PSS™TPLAN	Siemens PTI, USA	analityczna	duże sieci przesyłowe i rozdzielcze
NEPLAN Reliability	BCP, Szwajcaria	analityczna	duże sieci przesyłowe i rozdzielcze
NIEZ	Politechnika Śląska, Polska	analityczna	sieci przesyłowe i rozdzielcze
Power Factory	DIGSILENT GmbH, Niemcy	analityczna, symulacyjna	duże sieci przesyłowe i rozdzielcze
ONW	Politechnika Warszawska, Polska	analityczna, symulacyjna	systemy wytwórcze
WindEx AWAR	Elkomtech S.A., Polska	analiza danych	sieci dystrybucyjne

Można je podzielić na trzy grupy:

- I. Systemy informatyczne do kompleksowej obsługi firm elektroenergetycznych w zakresie analiz systemowych, w których występuje moduł do obliczeń niezawodności. Do tej grupy można zaliczyć: PSSTMTPLAN, NEPLAN oraz Power Factory;
- II. Programy specjalistyczne do analiz i obliczeń niezawodności, stanowiące samodzielne narzędzia. Zostały one stworzone z myślą o przedsiębiorstwach elektroenergetycznych. Do tej grupy należy zakwalifikować programy takie jak: TRELSS, PROCOSE, DISREL, SUBREL, TRANSREL, WindEx AWAR;
- III. Programy mające zastosowanie w pracach badawczych z zakresu niezawodności systemu elektroenergetycznego. Są to programy takie jak: CREAM, COMPASS, ZuBer, NIEZ, ONW.

W Polsce do analiz i oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego wykorzystywano różne narzędzia komputerowe: NIEZ, ONW, TRELSS, TPLAN.

Program TRELSS został wdrożony w ramach projektu realizowanego w latach 1998-1999 dla EPRI i PSE SA przez Politechnikę Warszawską we współpracy z Politechniką Śląską [4], w latach 2001–2002 uzupełniony nakładką pozwalającą wczytywać dane systemu w formacie KDM [5] a w latach 2006–2008 zmodyfikowany do postaci pozwalającej uwzględniać elektrownie wiatrowe [7] (rys. 4).

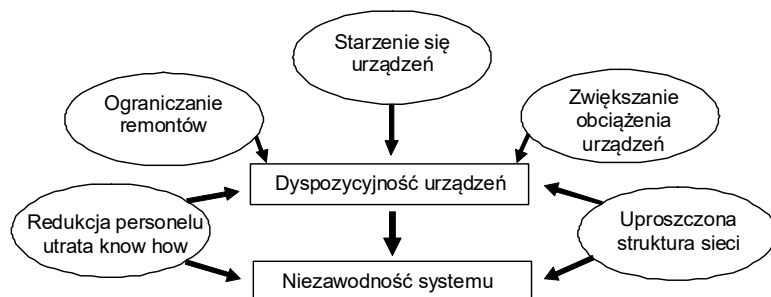


Rys. 4. Główny ekran programu „TRELSS & WIND – PW” oraz ekran do wprowadzania rozkładu prędkości wiatru w miejscu lokalizacji elektrowni (farmy) wiatrowej i krzywej mocy turboszespołu wiatrowego

4. Liberalizacja i konkurencja a analizy niezawodności SEE

Decentralizacja, liberalizacja i konkurencja mają już trwałe miejsce w elektroenergetyce, należy więc przypuszczać, że analizy niezawodności systemów elektroenergetycznych (w szczególności systemów przesyłowych) zmienia swój charakter. Zasadnicze czynniki mające wpływ na niezawodność systemu elek-

troenergetycznego w warunkach liberalizacji i konkurencji przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5. Czynniki mające wpływ na niezawodność SEE w warunkach liberalizacji i konkurencji

Już obecnie analiza niezawodności systemów przesyłowych jest, i prawdopodobnie w przyszłości będzie, domeną operatorów sieci i w mniejszym stopniu właścicieli infrastruktury. Definicja wystarczalności (adequacy) systemu przesyłowego może również ulec zmianie na następującą: *Wystarczalność systemu przesyłu energii elektrycznej jest to zdolność do pokrycia zagregowanego zapotrzebowania na moc i energię we wszystkich węzłach odbiorczych (punktach obciążenia) sieci, z wewnętrznych i zewnętrznych źródeł, przy zachowaniu ograniczeń wynikających z fizycznych właściwości sieci, wypełniając zobowiązania kontraktowe i biorąc pod uwagę planowane i nieplanowane wyłączenia elementów sieci* [8].

Tak więc niezawodność systemu przesyłowego nie jest już wyłącznie funkcją struktury sieci, zdolności wytwórczej jednostek wytwórczych i obciążeń do niej przyłączonych, ale również funkcją zmian w przesyśle mocy i energii spowodowanych zobowiązaniami kontraktowymi. Również budowa nowych elektrowni poza obszarem działania przedsiębiorstwa sieciowego będzie miała duży wpływ na rzeczywistą niezawodność systemu elektroenergetycznego. Także dotychczasowe kryteria deterministyczne (np. $n - 1$) nie będą już miały zastosowania i podstawowymi kryteriami dla nowych inwestycji sieciowych będą prawdopodobnie kryteria probabilistyczne.

Klasyfikacja i definicje stanów operacyjnych systemu elektroenergetycznego pozostaną prawdopodobnie niezmiennione. Jednak definicje stanów awaryjnych mogą ulec zmianie. Stan, który jest wystarczający dla jednego typu obciążenia może stać się stanem pogotowia przy innym typie spowodowanym przepływami w sieci poza kontrolą jej operatora. W niektórych krajach już istnieje potrzeba zgłaszania przez kontrahentów kupujących lub sprzedających energię elektryczną możliwości powstania przepływów przez sieć poza terenami transakcji. W analizach niezawodności systemów elektroenergetycznych trzeba będzie uwzględniać mechanizmy i rozwiązania rynkowe, których modelowanie jest nowym wyzwaniem dla specjalistów od analiz niezawodności.

W klasycznej analizie niezawodności systemu elektroenergetycznego wynikami są techniczne wskaźniki niezawodności wyrażone zwykle częstością i czasem trwania przerw itp., i są one zazwyczaj używane do badania spełnienia założonych kryteriów [6, 10–11]. W zliberalizowanym środowisku te wskaźniki niezawodności będą prawdopodobnie włączane do modeli oceny ekonomicznej. Oferuje to nowe możliwości dla oceny i dla coraz powszechniejszego stosowania analiz niezawodności, ale oczywiście wymaga także odpowiednich badań w tych nowych obszarach.

Wyzwaniem jest opracowanie sposobu przejścia od obliczeń wskaźników technicznych do zarządzania ryzykiem ekonomicznym w planowaniu rozwoju i eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Dla każdej decyzji z zakresu planowania rozwoju, czy eksploatacji, należy uwzględnić ryzyko ekonomiczne z perspektywy zainteresowanych podmiotów.

W zasadzie jest pożądane osiągnięcie ogólnego (społecznego) optimum, powiązane z polityką ekonomiczną. Jednakże na zliberalizowanym rynku wszyscy uczestnicy dążą do maksymalizacji własnego zysku. Ponieważ odbiorcy generalnie nie mogą zmienić swojego operatora sieciowego (systemowego), wolny rynek typu „cena kontra jakość” dla usług przesyłowych i dystrybucyjnych nie może funkcjonować prawidłowo.

W zliberalizowanej elektroenergetyce budowa i lokalizacja nowych jednostek wytwórczych będzie podyktowana niemal całkowicie względami rynkowymi [9, 12-13, 15]. Rynki są jednakże pełne niepewności, więc w konkurencyjnym środowisku ważne stają się analiza ryzyka i zarządzanie nim. Typowe rodzaje ryzyka to: ryzyko cenowe, ryzyko spowodowane przez niepewny popyt, włączając popyt wrażliwy cenowo, i niedokładne prognozy obciążenia, oraz ryzyko spowodowane awariami jednostek wytwórczych i wykorzystaniem generacji odnawialnej i rozproszonej.

5. Podsumowanie

Przemiany w elektroenergetyce stanowią bodziec do nowego traktowania zagadnień niezawodności systemu elektroenergetycznego. Rośnie nacisk na zapewnienie odpowiedniego poziomu niezawodności, tak ze strony ciał regulacyjnych, jak i odbiorców.

Liberalizacja elektroenergetyki prowadzi do rozdzielenia generacji, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Co więcej, presja rosnących kosztów na konkurencyjnych rynkach zmusza firmy do redukcji inwestycji i kosztów operacyjnych, co generalnie wywoła negatywne efekty w dziedzinie jakości zaopatrzenia w energię elektryczną. Na takim podłożu pytania o obecny i przyszły poziom niezawodności zasilania są tym bardziej aktualne, niezawodność pozostaje jednym z podstawowych kryteriów planowania rozwoju i eksploatacji systemu elektroenergetycznego a zainteresowanie szczegółowymi analizami niezawodności wzrasta.

Literatura

- [1] Billinton R., Allan R.N.: *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, Boston-Dordrecht-Lancaster 1988.
- [2] Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards. NERC. October 18, 2013.
- [3] Machowski J., Kacejko P., Robak S., Miller P., Wancercz M.: *Analizy systemu elektroenergetycznego w średniookresowym planowaniu rozwoju*. Przegląd Elektrotechniczny. Nr 6, 2013.
- [4] Paska J., Bartczak J., Kłós A., Momot, Nowakowska E., Bargiel J., Goc W., Sowa P., Teichman B.: *Application of TRELSS and Implementation of Value-Based Reliability Approach at Polish Power Grid Company*. TR-114816. EPRI, Palo Alto, CA and PPGC, Warsaw, Poland, March 2000.
- [5] Paska J. i inni: *System wspomagania analiz niezawodnościowych pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*. Praca dla PSE SA. Warszawa, wrzesień 2002.
- [6] Paska J.: *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
- [7] Paska J. i inni: *Opracowanie modeli niezawodnościowych dla generacji wiatrowej*. Praca dla PSE-Operator SA. Warszawa, czerwiec 2008.
- [8] Paska J., Anders G.J., Kłós A.: *Zdefiniowanie pojęć bezpieczeństwa i niezawodności w horyzontach czasowych*. PBZ-MEiN-1/2/2006. Warszawa, grudzień 2008.
- [9] Paska J.: *Metodyka analizy i oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego w warunkach rynku energii elektrycznej*. Rynek Energii. Nr 6, 2010.
- [10] *Power System Reliability Analysis. Application Guide*. CIGRE WG 03 of SC 38 (Power system analysis and techniques). Paris, 1987.
- [11] *Power System Reliability Analysis. Composite Power System Reliability Evaluation*. CIGRE Task Force 38-03-10. Paris, 1992.
- [12] Singh Ch., Schwan M., Wellsow W.H.: *Reliability in Liberalized Electric Power Markets – from Analysis to Risk Management – Survey Paper*. 14th Power Systems Computation Conference. Sevilla – Spain, June 24–28, 2002.
- [13] Sorg A., Wellsow W.H.: *Valuation of Planning Criteria in a Competitive Market*. Proceedings of the International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT 2000). London, 2000.
- [14] UCTE System Adequacy Methodology. UCTE. January 2009.
- [15] Wen F.S., Felix F., Ni Y.X.: *Generation Capacity Adequacy in the Competitive Electricity Market Environment*. Electrical Power & Energy Systems. Vol. 26, 2004.

Józef PASKA, Karol PAWLAK

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

„SIECI INTELIGENTNE” ORAZ INSTALACJE PROSUMENCKIE A STRUKTURA PODSEKTORA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

1. Wprowadzenie

Podsektor wytwarzania energii elektrycznej stanowi podstawę funkcjonowania sektora energetycznego w każdej gospodarce. Racjonalna i odpowiedzialna polityka energetyczna jest motorem inwestycji, ale także sposobem na zapewnienie odpowiedniej struktury podsektora uwzględniającej różne źródła energii przy zachowaniu ochrony środowiska i reguł rozwoju zrównoważonego.

Coraz bardziej efektywne technologie wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wykorzystujących zasoby odnawialne oraz coraz tańsze rozwiązania dla tzw. mikro i małej generacji energii elektrycznej pozwalają na coraz szersze upowszechnienie idei „aktywnego i świadomego odbiorcy” zwanego prosumentem.

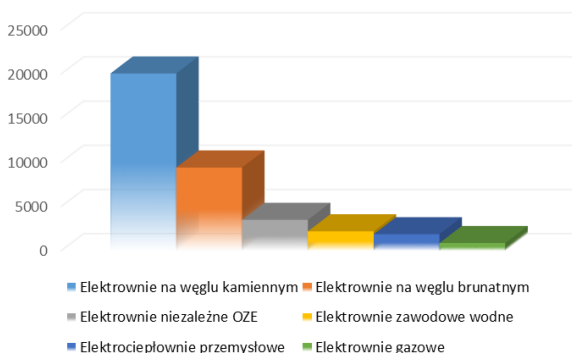
Niezwykłym ułatwieniem dla wprowadzenia rozwiązań prosumenckich są sieci „inteligentne”, które pozwalają na dwustronną komunikację dystrybutor – prosument i aktywne zarządzanie tą relacją.

Rozwój generacji rozproszonej, w tym mikro i małych instalacji wytwórczych powoduje zmianę struktury podsektora wytwarzania energii elektrycznej, która będzie wpływać na podejście Operatorów Systemów Dystrybucyjnych do tego rodzaju źródeł i ich obecności w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Aktywne włączenie najmniejszych odbiorców detalicznych, takich jak: gospodarstwa domowe, wspólnoty mieszkaniowe i mniejsze przedsiębiorstwa; do procesu produkcji energii elektrycznej zostało zrealizowane w wielu krajach UE. Najbardziej dynamiczny rozwój tego segmentu nastąpił przede wszystkim w Niemczech, Wielkiej Brytanii, we Włoszech, w Czechach oraz Hiszpanii. Powodem nagłego wzrostu zainteresowania tego rodzaju aktywnością było znaczne uproszczenie procedur umożliwiających instalowanie urządzeń tego typu oraz likwidacja ograniczeń formalnych w zakresie handlu i rozliczania tak wyprodukowanej energii, która i tak w dużym stopniu jest konsumowana na potrzeby własne.

2. Podsektor wytwarzania energii elektrycznej

Polski podsektor wytwarzania energii elektrycznej jest oparty na węglu kamiennym i brunatnym, różni się pod tym względem od innych krajów w Unii Europejskiej. Struktura mocy zainstalowanej została przedstawiona na rys. 1, natomiast strukturę produkcji energii elektrycznej w Polsce według nośników energii pierwotnej przedstawiono w tabeli 1.



Rys. 1. Struktura mocy zainstalowanej elektrowni w Polsce w 2013 r. [1]

Z przedstawionych zestawień w sposób jednoznaczny wynika wiodąca rola węgla. Udział tego paliwa w polskim portfelu energetycznym wynosi 83% całej wyprodukowanej energii elektrycznej w 2012 r. Na drugim miejscu jest biomasa i biogaz z udziałem 6,2%. Gaz ziemny zajmuje kolejną pozycję z udziałem 3,9%. Na dalszych pozycjach notujemy wodę, wiatr i pozostałe.

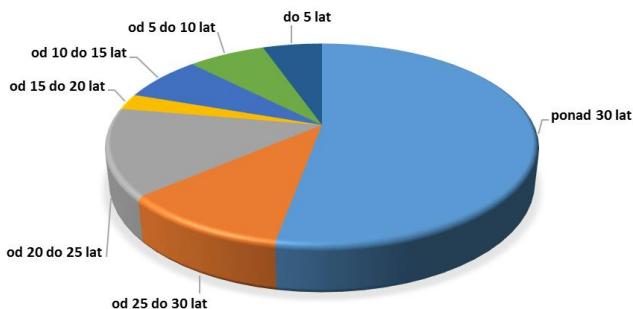
Tabela 1

Produkcja energii elektrycznej według nośników energii pierwotnej [2]

RODZAJ NOŚNIKA	2010		2011		2012	
	GW·h	%	GW·h	%	GW·h	%
Węgiel kamienny	87 941	55,8	87 326	53,4	80 596	49,7
Węgiel brunatny	48 651	30,9	52 529	32,1	54 054	33,3
Gaz ziemny	4 797	3,0	5 821	3,6	6 259	3,9
Biomasa i biogaz	6 305	4,0	7 601	4,6	10 094	6,2
Pozostałe paliwa	4 812	3,0	4 305	2,6	3 923	2,4
Woda	2 920	1,8	2 331	1,4	2 037	1,3
Wiatr	1 664	1,1	3 205	2,0	4 747	2,9
Razem	157 658	100,0	163 548	100,0	162 139	100,0

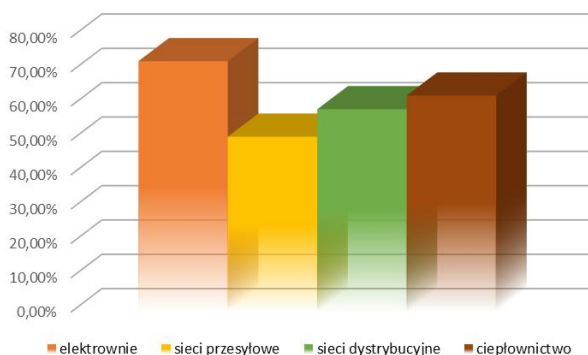
Dodatkowym elementem, na który niewątpliwie należy zwrócić uwagę jest struktura wiekowa majątku wytwórczego, którego średnia wieku oscyluje wokół 30 lat i który w wielu przypadkach wymaga gruntownej rewitalizacji. Struktura wiekowa bloków energetycznych została przedstawiona na rys. 2. Podsektor

wytwarzania wymaga zdecydowanych działań nakierowanych na zabezpieczenie długoterminowych dostaw energii elektrycznej.



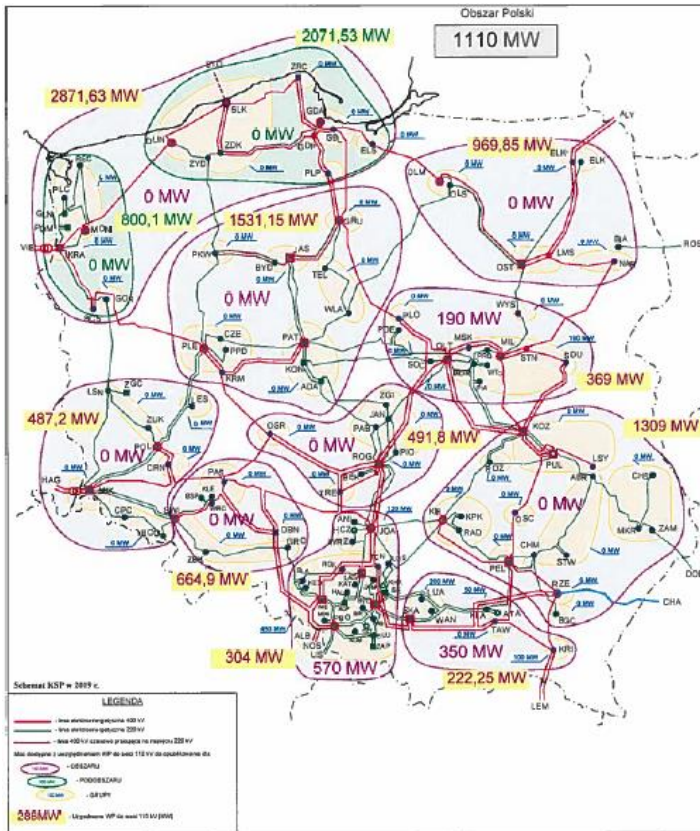
Rys. 2. Struktura wieku turbozespołów w Polsce [2]

Sieci elektroenergetyczne, do których wyżej wspomniane źródła są przyłączone także są w nie najlepszym stanie. Polski system elektroenergetyczny jest systemem przestarzałym i w dużym stopniu niedoinwestowanym, poziom wyeksploatowania infrastruktury został przedstawiony na rys. 3. Tempo realizacji dużych inwestycji sieciowych jest dramatycznie niskie i możliwości wyprowadzenia mocy z obecnych i planowanych elektrowni są w dużym stopniu ograniczone. Dopiero ostatnie dwa lata aktywności Operatora Systemu Przesyłowego spowodowały rozpoczęcie procedur realizacyjnych znaczących inwestycji związanych z rozbudową sieci najwyższych napięć.



Rys. 3. Poziom wyeksploatowania infrastruktury elektroenergetycznej w Polsce [2]

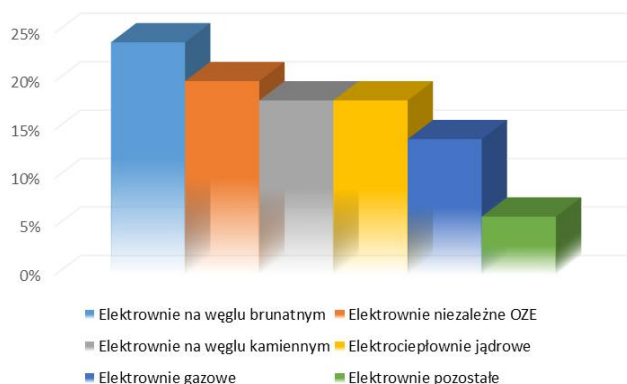
Krajowy System Elektroenergetyczny w chwili obecnej nie pozwala na swobodną przysłą pracę odnawialnych źródeł energii w postaci potężnych, często kilkuset megawatowych farm wiatrowych uzupełnianych generacją bloków klasy 1000 MW, planowanych przez grupy energetyczne. Dostępne moce przyłączeniowe według planu Operatora Systemu Przesyłowego przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Planowana rozbudowa sieci przesyłowej – stan na rok 2019 z dostępnymi mocami przyłączeniowymi [10]

Dla tak zbudowanego polskiego systemu elektroenergetycznego, poza budową dużych bloków energetycznych, z których wyprowadzenie mocy implikuje w sieci przesyłowej znaczne nakłady inwestycyjne, niezwykle ważne jest realizowanie mniejszych inwestycji w małe jednostki wytwórcze energetyki rozproszonej i prosumenckiej, mogące dynamicznie reagować na zmiany warunków pracy systemu, ale też lokalnie wspierać realizację polityki energetycznej i zapewnić rozwój gospodarczy na szczeblu gmin [8].

W odróżnieniu od polskiego sektora wytwarzania energii elektrycznej zupełnie inny obraz przedstawia sobą portfel energetyczny w Niemczech, jego kształt w 2011 roku przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5. Struktura mocy zainstalowanej elektrowni w Niemczech w 2011 r. [3]

Wytwarzanie energii elektrycznej u naszych zachodnich sąsiadów stanowi zrównoważony miks energetyczny oparty równomiernie na energetyce węglowej, odnawialnych źródłach energii i elektrowniach jądrowych.

Należy oczywiście zwrócić uwagę, że w 2013 roku udział energetyki jądrowej spadł do 16% i wzrosła rola energetyki odnawialnej do 21,9% [3].

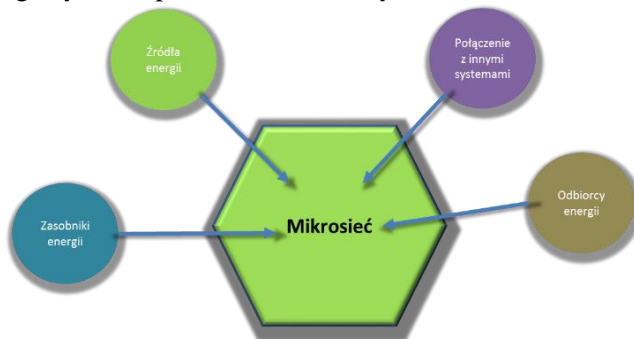
Pomimo wysokich kosztów i wielu nierozwiązanych problemów rząd niemiecki zdecydował się na przeprowadzenie największej transformacji w sektorze energetycznym od początków rewolucji przemysłowej. W przeciągu 40–50 lat transformacja ta ma uniezależnić kraj od paliw kopalnych i potencjalnych niebezpieczeństw związanych z energią jądrową. Zamiast dominacji dużych przedsiębiorstw energetycznych, dyktujących ceny energii, konsumenci energii elektrycznej będą mieli możliwość wyboru spośród tysięcy niezależnych producentów lub też produkcji energii elektrycznej we własnych instalacjach wytwórczych. Taka zmiana musi prowadzić do oporu dużych przedsiębiorstw energetycznych, które nie są w stanie przystosować się do nowej sytuacji [3].

3. Rola „inteligentnych” sieci elektroenergetycznych

Implementacja rozwiązań „inteligentnych” sieci elektroenergetycznych, zwanych również „smart grids”, jest na ogół kojarzona z zastosowaniem elektronicznych liczników energii elektrycznej umożliwiających zdalny odczyt, bez konieczności wizyty inkasenta. Natomiast jest to tylko jeden z szeregu elementów, które w znaczący sposób wpływają na zmiany w całym systemie elektroenergetycznym. Polska zobowiązała się do wyposażenia do 2020 roku co najmniej 80% konsumentów energii w liczniki zdalnego odczytu, które są jednym z elementów sieci „inteligentnej”. Instalacja takich liczników oznacza dla konsumentów energii wiele korzystnych dla nich zmian, m.in. możliwość śledzenia zużycia energii elektrycznej i otrzymywania rachunków za rzeczywiste, a nie

prognozowane zużycie. Współczesne układy energoelektroniczne uzupełnione o technologie teleinformatyczne tworzą sieć „inteligentną”, dzięki której wiele procesów może odbywać się w sposób automatyczny. Pozwalają też na wyrównanie zapotrzebowania na energię w ciągu doby i uniknięcie problemów związanych z bieżącym bilansowaniem. Sieci „inteligentne” umożliwiają także wprowadzenie do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zupełnie nowej grupy podmiotów – prosumentów, którzy w znakomity sposób wpłyną na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. „Inteligentna” sieć umożliwi bowiem przyłączenie do systemu elektroenergetycznego małych jednostek wytwórczych energii – tak zwanych mikroinstalacji, np. małych turbozespołów wiatrowych czy zestawów fotowoltaicznych, które z natury swojej pracy i lokalizacji znajdują się blisko odbiorników. Podłączenie takich jednostek w znaczący sposób wpłynie na zwiększenie stabilności całego systemu elektroenergetycznego, który przestanie być zależny jedynie od kilku dużych jednostek wytwórczych energii elektrycznej.

Coraz głośniejszą się propagują idee budowy małych samobilansujących się układów elektroenergetycznych, wyposażonych w różnego rodzaju źródła odnawialne, które pracując równocześnie lub sekwencyjnie pozwalają na optymalizację wykorzystania zasobów lokalnych, umożliwiając jednocześnie zasilanie odbiorców lokalnych i ograniczenie zakupu energii elektrycznej z zewnątrz, odciążając tym samym Krajowy System Elektroenergetyczny. Uproszczony przykład takiego systemu przedstawiono na rys. 6.



Rys. 6. Przykład elementów małego układu (systemu) elektroenergetycznego

Proponowane małe samobilansujące się układy (systemy) elektroenergetyczne wpisują się w założenia Dyrektyw Unii Europejskiej dotyczących polityki energetycznej, środowiskowej i rozwoju zrównoważonego, co w efekcie w przyszłości zapewni realizację głównych celów polityki energetycznej naszego kraju, w tym: wypełnienie obowiązku wzrostu udziału OZE w krajowym bilansie energetycznym, poprawę efektywności wykorzystania energii, podniesienie świadomości ekologicznej społeczeństwa - redukcję małej emisji, obniżenie kosztów implementacji technologii zasobników energii do KSE, pobudzenie lokalnych rynków pracy, wzrost konkurencyjności gospodarki polskiej.

4. Miejsce prosumentów w podsektorze wytwarzania

Prosument to termin wprowadzony pod koniec lat 70-tych XX wieku przez Alvina Tofflera, pisarza i futurystę. Prosument to ktoś więcej niż konsument. To osoba, która ma szeroką wiedzę o produktach i usługach związanych z ulubioną marką i tę wiedzę przekazuje innym. To ktoś, kto chce mieć udział w aktywnym tworzeniu produktów i usług marki i ma większą świadomość przy podejmowaniu decyzji zakupowych.

W ustawie Prawo energetyczne nie zdefiniowano pojęcia prosumenta, pojawiła się natomiast definicja mikroinstalacji w brzmieniu „mikroinstalacja – odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 120 kW” [11]. Dla instalacji spełniających warunki określone przez tak sformułowaną definicję przewidziano wiele udogodnień związanych z instalowaniem, a następnie pracą tych obiektów w systemie, tym samym umożliwiając rozwijanie się zachowań prosumenckich.

W perspektywie długofalowego planowania polityki energetycznej kluczową kwestią staje się zdefiniowanie miksu energetycznego i jego najważniejszych składników. Dylemat, który w ostatnim czasie jest poddawany pod dyskusję w środowisku związanym z energetyką to: czy w zestawieniu z celami niskiemisyjnego i zrównoważonego rozwoju jest możliwe oparcie go o scentralizowany system wytwarzania energii elektrycznej, czy raczej należy zmienić zupełnie obraz i strategię dla podsektora wytwarzania i przesyłu energii i stworzyć lokalnie i regionalnie możliwość prosumpcji - samodzielnej produkcji i sprzedaży energii do sieci. Efekty takich działań można zaobserwować już w innych krajach, które zdecydowały się na wybór rozwiązań prosumenckich, najważniejsze z nich to: trwała redukcja emisji CO₂, zmniejszenie wykorzystania i obciążenia sieci dystrybucyjnych i przesyłowych wraz z redukcją nakładów inwestycyjnych na ich rozwój, ciągłość dostaw energii dla rozproszonych odbiorców, a jednocześnie tworzenie nowych miejsc pracy na obszarze całego kraju i wzrost innowacyjności.

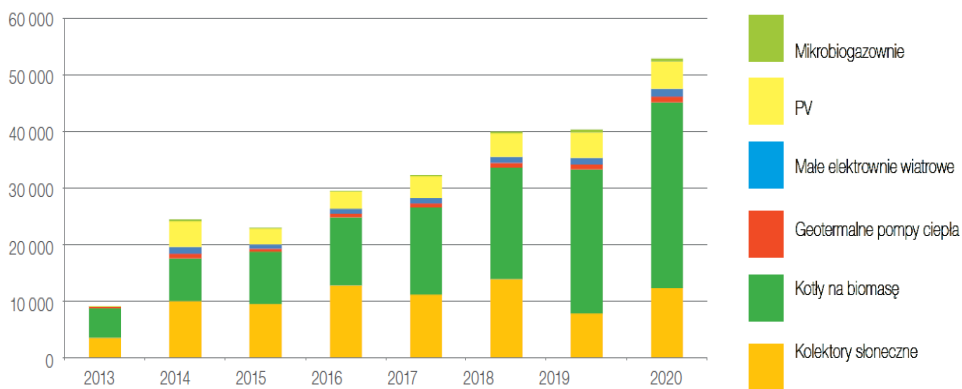
Istotną kwestią budowy rozproszonych mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii jest promowanie świadomości w zakresie efektywności energetycznej, odpowiedzialności i wyzwalanie aktywności obywatelskiej. Na polskim rynku „zielonej energii” mieści się zaledwie 1924 źródeł wytwórczych, według Grzegorza Wiśniewskiego, Prezesa Instytutu Energetyki Odnawialnej, w tej liczbie tylko ok. 330 podmiotów dysponuje źródłami o mocy poniżej 100 kW.

W Niemczech liczba źródeł przekroczyła 3 miliony, z tego ponad 40% jest w rękach osób fizycznych, a w samej fotowoltaice niemalże 20% – w rękach rolników niemieckich. W Wielkiej Brytanii pomiędzy rokiem 2010 a 2011 moc zainstalowana ogniw fotowoltaicznych wzrosła z ok. 90 MW do ponad

600 MW. W Czechach w analogicznym okresie osiągnięto wzrost od wartości bliskich zero do 120 MW. W perspektywie długoterminowej rozwój energetyki prosumenckiej przynosi wiele korzyści systemowi elektroenergetycznemu: promuje świadomość w zakresie efektywności energetycznej, odciąża sieci dystrybucyjne poprzez produkcję i konsumpcję energii bez wprowadzania jej do sieci dystrybucyjnej, zapewnia ciągłość zasilania, nawet w momentach awarii [4].

Dodatkowo relatywnie niski koszt finansowania pojedynczej instalacji umożliwi łatwe skalowanie uczestnictwa instytucji finansowych w tych projektach. Wybierając wspierane technologie, strona finansująca jest w stanie dywersyfikować ryzyko oraz zarządzać nim w sposób łatwiejszy niż w przypadku wielkoskalowych inwestycji w energetyce zawodowej [4].

Szacuje się, że potencjał możliwości instalacji mikroźródeł energii w Polsce do 2020 roku wynosi 3,7 mln budynków, a moc elektryczna i ciepła, którą można byłoby uzyskać to 25 GW [6]. Dodając do tego, że na potrzeby produkcji i montażu mikroinstalacji OZE zatrudnienie mogłoby wzrosnąć o ponad 50 tys. osób (rys. 7) wydaje się, że rozwój energetyki rozproszonej jest najlepszą drogą do rozwoju gospodarczego Polski [6].



Rys. 7. Ilustracja tworzenia miejsc pracy w mikroinstalacjach OZE – wyniki skumulowane [6]

5. Podsumowanie

Podsektor wytwarzania energii elektrycznej jest bardzo istotny dla funkcjonowania sektora energetycznego w każdej gospodarce. Racjonalna i odpowiedzialna polityka energetyczna jest zarówno motorem inwestycji, jak i sposobem na zapewnienie odpowiedniej struktury podsektora wytwarzania, uwzględniającej różne źródła energii przy zachowaniu ochrony środowiska i reguł rozwoju zrównoważonego.

Struktura paliw wykorzystywanych w elektroenergetyce powinna uwzględniać specyfikę poszczególnych krajów. W takich krajach jak Niemcy i Polska jest celowe ujmowanie w tej strukturze znaczącego udziału paliw kopalnych, które z jednej strony są tanim nośnikiem energii z drugiej zaś pozwalają zapewnić bezpieczeństwo energetyczne.

Średnia wieku majątku wytwórczego w Polsce oscyluje wokół 30 lat i w wielu przypadkach wymaga on gruntownej rewitalizacji.

Krajowy System Elektroenergetyczny w chwili obecnej nie pozwala na swobodną przysłąć pracę odnawialnych źródeł energii w postaci potężnych, często kilkuset megawatowych farm wiatrowych uzupełnianych generacją bloków klasy 1000 MW, planowanych przez grupy energetyczne.

Barierą techniczną realizacji energetyki prosumenckiej zostały częściowo zlikwidowane i rzeczywistym powodem braku rozwoju mikroźródeł jest rachunek ekonomiczny. Efektywny system dotacji na etapie inwestycyjnym mógłby być stimulatorem wzrostu tych inwestycji.

Mikroźródła w większości przypadków nie pozwolą w całości odłączyć się od systemu elektroenergetycznego, biorąc jednak pod uwagę, że polski system elektroenergetyczny boryka się z problemem braku wystarczających mocy produkcyjnych zarówno w szczycie zimowym jak i letnim, dlatego częściowe ograniczenie deficytu jest także elementem pozytywnego wpływu tych źródeł na system.

Dla polskiego systemu elektroenergetycznego, poza budową dużych bloków energetycznych, z których wyprowadzenie mocy wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych w sieci przesyłowej, niezwykle ważne jest realizowanie mniejszych inwestycji w jednostki wytwórcze energetyki rozproszonej i prosumenckiej, mogące dynamicznie reagować na zmiany warunków pracy systemu, ale też wspierać realizację polityki energetycznej i zapewnić rozwój gospodarczy lokalnie, na szczeblu gmin. W połączeniu z zastosowaniem rozwiązań sieci „inteligentnych” właśnie te źródła mogą w znakomity sposób wpłynąć na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Potencjał możliwości budowy mikroźródeł energii w Polsce do 2020 roku wynosi nawet 3,7 mln instalacji w budynkach, o łącznej mocy elektrycznej i ciepłej 25 GW. Biorąc pod uwagę, że na potrzeby produkcji i montażu mikroinstalacji OZE zatrudnienie mogłoby wzrosnąć o ponad 50 tys. osób wydaje się, że rozwój energetyki rozproszonej jest najlepszą drogą do rozwoju gospodarczego Polski.

Literatura

- [1] Agencja Rynku Energii: *Sytuacja w Elektroenergetyce*. Warszawa 2013.
- [2] Agencja Rynku Energii: *Statystyka Elektroenergetyki Polskiej*. Warszawa 2013.
- [3] Ancygier A.: *Rozwój energii odnawialnych w Niemczech i w Polsce: Marsz w przeciwnych kierunkach?* Biuletyn Niemiecki Nr 34, 2013.
- [4] ING, PwC: *Nie tylko wytwarzanie. O cichej rewolucji w polskiej elektroenergetyce. III edycja raportu ING Banku Śląskiego i PwC na temat finansowania inwestycji energetycznych*, Warszawa, maj 2013.
- [5] Instytut Energetyki Odnawialnej: *Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014–2020*. Warszawa 2011.
- [6] Instytut Energetyki Odnawialnej we współpracy z członkami i partnerami Związku Pracodawców Forum Energetyki Odnawialnej: *Krajowy plan rozwoju mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii do 2020 roku*. Warszawa 2013.
- [7] Kaproń H., Połecki Z.: *Wybrane aspekty ekonomiczne elektroenergetyki polskiej w latach 2010–2012*. Rynek Energii. Nr 6, 2013.
- [8] Paska J.: *Ekonomika w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2007.
- [9] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. *Informacje o systemie*. www.pse-operator.pl
- [10] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. *Informacja o dostępności mocy przyłączeniowej do sieci przesyłowej* (stan na 28 lutego 2014 roku).
- [11] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*. Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 oraz z 2013 r. poz. 984 i poz. 1238 (stan na dzień 1 stycznia 2014 roku).

Józef PASKA, Tomasz SURMA
Politechnika Warszawska, CEZ Polska

TRENDY POLITYKI ENERGETYCZNEJ UNII EUROPEJSKIEJ

1. Wprowadzenie

Unia Europejska nakreśliła jak do tej pory ramy służące ukierunkowaniu polityki w zakresie energii i klimatu do roku 2020. Ramy te integrują różne cele polityczne, takie jak: zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, zabezpieczenie dostaw paliw i energii oraz wspieranie wzrostu, konkurencyjności i tworzenia miejsc pracy. Te cele, w tej dekadzie są realizowane za pomocą przyjętych dyrektyw, które wdrożone do prawodawstwa poszczególnych krajów członkowskich mają z założenia doprowadzić do realizacji celów określonych na 2020 r.

Jak wynika z monitorowania polityki, większość krajów członkowskich dokonała jak dotychczas zadawalających postępów w zakresie realizacji zamierzeń, jednak co warto podkreślić, obecne spowolnienie gospodarcze wpływa na realizację niektórych z celów.

Ograniczenie spowolnienia gospodarczego i jego wpływu na społeczeństwo, wdrożenie wspólnotowego rynku energii, w tym wzmocnienie połączeń transgranicznych oraz współpraca operatorów sieci, ograniczenie uzależnienia Unii Europejskiej od zewnętrznych dostawców paliw i energii, wzrost cen energii (w dłuższej perspektywie), przeciwdziałanie zmianom klimatu, współpraca międzynarodowa to dzisiaj niektóre z wyzwań, przed którymi stoi Unia Europejska.

Komisja Europejska publikując w marcu 2013 roku Zieloną Księgę „Ramy polityki w zakresie klimatu i energii do roku 2030” rozpoczęła szeroką dyskusję nad nowymi celami politycznymi, która powinna wskazać cele oraz kierunki dalszego rozwoju energetyki we wspólnocie oraz w poszczególnych krajach członkowskich [10].

Dodatkowo ostatnie wydarzenia na Ukrainie oraz rozpoczęta dyskusja nad bezpieczeństwem energetycznym Unii Europejskiej oraz tzw. Unii Energetycznej doprowadziły do opublikowania Komunikatu Komisji Europejskiej: Europejska Strategia Bezpieczeństwa Energetycznego [1]. Komunikat Komisji wraz z dokumentami towarzyszącymi dostarczają dodatkowych argumentów przemawiających za przyspieszeniem prac nad budową wspólnotowego rynku energii. Przesłanki Komunikatu oraz zaproponowane działania wykonawcze będą miały również zasadnicze znaczenie dla nowej polityki energetycznej Unii Europejskiej.

Równoległe rząd polski zapowiedział opracowanie nowej polityki energetycznej kraju, która tym razem nakreśli cele długoterminowe (do roku 2050). Warto zatem, aby na tym etapie przeanalizować dotychczas opublikowane dokumenty europejskie, których wdrażanie do polskiego prawa wciąż trwa oraz podsumować realizację dotychczasowych polityk krajowych. Podczas prac nad polityką energetyczną Polski istotne będzie uwzględnienie dalszego oczekiwanego rozwoju strategii europejskich.

2. Realizacja obecnej polityki energetycznej Unii Europejskiej

Przyjęte w marcu 2007 roku przez przywódców państw członkowskich Unii Europejskiej cele wyznaczyły ramy polityki energetycznej Wspólnoty do 2020 roku. Cele te w zakresie obniżenia emisji dwutlenku węgla, zwiększenia wykorzystania odnawialnych zasobów energii oraz poprawy efektywności wykorzystania energii determinują rozwój energetyki w tym dziesięcioleciu.

Analizy Komisji Europejskiej wskazują, że działania wynikające z przyjętych na podstawie polityki dyrektyw przynoszą pozytywne rezultaty w poszczególnych krajach członkowskich i tym samym Unia Europejska jako całość, z dużym prawdopodobieństwem, osiągnie cele roku 2020. Analizy wskazują, że emisja gazów cieplarnianych w roku 2012 spadła o 18% w porównaniu z poziomem emisji w roku 1990. Szacuje się, że obecnie prowadzone działania ograniczające emisję gazów cieplarnianych doprowadzą do ich redukcji o 24% do roku 2020. Jednak wprowadzony unijny system handlu uprawnieniami do emisji nie wspiera w wystarczającym stopniu inwestycji w technologie niskoemisyjne. Nadpodaż nieodpłatnych uprawnień do emisji przekłada się na ich niskie ceny i w rezultacie system nie generuje wystarczających sygnałów inwestycyjnych, co było założeniem Komisji Europejskiej.

Realizacja dyrektywy w sprawie promocji energii ze źródeł odnawialnych przyczyniła się do wzrostu udziału produkcji tej energii do 13% w roku 2012 i na bazie przyjętych mechanizmów wsparcia tych źródeł jest spodziewany dalszy wzrost do poziomu 21% w roku 2020. Już dzisiaj Bułgaria, Estonia i Szwecja osiągnęły swój cel w zakresie produkcji energii ze źródeł odnawialnych. W roku 2013 na terenie Unii Europejskiej zainstalowano ok. 44% mocy wszystkich źródeł wykorzystujących zasoby odnawialne na świecie, z wyłączeniem energetyki wodnej. Źródła te jednak, ze względu na niestabilną specyfikę pracy uzależnioną od zasobów energii i warunków meteorologicznych stwarzają nowe wyzwania dla operatorów systemów elektroenergetycznych. Te zaś nasilają się wraz z dalszym rozwojem tych źródeł i dalszym przyrostem ich mocy.

W zakresie poprawy efektywności energetycznej odnotowano zmniejszenie energochłonności gospodarki europejskiej o ok. 24% w latach 1995–2011. Tylko w przemyśle wskaźnik ten wyniósł 30%. Cel na rok 2020 w zakresie efektywności energetycznej nie jest obowiązkowy a obecnie Komisja Europejska dokonuje

oceny realizacji dyrektyw związanych z efektywnością energetyczną. Zdaniem Komisji krajom członkowskim nie uda się osiągnąć przewidywanego celu na rok 2020.

Analizując realizację celów roku 2020 oraz zachodzących zmian trudno jednak nie zauważyć wpływu spowolnienia gospodarczego, które z jednej strony wspomaga realizację celów przez bezpośredni wpływ na ograniczenie zużycia energii i ograniczenie emisji ale ma równocześnie olbrzymi wpływ na zdolności inwestycyjne przedsiębiorstw działających na rynku, które uczestniczą w realizacji polityki energetycznej.

Dodatkowo, przyjęte Pakiety o liberalizacji rynku energii, wzmacniające konkurencję na rynku energii, nie pozostają bez znaczenia dla realizacji polityki energetycznej. Przyjmując dyrektywy o liberalizacji rynku energii Komisja Europejska wskazała, że do kryteriów warunkujących rozwój konkurencji na rynku energii należy właściwa struktura rynku, gdyż dominacja jednego lub dwóch wytwórców, często pionowo zintegrowanych, jak również brak zdolności przesyłowych, nadal są podstawową barierą rozwoju konkurencji.

Odpowiadając na konieczność rozbudowy infrastruktury niezbędnej dla stworzenia wspólnotowego rynku energii przedstawiono w 2010 roku Pakiet infrastrukturalny, którego regulacje mają wymusić inwestycje w infrastrukturze przesyłowej energii elektrycznej, gazu, ropy naftowej oraz transportu dwutlenku węgla. Wyzwaniem realizacji ww. działań jest konieczność stworzenia optymalnych warunków politycznych i gospodarczych, a zwłaszcza mechanizmów współpracy między sektorem prywatnym a instytucjami finansowymi, gdyż urzeczywistnienie tych projektów będzie wymagać znacznych nakładów finansowych oraz środków organizacyjnych.

W konsekwencji Pakiety o liberalizacji rynku energii oraz Pakiet infrastrukturalny będą wpływać na tworzenie wspólnego europejskiego rynku energii, ograniczenia w przepływie energii między granicami, swobodę wyboru dostawcy energii i tym samym wzmocnienie konkurencyjności na rynku energii.

Nie bez znaczenia dla polityki Unii Europejskiej są także uwarunkowania zewnętrzne oraz rozwój gospodarek krajów spoza Wspólnoty. Dzisiaj nowymi światowymi centrami zapotrzebowania na energię są Chiny i Indie, gospodarki wschodzące, które będą coraz bardziej wpływać na rozwój gospodarczy Unii Europejskiej. Także ostatnie odkrycia złóż gazu niekonwencjonalnego w Stanach Zjednoczonych, co w rezultacie doprowadziło do znacznego obniżenia cen energii dla odbiorców w tym kraju, będą implikować dalszy rozwój przemysłu na terenie Unii Europejskiej. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego oraz ograniczenie kosztów dostaw paliw i energii do Wspólnoty to nieodłączny cel działań w ramach polityki energetycznej. Jest to szczególnie istotnie w świetle ostatnich zmian jakie dokonują się na Ukrainie oraz faktu, że koszty importu ropy naftowej i gazu ziemnego do Unii Europejskiej rosną i w roku 2012 wyniosły 400 mld €, co stanowiło ok. 3,1% PKB Wspólnoty.

Komisja Europejska, zdając sobie sprawę z nowych uwarunkowań oraz oczekiwań inwestorów w zakresie wyznaczenia długoterminowych celów strategicznych, przygotowała dokument „Ramy polityczne na okres 2020-2030 dotyczące klimatu i energii”, w którym zaproponowała nowe cele dla energetyki do roku 2030 [6].

3. Cele nowej polityki energetycznej do 2030 roku

Komisja Europejska już w roku 2011 zaproponowała nowe długoterminowe cele dla energetyki do roku 2050, publikując i poddając konsultacjom dokumenty: „Plan działania w dziedzinie energii do 2050 roku” oraz „Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r.” [5]. Plany te wskazywały ambitne cele ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w całej gospodarce o 80% do roku 2050. Dokumenty te, choć nie przyjęte przez Radę, wciąż odgrywają znaczenie w kreowaniu nowej polityki do roku 2030.

Nowa polityka energetyczna Unii Europejskiej, tak jak poprzednia, wskazuje w przesłankach wyznaczonych kierunków rozwoju energetyki cel nadrzędny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, dla wypełnienia globalnego celu ograniczenia wzrostu średniej temperatury na Ziemi do 2°C. Wskazuje, że ok. 110 krajów odpowiada za 85% globalnej emisji gazów cieplarnianych i to właśnie od decyzji tych krajów zależy podpisanie nowego porozumienia w zakresie zmian klimatu, co ma nastąpić w 2015 roku w Paryżu. Jednak bez względu na rezultaty prowadzonych do tego czasu negocjacji Komisja proponuje aby Unia Europejska prowadziła nadal politykę transformacji gospodarki na niskoemisyjną.

Cel w zakresie emisji gazów cieplarnianych

Komisja Europejska w dokumencie „Ramy polityczne na okres 2020-2030 dotyczące klimatu i energii” proponuje ustalenie na 2030 rok celu 40% redukcji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej, w odniesieniu do roku bazowego 1990. Cel na poziomie unijnym zostanie rozdzielony między sektory i podmioty, które obecnie uczestniczą w systemie handlu uprawnieniami do emisji oraz sektory, które są wyłączone z tego systemu. Komisja szacuje, że w systemie handlu uprawnieniami do emisji konieczne będzie obniżenie emisji o 43%, zaś poza tym sektorem konieczna będzie redukcja o 30% w porównaniu z rokiem 2005. Przedstawiając założenia systemu redukcji gazów cieplarnianych Komisja wskazuje także na planowane zwiększenie rocznego wskaźnika redukcji emisji do 2,2% z obecnego poziomu 1,74%, zdefiniowanego w dyrektywie ETS [4].

Reforma systemu handlu emisjami

W analizach towarzyszących „Polityce energetycznej 2020–2030” Komisja zdiagnozowała nadpodaż uprawnień do emisji dwutlenku węgla, która nie zostanie zniwelowana pomimo ostatecznych decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady UE o przesunięciu 900 mln t uprawnień do emisji z lat 2014–2016 na lata 2019–2020. Zdaniem Komisji nadwyżka utrzyma się nawet po roku 2020, kiedy to rozpocznie się kolejna faza systemu ETS. Obecne szacunki wskazują na nadpodaż uprawnień o około 2 mld t. Biorąc pod uwagę, że w ramach konsultacji Zielonej Księgi w sprawie ram polityki w zakresie klimatu i energii do roku 2030 strony zgodziły się aby system handlu uprawnieniami do emisji pozostał głównym narzędziem transformacji gospodarki, Komisja w ramach nowej polityki proponuje reformę ETS. Zdaniem Komisji dla uzdrowienia sytuacji na rynku uprawnień będzie niezbędne ustanowienie rynkowej rezerwy stabilizującej na początku kolejnego, czwartego etapu ETS w 2021 roku [2]. Rynkowa rezerwa stabilizacyjna ma zapewnić redukcję lub zwiększenie podaży uprawnień do emisji w przypadku nagłego wzrostu popytu i w ten sposób m.in. łagodzić skutki dla przemysłu i poszczególnych sektorów narażonych na ryzyko przeniesienia produkcji do innych krajów.

Cel dla energetyki odnawialnej

Komisja Europejska proponuje cel 27% dla energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych w ramach całej Wspólnoty. Cel ten nie będzie jednak rozłożony na indywidualne cele krajowe, jak ma to miejsce obecnie w ramach dyrektywy o promocji energii ze źródeł odnawialnych [3], lecz zostanie zrealizowany przez dowolne mechanizmy krajowe. Wykorzystanie odnawialnych zasobów energii będzie postrzegane w nowej polityce energetycznej Wspólnoty jako jedno z narzędzi ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Komisja Europejska uważa, że realizacja celu 40% redukcji gazów cieplarnianych będzie nadrzędna i jak wskazują szacunki bez większego niż obecnie udziału energii ze źródeł odnawialnych niemożliwa do wykonania. Takie podejście, zdaniem Komisji, pozwoli krajom członkowskim na większą swobodę w kształtowaniu narzędzi dla redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Z drugiej strony Komisja Europejska ma świadomość nasycania się systemów elektroenergetycznych źródłami odnawialnymi. Już dzisiaj w niektórych krajach, źródła te stanowią wyzwania dla operatorów oraz wpływają na konieczność dostosowania się systemów elektroenergetycznych do pracy źródeł generacji rozproszonej o fluktuującą zdolności wytwórczej. Poza tym wsparcie jakie jest udzielane tym źródłom stoi często w sprzeczności z zasadami konkurencyjnego, równoprawnego rynku energii i często wpływa na inwestycje w nowe moce wytwórcze, które mogą zapewnić stabilne dostawy energii.

Wiele technologii wykorzystujących zasoby odnawialne wchodzi w tak zwany okres dojrzałości, gdy ich koszty stają się konkurencyjne w stosunku do

innych źródeł i przy poprawnie skonstruowanym modelu rynku energii oraz zniesieniu wsparcia dla paliw kopalnych źródła te w niedługim czasie będą mogły konkurować z innymi [7]. Tymczasem Komisja Europejska wskazuje, że wsparcie energii ze źródeł odnawialnych w UE wyniosło 13,7 mld € w roku 2009, zaś w 2012 roku już 34,6 mld €. Koszty te są odzwierciedlone na rachunkach odbiorców energii oraz w budżetach poszczególnych państw i budżecie wspólnotowym.

Efektywność energetyczna

Komisja Europejska nie przewiduje na obecnym etapie celu dla efektywności energetycznej. Zdaniem Komisji poprawa efektywności energetycznej przyczyni się do osiągnięcia celów politycznych, w tym wzrostu konkurencyjności gospodarki, bezpieczeństwa dostaw i ograniczenia importu paliw i energii oraz transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. Obecnie Komisja w nowej polityce wskazuje, że zaproponowany cel redukcji emisji gazów cieplarnianych wymagać będzie zwiększenia poziomu oszczędności energii o ok. 25% do roku 2030. Jednak wskazuje równocześnie dopuszczoną elastyczność krajów członkowskich w przyjęciu narzędzi dla realizacji tego nadrzędnego celu w zakresie emisji.

W roku 2014 Komisja dokona przeglądu efektów wdrożenia dyrektyw w zakresie efektywności energetycznej i na tej podstawie po roku 2015 będzie prowadzić dalsze rozważania nad potrzebą określenia dedykowanego celu dla efektywności energetycznej.

Konkurencja na zintegrowanych rynkach energii

Zakończenie budowy wewnętrznego, konkurencyjnego rynku energii elektrycznej oraz gazu pozostaje priorytetem Komisji Europejskiej. Według Komisji konkurencyjny i zintegrowany wewnętrzny rynek energii będzie stanowić także w kolejnym dziesięcioleciu ważny element polityki energetycznej oraz będzie dostarczać odpowiednich sygnałów cenowych dla realizacji celów polityki w sposób racjonalny kosztowo. Komisja Europejska opublikowała ostatnio nowy projekt wytycznych dozwolonej pomocy publicznej dla energetyki i ochrony środowiska [9]. Projekt ten znacząco zmienia dotychczasowe podejście do wsparcia udzielanego poszczególnym gałęziom sektora. Komisja wskazuje, że dotacje dla rozwiniętych technologii, w tym dla źródeł wykorzystujących odnawialne zasoby energii należy znieść w latach 2020–2030. Dozwolone będą jedynie dotacje dla technologii innowacyjnych i rozwijających się, które mogą w przyszłości, w sposób uzasadniony kosztowo przyczynić się do rozwoju energetyki odnawialnej i zwiększyć potencjał wykorzystania zasobów odnawialnych.

Komisja analizując dotychczasowe zachowania podmiotów na rynku energii wskazuje, że z jednej strony konkurencja na rynku energii umożliwiła utrzymanie cen hurtowych energii elektrycznej na stabilnym poziomie w porównaniu z rosnącymi cenami paliw kopalnych ale jednocześnie rosnąca produkcja energii

elektrycznej w dotowanych źródłach odnawialnych, które dodatkowo korzystają z pierwszeństwa odbioru i przesyłu energii, odegrała w tym procesie znaczną rolę. Jednocześnie koszty systemów wsparcia dla źródeł odnawialnych wpłynęły na zwiększenie cen detalicznych energii.

Proponowana polityka energetyczna na lata 2020–2030 nie pozostawia także wątpliwości co do prowadzenia dalszych działań wzmacniających konkurencję na rynku gazu.

4. Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej

Olbrzymie znaczenie dla rozwoju polityki energetycznej Unii Europejskiej mają ostatnie wydarzenia na Ukrainie oraz wspólnotowe dyskusje nad bezpieczeństwem dostaw paliw i energii. Na kanwie tych wydarzeń, w maju 2014 roku Komisja Europejska opublikowała Strategię Bezpieczeństwa Energetycznego, która dostarcza dodatkowych argumentów dla rozwoju wspólnotowego rynku energii [1].

Według danych przedstawionych w dokumencie Unia Europejska importuje 53% energii, w tym prawie 90% ropy naftowej, 66% gazu ziemnego 42% paliw stałych oraz 40% paliw jądrowych. Bezpieczeństwo dostaw paliw i energii jest istotne dla wielu krajów Unii Europejskiej, w szczególności zaś dla krajów regionu morza bałtyckiego oraz Europy Środkowo-Wschodniej, które są mniej zintegrowane z rynkiem wspólnotowym a połączenia transgraniczne są ograniczone.

Kwestie zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego dotyczą głównie dostaw gazu ziemnego – sześć krajów członkowskich jest uzależniona od dostaw z Rosji. Komisja diagnozuje w Komunikacie także problemy bezpieczeństwa elektroenergetycznego, wskazując systemy elektroenergetyczne Estonii, Litwy i Łotwy jako mocno uzależnione są od zewnętrznego dostawcy (bilansowanie systemów i ciągłość dostaw zostały wskazane jako uzależnione do zewnętrznego operatora systemu elektroenergetycznego).

W sumie łączny koszt importu paliw i energii to dzisiaj ok. 400 mld € na rok, w tym ponad 300 mld € stanowią opłaty za ropę.

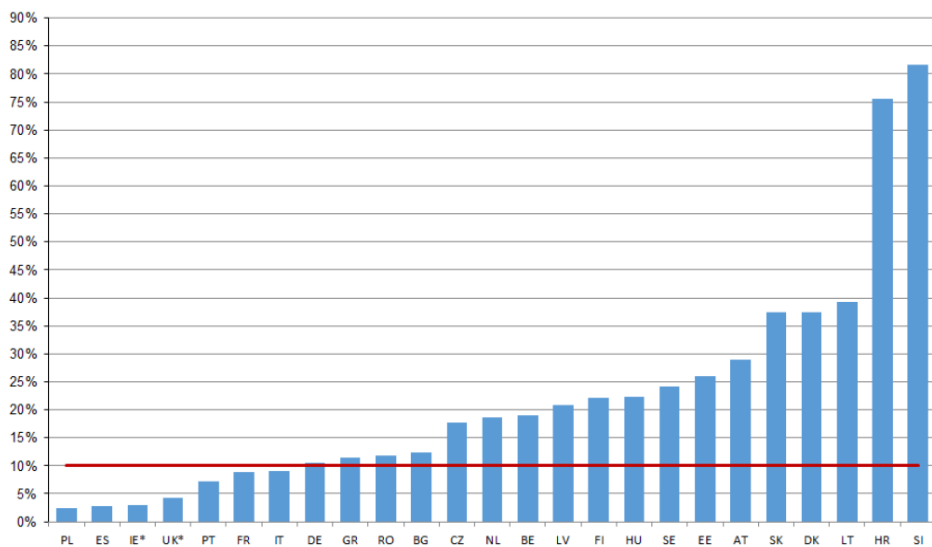
Strategia określa osiem filarów bezpieczeństwa energetycznego, które realizowane razem doprowadzą do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej:

- wzmocnienie Unii Europejskiej na wypadek ewentualnych przerw w dostawach paliw w okresie krótkoterminowym;
- wzmocnienie mechanizmów solidarności, włączając w to koordynację oceny ryzyka oraz planów ewentualnościowych i ochrona infrastruktury strategicznej;
- wzmocnienie i realizacja narzędzi zarządzania stroną popytową;
- budowa dobrze funkcjonującego i zintegrowanego wewnętrznego rynku energii;

- wzrost produkcji energii i paliw wewnątrz Unii Europejskiej,
- dalszy rozwój technologii energetycznych,
- dywersyfikacja zewnętrznych dostawców i rozbudowa stosownej infrastruktury;
- koordynacja krajowych polityk i wspólne negocjacje w sprawach polityki zewnętrznej Unii Europejskiej.

Strategia zakłada działania wykonawcze w każdym z wymienionych filarów, które w konsekwencji realizacji mają doprowadzić do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Wspólnoty. Dokument ten podkreśla znaczenie współpracy państw członkowskich w zakresie kształtowania polityki zagranicznej w kontekście energetyki oraz wypracowania wspólnego stanowiska w relacjach z krajami trzecimi.

Dokumenty towarzyszące Strategii Bezpieczeństwa Energetycznego między innymi kompleksowo diagnozują obecne uwarunkowania w zakresie połączeń transgranicznych, kierunków dostaw paliw i energii oraz zdolności magazynowania. Komisja wskazuje także scenariusze rozwoju dostaw paliw i energii. Na rys. 1 przedstawiono udział zdolności przesyłowych dostępnych elektroenergetycznych połączeń transgranicznych w stosunku do zainstalowanej mocy wytwórczej w krajach Unii Europejskiej [1].



Rys. 1. Udział zdolności przesyłowych dostępnych elektroenergetycznych połączeń transgranicznych w stosunku do zainstalowanej mocy wytwórczej w krajach Unii Europejskiej

4. Wpływ proponowanej polityki energetycznej UE na Polskę

Komisja Europejska określając w „Ramach politycznych na okres 2020–2030” jeden cel obligatoryjny pozostawia krajom członkowskim większą swobodę w kształtowaniu krajowej polityki energetycznej niż obecnie. Określenie nowych celów politycznych na okres po roku 2020 daje inwestorom dalszą perspektywę rozwoju oraz obraz spodziewanych regulacji europejskich, które będą oddziaływać na wewnętrzne strategie oraz plany inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych oraz polityki krajowe. Ze względu na uwarunkowania energetyki polskiej, opartej na węglu, kwestie związane z ograniczeniem oddziaływania energetyki na środowisko budzą kontrowersje a proponowane po roku 2020 dalsze redukcje emisji gazów cieplarnianych o 40% będą wpływać na pozycję gospodarki polskiej. Z drugiej strony, analizując realizację dotychczasowych polityk krajowych, polityka Unii Europejskiej może stanowić podstawę stabilności funkcjonowania sektora. Dodatkowo, nowe cele przyspieszą i tak nieuniknioną potrzebę modernizacji i odbudowy wiekowej infrastruktury polskiej energetyki.

Redukcja emisji gazów cieplarnianych

Kontynuacja polityki ograniczenia emisji gazów cieplarnianych będzie negatywnie wpływać na koszty funkcjonowania energetyki, o ile nie dokona się dywersyfikacji krajowego miks energetycznego. Komisja Europejska szacuje w scenariuszu referencyjnym koszt emisji dwutlenku węgla na poziomie 10 €/t CO₂ w roku 2020 oraz 14 €/t CO₂ w roku 2025, co ma związek z nadpodażą uprawnień na rynku. Zwiększenie wskaźnika rocznej redukcji uprawnień oraz zaproponowany mechanizm rynkowej rezerwy stabilizującej może doprowadzić do zbilansowania ceny uprawnień na spodziewanym poziomie ok. 35 €/t CO₂ w roku 2030 [6]. Koszt ten będzie wpływać na koszty zakupu energii przez odbiorców oraz będzie decydować o dalszym rozwoju gospodarki polskiej.

Nowa strategia kontynuuje zatem rozpoczęty trend wymuszenia ograniczenia stosowania paliw kopalnych przez zwiększenie kosztów energii ze źródeł konwencjonalnych. To, w warunkach Polski, będzie stanowić największe wyzwanie nowej polityki energetycznej Wspólnoty.

Rozwój energetyki odnawialnej

W Polsce wciąż trwają prace nad przyjęciem ustawy o odnawialnych źródłach energii, która z założenia ma doprowadzić do realizacji celu przyjętego na rok 2020. Analizy przygotowane przy okazji prac nad ustawą już przyniosły rekomendacje, z których niektóre pokrywają się z wnioskami Komisji Europejskiej. System wsparcia energii ze źródeł odnawialnych w Polsce wymaga ewaluacji oraz dopasowania do malejących kosztów poszczególnych technologii. Przy urynkowaniu się technologii z pewnością istotny będzie rozwój technologii

magazynowania energii, tak aby zapewnić stabilne, gwarantowane dostawy energii elektrycznej z takich systemów.

Z drugiej strony brak obligatoryjnego celu dla rozwoju energetyki odnawialnej i swoboda w ustanowieniu działań wykonawczych po roku 2020 wpływa już dziś negatywnie na wiele projektów. Dotychczasowy dualizm polityki krajowej oraz bariery na jakie napotykać inwestorzy prawdopodobnie będą się potęgować po roku 2020. To w rezultacie może doprowadzić do spowolnienia rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce.

Poprawa efektywności energetycznej

W Polsce efektywność energetyczna była wspierana jedynie hasłowo. Pomimo ambitnych „Planów działań dla efektywności energetycznej”, nie udało się jak do tej pory w Polsce wdrożyć efektywnej długoterminowej polityki oszczędzania energii. Cele i działania zapisane w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” nie są realizowane. Można już dokonać pierwszych podsumowań rocznego funkcjonowania mechanizmów ustawy o efektywności energetycznej, ustawa wprowadziła system wsparcia jedynie do roku 2016. Bazując na obecnych doświadczeniach można wysnuć wniosek, że bez politycznej presji ze strony instytucji Unii Europejskiej nowa polska polityka energetyczna nie będzie już priorytetowo traktować dalszych działań w zakresie poprawy efektywności energetycznej. Z pewnością jednak konkurencja na rynku energii będzie mimo wszystko wymuszać działania w zakresie poprawy efektywności energetycznej.

Stymulowanie konkurencji na rynku energii elektrycznej

Komisja Europejska nieodwracalnie wskazuje na dalsze stymulowanie konkurencji na rynku energii. Pełna realizacja pakietów o liberalizacji rynku energii jeszcze bardziej wzmocni konkurencję. Równocześnie pełne otwarcie rynku z założenia ma doprowadzić do konkurowania o odbiorców energii na rynku Wspólnotowym oraz do wywarcia presji na wyrównywanie się cen energii. Dodatkowo realizacja połączeń transgranicznych przewidzianych w pakiecie infrastrukturalnym, oprócz poprawy bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, zwiększy dostępność nowych rynków energii. Podmioty działające na rynku energii już dzisiaj przygotowują się do otwarcia rynku i coraz częściej postrzegają odbiorców końcowych jako istotnych uczestników rynku energii.

Europejska Strategia Bezpieczeństwa Energetycznego

Zapisy strategii są odpowiedzią Komisji Europejskiej na podnoszone między innymi przez Polskę postulaty tzw. Unii Energetycznej. Strategia promuje rozwój infrastruktury przesyłowej paliw i energii oraz wzmocnienie relacji Wspólnoty w negocjacjach z dominującym dostawcą. Strategia odnosi się także do wykorzystania zasobów lokalnych jako źródeł wspomagających, a w niektórych przypadkach gwarantujących bezpieczeństwo wytwarzania i dostaw energii. Strategia zwraca uwagę na konieczność dalszego wykorzystania paliw ko-

palnych dla zapewnienia bezpieczeństwa, jednocześnie podkreślając konieczność ich zrównoważonego wykorzystania przy użyciu technologii CCS. Także zapisy o poszukiwaniach zasobów niekonwencjonalnych gazu ziemnego mogą wspomagać politykę w zakresie wydobycia zasobów gazu łupkowego w Unii Europejskiej.

5. Podsumowanie

Polityka energetyczna Unii Europejskiej od wielu lat określa nadrzędny cel ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, dla wypełnienia globalnego celu ograniczenia wzrostu średniej temperatury na Ziemi do 2°C. W świetle ostatnich zmian dyrektywy ETS, korygujących ilość uprawnień do emisji na rynku oraz propozycji nowej polityki energetycznej Wspólnoty do 2030 roku wydaje się, że będzie to trend nieodwracalny, który będzie musiał także znaleźć swoje odzwierciedlenie w nowej polskiej polityce energetycznej.

Jak wynika z monitorowania wdrożeń polityki, większość krajów członkowskich dokonała, jak do tej pory, zadawalających postępów w zakresie realizacji celów wyznaczonych do realizacji do roku 2020. Jednak co warto podkreślić, obecne spowolnienie gospodarcze wpływa pozytywnie na realizację niektórych z celów.

Ryzyko polityczne oraz ryzyko regulacyjne należą do kluczowych przy planowaniu inwestycji energetycznych. Dodatkowo, doświadczenie realizacji dotychczasowych działań wykonawczych poszczególnych polityk sprawia, że istotnie trudno jest oprzeć projekty inwestycyjne na dokumentach strategicznych [8]. Nowe uwarunkowania na rynku energii dostarczają argumentów za aktualizacją obecnej polityki energetycznej Unii Europejskiej oraz Polski.

Kraje Unii Europejskiej zdają sobie coraz częściej sprawę z rosnącego uzależnienia do zewnętrznych dostawców paliw i energii. Ostatnie wydarzenia na Ukrainie oraz wcześniejsze przerwy w dostawach paliw do Unii Europejskiej powodują dodatkowe ryzyko. Także rosnący koszt dostaw paliw i energii wpływają na konieczność podjęcia działań dywersyfikacji dostaw i ograniczenia uzależnienia od zewnętrznych dostawców. Europejska Strategia Bezpieczeństwo Energetycznego określa działania wykonawcze dla wzmocnienia wewnętrznego rynku energii we Wspólnocie.

Rada Unii Europejskiej zdecydowała o kontynuacji prac nad nową polityką Unii Europejskiej, z myślą o podjęciu ostatecznej decyzji do października 2014 r. Podczas spotkania Rada Europejska zwróciła się do Komisji Europejskiej o dalsze analizy skutków realizacji zaproponowanych celów w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz rozwoju energetyki odnawialnej. Jak podkreślono, istotny przy podjęciu decyzji o celach będzie mechanizm sprawiedliwego obciążenia państw członkowskich wysiłkiem realizacji poszczególnych celów politycznych.

Literatura

- [1] Communication from the Commission to the European Parliament and the Council: *European Energy Security Strategy*. COM (2014) 330, Brussels, 28 May 2014.
- [2] Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady dotycząca ustanowienia i funkcjonowania rezerwy zapewniającej stabilność rynku dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE. COM(2014) 20, Bruksela, 22 stycznia 2014.
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
- [5] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: *Plan działania w dziedzinie energii do 2050 roku*. COM(2011) 885, Bruksela, 15 grudnia 2011.
- [6] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: *Ramy polityczne na okres 2020-2030 dotyczące klimatu i energii*. COM(2014) 15, Bruksela, 22 stycznia 2014.
- [7] Paska J., Surma T.: Koszty i korzyści rozwoju energetyki odnawialnej. XIX Konferencja Naukowo-Techniczna *Rynek energii elektrycznej: nowe regulacje prawne a rzeczywistość*. Kazimierz Dolny, 7–9 maja 2013.
- [8] Paska J. Surma T.: *Polityka energetyczna Polski na tle polityki energetycznej Unii Europejskiej*. Polityka energetyczna. Tom 16, Z. 4, 2013.
- [9] *Projekt wytycznych w sprawie pomocy na ochronę środowiska i cele związane z energią na lata 2014-2020*. Bruksela, 18 grudnia 2013.
- [10] Zielona Księga w sprawie ram polityki w zakresie klimatu i energii do roku 2030. COM(2013) 169, Bruksela, 27 marca 2013.

Maksymilian PRZYGRÓDZKI, Paweł CHMURSKI
Politechnika Śląska, PSE Innowacje Sp. z o.o.

OCENA MOCY ZAINSTALOWANEJ W ŹRÓDŁACH FOTOWOLTAICZNYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Wdrażane korzystne systemy wsparcia rozwoju i eksploatacji odnawialnych źródeł energii spowodowały w ostatnich kilku latach w wielu krajach europejskich znaczący wzrost mocy zainstalowanej. Wśród tych źródeł wytwórczych między innymi dotyczy to systemów fotowoltaicznych (PV) [3]. Prostota montażu, łatwość transportu gotowych elementów układów fotowoltaicznych oraz spadające ceny detaliczne (szczególnie samych paneli, które stanowią znaczącą część nakładów inwestycyjnych) powodują, że budowa instalacji PV o mocy nawet wielu megawatów przebiega niezwykle szybko. Czynniki te sprzyjają rozwojowi systemów PV, co w konsekwencji prowadzi do zaznaczenia udziału produkowanej energii elektrycznej w bilansie energetycznym kraju. Warto zatem uwzględnić taki scenariusz i zastanowić się nad przeprowadzeniem weryfikacji podejścia do bilansowania systemu elektroenergetycznego, zarówno w kontekście prowadzenia ruchu jak i sporządzania planów bilansowych. W takich rozważaniach szczególną uwagę należy zwrócić na charakter pracy źródeł fotowoltaicznych, których generacja zależy bardzo silnie od panujących na danym obszarze warunków atmosferycznych [4].

Zbilansowanie systemu elektroenergetycznego w określonym obszarze (rozpatrzono obszar krajowego systemu elektroenergetycznego) w ogólności polega na zestawieniu ze sobą zapotrzebowania na energię elektryczną z potencjałem wytwórczym. Wykonując takie zestawienie powinno się uwzględnić ramy czasowe, co w niniejszej publikacji rozważono na przykładzie doby. Te rozważania wymagały zbadania uwarunkowań charakterystycznych dla pracy źródeł fotowoltaicznych oraz ukształtowania zapotrzebowania odbiorców. Badając względy bilansowe trzeba uwzględnić w ramach analizowanych uwarunkowań również inne źródła energii tak konwencjonalne jak i odnawialne, których rozwój jest elementem polityki energetycznej oraz rzeczywistości rynkowej. W Polsce w tym zakresie szczególną popularnością cieszy się energetyka wiatrowa. Efektem prowadzonych rozważań jest wyznaczenie potencjału wytwórczego, w tym mocy zainstalowanej w źródłach PV.

1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) reprezentowane jest przez krzywą zapotrzebowania na moc, którą skonstruować można na podstawie wartości chwilowych 15-minutowych dla danego okresu. Zapotrzebowanie można określić jako cechę „zewnętrzną” systemu (wymuszenie dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego), która kształtowana jest przez odbiorców. Przebieg obciążenia systemu elektroenergetycznego powstaje w wyniku dodawania się przebiegów obciążeń odbiorów składowych. Na obciążenie systemu wywierają wpływ czynniki nieprzypadkowe, wśród których można wyróżnić [1]:

- Cechy systemu elektroenergetycznego, z których najważniejsza to struktura odbiorów, dynamika rozwoju gospodarczego, ustawowa długość dnia pracy oraz system zmian roboczych obowiązujących w kraju.
- Położenie geograficzne rozpatrywanego obszaru (klimat, zmiany momentów wschodu i zachodu Słońca).

Poza powyższym na zapotrzebowanie na moc w KSE oddziałują także czynniki losowe, takie jak: zmiany temperatury, opady, prędkość wiatru, awarie urządzeń odbiorczych, zmiany struktury odbiorców (pracujących odbiorników), itp. Warto zwrócić uwagę, że wpływ losowych czynników meteorologicznych na przebieg obciążenia systemu ma związek z ogólnym charakterem klimatu rozpatrywanego obszaru i ze sposobem ogrzewania pomieszczeń. Czynniki te, w efekcie przenoszone na przebieg obciążenia systemu elektroenergetycznego, mają charakter zjawiska przyrodniczego [1].

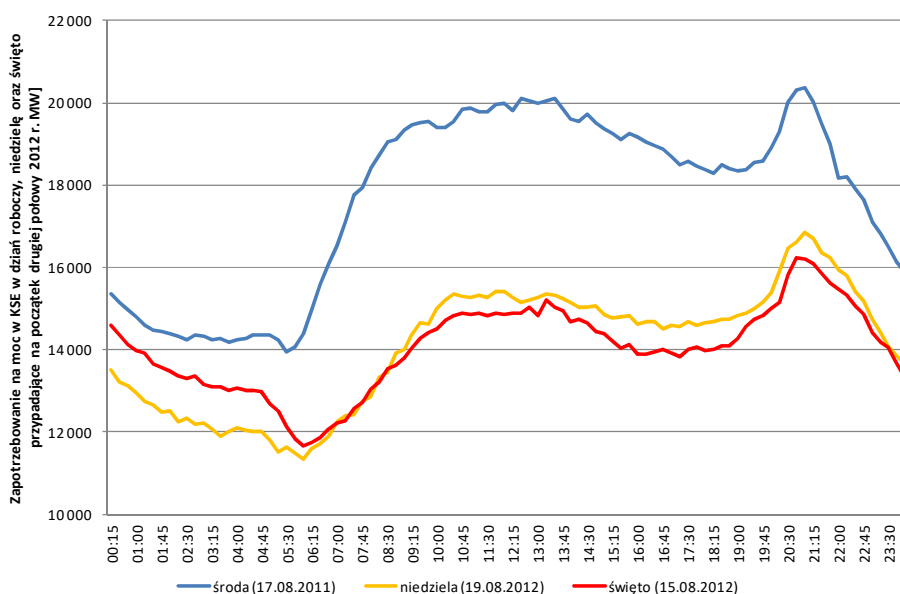
Punktem wyjściowym do rozważań w zakresie bilansowania energii jest wybór reprezentatywnego dnia. Dniem roboczym reprezentującym przeciętne zapotrzebowanie na moc w KSE, uznawanym w analizach statystycznych, jest pierwsza środa występująca po piętnastym dniu danego miesiąca. Odpowiednio reprezentatywnym dniem wolnym od pracy (weekend) jest niedziela następująca po tej środzie. W celu powiązania przybliżonych terminów kalendarzowych dla środy i dla niedzieli można wybrać do porównania dzień wolny świąteczny.

W celu wykazania różnic pomiędzy przebiegiem krzywej zapotrzebowania na moc dla wybranych dni zaprezentowano poniżej przykładowe wykresy (rys. 1) [5]. Dane, na podstawie których opracowano te wykresy są wielkościami brutto (razem z potrzebami własnymi elektrowni i stratami w sieciach elektroenergetycznych), bez uwzględnienia salda wymiany międzysystemowej.

Porównanie przedstawionych na rysunku 1 krzywych wskazuje, że w KSE zachodzą znaczące różnice w poziomie zapotrzebowania pomiędzy dniem roboczym, a dniami wolnymi.

Mając powyższe na uwadze warto uwzględnić fakt, że w godzinach południowych w słoneczne dni, w okresie wiosenno-letnim będą panowały bardzo korzystne warunki dla generacji w źródłach PV. Oznacz to, że ten okres

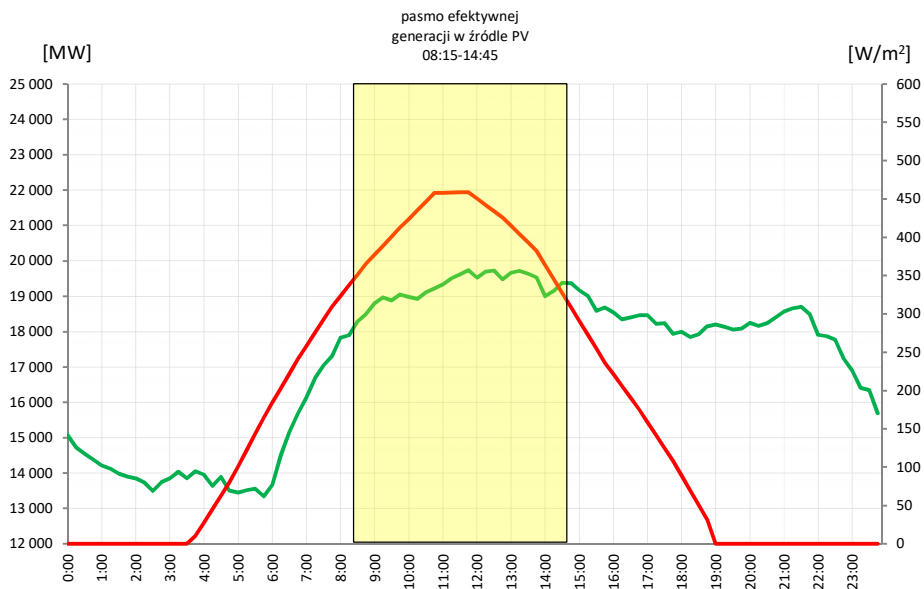
w ciągu doby będzie stanowił duże wyzwanie w kontekście uwzględniania w bilansie KSE generacji w źródłach PV. Przy stabilnych warunkach atmosferycznych i wiarygodnych prognozach pogody uwzględnianie źródeł PV w planowanym i operacyjnym bilansie nie będzie narażać na trudności. Jednakże najmniej korzystnym stanem w godzinach południowych mogą okazać się dni słoneczne i jednocześnie wietrzne, w których pochodną korzystniejszych warunków wietrznych może być nagła zmiana zachmurzenia a tym samym zagrożenie wystąpieniem znaczącej redukcji generowanej mocy w źródłach PV. Takie sytuacje stanowią nowe wyzwania dla utrzymywania i korzystania z rezerw mocy.



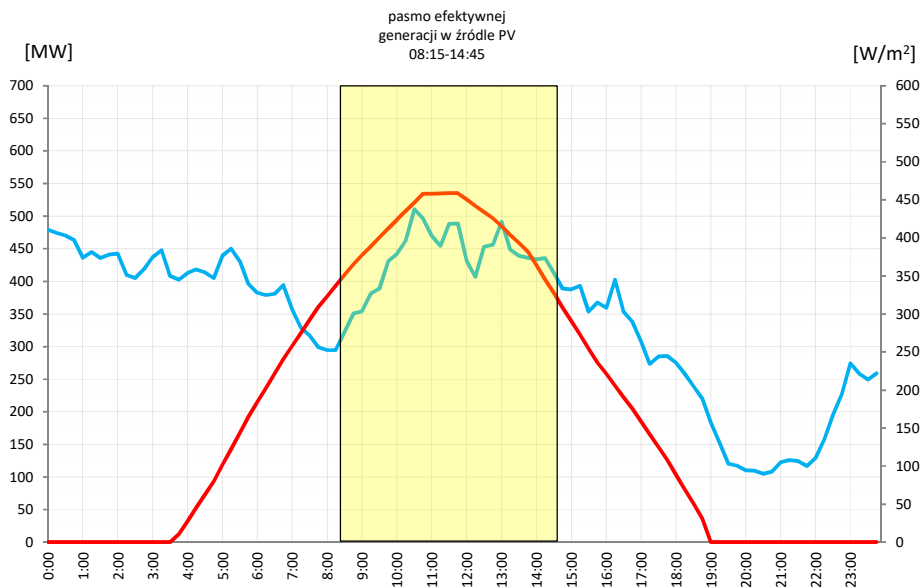
Rys. 1. Krzywa zapotrzebowania na moc w KSE w wybranych dniach

Istotnym zatem zagadnieniem dla zapewnienia bezpiecznej pracy KSE, jest rozpatrywanie jednocześnie warunków wietrznych (produkcja w farmach wiatrowych), warunków nasłonecznienia (przyszła produkcja w źródłach PV) oraz zapotrzebowania na moc w KSE. W związku z tym, w celach ilustracyjnych, na wybrany wykres krzywej zapotrzebowania na moc w KSE (rys. 2) naniesiono krzywą natężenia promieniowania słonecznego, określoną na podstawie wieloletnich danych historycznych [6]. Obszarem zakreślowanym zaznaczono okres kilku godzin dla których słońce operuje najmocniej – pole to stanowi pasmo szczególnego potencjału wytwórczego w źródłach PV, a jego granice zostały określone jako 70% maksymalnej wartości promieniowania słonecznego. Na rysunku 2 zamieszczono przebiegi zapotrzebowania na moc, a na rysunku 3 generację mocy w farmach wiatrowych w KSE. W obu

przypadkach wykresy przedstawiono na tle krzywych promieniowania słonecznego. Prezentowane wykresy dotyczą przykładowej doby letniej.



Rys. 2. Krzywa zapotrzebowania na moc w KSE na tle wyidealizowanej krzywej produkcji w źródłach PV



Rys. 3. Produkcja w farmach wiatrowych na tle wyidealizowanej krzywej produkcji w źródłach PV

Podsumowując zaprezentowane na rysunkach 2 i 3 zależności graficzne można zauważyć, że w ciągu roku mogą występować (w szczególności w miesiącach wiosenno-letnich) godziny, w których duże zapotrzebowanie na moc w KSE może wystąpić wraz z bardzo dobrymi warunkami dla generacji w farmach wiatrowych oraz w farmach PV. Ten też okres jest interesujący z tytułu wyznaczania zbilansowania KSE, przy maksymalizacji udziału źródeł PV.

2. Synergia pracy źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych

Z punktu widzenia bezpiecznej pracy oraz planowania zbilansowania KSE istotne jest określenie poziomu jednoczesnej generacji zarówno w źródłach PV jak i źródłach wiatrowych. Ze względu na uwarunkowania atmosferyczne możliwa jest sytuacja, w której oba rodzaje źródeł pracować mogą z mocą istotną z punktu widzenia KSE (przy dużym udziale mocy zainstalowanej w tych źródłach). Zatem dla potrzeb niniejszej pracy wyznaczono współczynnik K_S jednoczesności produkcji w obu analizowanych źródłach. Współczynnik ten określa w jakim stopniu zachodzi jednoczesność produkcji (synergia) w tych źródłach. Współczynnik ten określony został zależnością:

$$K_S = \frac{\max(P_{PV} + P_{FW})}{\max P_{PV} + \max P_{FW}}, \quad (1)$$

gdzie:

P_{PV} - poziom generacji w źródłach PV,

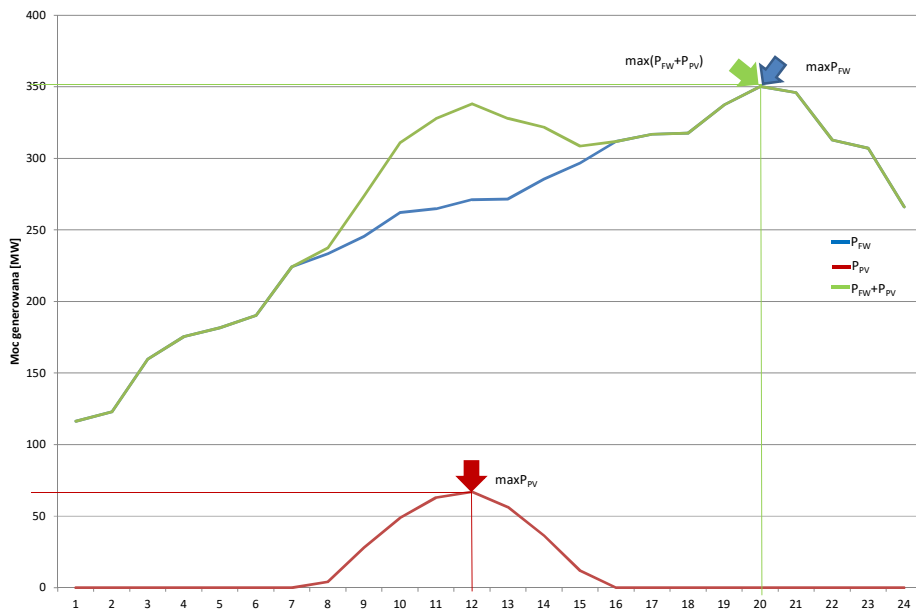
P_{FW} - poziom generacji w źródłach wiatrowych,

$(P_{PV}+P_{FW})$ - poziom jednoczesnej generacji w źródłach PV i wiatrowych.

Współczynnik synergii K_S określony jest jako iloraz maksymalnej sumarycznej (jednoczesnej) generacji mocy w źródłach PV oraz wiatrowych zainstalowanych w KSE oraz sumy maksymalnej generacji w źródłach PV oraz w źródłach wiatrowych w ciągu roku. Dla wyznaczenia współczynnika K_S wykorzystano wartości produkcji mocy w źródłach PV oraz w farmach wiatrowych, określone dla każdej godziny doby w roku. Ze względu na brak danych dotyczących produkcji mocy w źródłach PV w warunkach polskich (w skali systemowej), wykorzystano posiadane informacje o natężeniu promieniowania słonecznego. Wykorzystano przy tym fakt, że pomiędzy irradancją a produkcją mocy w źródłach PV zachodzi liniowa zależność, co można zweryfikować przykładowo na danych katalogowych ogniw. Powyższe uprawnia do posłużenia się krzywą irradiancji zamiennie z krzywą produkcji, co wykorzystano poniżej.

Na rysunku 4 przedstawiono przykładowy wykres generacji mocy w źródłach PV i wiatrowych w okresie doby (zimowej). Zaznaczono na nim wartości maksymalne mocy generowanej osobno w źródłach PV, osobno w farmach wiatrowych oraz wartość maksymalną ich produkcji jednoczesnej

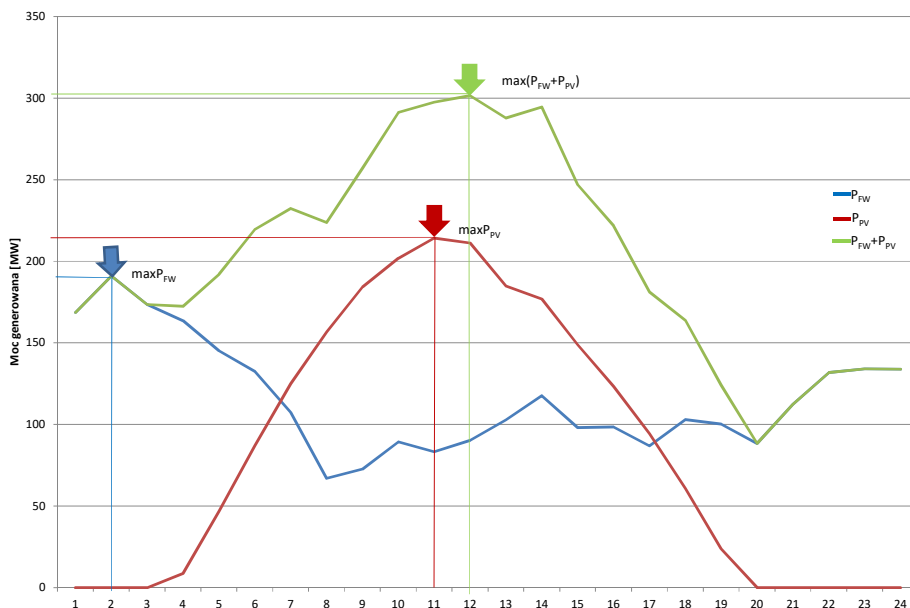
(synergii). W tym konkretnym przypadku wartość maksymalna mocy generowanej w farmach wiatrowych oraz łączna wartość maksymalnej mocy produkowanej w obu rodzajach źródeł pokrywa się około godziny dwudziestej.



Rys. 4. Przykładowa generacja w źródłach wiatrowych oraz PV w okresie doby zimowej

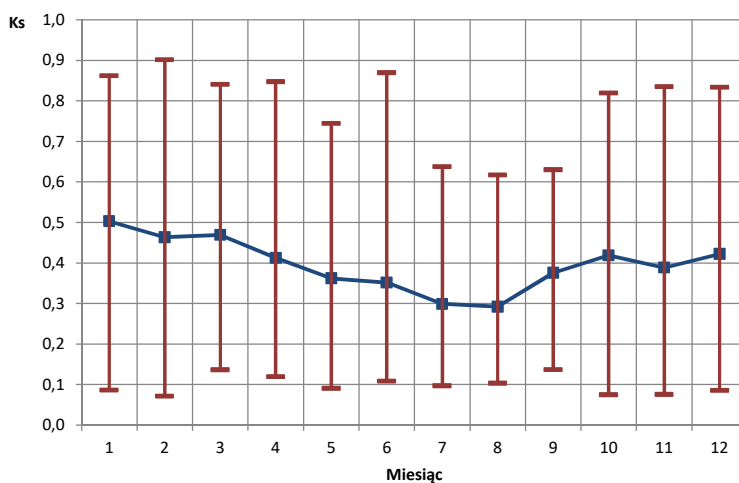
Na kolejnym rysunku (rys. 5) zamieszczono przebiegi ilustracyjne generacji dla wybranej doby letniej. W tym przypadku poszczególne wartości maksymalne występują w różnych okresach doby, natomiast efekt wypadkowy przypada na godziny południowe.

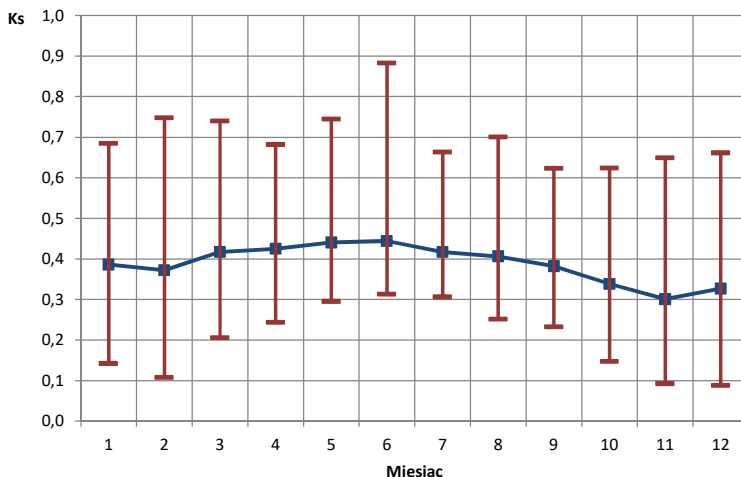
Dla określenia wartości współczynnika K_S konieczne jest zidentyfikowanie wartości maksymalnych mocy wytwarzanej w źródłach wiatrowych oraz PV w skali roku oraz w skali doby. W niniejszych rozważaniach maksymalną wartość sumy wartości godzinowej w danym roku odniesiono do sumy zidentyfikowanych wartości maksymalnych każdego z tych źródeł w analizowanym okresie. Chcąc określić wartość współczynnika jednoczesności w danym dniu obserwacji należy odnieść maksymalną wartość sumy mocy wytwarzanej w obu źródłach w poszczególnych godzinach w danej dobie do sumy wartości maksymalnych określonych w skali roku. Odniesienie się do wartości rocznych pozwala na jednoznaczne wyskalowanie uzyskiwanych współczynników.



Rys. 5. Przykładowa generacja w źródłach wiatrowych oraz PV w okresie doby letniej

Na rysunkach 6 i 7 przedstawiono szacunkowe wartości współczynnika synergii K_S posługując się modelowym przebiegiem zapotrzebowania. Linia ciągłą zaznaczono wartości średnie w miesiącach oraz zakres zmian (min-max). Z uwagi na brak danych dotyczących przyszłych wartości maksymalnych generowanych w źródłach PV posłużono się tą wielkością jako parametrem zakładając jego wartość jako 1000 MW i 5000 MW.

Rys. 6. Współczynniki synergii w poszczególnych miesiącach przy $P_{PVmax}=1000$ MW



Rys. 7. Współczynniki synergii w poszczególnych miesiącach przy $P_{PVmax}=5000$ MW

Posługując się maksymalną mocą źródeł PV generowaną w KSE jako parametrem analizy współczynników synergii źródeł odnawialnych wiatrowych i fotowoltaicznych można zauważyć ciekawą relację wynikającą z częściowego uzupełniania się tych źródeł. Źródła odnawialne mogą wykorzystywać energię pierwotną jedynie w takim stopniu i w takiej relacji, w jakim ona występuje na Ziemi. Obserwowane tendencje generowania mocy w źródłach wiatrowych w skali roku pokrywają się z obserwacją wiatru, jako nośnika energii pierwotnej. Przeciętny poziom wietrzności w skali roku jest wyższy w miesiącach jesienno-zimowych, a niższy w miesiącach letnich. Dla odmiany wykorzystanie zasobów promieniowania słonecznego stwarza większe możliwości w miesiącach wiosenno-letnich, a mniejsze w miesiącach jesienno-zimowych. Oznacza to, że poziom generacji w miesiącach letnich ze źródeł PV będzie bardziej intensywny i przy ich dużym udziale będzie ważnym składnikiem bilansu energii elektrycznej w zakresie źródeł odnawialnych.

Obserwując ukształtowanie mocy generowanej w danym typie źródeł odnawialnych w okresie roku można wskazać następujące wnioski:

- przy dużym udziale mocy generowanej w źródłach wiatrowych (a małym w źródłach PV) współczynniki synergii w poszczególnych miesiącach przenoszą udział farm wiatrowych, co zaznacza się charakterystycznym ukształtowaniem zbieżnym z krzywą miesięczną zapotrzebowania w KSE (wyższe wartości zimą, niższe latem);

- przy dużym udziale mocy generowanej w źródłach PV (a małym w źródłach wiatrowych) współczynniki synergii w poszczególnych miesiącach roku oddają kształt krzywej nasłonecznienia. W tym przypadku zaznacza się wyższa wartość tych współczynników w okresie letnim, mając przewagę nad okresem zimowym;
- zrównoważony udział generacji w źródłach wiatrowych jak i w źródłach PV zmierza do wyrównania współczynników synergii określając przeciętną wartość w granicach 0,4. Jest to wynik rozłożenia wartości maksymalnych w przeciwnych sezonach (lato/zima) i wzajemnym uzupełnianiu się produkcji w tych źródłach (synergii).

Na podstawie przedstawionych powyżej rozważań można wnioskować, że w wymiarze bilansowym wskazanym jest dążenie do pewnego zrównoważenia rozwoju różnych źródeł odnawialnych. Stopień wzajemnej synergii tych źródeł będzie pozwalał na lepsze wykorzystanie zasobów odnawialnych, jak również będzie wpływał na podniesienie bezpieczeństwa energetycznego, ale również i operacyjnego KSE.

3. Ocena możliwości zbilansowania KSE

Moc źródeł PV, jaka będzie mogła być przyłączona do KSE uwarunkowana jest m.in. możliwościami zbilansowania układu sieciowego w danym stanie obciążenia. Zatem wyznaczenie jej maksymalnej wartości poprzedzone musi być określeniem zapotrzebowania na moc oraz sposobu jego pokrycia przez jednostki wytwórcze konwencjonalne oraz odnawialne źródła energii (OZE).

Ze względu na fakt, że źródła PV zaliczane są do OZE, określenie ich maksymalnego, bezpiecznego dla utrzymania bilansu KSE, poziomu mocy zainstalowanej poprzedzone musi być wcześniejszym określeniem takiego poziomu dla wszystkich źródeł odnawialnych. Ponadto, biorąc pod uwagę niejednoczesność pracy poszczególnych rodzajów OZE oraz silną zależność mocy produkowanej od czynników zewnętrznych (warunki pogodowe), pierwszym krokiem analizy jest wyznaczenie maksymalnego poziomu mocy generowanej przez OZE. W tym celu posłużono się następującą zależnością:

$$P_{dopOZE} = P_{obc\ min} - P_{min\ tech} \quad (2)$$

gdzie:

P_{dopOZE} - maksymalny poziom generacji w OZE,

$P_{obc\ min}$ - zapotrzebowanie na moc w KSE w danym stanie charakterystycznym w paśmie efektywnej generacji w źródłach PV,

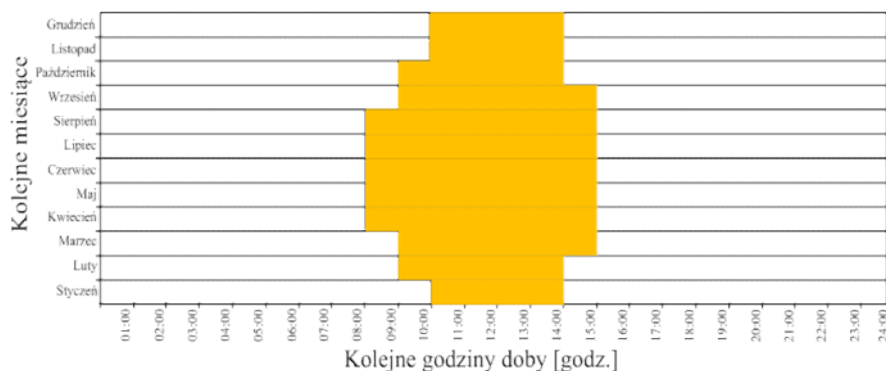
$P_{mintech}$ - poziom minimum technicznego obciążenia źródeł wytwórczych innych niż OZE.

Wyznaczenie powyższego poziomu mocy generowanej w źródłach odnawialnych, ze szczególnym uwzględnieniem źródeł PV wymaga wykonania kilku kroków:

1. Analiza krzywych nasłonecznienia w okresie rocznym jak i dobowym.
2. Wyznaczenie okresu nasłonecznienia, które będzie w sposób istotny wpływało na poziom wykorzystania źródeł PV (tzw. pasmo efektywnej generacji).
3. Określenie minimalnego zapotrzebowania na moc w systemie w pasmie efektywnej generacji.
4. Wyznaczenie minimum technicznego mocy generowanej w źródłach konwencjonalnych.
5. Określenie współczynników udziału innych źródeł odnawialnych (tu w szczególności farm wiatrowych) w pasmie efektywnej generacji w źródłach PV.
6. Wyznaczenie mocy generowanej w innych (niż PV) źródłach odnawialnych.
7. Wyznaczenie maksymalnej mocy generowanej w źródłach PV w pasmie efektywnej generacji.
8. Zweryfikowanie ograniczeń wyznaczonych wielkości mocy generowanej w źródłach PV w okresach innych jak pasmo efektywnej generacji.

Postępując zgodnie z przedstawionymi krokami postępowania można wyznaczyć maksymalną, dopuszczalną generację w źródłach OZE. Moc ta może być przeliczona na moc zainstalowaną dając oszacowanie wielkości progowych w KSE.

Wyznaczając pasmo efektywnej generacji w źródłach PV dla poszczególnych miesięcy roku przyjęto, iż jest to okres doby w którym poziom irradancji osiąga co najmniej 70% maksymalnego poziomu dobowego. W ten sposób dla każdej doby poszczególnych miesięcy roku wyznaczono przedział godzinowy zilustrowany na rysunku 8. Pasma to odzwierciedla potencjalnie najlepsze warunki nasłonecznienia, występujące w danym okresie roku.



Rys. 8. Graficzna ilustracja pasma efektywnej generacji źródeł PV

Zgodnie z nakreślonymi powyżej krokami postępowania maksymalna, dopuszczalna generacja w źródłach OZE stanowi podstawę do określenia maksymalnej dopuszczalnej generacji w źródłach PV. Określają to zależności:

$$P_{PV} = P_{dopOZE} - P_{FW} - P_{OZEinne} \quad (3)$$

$$P_{FW} = k_{FW} \cdot P_{zFW} \quad (4)$$

gdzie:

P_{FW} – poziom generacji w źródłach wiatrowych,

P_{PV} – poziom generacji w źródłach PV,

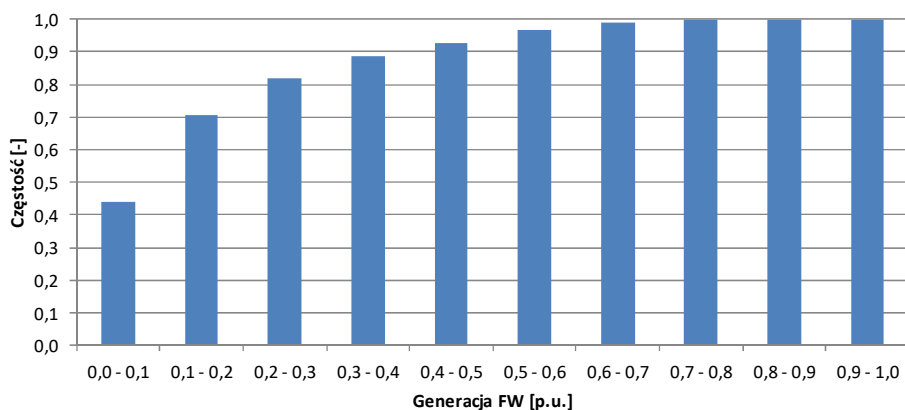
$P_{OZEinne}$ – poziom generacji w źródłach biomasowych, biogazowych i wodnych,

P_{zFW} – moc zainstalowana w farmach wiatrowych,

k_{FW} – współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej źródeł wiatrowych, wynikający z warunków wietrzności w okresach pasma efektywnej generacji w źródłach PV.

Określenie poziomu generacji w źródłach wiatrowych w odniesieniu do mocy zainstalowanej w tych źródłach wymaga, zgodnie z zależnością (4), określenia współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej źródeł wiatrowych, wynikającego z warunków wietrzności w okresach najlepszego nasłonecznienia.

Dokładna analiza danych meteorologicznych [6] pokazuje, że w okresach najsilniejszego natężenia promieniowania słonecznego (godziny okołopołudniowe miesiące wiosenno-letnich, tj. miesiące maj do sierpnia), kiedy poziom irradancji osiąga co najmniej 500 W/m^2 z reguły prędkość wiejącego wiatru umożliwia generację mocy w farmach wiatrowych na poziomie od 10% do 25% mocy zainstalowanej. Jednakże w okresie letnim zdarzają się także warunki pogodowe, kiedy dla analogicznych warunków nasłonecznienia, prędkość wiatru osiąga wartości pozwalające na generację mocy na poziomie sięgającym 40% mocy zainstalowanej. Ze względu na fakt, że dominującymi są warunki wietrzności umożliwiające pracę farm wiatrowych z mocą przekraczającą 40% mocy znamionowej, dla dalszych rozważań dotyczących okresu wiosenno-letniego (w tym także dla analiz rozptylowych) przyjęto wartość współczynnika k_{FW} równą 0,4. Takie podejście potwierdza też rysunek 9, na którym przedstawiono częstość skumulowaną występowania danego poziomu generacji w źródłach wiatrowych w miesiącach wiosenno-letnich. Zgodnie z przedstawionymi wynikami należy stwierdzić, że przyjęcie stopnia 0,4 wyzyskania mocy zainstalowanej farm wiatrowych w KSE obejmuje ponad 90% godzin w okresie największej irradancji.

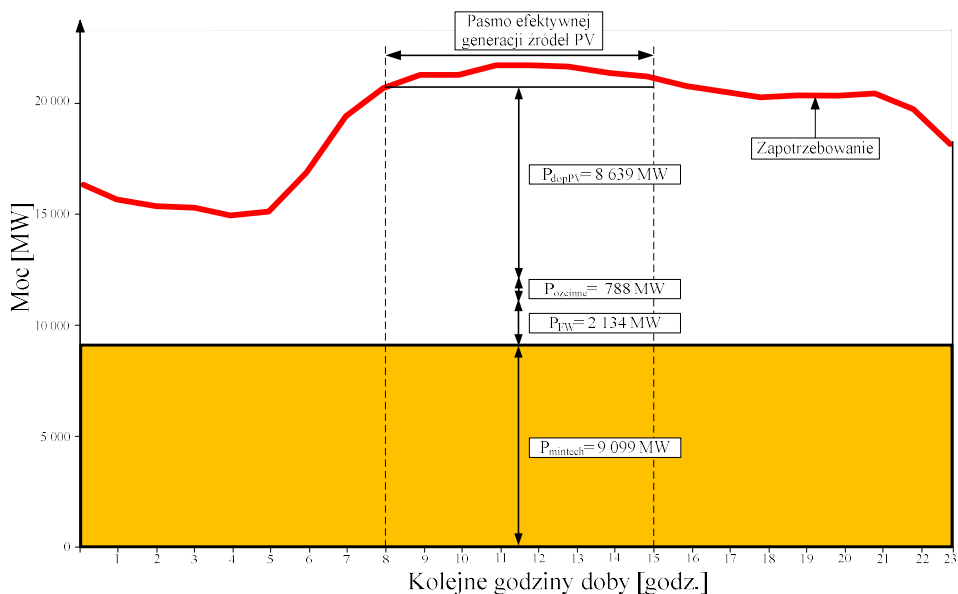


Rys. 9. Częstość występowania stopnia wyzyskania mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych dla okresu wiosenno-letniego

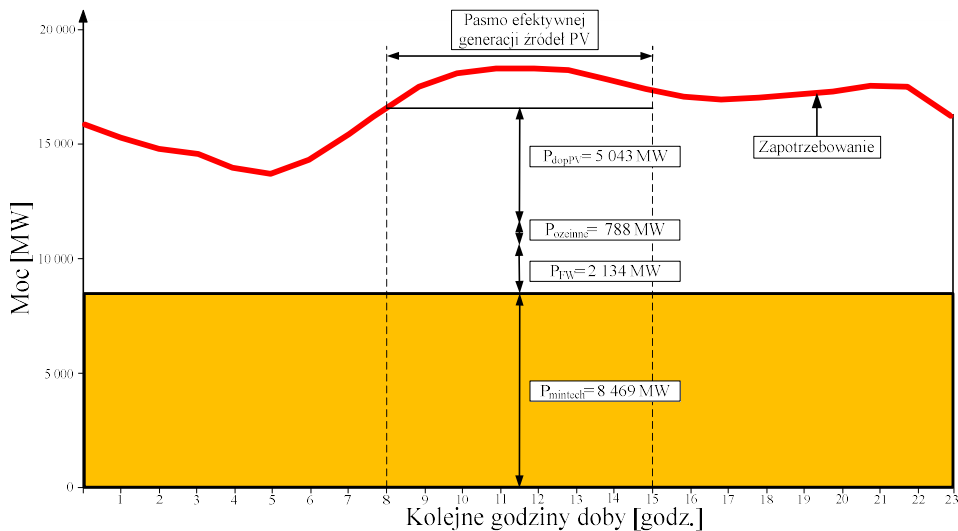
Zgodnie z zależnością (2) maksymalny poziom generacji mocy w OZE uzależniony jest od minimalnego, dopuszczalnego poziomu generacji w pozostałych źródłach, obejmujących [2]:

- jednostki wytwórcze pracujące w układzie kogeneracji (elektrociepłownie),
- jednostki wytwórcze elektrowni wodnych przepływowych,
- jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych,
- jednostki wytwórcze w elektrowniach kondensacyjnych, których praca jest wymuszona przyczynami leżącymi po stronie wytwórców (np. ze względu na bezpieczeństwo pracy elektrowni),
- jednostki wytwórcze w elektrowniach kondensacyjnych, których praca jest wymuszona ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci (dla spełnienia obowiązujących kryteriów niezawodności pracy sieci w tym dotrzymania wymaganych parametrów jakości energii elektrycznej),
- jednostki wytwórcze, których praca jest niezbędna dla utrzymania procesów technologicznych dużych odbiorców (elektrownie przemysłowe).

Wykorzystując zależności (2) do (4) oszacowano przykładowo maksymalną dopuszczalną generację w źródłach PV. Przedstawiony szacunek dotyczy jednego z możliwych stanów pracy KSE. Na rysunkach 10 i 11 przedstawiono graficznie maksymalną, dopuszczalną ze względów bilansowych, generację mocy w źródłach PV wpisaną w bilans mocy w danej dobie z wyróżnieniem pasma efektywnej generacji w źródłach PV.



Rys. 10. Przykładowy bilans mocy w KSE dla doby roboczej w okresie wiosenno-letnim (czerwiec)



Rys. 11. Przykładowy bilans mocy w KSE dla weekendu w okresie wiosenno-letnim (czerwiec)

Warto wspomnieć, że maksymalny poziom dopuszczalnej generacji w źródłach PV wyznaczony z uwagi na warunki bilansowe szczytu porannego, powinien zostać również zweryfikowany poza pasmem efektywnej generacji w źródłach PV. Mimo, iż w rzeczywistości generacja w źródłach PV w tym

okresie jest znacząco niższa, to również warunki jej zbilansowania są inne niż w okresie szczytu porannego. Przykładowo sytuacja taka ma miejsce w okresie porannym, kiedy to zapotrzebowanie w KSE jest jeszcze stosunkowo niskie, a natężenie promieniowania słonecznego (w okresie wiosenno-letnim) może już znacząco wzrastać. Elementy te są częścią oceny bezpieczeństwa pracy KSE.

4. Maksymalny poziom mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych

Maksymalny poziom mocy zainstalowanej w źródłach PV oszacowano na podstawie maksymalnej dopuszczalnej generacji w źródłach PV, wyznaczonej w poprzednich rozdziałach. Do obliczeń wielkości mocy zainstalowanej w źródłach PV wykorzystano zależność:

$$P_{PV} = k_{PV} \cdot P_{zPV} \quad (5)$$

gdzie:

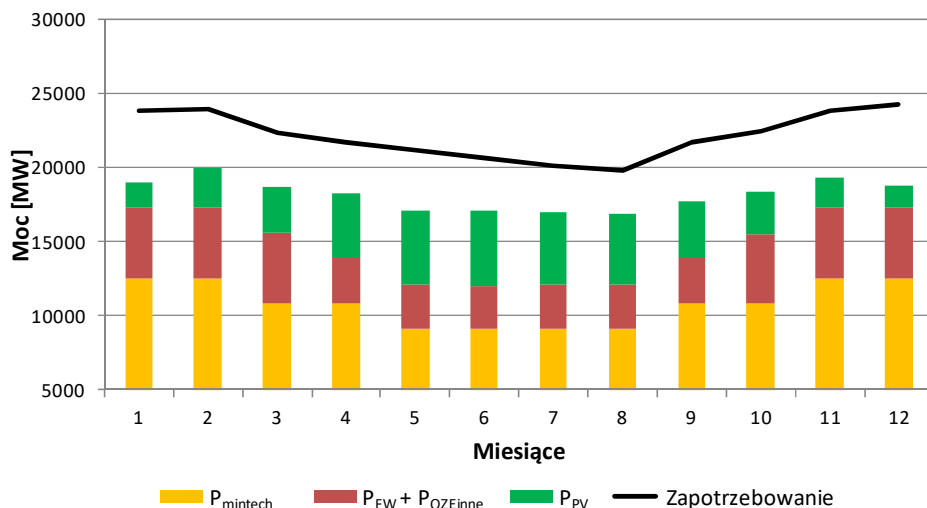
P_{zPV} – moc zainstalowana w źródłach PV,

P_{PV} – poziom generacji w źródłach PV,

k_{PV} – współczynnik korekcyjny poziomu generacji mocy w źródłach PV.

Maksymalny poziom mocy zainstalowanej w źródłach PV, oszacowany na podstawie maksymalnej produkcji w tych źródłach wymaga wcześniejszego określenia współczynnika k_{PV} . Współczynnik ten uwzględnia nierównomierne nasłonecznienie (np. w wyniku lokalnego zachmurzenia) oraz zmniejszenie sprawności źródła PV ze względu na wzrost temperatury poszczególnych ogniw w okresach najlepszego promieniowania słonecznego. Ponadto wartość tego współczynnika ujmuje inne czynniki decydujące o produkcji względem mocy zainstalowanej (nasłonecznienie, przejrzystość powietrza). Z tego też powodu przyjęto dwie wartości tego współczynnika. Dla potrzeb oszacowania mocy zainstalowanej na podstawie warunków dobrego nasłonecznienia (szczyt poranny, okres wiosenno-letni) przyjęto, że wartość tego współczynnika wynosi 0,9. Dla oszacowania mocy zainstalowanej na podstawie ograniczeń wynikających z okresu porannego przyjęto inną – niższą – wartość tego współczynnika równą 0,6. Wartość ta oddaje gorsze wykorzystanie mocy zainstalowanej w źródłach PV w tej porze doby.

Produkcję mocy wynikająca z wyznaczonego maksymalnego poziomu mocy zainstalowanej w źródłach PV zweryfikowano na tle zapotrzebowania dla szczytów w dniach roboczych w poszczególnych miesiącach roku. Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunku 12. Jako punkt odniesienia przyjęto warunki bilansowe dla dni roboczych w okresie wiosenno-letnim (szczyt poranny) ze względu na potencjalnie najlepsze warunki irradiancji. Warunki te określono dla miesiąca sierpnia – celem zachowania bezpieczeństwa dotrzymania bilansu mocy w KSE.



Rys. 12. Zestawienie bilansów dla szczytu dnia roboczego poszczególnych miesięcy

Na podstawie wykonanych obliczeń weryfikacyjnych można stwierdzić, że w żadnym z badanych przypadków nie przekroczono poziomu zapotrzebowania w KSE, co oznacza, że wyznaczone moce zainstalowane spełniają warunki bilansowe dla dni roboczych.

5. Wnioski

1. Analiza wpływu źródeł fotowoltaicznych na warunki bilansowania systemu wskazuje, że podejmowana ocena dopuszczalnych wielkości produkcji OZE powinna być oceną wielostronną obejmującą zarówno stronę popytową jak i podażową. Warto zauważyć, że mogą również występować takie dni, dla których w godzinach południowych będą zachodziły jednocześnie dobre warunki wietrzności oraz dogodne warunki nasłonecznienia, szczególnie w okresie wiosenno-letnim. Godziny południowe będą w tym kontekście wносиły znaczącą niepewność (ryzyko) co do poziomu mocy generowanej w źródłach fotowoltaicznych i tym samym do sumy mocy generowanych w KSE.
2. W skali roku największa produkcja źródeł fotowoltaicznych w Polsce będzie zachodzić w miesiącach od maja do sierpnia. Ze względu na znaczącą zmienność warunków pogodowych w poszczególnych okresach roku w Polsce w ostatnich latach każdy rok może przynosić duże różnice nie tylko w poszczególnych miesiącach, ale także znaczące różnice pomiędzy tymi samymi miesiącami różnych lat kalendarzowych.

3. Rozwój energetyki fotowoltaicznej spowoduje m.in. zawężenie pasma zapotrzebowania pokrywanego przez źródła konwencjonalne w okresach dziennych. Jednocześnie szczyt wieczorny zapotrzebowania pozostanie na niezmiennym poziomie, gdyż występuje w okresie, kiedy źródła fotowoltaiczne już nie pracują. Efektem tego będzie duży i szybki przyrost zapotrzebowania dla szczytu wieczornego, wynikający z jednej strony z naturalnego wzrostu zapotrzebowania w godzinach wieczornych, z drugiej zaś – z braku generacji w źródłach fotowoltaicznych.
4. Określenie maksymalnego poziomu mocy, jaka będzie mogła być produkowana przez źródła fotowoltaiczne wymaga wcześniejszego określenia udziału źródeł wiatrowych w całkowitej produkcji OZE, odniesionej do mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych. Analiza danych meteorologicznych (prędkości wiatru oraz irradiancji) wykazała, że w okresach najlepszego nasłonecznienia w warunkach letnich przeciętny współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych wynosi 0,40.
5. Na podstawie przedstawionych rozważań można wnioskować, że w wymiarze bilansowym wskazanym jest dążenie do pewnego zrównowżenia rozwoju różnych źródeł odnawialnych. Stopień wzajemnej synergii tych źródeł będzie pozwalał na lepsze wykorzystanie zasobów odnawialnych, jak również będzie wpływał na podniesienie bezpieczeństwa energetycznego, ale również i operacyjnego KSE.

Literatura

- [1] Dobrzańska I.: *Prognozowanie w elektroenergetyce-zagadnienia wybrane*. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2002.
- [2] Gulbinowicz D., Oleksy A., Tomasik G.: *Uwarunkowania techniczne i ekonomiczne rozwoju OZE w Polsce*. Rynek Energii – Zeszyt tematyczny nr I (VIII), maj 2013 r.
- [3] Kabele R., Němeček B., Procházka J.: *The impact of uncoordinated development of photovoltaic power plants on electricity market in Czech Republic*. CIGRE Paris Session 2012, p. C5-104.
- [4] Mills A. i zespół: *Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System*. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Environmental Energy Technologies Division, December 2009, LBNL-2855E.
- [5] Witryna internetowa: www.pse-operator.pl
- [6] Witryna internetowa: http://www.mir.gov.pl/Budownictwo/Rynek_budowlany_i_teknika/Efektywnosc_energetyczna_budynkow/Typowe_lata_meteorologiczne/Strony/start.aspx

Helena RUSAK
Politechnika Białostocka

ENERGIA ELEKTRYCZNA JAKO ELEMENT PLANOWANIA ENERGETYCZNEGO W GMINACH

Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 - wraz z późniejszymi zmianami) określa obowiązki związane z realizacją zadania własnego gmin w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz procedury związane z wykonaniem tego obowiązku. Zgodnie z ustawą w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną zadaniem własnym gminy jest [5]:

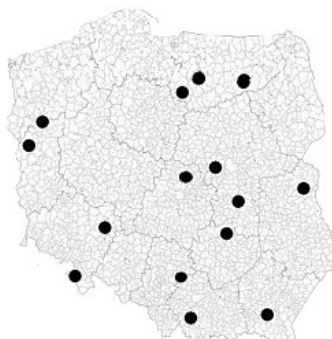
- a) planowanie i organizacja zaopatrzenia w energię elektryczną na obszarze gminy,
- b) planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy,
- c) finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych na terenie gminy,
- d) planowanie i organizacja działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy.

W celu wykonania zadań własnych gminy w zakresie gospodarowania energią, zarząd gminy zobligowany jest do opracowania projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Natomiast projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe zarząd gminy opracowuje, jeżeli plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji tych założeń. Zgodnie z ustawą w "Założeniach do planu zaopatrzenia..." powinny znaleźć się następujące zagadnienia odnoszące się do gospodarowania energią elektryczną:

- a) ocena aktualnego stanu i przewidywanych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną,
- b) przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie energii elektrycznej,
- c) możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii z uwzględnieniem skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej
- d) możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej,
- e) zakres współpracy z innymi gminami.

Starannie opracowane dokumenty gminne dotyczące zaopatrzenia w energię, mogą stać się podstawą racjonalnej gospodarki energetycznej w gminie i wytyczać kierunki modernizacji i rozwoju lokalnej energetyki. W wielu przypadkach jednak, dokumenty te wykonywane są w taki sposób, że stanowią jedynie wypełnienie nałożonego na gminę ustawowego obowiązku i nie są w praktyce wykorzystywane.

Aby obiektywnie ocenić sposób realizacji przez opracowywane, gminne założenia do planów zaopatrzenia w energię, wymagań zapisanych aktach prawnych, pod kątem sposobu analizy zaopatrzenia w energię elektryczną analizie poddano 15 losowo wybranych dokumentów. Zostały one pobrane ze stron internetowych samorządów terytorialnych. Analizowano opracowania sporządzone dla gmin leżących w różnych punktach Polski i opracowywane przez różnych wykonawców. Jedynym kryterium zakwalifikowania do rozpatrywanej grupy dokumentów były lata ich wykonania. Zakładając, że wykonawcy „Założeń do planów zaopatrzenia...” nabierają doświadczenia i opracowują je lepiej niż w latach poprzednich, pod uwagę wzięto tylko dokumenty powstałe w latach 2011–2013.

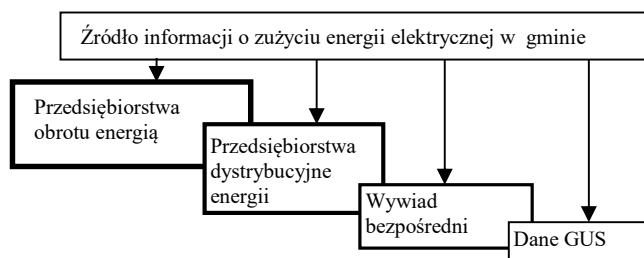


Rys.1. Orientacyjne położenie gmin na obszarze kraju, których dokumenty były analizowane

1. Źródła informacji o zapotrzebowaniu na energię w gminie

Zgodnie z literą ustawy, założenia do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe powinno zawierać ocenę aktualnego zapotrzebowania na energię elektryczną. Najlepszym, najbardziej wiarygodnym źródłem są przedsiębiorstwa obrotu energią posiadające dokładne informacje o ilości sprzedanej energii na danym obszarze, przez odbiorców z różnych grup taryfowych. Z punktu widzenia gromadzenia danych, na potrzeby opracowania dokumentów gminnych, problemem staje się coraz większa liczba podmiotów prowadzących handel energią na tym samym obszarze. Teoretycznie gminy, a pośrednio wykonawcy dokumentów mogliby tą drogą uzyskać dane o zużyciu

energii elektrycznej w danej gminie z co najmniej kilku ostatnich lat i sporządzić na podstawie danych historycznych mniej lub bardziej dokładne prognozy, wynikające z linii trendu zmian zapotrzebowania na energię w analizowanej gminie. Wśród 15 przeanalizowanych dokumentów dane uzyskane od przedsiębiorstw obrotu energią, funkcjonujących na obszarze danej gminy, zawierało zaledwie sześć. Ponadto, brak jest informacji, czy dane te są pełne, gdyż nie wspomina się, czy na terenie gminy funkcjonują inne przedsiębiorstwa obrotu energią. W dokumentach wykorzystano informacje o ilości odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych, lub przyłączonych do sieci poszczególnych napięć oraz informacje o zużywanej przez tych odbiorców energii w ciągu roku. Jednak tylko w jednym przypadku dane o zużyciu energii wykorzystane w opracowaniu obejmowały okres 9-ciu lat, co pozwala na wykorzystanie danych historycznych do sporządzenia choćby zgrubnej prognozy zmian zużycia energii elektrycznej w gminie w horyzoncie objętym analizą. W pozostałych przypadkach dane o zużyciu energii w gminie dostarczone przez przedsiębiorstwa energetyczne dotyczyły okresu od jednego roku do trzech lat.



Rys.2. Źródła informacji o zużyciu energii elektrycznej według dokładności uzyskiwanych danych.

Źródło: opracowanie własne

W siedmiu spośród piętnastu analizowanych. Brak informacji w „Założeniach do planów zaopatrzenia...” o ilości energii elektrycznej zużywanej przez odbiorców, w analizowanej gminie, wynikać może z dwóch powodów. Pierwszy z nich to nie wystąpienie gminy do przedsiębiorstw obrotu energią z prośbą o udostępnienie danych dla potrzeb sporządzenia dokumentu, drugi to odmowa udostępnienia danych przez przedsiębiorstwo energetyczne. W ustawie Prawo energetyczne w artykule 19.ust.4 mówi się, że przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesłaniem lub dystrybucją energii, powinny udostępnić wójtowi, burmistrzowi lub prezydentowi miasta sporządzone przez te podmioty, plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię. Nie wspomina się natomiast o tym, że wsparcia w opracowywaniu założeń do planów zaopatrzenia w energię powinny udzielać również przedsiębiorstwa obrotu energią, które dysponują wszystkimi danymi o zużyciu energii przez różne grupy odbiorców na danym terenie. Wobec tego

przedsiębiorstwa te mogą nie łamiąc prawa odmówić przekazania informacji, co też niejednokrotnie czynią, gdyż wyselekcjonowanie informacji wymaga od pracowników wykonania dodatkowej pracy, z jednej strony, a z drugiej, informacje te mogą być traktowane jako tajemnica handlowa. Gmina i wykonawca opracowania stają wobec braku wiarygodnych danych o zużyciu energii, mimo, że istnieje obowiązek uwzględnienia tego zagadnienia w przygotowywanym dokumencie. Gminy nie posiadają dostatecznego wsparcia w przepisach prawnych, które zostały skonstruowane w taki sposób, że sprzyjają prowadzeniu przez gminy polityki energetycznej, ale nie gwarantują jej skuteczności [5]. Często niezbędne dane są w ograniczonym zakresie pozyskiwane od przedsiębiorstw dystrybucyjnych. W wielu przypadkach (8 na 15 analizowanych dokumentów) źródło pochodzenia informacji o zużyciu energii albo nie jest jasno określone albo oszacowanie zużycia energii wykonane jest na podstawie danych GUS. W żadnym z analizowanych dokumentów, nawet przy całkowitym braku danych rzeczywistych, nie skorzystano z metody zbierania danych w postaci wywiadu bezpośredniego. Wynika to z jednej strony z dążenia do jak najniższych kosztów wykonania opracowania, a z drugiej, z braku wymagań ze strony gmin rzetelnego wykonania założeń do planu zaopatrzenia w energię.

Wykorzystywanie danych podawanych przez GUS do szacowania zużycia energii elektrycznej na obszarach gmin, powoduje, że uzyskiwane wyniki są mało przydatne. Bank danych lokalnych podaje jedynie zużycie energii elektrycznej według województw z podziałem na różne grupy odbiorców. Analiza danych, odnośnie zużycia energii elektrycznej w gminach, pozyskanych z przedsiębiorstw energetycznych oraz oszacowań zużycia energii elektrycznej w odniesieniu do jednego mieszkańca na podstawie danych o zużyciu energii elektrycznej w województwie wskazuje na bardzo duże rozbieżności. Jak wynika z przeprowadzonych oszacowań, zużycie energii w różnych gminach w województwie jest bardzo zróżnicowane i zwykle mocno różni się od średniej (tabela 1).

Tabela 1

Zużycie energii w MW/osobę/rok wyznaczone na podstawie danych przedsiębiorstw w analizowanych gminach oraz na podstawie danych dla województw*

Numer gminy	Na podstawie danych PE**	Na podstawie danych GUS	Różnica w %
1	2,20	4,19	90,45
2	3,65	2,34	-35,89
3	0,992	2,43	144,96

*Numery gmin z tabeli 1 i tabeli 2 nie dotyczą tych samych gmin.

** Przedsiębiorstwa energetycznego

Źródło: opracowanie własne na podstawie dokumentów gminnych „Założenia do planów zaopatrzenia...”, danych Banku Danych Lokalnych oraz [1]

2. Uwzględnienie planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych w dokumentach gminnych

Każdy z analizowanych dokumentów zawierał informacje o stanie aktualnym fragmentu systemu elektroenergetycznego, znajdującego się na obszarze gminy, której dotyczyło opracowanie. Zawartość tej części opracowania zależna jest praktycznie w stu procentach od informacji przekazanych gminie i wykonawcom opracowania przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne. Zakres i szczegółowość przytaczanych danych bywa bardzo zróżnicowana. Poczynając od podania liczby stacji transformatorowych WN/SN oraz SN/nn na obszarze gminy i długości linii poszczególnych napięć po szczegółowe dane zarówno o liczbie jak i stopniu obciążenia poszczególnych transformatorów funkcjonujących na terenie gminy. W każdym dokumencie znajduje się również opis zamierzeń inwestycyjnych przedsiębiorstw dystrybucyjnych. W tym zakresie zadania wykonawcy „Założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną ...” jak i zadania gminy są właściwie żadne. Najważniejszym i zarazem wymaganym prawem zadaniem, jest natomiast, porównanie potrzeb gminy w zakresie zaopatrzenia w energię, w tym energię elektryczną, z planami sporządzonymi przez przedsiębiorstwa energetyczne. Pierwszym zadaniem jest zatem określenie potrzeb gminy w zakresie zaopatrzenia w energię. Zwykle przedsiębiorstwa energetyczne deklarują, że wszyscy nowi odbiorcy będą przyłączani do sieci sukcesywnie, zgodnie z możliwościami, jakimi dysponuje. Ograniczona próba porównania oczekiwań odbiorców w gminie z zamierzeniami rozwojowymi przedsiębiorstw energetycznych ma miejsce w dwóch, spośród 15 analizowanych dokumentów. W pozostałych dokumentach zagadnienie to nie jest wcale poruszane.

Tabela 2

Wyniki badań odczuć odbiorców dotyczących niezawodności dostarczania energii elektrycznej w jednej z gmin woj. podlaskiego¹

Identyfikowany typ zakłóceń	gospodarstwa domowe	Mikroprzedsiębiorstwa	Ogółem
Częste przerwy w zasilaniu	4,44%	9,68%	5,78%
Długotrwałe przerwy w zasilaniu	3,33%	12,9%	5,78%

Źródło: [1]

Powstaje pytanie, czy przyłączanie nowych odbiorców do sieci wyczerpuje potrzeby gminy w zakresie modernizacji i rozwoju lokalnych, gminnych sieci elektroenergetycznych. W żadnym z dokumentów nie jest badany poziom satysfakcji odbiorców z poziomu niezawodności zaopatrzenia w energię, w tym energię elektryczną. Gdyby w ramach realizacji przedsięwzięcia w postaci opracowania „Założeń do planu zaopatrzenia...” wykorzystywano wywiad

¹ Dodatkowo, sporządzane były analogiczne wskaźniki dla poszczególnych miejscowości, w których przeprowadzane były badania.

bezpośredni, możliwa byłaby identyfikacja obszarów (miejscowości), w których niezawodność zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną jest na niezadowalającym poziomie. Badania przeprowadzone w ramach projektu „Mechanizmy i uwarunkowania gospodarowania energią w gminach i powiatach”² wskazały, że badania takie są skuteczne i pozwalają identyfikować obszary, charakteryzujące się niesatysfakcjonującą odbiorców jakością energii elektrycznej.

Badania, których wyniki przedstawiono w tabeli 2 prowadzone były jako element ankiety, w której dwa pytania dotyczyły przerw w zaopatrzeniu w energię elektryczną. Pierwsze z nich dotyczyło opinii odbiorców czy przerwy w zasilaniu są częste, a drugie, czy w ciągu ostatnich 5 lat występowały długotrwałe (trwające ponad dobę) przerwy w zasilaniu [4]. Z wyników badań wynika (czego zresztą należało się spodziewać), że bardziej wrażliwe na niezadowalającą jakość energii są podmioty gospodarcze niż odbiorcy komunalni, gdyż spośród nich częste przerwy w zasilaniu odczuwa 9,68% badanych, gdy tymczasem wśród odbiorców komunalnych 4,4%. Analogicznie, można by przeanalizować wyniki badań w odniesieniu do poszczególnych miejscowości gminy.

W analizowanych dokumentach jedynie w dwóch przypadkach w jakikolwiek sposób analizowany jest poziom niezawodności zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną. W pierwszym z nich zaprezentowano wskaźniki zawodności zaopatrzenia odbiorców w energię dla całego oddziału przedsiębiorstwa energetycznego, co nie oddaje sytuacji w gminie, której dotyczą założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. W drugim przypadku podaje się procentowe obciążenie transformatorów w GPZ oraz procentowe obciążenie linii zasilanych z GPZ. Wielkości podawane są wielkościami obiektywnymi, wynikającymi z prowadzonych pomiarów lecz nie odzwierciedlają satysfakcji odbiorców z jakości energii elektrycznej na obszarze gminy.

3. Analiza efektywności energetycznej obiektów gminnych

Wpływ gminy na stan infrastruktury elektroenergetycznej na jej terenie jest ograniczony, gdyż gmina nie jest jej właścicielem. Bezpośrednio, gmina może oddziaływać jedynie na zużycie energii odbiorów energii elektrycznej, których jest właścicielem oraz rozwój infrastruktury oświetlenia drogowego. Obiektami gminnymi zużywającymi najwięcej energii elektrycznej są zazwyczaj:

- oświetlenie uliczne,
- obiekty oświatowe,

² Projekt „Mechanizmy i uwarunkowania racjonalizacji gospodarowania energią w gminach i powiatach”, finansowany przez NCBiR, 2009–2011.

- budynki urzędów gminy,
- komunalne budynki mieszkalne

Koszty zużycia energii trzech pierwszych typów obiektów obciążają bezpośrednio budżet gminy i racjonalne podejście do gospodarowania zasobami finansowymi gminy powinno powodować zainteresowanie minimalizacją tych kosztów.

Opracowywanie założeń do planu zaopatrzenia gminy w energię jest okazją do przyjrzenia się zużyciu energii w obiektach gminnych i wskazania możliwości obniżenia kosztów energii. W analizowanym zestawie dokumentów jedynie w 30% z nich podjęto tematykę zużycia energii w budynkach należących do gminy. W tym, dość dokładne i dające podstawy do dalszych potencjalnych analiz jest opracowanie jedynie w jednym z analizowanych dokumentów, który jak wynika z opisu, wykonywany był przy wsparciu Norweskiego Mechanizmu Finansowego. W żadnym przypadku nie przeanalizowano jednak indywidualnie zużycia energii w odniesieniu do metra kwadratowego powierzchni budynku z porównaniem do obecnych standardów. Nie przeprowadzono również analizy energochłonności wykorzystywanych urządzeń elektrycznych, w tym przede wszystkim oświetleniowych. Brak takich analiz powoduje, że nie istnieją podstawy do sformułowania wskazówek odnośnie podwyższenia efektywności wykorzystania energii elektrycznej, ani oszacowania korzyści uzyskiwanych dzięki temu. Powoduje to, że z punktu widzenia gminy opracowanie jest nieprzydatne.

W żadnym z analizowanych dokumentów nie podjęto próby porównania zużycia mocy i energii elektrycznej w budynkach gminnych z wartościami referencyjnymi podanymi w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie wraz z późniejszymi zmianami. Porównanie takie dałoby odpowiedź na pytanie, w których budynkach gminnych zużycie energii elektrycznej jest najwyższe i w których urządzenia oświetleniowe są najmniej efektywne energetycznie i należałoby je przeanalizować dokładniej. Nie sformułowano również zalecenia, aby obligatoryjnie była prowadzona inwentaryzacja zużycia energii elektrycznej we wszystkich obiektach gmin i monitorowane były zmiany zużycia energii elektrycznej.

Problematyka zużycia energii na oświetlenie drogowe występuje zaledwie w 7 z 15 analizowanych dokumentów. Z analizy tych opracowań wynika, że w żadnym z nich nie przedstawiono pełnej inwentaryzacji oświetlenia ulicznego, która niezbędna jest, by wskazywać z jednej strony potencjalne kierunki modernizacji, zmniejszenia zużycia energii oraz finansowe korzyści z przeprowadzenia modernizacji, które osiągnie gmina. Wnioskować by można z tego, że gminy nie dysponują tego typu pełnymi inwentaryzacjami, co z kolei powoduje, że nie mogą one racjonalnie gospodarować energią w tym zakresie i planować modernizacji oświetlenia. W dokumentach, które w ogóle poruszają temat oświetlenia drogowego, podawana jest zazwyczaj łączna moc

zainstalowana w oświetleniu drogowym oraz szacunkowe roczne zużycie energii. Istotnym celem analizy oświetlenia ulicznego w opracowaniu dotyczącym planowania energetycznego w gminie, byłoby oszacowanie korzyści energetycznych z wymiany starych, energochłonnych źródeł światła na nowoczesne, z jednej strony, a drugiej, oszacowanie rocznych korzyści finansowych i okresu zwrotu poniesionych nakładów oraz wskazanie potencjalnych źródeł finansowania przedsięwzięcia.

W analizowanych dokumentach nie podano również informacji o zakresie i czasie przeprowadzonych modernizacji oświetlenia w gminie wraz z wnioskiem, że kolejna modernizacja w ciągu najbliższych 3 lat jest mało efektywna energetycznie i całkowicie nieefektywna ekonomicznie i dalsze rozważania należałoby przeprowadzić w nowelizacji dokumentu.

4. Wykorzystanie lokalnych zasobów energii odnawialnej do produkcji energii elektrycznej

Zgodnie z wymaganiami prawa w dokumentach założeń do planów zaopatrzenia gmin w energię podejmowany jest temat zasobów energii odnawialnej na obszarze gminy, które mogą być źródłem również energii elektrycznej. W żadnym z analizowanych 15 dokumentów temat nie jest jednak ani wyczerpany ani wiarygodnie przedstawiony. Pierwszym zarzutem, który można sformułować odnośnie sposobu potraktowania zasobów energii odnawialnej jest to, że brak jest, przeprowadzonych w pełnym zakresie, oszacowań odnoszących się do konkretnej gminy, której dotyczy dokument. Omawiane są rodzaje energii odnawialnej, zasoby dla całego województwa lub powiatu cytowane z innych dokumentów i opracowań. W tych dokumentach, w których podejmuje się jednak próbę oszacowania zasobów energii odnawialnej dla konkretnej gminy nie przedstawiono metody obliczania wszystkich rodzajów energii wymienianych w opracowaniach, czyli zasobów energii wodnej, wiatrowej, słonecznej, geotermalnej oraz energii pochodzącej z biomasy. Brak jasno określonego sposobu prowadzenia oszacowań z jednej strony powoduje, że przedstawiane wartości są mało wiarygodne a z drugiej strony trudno jest porównać zasoby oszacowane dla różnych gmin gdyż nie wiadomo, czy wykorzystywane do obliczeń metodologie dają podstawy do porównywania. W opracowaniach nie jest podane czy są to wielkości zasobów teoretycznych czy technicznych. Stan taki powoduje, iż nie wykorzystuje się w pełni lokalnego potencjału energetycznego (np. w postaci lokalnych źródeł i zasobów energii odnawialnej) [2].

W niektórych dokumentach (6 na 15) wymienione są przyłączone do sieci źródła energii elektrycznej, te które są w trakcie realizacji, lub te, na które wydano warunki przyłączenia do systemu. Dane te pochodzą od przedsiębiorstw

energetycznych będących właścicielami sieci elektroenergetycznej i wydających warunki przyłączenia źródeł energii elektrycznej do systemu.

Możliwości wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych zasobów energetycznych w znacznym stopniu zależą od stanu sieci elektroenergetycznych na danym obszarze a tym samym możliwości wyprowadzenia mocy z potencjalnie powstających źródeł energii elektrycznej. Ocena tych możliwości leży poza kompetencjami przygotowujących założenia do planów zaopatrzenia w energię dla gmin i nie jest elementem opracowywanych dokumentów gminnych.

5. Podsumowanie

Tabela 3

Podsumowanie wyników przeprowadzonej analizy

Numer gminy	1	2	3	4	5	6	7	8
1	+	+	+	-	+/-	-	-	-
2	-	-	+	+/-	+/-	-	+/-	-
3	-	-	+	-	-	-	-	+/-
4	-	-	+	-	-	-	-	+
5	+	+	+	+/-	+/-	+/-	-	+/-
6	+	+	+	-	+/-	+/-	-	+/-
7	+/-	+/-	+	-	-	-	-	+/-
8	-	-	+	-	-	-	-	+/-
9	+	+	+	-	+	+	+/-	+/-
10	-	-	+	-	+/-	-	-	+/-
11	+	+	+	-	+/-	+/-	-	+/-
12	-	-	+	-	-	-	-	+/-
13	-	-	+/-	-	-	+/-	-	+/-
14	-	-	+	-	-	-	-	+/-
15	+	+	+	-	-	-	-	+/-

+ - zagadnienie uwzględnione w dokumencie w stopniu zadawalającym,

- - zagadnienie nie uwzględnione,

+/- -zagadnienie uwzględnione w dokumencie w stopniu niepełnym,

1- dane o zużyciu energii elektrycznej w budynkach mieszkalnych,

2- dane o zużyciu energii elektrycznej w gospodarce

3- opis stanu aktualnego i planów rozwojowych lokalnego systemu elektroenergetycznego

4- porównanie zamierzeń rozwojowych przedsiębiorstwa dystrybucyjnego z potrzebami rozwojowymi gminy

5- analiza stanu oświetlenia drogowego w gminie

6- analiza zużycia energii elektrycznej w budynkach należących do gminy

7- analiza niezawodności zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną

8- analiza zasobów energii odnawialnej

Źródło: opracowanie własne

Z analizy wybranych losowo dokumentów „Założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną oraz paliwa gazowe”, w zakresie dotyczącym energii elektrycznej wynika, że żaden z nich nie spełnia w stu procentach wymagań określonych w ustawie. W żadnym nie zawarto wszystkich z ośmiu wyselekcjonowanych zagadnień (tabela 3). Jedynymi informacjami zawartymi we wszystkich dokumentach były te, które dotyczyły aktualnego stanu systemu elektro-energetycznego na obszarze gminy i de facto przygotowywane były przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne oraz oszacowania zasobów energii odnawialnej, które nie były wykonane w pełnym zakresie i w przeważającej liczbie przypadków opracowane były w oparciu o nieokreślone metody zatem trudne do weryfikacji.

Przyczyną niezadowolającego poziomu wykonywania założeń do planów energetycznych gmin w zakresie dotyczącym energii elektrycznej jest:

- brak świadomości urzędników gminnych z korzyści jakie może osiągnąć gmina z poprawnie przygotowanego dokumentu,
- brak pracowników w gminie, którzy byliby w stanie sformułować oczekiwania w stosunku do wykonawców opracowania i wyegzekwować spełnienie tych oczekiwań,
- próba ograniczenia kosztów opracowania dokumentu poprzez niewykorzystywanie metody zbierania danych poprzez wywiad bezpośredni,
- trudności w pozyskaniu niektórych danych.

Literatura

- [1] *Gospodarowanie energią w gminach. Wybór dokumentów*, WSE, Białystok (2011).
- [2] Przygodzki M., Gwóźdź R., *Optymalne planowanie energetyczne w wymiarze lokalnym*, Przegląd Elektrotechniczny, 85 (2009), n.3, 235–238.
- [3] Rechul H., *Na styku problematyki samorządowej z energetyczną, czyli o polityce energetycznej gminy*, Nowa Energia, (2012), nr. 5.
- [4] Sidorcuk-Pietraszko E., Zawistowska A., *Stan gospodarowania energią w gminach w świetle wyników badań*, WSE, Białystok (2011).
- [5] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 Prawo energetyczne (Dz.U. z 2003nr 153 poz. 1504 wraz z późniejszymi zmianami).

Maciej SOŁTYSIK, Karolina MUCHA-KUŚ
TAURON Polska Energia S.A.

OCENA MECHANIZMU INFORMOWANIA O STRUKTURZE PALIW ZUŻYTYCH DO PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ SPRZEDANEJ ODBIORCOM

Realizacja polityki wspólnotowej mająca na celu stworzenie jednego, wewnętrznego rynku energii elektrycznej, jest ściśle powiązana z potrzebą optymalizacji kosztów funkcjonowania mechanizmów rynkowych, wzrostem ich efektywności oraz koniecznością zwiększenia konkurencji wśród jego uczestników. Elementy te wymagają dostosowania szeregu narzędzi i stworzenia odpowiednich procedur oraz mechanizmów zarówno w wymiarze globalnym, jak i lokalnym. Jednym z takich elementów, będącym przedmiotem analiz na łamach referatu, jest promowana i oczekiwana „ochrona praw małych i słabych odbiorców, jawność informacji dotyczących źródeł energii dla wytwarzania elektryczności, a także odniesienie do źródeł, gdzie to możliwe, podając informację dotyczącą ich wpływu na środowisko”[2]. Dostęp do rzetelnej, spójnej i łatwo porównywalnej informacji jest zatem z jednej strony prawem każdego odbiorcy, z drugiej zaś strony obowiązkiem dla zobligowanych podmiotów. Należy podkreślić, że rolą wiarygodnej informacji jest przede wszystkim uświadamianie odbiorcy, który wyposażony w odpowiednią wiedzę, może w sposób przemyślany uczestniczyć w wyborze sprzedawcy, wpływając tym samym na głębokość liberalizacji rynku.

1. Ramy regulacyjne

W ustawodawstwie wspólnotowym stworzono zatem narzędzia i określono role między uczestnikami procesu przekazywania danych dot. struktury paliw zużywanych na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej. Kwestii tej zostały nadane normy prawne wyrażone w treści art. 3 punkt 6 Dyrektywy [2] w następujący sposób:

„Państwa Członkowskie zapewniają, że dostawcy energii elektrycznej udostępniają odbiorcom końcowym na rachunkach lub wraz z rachunkami, a także w materiałach promocyjnych:

- a) udział każdego źródła energii w całkowitej mieszance paliw zużywanych przez dostawcę w poprzednim roku;*

- b) *co najmniej odniesienie do istniejących źródeł informacji, takich jak strony internetowe, na których są publicznie dostępne informacje dotyczące wpływu na środowisko, co najmniej w formie określenia emisji CO₂ i powstawania odpadów radioaktywnych, wynikających z produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem całkowitej mieszanki paliw zużywanych przez dostawcę w poprzednim roku.*”

Dodatkowo na państwa członkowskie nałożony został obowiązek podjęcia niezbędnych działań dla zapewnienia rzetelności informacji dostarczanych przez dostawców ich odbiorcom [2].

W ślad za dyrektywą, Komisja Europejska opublikowała nieformalne „wytoczne” implementacyjne, uszczegóławiające przedmiotowy proces informacyjny. W dokumencie [4] znalazły się rekomendacje:

- a) częstotliwości przekazywania informacji – pozostawiające krajom członkowskim wybór okresu i momentu publikacji, z zastrzeżeniem by nie było to rzadziej niż raz na rok,
- b) podmiotów zobligowanych do przekazywania informacji – wskazujące do tej roli sprzedawców energii,
- c) właściwego portfolio produktowego – odniesienia struktury paliw do globalnej sprzedaży energii dla całej populacji swoich odbiorców,
- d) nt. informacji o źródłach paliwa pierwotnego – uszeregowanych od najistotniejszego do najmniej istotnego w kontekście bilansu krajowego, z jednoczesnym zawężeniem łącznej puli do 10-12 kategorii,
- e) uwzględnienia w bilansie paliwowym pozycji „źródło inne/nieznane”, ze wskazaniem by udział tych źródeł nie przekraczał 5% w bilansie,
- f) ujęcia typów źródeł odnawialnych zgodnie z definicją z dyrektywy [1],
- g) dotyczące formy prezentacji – pozostawiając jej wybór w gestii państw z zastrzeżeniem zachowania porównywalności oraz jednoczesnego ujęcia danych w formie tabelaryczno-graficznej, z zachowaniem dokładności 0,1% w przypadku udziału procentowego nieprzekraczającego 1,
- h) miejsca gromadzenia i przekazywania informacji – wskazując jako pożądane umieszczanie informacji na rachunkach, lub wraz z rachunkami,
- i) publikacji danych nt. wpływu co najmniej emisji CO₂ i odpadów radioaktywnych wyrażonych odpowiednio w kg/kWh i µg/kWh będących pochodną wytworzonej i sprzedanej energii elektrycznej,
- j) będącej w gestii krajów członkowskich możliwości wprowadzenia do raportowania innych wskaźników środowiskowych,
- k) publikacji danych środowiskowych na witrynach internetowych, lub na rachunkach, lub wraz z rachunkami, z wyłączeniem gazet, billboardów,
- l) wprowadzenia kontroli nad poprawnością procesu i publikacji informacji, ze wskazaniem pełnienia tej funkcji na organ regulacyjny,
- m) stworzenia ram prawnych zapewniających weryfikację pochodzenia energii odnawialnej, tak aby uniknąć dublowania w procesie statystycznym.

Zapisy dyrektywy znalazły swoje odzwierciedlenie na gruncie ustawy Prawo energetyczne, gdzie w wyniku nowelizacji z 2007 r. [7] zostały transponowane do art. 5 ust. 6a o brzmieniu: „Sprzedawca energii elektrycznej informuje swoich odbiorców o strukturze paliw zużytych lub innych nośników energii służących do wytworzenia energii elektrycznej sprzedanej przez niego w poprzednim roku kalendarzowym oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania tej energii na środowisko, co najmniej w zakresie emisji dwutlenku węgla i radioaktywnych odpadów.”

Jednocześnie ustawodawca rozszerzył implementację o elementy już wówczas dyskutowane i poddane konsultacjom, które formalnie zaczęły obowiązywać po opublikowaniu Dyrektywy [3], wprowadzając zapis w art. 5 ust. 6b o brzmieniu: „W przypadku energii elektrycznej kupowanej na giełdzie towarowej lub importowanej z systemu elektroenergetycznego państw niebędących członkami Unii Europejskiej, informacje o strukturze paliw zużytych lub innych nośników energii służących do wytworzenia energii elektrycznej mogą być sporządzone na podstawie zbiorczych danych dotyczących udziału poszczególnych rodzajów źródeł energii elektrycznej, w których energia ta została wytworzona w poprzednim roku kalendarzowym.”

Ogólny charakter zapisów ustawowych, został doprecyzowany w rozporządzeniu wykonawczym [5], gdzie określono zakres oraz formę publikowanych informacji, a poszczególne zapisy § 37, przyjęły postać:

1. *Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcom informacje o:*
 - 1) strukturze paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez niego w poprzednim roku kalendarzowym,
 - 2) miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku kalendarzowym na środowisko, w zakresie emisji dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu, pyłów i radioaktywnych odpadów
- w terminie do dnia 31 marca.
2. *Informacje, o których mowa w ust. 1, są przekazywane wraz z fakturą za energię elektryczną, w materiałach promocyjnych oraz są umieszczane na stronach internetowych sprzedawcy.*

Szczegółowy zakres przekazywanych informacji określony został w załączniku do rozporządzenia gdzie przybrał formę tabelaryczno-graficzną opatrzoną stosownym komentarzem.

Nowelizacja obowiązujących zapisów dokonana w ramach Dyrektywy [3], nie miała w przedmiotowym zakresie rewolucyjnego charakteru. Wydzwięk dotychczasowych regulacji został zachowany, a zmianie uległy jedynie kwestie wiarygodności i ergonomii publikowanych informacji oraz kontroli nad całym procesem. Warto podkreślić, że w myśl nowych zapisów sprzedawcy energii

zostali zobligowani do publikacji danych o strukturze paliw cyt. ”w sposób zrozumiały i łatwo porównywalny na poziomie krajowym”, do przygotowania której „można wykorzystywać zbiorcze dane za poprzedni rok dostarczone przez giełdę energii elektrycznej lub przez dane przedsiębiorstwo”. Wprowadzenie klauzul o takim brzmieniu może sugerować, iż na poziomie Komisji Europejskiej dostrzeżono problem walidacji i braku spójności dotychczas udostępnianych informacji. Można sądzić, że z tego też powodu nałożono odpowiedzialność za jakość całego procesu i założono, że cyt.: „Organ regulacyjny lub inny właściwy organ krajowy podejmuje niezbędne kroki w celu zapewnienia rzetelności informacji dostarczanych przez dostawców ich odbiorcom (...) celu przedstawiania ich, na poziomie krajowym, w sposób umożliwiający łatwe porównanie.

Wyrażone na poziomie wspólnotowym i w ocenie autorów referatu precyzyjnie określone ramy kierunkowe funkcjonowania analizowanego mechanizmu sprawozdawczego, nie znalazły właściwego odzwierciedlenia w krajowym prawodawstwie. Siedmioletni okres doświadczeń z działania mechanizmu w niezmienionym i koncepcyjnie nieewoluującym kształcie, pozwala na przeprowadzenie analiz, których wyniki przedstawione zostaną w dalszej części referatu, w oparciu o które można dowieść tezy, że publikowane dane nie niosą pożądanej i oczekiwanej wartości informacyjnej, a proces nadzoru nad prawidłowością realizacji obowiązku jest nieskuteczny.

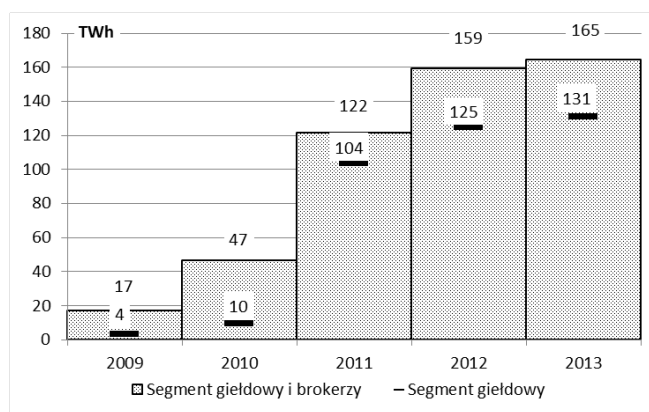
2. Funkcjonowanie mechanizmu

Do podstawowych wad obowiązującego mechanizmu można zaliczyć: (i) nadanie niewłaściwego kształtu normom prawnym determinującym praktyczne funkcjonowanie procesu sprawozdawczego, (ii) brak nadzoru nad mechanizmem i systemu „sankcyjnego” za niewywiązanie się, bądź niewłaściwe wywiązanie się z obowiązku. Do pierwszej grupy należy zaliczyć brak spójności w zakresie delegacji zapisów z dyrektyw do ustawy zasadniczej i w dalszej kolejności do rozporządzenia wykonawczego. Prawo energetyczne, zgodnie z unijnymi wytycznymi kierunkowymi, stwarza możliwość wykorzystania w procesie tworzenia analizy struktury paliw danych z transakcji giełdowych oraz „importu energii z systemu elektroenergetycznego państw niebędących członkami Unii Europejskiej”. Zobligowany sprzedawca może w tym celu wykorzystać informacje „sporządzone na podstawie zbiorczych danych dotyczących udziału poszczególnych rodzajów źródeł energii elektrycznej, w których energia ta została wytworzona” pod warunkiem, że zostaną one przygotowane i udostępnione przez właściwy podmiot. Niestety ustawa zasadnicza nie precyzuje i nie nakłada stosownego obowiązku na giełdę, bądź importera energii, co stoi w sprzeczności z zapisami Dyrektywy [3]. Nie będzie w tym przypadku również miała zastosowania znana w językoznawstwie

definicja „podmiotu domyślnego” i nieformalnego przypisania tego obowiązku giełdzie energii. Przeprowadzone badania, a w tym w szczególności korespondencja z jedną z giełdowych izb rozliczeniowych, wskazują wyraźnie na literalną wykładnię rozumienia ustawy w zakresie przekazywania informacji na styku sprzedawca-odbiorca, w myśl której zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 13 *odbiorcami są wszystkie podmioty otrzymujące lub pobierające paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym*. Status bycia odbiorcą jest zatem pochodną zawarcia umowy, na podstawie której dostarczane są paliwa lub energia, co przez analogię przekłada się na twierdzenie, że podmioty otrzymujące wspomniane towary bez stosownej umowy nie są tym samym odbiorcami. W kontekście tych zapisów giełda energii oraz właściwa izba rozliczeniowa nie będąc stroną wskazanych umów, nie są obligowane do przekazywania informacji o strukturze paliw i wskaźnikach środowiskowych.

Problem braku przekazywania informacji materializuje się w szczególny sposób w przypadku spółek sprzedażowych u których w portfelu zakupowym dominującą rolę odgrywa kierunek giełdowy i brokerski. W takiej sytuacji dane i informacje udostępniane przez sprzedawców w najlepszym przypadku nie są reprezentatywne, a najczęściej nie są publikowane.

Należy podkreślić, że o ile w latach 2007–2009 brak informacji o strukturze paliw zużytych do wytworzenia energii sprzedanej na giełdzie, był istotny, ale nie kluczowy z perspektywy poprawności statystyk, o tyle po wprowadzeniu nowelizacją ustawy [8], tzw. obliża giełdowego, rola giełdy, a tym samym notowany na niej obrót gwałtownie wzrósł, co ilustruje rys.1.

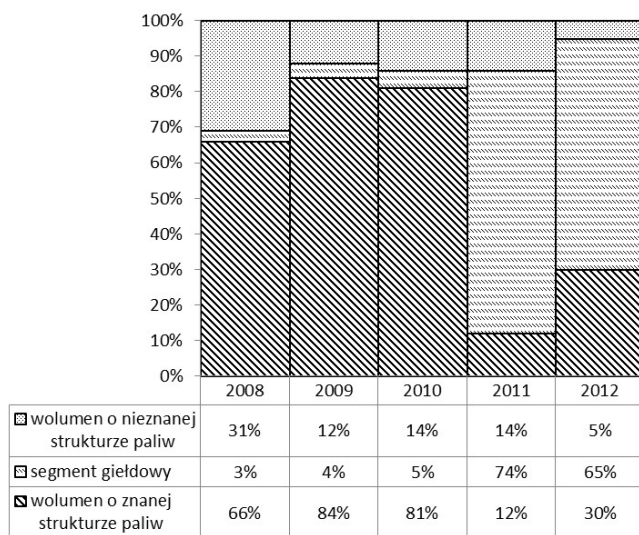


Rys. 1. Sprzedaż energii w ramach segmentu giełdowego i platform brokerskich

W tym miejscu materializuje się dodatkowo problem związany z wielokrotnym obrotem energią elektryczną, będący pochodną transakcji o charakterze spekulacyjnym (*proprietary trading*) zawieranych głównie między

przedsiębiorstwami obrotu. Ten zwielokrotniony obrót energią elektryczną, zilustrowany na rys.1, dotyczący różnych wariantów produktowych realizowanych zarówno w zakresie rynku terminowego, jak i bieżącego, nie niosąc za sobą informacji o strukturze paliw, zaburza obraz kształtu portfela zakupowo/sprzedażowego.

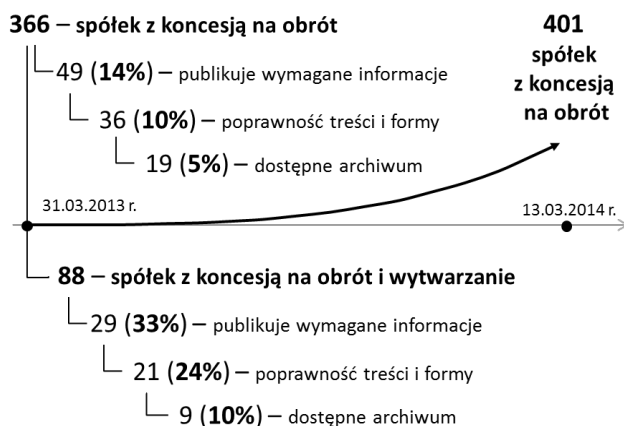
Znaczenie praktyczne omówionych czynników przekłada się na istotne zawężenie wolumenu o znanej strukturze wytworzenia, na bazie którego *de facto* przygotowywana jest wiążąca informacja odnosząca się do całkowitego poziomu sprzedaży.



Rys. 2. Przykładowy, rzeczywisty udział wolumenu o znanej strukturze paliw w bilansie portfela sprzedażowego

Może zatem zaistnieć sytuacja, w której przedsiębiorstwo obrotu zmuszone będzie przygotowywać stosowne informacje dla swoich odbiorców w oparciu o dane właściwe jedynie dla np. 12% sprzedanego przez siebie wolumenu, co ilustruje bazujący na danych rzeczywistych rys.2. Dopełnieniem zilustrowanego na nim bilansu jest wolumen o nieznanym pochodzeniu paliwowym, wynikający najczęściej z powszechnie stosowanej „taktyki” wśród sprzedawców energii, jaką jest niepublikowanie informacji dot. struktury paliw i wskaźników środowiskowych.

W 2013 r. przeprowadzone zostały szczegółowe badania [6], nad dostępnością i jakością publikowanych danych, z których wynikają konkluzje przedstawione na rys. 3



Rys. 3. Statystyka zaangażowania przedsiębiorstw w realizację obowiązku informacyjnego

Spośród 366 koncesjonowanych na dzień 31.03.2013 r. sprzedawców energii, jedynie 19 (5% populacji) opublikowało na łamach swoich witryn internetowych informacje spełniające zgodne z treścią rozporządzenia [5] kryteria w zakresie formy i treści prezentowanych danych za miniony rok, jak i statystyki archiwalne. Należy podkreślić, że wśród tych 19 przedsiębiorstw, 9 posiadało dodatkowo koncesję na wytwarzanie, co stanowi 10% łącznej puli koncesjonowanych wytwórców.

Ostatnią grupą elementów rzutujących na poprawność, porównywalność i czytelność informacji są błędy w sporządzaniu statystyk, do których w szczególności można zaliczyć:

- brak umieszczania informacji na rachunkach, bądź wraz z nimi i ograniczenie się jedynie do publikacji na witrynach webowych,
- dokonywanie korekt w opublikowanej strukturze po 31 marca,
- dokonywanie prób szacowania brakujących danych metodami eksperckimi, także w oparciu o uśrednione statystyki krajowe,
- uśrednianie współczynników emisji dla całego portfela sprzedawanej energii – bez rozróżnienia typu paliwa pierwotnego (np. węgiel brunatny z kamiennym i fotowoltaiką),
- zastosowanie średnich arytmetycznych, a nie ważonych w przypadku wyznaczania jednego wskaźnika właściwego dla danego typu paliwa,
- poszerzanie enumeratywnego katalogu źródeł energii o pozycje np. „rynek anonimowy”,
- prezentacja danych w dowolnym układzie jednostkowym (np. emisja w Mg/MWh, kg/MWh, Mg/rok),
- brak ujednoczenia przy publikacji danych dot. emisji, względem wyprodukowanej energii netto, lub brutto,

- i) odwołanie się sprzedawców wprost do struktur paliw prezentowanych przez inne spółki sprzedażowe, niezależnie od powiązań właścicielskich,
- j) prezentowanie informacji w niewłaściwym układzie np. zestawienie jedynie tabelaryczne (bez wykresu), bądź jedynie prezentacja graficzna, bez układu tabelarycznego,
- k) prezentację danych dot. emisji z różną precyzją tj. x,xx – x,xxxxxxx,
- l) prezentację danych dot. struktury paliw z różną precyzją tj. x – x,xxx,
- m) niewłaściwe rozdzielanie procentowe - suma składników struktury paliw przekracza 100 %.

Skutkują one pojawianiem się zarówno prozaicznych, jak i istotnych nieprawidłowości, które w skrajnym przypadku na bazie opublikowanych informacji z 2012 i 2013 r. mogą się zmaterializować np. w postaci:

- a) obecności w portfelu sprzedażowym energii pochodzącej ze źródeł jądrowych (źródło: *Slovenske Elektrarne SA Oddział w Polsce*),
- b) emisji CO₂ ze źródeł bazujących na węglu kamiennym na poziomie od 0,05 do 1,31 Mg/MWh (źródło: *EC Marcel, Fabryka Łożysk Toczyńskich Kraśnik*),
- c) emisji: 3,160 Mg/MWh (CO₂), 24,90 Mg/MWh (SO₂), 10,07 Mg/MWh (NO_x), 3,36 Mg/MWh (pyły) – dla źródła OZE – mała energetyka wodna (źródło: *Merol Power Polska sp. z o.o.*).

3. Podsumowanie

W referacie przedstawiona została argumentacja za konstatacją postawionej na wstępie tezy, wskazującej iż krajowy mechanizm sprawozdawczy w zakresie przekazywania informacji o strukturze paliw zużytych do produkcji sprzedanej odbiorcom energii elektrycznej został niewłaściwie osadzony w ramach prawnych i nie podlega w sposób wystarczający procesom weryfikacyjnym i nadzorowi. Wnioski z przeprowadzonych analiz, zostały przedstawione w sposób selektywny i dotyczą jedynie ilustracji najistotniejszych wad funkcjonującego mechanizmu.

W ocenie autorów, omawiany mechanizm sprawozdawczy wymaga głębszej weryfikacji i zmian, poczynając od pełnej implementacji wytycznych kierunkowych i właściwego powiązania rozporządzenia wykonawczego z ustawą, poprzez rozszerzenie katalogu podmiotów na których spoczywa obowiązek publikacji danych i „uodpornienie” mechanizmu na wielokrotny obrót energią, kończąc na opracowaniu czytelnej i przystępnej z perspektywy adresata informacji, formy, treści i zasad przekazywania, w oparciu o doświadczenia krajów członkowskich i przyjęte tam rozwiązania. Dopełnieniem nowego mechanizmu musi być poprawnie działający system monitoringu i weryfikacji publikowanych informacji.

Konkludując warto podkreślić, że rzetelna informacja pochodząca z poprawnie funkcjonującego mechanizmu, da odbiorcom uczciwy obraz rzeczywistości, czyli tego z czego została wyprodukowana i zużyta przez nich energia elektryczna i jaki wiązał się z tym wpływ na środowisko, co w dłuższej perspektywie stworzy sprzedawcom potencjalne warunki do uzyskania atutów i przewagi nad konkurencją.

Literatura

- [1] Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.
- [2] Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE L 176/37. Dziennik urzędowy Unii Europejskiej 15.7.2003.
- [3] Dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE. Dziennik urzędowy Unii Europejskiej 14.8.2009.
- [4] Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54 and 2003/55 on the internal market in electricity and natural gas.
- [5] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dziennik Ustaw nr 93. Poz. 623.
- [6] Sołtysik M., Mucha-Kuś K.: *Problemy jakościowe statystyk struktury paliw i innych nośników energii pierwotnej zużytych do wytworzenia energii elektrycznej*. Polityka Energetyczna tom 16, z. 4. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 297–308. PL ISSN 1429–6675.
- [7] Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności z dnia 12 stycznia 2007 r. Dziennik Ustaw nr 21, poz. 124.
- [8] Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw z dnia 8 stycznia 2010 r. Dziennik Ustaw nr 21, poz. 104.

**Joachim BARGIEL¹, Bogdan MÓL²,
Tomasz SIEROCIŃSKI², Paweł SOWA¹**

¹Politechnika Śląska, ²Tauron-Dystrybucja

WSPÓŁPRACA SAMORZĄDU Z OPERATORAMI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ DLA POPRAWY NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA ODBIORCÓW KOMUNALNYCH–PROSUMENTÓW

Streszczenie. Pierwszy rozdział monografii prezentuje ocenę możliwości współpracy Jednostek Samorządu Terytorialnego (JST) z Operatorami Sieci Dystrybucyjnej (OSD) w zakresie praktycznej realizacji projektów źródeł wytwórczych zlokalizowanych na poziomie sieci dystrybucyjnej SN i nN. W referacie przedstawiono również ocenę możliwości poprawy niezawodności zasilania ważnych, komunalnych odbiorców energii elektrycznej na terenie Gmin, traktowanych jako znaczący Prosumenci, na tle przeprowadzonych zadań inwestycyjnych i organizacyjnych w Gminie Gierałtowice. Poprawa niezawodności może nastąpić w wyniku umiejscowienia źródła w pobliżu koncentracji gminnych obiektów komunalnych, tworząc tzw. mini centra energetyczne w stanach normalnych, a tzw. mini wyspy energetyczne w stanach awaryjnych. W rozdziale tym podano wyniki obliczeń dla praktycznych rozwiązań.

COOPERATION BETWEEN LOCAL GOVERNMENT UNIT AND NETWORK OPERATORS FOR IMPROVING THE RELIABILITY OF POWER OF MUNICIPAL CUSTOMERS-PROSUMERS

Summary. The paper presents an assessment of possible improving of the reliability of power supply of important municipal electricity consumers in the community, treated as a significant prosumers, taking into consideration the investment and organizational tasks in the Municipality Gierałtowice. Improved reliability may occur as a result of the location of a source close to the concentration of municipal waste facilities, creating a so-called. mini energy centers in the states of normal, and the so-called. mini energy islands in emergency. The paper presents the results of calculations for practical solutions.

Krzysztof BILLEWICZ
Politechnika Wrocławska

PROBLEM NIEZNANYCH GRANIC INFRASTRUKTUR KRYTYCZNYCH

Streszczenie. W globalnym świecie liczba wzajemnych powiązań i uzależnień zwiększa się. Dodatkowo zacierają się dotychczas jednoznaczne granice infrastruktury krytycznych IC (ang. *critical infrastructures*). W konsekwencji zwiększa się liczba punktów krytycznych, których naruszenie może spowodować paraliż jednej lub kilku infrastruktury krytycznych. Co więcej, coraz trudniej jest określić lokalizację takich punktów krytycznych. Artykuł ma na celu pokazanie punktów krytycznych oraz uzasadnienie, że zarządzanie infrastrukturami wymaga zmiany dotychczasowego podejścia. Dodatkowo planowa realizacja redukcji obciążenia w wyniku konieczności ograniczenia dostaw energii np. stosowania programów reakcji strony popytowej DR (ang. *demand response*) może spowodować paraliż infrastruktury krytycznej, w wyniku naruszenia nieznanych punktów IC przez pozbawienie ich zasilania energią elektryczną.

A PROBLEM OF UNKNOWN BOUNDARIES OF CRITICAL INFRASTRUCTURE

Summary. In our increasingly interconnected and interdependent world, an information technology is already blurring the traditional boundaries of critical infrastructure. A total number of critical points increases. What's more, it becomes increasingly difficult to determine the location of these critical points. This paper shows that it is necessary to change an approach of management of a security critical infrastructure. In addition, the use of demand side response programs can cause paralysis of critical infrastructure, as a result of a shut down or reduce power consumption of some unknown critical point.

Waldemar DOŁĘGA
Politechnika Wrocławska

WERYFIKACJA FORMALNO-PRAWNA I ŚRODOWISKOWA STRATEGII ROZWOJU INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ

Streszczenie. W rozdziale przedstawiono analizę problemów formalno-prawnych, środowiskowych i społecznych (związanych z ochroną środowiska) dotyczących budowy nowych linii napowietrznych i stacji elektroenergetycznych 400, 220 i 110 kV, które należy zrealizować w ramach określonej strategii rozwoju infrastruktury sieciowej. Zwrócono szczególną uwagę na planowanie przebiegu trasy linii i lokalizacji stacji. Zaproponowano opracowanie minimum czterech wariantów trasy linii lub lokalizacji stacji: wariantu ekologicznego, wariantu społecznego, wariantu ekonomicznego i wariantu optymalnego będącego wypadkową trzech wymienionych wcześniej wariantów. Dla każdego wariantu lokalizacji linii lub stacji zaproponowano przeprowadzenie analizy: technicznej, ogólnej i formalno-prawnej, która umożliwi identyfikację, weryfikację i minimalizację problemów formalno-prawnych, środowiskowych i społecznych (związanych z ochroną środowiska) przy realizacji inwestycji sieciowej. Każdy element zaproponowanej analizy wariantu lokalizacji linii lub stacji elektroenergetycznej oceniono w kontekście wprowadzanych przez niego uwarunkowań formalno-prawnych przy przebiegu procesu inwestycyjnego. W rozdziale zaproponowano pakiet analiz i działań inwestora (operatora systemu) ukierunkowanych na: szybkość i efektywność procesu inwestycyjnego oraz uproszczenie i przyśpieszenie procesu przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych.

FORMAL, LEGAL AND ENVIRONMENTAL VERIFICATION OF NETWORK INFRASTRUCTURE EXPANSION STRATEGY

Summary. In this chapter, analysis of formal, legal, environmental and social (connected with environment protection) problems concerned construction of new overhead power lines and substations: 400, 220 and 110 kV, which should execute in frames of definite strategy of network infrastructure expansion, is shown. Attention is paid to planning of the course of lines route and location of substations. Study of minimum four variants of line route and location of substation: ecological variant, social variant, economical variant and optimal variant which is a result of three earlier list variants is proposed. For each variant of line route and location of substation, conducting technical, general, formal and legal analysis, which makes identification, verification and minimization of formal, legal, environmental and social (connected with environment protection) problems concerned investment execution possible, is proposed. Each element of proposed analysis of line or substation location variant is assessed in context of formal and legal conditioning for the course of investment process. Additionally, a package of analyses and actions of investor (system operator) in the direction of: quick and effective investment process and simplification and acceleration of investment preparation and execution process is done.

Adam IWAN, Józef PASKA

PGNiG TERMIKA S.A.,

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

PROSUMENCKIE UKŁADY KOGENERACYJNE

Streszczenie. Przedstawiono potencjalny wpływ szerokiej implementacji rozproszonych źródeł energii na sposób funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dotychczasowy tryb pracy sieci dystrybucyjnej będzie ewoluował w wyniku wymuszonych dwukierunkowych przepływów energii następujących zmiennie w zróżnicowanych i trudno prognozowalnych interwałach czasowych. Towarzyszące rozwojowi generacji rozproszonej, w tym kogeneracji, regulacje prawne będą wymuszały dodatkowe inwestycje w sieć dystrybucyjną dostosowując jej funkcjonowanie również do potrzeb odbioru energii z mikroinstalacji. W rozdziale dokonano charakterystyki technologii mikrokogeneracyjnych oraz przedstawiono szacunkowe koszty inwestycyjne dla opisanych technologii. Omówiono także dostępne na rynku europejskim rozwiązania dla gospodarstw domowych.

PROSUMERS' COGENERATION SYSTEMS

Summary. The chapter presents potential impact of the broad implementation of distributed cogeneration on performance of power system. Existing operating mode of distribution grids will evolve due to forced bidirectional energy flows occurring variably in differentiated and unforeseeable time intervals. Legal regulations which assist distributed generation, including micro-CHP, development will enforce additional investments into the distribution grid adjusting its functionality to collect energy also from the micro-CHP installations.

The chapter shows characteristics of the micro-CHP technologies and estimated investment costs for presented technologies as well as the examples of, existing on European Union market, micro-CHP solutions for households.

Piotr KACEJKO, Paweł PIJARSKI, Karolina GAŁĄZKA
Politechnika Lubelska

PROSUMENT–PRZYJACIEL, WRÓG CZY TYLKO HOBBYSTA?

Streszczenie. Projekt ustawy o OZE i jego rządowa rekomendacja są dziś faktem. W referacie odniesiono się do przyjętych w projekcie rozwiązań związanych z rozwojem mikrogeneracji. Wobec skrajnych opinii o tych propozycjach (od zarzutu sprzeczności z konstytucją po zarzuty negatywnego oddziaływania na system elektroenergetyczny) autorzy przedstawiają swoje opinie poparte obliczeniami prowadzonymi za pomocą oryginalnego, całorocznego modelu mikroźródła PV. Wynikają z nich zastrzeżenia dla propozycji ustawowych, które pomimo deklaracji o wsparciu dla prosumentów, sprowadzą ich rolę do hobbyistów o marginalnym znaczeniu dla energetyki. Dalszy postęp w technologii fotowoltaicznej może to jednak istotnie zmienić.

PROSUMER — FRIEND, ENEMY OR ONLY ENTHUSIAST?

Summary. The bill concerning renewable energy resources has gained government's support and can soon become reality. This paper specifically addresses the part of the bill that concerns solutions regarding the development of micro-generation. In the presence of extreme opinions concerning proposed solutions (from allegations of being anti-constitutional to accusations of having a negative impact on the grid), the authors of this paper present their own opinions on that matter supported by calculations based on original, yearlong model of PV micro-source. Those calculations led to reservations about the proposed bill, which despite declaring support for prosumers, will reduce their role to simply enthusiasts of marginal significance for the energy balance. However, further progress in photovoltaic technology can change that considerably.

Karolina MUCHA-KUŚ, Maciej SOŁTYSIK
TAURON Polska Energia S.A.

REKOMENDACJA ZMIAN MECHANIZMU INFORMOWANIA O STRUKTURZE PALIW ZUŻYTYCH DO PRODUKCJI SPRZEDANEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Streszczenie. Poruszony obszar dotyka aspektów praktycznych zachowań uczestników rynku obligowanych do rzetelnej realizacji obowiązków informacyjnych względem swoich odbiorców w zakresie struktury paliw zużytych do produkcji energii eklektycznej oraz aspektów środowiskowych z tym związanych. Z uwagi na fakt, że w Polsce przedmiotowy system sprawozdawczy nie funkcjonuje

w sposób właściwy, konieczne staje się zaproponowanie nowego mechanizmu rozwiązań legislacyjnych, regulacyjnych i analitycznych, spełniającego wymogi dyrektywy 2009/72/WE. W pracy zaproponowano jedno wspólne rozwiązanie dla wszystkich krajów Unii Europejskiej optymalne zarówno dla strony dostarczającej informacje, jak i dla jej odbiorców

RECOMMENDATION OF CHANGES IN THE MECHANISM OF INFORMING FINAL CUSTOMERS ABOUT THE STRUCTURE OF FUEL USED FOR THE PRODUCTION OF ELECTRICITY

Summary. The paper describes the way of fulfillment one of the European Union disclosure requirements concerning informing final consumers about the structure of primary fuel used for the production of electricity, and its impact on the environment. Due to the fact that in Poland the reporting system is not functioning properly, it is necessary to propose a new mechanism for legislative, regulatory and analytical solutions meeting the requirements of Directive 2009/72/EC. The paper proposes one common solution for all the countries of the European Union optimal for both energy companies providing the information as well as for the final customers.

Artur OPALIŃSKI

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

PROTOKÓŁ GŁOSOWANIA WIĘKSZOŚCIOWEGO W NARZĘDZIU WSPARCIA DECYZJI HANDLOWYCH

Streszczenie. Istnieje szerokie spektrum narzędzi i metod wspierających decyzje handlowe, lecz brakuj jasnych reguł ich stosowania. Zaproponowano samoorganizujący się system agentowy do wspierania decyzji handlowych. System bazując na głosowaniu z dynamicznymi wagami, wskazuje efektywne indykatory na podstawie ich poprzednich osiągnięć. Przedstawiono analizę formalną i wyniki weryfikacji, potwierdzającej cechy rozwiązania.

MAJORITY VOTING PROTOCOL APPLICATION FOR TRADING DECISIONS SUPPORT

Summary. A broad spectrum of analysis and prediction indicators and methods exists to support trading decisions, but no hard knowledge exist to tell in advance which of them will fit best in a given timeframe. To support trading decisions, a multi-agent self-organizing system has been proposed. The system is based on history based dynamic weight voting and selects the right indicators based on their past performance. The formal analysis is given and verification is described, which proved the system to possess the desired features.

Józef PASKA

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

METODYKA I NARZĘDZIA ANALIZ NIEZAWODNOŚCI DLA POTRZEB PLANOWANIA ROZWOJU I EKSPLOATACJI SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Streszczenie. Niezawodność systemu elektroenergetycznego to pojęcie ogólne, obejmujące wszystkie miary zdolności systemu, zwykle wyrażone jako wskaźniki liczbowe, do dostarczania do wszystkich punktów zapotrzebowania energii elektrycznej o parametrach w granicach przyjętych standardów oraz w żądanych ilościach.

Niezawodność była, jest i będzie jednym z najważniejszych kryteriów, które powinny być rozpatrywane, zarówno podczas planowania rozwoju, jak i eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Tymczasem w Polsce kwestia ta zdaje się być niedoceniana przez naukowców i praktyków działających w obszarze elektroenergetyki. W rozdziale przedstawiono zasadnicze wyzwania i problemy analiz niezawodności dla potrzeb planowania rozwoju i eksploatacji systemu elektroenergetycznego, stosowane rozwiązania metodyczne oraz narzędzia komputerowe.

METHODOLOGY AND TOOLS OF RELIABILITY ANALYSES FOR THE NEEDS OF ELECTRIC POWER SYSTEM DEVELOPMENT AND OPERATION PLANNING

Summary. Reliability of the electric power system is a general term covering all capability measures of the system, usually expressed as numerical indicators, to deliver electricity to all points of demand with power quality parameters within accepted standards and in the desired quantities. Reliability was, is and will be one of the most important criteria that should be considered, both when planning the development and operation of the electric power system. Meanwhile in Poland, this issue seems to be underestimated by researchers and practitioners active in the field of power. The chapter presents the key challenges and problems of reliability analyses for planning the development and operation of the power system, applied methodological solutions and computer tools.

Józef PASKA, Karol PAWLAK

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

**„SIECI INTELIGENTNE” ORAZ INSTALACJE
PROSUMENCKIE A STRUKTURA PODSEKTORA
WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

Streszczenie. Poruszono kwestię struktury podsektora wytwarzania krajowego systemu elektroenergetycznego, jego kształtu i roli jaką odgrywa i będzie odgrywać w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. Przedstawiona została aktualna struktura oraz europejskie trendy w kształtowaniu polityki państw w tym zakresie. Globalna gospodarka oraz polityka energetyczno – ekologiczno – klimatyczna poszczególnych państw i ich grup (jak Unia Europejska) powodują coraz większe zainteresowanie rozwojem energetyki rozproszonej, która wyposażona w sieci „inteligentne” stanowi znakomite uzupełnienie, jeżeli nie alternatywę dla tradycyjnych źródeł wytwórczych. Autorzy wskazują na konieczność wyważenia tych dwóch kierunków i podejmowania decyzji, nie tylko w celu osiągnięcia krótkoterminowych zysków ekonomicznych, ale także długoterminowych działań, które pozwolą na rozwój gospodarki i społeczeństwa, co w przekonaniu autorów wpłynie w dłuższej perspektywie także na wyniki ekonomiczne.

**THE "SMART GRIDS" AND THE PROSUMERS' INSTALLATIONS
BUT THE STRUCTURE OF THE SUB-SECTOR OF ELECTRICITY
GENERATION**

Summary. The chapter concerns the structure of power generation sub-sector as a part of the national electric power system, its shape and the role it plays and will play in ensuring energy security. The current structure as well as European trends in the development of national policies in this topic are presented. The global economy and environmental, energy and climate policy of individual countries and their groups (like the EU) cause increasingly growing interest in the development of distributed energy sources, which equipped with a "smart grid" are an excellent supplement or alternative to traditional power generation sources. The authors indicate the necessity to balance these two directions and to take decisions, not only in as to obtain short-term economic profits, but also long-term actions that will allow for the development of economy and the society and that will affect in the long term also on the economic results.

Józef PASKA, Tomasz SURMA
Politechnika Warszawska, CEZ Polska

TRENDY POLITYKI ENERGETYCZNEJ UNII EUROPEJSKIEJ

Streszczenie. Analizując zmiany na rynku energii można zauważyć rosnącą rolę regulacji Unii Europejskiej, wywierających coraz większy wpływ na funkcjonowanie rynków lokalnych, krajowych. Zasadniczo, regulacje krajowe mają swoje podłoże w przyjętych dokumentach strategicznych, określających oczekiwania rozwojowe na rynku energii. Polityki energetyczne, określając kierunki oraz działania wykonawcze, powinny gwarantować bezpieczeństwo inwestycji w długiej perspektywie. Długoterminowa, stabilna polityka energetyczna oraz stworzone na jej podstawie regulacje są zazwyczaj gwarantem rozwoju energetyki.

Komisja Europejska w styczniu 2014 roku przedstawiła komunikat „Ramy polityczne na okres 2020-2030 dotyczące klimatu i energii”, który wskazuje nowe cele dla rozwoju energetyki. Dokument ten oraz dyskusja nad nowymi celami będą wpływać na przygotowywaną obecnie w Polsce nową strategię dla energetyki. W rozdziale przedstawiono nową wspólnotową Politykę energetyczną do 2030 roku oraz spodziewane konsekwencje dla Polski.

THE EUROPEAN ENERGY POLICY TRENDS

Summary. The growing role of the European Union regulations can be observed in the form of their increasing influence on member states' markets. Regulations are essentially based on the adoption of strategic documents which define expected directions of development for the markets. Energy policy defining guidelines and action plans should guarantee security of investment in the long term. Stable, long term policy and rules based thereon are usually guarantors of energy sector development and stable conditions for investors. European energy policy is based on three pillars tackling climate change, reducing the European Union's dependency and political addictions resulting from the import of fuels and energy, and support for economic growth and employment. European policy determines the realization of Polish energy policy, followed by particular regulations in the energy market as a result of the implementation of European law. As a consequence, it also affects particular market entities.

The European Commission presented in January 2014 Communication “A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030”, where new directions for energy sector development are presented. This strategy and discussion about new targets will influence on new Polish energy policy. This chapter presents the main directions of new European energy policy and their expected impact on the shape of Polish energy policy.

Maksymilian PRZYGRODZKI, Paweł CHMURSKI
Politechnika Śląska, PSE Innowacje Sp. z o.o.

OCENA MOCY ZAINSTALOWANEJ W ŹRÓDLACH FOTOWOLTAICZNYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Streszczenie. Rozwój źródeł fotowoltaicznych (PV) wskazuje konieczność przeprowadzenia weryfikacji podejścia do bilansowania systemu elektroenergetycznego, zarówno w kontekście prowadzenia ruchu jak i sporządzania planów bilansowych. Wynika to przede wszystkim z charakteru pracy źródeł fotowoltaicznych, których generacja zależy bardzo silnie od panujących na danym obszarze warunków atmosferycznych. W publikacji przedstawiono analizę potencjału wytwórczego źródeł odnawialnych w warunkach krajowych i w wybranych stacjach pracy KSE. Analizując pracę źródeł odnawialnych o obecnie największym potencjale przyrostowym (źródła wiatrowe) oraz przedmiotowych źródeł PV zbadano współdziałanie (synergię) w pokrywaniu zapotrzebowania w KSE. W tym zakresie odniesiono się do obecnych wymagań związanych z utrzymywaniem rezerw mocy w KSE. W efekcie przeprowadzonych rozważań możliwym jest oszacowanie potencjału wytwórczego źródeł fotowoltaicznych możliwego do zbilansowania w obszarze systemu polskiego.

THE ASSESSMENT OF INSTALLED POWER OF PHOTOVOLTAIC SOURCES IN THE NATIONAL POWER SYSTEM

Summary. The development of photovoltaic sources (PV) indicates the need for verification approach to balancing the electricity system, both in terms of operating and planning. This is mainly due to the nature of PV whose generation depends very strongly of weather conditions in the area. The analysis of the potential production of renewable energy sources in terms of domestic and selected operating conditions of the National Power System (NPS) was presented in the paper. Analyzing the work of renewable energy sources by the biggest incremental potential (actually wind sources) were examined synergy with photovoltaic sources in meeting the demand in the NPS. As the result of this consideration due to energy balance were estimated the maximal production capacity of photovoltaic sources in the Polish power system.

Helena RUSAK
Politechnika Białostocka

ENERGIA ELEKTRYCZNA JAKO ELEMENT PLANOWANIA ENERGETYCZNEGO W GMINACH

Streszczenie. Założenia do gminnych planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe powinny zawierać wyznaczone przez wymagania prawne elementy dotyczące energii elektrycznej. Wykonano przegląd 15 losowo wybranych dokumentów pod kątem uwzględniania aktualnego oraz przyszłego zużycia energii elektrycznej w gminie ze szczególnym uwzględnieniem budynków użyteczności publicznej, oceny zasobów energii odnawialnej oraz uwzględnienia planów przedsiębiorstw energetycznych. Analiza sporządzanych dokumentów wskazuje, że w znacznym stopniu nie spełniają one stawianych im warunków. Powodem braków jest z jednej strony brak wymagań gmin wobec wykonawców opracowań a z drugiej brak dostępu do niezbędnych danych.

ELECTRICAL ENERGY AS AN ELEMENT OF ENERGY PLANNING IN COMMUNES

Summary. Assumptions to the municipal plans to supply with heat, electricity and gas fuels should be include the elements of electrical energy which has defined by the legislative requirements concerning. A review of 15 randomly selected documents was performed. This documents take into account current and future consumption of electricity in the municipality and they was included analysis of public buildings, the assessment of renewable energy resources, and plans for energy companies. The analysis of the documents shows that they don't meet the conditions posed in a large extent. The reason for deficiencies is on the one hand no requirements from the of municipalities to papers contractors and on the other hand it is the lack of access to necessary data.

Maciej SOŁTYSIK, Karolina MUCHA-KUŚ
TAURON Polska Energia S.A.

**OCENA MECHANIZMU INFORMOWANIA
O STRUKTURZE PALIW ZUŻYTYCH DO PRODUKCJI
ENERGII ELEKTRYCZNEJ SPRZEDANEJ ODBIORCOM**

Streszczenie. Niniejszy tekst opisuje jeden z procesów sprawozdawczych, dotyczący obowiązkowego informowania odbiorców zużywających energię elektryczną o strukturze paliw pierwotnych wykorzystanych do jej wyprodukowania oraz wpływie tej produkcji na środowisko naturalne. W pracy przedstawiona została szczegółowa analiza zarówno historycznego, jak i bieżącego zachowania uczestników rynku. Wyniki z przeprowadzonych badań, pozwalają potwierdzić postawioną w referacie tezę o nieefektywności całego mechanizmu sprawozdawczego zarówno w zakresie legislacyjnym, jak i analitycznym.

**EVALUATION OF THE MECHANISM OF INFORMING FINAL
CUSTOMERS ABOUT THE STRUCTURE OF FUEL USED FOR THE
PRODUCTION OF ELECTRICITY**

Summary. The paper describes one of the European Union disclosure requirements concerning informing final consumers about the structure of primary fuel used for the production of electricity, and its impact on the environment. The paper presents the detailed analysis of both historic and current behavior of market participants revealing imperfections of its functioning. In this particular context, bearing in mind the experience of several years, the results of the study confirm the thesis of the inefficiency of the whole reporting mechanism in both the legislative and analytical perspectives.

INDEKS AUTORÓW

Joachim Bargiel	7	Józef Paska	37, 80, 91, 101
Krzysztof Billewicz	15	Karol Pawlak	91
Paweł Chmurski	113	Paweł Pijarski	47
Waldemar Dołęga	27	Maksymilian Przygodzki	113
Karolina Gałązka	47	Helena Rusak	129
Adam Iwan	37	Tomasz Sierociński	7
Piotr Kacejko	47	Maciej Sołtysik	60, 139
Bogdan Mól	7	Paweł Sowa	7
Karolina Mucha-Kuś	60, 139	Tomasz Surma	101
Artur Opaliński	68		

INDEKS RECENZENTÓW

Prof. dr hab. inż. Jacek Malko	47, 68, 101
Prof. dr hab. inż. Paweł Sowa	27
Prof. dr hab. inż. Eugeniusz Toczyłowski	15
Prof. dr hab. inż. Artur Wilczyński	7
Dr hab. inż. Tomasz Popławski prof. PCz	129
Dr hab. inż. Janusz Sowiński prof. PCz.....	113
Dr inż. Elżbieta Niewiedział	91
Dr inż. Szymon Ciura	37, 60, 80, 139