



Rynek Energii Elektrycznej

Rozwój i funkcjonowanie rynków energii

redakcja
Zbigniew Połecki
Paweł Pijarski

MONOGRAFIE

Rynek energii elektrycznej

Rozwój i funkcjonowanie rynków energii

Monografie – Politechnika Lubelska



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

Rynek Energii Elektrycznej

Rozwój i funkcjonowanie rynków energii

redakcja:
Zbigniew Połecki
Paweł Pijarski



Politechnika Lubelska
Lublin 2016

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Jacek Malko

prof. dr hab. inż. Józef Paska

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Toczyłowski

prof. dr hab. inż. Artur Wilczyński

dr hab. inż. Tomasz Popławski, prof. PCz

dr inż. Elżbieta Niewiedział

dr inż. Włodzimierz Bieliński

dr inż. Szymon Ciura

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2016

ISBN: 978-83-7947-221-5

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

Wyznaczanie obciążeń maksymalnych w sieciach nN – teoria i praktyka	7
<i>Szymon Ciura, Paweł Kubek</i>	
Wpływ modernizacji sieci dystrybucyjnej na poziom strat energii elektrycznej	19
<i>Dariusz Jeziorny, Barbara Kaszowska, Andrzej Włóczyk</i>	
Modernizacja krajowej sieci przesyłowej – jednostki transformatorowe 400/110 kV 450 MVA	29
<i>Piotr Kacejko, Piotr Miller, Marek Wancerz, Paweł Ziółek</i>	
Agregator aktywnych odbiorców z perspektywy europejskich projektów sieci inteligentnych	41
<i>Mariusz Kaleta, Piotr Pałka, Izabela Żółtowska</i>	
Postawy odbiorców wobec inteligentnych systemów pomiarowych – przegląd badań i możliwości ich wykorzystania w warunkach polskich.....	51
<i>Barbara Kaszowska, Katarzyna Skalacka</i>	
Wskaźniki energochłonności w wybranych gałęziach przemysłu	60
<i>Joanna Kott, Marek Kott</i>	
Rezerwa wirująca w elektrowniach wiatrowych.....	71
<i>Bartosz Kozłowiec, Michał Polecki</i>	
Modelowanie niezawodności słonecznych elektrowni fotowoltaicznych.....	81
<i>Piotr Marchel, Józef Paska</i>	
Odnawialne i rozproszone źródła energii a niezawodność systemu elektroenergetycznego	93
<i>Piotr Marchel, Józef Paska, Tomasz Surma</i>	
Wykorzystanie wykładnika Hursta do przewidywania niestabilności generacji wiatrowej	104
<i>Tomasz Popławski, Piotr Szeląg</i>	
Model typu „end-use” prognozy zapotrzebowania na energię pierwotną i finalną w warunkach ryzyka	114
<i>Janusz Sowiński</i>	
Dobór wskaźników do analiz porównawczych poziomu strat energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych	125
<i>Andrzej Włóczyk</i>	
Streszczenia artykułów	135
Indeks Autorów.....	147
Indeks recenzentów	148

Szymon CIURA, Paweł KUBEK
Politechnika Śląska w Gliwicach

WYZNACZANIE OBCIĄŻEŃ MAKSYMALNYCH W SIECIACH nN – TEORIA I PRAKTYKA

Jednym z kryteriów doboru parametrów poszczególnych elementów sieci jest kryterium ich obciążalności prądowej. Obciążalność ta – generalnie biorąc – powinna być wyższa, niż maksymalne obciążenie prądem roboczym tych elementów. Wartości obciążenia maksymalnego występujące w elementach sieci rozdzielczych nN zależą głównie od wyposażenia gospodarstw domowych w odbiorniki energii elektrycznej o dużej mocy jednostkowej (pralka automatyczna, kuchnia elektryczna, przepływowy elektryczny podgrzewacz wody) oraz od liczby odbiorców, zasilanych za pomocą danego elementu sieci (włz, przyłączy, linia nN, transformator SN/nN), użytkujących te odbiorniki. Przekłada się to na wartości współczynników jednoczesności występowania obciążeń maksymalnych, wyznaczanych na poziomie ww. elementów sieci, zasilających odbiorców oraz na wartości sumarycznego obciążenia maksymalnego tych elementów. Aktualnie obowiązująca w tym zakresie norma N SEP-E-002 [1] rozróżnia tu 3 grupy odbiorców – gospodarstwa domowe, charakteryzujące się ich wyposażeniem odpowiednio w ww. odbiorniki energii o dużej mocy. O ile podział ten i wartości obciążenia maksymalnego (pobieranej mocy maksymalnej) pojedynczych gospodarstw domowych nie budzą istotnych zastrzeżeń, o tyle wartości współczynników jednoczesności występowania tych obciążeń dla wielu odbiorców można kwestionować szczególnie z teoretycznego punktu widzenia. W niniejszym opracowaniu pokazano „słabe strony” ww. normy oraz zaproponowano teoretyczny sposób wyznaczania wartości ww. współczynników. Sposób ten wynika z matematycznych podstaw sumowania wartości losowych, lecz uwzględnia również wyniki pomiarów średnich obciążeń 1-godzinnych dla dużej populacji odbiorców, w celu określenia wielkości „współbieżności czasowej” obciążenia między odbiorcami, odpowiadającej teoretycznym wartościom współczynników korelacji, występującej między obciążeniami poszczególnych par odbiorców. Pomiary te z inspiracji PTPiREE [2] były przez kilka lat wykonywane w krajowych sieciach nN w celu wyznaczenia tzw. standardowych profili zużycia energii. Profile te przydatne są spółkom obrotu oraz OSD w celu prognozowania zużycia energii w danym horyzoncie czasowym m.in. w przypadku zmiany sprzedawcy energii przez ww. odbiorców. Wyniki wykonanych pomiarów obciążenia nie były jednak jeszcze w proponowanym zakresie wykorzystywane do wyznaczania

obciążenia maksymalnego poszczególnych elementów sieci nN, niezbędnego do ich projektowania. Wyjątek stanowi tu artykuł [3], lecz przytoczone w nim wyniki pomiarów i ich analiza przedstawione zostały na tle obciążenia całego krajowego systemu elektroenergetycznego, a nie jego poszczególnych elementów.

1. Teoretyczne podstawy analizy

Wartości chwilowe obciążenia każdego z odbiorców, wchodzących w skład charakterystycznej grupy tych odbiorców, wyodrębnionej w ramach badań statystycznych i przeprowadzonych długotrwałych pomiarów ich obciążenia [2] lub scharakteryzowanej na podstawie wyposażenia w odbiorniki o dużej mocy i bilansu tych mocy [1] można traktować jako wynik działania wielu losowych czynników. Zatem również uśrednione wartości obciążenia w przedziale 15 minut, 30 minut lub 1 godziny, a szczególnie czasy (godziny) występowania obciążenia maksymalnego będą różne dla poszczególnych odbiorców, mimo że daną grupę odbiorców można traktować jako jednorodną. Przyjmijmy zatem, że moc pobierana przez pojedynczego, „modelowego” odbiorcę, będącego przedstawicielem jednorodnej grupy odbiorców, dla uproszczenia analizy – uśredniona w przedziale 1 godziny, zmienia się w długim horyzoncie czasowym (np. 1 roku) od znanej wartości P_{min} do wartości P_{max} , przy czym ze względów praktycznych większe znaczenie ma wartość maksymalnego obciążenia P_{max} . Zakłada się zatem, że każdy z takich „modelowych” odbiorców pobiera moc maksymalną P_{max} , lecz nie jest znany czas (godzina) wystąpienia tego obciążenia. Zatem nie jest również znane sumaryczne obciążenie maksymalne $P_{max}(N)$ elementu sieci, zasilającego N jednorodnych odbiorców. Dla losowego rozkładu obciążenia w podanych wyżej granicach można wyznaczyć wartość obciążenia średniego P_{sr} „modelowego” odbiorcy w ciągu roku ze wszystkich $i = 8760$ zmierzonych uśrednionych obciążeń 1-godzinnych P_i :

$$P_{sr} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} P_i}{8760} \approx \frac{A_r}{8760}, \quad (1)$$

(A_r jest tutaj energią czynną, pobraną w ciągu roku przez rozpatrywanego odbiorcę). Ponadto można wyznaczyć wartość odchylenia standardowego σ dla ww. obciążeń 1-godzinnych P_i względem obciążenia średniego P_{sr} :

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{8760} (P_i - P_{sr})^2}{8760}}. \quad (2)$$

Obciążenie P_{max} wygodnie jest wtedy przedstawić w oczywistej postaci:

$$P_{max} = P_{\dot{s}r} + (P_{max} - P_{\dot{s}r}) = P_{\dot{s}r} + P_{nad}, \quad (3)$$

w której P_{nad} oznacza nadwyżkę obciążenia ponad obciążenie średnie $P_{\dot{s}r}$. Z probabilistycznego punktu widzenia nadwyżkę tę można zapisać jako:

$$P_{nad} = \beta \sigma, \quad (4)$$

gdzie β jest pewnym współczynnikiem liczbowym, zależnym m.in. od postaci rozkładu wartości P .

Jeśli założyć, że między obciążeniami 1-godzinnymi P_i dla odbiorców jednorodnych (czyli zakwalifikowanych do tej samej grupy) brak jest jakiegokolwiek korelacji, wartość maksymalną obciążenia 1-godzinnego $P_{max}(N)$ danego elementu sieci, zasilającego N ww. odbiorców „modelowych” można wyznaczyć wg zależności, wynikającej z (3) i (4):

$$P_{max}(N) = \sum_{k=1}^N P_{\dot{s}r k} + \beta \sigma(N). \quad (5)$$

Wartość odchylenia standardowego $\sigma(N)$ wyznacza się z sumarycznej wariancji odchylen obciążenia od wartości średnich dla każdego z N odbiorców:

$$\sigma(N) = \sqrt{\sum_{k=1}^N \sigma_k^2} \approx \sqrt{N} \sigma. \quad (6)$$

Jeśli oprócz przybliżonej równości wartości $\sigma_k \approx \sigma$ dla każdego z N odbiorców założyć przybliżoną równość ich wartości obciążenia średniego $P_{\dot{s}r k} \approx P_{\dot{s}r}$, wyrażenie (5) można uprościć do postaci, zawierającej wartości obciążenia P_{max} i $P_{\dot{s}r}$, właściwe dla „modelowego” odbiorcy:

$$P_{max}(N) \approx NP_{\dot{s}r} + \sqrt{N} \beta \sigma, \quad (7)$$

a po uwzględnieniu wyrażenia (3) i (4) otrzymuje się:

$$P_{max}(N) \approx NP_{max} \left[\frac{P_{\dot{s}r}}{P_{max}} + \frac{\left(1 - \frac{P_{\dot{s}r}}{P_{max}}\right)}{\sqrt{N}} \right]. \quad (8)$$

Zawartość nawiasu kwadratowego we wzorze (8) nosi nazwę współczynnika jednoczesności występowania obciążeń maksymalnych, oznaczonego jako $k_j(N)$. Iloraz $P_{\dot{s}r}$ i P_{max} zwykle oznacza się przez m i nazywa się go średnim rocznym stopniem obciążenia lub średnim stopniem wypełnienia rocznego wykresu obciążenia dla rozpatrywanego odbiorcy:

$$m = \frac{P_{\dot{s}r}}{P_{max}} = \frac{T_s}{8760}, \quad (9)$$

przy czym T_s jest zastępczym rocznym czasem użytkowania mocy maksymalnej (szczytowej) P_{max} . Wtedy wartości współczynników $k_j(N)$ występowania obciąż-

żeń maksymalnych na poziomie dowolnego elementu sieci, zasilającego N odbiorców jednego rodzaju, można wyznaczyć wg wzoru:

$$k_j(N) = m + \frac{1-m}{\sqrt{N}}. \quad (10a)$$

Warto tu zauważyć, że dla dużych wartości N wartości współczynników $k_j(N)$ wyznaczone wg wzoru (10a) dążyć będą do m , zaś wartość obciążenia maksymalnego $P_{max}(N)$ wyliczona wg wzoru (8) będzie bardzo bliska sumie wartości średnich obciążenia wszystkich N odbiorców, czyli $P_{max}(N) \approx NP_{sr}$. W rzeczywistości w uśrednionych godzinowo przebiegach dobowych, miesięcznych i rocznych obciążenia, pochodzącego od dużych pod względem liczebności, jednorodnych grup odbiorców, jest wyraźnie widoczna różnica między obciążeniem maksymalnym, średnim i minimalnym [3]. Oznacza to, że obciążenia odbiorców charakteryzują się pewną „współbieżnością czasową” ich występowania, co z teoretycznego punktu widzenia oznacza występowanie dodatniej korelacji między poszczególnymi wartościami obciążenia w kolejnych godzinach doby. Z praktycznego punktu widzenia wystarczy znajomość średniego poziomu tej korelacji, występującej między obciążeniami kolejnych par odbiorców, oznaczonych tutaj przez x oraz y , zasilanych za pomocą określonych elementów wspólnej sieci. Jeśli przez $\rho_{x,y}$ oznaczyć współczynnik wspomnianej wyżej korelacji, to wyrażenie (10a) przyjmie wtedy postać:

$$k_j(N) = m + \frac{1-m}{\sqrt{N}} \sqrt{1 + \rho_{x,y}(N-1)}. \quad (10b)$$

Oznacza to, że maksymalne obciążenie danego elementu sieci jest przy $\rho_{x,y} > 0$ większe, niż to wynika z określonych zasad statystyki, dotyczących sumowania wartości losowych. Wartości ww. współczynników korelacji nie są aktualnie dokładnie znane, lecz założenie, że $\rho_{x,y} \approx 0$ już dla niezbyt dużych N może prowadzić do istotnych błędów przy wyznaczaniu wartości $P_{max}(N)$. Należy tu jeszcze dodać, że dla dużych wartości N wyrażenie (10b) przejdzie w postać:

$$k_j(N) \approx m + (1-m)\sqrt{\rho_{x,y}}. \quad (10c)$$

Sposób posługiwania się podaną wyżej metodą wyznaczania obciążenia maksymalnego określonego elementu sieci obrazuje poniższy prosty przykład liczbowy. Załóżmy, że przeciętne roczne zużycie energii przez odbiorcę z grupy taryfowej G11 wynosi $A_r \approx 2800$ kWh. Średnia moc czynna, pobierana w ciągu roku przez tego odbiorcę wynosi zatem wg (1) $P_{sr} \approx 0,320$ kW. Moc maksymalna zdeterminowana jest natomiast prądem znamionowym zabezpieczenia głównego (wg założeń – $I_n = 25$ A) i w tym przypadku jest równa $P_{max} \approx 5,6$ kW, zatem $T_s \approx 500$ godz., co odpowiada $m \approx 0,057$. Dla $N = 50$ podobnych (jednorodnych) odbiorców nN wartość współczynnika k_j wyliczona wg wzoru

(10a) wynosi $k_j(50) \approx 0,190$, natomiast maksymalne obciążenie zasilającego tych odbiorców elementu sieci, pochodzące tylko od tych odbiorców, można obliczyć wg wzoru (8) i wynosi ono $P_{max} = 50 \cdot 5,6 \cdot 0,190 \approx 53,2$ kW. Gdyby uwzględnić średnią wartość współczynnika korelacji $\rho_{x,y}$ między obciążeniami poszczególnych par odbiorców – wg [4] pod koniec XX wieku była to wartość $\rho_{x,y} \approx 0,02$ – to zgodnie ze wzorem (10b) wartość współczynnika k_j wzrosłaby do $k_j(50) \approx 0,245$. Wtedy obciążenie maksymalne elementu zasilającego tych odbiorców wzrosłoby do wartości $P_{max} = 50 \cdot 5,6 \cdot 0,245 \approx 68,5$ kW, czyli prawie o 30% w porównaniu z przypadkiem, w którym założono wartość współczynnika korelacji $\rho_{x,y} \approx 0$. Jest to wzrost znaczący, mogący w niektórych przypadkach doprowadzić do przeciążenia danego elementu sieci (w tym przypadku np. transformatora SN/nN przy jego mocy znamionowej $S_n = 63$ kVA), zatem przyjmowanie $\rho_{x,y} = 0$ nie powinno mieć w praktyce miejsca.

Korzystając ze wzoru (10a) lub (10b) i pokazanego wyżej przykładu można wyznaczyć „rozpływ” mocy maksymalnych dla jednorodnej grupy odbiorców np. w rozgałęzionej linii nN aż do transformatora zasilającego SN/nN. Oczywiście przy takim „rozplywie” nie będzie zachowane I prawo Kirchhoffa w poszczególnych węzłach danej linii, gdyż obciążenia maksymalne każdego z odbiorców i każdego z odcinków danej linii *de facto* występują w różnych przedziałach czasowych, a tylko poprzez współczynniki jednoczesności zostają one sprowadzone do tego samego przedziału o długości 1 godz. Znajomość tak wyznaczonych mocy maksymalnych w każdym odcinku linii umożliwia np. znacznie dokładniejsze wyznaczenie strat obciążeniowych, niż tylko znajomość obciążenia P_{max} pierwszego odcinka danej linii nN (na wyjściu ze stacji SN/nN). Należy sobie jednak zdać sprawę z tego, że posługiwanie się w praktyce wartościami mocy maksymalnych każdego odcinka linii jest dość kłopotliwe i pracochłonne, zatem aktualnie jeszcze raczej rzadko jest stosowane. Sytuację pogarsza fakt, że w praktyce niezbyt często występują tylko jednorodni odbiorcy, zatem w analizach należałoby również wyznaczać i uwzględniać udział innych grup odbiorców w obciążeniu maksymalnym danego odcinka linii.

2. Wykorzystanie wyników pomiarów obciążenia w sieciach nN

Do wyznaczenia wartości współczynników korelacji $\rho_{x,y}$ między parami poszczególnych odbiorców można wykorzystać wyniki pomiarów obciążenia, wspomniane na początku opracowania. W tym celu rozpatrywaną grupę odbiorców należy podzielić losowo na 2 zbiory, o liczebności odpowiednio X i Y . Jeśli analiza ma dotyczyć odbiorców z tej samej, czyli jednorodnej grupy, liczebność obu zbiorów powinna być zbliżona do siebie, lecz analiza może dotyczyć również korelacji między dwoma różnymi grupami odbiorców i wtedy

liczebność obu zbiorów może być różna. Dla każdego z odbiorców z tych dwu zbiorów znanych jest $t = 8760$ wartości średnich obciążenia 1-godzinnego, oznaczonych tutaj przez $P_{x,t}$ oraz $P_{y,t}$. Wartość współczynnika korelacji między obciążeniami wszystkich par odbiorców z obu zbiorów wyznacza się jako:

$$\rho_{x,y} = \frac{\text{Cov}[x,y]}{\sigma_x \sigma_y}, \quad (11)$$

gdzie przez σ_x oraz σ_y oznaczone zostały wartości odchylenia standardowego, określone odpowiednio względem wartości średnich $E[P_{x,t}]$ oraz $E[P_{y,t}]$, wyznaczonych w obu zbiorach zmierzonych wartości obciążenia, oznaczonych odpowiednio przez $P_{x,t}$ oraz $P_{y,t}$, natomiast $\text{Cov}[x,y]$ oznacza kowariancję tych wartości. Kowariancję tę wyznacza się jako wartość oczekiwaną iloczynów odchylen wartości $P_{x,t}$ i $P_{y,t}$ w każdej godzinie t roku dla wszystkich par odbiorców z obu zbiorów względem wartości średnich obciążenia w tych zbiorach, czyli odpowiednio względem $E[P_{x,t}]$ oraz $E[P_{y,t}]$:

$$\text{Cov}[x,y] = \frac{\sum_{t=1}^{8760} \left\{ \sum_{\substack{x=1 \\ y=1}}^{X,Y} [(P_{x,t} - E[P_{x,t}])(P_{y,t} - E[P_{y,t}])] \right\}}{8760XY} \quad (12)$$

Obliczenie wartości współczynnika korelacji $\rho_{x,y}$ wg wzorów (11) i (12) dla analizowanej grupy odbiorców należy powtórzyć dla innych „zestawów” odbiorców w obu zbiorach, wybranych losowo spośród wszystkich odbiorców, objętych wynikami pomiarów, po czym do dalszego użytku, czyli do wyznaczenia $k_j(N)$ wg wzoru (10b), należy przyjąć średnią wartość $\rho_{x,y}$.

Warto tu zwrócić uwagę na fakt, że podany wyżej sposób wyznaczania wartości współczynników $\rho_{x,y}$ nawet dla dużych pod względem liczebności zbiorów X oraz Y nie jest ścisły z praktycznego punktu widzenia. Nieścisłość ta wynika z tego, że w praktyce zwykle interesujące są obciążenia maksymalne, uśrednione dla przedziałów czasowych 15- lub 30-minutowych, zatem współczynniki korelacji między obciążeniami kolejnych par odbiorców również powinny być wyznaczone dla takich przedziałów. Ze względu na brak wyników pomiarów w podanych wyżej przedziałach proponuje się wykorzystać w tym celu – jak to wyżej pokazano – wyniki wykonanych pomiarów obciążenia w przedziałach 1-godzinnych z całego roku. Trudno jest w związku z tym zweryfikować praktycznie słuszność założeń z [1], dotyczących wartości obciążenia maksymalnego odbiorców z 3 „modelowych” grup odbiorców, ze zmierzonymi wartościami obciążenia. Jeśli jednak założyć wg wyników badań, przeprowadzonych w ramach [4], że $\rho_{x,y} \approx 0,02$ oraz badań przeprowadzonych w ramach [5], że $(P_{max}^{15min} / P_{max}^{60min}) \approx 1,9$, to korzystając z zestawionych w [2]

wyników pomiarów obciążenia np. dla grupy $N = 1599$ odbiorców (na podstawie informacji PTPiREE) o średnim rocznym zużyciu energii przez każdego z nich $A_r = 2313$ kWh (czyli przy wartości obciążenia średniego $P_{\text{śr}} = 0,264$ kW) oraz o sumarycznym wyznaczonym obciążeniu maksymalnym dla ww. liczby odbiorców, lecz przeliczonym na jednego odbiorcę z tej grupy $P_{\text{max}}^{60\text{min}} = 0,63$ kW, można określić na podstawie podanych wyżej wzorów obciążenie maksymalne $P_{\text{max}}^{15\text{min}}$ dla takiego odbiorcy z równości:

$$1,9 \cdot 0,63 = 0,264 + \left(\frac{P_{\text{max}}^{15\text{min}} - 0,264}{\sqrt{1599}} \right) \sqrt{1 + 0,02 \cdot 1598},$$

czyli $P_{\text{max}}^{15\text{min}} \approx 6,8$ kW. Jak widać, jest to wartość bardzo zbliżona do obciążenia maksymalnego $S_{\text{max}} = 7$ kVA, podanego w [1] dla III grupy gospodarstw domowych, zasilanych za pomocą tzw. zmodernizowanych instalacji elektrycznych.

W podobny sposób można wyznaczyć maksymalne obciążenie pojedynczego gospodarstwa domowego z innej jednorodnej grupy, rozpatrywanej w [2] lub innego „modelowego” odbiorcy, wyznaczając wpierw w proponowany wyżej sposób wartość współczynnika korelacji $\rho_{x,y}$ dla każdej grupy odbiorców. Należy tu zauważyć, że przy pominięciu w powyższych obliczeniach współzmienności obciążeń (korelacji między obciążeniami) odbiorców, czyli założenie wartości $\rho_{x,y} = 0$, otrzymuje się nierealnie duże obciążenie maksymalne pojedynczego odbiorcy $P_{\text{max}}^{15\text{min}} \approx 37,6$ kW, co sugerowałoby, że zaprezentowana metoda obliczeń jest zupełnie nieprzydatna dla celów praktycznych.

3. Proponowana metoda wyznaczania obciążenia maksymalnego elementów sieci nN na tle innych metod

Przedstawiony wyżej sposób wyznaczania obciążenia $P_{\text{max}}(N)$ poszczególnych elementów sieci, zasilających N jednorodnych odbiorców nN oparty jest na teoretycznych podstawach, lecz wykorzystuje on w tym celu również wyniki przeprowadzonych pomiarów w sieciach rzeczywistych nN. Współczynniki jednoczesności są funkcją ciągłą dla dowolnej liczby ww. odbiorców, a ich wartości należy wyznaczać wg wzoru (10b), uwzględniającego wyznaczone na podstawie wyników pomiarów wartości korelacji, zachodzących między obciążeniami poszczególnych par odbiorców, lub ewentualnie dla małych wartości N – wg wzoru (10a). Do wyznaczenia wartości tych współczynników należy zatem znać zarówno wartość obciążenia maksymalnego P_{max} statystycznego, pojedynczego odbiorcy z danej grupy, jak również prognozowaną ilość pobranej energii w ciągu roku przez takiego odbiorcę.

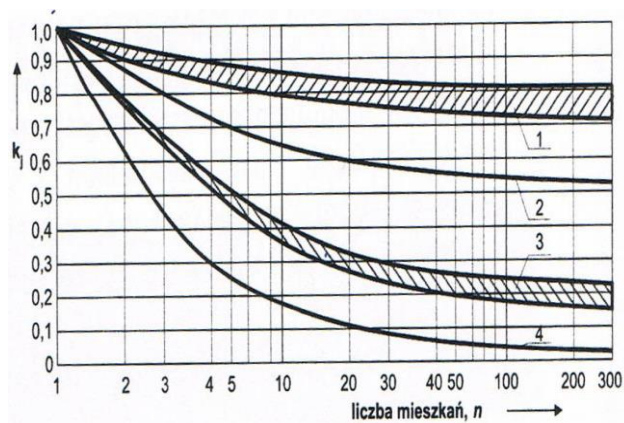
W opracowaniu [6], zatwierdzonym jako materiał pomocniczy do projektowania sieci nN i SN, przedstawione zostały wartości ww. współczynników, a następnie opracowane zostały na tej podstawie wytyczne, zawarte m.in. w [8]. W [6] do odbiorców zasilanych z sieci nN w zabudowie jednorodzinnej przyporządkowano 4 modele elektryczne obciążenia, różniące się „przeznaczeniem” pobieranej energii. Dla każdego z tych modeli podawane było prognozowane na lata 1980÷2000 zużycie energii przez pojedyncze, modelowe gospodarstwo domowe i jego moc maksymalna, z czego wynikały prognozowane wartości stopnia obciążenia m , zestawione w tabeli 1. Wartości współczynników $k_j(N)$ dla każdego z ww. modeli obciążenia można było wyznaczyć dla N gospodarstw domowych (mieszkań) wg zależności o postaci (10a), lecz podstawiając za m wartości k (tabela 1), wyższe niż wynikało to z prognozy obciążenia P_{max} i prognozy pobranej energii rocznej A_r .

Tabela 1

Parametry modeli elektrycznych obciążenia w gospodarstwach domowych wg [3]

Model obciążenia	I	II	III	IV
m (wg prognozy)	0,074÷0,076	0,115÷ 0,118	0,089÷ 0,090	0,116÷ 0,119
k	0,20	0,27	0,27	0,30

W opracowaniu [7] dla prognozowanego obciążenia na obszarze ROW aż do 2015 roku rekomendowano natomiast wartość $m \approx 0,082$, zaś wartości współczynników $k_j(N)$ określono podobnie jak w [6], lecz przy $k = 0,13$. Odnosi się w związku z powyższym wrażenie, że autorzy opracowania [6] oraz [7] usiłowali zaadaptować dla realiów krajowych rozwiązania stosowane na zachodzie Europy, lecz z pominięciem strony teoretycznej zagadnienia. W [9] oraz w innych publikacjach, dotyczących rozpatrywanego zagadnienia, przedstawiany jest bowiem wykres zmienności wartości współczynników $k_j(N)$ dla różnych grup odbiorców energii elektrycznej wg normy niemieckiej, w tym – dla odbiorców z odbiornikami ogólnego przeznaczenia. Wykres ten przytoczony został na rys. 1 i wynika z niego, że skrajne krzywe o numerze 3 wyznaczono wg wzoru (10a) odpowiednio dla parametrów $m \approx 0,088$ oraz $m \approx 0,148$. Przy znacznie wyższym jednostkowym zużyciu energii elektrycznej w Niemczech niż w Polsce przez tę grupę odbiorców i większej intensyfikacji zużycia energii w ciągu doby wartości te wydają się całkiem realne, lecz wzór (10a) nie uwzględnia wspomnianej wyżej „współzmienności czasowej” obciążeń odbiorców. Jednakże po głębszej analizie można dojść do wniosku, że górna krzywa 3 mogła zostać wyznaczona również wg wzoru (10b) przy $m \approx 0,088$ oraz przy $\rho_{x,y} \approx 0,02$. W takim przypadku uwzględnianie we wzorze (10a) w opracowaniach [6] i [7] wartości $k > m$ staje się bardziej uzasadnione praktycznie, choć nie uwzględnia ono przesłanek teoretycznych, uwzględnionych we wzorze (10b).

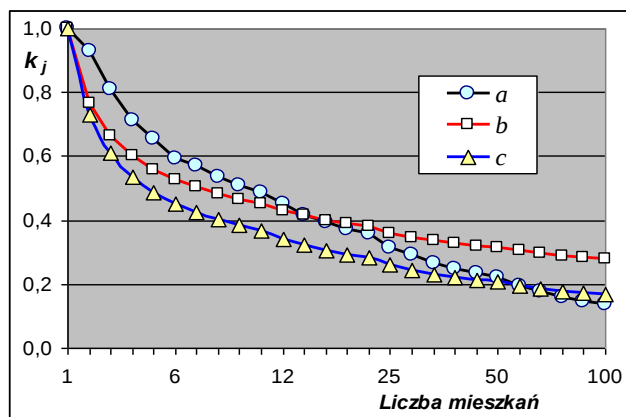


Rys. 1. Wartości współczynników k_j dla różnych grup odbiorców wg normy niemieckiej
 1 – ogrzewanie akumulacyjne, 2 – ogrzewanie bezpośrednie, 3 – odbiorniki ogólnego przeznaczenia, 4 – przepływowe podgrzewacze wody

Aktualnie obowiązująca norma [1] wyodrębnia 3 grupy odbiorców energii elektrycznej, o różnym wyposażeniu w odbiorniki o dużej mocy, różnych mocach maksymalnych tych odbiorców i różnych wartościach współczynników $k_j(N)$. Dla żadnej z rozpatrywanych grup odbiorców nie udało się dopasować wartości parametrów m (lub k) w celu wyliczenia wartości współczynników $k_j(N)$ wg teoretycznie słusznych wzorów (10a) oraz (10b), pokrywających się z wystarczającą dokładnością z wartościami $k_j(N)$, podanymi w [1]. Na przedstawionym rys. 2 warto zauważyć (krzywa a), że dla III grupy odbiorców wg [1], z pralką automatyczną jako największym odbiornikiem energii, wartości współczynników $k_j(N)$ maleją dla dużych N do znacznie niższych wartości, niż wartości tych współczynników, przedstawione w [6] lub nawet wyznaczone wg wzoru (10a) przy $m = 0,075$ oraz $\rho_{x,y} = 0$ (I model elektryczny obciążenia wg [6] oraz tabeli 1).

Dla II grupy odbiorców wg [1], z zaopatrzeniem mieszkań w ciepłą wodę z centralnej sieci ciepłowniczej, największym odbiornikiem energii elektrycznej jest kuchnia elektryczna. Maksymalny pobór mocy dla pojedynczego odbiorcy z tej grupy wynosi wg [1] 12,5 kW i jest o 5,5 kW wyższy, niż w III grupie odbiorców, zasilanych za pomocą tzw. instalacji modernizowanych.

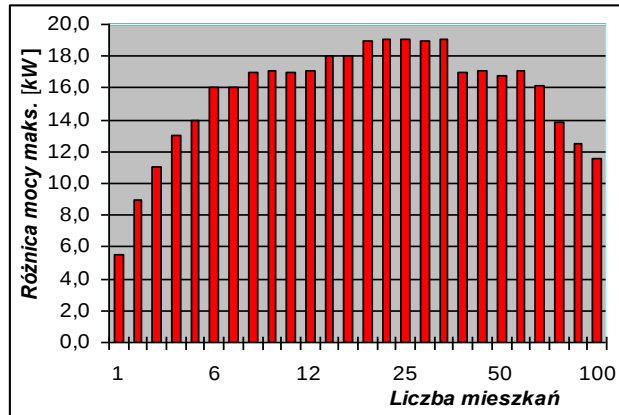
Różnicę mocy maksymalnych dla obu grup odbiorców w zależności od liczby zasilanych odbiorców (mieszkań), wyznaczoną na podstawie wartości tych mocy podanych w [1] zobrazowano na rys. 3.



Rys. 2. Wartości współczynników jednoczesności k_j , wyznaczonych różnymi metodami: a – wg [1], b – wg [6] przy $k = 0,2$, c – wg wzoru (10a) przy $m = 0,075$

Na rys. 3 widać, że różnica ta narasta w przybliżeniu wykładniczo aż do $N \approx 35$ mieszkań, zasilanych za pomocą wspólnego elementu sieci (np. włącz, przyłącza, linii nN lub transformatora SN/nN), po czym dla większej liczby mieszkań zaczyna maleć. Oznaczałoby to, że każde następne mieszkanie (gospodarstwo domowe) zasilane za pomocą tego samego elementu sieci staje się źródłem pewnej mocy, a nie jej odbiorcą, co jest oczywistym nonsensem.

Jeszcze jedna krytyczna uwaga do aktualnego sposobu wyznaczania obciążeń maksymalnych elementów sieci „odległych” od odbiorców nN (linii SN, transformatorów 110 kV/SN) nasuwa się po lekturze opracowania [9]. Norma [1] nie podaje sposobu uwzględniania obciążeń maksymalnych odbiorców zasilanych z sieci nN w obciążeniach ww. „odległych” elementów sieci, jeśli liczba tych odbiorców jest większa od 100. Sposób taki podawały jednak prace [6] i [7], w których wartości współczynników $k_j(N)$ określone mogły być wzorami o postaci (10a), ważnymi również dla $N > 100$. Aby wypełnić tę lukę, autor opracowania [9] zaproponował połączenie obu sposobów wyznaczania obciążeń maksymalnych, czyli dla $N \leq 100$ – wyznaczanie tych obciążeń wg zasad zawartych w [1], a dla $N > 100$ – wg zasad zawartych w [6] (przy wartościach parametrów k jak w tabeli 1), nie bacząc jednak na to, że dla $N = 100$ różnica wartości współczynników $k_j(N)$ określonych wg [1] i [6], zobrazowana na rys. 2 odpowiednio krzywymi a oraz b , dla rozpatrywanej grupy odbiorców sięga 100%, natomiast dla pozostałych grup odbiorców (modeli elektrycznych obciążenia) wg obu ww. źródeł – nawet ponad 400%. Dowodzi to jednoznacznie, że aktualny sposób wyznaczania obciążeń maksymalnych poszczególnych elementów sieci pozostawia wiele do życzenia, a w szczególności nie odpowiada on przesłankom teoretycznym w tym zakresie.



Rys. 3. Różnica mocy maksymalnych dla dwu rozpatrywanych grup odbiorców wg [1]

4. Podsumowanie

Przedstawione w niniejszym opracowaniu krytyczne uwagi, dotyczące aktualnego sposobu wyznaczania obciążeń maksymalnych w elementach sieci dystrybucyjnych dowodzą, że należałoby opracować w tym zakresie inną metodykę, opartą na teoretycznych podstawach, powiązaną z wynikami pomiarów obciążenia u odbiorców, wyposażonych w „inteligentne” liczniki energii. Zarys tej metodyki zaprezentowany powyżej uwzględnia teoretyczne przesłanki sumowania obciążeń o charakterze losowym dla dowolnej liczby odbiorców z uwzględnieniem średnich wartości współczynników korelacji $\rho_{x,y}$ między obciążeniami poszczególnych par odbiorców, wyznaczonych na podstawie analizy rzeczywistych pomiarów obciążenia, wykonanych u wielu odbiorców. Wg tej metody do wyznaczania wartości współczynników jednoczesności k_j dla elementów sieci, zasilających wielu odbiorców niezbędna jest przede wszystkim znajomość – oprócz wspomnianych wartości współczynników korelacji $\rho_{x,y}$ – prognozowanego obciążenia maksymalnego u pojedynczego „modelowego” odbiorcy oraz prognozowana ilość energii elektrycznej, pobranej przez takiego odbiorcę w ciągu roku. Ma to istotne znaczenie w okresie zmieniającej się struktury odbiorników w gospodarstwach domowych, inspirowanej z jednej strony wzrostem zamożności odbiorców, a z drugiej strony – polityką proefektywnościową, prowadzoną m.in. przez Unię Europejską, mającą na celu zmniejszenie zużycia energii elektrycznej i obciążeń maksymalnych u odbiorców. Należałoby przy tym skoordynować sposób kwalifikacji odbiorców do poszczególnych jednorodnych grup objętych pomiarami z ich podziałem na grupy z punktu widzenia wielkości odbiorcy, scharakteryzowanego ilością pobieranej przez niego energii elektrycznej w ciągu roku i wielkością mocy maksymalnej.

Literatura

- [1] N SEP-E-002. Wytyczne. Komentarz: Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w budynkach mieszkalnych. COSiW SEP, Warszawa 2003.
- [2] Tomczykowski J.: *Charakterystyczne parametry przebiegów obciążeń odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych G oraz C*. W: Materiały konferencji „Szacowanie i prognozowanie obciążeń w sieciach elektroenergetycznych”. Wisła, 9-10 października 2013.
- [3] Tomczykowski J.: *Udział gospodarstw domowych w obciążeniu KSE*. Energia elektryczna, nr 2, 2014.
- [4] Siwy E.: *Wielokryterialna ocena zamkniętych elektroenergetycznych sieci miejskich*. Praca doktorska. Politechnika Śląska, Gliwice 1997.
- [5] Instytut Energetyki – Zakład Sieci Rozdzielczych: *System technicznego zarządzania sieciami rozdzielczymi – TEZAR*. Sprawozdanie nie publikowane z pracy wykonanej w ramach projektu celowego „Usprawnienie działalności rejonów energetycznych przez wprowadzenie kompleksowej informatyzacji”. Katowice 1995.
- [6] BSiPE Energoprojekt Poznań: *Wskazówki ustalania obciążeń elektrycznych odbiorców bytowo-komunalnych w miejskich sieciach osiedlowych*. Sprawozdanie z prac wykonanych w ramach „Programu rządowego PR-5, część 1”. Poznań 1982.
- [7] BSiPE Energoprojekt Poznań: *Wskazówki ustalania obciążeń elektrycznych na obszarach o charakterze miejsko-wiejskim na terenie ROW*. Opracowanie końcowe z prac wykonanych w ramach „Programu rządowego PR-5”. Poznań 1992.
- [8] Wiaderek B.: *Zasady projektowania wewnętrznych linii zasilających (wlz)*. Spektrum – magazyn informacyjny SEP. Wiadomości Elektrotechniczne, nr 3–4, 2000.
- [9] Wiatr J.: *Zasilanie budynków użyteczności publicznej oraz budynków mieszkalnych energią elektryczną (część III)*. Śląskie Wiadomości Elektryczne, r. XIX, nr 6 (105), 2012.

**Dariusz JEZIORNY¹, Barbara KASZOWSKA²,
Andrzej WŁÓCZYK²**

¹TAURON- Dystrybucja S. A., ²Politechnika Opolska

WPLYW MODERNIZACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NA POZIOM STRAT ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Spółka dystrybucyjna działa w warunkach konkurencji i podlega prawom ekonomicznym. Wiąże się to z podwyższaniem standardów świadczonych usług przy jednoczesnym dążeniu do zwiększenia efektywności działania. Zwiększenie efektywności wymaga m. in. prowadzenia prac związanych z modernizacją infrastruktury sieciowej. Działania te są korzystne zarówno dla odbiorców energii, jak i dla spółki dystrybucyjnej i prowadzą do uzyskania racjonalnych cen świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej. Jednym z efektów tych działań powinno być obniżenie poziomu strat energii elektrycznej.

Podejmowanie decyzji związanych z procesami inwestycyjnymi w zakresie modernizacji i rozwoju sieci dystrybucyjnych zawsze jest związane z ryzykiem. Dlatego niezbędne jest poprawne oszacowanie poziomu strat energii i wskazanie źródeł powstawania nadmiernych strat, zarówno technicznych, jak i handlowych oraz dokonanie ich podziału na straty powstające w sieciach nn oraz SN.

Obecnie w Spółce Dystrybucyjnej prowadzi się prace mające na celu zunifikowanie stosowanych narzędzi do prowadzenia analiz, w wyniku których uzyska się porównywalność obliczeń dla poszczególnych obszarów Spółki. Pozwoli to na lepsze poznanie analizowanych fragmentów sieci, przygotowanie ich charakterystyki technicznej i handlowej pod kątem możliwości optymalizacji poziomu różnic bilansowych. Umożliwi to prowadzenie planowych i ukierunkowanych działań modernizacyjnych.

1. Obliczanie strat energii elektrycznej i różnicy bilansowej

Prace z zakresu obliczania strat energii elektrycznej i różnicy bilansowej w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone od lat w różnych ośrodkach w Polsce. Powstały różne metody i programy obliczeniowe i są one wykorzystywane w spółkach dystrybucyjnych i ośrodkach naukowych do analiz pracy i modernizacji sieci dystrybucyjnych. Wymienić tu można [5]:

- metodę opracowaną w Politechnice Częstochowskiej (program STRATY), opartą na bilansowaniu energii przepływającej przez sieć oraz bilansowaniu strat i spadków napięcia z wykorzystaniem zasady sieci zastępczej;
- metodę opracowaną w Politechnice Śląskiej, wykorzystującą losowe odwzorowania konfiguracji i parametrów linii SN przy zachowaniu

najważniejszych parametrów rzeczywistych sieci SN oraz wyodrębnione podstawowe uśrednione modele sieci nn;

- metody Politechniki Warszawskiej, wykorzystujące różne techniki estymacji obciążeń szczytowych stacji SN/nn w obliczeniach strat dla sieci nn oraz teorię zbiorów rozmytych w obliczeniach strat w sieci SN;
- metody opracowane w AGH, oparte na modelu liniowym magistrali, modelu z jednakowym stopniem obciążenia transformatorów SN/nn i modelu, w którym współczynniki zmienności obciążenia traktowane są jako zmienne losowe o rozkładzie normalnym;
- metoda opracowana w Politechnice Opolskiej.

W monografii [5] dokonano przeglądu tych metod oraz przedstawiono i porównano przykładowe wyniki obliczeń strat uzyskane różnymi metodami.

Na potrzeby analiz przedstawionych w artykule, do obliczeń strat energii elektrycznej i różnicy bilansowej wykorzystano opracowaną na Politechnice Opolskiej aplikację Bi-Sun, wspomagającą i automatyzującą proces obliczeniowy strat energii elektrycznej [1]. Aplikacja umożliwia wykonywanie obliczeń strat energii dla różnych poziomów napięć sieci dystrybucyjnej, różnych obszarów oraz przedziałów czasowych, agregację strat energii oraz weryfikację dokumentów sprawozdawczych. Wyznaczane są również straty uzasadnione, w stosunku do których są porównywane obliczone wartości strat. W aplikacji wykorzystano liniowy model sieci elektroenergetycznej. Straty energii wyznacza się jako tzw. straty skupione [5], tzn. straty energii powstające przy założeniu wystąpienia odbioru na końcu uśrednionego ciągu sieciowego. Takie straty skupione mogą być wyznaczone na podstawie zastępczych wartości prądu obciążenia, rezystancji linii oraz średniego czasu obciążenia szczytowego. Ze względu na zróżnicowanie parametrów ciągów sieciowych i zmienność ich obciążenia wprowadza się pojęcie prądu zastępczego, uwzględniającego rozrzut obciążeń ciągów i rzeczywisty rozkład odbiorców wzdłuż ciągów.

W modelu liniowym zakłada się, że jest możliwe wyznaczenie współczynnika K parametryzującego sieć dystrybucyjną na podstawie obliczeń symulacyjnych strat energii i strat skupionych części sieci wybranego obszaru. Współczynnik ten jest równy stosunkowi rzeczywistych strat energii do strat skupionych. Znajomość tego współczynnika umożliwia wyznaczenie strat energii dla całej rozważanej sieci. Współczynnik K powinien być wyznaczony dla charakterystycznych obszarów sieci. Przyjęcie wyznaczonej wartości współczynnika K do całego rejonu dystrybucji nie wpływa na powstanie błędów.

Straty energii w transformatorach oblicza się na podstawie współczynników parametryzujących zbiór transformatorów w rozważanym obszarze, tzn. współczynników strat jałowych, współczynników jednostkowych strat obciążeniowych, średnich obciążeń transformatorów oraz współczynników uwzględniających rozrzuty obciążeń szczytowych transformatorów i czasów obciążenia szczytowego [3]. Największe problemy stwarza wyznaczenie wartości współczynnika uwzględniającego rozrzuty obciążeń szczytowych

transformatorów i czasów obciążenia szczytowego. Wartość tego współczynnika jest funkcją średniego obciążenia transformatorów oraz zmienności obciążeń szczytowych oraz czasów obciążeń szczytowych.

Na podstawie wyników obliczeń strat energii oraz określenia różnicy bilansowej dla sieci WN (z wykorzystaniem danych pomiarowych) można wskazać [2]:

- obszary, w których występuje zwiększony poziom strat w stosunku do poziomu strat uzasadnionych,
- rodzaj tych strat (techniczne, handlowe),
- udziały strat w sieciach WN, SN i nn,
- grupę elementów sieci o zwiększonym poziomie strat w stosunku do strat uzasadnionych.

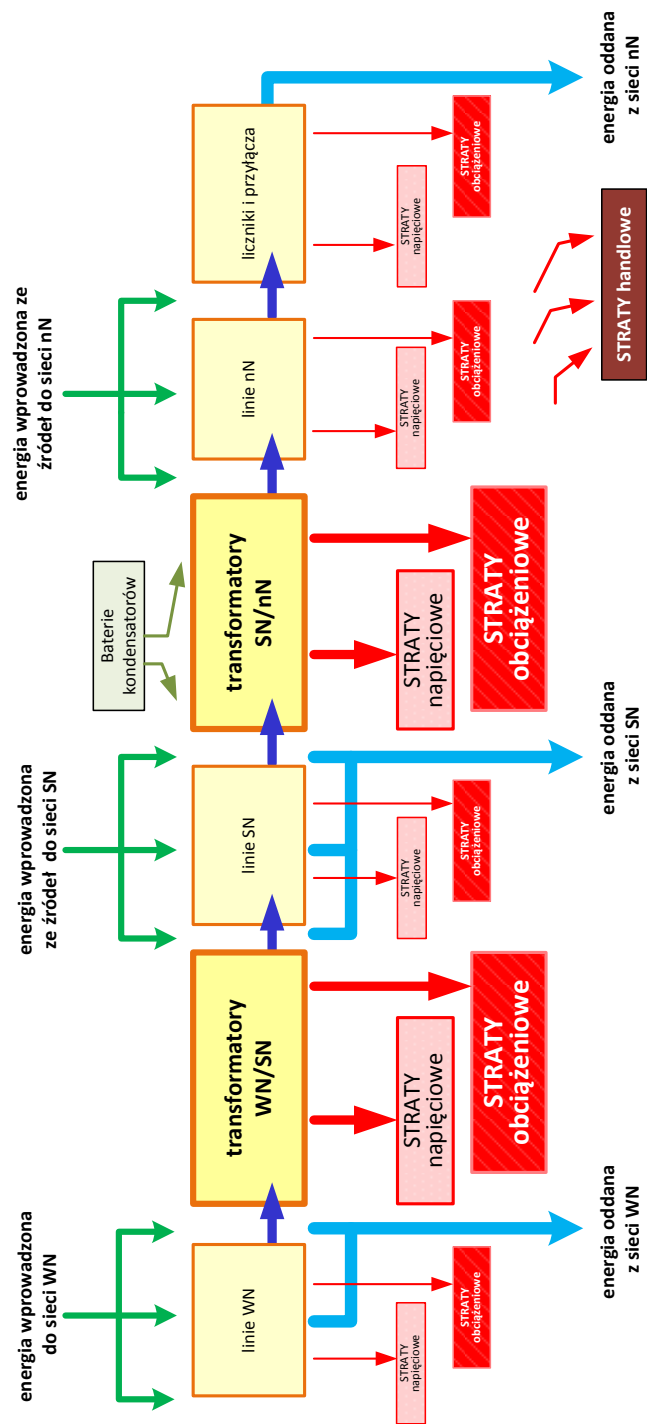
2. Działania w zakresie modernizacji sieci rozdzielczej

Obliczenia strat energii/różnic bilansowych wykonywane są dla wytypowanych obszarów. W chwili obecnej są to oddziały Spółki Dystrybucyjnej. Wyniki wykorzystywane są do prowadzenia dalszych analiz mających na celu określenie priorytetu działań ukierunkowanych odpowiednio na modernizację/rozbudowę infrastruktury technicznej lub działalność handlową. Celem jest jak najbardziej efektywne obniżenie poziomu różnicy bilansowej poprzez wytypowanie obszarów, w których można osiągnąć najlepsze efekty (rys. 1).

Działania w zakresie modernizacji infrastruktury technicznej skupiają się na określeniu obszarów sieci, w tym ich elementów, które wymagają modernizacji lub wymiany. Najczęściej są to elementy, które posiadają wieloletni okres użytkowania i zarówno ze względów konstrukcyjnych, jak i z powodu okresu użytkowania wykazują wyższy poziom strat technicznych w stosunku do konstrukcji współcześnie stosowanych.

Należy tu wskazać, że działania mające wpływ na zmniejszenie poziomu różnic bilansowych prowadzone były w spółce przez poszczególne Oddziały od wielu lat. W zakresie zmniejszania strat technicznych działania obejmują następujące przedsięwzięcia:

1. Wycofywanie transformatorów o dużym poziomie strat energii elektrycznej.
2. Dostosowanie mocy transformatorów do obciążenia stacji.
3. Kontrola jakości połączeń prądowych za pomocą pirometrów i kamer termowizyjnych.
4. Symetryzacja obciążenia obwodów nn.
5. Optymalizacja układu pracy sieci SN poprzez odpowiednią lokalizację rozcięć.



Rys. 1. Obszary działań w Spółce Dystrybucyjnej w zakresie zmniejszenia poziomu różnicy bilansowej

6. Zwiększenie przepustowości/odciążanie istniejących linii.
7. Optymalizacja pracy baterii kondensatorów SN do kompensacji mocy biernej w stacjach 110/SN (w tym zabudowa nowych baterii).
8. Zabudowa kondensatorów nn do kompensacji mocy biernej w stacjach SN/nn.

3. Wpływ wymiany transformatorów na poziom różnicy bilansowej

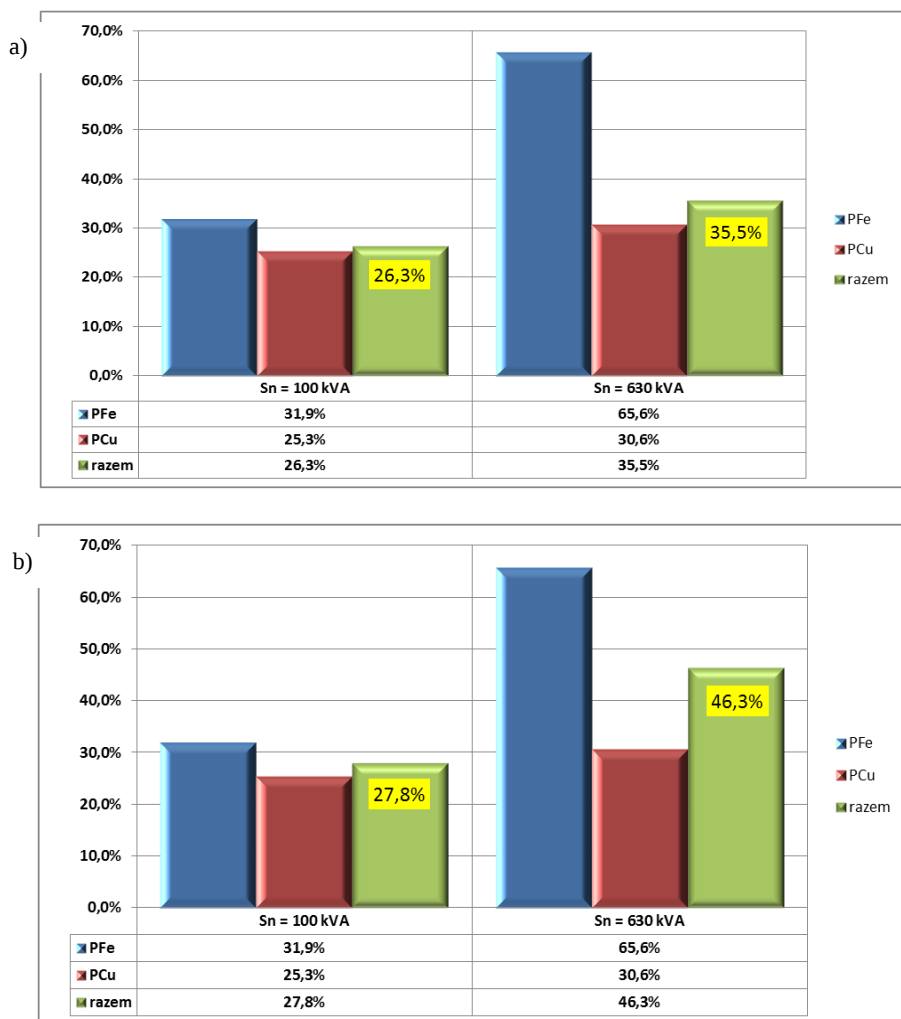
W zakresie przedsięwzięć modernizacyjnych w latach 2011–2013 skoncentrowano się na wymianie transformatorów w ramach dwóch pierwszych pozycji. Przedsięwzięcia realizowano prowadząc bieżące prace eksploatacyjne oraz dokonując inwestycji. Część wymian dokonano w ramach realizowanego w przedsiębiorstwie projektu wymiany transformatorów, który jest finansowany ze środków unijnych. Wymiany obejmują transformatory WN/SN jak i SN/nn.

Działania dotyczące wymian transformatorów mogą być dokładnie zwymiarowane w zakresie osiąganych efektów obniżenia poziomu różnic bilansowych, ze względu na dane pomiarowe, jakie są dostępne w sieci energetycznej oraz parametry techniczne samych urządzeń. Dotyczy to wszystkich transformatorów WN/SN oraz tych transformatorów SN/nn, które posiadają zabudowane układy pomiarowe tzw. bilansujące. Pozostałe działania mogą być brane pod uwagę w procesie analiz poprzez oszacowanie ich wpływu, co jest oczywiście obarczone większym błędem w porównaniu ze stosowaniem obliczeń z wykorzystaniem pomiarów. Brak szczegółowego opomiarowania sieci dystrybucyjnej w zakresie poziomu niskiego napięcia jak i poszczególnych ciągów liniowych SN wymusza stosowanie narzędzi analitycznych wykorzystujących analizę statystyczną w odniesieniu do parametryzacji sieci jak i rozptyłu w niej energii. Korzystne efekty wymiany transformatorów można zaobserwować już na podstawie danych znamionowych (parametrów technicznych) transformatorów. Przykładowe dane znamionowe transformatorów SN/nn przed i po wymianie przedstawiono w tabeli 1. Wskazują one na wyraźne zmniejszenie się strat jałowych i obciążeniowych przy tej samej mocy znamionowej. Stopień redukcji strat jałowych i obciążeniowych, wynikający z wymiany przykładowych transformatorów SN/nn, dla obciążeń znamionowych i średnich przedstawiono na rysunku 2.

Tabela 1

Porównanie przykładowych danych technicznych transformatorów SN/nn przed i po wymianie

Transformatory przed wymianą					Transformatory po wymianie				
Typ	Przekładnia	Moc znamionowa	Straty jałowe	Straty obciążeniowe	Typ	Przekładnia	Moc znamionowa	Straty jałowe	Straty obciążeniowe
-	kV/kV	kVA	kW	kW	-	kV/kV	kVA	kW	kW
TAOa	20/0,4	100	0,414	2,161	PNS	21/0,4	100	0,282	1,615
TONb	20/0,4	630	1,600	9,720	TNOSN	21/0,42	630	0,550	6,750



Rys. 2. Stopień redukcji strat jałowych i obciążeniowych, wynikający z wymiany przykładowych transformatorów SN/nn: a) dla obciążeń znamionowych, b) dla obciążeń średnich

Uwzględniając zakres przeprowadzonej w latach 2011–2013 wymiany transformatorów WN/SN i SN/nn, wyznaczono osiągnięte w kolejnych latach efekty w postaci oszczędności energii elektrycznej (zmniejszenia wielkości strat energii).

Roczna oszczędność energii w i -tym roku wynikająca z wymiany transformatorów w tym roku jest równa

$$\delta(\Delta E_{tr i}) = \frac{1}{2} (\Delta E_{tr 1i} - \Delta E_{tr 2i}), \quad (1)$$

gdzie:

$\Delta E_{tr\ 1i}$ – roczne straty energii w transformatorach podlegających wymianie w roku i -tym, przed ich wymianą,

$\Delta E_{tr\ 2i}$ – roczne straty energii w transformatorach podlegających wymianie w roku i -tym, po ich wymianie.

Ze względu na fakt, że proces wymiany transformatorów trwa przez cały rok, w celu oszacowania wielkości oszczędności założono, że transformatory wymieniono jednocześnie w połowie roku. Dlatego różnica rocznych strat energii dla tego roku jest pomnożona przez $\frac{1}{2}$. Liczby wymienionych transformatorów w kolejnych latach oraz odpowiadające im wartości oszczędności energii, obliczone wg wzoru (1), zamieszczono w tabeli 2, w kolumnach odpowiadających poszczególnym latom.

Dla każdego roku obliczono wielkość oszczędzonej energii, wynikającą z przeprowadzonej do tego roku włącznie wymiany transformatorów wg wzoru:

$$\delta(\Delta E_i) = \delta(\Delta E_{i-1}) + \delta(\Delta E_{tr\ i-1}) + \delta(\Delta E_{tr\ i}). \quad (2)$$

Następnie wyznaczono narastająco łączną wielkość oszczędzonej energii, wynikającą ze zmniejszenia się strat energii w wymienionych transformatorach w latach 2011–2013 wg wzoru:

$$\delta(\Delta E)_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N \delta(\Delta E_i) = \sum_{i=1}^N (\delta(\Delta E_{i-1}) + \delta(\Delta E_{tr\ i-1}) + \delta(\Delta E_{tr\ i})), \quad (3)$$

gdzie:

N – liczba analizowanych lat,

$\delta(\Delta E_{tr\ i-1})$ – oszczędność energii, wynikająca z wymiany transformatorów w roku $i-1$, osiągnięta w roku i .

Łączne efekty osiągnięte w wyniku wymiany transformatorów odnoszące się do ich zmian strat własnych w latach 2011–2013, obliczone wg wzoru (3) przedstawiono w tabeli 2 w kolumnach „Razem” oraz na rysunku 3. Na rysunku 3 przedstawiono również przewidywane efekty w roku 2014 bez uwzględnienia wymiany transformatorów w tym roku.

Wyniki przedstawione w tabeli 2 wskazują, że dzięki modernizacji infrastruktury sieciowej (wymianie transformatorów) uzyskuje się oszczędności energii, przy czym nie występuje zależność wielkości oszczędności od liczby wymienionych transformatorów. Wielkość oszczędności strat energii wynikająca z wymiany transformatorów stanowi jeden z czynników uwzględnianych w analizie opłacalności wymiany określonych grup transformatorów w kolejnych latach.

Procentowy udział zaoszczędzonej energii z tytułu wymiany transformatorów w ogólnym poziomie różnicy bilansowej dla i -tego roku wynosi

$$\delta(\Delta E_i)_{\%} = \frac{\delta(\Delta E_i)}{RB_i} \cdot 100\%, \quad (4)$$

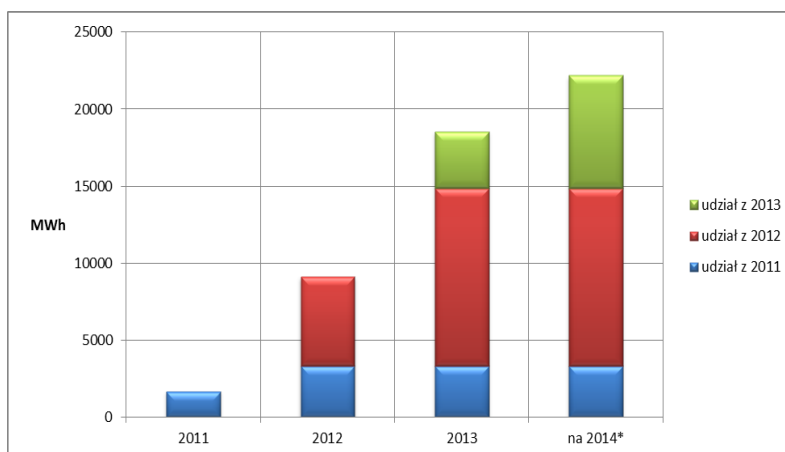
gdzie:

RB_i – ogólny poziom różnicy bilansowej dla i -tego roku.

Tabela 2

Oszczędność energii wynikająca z wymiany transformatorów w kolejnych latach

Transformatory WN/SN										
Lata										
2011			2012			2013			Razem	
Liczba	$\delta(\Delta E_{tr1})$	$\delta(\Delta E_1)$	Liczba	$\delta(\Delta E_{tr2})$	$\delta(\Delta E_2)$	Liczba	$\delta(\Delta E_{tr3})$	$\delta(\Delta E_3)$	Liczba	$\delta(\Delta E)_{\Sigma}$
szt.	MWh	MWh	szt.	MWh	MWh	szt.	MWh	MWh	szt.	MWh
0	0	0	22	2524	2524	21	1185	6238	43	8757
Transformatory SN/nn										
Lata										
2011			2012			2013			Razem	
Liczba	$\delta(\Delta E_{tr1})$	$\delta(\Delta E_1)$	Liczba	$\delta(\Delta E_{tr2})$	$\delta(\Delta E_2)$	Liczba	$\delta(\Delta E_{tr3})$	$\delta(\Delta E_3)$	Liczba	$\delta(\Delta E)_{\Sigma}$
szt.	MWh	MWh	szt.	MWh	MWh	szt.	MWh	MWh	szt.	MWh
950	1642	1642	1508	3276	6560	1543	2475	12311	4001	20513



Rys. 3. Zmniejszenie strat w transformatorach WN/SN i SN/nn w kolejnych latach

Obliczone wartości procentowych udziałów zaoszczędzonych energii w poziomie różnicy bilansowej w kolejnych latach przedstawiono w tabeli 3.

Tabela 3

Wartości procentowych udziałów zaoszczędzonej energii w różnicy bilansowej

Lata					
2011		2012		2013	
RB_1	$\delta(\Delta E_1)\%$	RB_2	$\delta(\Delta E_2)\%$	RB_3	$\delta(\Delta E_3)\%$
MWh	%	MWh	%	MWh	%
3109677	0,05	3055754	0,30	2999089	0,62

Wyniki przedstawione w tabeli 3 wskazują, że w kolejnych latach wzrasta procentowy udział zaoszczędzonej energii w ogólnym poziomie różnic bilansowych.

Jest to tylko jeden z elementów prowadzonych działań, który jest możliwy do bardziej jednoznacznego określenia. Z tego powodu, w celu monitorowania efektów prowadzonych wszystkich działań w tym tych, których jednoznaczne określenie uzyskanych efektów jest trudne, wymagane jest prowadzenie stałego monitoringu poziomu różnic bilansowych za pomocą narzędzi informatycznych.

Ze względu na niewielką ilość technicznego opomiarowania na poziomie niskiego napięcia, po określeniu obszarów o wysokich poziomach różnic bilansowych można stosować opomiarowanie doraźne stacji SN/nn. Realizuje się je poprzez czasową zabudowę urządzenia rejestrującego w wymaganym punkcie sieci. Jest ono pomocne w diagnozowaniu słabych elementów sieci lub obszarów, w których występuje wyższy poziom strat handlowych. Działania takie zastąpione zostaną stałym opomiarowaniem stacji SN/nn w najbliższych latach. Pozwoli to na prowadzenie stałego monitoringu poziomu różnic bilansowych dla napięcia średniego oraz sporządzeniu bilansu dla stacji SN/nn. Dzięki zastosowaniu opomiarowania tych stacji oraz sukcesywnemu wprowadzaniu smart meteringu możliwe będzie bilansowanie poszczególnych stacji w różnych wybranych okresach czasowych. Wystąpi również możliwość bezpośredniej kontroli parametrów jakości energii elektrycznej, w tym wskaźników SAIDI i SAIFI.

Stosowanie w coraz szerszym zakresie nowoczesnych układów pomiarowych „smart” i rozwój sieci dystrybucyjnych „smart” pozwoli na dokładne określenie profili odbiorców końcowych oraz wykorzystanie różnych danych pomiarowych w procesie parametryzacji sieci elektroenergetycznej, m. in. w celu obliczania strat energii. Znajomość poprawnie wyznaczonej wielkości strat energii w określonym przedziale czasowym może być znaczącym czynnikiem wpływającym na efektywne zarządzanie infrastrukturą sieciową oraz dystrybucją energii [4, 6].

4. Podsumowanie

Poprawne zarządzanie pracą i modernizacją sieci dystrybucyjnej w Spółce wymaga monitorowania poziomów różnic bilansowych w sposób zunifikowany dla wszystkich Oddziałów. W tym celu można zastosować obecnie eksploatowany system Bi-Sun. Na podstawie obliczonych strat w sieciach w sieciach WN, SN i nn dokonuje on podziału na straty o charakterze technicznym i handlowym. Umożliwia dokonywanie analiz dla poszczególnych elementów sieci, co pozwala na wskazanie najsłabszych elementów sieci, które wpływają najbardziej w sposób negatywny na poziom strat technicznych.

Wprowadzenie w przyszłości systemu korzystającego z danych pomiarowych i określającego różnice bilansowe na ich podstawie, będzie wymagało korzystania z modułów analitycznych, wskazujących grupy elementów sieci w poszczególnych obszarach, które przyczyniają się do wzrostu lub utrzymywania się dużego poziomu strat technicznych.

Literatura

- [1] Kaszowska B., Włóczyk A.: *Komputerowe wspomaganie obliczeń strat energii elektrycznej w sieciach rozdzielczych dla potrzeb oceny efektywności działania spółek dystrybucyjnych*. Rynek Energii, nr II(IV), 2009.
- [2] Kaszowska B., Włóczyk A., Jeziorny D.: *Zastosowanie programu bilansowania strat energii Bi-sun do wspomagania podejmowania decyzji w spółkach dystrybucyjnych*. Rynek Energii, Zeszyt tematyczny nr I(VIII), 2013.
- [3] Kaszowska B., Włóczyk A.: *Agregacja wolumenu strat energii elektrycznej w transformatorach dla zadanych obszarów i przedziałów czasowych*. Rynek Energii, nr 2 (99), 2012.
- [4] Kaszowska B., Włóczyk A.: *Parametryzacja sieci rozdzielczej do liniowego modelu sieci stosowanego w obliczeniach strat energii elektrycznej*. Rynek Energii, nr 2 (93), 2011.
- [5] Praca zbiorowa (red. Kulczycki J.), *Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych*. PTPiREE, Poznań, 2009.
- [6] Skoczkowski T.: *Rola technologii smart w działaniach na rzecz poprawy efektywności energetycznej*. Prezentacja na Konferencji „Smart grids a poprawa efektywności energetycznej. Nauka i standaryzacja w rozwoju koncepcji inteligentnych sieci”, 8.12.2010, Warszawa.

**Piotr KACEJKO, Piotr MILLER, Marek WANCERZ¹,
Paweł ZIÓLEK²**

Politechnika Lubelska¹, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.²

MODERNIZACJA KRAJOWEJ SIECI PRZESYŁOWEJ – JEDNOSTKI TRANSFORMATOROWE 400/110 KV 450 MVA

1. Wstęp

Analizy możliwości przesyłowych krajowego systemu elektroenergetycznego wykonywane dla stanów pracy przewidywanych w przyszłych horyzontach czasowych wskazują, że istotny element powodujący ich ograniczenie stanowią będą obecnie eksploatowane transformatory sprzęgające sieci przesyłowe oraz sieć przesyłową i sieć 110 kV [2,4]. Krajowy standard jednostek 400/110 kV, który tworzyły przez lata jednostki o mocach 250 MVA oraz 330 MVA w wielu przypadkach, szczególnie w konfiguracjach awaryjnych, okazuje się niewystarczający, gdyż jednostki o tej mocy zostają narażone na długotrwałe przeciążenia. Przyczyn zwiększenia obciążenia transformatorów sieciowych należy upatrywać w rosnącym zapotrzebowaniu na moc i energię oraz w rosnącym udziale sieci przesyłowej w wyprowadzaniu mocy ze źródeł i przesyłaniu jej od centrów wytwarzania do miejsc, z których zaczyna się dystrybucja energii elektrycznej. Rola sieci 110 kV zostaje więc ograniczona, przestaje ona stopniowo brać udział w przesyłach. Wielkość mocy przepływającej przez transformatory sieciowe wzrasta w wyniku konieczności przetransformowania mocy przesłanej siecią 400 i 220 kV. Rosnąca wielkość tej mocy wynika w szczególności ze:

- wzrostu zapotrzebowania na moc,
- budowy nowych konwencjonalnych jednostek wytwórczych o dużej mocy (o mocy bliskiej 1000 MW) przyłączanych wyłącznie do sieci o napięciu 400 kV, zastępujących w KSE dotychczasowe źródła (o mocy do 240 MW) przyłączone również do sieci o napięciu 110 kV,
- zwiększania wymiany międzysystemowej (m.in. połączenie Polska – Litwa),
- rozwoju energetyki odnawialnej i konieczności przesyłu nadwyżek energii przez nią wytworzonych (transformatory sieciowe służą również wyprowadzeniu tej mocy do sieci przesyłowej).

Kluczowe znaczenie transformacji z poziomu sieci przesyłowej jest również obserwowane w przypadku wyłączenia awaryjnego linii przesyłowej, kiedy moc zostaje w znacznym stopniu kierowana do sieci 110 kV, która pełni wtedy funkcję rezerwowego toru przesyłowego.

W przedstawionej sytuacji jako słuszną można uznać politykę inwestycyjną operatora sieci przesyłowej, polegającą na sukcesywnym zastępowaniu starych jednostek transformatorowych nowymi jednostkami o mocy 450 MVA. Większa moc jednostek oznacza przede wszystkim większe możliwości ich obciążania, a co za tym idzie zwiększenie przepustowości KSE. Biorąc pod uwagę czas życia transformatorów tego typu, potrzeby KSE mogą być zaspokojone w horyzoncie kilkudziesięciu lat. Jednolity standard może być rzecz jasna uznany, jako korzystny z punktu widzenia racjonalnej gospodarki majątkiem operatora.

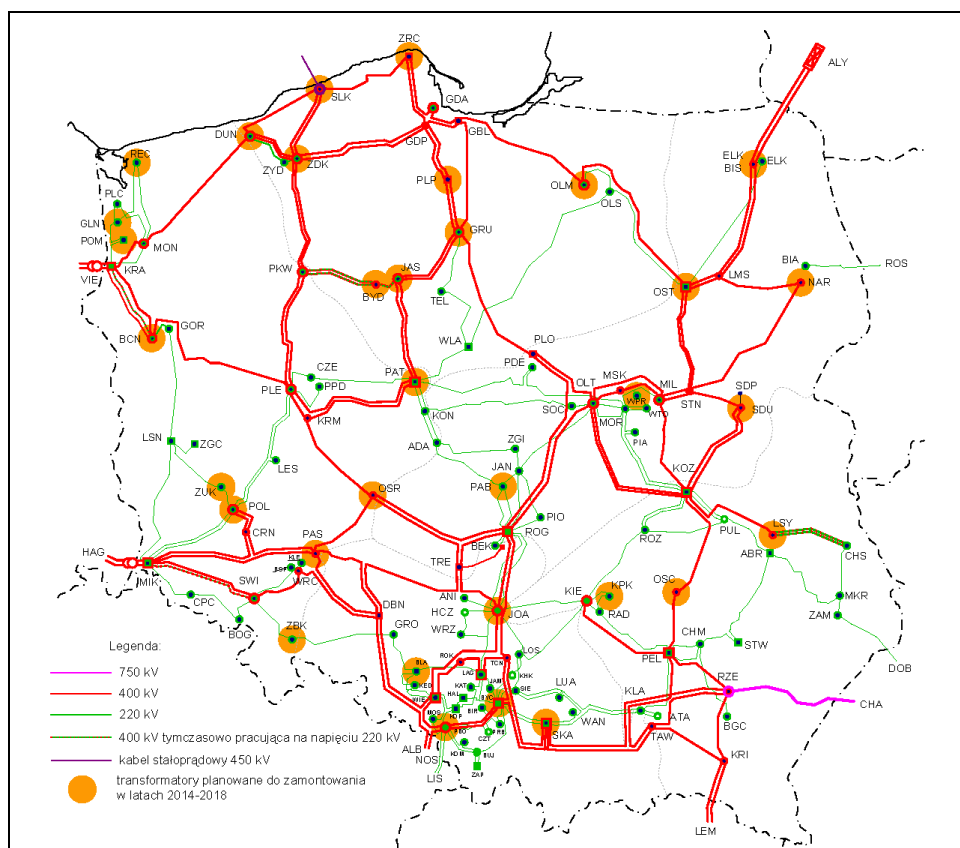
Z drugiej jednak strony zastosowanie jednostek o tak dużej mocy może się wiązać z pewnymi problemami. Zmniejszona impedancja powoduje wzrost mocy zwarciowej po stronie 110 kV. Poprawia to co prawda „sztywność” sieci i jej odporność na zakłócenia, ale równocześnie może spowodować konieczność dostosowania wytrzymałości zwarciowej tej sieci do nowych warunków. Dlatego OSP nie rezygnuje z instalacji jednostek 400/110 kV o mocy 330 MVA, jeżeli znajduje to uzasadnienie w przewidywanym obciążeniu maszyny i warunkach zwarciovych.

Nowe jednostki trzeba odwzorować w modelach obliczeniowych. Obliczenia rozplływowe, zwarciove czy też analiza stabilności statycznej i dynamicznej wymagają zastosowania modeli o różnym stopniu dokładności. Często sposób modelowania decyduje o poprawności uzyskiwanych wyników, a co za tym idzie poprawności wniosków wynikających z prowadzonych analiz.

2. Potrzeba modernizacji

W ramach modernizacji populacji transformatorów w PSE S.A. aktualnie realizowane jest zadanie pt.: „Modernizacja populacji transformatorów 220/110 kV i 400/110 kV – zainstalowanie dodatkowych AT 220/110 kV i 400/110 kV w stacjach elektroenergetycznych”. W 2013 uruchomiony został etap V tego zadania, a w kolejnych latach okresu planistycznego 2014–2018 planowane jest uruchomienie kolejno etapów VI i VII. Każdy z tych etapów zakłada montaż nowych jednostek transformatorowych w kolejnych stacjach krajowego systemu elektroenergetycznego. Stacje te zostały zaznaczone na rys. 1. Rys. 2 prezentuje z kolei planowane roczne przyrosty mocy nowych jednostek transformatorowych w latach 2014–2018.

W trakcie realizacji jest również umowa na dostawę transformatorów w latach 2013–2014 w ramach etapu IV omawianego zadania, przeznaczonych dla zadań objętych „Programem rozbudowy KSP w zakresie połączenia Polska – Litwa”.



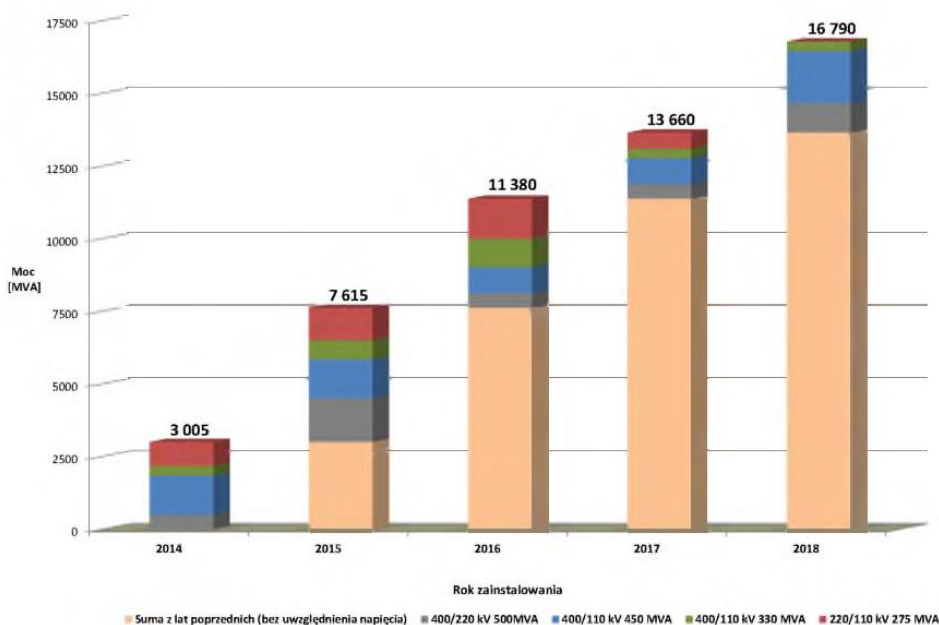
Rys. 1. Schemat sieci przesyłowej z zaznaczonymi stacjami, w których planowane jest zamontowanie nowych transformatorów w latach 2014-2018 [7]

Podstawowym celem przedsięwzięcia, polegającego na wymianie autotransformatorów oraz zainstalowaniu dodatkowych autotransformatorów (220/110 kV 275 MVA, 400/110 kV 330 MVA, 400/110 kV 450 MVA, 400/220 kV 500 MVA) jest zapewnienie ciągłości oraz niezawodności zasilania sieci rozdzielczej 110 kV wymaganej przez aktualnie obowiązujące umowy przesyłowe zawarte z odbiorcami. Oczekiwane efekty po zrealizowaniu przedsięwzięcia to:

- poprawa bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- zwiększenie swobody handlu energią elektryczną, która stanowi realizację oczekiwań uczestników rynku energii elektrycznej odnośnie poprawy efektywności działania rynku wewnętrznego,
- zmniejszenie kosztów eksploatacji autotransformatorów oraz kosztów strat przesyłowych,

- poprawa warunków pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez instalację dodatkowych jednostek transformatorowych,
- uzyskanie możliwości przyłączania nowych podmiotów do sieci przesyłowej.

Modernizacja w dużej mierze związana jest z planowanymi przyłączeniami nowych źródeł energii, szczególnie farm wiatrowych, w celu spełnienia wymagań rynku energii oraz wymagań klimatycznych Unii Europejskiej.



Rys. 2. Roczne przyrosty mocy nowych jednostek transformatorowych, narastająco w latach 2014–2018 [7]

W celu ustalenia przewidywanego stopnia obciążenia transformatorów przeprowadza się obliczenia rozprężowe dla pewnych przypadków stanów awaryjnych i remontowych (analiza n-1 i n-1-1) i konkretnych stanów pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Kilka z tych przypadków zostało zaprezentowanych w tabeli 1.

Obecnie w SE Ostrów pracuje jeden autotransformator o mocy 330 MVA. Awaryjne wyłączenie autotransformatora 220/110 kV w stacji Adamów powoduje jego obciążenie znaczną mocą, która w rozpatrywanym horyzoncie czasowym mogłaby osiągnąć wartość podaną jako poz. 1 w tabeli 1. Z tego powodu planowana jest instalacja drugiego autotransformatora w stacji Ostrów. Nowa jednostka o mocy znamionowej 450 MVA, po awaryjnym wyłączeniu pierwszej zostaje obciążona mocą 350 MVA (poz. 2 w tabeli 1).

Tabela 1

Wyniki analiz rozptylowych uzasadniających potrzebę instalacji nowych jednostek transformatorowych

Lp.	Układ	Kod transformatora	Przepływ mocy, MVA	Analizowane wyłączenie	Generacja w obszarze badanego transformatora
1.	Istniejąca jednostka 400/110 kV 330 MVA w SE Ostrów (przed instalacją OSR-A2)	OSR-A1	351	ADA-A1 220/110 kV	wysoka generacja w El. Belchatów i farmy wiatrowej Ostrów
2.	Instalacja nowej jednostki 400/110 kV 450 MVA w SE Ostrów	OSR-A2	350	OSR-A1	
3.	Instalacja nowej jednostki 400/110 kV 450 MVA w SE Pątnów	PAT-A3	408	PAT-A2 400/220 kV	wysoka generacja w El. Pątnów na poziomie napięcia 400 kV generacja wiatrowa w północnej Polsce na poziomie 6200 MW

Poprawa bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej w rejonie węzła PAT (Pątnów) ma zostać osiągnięta dzięki wprowadzeniu napięcia 400 kV i transformacji 400/110 kV. W warunkach wysokiej generacji wiatrowej w północnej Polsce i generacji tylko jednego bloku w elektrowni Pątnów (na napięciu 400 kV z pełną mocą) planowany autotransformator 400/110 kV obciąża się mocą ponad 400 MVA po awaryjnym wyłączeniu autotransformatora 400/220 kV. Oczywiście można jeszcze przytoczyć wiele innych tego typu przykładów.

3. Model transformatora

Uwzględnienie nowych jednostek transformatorowych w analizach sieciowych wykonywanych przy pomocy programów rozptylowych, zwarciovych czy też programów badających elektromechaniczne stany przejściowe wymaga opracowania ich modelu [3]. Najmniejsze wymagania w tym względzie mają programy rozptylowe, które swoje „zapotrzebowanie” na dane ograniczają do parametrów dostępnych na tabliczce znamionowej transformatora (tabela 2).

Tabela 2

Wybrane dane znamionowe transformatora 450 MVA firmy ABB

Parametr	Wartość	Uwagi
Liczba faz	3	
Układ połączeń	YNa0d11	
Częstotliwość znamionowa	50 Hz	
Moce uzwojeń GN i DN	450 MVA	
TN	50 MVA	
Napięcia znamionowe GN	410 kV	
DN	123 kV	
TN	15,75 kV	
Prądy znamionowe GN	633,7 A	
DN	2112,3 A	
TN	1832,9 A	
Straty obciążeniowe GN-DN	746,32 kW	odniesione do 450 mocy MVA
GN-TN	142,80 kW	odniesione do 50 mocy MVA
DN-TN	151,38 KW	odniesione do 50 mocy MVA
Napięcia zwarcia GN-DN	13,43 %	odniesione do 450 mocy MVA
GN-TN	104,67 %	odniesione do 450 mocy MVA
DN-TN	137,97 %	odniesione do 450 mocy MVA
Straty jałowe	81,63 kW	

Model zwarciovym wymaga już obliczenia parametrów obwodu zastępczego dla składowych symetrycznych (zgodnej, przeciwnej i zerowej). Parametry tych modeli, w przypadku gdy transformator będzie reprezentowany przez zastępczy czwórnik typu T, można określić na podstawie danych znamionowych korzystając ze znanych z literatury zależności [1]. Wartości rezystancji i reaktancji par uzwojeń można obliczyć ze wzorów:

$$R_{H-L} = \frac{\Delta P_{cu\ H-L} U_n^2}{S_n^2} \quad (1)$$

$$X_{H-L} = \frac{u_{k\ H-L} U_n^2}{S_n} \quad (2)$$

gdzie: ΔP_{cu} – straty obciążeniowe w kW,

u_k – napięcie zwarcia w %,

U_n – napięcie znamionowe transformatora,

S_n – moc znamionowa (moc odniesienia) transformatora,

w miejsce H oraz L wstawia się odpowiednio GN, DN oraz TN.

Warto zwrócić uwagę na fakt, że w tabliczce znamionowej transformatora poziom strat obciążeniowych w uzwojeniach GN-TN oraz DN-TN został odniesiony do mocy 50 MVA. Nieuwzględnienie tego faktu (podstawienie we wzorach (1) i (2) w miejsce S_n mocy największego uzwojenia, czyli 450 MVA, co było dotychczas często stosowaną praktyką przy opracowywaniu modeli transformatorów) będzie skutkowało otrzymywaniem błędnych wyników obliczeń zwarciovych.

Uzyskany w ten sposób układ trójkątowy impedancji należy przekształcić na układ gwiazdowy korzystając ze znanych zależności:

$$\begin{aligned} R_{GN} &= (R_{GN-DN} + R_{GN-TN} - R_{DN-TN})/2 \\ R_{DN} &= (R_{GN-DN} + R_{DN-TN} - R_{GN-TN})/2 \\ R_{TN} &= (R_{GN-TN} + R_{DN-TN} - R_{GN-DN})/2 \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} X_{GN} &= (X_{GN-DN} + X_{GN-TN} - X_{DN-TN})/2 \\ X_{DN} &= (X_{GN-DN} + X_{DN-TN} - X_{GN-TN})/2 \\ X_{TN} &= (X_{GN-TN} + X_{DN-TN} - X_{GN-DN})/2 \end{aligned} \quad (4)$$

Duże wartości napięć zwarcia uzwojeń GN-TN oraz DN-TN (dla każdej pary uzwojeń są to wartości przekraczające 100%) sprawiają, że uzyskane wyniki mogą się wydawać zaskakujące (tabela 3).

Tabela 3

Parametry obwodu zastępczego transformatora dla składowej zgodnej

Strona transformatora	R w Ω	X w Ω
GN	0,02	-37,11
DN	0,59	87,28
TN	9,58	428,11

Ujemna wartość reaktancji gałęzi po stronie GN nie występowała w znanych dotychczas modelach transformatorów. Zwykle wartość ujemną miały reaktancje w gałęzi DN. Zmiana parametrów modelu wynika tutaj z odmiennej konstrukcji transformatora, innej od dotychczasowego sposobu wzajemnego usytuowania uzwojeń.

W analogiczny sposób można obliczyć parametry modelu zastępczego dla składowej zerowej, przy czym w przypadku braku dostępu do informacji

o wartościach napięć zwarcia dla składowej zerowej można przyjąć, że wartości rezystancji i reaktancji dla składowej zerowej stanowią około 85–90% wartości odpowiadających im parametrów dla składowej zgodnej. Uwzględnia się w ten sposób udział powietrza w przebiegu strumieni rozproszenia.

Ostateczną postać modeli zastępczych uzyskuje się podejmując decyzję o tym, czy będzie on jawnie uwzględniał obecność trzeciego uzwojenia transformatora (model czterogałęziowy) czy też trzecie uzwojenie (zwykle połączone w trójkąt) będzie uwzględnione tylko w gałęzi poprzecznej czwórnika typu T dla składowej zerowej.

W zależności od budowy rdzenia transformatora koniecznie może być również uwzględnienie gałęzi magnesowania w modelu dla składowej zerowej. W przypadku dużych jednostek transformatorowych ich rdzenie mają zwykle budowę pięciokolumnową, tak więc impedancja gałęzi magnesowania przyjmuje wartość nieskończoności. W przypadku, gdy uzwojenie TN połączone jest w trójkąt wartość impedancji gałęzi poprzecznej w modelach dla składowej zerowej jest równa impedancji uzwojenia TN dla składowej zerowej (czyli *de facto* wartości 0,85–0,9 impedancji uzwojenia TN dla składowej zgodnej).

Zaprezentowane powyżej rozważania teoretyczne zostały uwzględnione w programie zwarciovym SCC, w którym udostępniono narzędzie działające na zasadzie kreatora modelu zwarciovego transformatora [5]. Kreator (rys. 3), w kolejnych krokach pozwala na ustalenie typu transformatora (autotransformator, transformator dwuuzwojeniowy, transformator trójuzwojeniowy), wprowadzenie jego danych znamionowych łącznie z ustaleniem grupy połączeń oraz informacji o konstrukcji rdzenia, a następnie podjęcie decyzji dotyczącej postaci modelu wynikowego (model trójgałęziowy, model czterogałęziowy).

Efekt końcowy działania kreatora to gotowy model (a właściwie modele dla poszczególnych składowych symetrycznych), które wraz z modelami innych elementów analizowanego systemu elektroenergetycznego utworzą jego model zwarciovym wykorzystywany w obliczeniach.

Modele te zostały zaprezentowane na rysunkach 4 i 5, przy czym są to modele dla składowych zgodnej i zerowej odpowiednio w wersji trój- jak i czterogałęziowej.

Model Transformatora - AT

Parametry transformatora:

Typ transformatora: Autotransformator T: 1.00000

Napięcia: GN 410.0 kV DN 123.00 kV SN 15.75 kV

Sn: 450.00 MVA B15 Węzeł SN

Uz GNDN: 13.43 % Uz GNSN: 104.67 % Uz SNDN: 137.97 %

dPcu GNDN: 746.32 kW dPcu GNSN: 142.80 kW dPcu SNDN: 151.38 kW

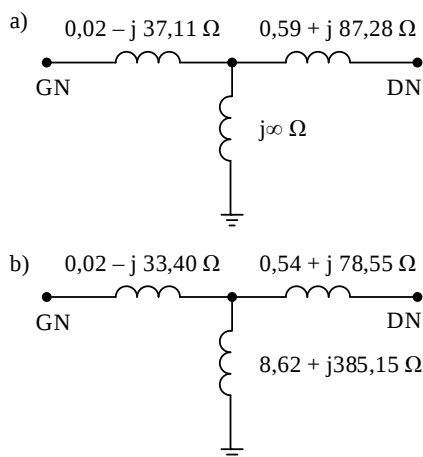
Typ rdzenia: inny... Sodn: 50.00 MVA

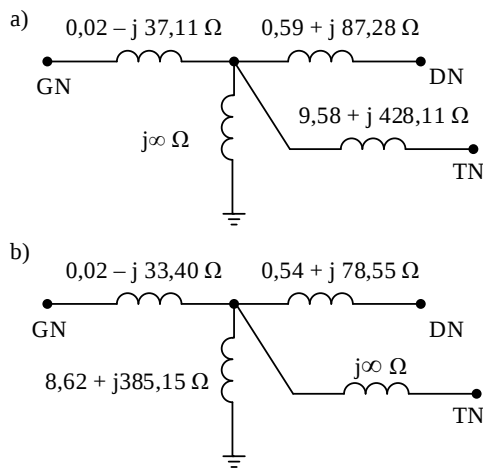
Układ połączeń: YNa0d Domyślne

Modelowanie autotransformatorów:

OK Anuluj Pomoc

Rys. 3. Kreator modelu transformatora dostępny w programie SCC

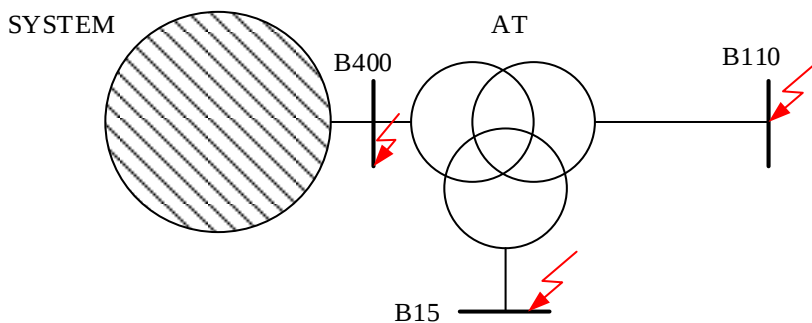
Rys. 4. Trójgałęziowy model zastępczy autotransformatora 450 MVA;
a) składowa zgodna; b) składowa zerowa



Rys. 5. Czterogłęziowy model zastępczy autotransformatora 450 MVA;
a) składowa zgodna; b) składowa zerowa

4. Przykłady obliczeń

Obliczenia wykonano w programie SCC na prostym układzie zaprezentowanym na rys. 6, natomiast na rys. 7 zamieszczono wyniki obliczeń wykonanych w programie SCC dla różnych lokalizacji miejsca zwarcia. Pomimo sygnalizowanych „osobliwości” parametrów zwarciovych transformatora, wartości prądów nie przekraczają poziomów akceptowalnych obecnie dla sieci KSE.



Rys. 6. Schemat sieci testowej

Program		SCC	: Tablica rozptyłów I-go rzędu								
NWE	NWL	Sk	Ik3	Ik2	Ik1	Ik1E	Rk1	Xk1	Rk0	Xk0	Xk0/Xk1
		[MVA]	[A]	[A]	[A]	[A]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[-]
Zwarcie w węźle		: B400 Un = 400.00 kV									
	B400	10000	14434	12500	14667	14667	0.00	17.60	0.02	16.76	0.95
AT	Tra. 3Uzw	0	0	0	233	699	0.00	1000.00	8.64	351.75	
KRM4-01	Udział	10000	14434	12500	14434	13968	0.00	17.60	0.00	17.60	
Zwarcie w węźle		: B110 Un = 110.00 kV									
	B110	2597	13631	11804	14023	14023	0.05	5.12	0.04	4.69	0.92
AT	Tra. 3Uzw	2597	13631	11804	14023	14023	0.05	5.12	0.04	4.69	
Zwarcie w węźle		: B15 Un = 15.00 kV									
	B15	431	16575	14354	20	20	0.01	0.57	0.00	1000.00	100.00
AT	Tra. 3Uzw	431	16575	14354	20	20	0.01	0.57	0.00	1000.00	

Rys. 7. Wyniki obliczeń zwarciovych wykonanych w programie SCC dla sieci testowej

5. Wnioski

Transformatory najwyższych napięć o dużych wartościach mocy znamionowych stanowią istotny element systemu elektroenergetycznego. Należy liczyć się z tym, że w dobie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz dążenia do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego coraz więcej tego typu jednostek pojawi się w strukturze sieci przesyłowej. Wymusza to konieczność uwzględniania ich w modelach obliczeniowych wykorzystywanych do prowadzenia analiz pracy SEE. Model transformatora 450 MVA zaproponowany w niniejszym artykule może być przydatny w obliczeniach rozptylowych i zwarciovych, co wykazano wykonując obliczenia testowe w programie SCC. Konstrukcję takich modeli ułatwia zastosowanie narzędzi (kreatorów), które mogą w znaczący sposób usprawnić proces przygotowania modeli obliczeniowych dla nowych konfiguracji sieci uwzględniających jej plany rozwojowe i modernizacyjne.

Literatura

- [1] Kacejko P., Machowski J.: *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 2009.
- [2] Machowski J., Kacejko P., Robak S., Miller P., Wancerz M.: *Analizy systemu elektroenergetycznego w średniookresowym planowaniu rozwoju*. Przegląd Elektrotechniczny 6'2013, s. 234–243
- [3] Zakrzewski K.: *Transformatory największych mocy i napięć – problematyka technologiczna i badawcza*. Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne, Nr 83/2009

- [4] *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*. Wersja z dnia 30 grudnia 2010 r.
- [5] *Dokumentacja techniczna programu SCC*, v.3.0
- [6] *Dokumentacja techniczna programu PowerFactory*, v.15.1
- [7] Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A.: *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025. Aktualizacja w zakresie lat 2014–2018*, Konstancin – Jeziorna, luty 2014 r.

Mariusz KALETA, Piotr PAŁKA, Izabela ŻÓŁTOWSKA

Instytut Automatyki i Informatyki Stosowanej, Politechnika Warszawska

AGREGATOR AKTYWNYCH ODBIORCÓW Z PERSPEKTYWY EUROPEJSKICH PROJEKTÓW SIECI INTELIGENTNYCH

Sieci inteligentne, inaczej systemy smart grid, są intensywnie rozwijaną ideą, która w przyszłości powinna definiować kształt systemu elektroenergetycznego [9]. Jednocześnie stanowią bardzo pojemne pojęcie, którego definicja często może zależeć od określonych lokalnie warunków. Na warunki te wpływa przede wszystkim poziom zaawansowania konkretnego kraju we wprowadzaniu rozwiązań i technologii wiążących się z inteligentnymi sieciami.

W Europie znajdujemy się w początkowej, rozwojowej fazie sieci inteligentnych. Obserwujemy postęp w opracowywaniu nowych technologii ICT (Information and Communication Technologies), jak np. inteligencji mierników czy rozproszonych źródeł energii [8], co otwiera możliwości włączania dużych, pasywnych do tej pory grup odbiorców w procesy rynkowe. Uaktywnianie takich uczestników jest od dawna postulowanym sposobem na wzrost efektywności pracy systemu [9].

Nowe źródła czerpania zysków z obrotu energią, czy raczej oferowania usługi elastyczności wprowadzają nowy kierunek przepływów finansowych: odbiorca nie jest jedynie płatnikiem; może też otrzymywać wypłatę za to, że podejmuje decyzje o wielkości i czasie konsumpcji energii w odniesieniu do potrzeb innych uczestników systemu. Przy czym indywidualne działania w tym zakresie dużej liczby odbiorców nie są możliwe ze względu na złożoność pracy systemu, stąd szansa dla nowych ról biznesowych i podmiotów – Agregatorów [10], [13].

Drugi element przyszłych sieci inteligentnych to wprowadzane na szeroką skalę źródła generacji (i mikrogeneracji) rozproszonej, w tym energii odnawialnej (OZE) i skojarzonej (CHP). W połączeniu z aktywnym odbiorem tworzących nowy rodzaj uczestników: prosumentów. Również te źródła oraz prosumenci mogą aktywnie wpływać na stan pracy systemu elektroenergetycznego przy odpowiedniej integracji z rynkiem zapewnianej przez Agregatora.

Celem tej pracy jest analiza uwarunkowań działalności, jak również zebranie i wyspecyfikowanie ról i funkcji pełnionych przez Agregatora reprezentującego nowy typ uczestników: aktywnych dostawców elastyczności.

1. Aktywny odbiór w Europie

Aktywny odbiór oznacza, że konsument wyraża gotowość zmiany i zmienia swój profil zużycia energii, gdy potrzebują tego inni uczestnicy rynku. Potrzeby te mogą być komunikowane w sposób pośredni (różnicowanie ceny) lub bezpośredni (sygnały o konieczności redukcji konsumpcji). Aktywny (elastyczny) odbiór jest najważniejszym składnikiem sieci inteligentnych, bez którego ta koncepcja traci sens.

Niestety udział aktywnego odbioru w rynkach elektroenergetycznych jest w Europie ciągle bardzo niski, na poziomie góra 3% [1]. Rozwiązania wypracowane w licznych programach pilotażowych i projektach europejskich wydają się sprzyjać rozwojowi aktywnego odbioru, jednak wciąż okazują się niewystarczające. Poglębiającą analizę tego problemu przedstawia raport Smart Energy Demand Coalition (SEDC) [14]. Autorzy raportu analizują bariery wstrzymujące udział aktywnych odbiorców i rozwój sieci smart grid. Najważniejsze z barier zebrano w nagłówku Tabeli 1 porównującej rozwiązania rynkowe dla wiodących krajów europejskich. Obejmują one:

- **Uzależnienie możliwości od typów odbiorców.** Najczęściej tylko najwięksi odbiorcy przemysłowi (na mocy TPA - Third Party Access) mogą uczestniczyć w rynku energii. Tymczasem ważne jest aby uruchomić też potencjał małych zakładów komercyjnych jak i gospodarstw domowych. W tabeli wymieniono mechanizmy dostępne dla poszczególnych typów odbiorców, wraz z utrudnieniami (minimalny rozmiar odbioru oznaczono czcionką pochylą), ograniczającymi dostępność. Omówienie poszczególnych rozwiązań można znaleźć np. w pracy [11]:
- **Taryfy czasowe:** <ToU> time-of-use pricing; <CPP> critical peak pricing; <RTP> real time pricing;
- **Programy bodźcowe** (zarządzanie odbiorem): <I> interruptable load; <C> curtailable load;
- **Udział w rynkach:** <R> rezerw, bilansującym;
- **Możliwość agregacji.** Udział mniejszych odbiorców w rynkach i programach jest możliwy właściwie tylko, gdy regulacje prawne dopuszczają możliwość agregacji. Kluczowe dla wsparcia działalności agregatorów jest możliwość określania warunków handlowych i specyfikacji technicznych dla całego agregatu, a nie dla poszczególnych odbiorów. W tabeli wymieniono również największe firmy agregujące, operujące w wybranych krajach.
- **Inteligentne liczniki.** O zaawansowaniu rynku i gotowości do wprowadzania sieci inteligentnych świadczy poziom zainstalowanych lub planowanych do instalacji inteligentnych liczników. W tym zakresie przodują Wielka Brytania, Włochy, Szwecja, Francja.
- **Rynek zdolności wytwórczych.** Istnienie rynku zdolności wytwórczych oraz dopuszczenie do niego odbiorców jest wskazywane jako jedna z klu-

czowych zachęt dla aktywnego odbioru. W większości krajów takie rozwiązanie jest planowane do wprowadzenia, ale funkcjonuje np. na rynku irlandzkim.

Tabela 1

Rozwiązania rynkowe w kontekście aktywnego odbioru, opracowanie własne na podst. [14]

Kraj	Możliwości wg typów odbiorców			Możliwość agregacji	Inteligentne liczniki	Rynek zdol. wytw.
	Gosp. dom.	Zakłady	Przemysł			
Wielka Brytania		<R> STOR Min. 3MW ; <C> TRIAD - zimowa redukcja <ToU> Taryfa nocna		Enernoc, Kiwi Power, Energy Pool, i in.	Duże nasycenie (własność Dostawców energii)	planowany
Irlandia	<RDN> SEM (Single Electricity Market) Min. 4MW <I> EirGrid's STAR <ToU> pilotażowo <C> WPDRS, WDRI: zimowa redukcja			Dalkia, Energy Trading Ireland	W fazie rozwoju	Capacity payment
Francja	 EDF: Min. 230 MW <ToU, CPP> min. 9 kW <R> Min. 25MW			Voltalis, Energy Pool, i in.	Duże nasycenie (własność OSD)	2016 r.
Włochy	<ToU>		<I> Min. 3900 MW/rok	Nie	Duże nasycenie (własność OSD)	
Niemcy	<R> min. 15 MW <RTP> WEMAG			Entelios, Evonik New Energies	W fazie rozwoju	Nie
Austria	CyberGRID			Nie	Niski	Nie
Finlandia Szwecja, Norwegia	<ToU> wiele typów <RTP>	Kontrakty bilateralne <ToU, B>		SEAM, Vattenfall	Duże nasycenie (własność OSD)	Capacity payment (roczne)

Dostępność różnych możliwości generowania zysków poprzez oferowanie elastycznego odbioru jest kluczowa. Jednak złożoność procesów decyzyjnych, nakłady inwestycyjne oraz bariery skali wydają się skutecznie powstrzymywać odbiorców od uaktywnienia. Wydaje się, że problemy te mogłaby łagodzić instytucja Agregatora, póki co pełniącego na rynkach raczej funkcje audytu i doradztwa, przynajmniej w odniesieniu do mniejszych odbiorców. Innymi ograniczeniami, na które się wskazuje w raporcie [14] jest też brak możliwości

czerpania korzyści ze sprzedaży energii produkowanej lokalnie, jak również regulowanie dochodów operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD), którzy nie mogą zarabiać na poprawie jakości pracy lokalnych sieci, tym samym nie mają motywacji do aktywnego zarządzania siecią.

2. Projekty europejskie

W związku z niskim udziałem aktywnego odbioru w europejskich rynkach energii i usług (w porównaniu na przykład z rynkiem amerykańskim) jest prowadzonych szereg inicjatyw opartych na międzynarodowej współpracy operatorów, przedsiębiorców i wiodących ośrodków badawczych opracowujących programy badań i rozwoju. Do najważniejszych inicjatyw należą ETP, EEGI, EERA i IEA DSM [6].

Jednymi z najważniejszych efektów są liczne projekty, programy i koncepcje [4], [6], [10]:

- **Fenix:** Projekt mający na celu identyfikację możliwości technicznych świadczenia usług systemowych przez generację rozproszoną dzięki agregacji (konceptcja wirtualnej jednostki wytwórczej, *Virtual Power Plant*). Projekt omawia nowe możliwości biznesowe dla pośredników ułatwiających współpracę generacji rozproszonej i OSD: stworzenie komercyjnej oraz technicznej wirtualnej jednostki wytwórczej.
- **ADDRESS:** Celem projektu jest stworzenie rozwiązań nowych, aktywnych sieci dystrybucyjnych, które w czasie rzeczywistym bilansują aktywny popyt i generację rozproszoną. W opracowanej architekturze Agregator jest podmiotem odpowiadającym za interakcję uczestników (odbiorców i źródeł rozproszonych) z rynkiem. ADDRESS przedstawia propozycje rozwiązań, metod i algorytmów dla odbiorców (urządzenia EnergyBox), Agregatorów (modele optymalizacji i agregacji) oraz operatorów OSD.
- **EU-DEEP:** Projekt rozwijający innowacyjne modele biznesowe umożliwiające integrację generacji rozproszonej. Pojęcie Agregatora jest istotą trzech opracowanych ról biznesowych:
 - agregacji większych odbiorców w celu bilansowania generacji OZE;
 - agregacji prosumentów: małych odbiorców korzystających z mikrokogeneracji;
 - agregacji małych i średnich odbiorców uczestniczących w programie zarządzania popytem oraz instalujących jednostki kogeneracyjne finansowane przez Agregatora.
- **SEESGEN-ICT:** Projekt podsumowujący stan wiedzy, dobre praktyki i zalecenia dla technologii ICT oraz modeli biznesowych o dużym potencjale sukcesu. Wyprecyzowano i omówiono 9 modeli biznesowych dla Agregatora.

- **GREEN eMOTION:** Największy projekt europejski poświęcony pojazdom elektrycznym. Opracowuje architekturę technologii ICT oraz spektrum nowych ról biznesowych bazujących na koncepcji agregatora, wspomagający rozwój tego sektora (operator usług, rynku wirtualnego, itd.).
- **EcoGrid EU:** Projekt demonstracyjny, w dużej skali implementujący udział w rynku zagregowanych elastycznych odbiorców i generacji rozproszonej.
- **More MicroGrids:** Projekt integracji małych źródeł rozproszonych poprzez koncepcję sieci mikrogrid. W podejściu tym operator sieci mikrogrid jest też agregatorem konsumentów i generacji, beneficjentami są nie tylko aktywni odbiorcy, ale wszyscy uczestnicy mikrosieci.

Agregacja jest podstawowym procesem, wokół którego tworzone są różne mechanizmy i role biznesowe w wymienionych projektach. Bez koncepcji Agregatora nie można kreować mechanizmów zarządzania popytem ani integrowania generacji rozproszonej. W kolejnym rozdziale podsumowujemy powtarzające się wątki, precyzując role i funkcje jakie może on pełnić.

3. Ogólna koncepcja agregatora

Potrzeba zaistnienia nowych podmiotów – dostawców usług elastyczności i zarządzania odbiorem, pojawia się zarówno po stronie indywidualnych uczestników jak i operatorów stwarzając szanse dodatkowych korzyści. Omawiamy je wraz z zadaniami Agregatora.

3.1. Zadania wobec uczestników

Główny powód korzystania z usług Agregatora to uzyskanie dostępu do rynku dzięki osiągnięciu poziomu odbioru porównywalnego z poziomem generacji jednostek wytwórczych czy odbiorów konsumentów przemysłowych. Jednak dopóki odbiorcy nie będą sami świadomie takiej możliwości szukać, rolę Agregatora należy widzieć znacznie szerzej, w postaci następujących zadań [12]:

- identyfikacja odbiorców i właścicieli generacji rozproszonej/odnawialnej, którzy mogliby osiągać korzyści z elastycznego odbioru, dostarczania czy magazynowaniu energii;
- promocja oferowanej usługi agregacji;
- opracowanie zachęt (reguł dla osiągania korzyści finansowych) dla uczestników realizujących usługi, np. wprowadzenie opłat za gotowość, opłat za faktyczną redukcję odbioru/ produkcję energii; lub określenie procentowego udziału w zyskach (zależnego np. od przynależności do danej klasy uczestników);
- w niektórych przypadkach również instalacja systemów sterowania i komunikacji.

Agregator musi być w stanie oszacować korzyści do osiągnięcia dla poszczególnych uczestników. Zależą one w dużej mierze od organizacji rynku energii, uregulowań prawnych, systemów opłat, itp. Przykładowe źródła korzyści:

- zmniejszenie odbioru w godzinach szczytowych (obniżenie opłat za energię),
- zmniejszenie opłat transakcyjnych, przesyłowych itp. (efekt skali),
- zmniejszenie niezbilansowania, emisji CO₂,
- dostęp do nowych źródeł zarobkowania: obrót energią, usługami systemowymi.

Powyższe czynniki zewnętrzne mogą być szansą na zyski, gdy istnieją niezbędne zasoby/możliwości wewnętrzne. Agregator musi zatem być w stanie sklasyfikować źródła i rodzaje elastyczności:

- elastyczność w czasie: z jakim wyprzedzeniem, w jakich okresach, długość okresów, możliwa częstotliwość realizacji usługi;
- elastyczność wielkości: wolumen oraz koszt redukcji/przyrostu generacji/zapotrzebowania;
- indywidualne charakterystyki i koszty zmiany odbioru/ magazynowania/ generacji;
- indywidualne preferencje/ bariery/ trudności oraz oczekiwania co do adekwatnej rekompensaty, gdy przynoszące zyski działania Agregatora przekraczają powyższe czynniki.

Warto też wspomnieć, że często to Agregator może być jedynym odpowiedzialnym podmiotem, który wskazuje inwestycje rozbudowujące/uzupełniające możliwości uczestnika w oferowaniu elastycznego odbioru i/lub generacji (np. systemy magazynowania energii, fotowoltaika, źródła kogeneracyjne, pojazdy elektryczne). Poza doradztwem Agregator może nawet (współfinansować takie urządzenia, lub w sprzęty sterowalne (np. klimatyzatory) [7].

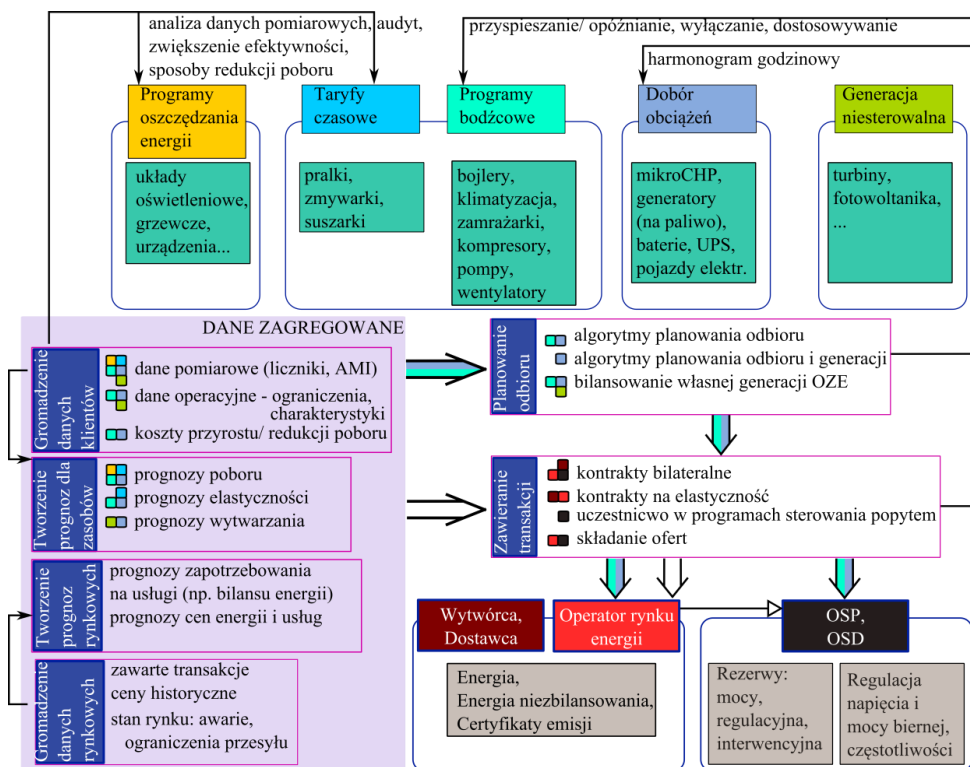
3.2. Zadania wobec systemu

Ogólne obowiązki Agregatora w stosunku do systemu, w szczególności operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych można streścić jako [12]:

- Oferowanie usług systemowych, różnego typu i w różnych formach: kontrakty bilateralne, składanie ofert na rynkach zorganizowanych;
- Zapewnienie zgodności celów: indywidualnej maksymalizacji zysku oraz efektywnego zarządzania siecią dystrybucyjną i przesyłową (planowane harmonogramy łagodzą lub są neutralne w stosunku do ograniczeń systemowych);
- Prognoza oczekiwań co do usług elastycznego odbioru i generacji rozproszonych zarówno ze strony uczestników regulowanych (OSP i OSD) jak i innych uczestników systemu: pośredników, wytwórców, handlowców.

3.3. Procesy biznesowe Agregatora

Agregator powinien realizować szereg procesów biznesowych, wiele z nich dość złożonych, wymagających stosowania systemów wspomagania decyzji opartych na optymalizacji. Są różne możliwości kwalifikacji tych procesów – ze względu na obszary funkcjonalne, horyzont decyzyjny, zakres, itp. Jednak najważniejszym elementem, stanowiącym niejako sedno roli Agregatora jest obrót energią. Przy czym z obrotem energią w przypadku Agregatora wiąże się całe spektrum procesów składowych: planowanie, prognozowanie, harmonogramowanie, agregacja i dezagregacja, itd.



Rys. 1. Możliwości procesów biznesowych Agregatora popytu i generacji rozproszonej

Obrót energią można zilustrować jako dwukierunkowy proces, w którym dane wejściowe są przetwarzane w oferty rynkowe – rysunek 1. W zależności od stopnia zaawansowania odbiorców i/lub Agregatora prognozuje on albo również dodatkowo planuje redukcję lub przyrost odbioru/generacji. Z drugiej strony Agregator sprzedaje efekt tych działań na rynku poprzez oferty lub bezpośrednie kontrakty bilateralne.

Oczywiście oferowanie usług elastyczności dla Operatora Systemu Przesyłowego czy Dystrybucyjnego, w celu bieżącego bilansowania systemu oraz bieżącej realizacji usług systemowych wymaga po pierwsze korzystania z narzędzi bezpośredniego sterowania odbiorem, po drugie modeli optymalizacji. Tylko wtedy usługi takie mogą być efektywne technicznie i ekonomicznie.

Agregator może być zarówno nowym, niezależnym podmiotem, ale funkcję tę mogą też pełnić aktualni uczestnicy rynku – dostawcy energii są najbardziej oczywistymi kandydatami, ale również lokalny wytwórca może być jednocześnie zarządcą odbioru. W tym przypadku (rozszerzenia aktualnej funkcji o zarządzanie popytem) Agregator jest też bezpośrednim konsumentem usługi elastyczności: minimalizując własne niezbilansowanie.

4. Agregator na rynku polskim

W pracy [12] przedstawiono cztery główne bariery rozwoju instytucji Agregatora w Polsce:

- Bariery legislacyjne, w tym niestabilne podłoże prawne w zakresie własicielstwa, powodujące brak zainteresowania co do rozwoju nowych modeli biznesowych.
- Brak funduszy na rozwój nowych modeli biznesowych, w tym brak funduszy na implementację rozwiązań ICT wspierających zadania agregatorów, prosumentów i OSD.
- Brak, lub zbyt wolny rozwój technologii ICT w zakresie prognozowania, optymalizacji i zarządzania popytem na rynku polskim.
- Brak zaawansowanej wiedzy o rynku energii i modelach biznesowych, w tym brak pilotażowej instytucji agregatora czy instalacji elektrowni wirtualnej.

W Polsce brakuje wyraźnej strategii dla rozwoju rynku energii związanej z sieciami smart grid oraz nowymi modelami biznesowymi rozwijającymi inteligentne sieci; brak przykładowo mapy drogowej w tym zakresie w strategii rozwoju do 2030 r. [12].

Jednak problemy te są coraz wyraźniej dostrzegane i uwzględniane również w rozwijanych na bieżąco regulacjach prawnych. Przykładowo, trzy lata po opublikowaniu raportu [12], czyli pod koniec 2013 r. wprowadzono regulacje (tzw. mały trójpak energetyczny), ułatwiające gospodarstwom domowym instalację mikrogeneracji i produkcję energii ze źródeł odnawialnych, a także odsprzedaż jej nadmiaru do sprzedawcy energii. Analiza przeprowadzona ostatnio w pracy [3] uwzględniająca nowe regulacje pokazuje, że pomimo wciąż istniejących barier i niejasności w tej dziedzinie (por. [1]) możliwy jest zwrot z inwestycji w instalację fotowoltaiczną w gospodarstwie domowym.

Pierwsze oznaki ewolucji rynku w kierunku orientacji na aktywnych uczestników i prosumentów pojawiają się również oddolnie. Dobrym przykładem jest oferta EKOSystem banku BOŚ: odbiorcy nie tylko uzyskują środki finansowe na zainstalowanie układów mikrokogeneracji i fotowoltaiki, ale też gotowe koncepcyjnie rozwiązania techniczne, dopasowane do swoich potrzeb [2].

Tym niemniej, zaistnieć musi jeszcze szereg uwarunkowań systemowych: prawnych, regulacyjnych i organizacyjnych, aby działalność agregatora mogła zaistnieć i rozwijać się. W szczególności, w rozwiązaniach rynkowych konieczna jest zmiana optyki, przeniesienie części uwagi z generacji na odbiór. Wszelkie wymagania i reguły projektowane i specyfikowane są pod ograniczenia oraz oszczędności kosztów wytwarzania; również planowanie przesyłu i dystrybucji nie uwzględnia wskaźników elastycznego popytu.

Wydaje się też, że słaby rozwój narzędzi teleinformatycznych, zaznaczany wielokrotnie np. w raporcie [12], jest przede wszystkim kwestią woli przedsiębiorstw, które zechciałyby zainwestować w rozwój instytucji agregatora. Istnienie wzorcowych narzędzi ICT nie zawsze jest wymagane. Istotniejszym problemem jest brak adekwatnych modeli biznesowych, wypracowanych np. pilotażowo.

5. Podsumowanie

Liczne trwające, jak również ukończone programy badawcze i komercyjne dotyczące sieci inteligentnych jednoznacznie potwierdzają potrzebę nowych funkcji biznesowych. Agregator jest nowym graczem na nowoczesnym rynku energii, którego idea biznesowa opiera się na dostarczaniu nowej usługi – elastyczności. Dzięki agregacji odbiorcy energii, prosumenci i generacja rozproszona mogą mieć pełen dostęp do rynku, przy jednoczesnym bardzo prostym procesie decyzyjnym w przypadku pełnienia przez agregatora również innych funkcji, takich jak np. prognozowanie, planowanie czy sterowanie.

Zatem bez zaistnienia rozwiązań prawnych i regulacyjnych, umożliwiających i wspierających działalność agregatora ciężko jest oczekiwać ewolucji rynku w kierunku rozwiązań inteligentnych. Dla drobnych, pojedynczych uczestników rynku są one po prostu zbyt złożone i kosztowne. Jednocześnie to agregator może być podmiotem inicjującym niezbędne inwestycje unowocześniające system elektroenergetyczny, w tym w szczególności inteligentne systemy pomiarowe i sterujące, ale również źródła generacji rozproszonej – z naciskiem na OZE i mikrokogenerację (CHP).¹

¹ **Podziękowania.** Praca częściowo finansowana ze środków projektu MGrid realizowanego przez firmę Globema Sp. z o.o., przy współudziale Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej w ramach Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka,

Literatura

- [1] Billewicz K.: *Mikrogeneracja – aspekty nieuwzględnione w Polskiej legislacji*. W: Zarządzanie energią i teleinformatyka, s. 79–92, 2014.
- [2] BOŚ EKOSystem, <http://www.bosbank.pl/ekosystem>, marzec 2014.
- [3] Dąbrowski J., Hutnik E., Włóka A., Zieliński M.: *Analiza wykorzystania instalacji fotowoltaicznej typu on-grid do produkcji energii elektrycznej w budynku mieszkalnym*. Rynek Energii 1(110), s. 53–59, 2014.
- [4] *Global Smart Grid Federation: The Global Smart Grid Federation 2012 Report*, maj, 2012.
- [5] Grunewald P., Torriti J.: *Demand response from the non-domestic sector: Early UK experiences and future opportunities*. Energy Policy, 61, p. 423–429, 2013.
- [6] Hashmi, M., Hanninen, S., Maki, K.: *Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide*. Innovative Smart Grid Technologies, 2011 IEEE PES Conference, 2011.
- [7] Jötten, G., Weidlich, A., Filipova-Neumann, L.L., Schuller, A., KIT–Germany, S.A.P., Germany, K.I.T.: *Assessment of flexible demand response business cases in the smart grid*. In Proc. of the 21st International Conference on Electricity Distribution CIRED, Frankfurt, 2011.
- [8] Kaleta, M., Krajewski, P.: *Technologie informatyczne w operacyjnych procesach decyzyjnych na rynku mikrogridów*. Rynek Energii, 2012.
- [9] Malko, J.: *Sieci inteligentne jako czynnik kształtowania sektora energii elektrycznej*. Rynek energii, 4, 2010.
- [10] Matusiak, B., Pamuła, A.: *Koncepcje modeli biznesowych z wykorzystaniem rozproszonych źródeł energii*. Rynek Energii, nr 1 (86), s. 85–90, 2010.
- [11] Rasolomampionona D. D., Robak S., Chmurski P., Tomasik G.: *Przegląd istniejących mechanizmów DSR stosowanych na rynkach energii elektrycznej*. Rynek Energii nr 2 (87) str. 138-143, 2010.
- [12] SEESGEN-ICT: *Business Models Management. Prioritize requirements – Assess ICT offer/needs*. Project’s Deliverable no D5-2, Maj 2010.
- [13] Skomudek, W., Swora, M.: *Wpływ inteligentnych sieci na system regulacji podsektora elektroenergetycznego*. Pomiar, Automatyka, Robotyka, nr 16, s. 60–65, 2012.
- [14] Smart Energy Demand Coalition (SEDC): *The Demand Response Snapshot. The Reality for Demand Response Providers Working in Europe today*. Bruksela, wrzesień 2011.

Barbara KASZOWSKA¹, Katarzyna SKAŁACKA²

¹Politechnika Opolska, ²Uniwersytet Opolski

POSTAWY ODBIORCÓW WOBEC INTELIGENTNYCH SYSTEMÓW POMIAROWYCH – PRZEGLĄD BADAŃ I MOŻLIWOŚCI ICH WYKORZYSTANIA W WARUNKACH POLSKICH

Wprowadzanie inteligentnych systemów pomiarowych, a w dalszej perspektywie sieci inteligentnych wynika m.in. z wymagań Dyrektywy 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego. Głównym celem jest ograniczenie zużycia energii oraz zwiększenie efektywności użytkowania energii.

Inteligentne opomiarowanie rozumiane jest jako: kompletna infrastruktura obejmująca urządzenia pomiarowe (liczniki), sieci, systemy komputerowe, protokoły komunikacyjne oraz procesy organizacyjne przeznaczone do pozyskiwania danych o zużyciu i parametrach energii u każdego odbiorcy oraz umożliwiające oddziaływanie na odbiorcę poprzez sterowanie zużyciem energii w sposób celowy i akceptowany przez odbiorcę. Wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych jest już przesądzone, przedsiębiorstwa dystrybucyjne podjęły działania związane z ich wprowadzaniem. Istotnym elementem systemów inteligentnego opomiarowania jest inteligentny licznik – urządzenie elektroniczne służące do pomiaru zużycia energii i przesyłania danych pomiarowych drogą elektroniczną, zapewniające dwukierunkową komunikację między konsumentem a dostawcą (operatorem). Taki licznik ma więc służyć także do wspomagania efektywnego wykorzystywania energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

Wg Autora [1], wdrażając inteligentne opomiarowanie, a w konsekwencji inteligentne sieci, należy odpowiedzieć na następujące pytania:

1. Czy po wdrożeniu inteligentnych liczników odbiorcy rzeczywiście zmienią swoje zachowania w taki sposób, jak tego oczekują decydenci?
2. Czy wdrożenie inteligentnych liczników jest rzeczywiście opłacalne dla polskiej gospodarki? Co należy zrobić, aby było opłacalne?
3. Czy systemy inteligentnych liczników, jakie ostatecznie zostaną wdrożone będą ze sobą spójne – czy wdrożymy funkcjonalnie jednolite AMI w skali całego kraju?
4. Czy system inteligentnych liczników trzeba będzie odtwarzać co 8 lat, zgodnie z obecnym porządkiem prawnym w zakresie przepisów o legalizacji liczników?

Wg Autorów [2], wprowadzenie inteligentnych pomiarów i sieci zakłada zmianę roli konsumenta na rynku energii. Do tej pory pasywny, bierny użytkownik energii elektrycznej, będzie musiał zmienić swoje przyzwyczajenia związane z użytkowaniem energii i w przyszłości stać się aktywnym tzw. prosumentem.

Należy również pamiętać, że w oczach odbiorcy energia elektryczna nie jest takim samym towarem jak inne. Ludzie kupują nie tyle samą energię, ale możliwości, jakie ona daje (np.: gotowanie, ogrzewanie, rozrywkę). Ponadto, towar ten, w odróżnieniu od innych, jest „niewidzialny” a nabywa się go w jednostkach (kWh), które nie mają żadnego poznawczego znaczenia dla przeciętnego użytkownika. Dodatkowo, energia elektryczna jest „ciągle” dostępna w domu, w związku z tym trudno uzmysłować sobie odbiorcom (bez szerszego zrozumienia zasad działania całej sieci elektroenergetycznej), że istnieje problem z użytkowaniem energii, wymagający ich uwagi i zmiany zachowania.

W Polsce dyskusja na temat inteligentnych systemów pomiarowych odbywa się przede wszystkim w gronie eksperckim z pominięciem płaszczyzny społecznej. W pozostałych krajach europejskich poparcie dla tej technologii jest bardzo zróżnicowane. W Wielkiej Brytanii od 2012 r. trwa wielka kampania instalacji inteligentnych liczników energii jak i gazu ziemnego, której równolegle towarzyszy obywatelska inicjatywa przeciwko inteligentnym systemom pomiarowym [11], wykazująca niemal zabójczy wpływ pól magnetycznych generowanych przez domowe liczniki zdalnego odczytu.

Biorąc to wszystko pod uwagę należy dokładnie przygotować sposób komunikacji z odbiorcami energii, by wprowadzane zmiany zostały przez nich przyjęte bez większych oporów. Różne rozwiązania zarządzania popytem na energię muszą być dopasowane do lokalnego rynku i uwzględniać m. in. typy użytkowników energii, aktualne i przyszłe profile zużycia energii, typy i rodzaje zainstalowanych urządzeń, a przede wszystkim wiedzę oraz skłonność i motywację użytkowników do zmiany zachowań związanych z użytkowaniem energii.

1. Profile obciążenia odbiorców (gospodarstw domowych)

W Polsce średnie zużycie energii elektrycznej w przeliczeniu na jedno gospodarstwo domowe wynosiło w 2012 r. 2056 kWh. Obecnie odbiorcy mają możliwość wyboru taryfy jedno- lub dwustrefowej. Z tej drugiej opcji korzysta zaledwie ok. 13% odbiorców [3]. Fakt, że z dwustrefowej taryfy korzysta stosunkowo niewielu odbiorców, mimo że daje ona już obecnie możliwości uzyskania oszczędności finansowych, wskazuje, że odbiorcy nie są przygotowani do aktywności w kierunku ograniczania kosztów energii. Postęp technologiczny i obecność na rynku nowych energooszczędnych produktów

powodują, że coraz częściej odbiorcy stosują nowoczesne rodzaje oświetlenia oraz urządzenia domowe zużywające znacznie mniej energii niż dotychczas. Zakłada się jednak, że zużycie energii będzie stale rosło. Osiągnięcie takich celów jak niedopuszczenie do występowania deficytu mocy i przesunięcie poboru mocy poza okresy szczytowe, wymaga podjęcia szerszych działań, które rzeczywiście pozwolą na wykorzystanie możliwości inteligentnych systemów pomiarowych.

W pracy [3] przeprowadzono analizę profili obciążenia odbiorców zaliczanych do grupy gospodarstw domowych, korzystających z taryfy jedno- i dwustrefowej, pobierających różne ilości energii w ciągu roku. Wykazano, że w okresie zimowym szczyt obciążenia tych odbiorców oraz szczyt obciążenia systemu elektroenergetycznego występują w godzinach wieczornych. W okresie letnim szczyt obciążenia odbiorców przesunął się na późniejsze godziny wieczorne lub występuje w godzinach południowych i nie pokrywa się z godzinami występowania szczytu obciążenia systemu. Biorąc pod uwagę wielkość zużycia energii przez odbiorców, wydaje się, że trudno będzie uzyskać istotne zmiany przebiegów obciążenia odbiorców o niskim zużyciu energii [3]. Dodatkowo, przeprowadzone w Niemczech badania agencji Ernst&Young sugerują, że instalowanie inteligentnych liczników u konsumentów, którzy mają niewielkie zużycie energii, koszt instalacji może być wyższy niż jakakolwiek oszczędność. Dlatego działania wspierające właściwe wykorzystanie inteligentnych systemów pomiarowych powinny być w głównej mierze skierowane do odbiorców o dużym poborze energii.

2. Korzyści z zastosowania inteligentnego opomiarowania

Przewidywane korzyści wynikające z zastosowania inteligentnych liczników mogą być różnorodne i zależą od rodzaju użytkownika systemu elektroenergetycznego [4].

Odbiorca:

- zmniejszenie liczby przerw w dostawie energii;
- ograniczenie konieczności rozbudowy zdolności przesyłowych, a więc zmniejszenie poziomu nakładów na modernizację sieci i ograniczenie wzrostu opłat dystrybucyjnych;
- możliwość monitorowania własnego zużycia energii;
- narzędzie do świadomego użytkowania energii i w konsekwencji oszczędzania;
- możliwość zdalnego wyboru najlepiej dopasowanej taryfy;
- rozliczanie za faktyczne zużycie energii elektrycznej (zamiast prognozy);
- narzędzie do reklamacji.

Przedsiębiorstwo energetyczne:

- optymalizacja możliwości przesyłowych sieci;
- złagodzenie skutków zjawiska wzrostu zapotrzebowania na energię;
- możliwości zaoferowania zróżnicowanych taryf (sterowanie popytem);
- obniżenie wydatków na budowę elektrowni;
- wprowadzenie energetyki prosumenckiej;
- poprawa efektywności funkcjonowania operatorów (zmniejszenie kosztów funkcjonowania, obsługi odbiorców, zmniejszenie straty technicznych i handlowych).

Przedstawione korzyści dotyczą obu stron: dostawcy energii i jej odbiorcy. Jednak faktyczne pojawienie się tych korzyści będzie możliwe jedynie wtedy, gdy obie strony w pełni zaangażują się w proces wdrażania inteligentnych systemów elektroenergetycznych.

3. Przegląd badań dotyczących użytkowników inteligentnych systemów pomiarowych

Na świecie prowadzi się w ostatnich latach wiele działań mających na celu wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych. W wielu krajach prowadzi się testowe instalowanie urządzeń i oprogramowania mającego pomóc konsumentom we wdrożeniu się w nowy system jak i zebraniu od nich informacji o spostrzeganych wadach i zaletach wprowadzanych rozwiązań.

Poniżej przedstawiono przegląd różnych międzynarodowych badań dotyczących postaw konsumentów inteligentnych sieci i systemów pomiarowych. Od strony metodologicznej zastosowano w przeprowadzonej analizie konieczne uproszczenia i uogólnienia. Wynika to z tego, że w badaniach tych zadawano nie tylko różne pytania odnośnie tych samych kwestii, ale również zebrane odpowiedzi są bardzo różnorodne, ze względu na zastosowane kafeterie przez autorów tych badań. Analizowane dane dotyczą najczęściej odpowiedzi od reprezentatywnych prób ogólnokrajowych przeprowadzanych przez niezależne instytucje badawcze. Zebrane wyniki, dla przejrzystości analizy, podzielono na podkategorie dotyczące: poziomu znajomości pojęć związanych z inteligentnym pomiarem oraz poziom zainteresowania tą technologią; argumenty przeciw wprowadzaniu tej technologii; opis korzyści spostrzeganych przez użytkowników; opis preferowanego sposobu dostarczania informacji dotyczącej zużycia prądu oraz opis realnych zmian zachowania konsumentów, pod wpływem wdrożonych systemów w ich gospodarstwach domowych.

Poziom znajomości terminologii i zainteresowania inteligentnymi systemami pomiarowymi

Z badań wynika, że konsumenci mają niewielką świadomość istnienia i zasad działania sieci inteligentnych. Prawie połowa respondentów nigdy nie słyszała pojęcia „inteligentny system pomiarowy”. Natomiast większość z tych, którzy deklarowali znajomość tego pojęcia nie potrafiło wyjaśnić czego dokładnie on dotyczy [5, 6]. W Polsce, tych osób jest jeszcze więcej (82%) [7].

Pocieszające jest to, że duża część konsumentów (47%) jest jednak zainteresowana nową technologią, szczególnie pozyskaniem informacji odnośnie zużycia prądu [6]. Jednak to zainteresowanie zmienia się w zależności od wieku odbiorcy, jego dochodów oraz wysokości płaconych rachunków:

- grupa najstarszych (powyżej 55 r.ż.) oraz najmłodszych (do 30 r.ż.) odbiorców jest najmniej zainteresowana zarówno pozyskaniem informacji o szczegółowym zużyciu prądu jak i samą technologią [8, 9]. Z drugiej strony, osoby z grupy 55-64 lat deklarują największe zainteresowanie programami oszczędzania energii w domu [8];
- im wyższe dochody mają odbiorcy, tym bardziej są zainteresowani inteligentnymi systemami pomiarowymi [8];
- im wyższe rachunki za zużycie energii, tym większe zainteresowanie nowym systemem [6, 8].

Pomimo tego, co 5 respondent stwierdził całkowity brak zainteresowania nową technologią, a prawie co 4 jest do niej nieprzychylnie nastawiony lub nie widzi potrzeby dodatkowego obniżania wysokości rachunków, a więc zmian w swoim dotychczasowym zachowaniu [6, 8, 10].

Powody, dla których konsumenci nie chcą inteligentnych systemów pomiarowych

Większość osób podchodzących sceptycznie do sieci inteligentnych, jako główne powody podaje obawy o utratę prywatności, brak zaufania do dystrybutora energii oraz uważa, że takie systemy spowodują tak naprawdę wzrost wysokości rachunków za prąd zamiast ich obniżenia [6, 8]. Co trzeci konsument wyraża obiekcje wobec nowego systemu, które wynikają przede wszystkim z braku wiedzy na temat takich rozwiązań [6, 8]. Konsekwencją niskiego poziomu wiedzy na temat inteligentnych sieci jest to, że prawie co piąty respondent uważa, że potencjalne korzyści (oszczędności) będą zbyt małe by rozważać zmianę swojego zachowania. Obawa przed nowym, nieznanym i nierozumianym systemem powoduje, że tyle samo osób, jako powód oporu przed inteligentnymi sieciami podaje, iż nie zna nikogo, kto używa takiej technologii [8].

Spostrzegane korzyści inteligentnych systemów pomiarowych

Jako główną zaletę inteligentnych systemów pomiarowych konsumenci wymieniają korzyści finansowe z oszczędności, ale okazuje się, że oczekiwania konsumentów odnośnie wielkości tych oszczędności są zdecydowanie zawyżone w stosunku do realnych możliwości. Większość konsumentów stwierdza, że nowy system musi pozwolić im na co najmniej 15% oszczędności na miesięcznych rachunkach, by chcieli dobrowolnie przystąpić do programu [6, 8]. W Polsce zwrot ten wg większości konsumentów musi sięgać, co najmniej 16 zł [9].

Ponadto konsumenci, którzy stwierdzają, że byliby skłonni zapłacić za dodatkowe urządzenia/usługi związane z inteligentnym systemem pomiarowym, jako warunek stawiają osiągnięcie 10-30% oszczędności na rachunkach [6, 10].

Preferowany nośnik informacji wykorzystujący inteligentne systemy pomiarowe

Większość respondentów chciałaby „dedykowane domowe wyświetlacze”, albo by informacja o zużyciu prądu wyświetlała się bezpośrednio na urządzeniu regulującym [6, 10]. Jednocześnie jedynie ¼ respondentów zainteresowana jest korzystaniem z aplikacji online czy informacji przesyłanej na urządzenie mobilne [6, 10]. W Polsce, większość respondentów powyżej 60 r.ż. oraz prawie połowa poniżej 30 r.ż. zadeklarowała, że nie zamierza skorzystać z portalu internetowego w celu kontroli zużyciu prądu. Równocześnie prawie 1/3 stwierdziła, że nie wiedziała o istnieniu takiej możliwości [9].

Zmiany zachowania w wyniku korzystania z inteligentnych systemów pomiarowych

Większość respondentów uważa, że ma bezpośredni wpływ na wysokość rachunku za energię elektryczną, ale równocześnie prawie połowa uważa, że ich tryb życia nie pozwoli na obniżenie kosztów energii elektrycznej [9]. Pokrywa się to z obawami wynikającymi z danych dotyczących faktycznego zużycia energii w różnych okresach roku w gospodarstwach domowych w Polsce [3].

Prawie połowa osób posiadających liczniki zdalnego odczytu stwierdziła, że nie zauważyła zmian w swoim funkcjonowaniu w gospodarstwie domowych, a jedynie 11% zadeklarowało oszczędzanie energii [9].

Niestety, ciągle brak jest większej liczby badań nad długofalowymi efektami wprowadzania inteligentnych systemów pomiarowych do gospodarstw domowych.

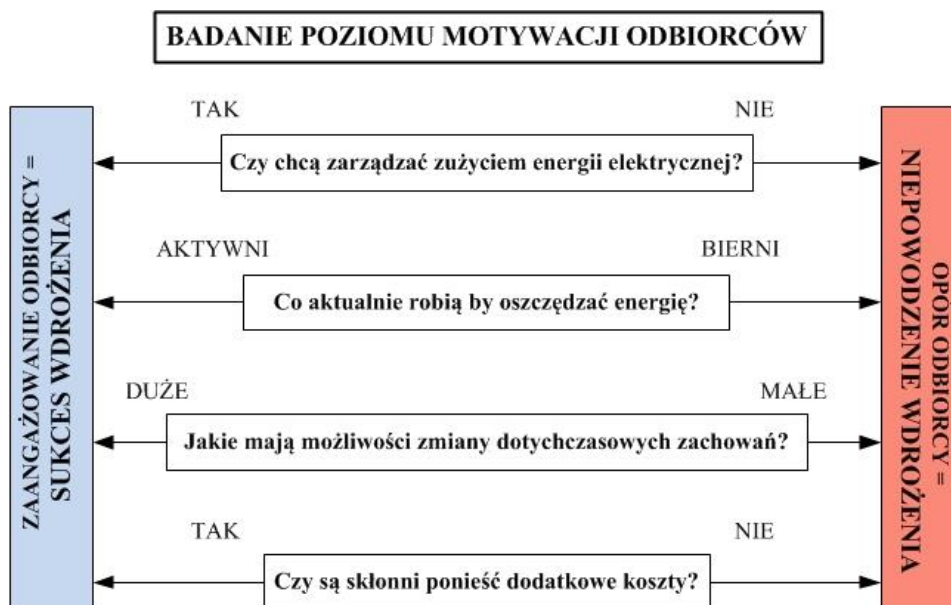
4. Wnioski i zalecenia

Czynnikami, które powtarzają się w wielu badaniach są: „wzrost oszczędności”, jako spostrzegana korzyść z inteligentnych systemów pomiarowych oraz „potencjalne koszty” jako przeszkody/obiekcje wobec nowej technologii. Te dwa elementy stanowią filary, wokół których należy budować strategię komunikacji z odbiorcami energii.

Ponadto, z przeprowadzonej analizy wynika, że dodatkową przeszkodą w przekonaniu konsumentów do inteligentnych systemów pomiarowych jest zbyt mały poziom wiedzy na temat nowych rozwiązań. W związku z tym, jednym z podstawowych działań na rzecz inteligentnych systemów pomiarowych musi być kampania edukacyjna podnosząca poziom wiedzy (i zrozumienia) odnośnie systemu elektroenergetycznego, jak i uświadamiająca korzyści (nie tylko finansowe) z oszczędzania energii. Dodatkowo, w związku z tym, że dla większości odbiorców energia elektryczna jest nienamacalna i trudna do poznawczego uchwycenia oraz w związku z nierealnymi oczekiwaniami konsumentów, kampania edukacyjna powinna dostarczyć danych znaczących z perspektywy życia codziennego konsumentów, ale równocześnie powinna podnosić świadomość korzyści płynących z nowych rozwiązań. Informacje o bieżącym zużyciu energii (np. na domowych wyświetlaczach) muszą również dostosować sposób prezentacji danych do możliwości poznawczych odbiorcy. W wypadku, gdy przekaz będzie zbyt skomplikowany, zostanie on zignorowany przez odbiorcę, co przełoży się na brak zmian w dotychczasowym zachowaniu.

Na podstawie dokonanej analizy można również postawić pytanie, jak tak naprawę konsumenci są zmotywowani do zarządzania zużyciem energii elektrycznej? Jeśli nie są zainteresowani lub mają mały wachlarz możliwości zmiany swojego zachowania, wszelkie działania propagatorskie będą skazane na niepowodzenie. Natomiast, jeśli konsumenci są zainteresowani obniżaniem kosztów energii, należy ustalić, co dokładnie ich motywuje do takiego działania oraz czy są skłonni ponieść dodatkowe koszty, by osiągnąć swoje cele. W związku z powyższym, dalsze prace nad charakterystyką odbiorców energii schematycznie przedstawia rysunek 1.

Interpretując przegląd badań międzynarodowych należy mieć na uwadze, że nie można wprost porównać wdrożeń zastosowanych na zagranicznych rynkach do rynku polskiego. Polski rynek charakteryzuje się niskim zużyciem energii elektrycznej na odbiorcę w porównaniu do Europy Zachodniej czy Ameryki Północnej, skąd pochodzą dane z przeprowadzonego przeglądu. Również cena energii jest w Polsce niższa, co oznacza, że potencjalna redukcja zużycia również będzie na niższym poziomie. Dodatkowo inny jest charakter urządzeń w przeciętnym gospodarstwie domowym w Polsce i krajach Europejskich (np. ze względów klimatycznych) [1].



Rys. 1. Schemat badania motywacji odbiorców energii

5. Podsumowanie

Wyniki różnych badań sugerują, że może nie istnieć „uniwersalne” podejście do konsumentów. Dostawcy energii muszą pomyśleć o specyficznych korzyściach oraz przeszkodach (tak lokalnych jak i globalnych), które odnoszą się do ich odbiorców. Dlatego segmentacja konsumentów energii jest kluczowa. Na podstawie przeprowadzonej analizy podstawowym kryterium podziału konsumentów wydaje się być ilość zużywanej przez nich energii elektrycznej.

Dodatkowo należy podkreślić, że ciągle brakuje danych dotyczących sposobów podtrzymania zachowań oszczędnościowych w czasie. Istnieje niebezpieczeństwo, że u konsumentów, którzy podejmując zalecane aktywności nie osiągną oczekiwanego poziomu oszczędności (lub innych korzyści), pojawi się rozczarowanie i frustracja. Przełoży się to na obniżenie zaangażowania w cały proces jak i wpłynie na zmniejszenie poziomu zaufania do całego systemu.

Literatura

- [1] Tomczak J.: *Inteligentne opomiarowanie – czy to się w Polsce opłaca?* Raport Ernst & Young, 2012, http://www.ey.com/PL/pl/Industries/Power—Utilities/Energetyka_raporty, dostęp 12.06.2014.
- [2] Czerwonka P., Pamuła A., Zieliński J. S.: *Aktywizacja odbiorców*. Energia Elektryczna, 12/2012, s. 15–16.
- [3] Tomczykowski J.: *Udział gospodarstw domowych w obciążeniu KSE*. Energia Elektryczna, 1/2014.
- [4] Pazda A.: *Inteligentne opomiarowanie. Warto opierać się na faktach*. Energia Elektryczna, 02/2013, s. 10–12.
- [5] Rowlands, I. H.: *Smart grids and the Canadian residential consumer: issues and prospects*, 2012, http://www.ieso.ca/documents/smart_grid/REPORT-Smartgrids_The_Canadian_Residential_Consumer.pdf, dostęp 20.03.2014.
- [6] Vyas, C., Gohn, B.: *Smart Grid Consumer Survey. Preferences and Attitudes about Smart Meters, Home Energy Management, Demand Response Programs, and Smart Appliances*, Pike Research, 2012, <http://www.navigantresearch.com/wp-assets/uploads/2012/03/SGSU-12-Executive-Summary.pdf>, dostęp 20.03.2014.
- [7] GfK Polonia: *Badanie akceptacji społecznej dla automatyzacji i informatyzacji systemu elektroenergetycznego w Polsce oraz identyfikacja potencjalnych barier wprowadzenia nowego systemu*. Warszawa, styczeń 2013.
- [8] Vyas, C., Strother, N.: *Smart Grid Consumer Survey. Consumer Attitudes and Opinions about Smart Grids, Smart Meters, Smart Thermostats, Home Energy Management, and Demand Response*, Navigant Consulting, Inc., 2013, <http://www.navigantresearch.com>, dostęp 20.03.2014.
- [9] Mikurenda, K.: *ISE - dla domu środowiska i gospodarki*, Kalisz, 2013. http://www.cire.pl/pliki/2/co_polacy_wiedza_o_ise.pdf, dostęp 20.03.2014.
- [10] Ablondi, B.: *Consumer Attitudes and the Benefits of Smart Grid Technologies*, Home Systems Research, Parks Associates, 2010, http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/Parks_Assoc_Consumers_and_Smart_Grid_White_Paper_1.pdf, dostęp 20.03.2014.
- [11] Strona internetowa: stopsmartmeters.org.uk

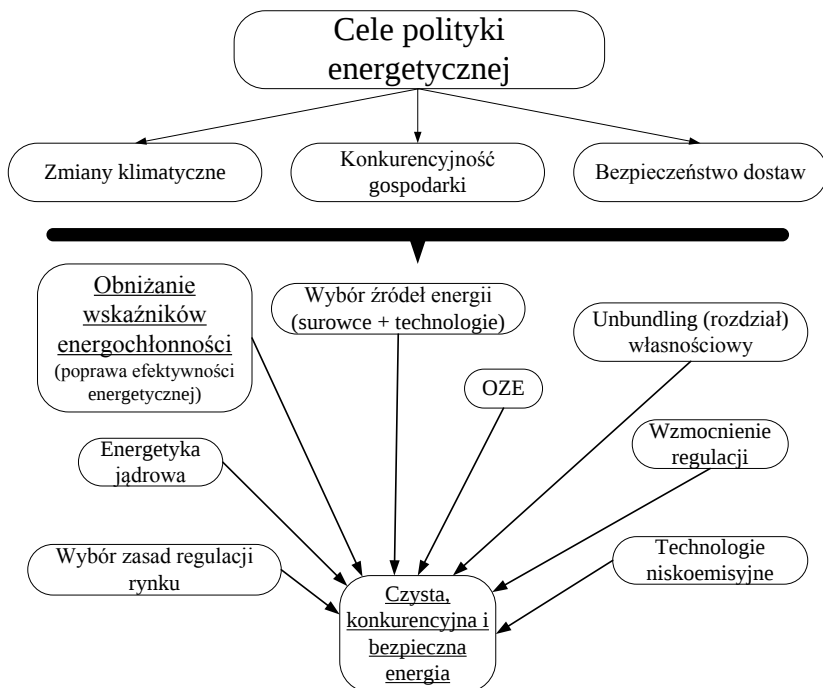
Joanna KOTT¹⁾, Marek KOTT²⁾

¹⁾Instytut Organizacji i Zarządzania Politechniki Wrocławskiej

²⁾Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej

WSKAŹNIKI ENERGOCHŁONNOŚCI W WYBRANYCH GAŁĘZIACH PRZEMYSŁU

Najważniejszym sektorem gospodarki narodowej jest przemysł, w którym istnieje znaczny potencjał możliwych oszczędności energetycznych. Z kolei jednym z najistotniejszych wyznaczników pozwalającym na określenie konkurencyjności i stanu tego sektora jest *wskaźnik energochłonności*. Określenie poziomu oraz prognozowanie tych wskaźników dla poszczególnych gałęzi przemysłu pozwala na uzyskanie niezbędnych informacji umożliwiających wyznaczenie długofalowej strategii polityki energetycznej państwa, której cele zostały zaprezentowane na rys. 1.



Rys. 1. Cele polityki energetycznej państwa

Integralną rolę w polityce energetycznej państwa stanowi poprawa efektywności zużycia energii. Efektem finalnym zmniejszania energochłonności jest produkcja czystej, konkurencyjnej cenowo oraz bezpiecznej dla środowiska energii wytwarzanej przez nowoczesny przemysł elektroenergetyczny. Działania powodujące obniżenie wskaźników energochłonności powinny wynikać z następujących działań:

- nakazów wynikających z obowiązującego prawa, wymuszających podejmowanie odpowiednich działań,
- regulacji rynku energii wymuszających wzrost efektywności energetycznej przedsiębiorstw energetycznych,
- stworzenia warunków rynkowych do oszczędzania energii,
- promocji zachowań ukierunkowanych na racjonalne użytkowanie energii.

Na szczycie Rady Europejskiej 8–9 marca 2007 r. przyjęto Plan Działań integrujący politykę klimatyczną i energetyczną Wspólnoty. Plan zakłada ograniczenie wzrostu średniej globalnej temperatury o więcej niż 2°C powyżej poziomu sprzed okresu uprzemysłowienia oraz zmniejszenie wzrostu cen i ograniczoną dostępność ropy i gazu. Pakiet 3×20 do 2020 roku [5] zakłada:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do 2020 roku co najmniej o 20% w porównaniu do 1990 roku,
- zwiększenie udziału energii produkowanej z odnawialnych źródeł energii (OZE) do 20% całkowitego zużycia energii w UE w 2020 roku,
- racjonalizację wykorzystania energii i w konsekwencji ograniczenie jej zużycia o 20% (obniżenie wskaźników energochłonności dla gospodarki).

Tabela 1

Wskaźniki Europa 2020 [1]

Kraj	Emisje gazów cieplarnianych w sektorach nie objętych ETS (System Handlu Emisjami) [mln ton CO ₂]			Udział energii ze źródeł odnawialnych [%]			Końcowe zużycie energii [Mtoe -milion ton oleju ekwiwalentnego]		
	2012	Target 2020	różnica	2012	Target 2020	różnica	2012	Target 2020	2012 do 2005 [%]
UE	1 412,55	1 417,6	~1%	13,0	20,0	-7,0	1103,4	1086	-7,8
Czechy	58,34	68,3	15%	9,4	16,0	-6,6	24,1	-	-7,9
Niemcy	476,69	437,6	-9%	12,3	18,0	-5,7	213,1	-	-2,5
Węgry	42,41	57,0	26%	9,1	14,5	-5,4	14,7	-	-23,8
Polska	180,37	204,6	12%	10,4	15,5	-5,1	63,6	-	8,3
Słowacja	21,57	27,3	21%	9,7	14,0	-4,3	10,3	-	-12,6

W efekcie wdrożenie pakietu klimatyczno-energetycznego ma poprawić bezpieczeństwo energetyczne, zwiększyć ochronę środowiska naturalnego oraz spowodować wzrost konkurencyjności gospodarki państw członkowskich.

Komisja Unii Europejskiej monitoruje postępy Państw członkowskich w realizacji zobowiązań wynikających z Planu działań integrujących politykę klimatyczną i energetyczną Wspólnoty (tab. 1).

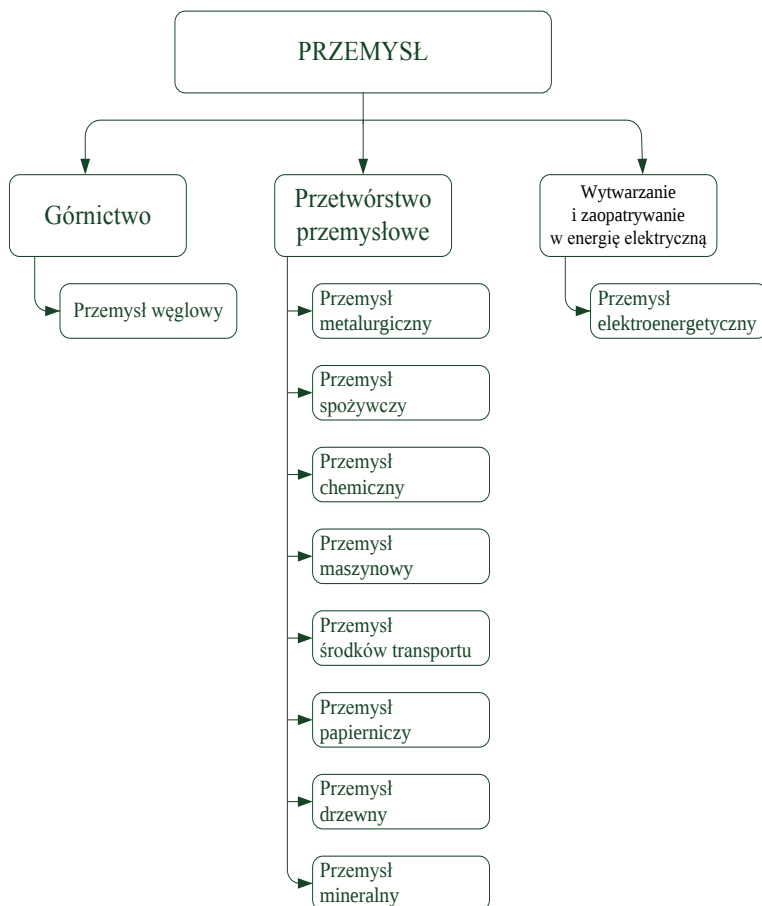
Obecnie po przekroczeniu półmetka w drodze do osiągnięcia 3x20% do 2020 roku można stwierdzić, że kraje różnym stopniu realizują przyjęte cele. Unia Europejska kreśli natomiast kolejne cele na następne lata dla polityki klimatyczno-energetycznej zawarte tym razem w dokumencie Energetyczna Mapa Drogowa do 2050r. Plan ten wyznacza ściśle określone normy w zakresie efektywności energetycznej, jakie osiągnąć powinny kraje członkowskie Unii Europejskiej do 2050 roku. Kluczowe miejsce zajmuje w nim zagadnienie dekarbonizacji rynku energii, którego skutkiem ma być redukcja emisji gazów cieplarnianych do 2050 roku o 80-95%. Z punktu widzenia Polski ten postulat będzie niezwykle trudny do zrealizowania [6].

1. Przemysł polski na tle Europy

Przemysł można zdefiniować jako działalność gospodarczą prowadzoną w specjalnie do tego przystosowanych budynkach i budowlach (fabrykach), wyposażonych w odpowiednie maszyny i urządzenia, gdzie wykwalifikowana siła robocza za pomocą fabrycznych metod i organizacji produkcji, dostarcza (wydobywa) i przetwarza przedmioty pracy na wyroby gotowe zaspokajające produkcyjne i konsumpcyjne potrzeby człowieka. Przemysł jest jednym z najważniejszych działów gospodarki narodowej, który cechuje się:

- silnym oddziaływaniem na gospodarkę przestrzenną i środowisko naturalne, np. przemysł węglowy,
- wzrastającym wpływem produkcji przemysłowej na przebieg, organizację i techniczne wyposażenie procesów pracy w pozaprzemysłowej działalności gospodarczej, np. przemysł elektromaszynowy,
- wielostronnymi więziami zaopatrzeniowo-produkcyjnymi z innymi działami gospodarki narodowej
- związkami z rozwojem nauki i techniki, np. przemysł chemiczny,
- wielostronnymi sprzężeniami z rozwojem gospodarczym, społecznym kraju oraz rozwojem handlu zagranicznego.

Struktura przemysłu, która została poddana badaniom jest przedstawiona na rys. 2 i jest ukierunkowana na specyfikę polskiego przemysłu. Zgodnie z *Europejską Klasyfikacją Działalności Gospodarczej Rev. 2* (NACE Rev. 2) sektor przemysłowy został podzielony na 3 działy, w ramach których wyszczególniono 10 gałęzi przemysłu. W przedstawionej poniżej analizie polski przemysł zastał porównany z sektorem przemysłowym krajów: Europy Środkowej (Czechy, Słowacja, Niemcy, Węgry), a zaprezentowane dane statystyczne dotyczą 2012 roku.



Rys. 2. Gałęziowa struktura przemysłu

Współczesny sektor przemysłowy charakteryzuje się zróżnicowaniem strukturalnym. Najistotniejszym, z punktu widzenia kryteriów nowoczesności i efektywności oraz kształtowania dalszego rozwoju, staje się w chwili obecnej zróżnicowanie struktury produktów, dotyczące nomenklatury strukturalnej i jakościowych walorów wytwarzanych produktów. Należy również podkreślić, że stanowi to podstawę wyznaczania pozostałych struktur przemysłowych. Istnieje wiele kryteriów pozwalających stwierdzić czy strukturę produkcji przemysłowej można uznać za nowoczesną i efektywną. Badania rozwoju wielu krajów wskazują, że nie ma jednego wzorca efektywnej struktury, gdyż zależy on każdorazowo od kombinacji występowania wielu czynników. Można jednak przyjąć takie podejście, w którym efektywność struktury produkcji daje się wyrazić poprzez relację produktowego wejścia do surowcowego wyjścia (łącznie z energetycznym). Bezpośrednie określenie pełnych nakładów

ponoszonych w gospodarce na końcowy efekt produkcyjny lub na efekt użytkowy i stopień zaspokojenia potrzeb jest bardzo trudne. Dlatego wprowadza się kategorię chłonności czynników, materiałów, energii, pracy i kapitału na wytworzenie jednostki finalnej. Jednym z najistotniejszych jest *wskaźnik energochłonności*, którego spadek przy zachowaniu poziomu jakościowego zaspokajania potrzeb, bądź przy jego wzroście świadczy o wyższej efektywności gospodarowania [4].

Rozwój przemysłowy, szczególnie w krajach wysoko uprzemysłowionych, cechuje tak właśnie określona efektywność. Daje się bowiem zauważyć spadek „chłonności” wymienionych czynników w przeliczeniu na jednostkę produkcji finalnej. Efektywność struktury może być też rozważana w relacjach między poszczególnymi gałęziami czy branżami, np. wpływ przemysłu elektroenergetycznego na przemysł przetwórczy. Jako bardzo ważny uważa się wzrost udziału gałęzi przemysłu przetwórczego w całej produkcji przemysłowej (oczywiście przy zmniejszaniu udziału przemysłu górniczego). Poza tym zmiany strukturalne związane z adaptacją najnowszej technologii mają wybitnie efektywnościowy charakter. Gałęzie produkcji, zdominowane nowoczesnymi kierunkami postępu technicznego, są już z założenia mniej energo- i materiałochłonne. Wynika to z samej ich przynależności do wyższych stadiów przetwórstwa, ograniczających znacznie zużycie czynników produkcji.

Charakterystyczne dla polskiego przemysłu jest spadek zatrudnienia, głównie na rzecz sektora usług (niespełna 22% ludzi czynnych zawodowo pracuje w sektorze przemysłowym). W tabeli 2 zestawiono procentowe zatrudnienie w 3 działach przemysłu. Największą różnicę w zatrudnieniu widać w sektorze górnym, w którym pracuje niespełna 1,5% ogółu zatrudnionych w przemyśle, podczas gdy średnia w Unii Europejskiej wynosi 1,02%. Jest to spowodowane silnie rozwiniętym przemysłem związanym z wydobyciem węgla kamiennego i brunatnego. Ten fakt znacznie przyczynia się do negatywnego stosunku Polski do założeń dokumentu Energetyczna Mapa Drogowa do 2050 roku [6]. Z kolei dla działu wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną widać przerost zatrudnienia. Średnia unijna wynosi 0,89% ogółu zatrudnionych w przemyśle i jest o 0,25% od wielkości zatrudnienia w tym dziale w Polsce. W sektorze przetwórczym wskaźnik zatrudnienia w Polsce i w krajach unijnych jest na podobnym poziomie. Pomimo redukcji zatrudnienia w większości branż nastąpiła nieznaczna zwiększenie liczby przedsiębiorstw. Od początku lat '90 można było zaobserwować wzrost liczby zakładów przemysłowych, który zatrzymał się w po 2000 roku. Zła koniunktura gospodarcza w tym okresie spowodowała zamykanie zakładów głównie w przemyśle spożywczym, maszynowym i mineralnym. Obecnie liczba podmiotów gospodarczych zatrudniających powyżej 49 osób wynosi ok. 4 800.

Tabela 2

Liczba zatrudnionych w przemyśle [1, 2, 3]

Kraj	Górnictwo		Przetwórstwo przemysłowe		Wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną	
	w tys.	% wszystkich zatrudnionych	w tys.	% wszystkich zatrudnionych	w tys.	% wszystkich zatrudnionych
UE	-	1,02%	-	18,71%	-	0,89%
Czechy	47,9	0,98%	1236	25,30%	58	1,16%
Niemcy	95,8	0,25%	7747	20,00%	350	0,90%
Węgry	12,1	0,32%	785	20,76%	36	0,95%
Polska	230,0	1,44%	2961	18,55%	182	1,14%
Słowacja	13,9	0,60%	530	22,86%	31	1,34%

Tabela 3

Wydajność pracy w przemyśle (Wartość dodana na 1 osobę) [1, 2]

Kraj	P. górnictwa	P. spożywczy	P. papirniczy	P. chemiczny	P. mineralny	P. metalurgiczny	P. maszynowy	P. środków transportu	P. drzewny	P. elektroenergetyczny
Unia Europejska	45,3	40,8	64,5	95,0	49,0	63,0	66,1	68,9	27,8	175,0
Czechy	62,8	20,1	28	42,5	29,8	27,6	25,9	38,8	13,1	181,4
Niemcy	70,4	36,2	65,9	110,7	60,3	76,1	74,6	97,8	46,1	188,6
Węgry	4,1	16,6	28,1	44,3	23,7	29,2	41,5	46,8	10,1	89,8
Polska	41,7	19,4	33	44,1	28	30,8	24,1	32,9	13,1	75,4
Słowacja	-	19,1	40,4	34,7	24,6	30,9	22	31,1	14,8	136,6

Kolejnym istotnym wskaźnikiem pomagającym określić miejsce polskiego przemysłu w Europie jest wskaźnik wydajność pracy w przemyśle liczony w wartości dodana brutto na osobę (tab. 3). Porównując wartości tego wskaźnik w Polsce i w krajach o podobnym poziomie rozwoju gospodarczego (Czechy, Słowacja, Węgry) można stwierdzić, że wartości te nie odbiegają znacząco. Natomiast zestawiając wyniki Polski z krajami wysokorozwiniętymi (Niemcy, Szwecja, Wielka Brytania) widać, że w większości branż wartości wskaźnika wydajności pracy są ponad 2-krotnie niższe.

Z energetycznego punktu widzenia sektor przemysłowy można ocenić porównując procentowy udział badanych gałęzi przemysłu w zużyciu energii elektrycznej dla tego sektora. W Polsce ponad 80% energii elektrycznej zużywanej w przemyśle jest wykorzystywane na potrzeby analizowanych dziesięciu gałęzi przemysłu. Z tabeli 4 wynika, że nadmierną energochłonnością

w Polsce charakteryzują się przemysły metalurgiczny i wydobywczy. Można też stwierdzić, że zużycie energii w polskim przemyśle ma zbliżony rozkład do krajów Unii Europejskiej.

Tabela 4

Procentowy udział zużycia energii elektrycznej w wybranych gałęziach przemysłu [1, 2]

Kraj	P. górniczy	P. spożywczy	P. papierienny	P. chemiczny	P. mineralny	P. metalurgiczny	P. maszynowy	P. środków transportu	P. drzewny
UE	1,5%	10,9%	12,2%	18,6%	6,3%	11,7%	12,1%	5,1%	2,1%
Czechy	1,6%	7,0%	7,4%	16,5%	0,9%	11,3%	14,8%	11,9%	2,3%
Niemcy	0,8%	7,9%	10,5%	23,1%	5,6%	11,9%	16,1%	7,9%	1,9%
Węgry	0,3%	11,5%	6,3%	28,5%	4,7%	4,8%	13,3%	11,9%	1,3%
Polska	4,8%	12,0%	8,4%	19,1%	4,4%	14,0%	8,7%	4,5%	4,2%
Słowacja	0,3%	4,3%	8,4%	11,8%	20,8%	21,8%	9,4%	7,9%	1,3%

Przemysł, ze względu na swoją skomplikowaną strukturę (rys. 2), różnorodność występujących technologii oraz sposobów organizacji pracy, jest jednym z najbardziej skomplikowanych sektorów gospodarki. Trudne jest zatem opisanie wszystkich problemów z jakimi boryka się przemysł. Najważniejsze z nich to:

- nadmierna energochłonność i materiałochłonność produkcji, wynikająca m.in. z przestarzałego parku maszynowego oraz złej organizacji pracy,
- zacofanie technologiczne w stosunku do rozwiniętych krajów Europy Zachodniej,
- wysokie ceny energii elektrycznej, szczególnie uwzględniając małe i średnie przedsiębiorstwa
- niska innowacyjność sektora,
- mała konkurencyjność krajowych produktów na światowym rynku, co przejawia się w deficycie wymiany handlowej z zagranicą,
- problemy strukturalne i własnościowe, prywatyzacja największych państwowych przedsiębiorstw,
- niedostateczne środki finansowe kierowane przez producentów na wprowadzanie innowacji, co skutkuje relatywnie niską konkurencyjnością wyrobów, w porównaniu z przodującymi firmami światowymi, nasyceniem rynku krajowego nowymi i używanymi wyrobami firm zagranicznych,
- ograniczenia popytu na produkcję, uzyskanie przez przedsiębiorstwa górnicze stabilnej rentowności, ekonomicznej efektywności oraz konkurencyjności na jednolitym rynku europejskim,

- całkowita liberalizacja handlu niektórymi produktami, np. odzież, tekstylia, związany z tym lawinowy wzrost importu towarów chińskich na rynek światowy.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że jednym z najistotniejszych zagadnień w przemyśle jest jego nadmierna energochłonność. Modernizacja przemysłu powinna szczególnie uwzględniać ten czynnik. Obniżenie zużycia energii poprzez zastosowanie nowoczesnych, mniej energochłonnych technologii powinno być priorytetem dla rozwoju tego sektora gospodarki.

2. Wskaźniki energochłonności w sektorze przemysłowym

Energochłonność jest to stosunek energii włożonej w określone działanie do efektu działania. W zależności od rodzaju energii włożonej może to być energochłonność bezpośrednia lub skumulowana. Jednostka energochłonności stanowi wobec tego iloraz jednostki energii i jednostki efektu działania. W zależności od rodzaju energii włożonej oraz uściślenia efektu działania, tzn. celu działania i jednostki tego efektu działania, jednostki energochłonności mogą być bardzo różne.

Przyjęto założenie, że *wskaźnik energochłonności gałęzi przemysłu* jest to iloraz zużycia energii elektrycznej na 100 Euro produkcji sprzedanej w danej gałęzi przemysłu i wyraża się on wzorem:

$$e = \frac{E_w}{f} \quad (1)$$

gdzie:

e – energochłonność gałęzi przemysłu,

E_w – bezpośrednie zużycie energii elektrycznej w danej gałęzi przemysłu, kWh,

f – efekt działania – wielkość produkcji sprzedanej w danej gałęzi przemysłu, Euro.

Ze względu na specyfikę produktu, jakim jest energia elektryczna, wskaźnik energochłonności produkcji sprzedanej jest najwyższy dla przemysłu elektroenergetycznego, który w 2012 roku wyniósł niespełna 103 kWh/100 Euro. Natomiast najniższym wskaźnikiem energochłonności wykazał się przemysł spożywczy, dla którego wartość wyniosła 11,45 kWh/100 Euro. Zestawiając krajowy przemysł z mocno rozwiniętym przemysłem niemieckim można zauważyć, że jedynie w branżach spożywczej i papierniczej wskaźniki energochłonności osiągają niższe wartości. Natomiast dla pozostałych analizowanych gałęzi przemysłu wartości tych wskaźnika są znacznie wyższe. Znacznie lepiej wygląda porównanie polskiego przemysłu z krajami Europy Środkowej takimi jak Czechy, Słowacja i Węgry (kraje te w tym samym czasie rozpoczęły przemiany gospodarcze i przystąpiły do Unii Europejskiej). Z pośród wymienionych państw Polska charakteryzuje się najniższymi wskaźnikami

energochłonności w przemyśle papierniczym i mineralnym. Porównując gałęzie polskiego przemysłu ze średnią krajów Unii Europejskiej można stwierdzić, że największe zaległości w obniżaniu wskaźników energochłonności występują w przemysłach ciężkich takich jak: metalurgiczny, chemiczny czy górniczy. Energochłonność liczona w kWh na 100 euro produkcji sprzedanej w tych branżach jest niekiedy dwukrotnie wyższa od średniej UE. Istnieją jednak gałęzie polskiego przemysłu, w których wskaźnik energochłonności jest na poziomie średniej europejskiej lub nieco poniżej niej (przemysł papierniczy, spożywczy, mineralny).

Z przeprowadzonych badań i prognoz [7] dla lat 2012-2018 wynika, że dla większości gałęzi spodziewany jest dalszy spadek wielkości wskaźników energochłonności. Należy jednak zwrócić uwagę na spowolnienie tego procesu, co może niekorzystnie wpłynąć na konkurencyjność krajowej gospodarki oraz odstępstwa w realizacji krajowego *zeroenergetycznego* wzrostu gospodarczego.

Tabela 5

Wskaźniki energochłonności w przemyśle w kWh /100 Euro

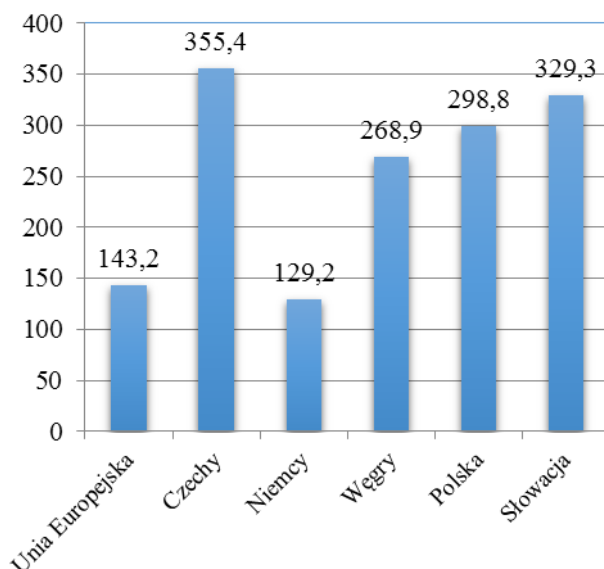
Kraj	P. górniczy	P. spożywczy.	P. papierniczy	P. chemiczny.	P. mineralny.	P. metalurgiczny	P. maszynowy	P. środków transportu	P. drzewny	P. elektroenergetyczny
Unia Europejska	78,33	11,89	81,12	43,37	45,62	49,54	14,07	8,69	13,33	51,79
Czechy	88,80	16,14	120,12	116,79	81,65	63,22	28,20	19,13	23,31	74,27
Niemcy	71,90	13,15	86,56	60,16	49,08	50,45	13,00	10,72	14,96	42,67
Węgry	109,72	11,06	72,42	81,42	67,18	63,87	8,48	10,04	13,73	96,79
Polska	97,56	11,45	78,88	101,12	56,41	93,18	20,17	12,84	20,14	102,83
Słowacja	104,35	20,21	84,19	114,44	98,70	57,27	31,89	9,25	16,82	69,13

3. Podsumowanie

Polska gospodarka jest w dalszym ciągu w procesie transformacji rozpoczętym w 1989 roku, którego efektem końcowym ma być, co najmniej dogonienie wysoko rozwiniętych krajów Europy Zachodniej między innymi pod względem konkurencyjności gospodarki. Aby produkty krajowego przemysłu były konkurencyjne w stosunku do innych towarów musi nastąpić dalszy spadek energochłonności przemysłu. Obniżenie wskaźników energochłonności musi

być spowodowany głównie poprzez inwestowanie w nowe energooszczędne technologie, a nie tak jak obecnie poprzez ograniczenie wielkości produkcji przemysłu ciężkiego czy borykającego się z kłopotami przemysłu górniczego. Państwo powinno poprzez odpowiednie akty prawne promować oszczędzanie energii i jej racjonalne użytkowanie.

Na rys. 3 zestawiono wskaźniki energochłonności gospodarek wybranych państw UE rozumiany, jako zużycie energii brutto podzielone przez PKB wyrażone w kilogramach oleju ekwiwalentnego (kg o.e.) na 1000 Euro. Zestawienie to wykazuje, że polska gospodarka jest ponad dwa razy bardziej energochłonna od średniej Unii Europejskiej. Jednym z aspektów poprawy tego wskaźnika, a tym samym zwiększenia konkurencyjności Polski, jest z pewnością „walka” o poprawę wskaźników energochłonności w analizowanych gałęziach przemysłu.



Rys.3. Energochłonność gospodarki w kg o.e./1000Euro na podstawie [1]

Na szybką poprawę wskaźników energochłonności, a tym samym dogonienie Europy, mają szansę te branże, które znaczną część swojej produkcji eksportują. Takie krajowe przemysły jak środków transportu, maszynowy, drzewny czy mineralny, aby utrzymać swoją konkurencyjność na rynkach światowych muszą mieć, co najmniej na tym samym poziomie wskaźniki energochłonności, co ich zagraniczna konkurencja. Dla pozostałych branż, zwłaszcza tych energochłonnych, takich jak przemysł metalurgiczny czy górniczy, powinny być stworzone przez Państwo programy restrukturyzacyjne/promujące, które uwzględniają w znacznym stopniu poprawę efektywności energetycznej.

Przed Polską stoi również trudny problem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, poprzez dywersyfikację dostaw od partnerów zagranicznych nośników energii pierwotnej, głównie gazu ziemnego i ropy naftowej. Do poprawy bezpieczeństwa energetycznego należy równie zaliczyć rozbudowę i modernizację źródeł pozyskiwania energii elektrycznej z szczególnym uwzględnieniem energetyki rozproszonej oraz energii powstałej z odnawialnych źródeł.

Niezwykle istotnym sektorem z punktu poprawy efektywności energetycznej jest przemysł elektroenergetyczny. Rozwój energetyki czystej ekologicznie powinien być związany z ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych. Niewykluczone jest też, aby spełnić zobowiązania międzynarodowe związane z redukcją emisji gazów cieplarnianych, Polska będzie musiała też rozwiązać trudny do rozwiązania problem budowy elektrowni jądrowej. Ten fakt z kolei powinien przyczynić się do zrewidowania i zaktualizowania Polskiej Polityki Energetycznej.

Literatura

- [1] Eurostat online database
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database
- [2] Główny Urząd Statystyczny, *Rocznik Statystyczny Przemysłu 2013*, Warszawa 2013
- [3] Główny Urząd Statystyczny, *Rocznik Statystyki Międzynarodowej 2012*, Warszawa 2012
- [4] Janusz W, *Zarys strategii rozwoju przemysłu*. Warszawa: Centrum Doradztwa i Informacji Difin, 2006.
- [5] Komisja Unii Europejskiej, *European Energy Policy*. Brussels, 2007.
http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/93135.pdf
- [6] Komisja Unii Europejskiej, *Energy Roadmap 2050*. Brussels, 2011
http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.html
- [7] Kott M., Wnukowska B.: *Forecast of energy intensity indicators for Polish industries*. W: Modern Electric Power Systems, MEPS'10, September, 20-22, 2010, Wrocław

Bartosz KOZŁOWIEC

Instytut Techniki Lotniczej i Mechaniki Stosowanej PW

Michał POŁECKI

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

REZERWA WIRUJĄCA W ELEKTROWNIACH WIATROWYCH

W strukturze podsystemu wytwórczego KSE coraz większy udział mają odnawialne źródła energii. Struktura polskiego sektora energetycznego zmienia się w kierunku „zielonej” energii. Jest to wynikiem zarówno prac legislacyjnych parlamentu europejskiego jak i polskich uregulowań prawnych. Najważniejszym dokumentem międzynarodowym odnoszącym się do ograniczenia gazów cieplarnianych jest protokół z Kioto. Kraje Unii Europejskiej zobowiązały się w traktacie między innymi do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) do poziomu 20% dla wszystkich krajów członkowskich. W tym celu stworzono system wspierania rozwoju OZE. Został on szczegółowo omówiony w referacie [3]. Jak pokazano w referacie [2] duży udział energetyki odnawialnej wpłynie niekorzystnie na stabilność częstotliwościową systemu elektroenergetycznego.

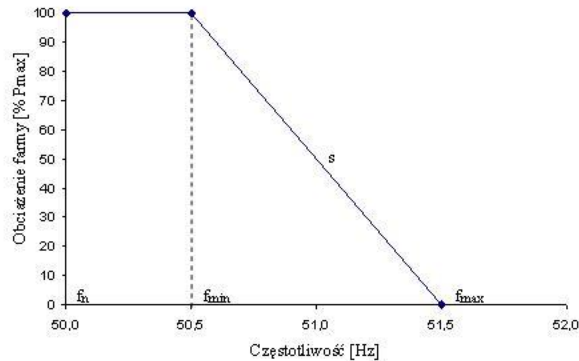
W prezentowanym referacie skupiono się na wybranych aspektach zmian kosztów produkcji energii elektrycznej w dwóch różnych trybach pracy *delta* stanowiących sposób na zwiększenie rezerwy wirującej systemu elektroenergetycznego.

1. Rezerwa wirująca OZE (*delta mode*)

Aktualne polskie uregulowania odnoszące się do energetyki odnawialnej stawiają ją w uprzywilejowanej pozycji. Operator systemu elektroenergetycznego, do którego przyłączono źródło, jest zobligowany do odbierania od wytwórcy całej energii wynikającej z energii pierwotnej (np. prędkości wiatru, nasłonecznienia, strumienia wody itp.) za wyjątkiem sytuacji, gdy stwarza to zagrożenie dla stabilności.

Jednym z typów OZE są farmy wiatrowe (FW). Ramy współpracy farm wiatrowych z siecią elektroenergetyczną określa IRIESP [4]. Farmy wiatrowe o mocy większej lub równej 50 MW muszą posiadać zdalny system sterowania i regulacji mocy.

Stopień redukcji mocy FW (wynikający z aktualnych uregulowań prawnych) prezentuje rysunek 1.



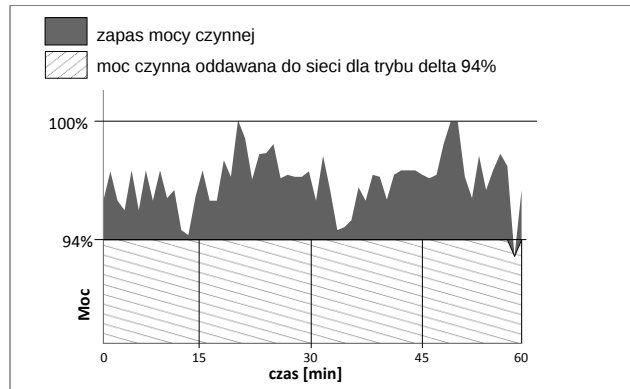
Rys. 1. Standardowa charakterystyka statyczna korekcji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości $P = F(df)$ [4]

Tryby z rezerwą mocy elektrowni wiatrowych, omawiane w niniejszym referacie, to tryb niepełnego wykorzystania mocy FW wynikającej z mocy wiatru. Przykładowe przebiegi mocy w czasie pokazano na rysunkach 2 i 3. Zastosowanie takiej regulacji ma przede wszystkim na celu zwiększenie rezerwy wirującej w systemie. Jak udowodniono w [5] i w [13] tryb *delta* powoduje również zwiększenie zapasu stabilności napięciowej w węzłach bliskich zainstalowanego źródła i wzrost napięć węzłowych systemu.

Przedstawione krzywe są zależnością mocy dostępnej i mocy oddawanej do systemu w funkcji czasu w trybach regulacji:

- odsunięcie od maksymalnego punktu pracy, wyznaczonego z prognoz krótkoterminowych, o stały margines mocy (rysunek 2. w pracy nazwanym wariantem pierwszym),
- odsunięcie od maksymalnego punktu pracy, wynikającego z aktualnych warunków wiatrowych, o określony procent mocy maksymalnej (rysunek 3. w pracy nazwanym wariantem drugim).

W wyniku takiej pracy powstaje zapas mocy możliwy do wykorzystania podczas regulacji częstotliwości SEE.



Rys. 2. Charakterystyka zmienności mocy czynnej w funkcji czasu dla FW przy zadanym delta 94% (pierwszy wariant badań)



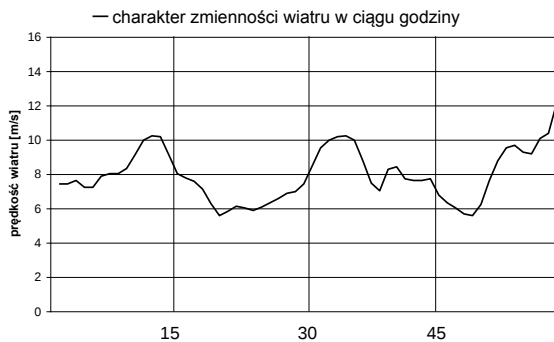
Rys. 3. Charakterystyka zmienności mocy czynnej w funkcji czasu dla FW przy zadanym delta 94% (drugi wariant badań)

W pracy poddano analizie po cztery przypadki regulacji mocy maksymalnej: *delta 98%*, *delta 96%*, *delta 94%*, *delta 92%* dla obu wariantów badań oraz tryb mocy maksymalnej. Wykonano analizy NPV oceniającą efektywność ekonomiczną instalacji FW, które miałyby stałe pracować w zadanym trybie.

2. Model mechaniczny turbiny wiatrowej

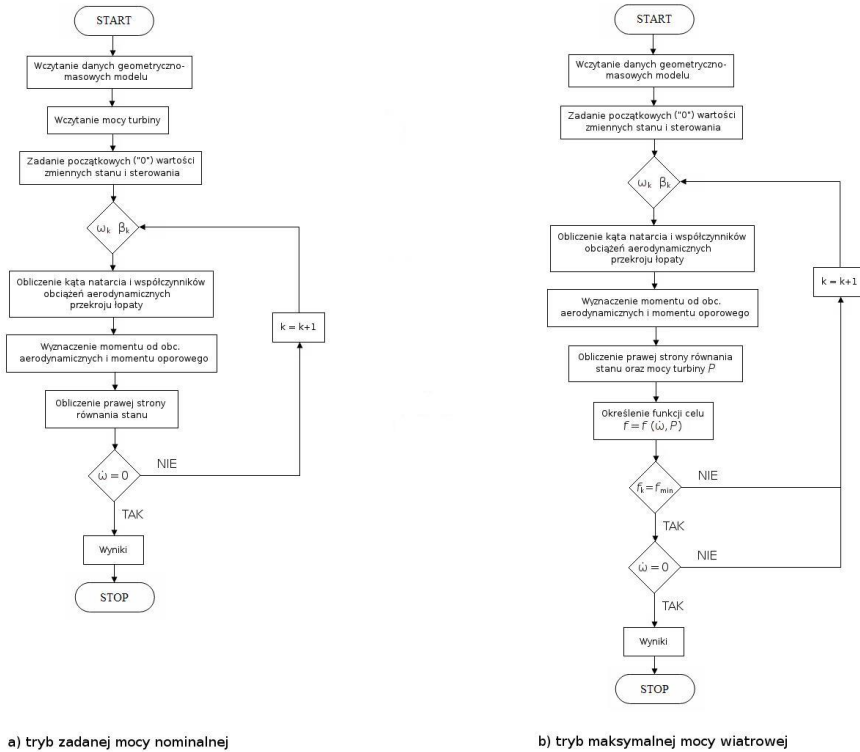
Mechaniczny model pracy turbiny wiatrowej został wykonany w środowisku GNU/Octave na podstawie danych producenta [7]. Kinematyka ruchu wirnika turbiny modelowana jest w sposób quasi-stacjonarny w postaci ciągu punktów wyznaczających warunki pracy ustalonej; zaniedbanie wpływu przeregulowań na odpowiedź modelowanego układu możliwe jest ze względu na

założony przebieg dobowej zmienności wiatru (zilustrowany na rys. 4) oraz dużą bezwładność wirnika.



Rys. 4. Zmienność prędkości wiatru [6]

Model turbiny składa się z trzech części obliczeniowych (modułów): mechanicznej, aerodynamicznej i optymalizacyjnej, podzielonych ze względu na charakter przeprowadzanych w nich obliczeń. Moduły uzupełnione są przez zestawienie danych wejściowych, obejmujących parametry opisujące geometrię, bezwładność oraz aerodynamikę i kryteria zbieżności procesu optymalizacyjnego. Parametry te wczytywane są w pierwszym kroku obliczeń. Moduł mechaniczny zawiera funkcje obliczające: moment sił aerodynamicznych względem osi wału, moment oporowy wirnika oraz przyspieszenie w ruchu obrotowym względem osi wału. Funkcja określająca przyspieszenie kątowe opisywana jest przez podstawowe równanie stanu modelu. Zmienną stanu jest w nim prędkość obrotowa wirnika, natomiast dwiema zmiennymi sterującymi – kątem nastawienia łopaty oraz składową prędkości wiatru równoległą do osi wału wirnika. Moduł aerodynamiczny pozwala na określenie obciążeń aerodynamicznych działających na łopaty wirnika, w szczególności ich rzutów na płaszczyznę obrotu, przekazywanych do odpowiedniej funkcji modułu mechanicznego. Obciążenia obliczane są z wykorzystaniem metody elementu łopaty: dla kolejnych przekrojów poprzecznych (profilu) na podstawie przekazanego na wejściu kąta natarcia, a następnie całkowane wzdłuż rozpiętości łopaty. Część optymalizacyjna modelu odpowiada za wyznaczenie stanu równowagi dynamicznej wirnika przy zadanej mocy nominalnej turbiny. W tym celu rozwiązywane jest nieliniowe równanie ruchu, opisane przez jedną z funkcji modułu mechanicznego. Miejsce zerowe równania wyznaczone jest przy użyciu metody Levenberga-Marquardta, zaimplementowanej w środowisku Octave. Szczegóły interakcji pomiędzy poszczególnymi częściami modelu oraz kolejność obliczeń przedstawione zostały na schemacie blokowym poniżej.



Rys. 5. Schemat funkcjonowania programu modelującego pracę turbiny wiatrowej

3. Analiza zużycia elementów wirujących turbiny wiatrowej

Zużycie elementów wirujących turbiny wiatrowej określone zostało na podstawie założonego profilu prędkości wiatru obejmującego:

- godzinowy przebieg zmienności wiatru dla wariantu pierwszego badań,
- przebieg zmienności w ciągu 72 godzin z pomiarem wykonywanym co 10 minut.

Na potrzeby estymacji zużycia turbiny założono, że obliczona w modelu mechanicznym prędkość obrotowa wirnika pozostaje jednakowa dla wszystkich trybów pracy *delta-mode*. Kolejnym założeniem wykonanej analizy jest decydujący wpływ zużycia koła zębatego zamontowanego na wale głównym na kondycję układu przeniesienia mocy turbiny. Granica zmęczenia koła zębatego wyznacza zatem długość życia całego mechanizmu. Podstawowym wymaganiem wytrzymałościowym stawianym materiałom na przekładnie zębate jest wytrzymałość na zginanie [8]. Wobec powyższych założeń naprężenia gnące w zazębieniu

zostały przyjęte za wyznacznik zużycia przekładni. Naprężenia działające w zazębieniu są wprost proporcjonalne do siły w zazębieniu (na podstawie standardu AGMA) a zatem również do momentu obrotowego na wale wirnika. Wykorzystując wartości momentu na wale obliczone w modelu mechanicznym turbiny, wyznaczono rozkład naprężeń gnących w zazębieniu dla zakładanego 72-godzinnego cyklu pracy wirnika. Do wyznaczenia długości życia przekładni wykorzystana została metoda kropli wody *rainflow-counting*. Jest to rodzaj analizy zużycia materiału oparty na zliczaniu cykli obciążeń o jednakowych amplitudach, z uwzględnieniem stosunku obciążenia minimalnego do maksymalnego w danym cyklu. Ze względu na dużą liczbę analizowanych punktów pracy przekładni, algorytm *rainflow-counting* został zaimplementowany, a następnie przeprowadzony w środowisku GNU/Octave. Finalnym etapem analizy było wyznaczenie ресурсu przekładni dla poszczególnych trybów pracy. W tym celu posłużono się krzywą zużycia (S-N) dla stali 1045 (stal do powierzchniowego utwardzania, odporna na zużycie, o wysokiej udarności rdzenia) [9]. Wyniki analizy przedstawione zostały w tabeli 1.

Tabela 1

Zmiana długości czasu użytkowania elektrowni dla poszczególnych trybów w dwóch badanych wariantach

Tryb pracy elektrowni	Zwiększenie czasu użytkowania elektrowni dla wariantu pierwszego	Zwiększenie czasu użytkowania elektrowni dla wariantu drugiego
Moc znamionowa	100,00%	
<i>Delta</i> 98%	106,36%	113,38%
<i>Delta</i> 96%	109,66%	128,91%
<i>Delta</i> 94%	120,76%	146,86%
<i>Delta</i> 92%	124,06%	167,83%

Warto zauważyć, że prezentowany wzrost długości życia ma charakter nieliniowy wraz z liniowo spadającym obciążeniem, co odpowiada ogólnemu przebiegowi krzywej Woehlera dla stopów żelaza. Autorzy podkreślają jednocześnie, że decydujące znaczenie w estymacji długości życia turbiny wiatrowej może mieć – oprócz przekładni zębatej – nieanalizowane tu zużycie łopat wirnika, zbudowanych najczęściej z kompozytów polimerowych zbrojonych włóknem szklanym. Analiza zmęczeniowa dużych struktur kompozytowych pozostaje słabo poznanym zagadnieniem, wymagającym badań [11].

4. Wartość bieżąca netto

Współczynnik wartości bieżącej netto (NPV) to metoda oceny ekonomicznej inwestycji rzeczowej. W niniejszym referacie przeprowadzono taką analizę dla porównania zasadności ekonomicznej zastosowania dwóch badanych wariantów trybu pracy delta. Założone koszty niezbędne do badań były pobrane z [1]. Analizowano budowę farmy wiatrowej morskiej o łącznej mocy zainstalowanej 200 MW i stopnia wyzyskania 0,39. Prowadząc analizy ekonomiczne postawiono założenie, że czas użytkowania przekładni warunkuje czas użytkowania całej elektrowni. Wartość stopy dyskonta równa się 7%. Wyniki prezentuje tabela 2.

Tabela 2

Wyniki obliczeń wartości zaktualizowanej netto dla analizowanych wariantów, w euro

Rozważany przypadek	Moc znamionowa (100%)	wariant 1			
		delta 98%	delta 96%	delta 94%	delta 92%
Czas zwrotu kapitału w latach	11	11	11	11	11
Zwrot kapitału po 20 latach	192,5787	187,7993	183,0199	178,2404	173,461
Zwrot kapitału na koniec inwestycji	192,5787	201,0852	208,5299	225,671	230,4387
Rozważany przypadek	Moc znamionowa (100%)	wariant 2			
		delta 98%	delta 96%	delta 94%	delta 92%
Czas zwrotu kapitału w latach	11	11	11	12	12
Zwrot kapitału po 20 latach	192,5787	179,7272	166,8756	154,024	141,1724
Zwrot kapitału na koniec inwestycji	192,5787	205,1045	223,2514	241,7392	251,2982

Należy zauważyć, że w wariantcie 1 moc oddawana do sieci (w zależności od zmienności wiatru) może się znacząco różnić od mocy oddawanej w 2 wariantcie. W wariantcie 2 moc zawsze będzie mniejsza od mocy wynikającej z warunków wietrznych, podczas gdy, w wariantcie 1 moc oddawana do sieci może być chwilami równa mocy maksymalnej turbiny dla danej prędkości wiatru. Uwzględnienie tego warunku istotnie wpływa na rachunek ekonomiczny stosowania tego rozwiązania w FW (w głównej mierze na szybkość zwrotu kapitału – tabela 2). Na podstawie tabeli 1, przedstawiającej czas użytkowania elektrowni, opracowano tabelę 2, w której zamieszczono wyniki analizy NPV.

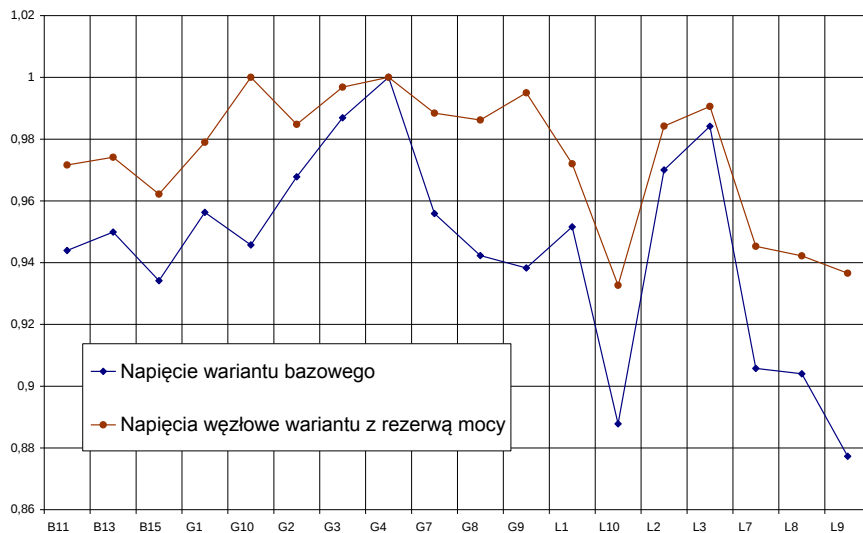
Czas zwrotu kapitału. Wielkość ta jest dla niemalże równa dla wszystkich rozpatrywanych przypadków i wynosi 11 lat. Dopiero zastosowanie wariantu 2 i przyjęcie *delta* 94% lub 92% wydłuża czas odzyskiwania nakładów początkowych inwestora o rok.

Zwrot kapitału po 20 latach wyrażony w mln euro. Początkowy koszt inwestycji to 450 mln euro. Najszybszy zwrot uzyskujemy przy optymalnym dla wytwarzania ustawieniu łopat wirnika. Wariant 1 cechuje się znacznie szybszym wzrostem zaktualizowanej wartości netto w stosunku do wariantu 2.

Zwrot kapitału po okresie uznanym za maksymalny czas użytkowania elektrowni. Wariant 2 z uwagi na znacznie dłuższy ресурс elektrowni FW uzyskał najlepsze rezultaty.

5. Regulacja napięć

Współpraca FW z rezerwą mocy czynnej poprzez falowniki z komutacją wymuszoną zwiększa możliwości generacji mocy biernej [6, 12]. Zastosowanie odpowiedniej strategii sterowania [12] zwiększa napięcia w sieci oraz zwiększa stabilność napięciową badanego systemu. Badania na systemie testowym Cigre – siedmiogeneratorowym z przyłączonymi dodatkowymi odbiorcami i generatorami na poziomie 110 kV – pokazały jednoznacznie, że napięcie przy zastosowaniu rezerwy mocy w FW podnosi się do poziomu napięcia znamionowego (rysunek 6).



Rys. 6. Napięcia węzłowe w systemie testowym

Straty mocy badanego systemu testowego, dla którego suma mocy odbieranych wynosiła 1907 MW, po zastosowania programu utrzymania rezerwy mocy, obniżyły się z 40,35 MW do 30,75 MW. Oznacza to, że poziom strat mocy w sieciach 220 kV i 110 kV zmniejszył się o 24%.

6. Wnioski

Jak pokazano w przedstawionym rozdziale, zastosowanie utrzymywania rezerwy wirującej w elektrowniach wiatrowych przynosi wydłużenie czasu użytkowania elementów turbiny wiatrowej. Na podstawie analizy NPV udowodniono, że przy założonych w pracy warunkach, inwestycja jest bardziej opłacalna przy zastosowaniu trybu ze zredukowaną mocą FW w stosunku do trybu mocy maksymalnej (bez rezerwy). Twierdzenie to stanowi oparcie dla przyszłych, pogłębionych analiz dotyczących kosztów wytwarzania energii w elektrowniach wiatrowych i ewentualnym zmniejszaniu kosztów jednostkowych wytwarzania energii z tego typu źródeł.

Pokazano również różnice czasu użytkowania układów przekazywania mocy mechanicznej jak i ekonomiczne konsekwencje zastosowania różnych strategii wycofania części mocy czynnej z FW. Modele zmęczenia, na podstawie których dokonano porównania przypadków, zostały ograniczone do analizy elementu najbardziej podatnego na uszkodzenia – przekładni. Dalszy wysiłek badawczy powinien być skierowany w stronę możliwego uszczegółowienia modelu elektrowni wiatrowej.

Literatura

- [1] Paska J. *Wybrane aspekty wykorzystania rozproszonych źródeł energii*. INPE zeszyt 46, grudzień 2013.
- [2] Robak S., Rasolomampionona D. *Wybrane zagadnienia regulacji częstotliwości w systemie z dużym udziałem odnawialnych źródeł energii*. Rynek Energii 2012
- [3] Soliński B.: *Rynkowe systemy wsparcia odnawialnych źródeł energii-porównanie systemów taryf gwarantowanych z systemem zielonych certyfikatów*. Polityka Energetyczna, tom 11, Nr 2, 2008.
- [4] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Polskie sieci energetyczne S.A.
- [5] Polecki M.: *Możliwości wykorzystania trybu pracy delta mode w elektrowniach wiatrowych dla zwiększenia stabilności napięciowej SEE*. Materiały Konferencji Naukowej „Optymalizacja w elektroenergetyce”, 2012
- [6] Yih-Huei Wan: *Wind power plant behaviors: analyses of long term wind power data*, National renewable energy laboratory, September 2004
- [7] <http://www.4coffshore.com/windfarms/turbine-areva-wind-m5000-116-tid2.html>
- [8] A. Dziama, Z. Osiński, M. Warszyński, J. Wróbel: *Podstawy Konstrukcji Maszyn*, PWN SA, Warszawa 1999, 2010
- [9] <https://www.efatigue.com/constantamplitude/background/stresslife.html>

- [10] Sobierajski M., Kremens Z.: *Analiza systemów elektroenergetycznych*, WNT, Warszawa 1996
- [11] Kensch C. W.: *Fatigue of composites for wind turbines*. 3rd International Conference on Fatigue of Composites, Kyoto 2004.
- [12] Polecki M.: *Uwarunkowania i analizy trybu pracy delta odnawialnych źródeł energii dla obszarowej regulacji napięć i poprawy stabilności napięciowej systemu elektroenergetycznego*, Grant Dziekański 2013

Piotr MARCHEL, Józef PASKA

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki

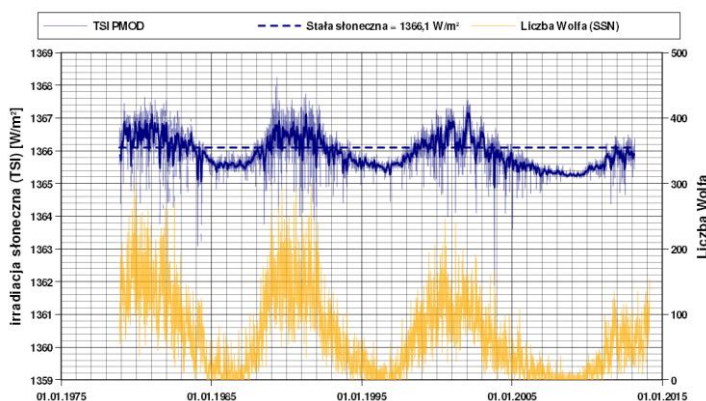
MODELOWANIE NIEZAWODNOŚCI SŁONECZNYCH ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNYCH

Obecnie, coraz większy jest udział wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, wykorzystujących odnawialne zasoby energii (OZE), których rozwój jest wspierany dyrektywami UE i krajowymi regulacjami prawnymi. Ich praca często podlega ograniczeniom zewnętrznym, takim jak dostępność energii pierwotnej. Dotyczy to przede wszystkim elektrowni wiatrowych i słonecznych.

W przypadku tych ostatnich dostępność energii pierwotnej, czyli promieniowania słonecznego, ma charakter częściowo stochastyczny, pomimo istnienia wyraźnej powtarzalności dobowej i rocznej. Pierwszym krokiem, dzięki któremu będzie można tworzyć modele tego typu elektrowni jest oddzielenie składnika deterministycznego, związanego z dostępnością energii słońca na zewnętrznej granicy atmosfery oraz składnika losowego związanego z ograniczeniem promieniowania przez atmosferę.

1. (Nie całkiem) stała słoneczna i natężenie promieniowania słonecznego w określonej lokalizacji

Stała słoneczna, zwana również całkowitą irradacją słoneczną, jest definiowana jako ilość energii, jaką promieniowanie słoneczne przenosi w jednostce czasu przez jednostkową powierzchnię ustawioną prostopadle do promieniowania w średniej odległości Ziemi od Słońca przed wejściem promieniowania do atmosfery. Wartość ta nie jest dokładnie stała i zależy głównie od aktywności słonecznej. Aktywność Słońca ma charakter cykliczny - cykl słoneczny trwa około 11 lat. W tym czasie Słońce przechodzi od stanu niskiej aktywności, zwanego minimum słonecznym, przez stan wysokiej aktywności, zwany maksimum, z powrotem do stanu niskiej aktywności. Stan zwiększonej aktywności wiąże się z występowaniem dużej liczby plam słonecznych. Są to widoczne na powierzchni Słońca niejednorodne obszary o niższej temperaturze i jasności oraz silnym polu magnetycznym. Obszar otaczający plamy charakteryzuje się zwiększoną jasnością. W czasie, gdy występują plamy, promieniowanie słoneczne jest intensywniejsze. Związek aktywności Słońca, wyrażanej za pomocą liczby Wolfa związanej z liczbą plam słonecznych, z mierzoną irradacją słoneczną PMOD TSI można zaobserwować na rys. 1 [5, 6].



Rys. 1. Przebieg irradacji słonecznej (PMOD TSI) [5] oraz liczby Wolfa [6] od 1978 r. (linią przerywaną zaznaczono przyjmowaną wartość stałej słonecznej 1366,1 W/m²)

W przebiegu irradacji można dostrzec również pewne chwilowe spadki wynikające z przejścia obiektów pomiędzy Słońcem a Ziemią, czyli z zaćmień Słońca. Ich wpływ jest jednak znikomy. Zmiany irradacji w czasie cyklu nie są duże, w praktyce poniżej 0,2%. Dlatego w obliczeniach dotyczących energetyki słonecznej można przyjąć wartość równą 1366,1 W/m². Jednak należy pamiętać o tym, że nie jest to typowa stała fizyczna i jej wartość może ulegać zmianom. Obecny 24 cykl słoneczny jest jednym ze słabszych, a prognozuje się, że kolejny 25 cykl będzie jeszcze słabszy. Może to skutkować obniżeniem natężenia promieniowania słonecznego w kolejnych dziesięcioleciach.

Określenie stałej słonecznej pozwala na wyznaczenie teoretycznej maksymalnej ilości energii promieniowania słonecznego, która przypada na jednostkę powierzchni Ziemi w określonej lokalizacji i chwili, przy założeniu, że promieniowanie nie ulega pochłonięciu, rozproszeniu ani odbiciu w atmosferze. Zakłada się, że strumień promieniowania słonecznego jest równoległy do prostej łączącej Słońce i Ziemię. Kąt pomiędzy tą prostą a płaszczyzną równika jest nazywany deklinacją słoneczną i oznaczany δ (rys. 2). Ze względu na pochylenie osi Ziemi w stosunku do orbity o kąt 23,45° deklinacja zmienia się w zakresie od -23,45° (w czasie przesilenia letniego 22 czerwca) do +23,45° (przesilenie zimowe 22 grudnia). Parametr ten jest odpowiedzialny za sezonowe zmiany natężenia promieniowania słonecznego. Jej wartość dla n -tego dnia roku można wyznaczyć z formuły Coopera [3]:

$$\delta = 23,45^\circ \sin\left(360^\circ \frac{284+n}{365}\right), \quad (1)$$

gdzie n jest numerem dnia roku (1 dla 1 stycznia).

Kolejnym ważnym dla opisu padania promieniowania słonecznego na Ziemię parametrem jest kąt godzinowy Słońca ω . Jest to kąt zawarty pomiędzy lokalnym południkiem M , a południkiem w płaszczyźnie którego znajduje się Słońce (rys. 2). Kąt ten jest równy 0° o godzinie 12.00 czasu słonecznego $t_{\text{słon}}$,

a każda godzina różnicy po południu zwiększa ten kąt o 15° , zaś przed południem zmniejsza o 15° . Zatem kąt godzinowy może być wyznaczony z równania [1, 2]:

$$\omega = 15^\circ \cdot (t_{slon} - 12.00), \quad (2)$$

gdzie t_{slon} jest czasem słonecznym, który może być wyznaczony z zależności:

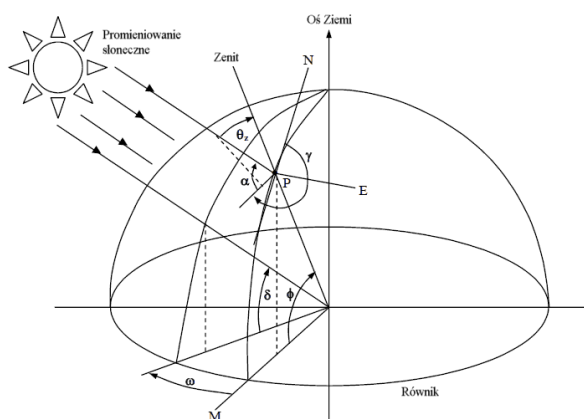
$$t_{slon} = t_{stref} + 4'(L_{st} - M) + E, \quad (3)$$

gdzie: t_{stref} – lokalny czas strefowy; $(L_{st} - M)$ – kąt (w stopniach) pomiędzy południkiem, według którego jest wyznaczany czas strefowy L_{st} , a lokalnym południkiem M ; E – poprawka wyznaczana z równania czasu (w minutach) [9]:

$$E = 9,87 \sin 2B - 7,53 \cos B - 1,5 \sin B, \quad (4)$$

$$B = 360^\circ \cdot \frac{n - 81}{365},$$

gdzie: n – numer dnia w roku.



Rys. 2. Zależności geometryczne pomiędzy promieniowaniem słonecznym a określonym punktem na Ziemi (P) [1]

Promieniowanie słoneczne trafia w dowolny punkt kuli ziemskiej pod kątem θ_z względem normalnej do płaszczyzny, czyli względem zenitu (rys. 2). Nazywany jest on kątem zenitalnym. Można go obliczyć z następującej zależności [2]:

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega, \quad (5)$$

gdzie: δ – deklinacja słoneczna, ϕ – szerokość geograficzna, ω – kąt godzinowy Słońca.

Ponieważ orbita Ziemi nie jest kołowa a eliptyczna, to natężenie promieniowania docierającego do zewnętrznych warstw atmosfery zależy również od odległości od Słońca [4]:

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \left(360^\circ \frac{n}{365} \right) \right), \quad (6)$$

gdzie: G_{on} – gęstość strumienia promieniowania w płaszczyźnie normalnej do kierunku promieniowania (w W/m^2); G_{sc} – stała słoneczna ($1366,1 \text{ W/m}^2$); n - numer dnia w roku.

Z powyższych zależności można określić ilość energii promieniowania słonecznego przypadającą na jednostkę powierzchni, czyli gęstość strumienia promieniowania w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi G_p :

$$G_p = G_{on} \cos \theta_z, \quad (7)$$

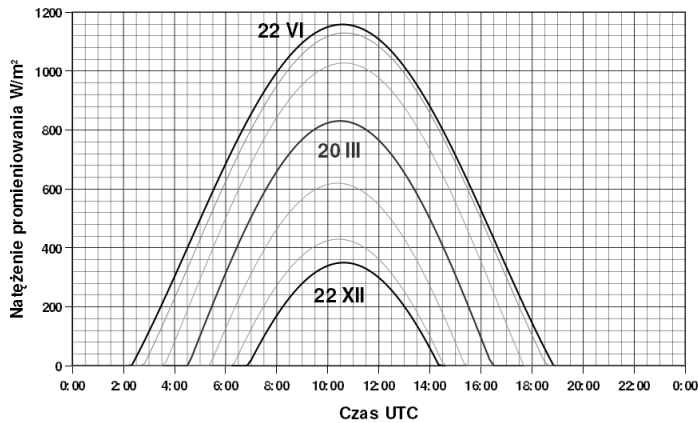
Jest to przypadek szczególny, gdy jest poszukiwane natężenie promieniowania padającego na panele ułożone płasko, równoległe do powierzchni. Jeżeli są one ukierunkowane na południe i pochylone względem poziomu pod kątem β , wówczas odpowiada to sytuacji, gdy panele są umieszczone płasko na innej teoretycznie wyznaczonej szerokości geograficznej równej $\phi - \beta$. W takim przypadku kąt θ pomiędzy kierunkiem padania promieni słonecznych a prostopadłą do płaszczyzny paneli jest wyznaczany z zależności:

$$\cos \theta = \sin \delta \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \cos(\phi - \beta) \cos \omega, \quad (8)$$

Wówczas gęstość promieniowania wyniesie:

$$G_p = G_{on} \cos \theta, \quad (9)$$

Na rys. 3 przedstawiono wyznaczone wartości gęstości strumienia promieniowania słonecznego przechodzącego przez płaszczyznę równoległą do powierzchni i docierającego do górnych warstw atmosfery dla Warszawy ($52,2^\circ \text{ N}$; $20,9^\circ \text{ E}$), w wybranych dniach roku (przesilenie zimowe i letnie oraz równonoc wiosenna).



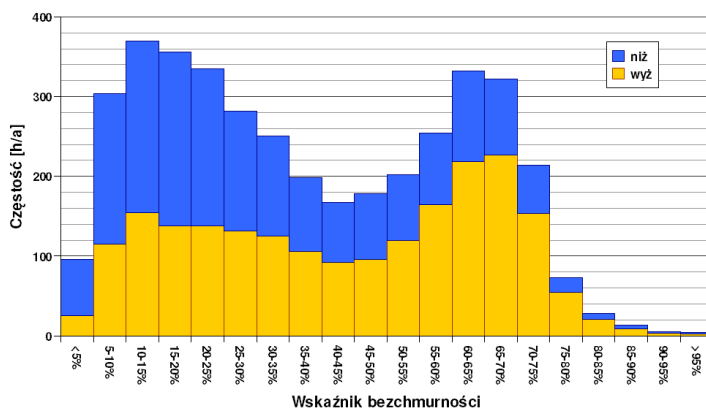
Rys. 3. Wyznaczone natężenie promieniowania słonecznego docierającego do górnych warstw atmosfery i padającego na płaszczyznę równoległą do powierzchni Ziemi w Warszawie, dla wybranych dni roku

2. Natężenie promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni Ziemi i wskaźnik bezchmurności

Wyznaczone w poprzednim podrozdziale wartości natężenia promieniowania dotyczą górnych warstw atmosfery. Elektrownie fotowoltaiczne wykorzystują jedynie część tej energii, która dociera do powierzchni Ziemi. Przejście przez atmosferę wiąże się z odbiciem, rozproszeniem i pochłonięciem części strumienia promieniowania słonecznego. Można zdefiniować wskaźnik bezchmurności:

$$k_b = \frac{G_p}{G_z}, \quad (9)$$

gdzie: G_p jest gęstością strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi (w W/m^2), zaś G_z jest gęstością strumienia promieniowania, który dociera do powierzchni Ziemi.



Rys. 4. Histogram wskaźnika bezchmurności na podstawie danych zebranych na stacji meteo Warszawa-Ursus [7]

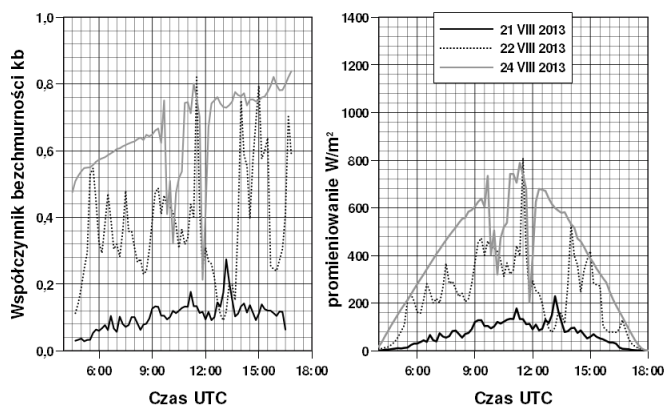
Wskaźnik k_b jest silnie powiązany z zachmurzeniem. Wyznacza się go jedynie dla godzin dziennych. Może przybierać wartości od 0, gdy całe promieniowanie słoneczne zostaje odbite lub pochłonięte przez atmosferę, do 1, gdy atmosfera nie ogranicza dostępu promieni słonecznych do Ziemi. W praktyce zakres ten jest nieco węższy. Zdarzają się dni, gdy zaledwie kilka procent promieniowania słonecznego przebija się przez grubą warstwę chmur warstwowych nimbostratus, a pomimo środka dnia trzeba korzystać ze sztucznego oświetlenia. Również wypiętrzające się chmury burzowe cumulonimbus mogą stworzyć skuteczną barierę blokującą dostęp promieniom słonecznym. Z drugiej strony, nawet przy zupełnie bezchmurnym niebie część energii docierającej do Ziemi zostaje odbita i rozproszona w atmosferze. Dlatego

w rzeczywistości wskaźnik bezchmurności bardzo rzadko osiąga wartości większe niż 0,8. Można to zauważyć na histogramie wskaźnika bezchmurności pokazanym na rys. 4. Został on wyznaczony na podstawie danych pomiarowych ze stacji meteorologicznej Warszawa-Ursus [7]. Oddzielnie przedstawiono dane dla chwil, gdy ciśnienie atmosferyczne było poniżej średniej – oznaczone jako niż, oraz te, gdy ciśnienie było powyżej średniej – oznaczone jako wyż.

Dla analizowanej stacji wyznaczona wartość średnia wskaźnika bezchmurności wyniosła 0,384 przy odchyleniu standardowym 0,226. Oznacza to, że średnio niecałe 40% energii słonecznej w Warszawie dociera do powierzchni Ziemi, zaś stosunkowa duża wartość odchylenia standardowego świadczy o dużej zmienności zachmurzenia w ciągu roku. Ukazane na histogramie (rys. 4) dwa maksima stanowią podstawę do przypuszczenia, że można wyróżnić dwa dominujące rodzaje pogody: słoneczną, gdy wskaźnik bezchmurności wynosi ok. $0,6 \div 0,7$ oraz pochmurną, gdy wartości mieszczą się w zakresie $0,05 \div 0,30$. Pierwszy typ pogody jest dominujący podczas wyżu, natomiast drugi najczęściej występuje w czasie niżu. Nie jest to jednak regułą.

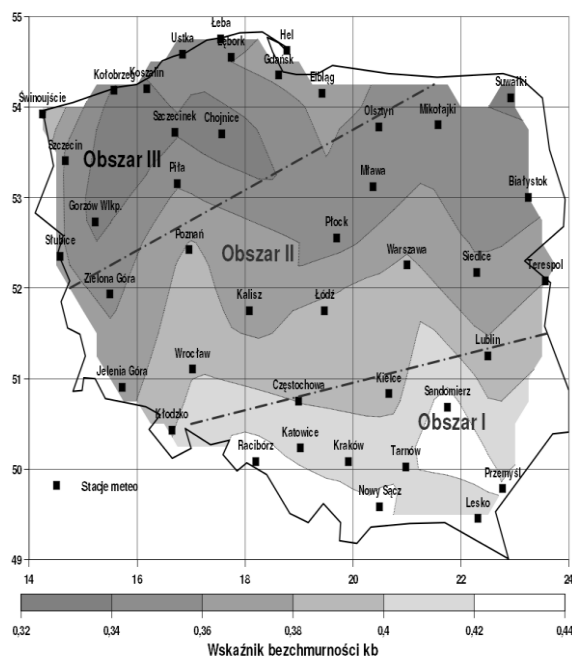
Przyjmując wartość wskaźnika bezchmurności $k_{b,gr} = 0,35$ jako graniczną można dokonać pewnej klasyfikacji dni wg typu pogody. Dni, w których wartość tego wskaźnika utrzymuje się poniżej wartości granicznej można nazwać dniami pochmurnymi; dni, gdy wartości wskaźnika są powyżej progu – dniami pogodnymi. Jeżeli w pierwszej części dnia wartości wskaźnika k_b były poniżej 0,35; zaś później wzrosły powyżej tej wartości wówczas można zakwalifikować dzień, jako taki, w którym się zachmurzyło. W przeciwnym razie można mówić o dniu, gdy się rozpogodziło. Pozostałe dni są to dni o zmiennym zachmurzeniu. Na podstawie analizy danych pomiarowych dla stacji meteo Warszawa-Ursus [7] można stwierdzić, że w roku 2013: dni pogodnych było 54 (14,8% dni w roku); dni pochmurnych 88 (24,1%); dni, gdy się zachmurzyło – 34 (9,3%); dni z rozpogodzeniem – 48 (13,1%); dni ze zmiennym zachmurzeniem – 141 (38,6%). Można zatem sądzić, że klimat Warszawy charakteryzuje się dużą zmiennością zachmurzenia. Przykład tej zmienności pokazano na rys. 5 dla danych z: 21, 22 oraz 24 sierpnia 2013 r.

Dzień 21 sierpnia był pochmurny. Wartości współczynnika bezchmurności mieściły się w przydziale $0,03 \div 0,19$. Kolejny dzień, 22 sierpnia, charakteryzował się dużą zmiennością zachmurzenia. Współczynnik bezchmurności przybierał wartości od 0,1 do ponad 0,8. Dwa dni później, 24 sierpnia, niebo było praktycznie bezchmurne. Współczynnik bezchmurności przyjmował wartości pomiędzy 0,5 a 0,85.



Rys. 5. Współczynnik bezchmurności oraz natężenie promieniowania słonecznego w dniach 21, 22 oraz 24 sierpnia 2013 dla danych ze stacji Warszawa-Ursus [7]

Do zbadania charakteru wskaźnika bezchmurności w Polsce zostały wykorzystane dane klimatyczne udostępniane przez Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju do celów obliczeń energetycznych budynków [11]. Wykonano obliczenia dla 42 stacji meteorologicznych. Uzyskane wyniki pozwoliły stworzyć mapę średniej wartości wskaźnika bezchmurności k_{bsr} w Polsce (rys. 6).

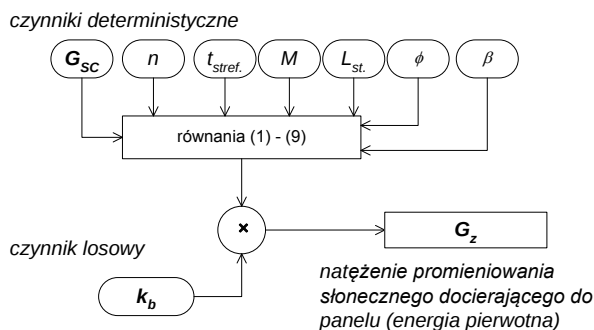


Rys. 6. Średnie wartości wskaźnika bezchmurności k_{bsr} w Polsce oraz proponowany podział na obszary o różnych warunkach nasłonecznienia

Wartości średnie wskaźnika bezchmurności są silnie związane z rocznym nasłonecznieniem. W południowej Polsce średnia wartość wskaźnika bezchmurności przekracza 0,42, co oznacza, że przeciętnie ponad 40% energii słonecznej dociera do powierzchni Ziemi. W północno-zachodniej Polsce wskaźnik ten nie przekracza 0,34. Uzyskane wyniki wskazują, że do celów modelowania niezawodności elektrowni słonecznych można podzielić Polskę na 3 obszary o nieco odmiennych warunkach nasłonecznienia (rys. 6): I – Polska południowo-wschodnia; II – Polska centralna oraz III – Polska północno-zachodnia.

3. Modelowanie dostępności energii pierwotnej dla elektrowni słonecznych

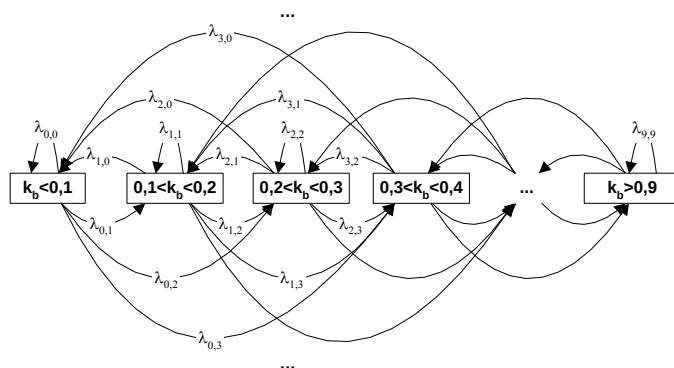
Rozważania przeprowadzane w poprzednich rozdziałach pozwalają na wydzielenie w dostępności energii pierwotnej (czyli natężeniu promieniowania docierającego do panelu) dla elektrowni fotowoltaicznej czynników deterministycznych oraz czynnika losowego, czyli wskaźnika bezchmurności (rys. 7).



Rys. 7. Schemat wyznaczania dostępności energii pierwotnej dla elektrowni fotowoltaicznych

Pozwala to na modelowanie dostępności energii pierwotnej, a co za tym idzie również zachowania się elektrowni fotowoltaicznej, przy użyciu tylko jednej zmiennej losowej – wskaźnika bezchmurności k_b . W stosunku do niej można zastosować analogiczne podejście, jak w przypadku modelowania zmienności prędkości wiatru [10], wykorzystując metodę procesów Markowa.

Wartościom przyjmowanym przez wskaźnik bezchmurności można przyporządkować stany procesu Markowa. Na przykład stan 0 oznacza wartości $k_b \in <0; 0,1)$, stan 1 to wartości $k_b \in <0,1; 0,2)$ itd. (rys. 8). Intensywności przejść między stanami wyznacza się z analizy statystycznych danych meteorologicznych dla wybranej lokalizacji elektrowni fotowoltaicznej.

Rys. 8. Schemat łańcucha Markowa użytego do modelowania wskaźnika bezchmurności k_b

W wyniku analizy danych meteo ze stacji Warszawa-Ursus [7] uzyskano intensywności przejść między stanami przedstawione w tabeli 1. Intensywności te dotyczą przedziałów 10-minutowych. Oznacza to, że prawdopodobieństwo przejścia ze stanu n do stanu m w ciągu 10 min wynosi $\lambda_{n,m}$.

Tabela 1

Intensywności przejść pomiędzy stanami $\lambda_{n,m}$

Ze stanu n	Do stanu m									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0,809	0,186	0,004	0	0	0	0	0	0	0
1	0,087	0,746	0,147	0,013	0,004	0,002	0	0	0	0
2	0,004	0,159	0,612	0,170	0,030	0,013	0,006	0,004	0	0
3	0,001	0,017	0,208	0,503	0,170	0,064	0,025	0,010	0,001	0
4	0	0,009	0,057	0,187	0,422	0,203	0,085	0,030	0,005	0,001
5	0	0,003	0,021	0,058	0,133	0,551	0,182	0,046	0,006	0
6	0	0,002	0,007	0,017	0,044	0,116	0,725	0,083	0,005	0,001
7	0	0	0,005	0,022	0,037	0,072	0,176	0,649	0,037	0,002
8	0	0	0,009	0,026	0,039	0,039	0,094	0,202	0,515	0,077
9	0	0	0	0	0,025	0,025	0,125	0,075	0,275	0,475
dowolny	0,901	1,123	1,071	0,997	0,905	1,085	1,419	1,100	0,845	0,555

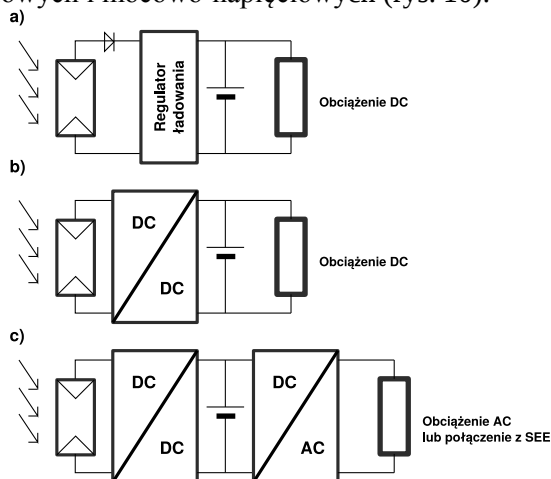
Dysponując takim modelem Markowa (dane jak w tabeli 1) można wygenerować szereg wartości natężenia promieniowania docierającego do panelu fotowoltaicznego. Algorytm postępowania jest następujący:

1. Wylosuj stan początkowy. Prawdopodobieństwo każdego ze stanów jest proporcjonalne do częstości występowania stanu w danych meteorologicznych.
2. Na podstawie wylosowanego stanu przyjmij wartość wskaźnika bezchmurności k_b jako środek przedziału wartości dla danego stanu.

3. Korzystając z zależności (1)-(9) oblicz gęstość strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi G_p . Uzyskana wartość gęstości strumienia promieniowania słonecznego w analizowanym okresie 10 min. jest równa iloczynowi obu wyznaczonych wielkości: $G_z = k_b \cdot G_p$.
4. Wylosuj kolejny stan. Prawdopodobieństwo przejścia z n -tego stanu do m -tego wynosi $\lambda_{n,m}$.
5. Powtarzaj kroki od 2 do 4 odpowiednią liczbę razy. Aby uzyskać model natężenia promieniowania słonecznego dla 1 roku, należy powyższe kroki wykonać 52 560 razy.

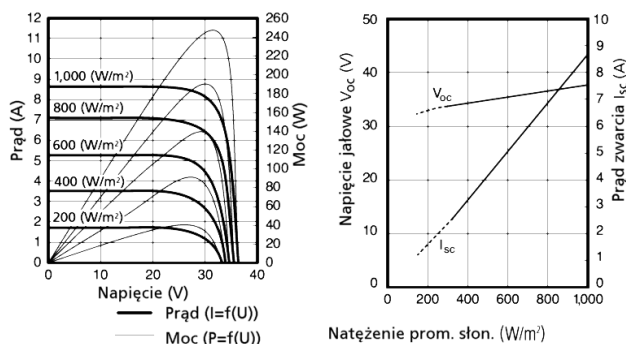
4. Modelowanie mocy wyjściowej i niezawodności słonecznych elektrowni fotowoltaicznych

Kolejnym krokiem jest utworzenie modelu samej elektrowni fotowoltaicznej. Składa się ona na ogół z odpowiedniej liczby modułów fotowoltaicznych, akumulatora bądź zespołu akumulatorów oraz układów elektronicznych i energoelektronicznych, których rolą jest nadzór i sterowanie pracą elektrowni oraz przetwarzanie napięcia na pożądany na wyjściu rodzaj (prąd stały lub przemienny) i poziom (rys. 9). Układy te stanowią zatem kluczowy element tego typu elektrowni i to od nich zależy również sprawność pozyskiwania energii ze Słońca. Do modelowania pracy samego panelu fotowoltaicznego wystarczy znajomość danych podawanych przez producenta, w tym również charakterystyk prądowo-napięciowych i mocowo-napięciowych (rys. 10).



Rys. 9. Typowe konfiguracje elektrowni z panelami fotowoltaicznymi:

- a)** elektrownia pracująca w układzie wyspowym z regulatorem napięcia, odbiorniki zasilane napięciem stałym; **b)** elektrownia pracująca w układzie wyspowym z zastosowaniem przetwornicy energoelektronicznej; **c)** elektrownia słoneczna współpracująca z systemem elektroenergetycznym lub zasilająca odbiorniki wymagające napięcia przemiennego



Rys. 10. Charakterystyki modułu fotowoltaicznego Sharp NU-E245 [8]

Korzystając z tych charakterystyk można wyznaczyć moc generowaną przez moduł przy danym natężeniu promieniowania słonecznego. Należy jednak pamiętać, że warunkiem uzyskania mocy maksymalnej w danych warunkach jest wyposażenie elektrowni w układ energoelektroniczny dopasowujący rezystancję widzianą z zacisków modułu, czyli śledzący maksymalny punkt pracy (MPP). W przeciwnym razie należy najpierw wyznaczyć rzeczywisty punkt pracy modułu wynikający z rezystancji obciążenia oraz warunków pogodowych, a dopiero na jego podstawie wyznaczyć moc generowaną. Na sprawność pozyskiwania energii ma wpływ również temperatura powierzchni ogniw. Im jest ona wyższa, tym niższe będzie napięcie jałowe ogniwa, a co za tym idzie również niższa wyprodukowana energia. Wpływ temperatury na moc jest jednak na tyle nieznaczny, że do celów analiz niezawodnościowych można ten czynnik pominąć.

Natomiast wymagane jest uwzględnienie sprawności zastosowanych przetwornic oraz zużycia energii na zasilanie urządzeń pomocniczych, jak np. silniki mechanizmów podążania za Słońcem czy urządzenia kontrolno-pomiarowe.

Modelowanie elektrowni fotowoltaicznych w obliczeniach niezawodnościowych wymaga specyficznego podejścia. Elektrownia taka nie może być przedstawiona za pomocą modelu dwustanowego lub wielostanowego, gdyż modele te zakładają pewne stałe poziomy mocy generowanej i odpowiadające im prawdopodobieństwa. Można co prawda analitycznie, symulacyjnie lub doświadczalnie wyznaczyć pewne przedziały mocy generowanej i odpowiadające im prawdopodobieństwa dla roku pracy elektrowni, jednak takie podejście jest zbyt daleko idącym uproszczeniem i nie odzwierciedla rzeczywistego charakteru jej pracy. Odpowiednim podejściem wydaje się być analizowanie pracy elektrowni oddzielnie dla każdego dnia i godziny. Można np. utworzyć modele trójstanowe, gdzie moc generowana i prawdopodobieństwa będą wynikać z założonych trzech prawdopodobnych poziomów wskaźnika bezchmurności k_b . W godzinach nocnych należy przyjąć moc generowaną równą 0. Można nieco uprościć ten model przyjmując, że o tej samej godzinie tygodnia

lub miesiąca prawdopodobieństwa i poziomy mocy są zbliżone. Należy wówczas wyznaczyć te parametry odrębnie dla każdej godziny w pewnym reprezentatywnym dniu (np. 15 dzień miesiąca).

5. Podsumowanie

Rosnący udział energetyki słonecznej w Europie wymaga uwzględnienia jej również w analizach niezawodnościowych. Prawdopodobieństwo pracy elektrowni fotowoltaicznej z określoną mocą w głównej mierze wynika z dostępnej energii promieniowania słonecznego, docierającej do powierzchni Ziemi. Ilość tej energii jest z jednej strony określona przez znaną dla danej chwili i określonej lokalizacji energię docierającą do górnych warstw atmosfery, z drugiej strony ograniczają ją procesy o losowym charakterze. Ta dwoistość sprawia, że przy analizowaniu pracy elektrowni fotowoltaicznej należy odrębnie rozpatrywać jej pracę dla każdego dnia i każdej godziny.

Literatura

- [1] Bratu C.: *Evaluation of solar irradiance to a flat surface arbitrary oriented*. Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series. No. 32, 2008.
- [2] Chwieduk D.: *Modelowanie i analiza pozyskiwania oraz konwersji termicznej promieniowania słonecznego w budynku*. Praca habilitacyjna Instytutu Podstawowych Problemów Techniki PAN. Warszawa 2006.
- [3] Cooper P.I.: *The absorption of solar radiation in solar stills*. Solar Energy. Vol. 12, No. 3, 1969.
- [4] Coulson K.: *Solar and Terrestrial Radiations. Methods and Measurements*. Academic Press Inc. New York, 1975.
- [5] Dane dotyczące irradacji słonecznej (PMOD Composite TSI) ze strony: <http://www.pmodwrc.ch/pmod.php?topic=tsi/composite/SolarConstant>.
- [6] Dane historyczne dotyczące liczby plam słonecznych ze strony Solar Influences Data Analysis Center (SIDC): <http://sidc.oma.be/sunspot-data/>.
- [7] Dane meteorologiczne ze stacji Warszawa-Ursus: <http://meteo.waw.pl/>
- [8] Dane techniczne paneli fotowoltaicznych Sharp NU-E245 (J5) ze strony: <http://www.solaruk.net/>
- [9] Masters G.M.: *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, 2nd edition. John Wiley & Sons. New Jersey 2013.
- [10] Paska J., Marchel P.: *Modelowanie niezawodności elektrowni wiatrowych z wykorzystaniem prędkości wiatru dla typowego roku meteorologicznego*. Rynek Energii. Nr 1, 2011.
- [11] Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków ze strony Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju.

Piotr MARCHEL, Józef PASKA

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki

Tomasz SURMA

CEZ Polska

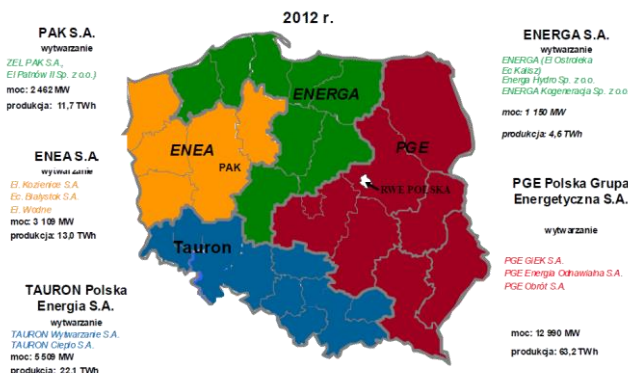
ODNAWIALNE I ROZPROSZONE ŹRÓDŁA ENERGII A NIEZAWODNOŚĆ SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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 [8]. Metody wyznaczania tych wskaźników są obecnie dobrze znane, a historia teorii niezawodności sięga lat 40. i 50-tych XX wieku. Zastosowanie tej teorii w celu wyznaczenia rzeczywistych miar niezawodności wymaga jednak dokładniejszego przyjrzenia się realiom i problemom współczesnej elektroenergetyki. Obecnie, przy analizie niezawodności systemu elektroenergetycznego, należy mieć na uwadze takie aspekty jak: podział wytwarzania i dystrybucji pomiędzy pewną liczbę niezależnych przedsiębiorstw; coraz większy udział wytwarzania w źródłach, wykorzystujących odnawialne zasoby energii (OZE) lub realizujących wytwarzanie skojarzone (źródła skojarzone); zwiększony udział wytwarzania w źródłach o małej skali, tworzących generację rozproszoną (GR). W rozdziale przedstawiono zasadnicze wyzwania i problemy niezawodności systemu elektroenergetycznego i jej analiz z uwzględnieniem odnawialnych i rozproszonych źródeł energii.

1. Struktura organizacyjna i własnościowa a niezawodność KSE

Obecna struktura Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jest wynikiem wielu lat przekształceń. Do roku 1990 KSE był scentralizowany. Funkcjonowało kilka okręgów energetycznych, które były przedsiębiorstwami państwowymi. W ramach tej struktury znajdowały się zarówno jednostki wytwórcze, jak i przesył oraz dystrybucja energii elektrycznej. Do niewątpliwych zalet tego rozwiązania należały: możliwość łatwego prognozowania i planowania rozwoju systemu, dostępność danych niezbędnych do analizy pracy systemu czy wreszcie możliwość podejmowania działań, które były optymalne z punktu

widzenia całego systemu. W latach 90. XX wieku został wdrożony program restrukturyzacji i prywatyzacji elektroenergetyki. Skutkowało to rozdzieleniem podsektorów: wytwórczego, przesyłowego i dystrybucyjnego oraz ich podział na mniejsze przedsiębiorstwa. Okazały się one jednak niezdolne do rozwoju, ze względu na brak kapitału. Dlatego kolejnym etapem była stopniowa konsolidacja polskiej energetyki zarówno w wymiarze poziomym (łączenie się zakładów dystrybucyjnych czy łączenie elektrowni), jak i w wymiarze pionowym, czyli łączenie wytwórców energii z przedsiębiorstwami zajmującymi się obrotem i dystrybucją energii. W ten sposób powstały 4 grupy kapitałowe: Tauron, PGE, ENEA i ENERGA (rys. 1), które skupiają większość wytwórców energii oraz przedsiębiorstw dystrybucyjnych (rys. 1). Oddzielnym podmiotem, należącym do Skarbu Państwa, są Polskie Sieci Elektroenergetyczne, które zajmują się przesyłem energii. Jest to również operator systemu przesyłowego – OSP.



Rys. 1. Potencjał wytwórczy i zasięg terytorialny grup kapitałowych (w odniesieniu do dystrybucji energii) [10]

Taki stan ma wpływ na modelowanie niezawodności systemów elektroenergetycznych. Każda z grup kapitałowych dąży niezależnie do osiągnięcia maksymalnego efektu ekonomicznego. Może to skutkować pewnymi strategiami, czy posunięciami, które nie są najkorzystniejszymi z punktu widzenia bezpieczeństwa zasilania i stabilności pracy systemu elektroenergetycznego. Na przykład, jeżeli w skład tej samej grupy kapitałowej wchodzi elektrownie oraz sieci dystrybucyjne, natomiast linie przesyłowe należą do Polskich Sieci Elektroenergetycznych, może dojść do sytuacji, gdy dąży się do przesyłania energii od wytwórcy do odbiorcy własnymi liniami 110 kV z pominięciem sieci przesyłowych. Również podział terytorialny sieci pomiędzy duże grupy kapitałowe może skutkować dociążaniem niektórych linii z przyczyn ekonomicznych, przy niewykorzystaniu zdolności przesyłowych innych. Można wysunąć następujące wnioski:

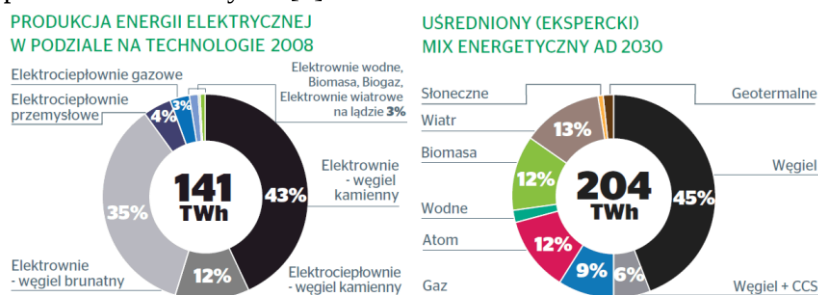
- W obliczeniach niezawodnościowych na poziomie sieci dystrybucyjnych i przesyłowych należy korzystać z rzeczywistych lub zbliżonych do rzeczy-

wistych rozptyłów mocy w systemie. Nie można zakładać rozptyłów wynikających jedynie z przesłanek technicznych, ale trzeba uwzględnić również pewne uwarunkowania ekonomiczne wynikające z połączenia poszczególnych wytwórców i przedsiębiorstw dystrybucyjnych w zakresie jednej grupy kapitałowej;

- Analizy i obliczenia niezawodności systemu elektroenergetycznego są zwykle wykonywane na pewnych poziomach hierarchicznych odpowiadającym kolejno podsystemom: wytwórczemu (HL I), przesyłowemu (HL II) oraz dystrybucyjnemu (HL III). W obliczu konsolidacji pionowej sektora elektroenergetycznego wydaje się, że analizy powinny być wykonywane na poziomie co najmniej sieci dystrybucyjnych wysokich napięć, nawet jeżeli analiza niezawodnościowa dotyczy tylko sieci przesyłowych.

2. Ograniczenia zewnętrzne w modelowaniu niezawodności odnawialnych i rozproszonych źródeł energii

Wprowadzona przez dyrektywę UE oraz potwierdzona przez polską politykę energetyczną konieczność uzyskania 15% wytwarzanej energii elektrycznej w źródłach odnawialnych jest bodźcem, który niesie za sobą zmianę dotychczasowej struktury źródeł wytwórczych [3, 7, 11]. Pod koniec 2010 roku moc zainstalowana źródeł odnawialnych (z wyłączeniem zawodowych elektrowni wodnych) w KSE wynosiła 966 MW, pod koniec 2011 r. – 1943 MW, zaś pod koniec 2012 r. już 2617 MW [12]. Podobnie zwiększa się produkcja energii elektrycznej w źródłach odnawialnych. W 2010 roku wyniosła ona 1311 GWh (0,84% krajowej produkcji energii), w roku 2011 – 2833 GWh (1,74%), zaś w roku 2012 – 4026 GWh (2,52%). Obecnie większość tej energii jest produkowana w elektrowniach wiatrowych, natomiast zakłada się wzrost udziału również elektrowni biomasowych, biogazowych czy fotowoltaicznych. Prognozowany udział odnawialnych źródeł energii w krajowej produkcji energii w roku 2030 przedstawiono na rys. 2 [1].



Rys. 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce (mix energetyczny) w roku 2008 oraz prognozowana na rok 2030 [1]

Z punktu widzenia niezawodności systemów elektroenergetycznych istotne jest, że produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wykorzystujących energię wiatru czy Słońca jest ograniczona dostępnością energii pierwotnej. Zatem niezawodność elektrowni wiatrowych czy fotowoltaicznych zależy nie tylko od ich struktury technologicznej czy połączenia z siecią elektroenergetyczną, do której dostarczają energię, ale również od warunków geoklimatycznych [5].

W odróżnieniu od elektrowni konwencjonalnych niezawodność elektrowni wiatrowych lub słonecznych należy podzielić na dwie kategorie [9, 13]:

- niezawodność strukturalną wynikającą z konstrukcji, budowy i układu urządzeń składających się na elektrownię (wiatrową lub słoneczną) i jej połączenie z siecią;
- niezawodność produkcyjną wynikającą z losowej zmienności zdolności wytwórczej (wynikającej z prędkości wiatru czy natężenia promieniowania słonecznego).

Cechy niezawodnościowe różnych typów elektrowni mogą się znacznie różnić, dla przykładu elektrownia fotowoltaiczna wyposażona w wystarczająco duży magazyn energii (baterie akumulatorów) i przyłączona przez falownik do sieci prądu przemiennego może wytwarzać stałą moc z możliwością jej regulowania. Jej niezawodność strukturalna jest określona przez wskaźniki awaryjności i dyspozycyjności, wyznaczone analogicznie jak w przypadku elektrowni konwencjonalnych.

Rozwój elektrowni wiatrowych zmierza w kierunku budowy jednostek o coraz większych mocach. Aby elektrownie te mogły pracować w sposób niezależny od aktualnie dostępnej energii wiatru należałoby łączyć je z zasobnikami energii o dużej pojemności. Wiążą się z tym jednak problemy techniczne, przez co obecnie koszt magazynowania jest wysoki. W przypadku mocy rzędu kilku-, kilkudziesięciu megawatów można zastosować dwa rodzaje technologii przechowywania energii: zasobniki bateryjne, gdzie energia elektryczna jest zamieniana na energię chemiczną i gromadzona w bateriach akumulatorów oraz zasobniki pneumatyczne (CAES – ang. *Compressed Air Energy Storage*), których zasada działania jest analogiczna do elektrowni wodnych szczytowo-pompowych, zaś medium stanowi sprężone powietrze. Na podstawie analiz zawartych w [10] koszt zasobnika elektrochemicznego o pojemności 50 MWh, który mógłby współpracować z farmą wiatrową, wynosi około 35÷40 mln zł, zaś koszt zasobnika pneumatycznego analogicznej pojemności to około 70 mln zł.

Wysoki koszt zasobników jest jednym z powodów, dla których obecnie instalowane elektrownie wiatrowe dostarczają energię wytwarzaną bezpośrednio do sieci systemów elektroenergetycznych. Miarą niezawodności strukturalnej takich elektrowni są klasyczne wskaźniki awaryjności i dyspozycyjności, natomiast trudno jest zdefiniować miarę niezawodności produkcyjnej. Za miarę tej niezawodności można uznać prawdopodobieństwo mocy wytwarzanej

w funkcji czasu. Im wyższe prawdopodobieństwo, tym wyższa niezawodność elektrowni wiatrowych. Niezawodność farm wiatrowych, traktowanych jako jednostki wytwórcze jest jeszcze trudniejsza do zdefiniowania. Na niezawodność strukturalną farm wiatrowych wpływają wskaźniki poszczególnych elektrowni wiatrowych

i wskaźniki wspólnego przyłącza do sieci, które jednak nie mogą być bezpośrednio wykorzystane do określenia wskaźników dla farm wiatrowych. Definiowanie niezawodności produkcyjnej farm wiatrowych nie różni się od definiowania niezawodności dla elektrowni wiatrowych.

Specyfika niezawodności jednostek wytwórczych elektrowni wiatrowych jako elementów systemu elektroenergetycznego polega na¹:

- występowaniu stanu niezdatności do produkcji energii z powodu awarii samego turbozespołu wiatrowego (silnika wiatrowego, generatora, układu sterowania itp.); parametrem jest wskaźnik awaryjności FOR_a , wyznaczany analogicznie, jak w przypadku klasycznego bloku energetycznego [8];
- występowaniu stanu niezdatności do produkcji energii z powodu prędkości wiatru wykraczającej poza wartości użyteczne², wskaźnik tego stanu – FOR_w jest wyznaczany na podstawie wartości czasu postoju z tego powodu;
- zmienności mocy generowanej – zdolności wytwórczej turbozespołu wiatrowego; jej obrazem jest proces losowy mocy generowanej w określonym przedziale czasu $P_{gen}(v, t)$, który może być wyznaczony na podstawie statystyki z przeszłości lub oszacowany na podstawie rozkładu prędkości wiatru i charakterystyki (krzywej mocy) turbozespołu wiatrowego [13];
- planowych wyłączeniach elektrowni w celu dokonania profilaktyki, remontu lub/i innych czynności eksploatacyjnych; parametrem jest wskaźnik SOF_w wyznaczany analogicznie jak SOF dla klasycznego bloku energetycznego [8];
- możliwość pominięcia postojów w rezerwie (z uwagi na wynikające z systemów wsparcia priorytetowe traktowanie energii elektrycznej wytwarzanej z wykorzystaniem zasobów odnawialnych).

W przypadku energetyki słonecznej sytuacja jest nieco inna. Obecnie produkowane panele i moduły fotowoltaiczne nie mają zazwyczaj zbyt dużych mocy. Jeżeli elektrownia taka pracuje w charakterze wyspowym, lub też jest fragmentem mikrosieci, to na ogół elektrownie fotowoltaiczne współpracują z odpowiednio dobraną baterią akumulatorów i układem sterowania, dzięki czemu jest możliwa regulacja mocy według potrzeb. Inaczej jest, gdy zakładana

¹ Prezentowanie podejście, szerzej opisane w [13], ma charakter hipotetyczny. Przewiduje się przeprowadzenie weryfikacji utworzonych modeli na podstawie dostępnych danych o rzeczywistej produkcji energii elektrycznej w farmach wiatrowych.

² W przypadku elektrowni wiatrowej wartości użytecznych (roboczych) prędkości wiatru należą do przedziału: od prędkości startu instalacji (umożliwiająca rozruch) – tzw. prędkość załączenia (startu) v_r – do prędkości, powyżej której urządzenie powinno być wyłączone ze względu na bezpieczeństwo – tzw. prędkość wyłączenia (odcięcia) v_o .

jest generacja energii elektrycznej na potrzeby systemów elektroenergetycznych. Taki układ wytwórczy posiada w swoim składzie akumulatory lub superkondensatory, jednak nie pełnią one roli magazynów energii, a jedynie umożliwiają i stabilizują pracę elektrowni. Dodatkowo należy pamiętać, że zgodnie z przyjętymi założeniami polityki energetycznej odnawialne źródła energii mają priorytet w sprzedaży energii, a w przypadku mikroinstalacji istnieje w prawie energetycznym obowiązek zakupu wytworzonej w nich energii elektrycznej. Stąd można założyć, że elektrownia słoneczna pracuje w taki sposób, aby wytwarzać i wprowadzać do sieci maksymalną, osiągalną w danych warunkach pogodowych i technicznych, moc.

Modelowanie niezawodności elektrowni fotowoltaicznych wymaga tak na prawdę modelowania ich niezawodności produkcyjnej wynikającej z dostępności energii promieniowania słonecznego. W przeciwieństwie do dostępności energii wiatru, w przebiegu natężenia promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni paneli fotowoltaicznych można zaobserwować wyraźną powtarzalność w cyklu dobowym i rocznym. Wynika ona z dostępności promieniowania słonecznego docierającego do granic atmosfery, która jest powtarzalna w cyklu rocznym. Istnieje również składnik losowy, który wpływa na pracę elektrowni – jest to wskaźnik bezchmurności, czyli stosunek ilości energii padającej na ogniwo do energii docierającej do górnych warstw atmosfery. Mówi on o stopniu, w jakim atmosfera ziemską ogranicza dostęp energii słonecznej. Złożenie obu czynników: deterministycznego i losowego pozwala tworzyć model dostępności energii dla elektrowni słonecznych. Modelowanie to wymaga utworzenia odrębnych modeli wielostanowych dla każdej z godzin w roku. Można nieco uprościć ten proces zakładając, że w danym tygodniu lub miesiącu dostępność energii pierwotnej ma zbliżony charakter w danej godzinie.

Kolejnym typem źródeł wytwórczych, których rozwój jest wspierany dyrektywami UE [2, 3] i krajowymi regulacjami prawnymi, a których produkcja jest ograniczona przez czynniki zewnętrzne są jednostki wysokosprawnej kogeneracji. Są to źródła, które mogą być sterowane, ale najczęściej pracują one według grafiku obciążeń cieplnych, czyli ich produkcja energii elektrycznej jest ściśle powiązana z zapotrzebowaniem na ciepło. W przeciwieństwie do zmian zapotrzebowania na energię elektryczną, zmiany zapotrzebowania na ciepło są znacznie mniej nagłe, gdyż sieć ciepłownicza charakteryzuje się dość dużą bezwładnością. Możliwe jest również magazynowanie ciepła w zasobnikach. Wobec elektrociepłowni można stosować model niezawodnościowy dwustanowy lub wielostanowy, przy czym należy wydzielić kilka charakterystycznych okresów pracy w cyklu rocznym. Część elektrociepłowni może świadczyć usługi interwencyjne. Wówczas można dla tego typu jednostek przyjąć model jednostki szczytowej [8].

3. Rosnąca rola źródeł odnawialnych i o małej skali

Często w pracach studialnych dotyczących integracji energetyki wiatrowej w systemie elektroenergetycznym autorzy próbują szukać odpowiedzi na pytanie, w jakim stopniu moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych przyczynia się do gwarantowania pokrycia maksymalnego zapotrzebowania na moc. W teorii niezawodności systemów elektroenergetycznych taka „moc gwarantowana” nosi nazwę efektywnej zdolności elektrowni do pokrywania obciążenia (ang. *Effective Load Carrying Capability* – ELCC). Parametr ten wskazuje jaka część mocy zainstalowanej w elektrowniach danego typu (np. wiatrowych) może być uznana za moc dyspozycyjną do pokrycia zapotrzebowania szczytowego.

Z powodu zmienności prędkości wiatru „moc gwarantowana” elektrowni wiatrowych jest znacznie niższa niż w przypadku innych technologii wytwarzania energii elektrycznej. W przypadku elektrowni wiatrowych ich moc dyspozycyjna zawiera się w przedziale 10÷35% mocy zainstalowanej i zależy głównie od warunków wiatrowych oraz od udziału w mocy zainstalowanej systemu (ang. *penetration*). Zdolność do pokrywania obciążenia („moc gwarantowana”, ang. *Capacity Credit*) elektrowni wiatrowych jest kluczowym parametrem charakterystyki ich niezawodności. Wskaźnik ten w miarę rozwoju energetyki wiatrowej coraz częściej stosowany, odnosi się do generacji wiatrowej, ale w znacznym stopniu zależy od potencjału i struktury energetyki konwencjonalnej.

Istnieje wiele definicji i podejść do wyznaczania zdolności elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia. Zwykle w tym celu wykorzystuje się metody probabilistyczne, w których wyznacza się wartość odpowiedniego wskaźnika niezawodności systemu elektroenergetycznego (np. oczekiwany czas niepokrycia zapotrzebowania LOLE, prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania szczytowego LOLP_s, wskaźnik niedyspozycyjności energetycznej EIU, wskaźnik zapewnienia energii EIR itp. [8]) dla dwóch systemów: pierwszego – bez wiatrowych jednostek wytwórczych, drugiego – z wiatrowymi jednostkami wytwórczymi. W obu systemach musi być uzyskany ten sam poziom niezawodności systemu elektroenergetycznego – taka sama wartość wskaźnika niezawodności (LOLE, LOLP_s, EIU, EIR itp.). Zdolność elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia może być wyznaczona z następującego równania:

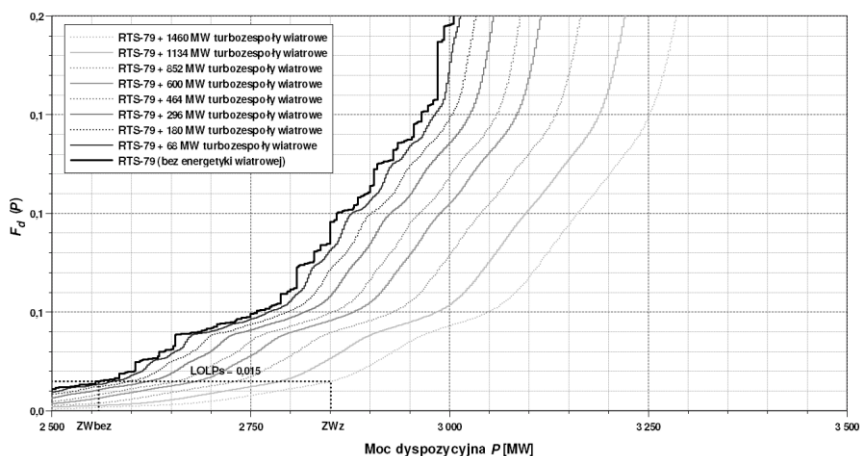
$$CC = \frac{ZW_z - ZW_{bez}}{P_{EW}}, \quad (1)$$

gdzie: CC – wyrażona w jednostkach względnych zdolność elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia; ZW_z – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona z uwzględnieniem mocy zainstalowanej w jednostkach

wiatrowych [MW]; ZW_{bez} – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona bez uwzględnienia mocy zainstalowanej w jednostkach wiatrowych [MW]; P_{EW} – moc zainstalowana (osiągalna) jednostek wiatrowych [MW].

Zagadnienia *Capacity Credit* są przedmiotem wielu prac badawczych dotyczących integracji energetyki wiatrowej z poszczególnymi systemami elektroenergetycznymi [4, 6]. Na przykład w [6] zostały wyznaczone dystrybuanty mocy dyspozycyjnej dla różnych przypadków udziału energetyki wiatrowej

w mocy osiągalnej systemu RTS [8] (rys. 3). Do odwzorowania wiatrowych jednostek wytwórczych przyjęto model dwustanowy niezawodności pojedynczego turbozespołu o mocy osiągalnej 2 MW. Zdolności do pokrywania obciążenia systemu elektroenergetycznego w obu przypadkach: z uwzględnieniem oraz z pominięciem dodatkowej mocy zainstalowanej w jednostkach wiatrowych, określono dla tego samego poziomu niezawodności systemu – przyjęto poziom prawdopodobieństwa niepokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc równy 0,015. Wyznaczone wartości *Capacity Credit* zestawiono w tabeli 1.



Rys. 3. Fragmenty dystrybuant mocy dyspozycyjnej systemu RTS-79 wyznaczone dla różnych przypadków rozbudowy systemu o jednostki wiatrowe [6]

Względna wartość zdolności do pokrywania obciążenia („mocy gwarantowanej”) maleje od wartości w przybliżeniu równej średniemu stopniowi wyzyskania mocy zainstalowanej (25÷35%) w przypadku niewielkiego udziału mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w całkowitej mocy zainstalowanej systemu, do około 10÷15% w przypadku znacznego udziału mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych.

Tabela 1

Wyznaczone zdolności elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia (ang. *Capacity Credit*)

Udział EW w mocy, %	P_{EW} , MW	ZW_{bez} , MW	ZW_z , MW	Capacity Credit (CC)
0,00	0	2559	-	-
1,96	68		2575	0,235
5,02	180		2599	0,222
8,00	296		2623	0,216
11,99	464		2655	0,207
14,98	600		2683	0,207
20,01	852		2731	0,202
24,98	1134		2787	0,201
30,01	1460		2851	0,200

Odnawialne źródła energii są często wiązane z innym pojęciem – wytwarzaniem rozproszonym, generacją rozproszoną lub energetyką rozproszoną. Pojęcia te oznaczają wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w obiektach małej skali, o mocach do 50÷150 MW, zlokalizowanych w sieciach rozdzielczych lub u odbiorców [9]. Ta dziedzina energetyki rozwija się dynamicznie od początku lat dziewięćdziesiątych XX wieku, dobrze wpisując się w ideę rozwoju zrównoważonego. Pojęcie generacji rozproszonej nie obejmuje jedynie źródeł odnawialnych, ale także generację małej skali wykorzystującą paliwa konwencjonalne, takie jak generatory zasilane silnikami Diesla czy turbinami gazowymi.

Z punktu widzenia niezawodności systemów elektroenergetycznych pojawienie się dodatkowych jednostek wytwórczych w pobliżu odbiorców jest korzystne. Te dodatkowe źródła mogą stanowić rezerwowe źródło zasilania w przypadku wystąpienia deficytów mocy lub w przypadku awarii lokalnych sieci elektroenergetycznych. Wadą tej dziedziny energetyki, z punktu widzenia niezawodności, jest wykorzystywanie najczęściej niestabilnych źródeł, w których moc generowana charakteryzuje się dużą losowością.

Modelowanie pojedynczych źródeł generacji rozproszonej ma sens jedynie w przypadku dokładnych analiz niezawodności, na ograniczonym obszarze terytorialnym. W odniesieniu do niezawodności całego systemu elektroenergetycznego nie należy zapominać o wytwarzaniu rozproszonym, ale raczej trzeba zastosować agregację polegającą na łączeniu wielu mniejszych jednostek, o podobnym charakterze pracy i lokalizacji w sieci elektroenergetycznej, w większe zastępcze jednostki wytwórcze. Przy odpowiednim doborze parametrów jednostek zastępczych tego typu zabieg nie wpływa znacząco na wyniki obliczeń, a pozwala skrócić czas ich wykonywania [6].

4. Podsumowanie

Przemiany zachodzące w krajowej i europejskiej elektroenergetyce, których efektem jest wzrost udziału: źródeł odnawialnych, wysokosprawnej kogeneracji oraz rozproszenie generacji nie mogą zostać pominięte w analizach niezawodności systemu elektroenergetycznego.

Modelowanie niezawodności tych źródeł jest jednak bardziej skomplikowane, niż modelowanie klasycznych jednostek wytwórczych. Również liczba analizowanych źródeł wzrasta. Obecnie szczegółowe analizy niezawodnościowe wymagają przetwarzania dużej liczby danych. Koniecznością wydaje się umiejętność upraszczanie modeli niezawodnościowych, aby dostosować stopień szczegółowości w zależności od potrzeb. To jest pewne wyzwanie, które powinno być poparte wiedzą, doświadczeniem i wyczuciem prowadzących analizy i obliczenia niezawodności systemów elektroenergetycznych XXI wieku.

W kraju brakuje obecnie nowego i kompleksowego podejścia do analiz niezawodności systemu elektroenergetycznego. Operatorzy systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych w swych analizach niezawodności ograniczają się jedynie do analizy marginesu mocy osiągalnej oraz kryterium „ $n-1$ ”, lub też czasem drobnych modyfikacji tych kryteriów. Podejście takie w obliczu szybko następujących zmian w KSE, o charakterze zarówno technicznym, jak i ekonomicznym, wydaje się zbyt optymistyczne. Koszty niedostrzeżenia pojawiających się zagrożeń związanych z bezpieczeństwem i niezawodnością dla krajowej energetyki mogą być ogromne.

Literatura

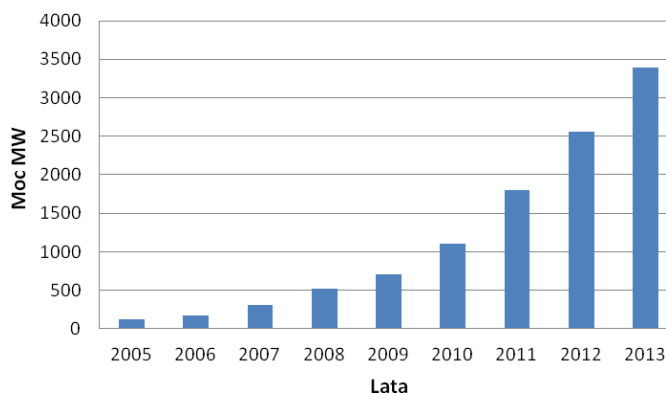
- [1] Bukowski M., Śniegocki A.: *Mix energetyczny 2050 – Analiza scenariuszy dla Polski*. Raport opracowany na zlecenie Ministerstwa Gospodarki w ramach umowy Nr II/183/P/75001/11/DGR przez Instytut Badań Strukturalnych i demosEUROPA – Centrum Strategii Europejskiej.
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG. Dz. U. L 52 z 21.2.2004.
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE. Dz. U. L 140 z 5.6.2009.
- [4] Holttinen H.: *Wind integration: experience, issues, and challenges*. WIREs Energy and Environment. No 1, 2012.

- [5] Marchel P., Paska J.: *Modelowanie niezawodności elektrowni wiatrowych z wykorzystaniem prędkości wiatru dla typowego roku meteorologicznego*. Rynek Energii. Nr 1, 2011.
- [6] Marchel P., Paska J.: *Wpływ modeli niezawodności wiatrowych jednostek wytwórczych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym*. Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review). Nr 10, 2013.
- [7] Ministerstwo Gospodarki: *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*. Warszawa, 10 listopada 2009 r.
- [8] Paska J.: *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2005.
- [9] Paska J.: *Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2010.
- [10] Paska J., Kłos M., Antos P., Błajszczak G.: *Koncepcja zasobnika energii elektrycznej o zdolności magazynowania 50 MWh*. Acta Energetica 2/11 (2012).
- [11] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.: *Raport roczny z funkcjonowania KSE za rok 2012*. <http://www.pse.pl/index.php?dzid=180&did=1364>
- [12] Sprawozdanie z Działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2012 r. Warszawa 2013.
- [13] Surma T.: *Modele niezawodnościowe elektrowni wiatrowych*. Rozprawa doktorska. Wydział Elektryczny PW. Warszawa 2011.

Tomasz POPLAWSKI, Piotr SZELĄG
Politechnika Częstochowska, Wydział Elektryczny

WYKORZYSTANIE WYKŁADNIKA HURSTA DO PRZEWIDYWANIA NIESTABILNOŚCI GENERACJI WIATROWEJ

Postęp cywilizacyjny powoduje zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną. Obecnie w Polsce głównym źródłem są elektrownie ciepłne opalane węglem kamiennym i brunatnym. Zobowiązania wynikające z podpisania pakietu klimatycznego obligują Polskę do zwiększenia udziału Odnawialnych Źródeł Energii w bilansie energetycznym. Największą dynamikę przyrostu nowych mocy wytwórczych wykazuje energetyka wiatrowa, została ona przedstawiona na rysunku 1. Zgodnie z [13] na koniec 2013 moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych wynosiła 3390 MW.



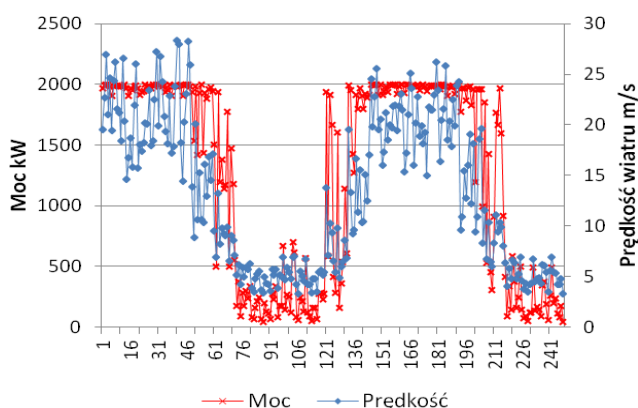
Rys. 1. Moc elektrowni wiatrowych w Polsce. Źródło: [14, 15]

Rosnące znaczenie energetyki wiatrowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wymusza poszukiwanie coraz bardziej doskonałych metod przewidywania poziomu mocy przez nie generowanej. Źródła wiatrowe charakteryzują się dużą niestabilnością i losowością związaną z naturą wiatru. Przewidywanie pracy elektrowni wiatrowej jest niezwykle trudne. Od kilkudziesięciu lat poszukuje się coraz skuteczniejszych metod. Można wyróżnić dwa główne sposoby podejścia do problemu: fizyczny i statystyczny. Tworzone są również modele hybrydowe łączące te dwa nurty[3, 7, 9, 12].

Autorzy w tej pracy chcą wykorzystać wykładnik Hursta celem poprawy dokładności modelu prognostycznego. Nazwa pochodzi od nazwiska brytyjskiego hydrologa H. E. Hursta, który zidentyfikował i opisał zasady wyznaczania oraz cechy nowej metody statystycznej.

1. Przygotowanie danych

W badaniach dotyczących niestabilności pracy turbozespołów wiatrowych nie skorzystano z rzeczywistych odczytów. Założono, iż wartość będą reprezentowały odczyty pobierane z interwałem wynoszącym 15 minut. Zostały wygenerowane dwa szeregi czasowe reprezentujące prędkość wiatru oraz moc generowaną przez elektrownię wiatrową. Zabieg ten miał na celu m.in. sprawdzenie zachowania się wykładnika Hursta w określonych, konkretnych zachowaniach źródłowego szeregu czasowego.

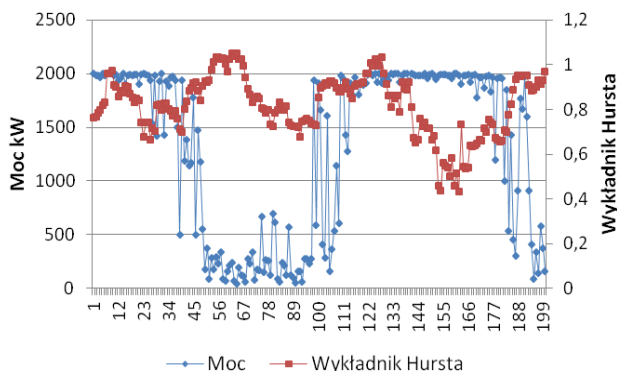


Rys. 2. Wygenerowane przebiegi prędkości wiatru i mocy

Modelowa elektrownia wiatrowa o mocy znamionowej 2MW pracowała przy prędkości wiatru mieszczącego się w przedziale od 4 m/s do 25 m/s. Został wygenerowany szereg czasowy reprezentujący przebieg prędkości wiatru. Wielkość ta zmieniała się cyklicznie, wyróżniono cztery charakterystyczne okresy. Pierwszy to stabilizacja przy wysokich prędkościach wiatru (zakres od 18 m/s do 25 m/s), drugi to stopniowe, przebiegające w dwóch etapach, przejście do niskich wartości (w pierwszym etapie losowano prędkości z przedziału od 9 m/s do 18 m/s, drugi etap obejmował zakres od 6 m/s do 12 m/s). Potem następował okres stabilizacji wartości szeregu w przedziale od 4 m/s do 6 m/s. Cykl był zamykany poprzez dwuetapowe przejście do wysokich wartości, przebiegający odwrotnie do drugiego okresu, z zachowaniem tych samych przedziałów losowania wartości.

Następnie na podstawie przykładowej krzywej mocy dobrano odpowiednie wartości parametrów funkcji sigmoidalnej [7, 9] i wyznaczono przebieg mocy generowanej przez elektrownię wiatrową. Fragment przygotowanych danych przedstawiono na rysunku 2.

Kolejnym etapem przygotowania danych było wykorzystanie statystyki Hursta i zbadanie jej zachowania pod kątem przydatności do przewidywania pracy elektrowni wiatrowej. Do tego zadania został wybrany szereg reprezentujący generowaną moc. Badano zachowanie się wartości wykładnika obserwując równocześnie zmiany w szeregu źródłowym. Statystykę obliczano krokowo dla różnych okresów czasowych.



Rys. 3. Moc elektrowni wiatrowej oraz wyznaczony na jej podstawie wykładnik Hursta

Na rysunku 3 przedstawiono przebieg mocy oraz wykładnika Hursta wyznaczonego krokowo z okresu 6 godzin (wyliczone z 24 wartości szeregu bazowego). Można zauważyć charakterystyczne zachowanie się statystyki uzależnione od trendów krótkookresowych występujących w szeregu źródłowym. Gdy szereg czasowy reprezentujący moc elektrowni wiatrowej wchodzi w trend horyzontalny, niezależnie od tego czy stabilizuje się na poziomie odpowiadającej mocy nominalnej elektrowni wiatrowej czy też w dolnym zakresie swojej pracy, kolejne wyznaczone wartości wykładnika Hursta są coraz mniejsze, wyraźnie zarysowują trend malejący, dążąc do osiągnięcia wartości 0,5. Natomiast, gdy w szeregu źródłowym następuje zmiana tendencji i obserwowane jest wejście w trend malejący lub rosnący, wtedy wielkości wykładnika Hursta zaczynają rosnąć w kierunku liczby 1, sugerując kształtowanie się szeregu persystentnego [4, 8, 10]. Należy również zwrócić uwagę na fakt, iż niektóre przedstawione na wykresie wartości wykładnika Hursta przekraczają maksymalną teoretyczną wartość [4, 8], wynika to z faktu zastosowanego algorytmu opisanego w [8] i w tym przypadku nie wpływa na przebieg badań ponieważ autorzy w dalszych etapach wykorzystują pojawiające się tendencje a nie konkretne wartości. Tak przygotowane dane zostały wykorzystane celem sporządzenia prognozy mocy generowanej przez farmę wiatrową.

2. Metoda predykcji

Do przygotowania prognozy wykorzystano Model Rozkładu Kanonicznego [1, 2, 5, 6]. Został przygotowany zestaw danych uczących obejmujący 800 wartości co odpowiada okresowi 200 godzin. Dane testujące odpowiadały przedziałowi czasowemu, który wynosił 90 godzin. W skład danych wejściowych wchodziły trzy zmienne reprezentujące prędkość wiatru, opóźnione wartości mocy oraz wykładnika Hursta. Przeprowadzono szereg doświadczeń wykorzystując różne ustawienia związane z opóźnieniami zmiennych, liczbą i kolejnością zmiennych objaśniających, horyzontem prognozy i zakresem danych wejściowych. Prognoza wykonywana była krokowo. Po wprowadzeniu danych wejściowych, ustawieniu parametrów modelu MRK i wybraniu metody doboru przeprowadzany był eksperyment, w rezultacie którego otrzymywano zestaw informacji zawierający: skład wykorzystanych danych objaśniających, błąd dopasowania, błąd prognozy oraz same wartości prognozowane. Kryterium wyboru określonego wariantu prognozy w danym kroku realizowane było poprzez błąd dopasowania. Wybierana była ta wersja, której błąd dopasowania był najmniejszy, nawet w sytuacji, gdy błąd prognozy był większy niż w przypadku doboru innych składowych. Zastosowano taką regułę, ponieważ w momencie przeprowadzania rzeczywistych prognoz błąd predykcji może zostać wyznaczony dopiero po jej realizacji a w momencie jej tworzenia. Po wybraniu konkretnego wariantu prognozy przesuwało się do następnego kroku, który był równy horyzontowi prognozy.

W trakcie doświadczeń zauważono, iż najmniejszy błąd dopasowania najczęściej występował w dwóch przypadkach doboru zmiennych objaśniających do modelu. Pierwszy zestaw obejmował wszystkie zmienne zasilające model, natomiast druga grupa zawierała tylko szeregi reprezentujące prędkość wiatru i wykładnik Hursta. To wyraźny sygnał potwierdzający zasadność dodania statystyki Hursta w skład zmiennych objaśniających wykorzystanych przez metodę MRK.

3. Wykładnika Hursta

Statystyka Hursta została użyta jako jedna z danych objaśniających do modelu MRK. Narzędzie to pozwala analizować szeregi czasowe i badać ich zachowanie poprzez śledzenie wartości wykładnika Hursta. W chwili obecnej istnieje wiele metod wyznaczania statystyki Hursta [4,8, 11,15]. Na potrzeby badań wykorzystano następujący schemat [8,11]:

1. Dla zadanego szeregu czasowego wyznaczono wartość średnią

$$m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i . \quad (1)$$

2. Dokonano zcentrowania szeregu

$$Y_t = X_t - m, \quad t = 1, 2, \dots, n \quad (2)$$

3. Obliczono skumulowane szeregi czasowe, ich rozstępy oraz odchylenia standardowe

$$Z_t = \sum_{i=1}^t Y_i, \quad t = 1, 2, \dots, n \quad (3)$$

$$R_t = \max(Z_1, Z_2, \dots, Z_t) - \min(Z_1, Z_2, \dots, Z_t), \quad t = 1, 2, \dots, n \quad (4)$$

$$S_t = \sqrt{\frac{1}{t} \sum_{i=1}^t (X_i - u)^2}, \quad t = 1, 2, \dots, n \quad (5)$$

4. Obliczono średni przeskalowany zasięg

$$\left(\frac{R}{S}\right)_t = \frac{R_t}{S_t}, \quad t = 1, 2, \dots, n \quad (6)$$

Dokonując logarytmowania zależności (7) otrzymano równanie (8)

$$\left(\frac{R}{S}\right)_t = ct^H \quad (7)$$

gdzie:

c – stała

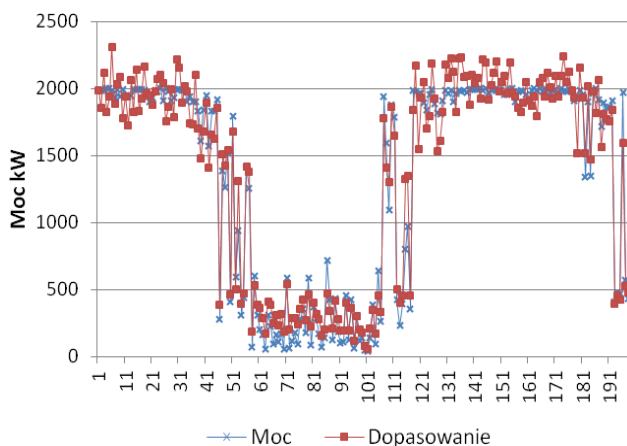
H – wykładnik Hursta

$$\log\left(\frac{R}{S}\right)_t = \log c + H \log t \quad (8)$$

Wartość wykładnika Hursta odpowiada nachyleniu wykresu logarytmów przeskalowanego zasięgu w stosunku do osi czasu.

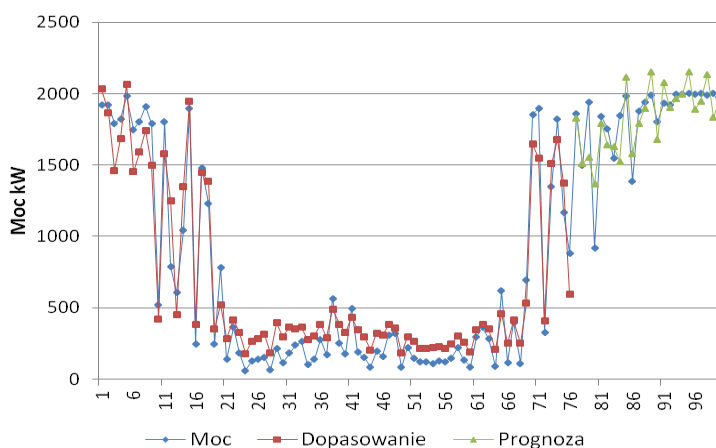
4. Wyniki

Realizacja prognozy z zastosowaniem Metody Rozkładu Kanonicznego składa się z dwóch etapów. W pierwszym z nich następuje dopasowanie prognozowanej wartości do posiadanych wyników. Wyniki dopasowania różnią się w zależności od dobranej liczby składowych i ich kolejności. Na rysunku 4 przedstawiono dopasowanie modelu do danych wejściowych. Do realizacji tego konkretnego dopasowania do przebiegu mocy wykorzystano szeregi czasowe opóźnionego wykładnika Hursta i prędkości wiatru.



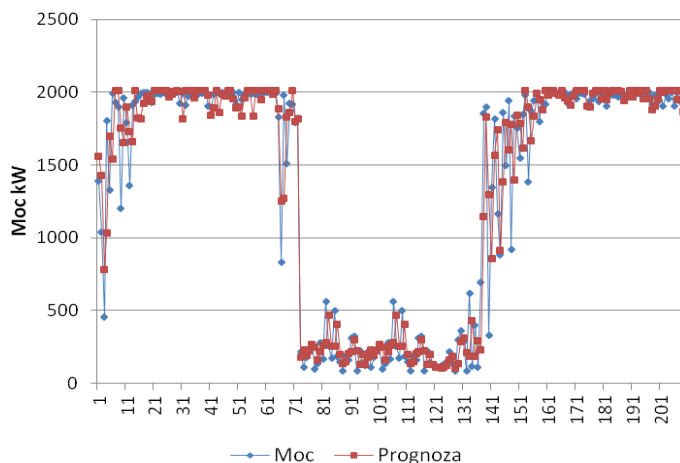
Rys. 4. Moc elektrowni wiatrowej oraz dopasowanie realizowane modelem MRK

Po wybraniu odpowiedniego wariantu realizowana była prognoza o horyzoncie 6 godzin. Przykładowy przebieg dopasowania oraz wykonanej prognozy przedstawia rysunek 5.



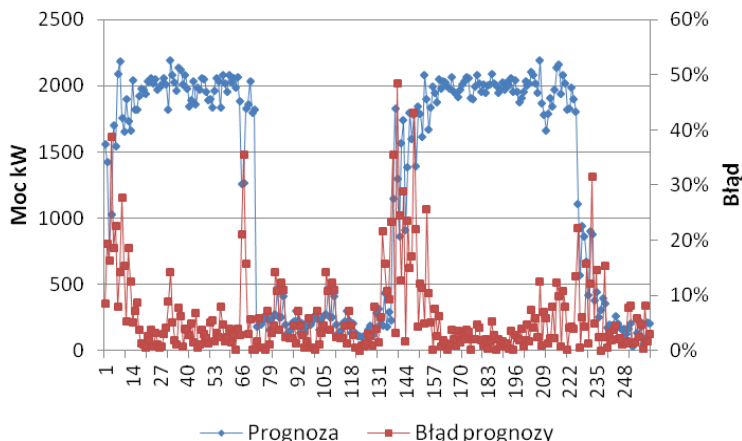
Rys. 5. Moc elektrowni, dopasowanie oraz prognoza wykonana przy pomocy modelu MRK

Zarówno na rysunku 4 jak i rysunku 5 można zauważyć pojawiające się problemy w dopasowaniu i przygotowaniu prognozy przy pomocy Metody Rozkładu Kanonicznego. Moc nominalna badanej elektrowni wynosi 2000 kW.



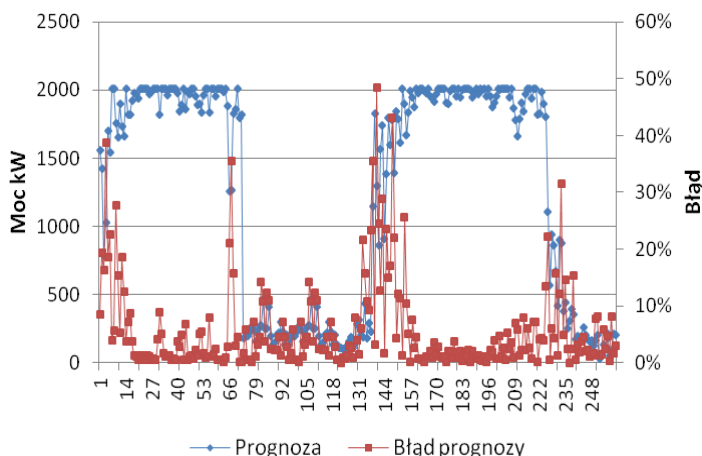
Rys. 6. Moc elektrowni oraz prognoza uzyskana za pomocą modelu MRK z uwzględnieniem uwarunkowań fizycznych

W przypadku, gdy wykonywane były dopasowania i prognozy mocy oscylujące wokół wartości nominalnej pojawiały się wielkości znacznie ją przekraczające. Wynikały one ze statystycznego charakteru tego modelu. W swej pierwotnej postaci nie uwzględnia on ograniczeń fizycznych związanych z pracą elektrowni wiatrowej. Zostały naniesione zmiany eliminujące tę wadę. Przebieg prognozy uwzględniającej tą poprawkę przedstawiono na rysunku 6. Można zauważyć, iż prognozując pracę elektrowni wiatrowej w pobliżu jej wartości nominalnej model nie przekracza tej wielkości tak znacznie jak miało to miejsce w przypadku czysto statystycznego podejścia do problemu.



Rys. 7. Prognoza mocy realizowana modelem MRK oraz uzyskane błędy

Kolejna kwestia, na którą należy zwrócić uwagę jest wielkość błędu w zależności od fragmentu jaki jest prognozowany. Największe pojedyncze błędy pojawiają się, gdy prognozowana wielkość wchodzi w trend rosnący lub malejący. Gdy wartości mocy kształtują trend horyzontalny uzyskiwane błędy prognozy są mniejsze. Powiązanie to występuje niezależnie od tego czy rozpatrywany jest przypadek prognozy wykonany przy pomocy metody statystycznej, czy też metody hybrydowej uwzględniającej również pewne ograniczenia fizyczne elektrowni wiatrowej. Serie przedstawiające prognozy oraz odpowiadające im wartości błędów przedstawiono na rysunkach 7 i 8. Poprawki naniesione przez metodę hybrydową nie spowodowały ograniczenia maksymalnego błędu, który w obu przypadkach wyniósł 51,34%. Natomiast odnotowano spadek średniej wielkości błędu nMAPE, który początkowo wynosił 7,16%, po wprowadzeniu poprawek spadł do 6,52%.



Rys. 8. Prognoza mocy realizowana modelem MRK z uwzględnieniem uwarunkowań fizycznych oraz uzyskane błędy

Różnica w poziomach błędów w wysokości 0,64% przekłada się na 12,8 kW w wielkościach bezwzględnych. W przypadku pojedynczego obiektu może to nie być istotna różnica jednak, jeśli zostanie przeniesiona na skalę systemu elektroenergetycznego pozwala uzyskać pewne oszczędności wynikające m.in. ze zmniejszenia poziomu potrzebnej rezerwy.

3. Podsumowanie

Celem badań było znalezienie odpowiedzi na pytanie czy statystyka Hursta może być przydatna w przypadku przewidywania niestabilności generacji wiatrowej. Przygotowano teoretyczny przebiegi prędkości wiatru i wygenerowanej mocy, ponieważ można było wykonać charakterystyki o określonych

parametrach. Zidentyfikowano swoiste trendy, w przypadku których wykryto zwiększone wielkości błędów. Wykorzystanie statystyki Hursta pozwoliło zmniejszyć błędy w stosunku do testów przeprowadzonych pomijając ten wykładnik. Kolejnym krokiem polepszającym jakość predykcji było wprowadzenie ograniczeń fizycznych do modelu statystycznego. W świetle otrzymanych wyników można stwierdzić, że zastosowane rozwiązania mogą polepszyć dokładność prognoz.

Kolejne badania będą związane ze zmniejszeniem błędów powstającym w przypadku przejścia między trendami horyzontalnymi. Planowane jest również przeprowadzenie doświadczeń wykorzystując dane pomiarowe pochodzące z farm wiatrowych wraz ze sprawdzeniem czy dokładniejsze prognozy uzyskuje się prognozując pracę farmy wiatrowej, jako jednego obiektu czy pojedynczych turbozespołów wiatrowych wchodzących w jej skład.

Literatura

- [1] Carbone A., Castelli G., Stanley H.E.: *Time-dependent Hurst exponent in financial time series*. Physica A: Statistical Mechanics and its Applications. Vol. 334(1–2), 2004.
- [2] Dobrzańska I., Dąsał K., Łyp J., Popławski T., Sowiński J.: *Prognozowanie w elektroenergetyce*. Zagadnienia wybrane. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, 2002.
- [3] Joensen, A.K., Giebel, G., Landberg, L., Madsen, H., Nielsen, H.A., *Model output statistics applied to wind power prediction*. In: Wind Energy for the Next Millennium, European Wind Energy Conference, Nice, France, 1–5 Marca 1999.
- [4] Peters E. E.: *Chaos And Order In The Capital Markets - A New View Of Cycles, Prices, And Market Volatility*, Second Edition, New York, John Wiley & Sons, 1996.
- [5] Popławski T., Dąsał K.: *Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną metodą rozkładu kanonicznego*. Polityka Energetyczna, T.10 zeszyt specjalny 2, 2007.
- [6] Popławski T., Dąsał K., Medvec Z.: *The New Aspects using MRK Model for Short-Term Load Forecasting in the Power System*. Energy Spectrum, Vol. 4 nr 2, 2009.
- [7] Popławski T., Dąsał K., Łyp J., Szelaąg P.: *Zastosowanie modeli ARMA do przewidywania mocy i energii pozyskiwanej z wiatru*, Polityka Energetyczna, T.13 z.2, 2010.

-
- [8] Popławski T., Szeląg P.: *A fraktal approach towards work of wind power station.*, W monografii: Information systems architecture and technology. System analysis approach to the design, control and decision support. Eds. J. Świątek, L. Borzemski, A. Grzech, Z. Wilimowska, Oficyna Wydawnicza Pol. Wrocławskiej, 2011.
- [9] Popławski T., Szeląg P., Adamowicz Ł., Głowiński C., Całus D.: *Użycie metod grupowania do prognozowania generacji wiatrowej.* Rynek Energii, 2013.
- [10] Popławski T., Szeląg P.: *Wykorzystanie własności podobieństwa procesów do prognozowania mocy przez turbiny wiatrowe.* Rynek Energii, 92, 2011.
- [11] Qian B., Rasheed K.: *Hurst exponent and financial market predictability*, from Proceeding: Financial Engineering and Applications, Cambridge, USA, 8-10 November 2004
- [12] Stathopoulos C., Kaperoni A., Galanis G., Kallos G.: *Wind power prediction based on numerical and statistical models.* Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol. 112, 2013,
- [13] Taqqu M. S., Teverovsky V., Willinger W.: *A critical look at Lo's modified R/S statistic*, Journal of Statistical Planning and Inference, Vol. 80, No. 1-2, 1999, 211-227.
- [14] GUS, *Energia ze źródeł odnawialnych w 2012r.*
- [15] URE, <http://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>, dane aktualne na dzień 2013-12-31.

Janusz SOWIŃSKI

Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Częstochowska

MODEL TYPU „END-USE” PROGNOZY ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ PIERWOTNĄ I FINALNĄ W WARUNKACH RYZYKA

Struktura współczesnej gospodarki energetycznej jest niezwykle skomplikowana, gdyż składa się na nią wiele jakościowo różnych elementów, które są połączone rozgałęzionymi powiązaniem [15]. Ze względu na kryteria ekonomiczne i techniczne możliwa jest wzajemna substytucja pomiędzy rodzajami paliw i energii na etapie końcowego wykorzystania. Łatwy dostęp do nowych technologii oraz szeroka oferta rynkowa w zakresie urządzeń energetycznych i elektrycznych sprawia, że identyczne potrzeby można technicznie realizować za pomocą różnych form energii i z wykorzystaniem różnych nośników. Ustalając założenia polityki energetycznej nie sposób więc pominąć analizy wzajemnych relacji cenowych nośników energii, zmian w technologii pozyskania i przetwarzania energii [13], a także problemów związanych z wyczerpywaniem się poszczególnych surowców energetycznych, oraz rozwojem energetyki rozproszonej i rozdrobnionej, głównie wykorzystującej odnawialne źródła energii. Czynniki powyższe, charakteryzujące się dużą niepewnością, niewątpliwie rzutują na poziom przyszłych potrzeb energetycznych, a ich zaspokojenie wymaga w miarę precyzyjnego określenia nakładów inwestycyjnych przez przedsiębiorstwa przemysłu paliwowo-energetycznego. Opóźnienia i niedorozwój energetyczny, zarówno w sferze wytwarzania jak i sieci elektrycznych, mogą ograniczać rozwój i postęp w całej gospodarce, prowadząc do sporych perturbacji.

Rynkowy charakter gospodarki, w tym gospodarki energetycznej, powoduje, że ulegają zmianie funkcje modeli globalnych. Wymagają one drastycznych modyfikacji metodyk (np. [5, 11, 16]), gdyż załamują się dotychczasowe trendy, a modele wymagają uwzględnienia niepewności otoczenia oraz różnych form ryzyka. Zgodnie z podziałem ryzyka w zależności od źródła, dokonany przez R. Kendall'a, istotnymi elementami ryzyka w modelowaniu bilansów energetycznych są ryzyko operacyjne (ryzyko produkcyjne, technologiczne), ryzyko rynkowe (ryzyko cen paliw, regulacyjne, środowiskowe, finansowe, biznesowe, itp.).

Statystyka GUS, dotycząca efektywności wykorzystania energii [6], prezentuje globalne i sektorowe wskaźniki efektywności energetycznej. Analiza wskaźników niezbędna jest do monitorowania gospodarki energią i do

zarządzania energią w sposób uwzględniający zrównoważony rozwój [1, 8]. Analiza współczynników energochłonności, o różnym stopniu zagregowania (globalne, sektorowe, branżowe), jest niezbędna do predykcji zapotrzebowania na energię modelami typu „end-use” [3, 4, 7, 11, 16].

Przebiegi czasowe produktu krajowego brutto, zapotrzebowania na energię pierwotną i finalną, jak również budowane na tej podstawie wskaźniki efektywności energetycznej, to procesy dynamiczne z zaburzeniami losowymi, które można modelować z wykorzystaniem stochastycznych równań różniczkowych [12].

1. Dane statystyczne

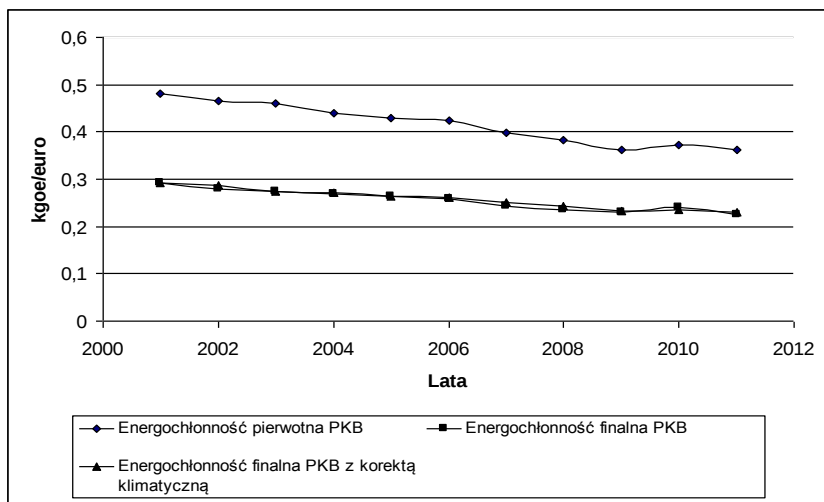
W procesie budowy bazy danych statystycznych uczestniczyło szereg firm, m.in. Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A., Agencja Rynku Energii S.A. oraz Główny Urząd Statystyczny. Bazę opracowano zgodnie z metodologią Eurostatu (ODYSSEE database) i opublikowano w [6]. Dane obejmują całkowite zużycie energii pierwotnej oraz finalne zużycie energii z podziałem na branże. Na całkowite zużycie energii składa się zużycie nośników energii pierwotnej, odzysk, saldo wymiany, bunkier i zmiana zapasów pochodnych nośników energii. Energochłonność pierwotna produktu krajowego brutto (PKB) jest zdefiniowana jako stosunek całkowitego zużycia energii pierwotnej do PKB, a energochłonność finalna PKB jako stosunek zużycia finalnego energii do PKB (rys.1). Korekta klimatyczna uwzględnia wpływ temperatury zewnętrznej, charakteryzowanej liczbą stopniodni S_d , na zużycie energii do ogrzewania. Zużycie energii finalnej z korektą klimatyczną ZEF^{kk} wyznacza się ze wzoru:

$$ZEF^{kk} = \frac{ZEF}{1 - 0,9\alpha \left(1 - \frac{S_d}{S_{d_{sr}}}\right)} \quad (1)$$

gdzie: ZEF – zużycie finalne energii, S_d – liczba stopniodni, $S_{d_{sr}}$ – średnia wieloletnia liczba stopniodni, α – udział zużycia energii do ogrzewania w całkowitym zużyciu energii w sektorze mieszkalnictwa.

Liczba stopniodni jest iloczynem liczby dni ogrzewania i różnicy pomiędzy średnią temperaturą ogrzewanego pomieszczenia a średnią temperaturą zewnętrzną. Dniami grzewczymi są te, których średnia dzienna temperatury zewnętrznej wynosi poniżej 15°C. Średnia wieloletnia liczba $S_{d_{sr}}$ wyliczona dla lat 1980-2004 wynosi 3615,77.

W okresie 2001–2011 produkt krajowy brutto (PKB) wzrastał osiągając w stosunku do 2000 roku wzrost o 51% (rys.2). Całkowite zużycie energii pierwotnej wzrosło z 90 Mtoe w 2001 roku do 102 Mtoe w 2011 roku (wzrost średnioroczny o 1,3 %), a finalne zużycie energii wzrosło w tym okresie odpowiednio z 55 Mtoe do 63 Mtoe (wzrost średnioroczny o 1,5 %).



Rys. 1. Energochłonność pierwotna i finalna PKB w latach 2001–2011 [6]

2. Model typu „end-use” prognozy zapotrzebowania na energię

Modele systemów energetycznych skupiają się na modelowaniu produkcji energii elektrycznej i ciepła, opisując pozyskanie, przetwarzanie i użytkowanie nośników energii. Dotychczas w modelowaniu systemów energetycznych wykorzystywano wiele różnorodnych modeli, m.in. ENPEP, MARKAL EFOM, MESSAGE i MIDAS. Modele pozwalały optymalizować strategie rozwojowe systemów energetycznych krajów UE. W Polsce pod koniec XX wieku zastosowano oprogramowanie WASP III opracowane przez Argon National Laboratories w Chicago i Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (IAEA) w Wiedniu pod auspicjami Banku Światowego. Oprogramowanie WASP III umożliwiło wybór optymalnego planu rozwoju systemu elektroenergetycznego. Kontynuacja badań w PSE S.A. doprowadziła do realizacji zintegrowanego programowania rozwoju systemu elektroenergetycznego w wersji ZPR-1, ZPR-2 i ZPR2+. Przykładem zintegrowanego modelu może być model MERGE, wykorzystywany do badania globalnych zmian klimatu. W skład modelu wchodzi: model równowagi ogólnej GLOBAL 2100, model klimatyczny i model oceny wpływu na środowisko.

Modele analizy systemowej, wykorzystywane w prognozowaniu zjawisk gospodarczych i energetycznych, były opracowane w szeregu ośrodków w Polsce m.in. w EnergSys, PSE S.A. i ARE S.A. W IGSMiE PAN w Krakowie od wielu lat prowadzone są badania w celu zastosowania analizy systemowej w gospodarce surowcami mineralnymi, paliwami i energią. W badaniach wykorzystano oprogramowanie GAMS – General Algebraic Modelling System [2]. Modele są ukierunkowane na analizę przemysłu węglowego [9].

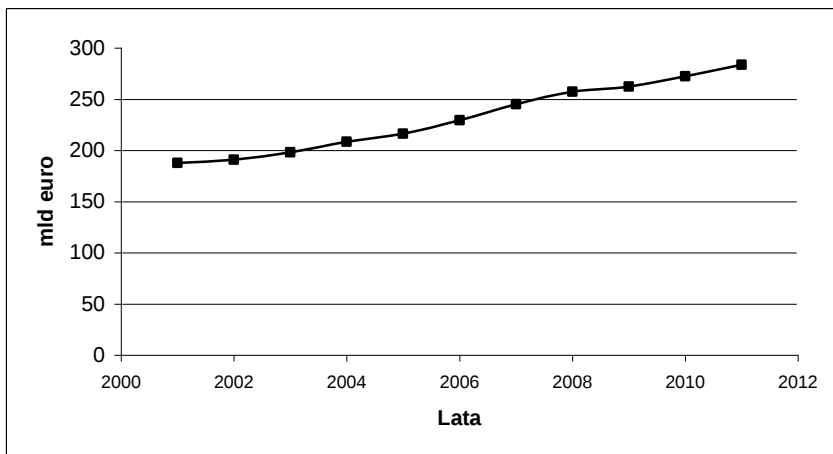
Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC – A.I.S.B.L. opublikował w 2010 roku opracowanie „Power Choices” [17]. Wyniki prezentowanych w opracowaniu badań pochodzą z energetycznego modelu PRIMES opracowanego w Athens Technical University i wykorzystywanego przez Komisję Europejską do analizy energetycznych scenariuszy do 2050 roku. Model wymaga danych wejściowych w postaci danych makroekonomicznych oraz dotyczących sektora energetycznego. Dane techniczno-ekonomiczne o technologiach przygotowała firma VDB PowerTech. Natomiast ceny paliw są generowane przez światowy model energetyczny Prometheus.

Prognozę zapotrzebowania na energię użyteczną na potrzeby opracowania *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* [10] wykonano modelem MAED (model zużycia końcowego typu *end-use*). Projekcje zapotrzebowania na energię użyteczną są wyznaczane jako suma dla każdego kierunku użytkowania energii w ramach każdego sektora gospodarki. Zapotrzebowanie na energię finalną w podziale na poszczególne nośniki oraz krajowe bilanse energii i wielkości emisji zanieczyszczeń są wynikiem działania programu BALANCE (model energetyczno-ekologiczny), którego wejściem są prognozy z modelu MAED. Model BALANCE jest modelem symulacyjnym, uwzględniającym zachowania na rynku energii producentów i konsumentów energii oraz biorącym pod uwagę ceny paliw pierwotnych, kierunki polityki energetycznej państwa, zakładany postęp technologiczny, ograniczenia w dostępie do nośników energii oraz ograniczenia czasowe działań inwestycyjnych. Na tej podstawie opracowano strukturę systemowych źródeł energii elektrycznej za pomocą modelu WASP IV [10].

Istota modelu typu „end-use” polega na założeniu, że zapotrzebowanie na energię jest proporcjonalne do wartości produktu krajowego brutto i współczynnika energochłonności PKB. Podstawową funkcją, którą model ma spełniać, jest uwzględnianie wpływu zmian strukturalnych gospodarki na zapotrzebowanie energii.

Model typu „end-use” umożliwia rozpatrywanie zapotrzebowania na energię na poziomie użytkownika końcowego, przy czym pojęcie to można przyporządkować odbiorcy na różnym poziomie hierarchicznym. W zależności od szczegółowości dezagregacji gospodarki, użytkownikiem końcowym w analizie energochłonności może być sektor gospodarki, gałąź przemysłu, bądź też określona technologia. Taka konstrukcja modelu z jednej strony umożliwia stosunkowo łatwą modyfikację i rozbudowę modelu, a z drugiej zapewnia możliwość wprowadzania szeregu założeń o strukturze i zmianach energochłonności użytkownika końcowego. Stopień szczegółowości modelu zależy oczywiście od sfery dalszego wykorzystania modelu (np. czy model ma spełniać rolę narzędzia prognozowania perspektywicznego, czy też umożliwiać krótkoterminową analizę), oraz od możliwości badawczych, ograniczonych możliwością pozyskania szczegółowych statystyk. Model prognozowania zapotrzebowania na energię pierwotną i finalną wymaga skonstruowania

scenariusza wielkości wejściowej. Scenariusz ten może być wynikiem działania zewnętrznych modeli lub też wynikiem analizy heurystycznej.



Rys.2. Produkt krajowy brutto PKB w latach 2001-2011 [6]

3. Modele procesów dynamicznych

Szereg procesów dynamicznych w ekonomii i energetyce, w których istnieją zaburzenia losowe można modelować za pomocą równań stochastycznych typu równań Ito [14]. Jest to potężne narzędzie analizy realnych zjawisk w gospodarce, toteż zastosowano je do modelowania procesów energetycznych.

Wykorzystanie metody Eulera [12] do rozwiązywania stochastycznych równań różniczkowych umożliwia symulację kształtowania się współczynników energochłonności w przyszłości. Proces stochastyczny wielu zmiennych ciągłych w czasie można opisać stochastycznymi równaniami różniczkowymi SDE (*Stochastic Differential Equations*) o ogólnej postaci:

$$dX_t = F(t, X_t)dt + G(t, X_t)dW_t, \quad (2)$$

gdzie: X – zmienna stanu, W – zmienna procesu Wienera (ruchów Browna), F – funkcja determinująca trend, G – funkcja dyfuzji.

Na podstawie ogólnej postaci (2) możliwe jest zdefiniowanie specjalnych odmian modelu. Najprostszym modelem jest liniowy model trendu ze składnikiem losowym ruchów Browna (BM – *Brownian Motion*) zawierający dwa składniki: zdeterminowany i losowy:

$$dX_t = A(t)dt + V(t)dW_t. \quad (3)$$

Odmianą tego modelu jest model względnych zmian zmiennej stanu ze składnikiem losowym opisanym ruchami Browna (GBM – *Geometric Brownian Motion*):

$$dX_t = B(t)X_t dt + V(t)X_t dW_t. \quad (4)$$

Zmienność składnika losowego można modelować w postaci stałej elastyczności wariancji (CEV – *Constant Elasticity of Variance*):

$$dX_t = B(t)X_t dt + V(t)X_t^{\alpha(t)} dW_t. \quad (5)$$

W modelu stochastycznym CEV podstawową cechą jest możliwość ustalenia zależności pomiędzy zmienną stanu a jej zmiennością poprzez wartość wykładnika $\alpha(t)$.

Kolejną postacią modelu (2) jest model z rewersją SDEMMD (*SDE from Mean-Reverting Drift*):

$$dX_t = S(t)(L(t) - X_t)dt + D(t, X_t^{\alpha(t)})V(t)dW_t, \quad (6)$$

gdzie: $S(t)$ – szybkość rewersji, $L(t)$ – poziom rewersji.

Jeśli w równaniu (6) funkcja $D(t, X_t^{\alpha(t)}) = 1$, to z powyższej formuły modelu można uzyskać postać modelu, nazwanego *Hull-White/Vasicek* (HWV) model:

$$dX_t = S(t)(L(t) - X_t)dt + V(t)dW_t. \quad (7)$$

Symulacja kształtowania się współczynników energochłonności, przyjmowanych jako zmienne stanu X_t , polega na numerycznym rozwiązaniu stochastycznych równań różniczkowych. Do wyznaczenia rozwiązania zaproponowano metodę Eulera.

4. Symulacja współczynników energochłonności opisanych stochastycznymi równaniami różniczkowymi

Zamodelowanie stochastycznych równań różniczkowych opisujących przebiegi czasowe współczynników energochłonności pierwotnej i finalnej PKB [14], aproksymowanie rozwiązań metodą Eulera i analizę wykonano programując własne skrypty wykorzystujące narzędzia zapisane w bibliotekach pakietu Matlab firmy MathWorks oraz w arkuszu kalkulacyjnym Excel firmy Microsoft.

W analizie wykorzystano następujące postaci modeli SDE, w których zmienną stanu są roczne przyrosty względne współczynników energochłonności pierwotnej i finalnej PKB:

- model GBMC (uwzględniający w procesach Wienera korelacje pomiędzy współczynnikami energochłonności)

$$dX_t = \mu X_t dt + \sigma X_t dW_t \quad (8)$$

– model CEV

$$dX_t = \mu X_t dt + \sigma X_t^{\frac{1}{2}} dW_t \quad (9)$$

– model SDEMMD

$$dX_t = 0.02(\mu - X_t)dt + \sigma X_t^{\frac{1}{2}} dW_t \quad (10)$$

– model *Hull-White/Vasicek* (HWV)

$$dX_t = 0.02(\mu - X_t)dt + \sigma dW_t \quad (11)$$

gdzie: μ – wartość średnia zmiennej X_t , σ – odchylenie standardowe zmiennej X_t .

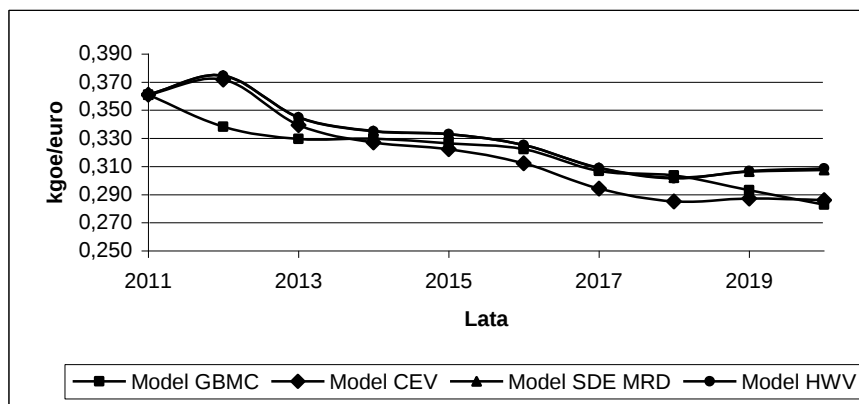
W modelach opisanych równaniami (8)÷(11) dla każdego współczynnika energochłonności estymowano dwa parametry: wartość średnią i odchylenie standardowe rocznych przyrostów względnych, natomiast arbitralnie przyjęto wartość wykładnika $\alpha=0.5$ oraz wartość szybkości rewersji $S(t)=0.02$. W powyższych modelach miarą ryzyka jest wartość odchylenia standardowego σ . Wyniki symulacji współczynników energochłonności zaprezentowano na rys. 3 i 4.

Modele GBMC i CEV dobrze opisują zjawiska zachowujące się zgodnie z regułami giełdowymi, natomiast modele SDEMMD i HWV – zgodnie z regułami rynkowymi. Wybór więc odpowiedniego modelu opisującego kształtowanie się konkretnego współczynnika energochłonności powinien zależeć np. od przyjętych założeń w budowanym scenariuszu dla potrzeb modelu typu „end-use”. Modele SDEMMD i HWV dają bardzo podobne rezultaty symulacji, toteż na rys. 3 i 4 przebiegi prawie pokrywają się.

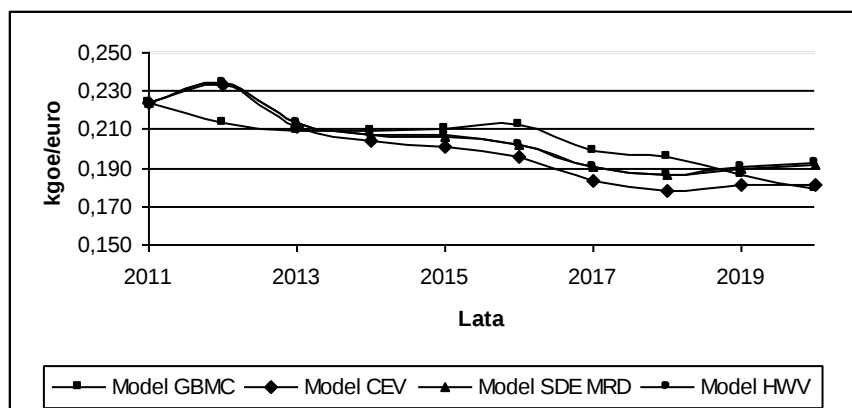
W każdym z prezentowanych modeli mamy składnik zdeterminowany, opisujący trend zmiennej, oraz składnik losowy, w którym miarą niepewności jest odchylenie standardowe zmiennej. Niepewność jest tu rozumiana w interpretacji ekonomicznej (w ujęciu matematycznym jest to miara ryzyka, bo znany jest rozkład prawdopodobieństwa zmiennej).

6. Symulacje zapotrzebowania na energię pierwotną i finalną

Symulacje całkowitego zapotrzebowania na energię pierwotną i finalną na podstawie współczynników energochłonności PKB wymagają przyjęcia scenariusza kształtowania się PKB w przyszłości, będącej horyzontem prognozy. W tym celu wykonano ekstrapolację przebiegu PKB przedstawionego na rys.1. W okresie historycznym dla lat 2001–2011 średnioroczny wzrost PKB wyniósł 4,2%, dla przyszłości 2012–2020 przyjęto 2,8%. Przykładowe symulacje zapotrzebowania na energię przedstawiono na rys. 5÷6.



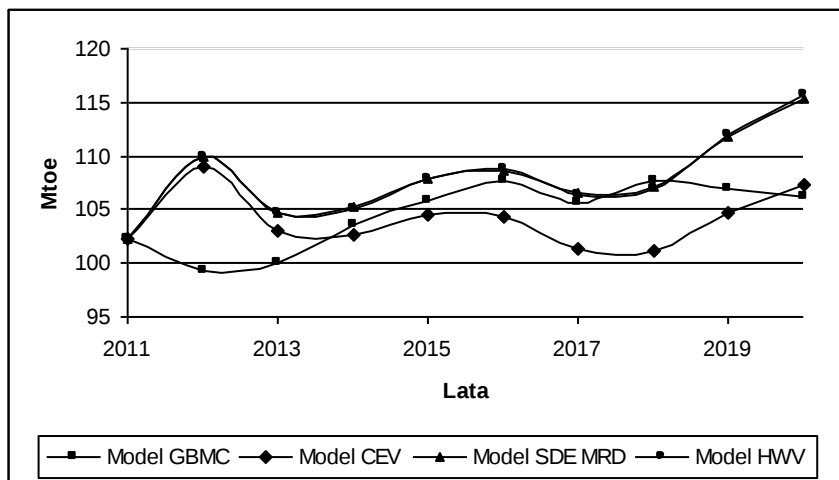
Rys.3. Symulacje energochłonności pierwotnej PKB opisanej czterema modelami SDE



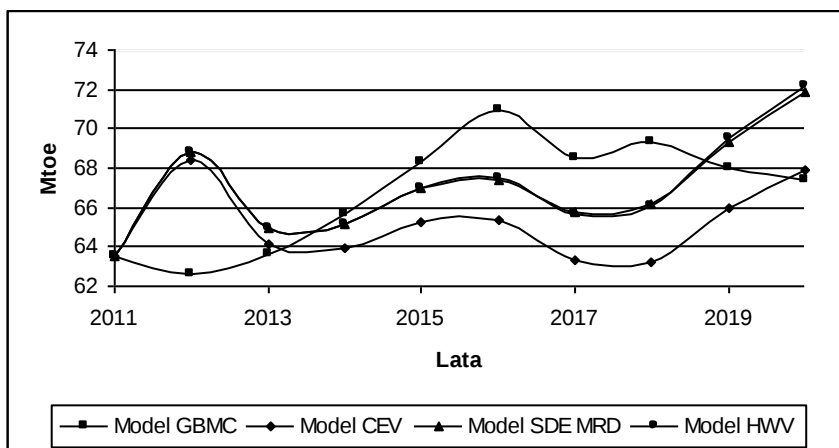
Rys.4. Symulacje energochłonności finalnej PKB opisanej czterema modelami SDE

Wyniki symulacji dla modeli GBMC i CEV (zgodnie z regułami giełdowymi) dają zbliżone wyniki, podobnie jak modele SDEM RD i HWV (zgodnie z regułami rynkowymi). Wynika to z podobieństw dwóch grup modeli: GBMC i CEV oraz SDEM RD i HWV – różnią się one w grupach tylko postacią składnika losowego. Ponieważ przyjęto wartość odchylenia standardowego na poziomie oszacowania z przebiegów historycznych względnych zmian współczynników energochłonności, to tym samym założono poziom ryzyka podobny jak w przeszłości. Przyjęcie większej wartości współczynnika odchylenia standardowego skutkuje większym poziomem ryzyka. Dyskusję kwantyfikowania ryzyka przedstawiono w [14].

Mimo znacznego obniżenia się wskaźników energochłonności PKB, średnio o ok. 15–20%, to dla prezentowanego scenariusza PKB zanotowano wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną o 3–14%.



Rys.5. Symulacje całkowitego zapotrzebowania na energię pierwotną opisanego czterema modelami SDE



Rys.6. Symulacje zapotrzebowania na energię finalną opisanego czterema modelami SDE

6. Podsumowanie

Tempo obniżania się energochłonności polskiej gospodarki znacznie spadło w ostatnich latach. O ile w latach 2001–2006 energochłonność obniżała się o ok. 2% rocznie, w okresie 2006–2009 zanotowano spadek o ok. 5% rocznie, to od 2009 nastąpiła stabilizacja, a nawet w roku 2010 zaobserwowano wzrost energochłonności.

Wykonane symulacje wskaźników energochłonności w horyzoncie do 2020 roku wskazują na spadek energochłonności pierwotnej i finalnej PKB. Rezultaty każdego z analizowanych modeli można traktować jako scenariusz kształtowania się współczynnika energochłonności w przyszłości. Przedstawione symulacje są tylko przykładem funkcjonowania modeli SDE, opisujących współczynniki energochłonności i wykorzystania metodyki „end-use” do wyznaczenia zapotrzebowania na energię. Zaprezentowane narzędzia wspomagają proces opracowania bilansu energetycznego kraju i umożliwiają uwzględnienie ocen eksperckich poprzez wprowadzanie scenariuszy makroekonomicznych i weryfikowania współczynników modeli.

Z przeprowadzonych badań wynika, że metoda Eulera umożliwia wyznaczenie symulacji przebiegu zmiennych stochastycznych, opisanych równaniami różniczkowymi, z uwzględnieniem niepewności kształtowania się procesów energetycznych, wynikającej z oddziaływania otoczenia modeli.

Literatura

- [1] Billewicz K.: *An alternative view at energy efficiency*, Rynek Energii 2(105)/2013
- [2] Brooke A., Kendrick D., Meeraus A., Raman R.: *GAMS. A user's guide*, GAMS Development Corporation, 1998
- [3] Chateau B., Lapillonne B.: *Long Term Energy Demand Forecasting, a New Approach*, Energy Policy 6 (2), 1979, p. 140–157
- [4] Commission of European Communities: *The MIDAS Energy Model*, Bruxelles, EC, 1985
- [5] Dudek G.: *Adaptive simulated annealing schedule to the unit commitment problem*, Electric Power Systems Research, vol.80, issue 4, 2010, p.465–472
- [6] GUS: *Efektywność wykorzystania energii w latach 2001–2011*, Warszawa 2013, ISSN 1732-4939
- [7] International Atomic Energy Agency (IAEA): *Model for Analysis of the Energy Demand (MAED)*, Vienna, IAEA, 1986
- [8] Jędral W.: *Efektywność energetyczna jako ważny zasób energetyczny – porównanie z wybranymi źródłami energii*, Rynek Energii 4(95)/2011
- [9] Kudelko M.: *Znaczenie analizy systemowej w prognozowaniu rozwoju sektorów paliwowo-energetycznych*, Polityka Energetyczna, Tom 8, 2005, s. 245–260
- [10] Ministerstwo Gospodarki: *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, 2009
- [11] Newsham G.R., Donnelly C.L.: *A model of residential energy end-use in Canada: Using conditional demand analysis to suggest policy options for community energy planners*, Energy Policy, Volume 59, August 2013, p. 133–142

-
- [12] Øksendal B.K.: *Stochastic Differential Equations: An Introduction with Applications*. Berlin Springer, 2003.
 - [13] Pavlova-Marciniak I.: *Rozwój energetyki jądrowej w Polsce – nowe wyzwania*, Przegląd Elektrotechniczny, 3'2009, s. 216–219
 - [14] Sowiński J.: *Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych*, Wydawnictwa Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2008
 - [15] Sowiński J.: “End-use”-model prognozy zapotrzebowania bezpośredniego na energię, w: Dobrzańska I. (red), *Prognozowanie w elektroenergetyce. Zagadnienia wybrane*, WPCz, 2002
 - [16] Swan L.G., V. Ugursal I.: *Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issue 8, October 2009, p. 1819–1835
 - [17] Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC – A.I.S.B.L.: *Power Choices – Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050*, Full Report (2010)

Andrzej WŁÓCZYK
Politechnika Opolska

DOBÓR WSKAŹNIKÓW DO ANALIZ PORÓWNAWCZYCH POZIOMU STRAT ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH

Ocena działalności spółek zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej w zakresie uzyskanych poziomów strat energii elektrycznej ma zasadniczy wpływ na procesy inwestycyjne [1] oraz kalkulację cen za usługi przesyłowe. Na koszty eksploatacji ma wpływ szereg czynników, do bezpośrednich kosztów utrzymania infrastruktury sieciowej doliczane są koszty strat technicznych oraz handlowych. Ich wyznaczenie jest aktualnie możliwe jedynie na podstawie obliczeń wykorzystujących modele statystyczne, w powiązaniu z informacjami technicznymi, w zakresie elementów sieci dystrybucyjnej, jak również zagregowanych informacji o dystrybuowanym produkcie: energii wprowadzonej i oddanej z sieci [4, 6].

Do oceny porównawczej wygodne jest zastosowanie metod bazujących na regresji liniowej, jednak jest to możliwe w ograniczonym zakresie, ze względu na ich niestabilność [4].

Ocena działalności spółki dystrybucji energii może zostać przeprowadzona według zasad stosowanych w procesie zarządzania przedsiębiorstwa. Realizacja tego zadania określana jest mianem benchmarking. Według definicji, benchmarking to badania porównawcze lub analiza porównawcza polegające na porównywaniu procesów i praktyk stosowanych przez własne przedsiębiorstwo, ze stosowanymi w przedsiębiorstwach uważanych za najlepsze w analizowanej dziedzinie. Wynik takiej analizy służy jako podstawa doskonalenia. [5, 7]

Do typowych faz procesu benchmarkingu zalicza się:

- wybór zagadnień do porównania,
- opracowanie planu analizy i wybór metod gromadzenia danych,
- określenie wzorców,
- zbieranie danych,
- porównanie danych, analiza, przygotowanie zaleceń,
- opracowanie planu wprowadzenia zmian,
- wprowadzenie zmian,
- uhonorowanie prac,
- powtórzenie tego procesu po uwzględnieniu zmian.

Należy podkreślić, że benchmarking nie jest zwykłym naśladownictwem, to wykrywanie czynników, które sprawiają, że analizowany proces jest

wykonywany efektywnie, poprzez uczenie się i twórcze adaptowanie najlepszych praktyk.

Podstawowym kryterium podziału benchmarkingu jest jego zasięg, wyróżnia się [7]:

- wewnętrzny – szukanie najlepszego w firmie i wzorowanie się na nim,
- zewnętrzny – zwany konkurencyjnym, porównywanie z konkurentami własnej branży,
- funkcjonalny – szukanie wzorca w innych firmach realizujących tą samą funkcję.

W dalszej części uwaga zostanie skupiona wokół problematyki związanej z początkowymi fazami benchmarkingu, w zakresie oceny wewnętrznej.

1. Wskaźniki do oceny strat energii elektrycznej

Aktualnie, z przyczyn technicznych, określenie na podstawie pomiaru wielkości strat technicznych jest ograniczone do sieci WN, z bezpośrednią możliwością identyfikacji miejsc o zwiększonych poziomach strat. Dla sieci SN i nn wykonuje się obliczenia strat energii elektrycznej na podstawie dostępnych danych, najczęściej w zakresie prowadzonej sprawozdawczości oraz zgromadzonych parametrów technicznych elementów tworzących sieć. Wyznaczony wolumen strat energii jest wielkością, która wprost nie jest wykorzystywana do analiz porównawczych, znacznie bardziej efektywne są wskaźniki strat.

Bezpośrednie porównanie wskaźników strat energii zarówno dla całej sieci, sieci wybranego poziomu napięcia jak i elementów sieci daje wyłącznie ogólny pogląd na jakość eksploatacji sieci. Analiza dostępnych informacji pozwala na wskazanie grup wskaźników odpowiednio charakteryzujących:

- a) sieć analizowanego obszaru,
- b) poziom obciążenia sieci,
- c) względny poziom strat,
- d) straty jednostkowe.

Na bazie danych wejściowych i zbiorów parametrów opisujących sieć możliwe jest wyznaczenie wskaźników charakteryzujących sieć elektroenergetyczną w danym obszarze oraz średniego poziomu obciążenia sieci i grup elementów sieci. Na szczególną uwagę zasługuje gęstość prądu w liniach. Wykorzystanie gęstości prądu, w przeciwieństwie do wielkości energii lub prądu obciążającego zastępczą linię, eliminuje wpływ poziomu napięcia znamionowego sieci, które ma szczególnie istotne znaczenie podczas porównywania sieci o różnych napięciach znamionowych. Wyznaczenie gęstości prądu wg wzoru (5) daje jedynie wartość orientacyjną, ze względu na inne zależności, praktycznie stosowane podczas obliczeń strat [3, 4], gdzie dodatkowo wprowadza się współczynniki korekcyjne eliminujące wpływ przede

wszystkim zróżnicowanego obciążenia ciągów sieciowych, rozkładu punktów odbioru energii wzdłuż ciągu oraz różnic w przekrojach linii.

Podstawowe wskaźniki opisujące sieć SN lub nN w obszarze zestawiono w tabeli 1, a w tabeli 2 wskaźniki charakteryzujące poziom obciążenia.

Tabela 1

Wskaźniki opisujące obszar

Wielkość	Wzór	
gęstość linii w obszarze	$g_l = \frac{l}{A_{obsz}}$	(1)
średnia liczba ciągów zasilanych ze stacji	$N_{sr} = \frac{N_{cs}}{N_{st}}$	(2)
gęstość stacji w obszarze	$g_{st} = \frac{N_{st}}{A_{obsz}}$	(3)
średnia długość ciągu sieciowego z odgałęzieniami	$l_{sr} = \frac{l}{N_{cs}}$	(4)

gdzie: l – długość linii w sieci/obszarze, A_{obsz} – powierzchnia obszaru,

N_{cs} – liczba ciągów sieciowych, N_{st} – liczba stacji.

Tabela 2

Wskaźniki charakteryzujące poziom obciążenia

Wielkość	Wzór	
Średnia gęstość prądu linii	$j_{sr} = \frac{E_c}{\sqrt{3} T_s \frac{T_{obl}}{T_r} U_r N_{cs} s_{cs} \cos \varphi}$	(5)
Średnia moc obciążenia transformatorów	$P_{sr\ tr} = \frac{E_{c\ tr}}{T_s \frac{T_{obl}}{T_r} N_{tr} \cos \varphi_{tr}}$	(6)
Względne szczytowe obciążenie transformatorów	$\beta_{S\ tr\ SN/nN} = \frac{E_{C\ tr}}{T_{s\ tr} \frac{T_{obl}}{T_r} S_{tr} \cos \varphi_{tr}} \cdot 100\%$	(7)

gdzie: E_c – energia czynna przepływająca liniami sieci, $E_{c\ tr}$ – energia czynna transformowana, $T_s/T_{obl}/T_r$ – czas użytkowania mocy szczytowej / długość okresu obliczeń / roku, U_r – wartość średnia napięcia w szczycie, $\cos \varphi$ – współczynnik mocy, s_{cs} – zastępczy przekrój ciągu sieciowego.

Wyznaczone straty energii elektrycznej w elementach sieci lub grupach odniesione do energii je obciążającej lub wprowadzonej do określonej sieci stanowią grupę najczęściej i najchętniej wykorzystywanych wskaźników.

Po wykonaniu obliczeń strat technicznych, znając różnicę bilansową energii wyznacza się straty handlowe. Straty techniczne (lub handlowe) odniesione do różnicy bilansowej stanowią udział tych strat poszerzając zbiór dostępnych wskaźników. W tabeli 3 zestawiono ogólne zależności do ich wyznaczania.

Tabela 3

Wskaźniki charakteryzujące poziom strat energii

Wielkość	Wzór	
Wskaźniki strat w elementach sieci w stosunku do energii obciążającej	$\delta E_{el\ obc} = \frac{\Delta E_{el}}{E_{obc}}$	(8)
Wskaźniki strat w elementach sieci w stosunku do energii wprowadzonej do sieci	$\delta E_{el\ wpr} = \frac{\Delta E_{el}}{E_{wpr}}$	(9)
Wskaźnik strat technicznych w sieciach	$\delta E_{tech} = \frac{\Delta E_{tech}}{E_{wpr}}$	(10)
Udział strat technicznych w różnicy bilansowej	$\delta(\Delta E_{tech}) = \frac{\Delta E_{tech}}{\Delta E_{RB}}$	(11)

gdzie: ΔE_{el} – straty energii w elementach sieci (np. liniach, transformatorach),

E_{obc} – energia obciążająca grupę elementów sieci, E_{wpr} – energia czynna wprowadzona do

sieci, ΔE_{tech} – straty techniczne, ΔE_{RB} – różnica bilansowa.

Wskaźniki jednostkowe otrzymuje się poprzez odniesienie wyznaczonych strat do wielkości wejściowych wykorzystanych do obliczeń wskaźników charakteryzujących sieć. Wybrane wskaźniki tej grupy zestawiono w tabeli 4.

Tabela 4

Wskaźniki jednostkowych strat energii elektrycznej

Wielkość	Wzór	
Straty energii czynnej w liniach na 1km linii	$\delta E_{km} = \frac{\Delta E_{el\ lin}}{l}$	(12)
Straty energii czynnej w sieci nN na odbiorcę	$\delta E_{odbnN} = \frac{\Delta E_{SE\ nN}}{N_{licz}}$	(13)
Straty energii czynnej w transformatorach na jednostkę	$\delta E_{tr\ N} = \frac{\Delta E_{tr}}{N_{tr}}$	(14)
Straty energii czynnej w transformatorach odniesione do mocy zainstalowanej transformatorów	$\delta E_{tr\ S} = \frac{\Delta E_{tr}}{\sum S_{tr}}$	(15)

gdzie: $\Delta E_{el\ lin}$, ΔE_{SE} , ΔE_{tr} – straty energii w liniach sieci, w sieci, w transformatorach,

N_{tr} , $\sum S_{tr}$ – liczba i moc transformatorów.

Do obliczeń strat energii elektrycznej wykorzystuje się wyznaczone na podstawie badań statystycznych parametry, które podlegają w procesie iteracyjnym korekcji według określonych reguł [4]. W ten sposób uzyskuje się nowe, dodatkowe informacje o zjawiskach towarzyszących powstawaniu strat energii elektrycznej. Należy do nich zaliczyć:

- procentowy spadek napięcia ($\delta U_{\%}$),
- współczynnik asymetrii obciążenia ($k_{\alpha\Delta P}$),
- czas użytkowania mocy szczytowej (T_s).

Na te wielkości decydujący wpływ mają przyjęte do procesu obliczeń strat energii wartości początkowe parametrów [4] oraz pozyskana ze zbioru danych wejściowych informacja o różnicy bilansowej. Ze względu na sposób i wiarygodność otrzymania ich wartości końcowych należy je uznać jako ambiwalentne.

2. Analiza porównawcza wskaźników

Celem przedstawienia charakterystycznych wartości wskaźników przeprowadzono analizę strat za rok obliczeniowy dla 4 różnych obszarów:

- obszar 1 – stanowią aglomeracje miejskie,
- obszar 2 – stanowią aglomeracje miejskie, o dużym obciążeniu przemysłowym
- obszar 3 – rozległy obszar z przewagą odbiorców wiejskich
- obszar 4 – rozległy obszar o równomiernie rozłożonych odbiorcach komunalnych, z niewielkim obciążeniem przemysłowym.

W tabeli 5 zestawiono wyniki obliczeń otrzymane na podstawie modeli wykorzystywanych do parametryzacji sieci [3, 4].

Na bazie przedstawionych wskaźników można wstępnie ustalić rodzaj obszaru oraz stopień wykorzystania urządzeń. Prezentowane wartości zastępczej gęstości prądu w liniach nN i SN są zróżnicowane. Ich wielkość jest uzależniona, poza ilością energii przepływającej i liczby ciągów sieciowych, od przekroju zastępczego sieci.

Przeprowadzona analiza w zakresie określenia współczynnika korelacji pomiędzy wskaźnikami strat w elementach sieci pozwala stwierdzić, że nie są one skorelowane z pozostałymi. Jest to spowodowane między innymi różnymi poziomami strat handlowych.

Multiplikacja poszczególnych wskaźników eksponuje straty w obszarach, w zależności od zastosowanych argumentów. Np. minimalną wartość iloczynu wskaźnika strat w liniach nN i gęstości prądu uzyskuje się dla obszaru 4, podczas gdy wskaźnik strat nie jest najmniejszy. Dobre rezultaty otrzymuje się odnosząc wskaźniki strat do średniej długości ciągu sieciowego.

Tabela 5

Zestawienie wyznaczonych wartości wskaźników do analizy porównawczej

Wskaźnik	Jednostka	Obszar 1	Obszar 2	Obszar 3	Obszar 4
Wskaźniki opisujące obszar					
Gęstość linii nN w obszarze	km/km^2	1,8	2,9	1,1	1,0
Gęstość stacji SN/nN w obszarze	km/km^2	1,1	1,7	0,8	0,9
Średnia liczba ciągów zasilanych ze stacji SN/nN	szt.	3,9	4,7	4,2	3,5
Średnia liczba ciągów zasilanych ze stacji WN/SN	szt.	19,1	14,2	12,5	13,1
Wskaźniki opisujące poziom obciążenia					
Średnia gęstość prądu linii NN	A/mm^2	0,50	0,58	0,60	0,44
Średnia gęstość prądu linii SN	A/mm^2	0,64	0,50	0,49	0,42
Średnia moc obciążenia transformatorów SN/nN	$MW/szt.$	0,12	0,16	0,09	0,09
Średnia moc obciążenia stacji SN/nN	$MW/szt.$	0,13	0,18	0,11	0,10
Wskaźniki strat w elementach sieci i w sieci					
Linie nN	%	5,21	3,69	3,28	3,74
Linie SN	%	0,68	0,49	1,20	0,95
Sieć nN i SN	%	4,76	4,273	4,96	4,6
Jednostkowe wskaźniki strat					
Straty energii czynnej w liniach nN na 1km linii	MWh/km	9,2	7,5	4,6	6,2
Straty energii czynnej w sieci nN na odbiorcę	$kWh/szt.$	315,8	523,7	261,5	149,6

3. Obliczenia wskaźników na podstawie zagregowanych danych i strat energii elektrycznej

Przedstawione powyżej wartości wyznaczonych wskaźników oparto na danych wejściowych do obliczeń strat energii oraz bezpośrednich wynikach obliczeń strat energii elektrycznej i wskaźników.

W praktyce obliczenia, w miarę możliwości, wykonuje się począwszy od mniejszych obszarów, na przykład rejonów dystrybucji energii, a następnie dokonując sumowania strat energii, energii wprowadzonej i oddanej oraz danych charakteryzujących ilościowo infrastrukturę sieciową, w tym długość linii, liczbę i moc transformatorów [2].

Podobnie realizuje się obliczenia w czasie. Najczęściej jako jednostkowe przyjmuje się obliczenia miesięczne, które podlegają agregacji poprzez sumowanie strat energii oraz energii wprowadzonej i oddanej, odpowiednio: narastająco – od początku roku; krocząco – za ostatnich 12 miesięcy i rocznie.

Wyznaczenie w tym przypadku wskaźników charakteryzujących sieć i obciążenie sieci, omówione w pkt. 1, okupione jest koniecznością wyznaczenia wielkości występujących we wzorach (1)...(15).

Większość wielkości wynika bezpośrednio z relacji fizycznych, np. długość linii, moc transformatorów, energia obciążająca element sieci, zastępczy czas obliczeń. Wzory obliczeniowe zestawiono w tabeli 6.

Szczególnej uwagi wymagają czas użytkowania mocy szczytowej i wszystkie zależności, w których występuje.

Tabela 6

Zestawienie podstawowych wzorów do przeliczeń wielkości wejściowych wskaźników strat energii elektrycznej

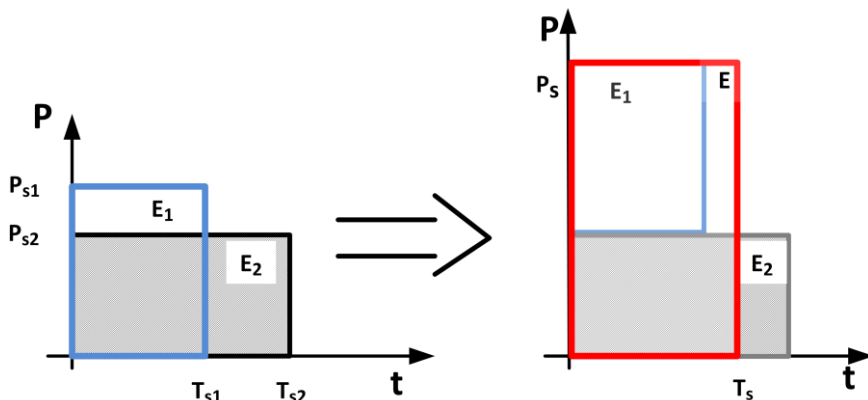
Przeliczana wielkość	Po obszarach	Po okresie obliczeniowym
Powierzchnia obszaru	$A_{obsz} = \sum A_{obszi}$	$A_{obsz} = A_{obsz1}$
Długość linii	$l = \sum l_i$	$l = l_1$
Liczba ciągów sieciowych	$N_{cs} = \sum N_{csi}$	$N_{cs} = N_{cs1}$
Przekrój ciągu sieciowego	$s = \frac{\sum l_i \sum \frac{l_i}{\gamma s_i N_{csi}}}{\gamma \sum N_{csi}}$	$s = s_1$
Energia	$E = \sum E_i$	
Straty energii	$\Delta E = \sum \Delta E_i$	
Współczynnik mocy	$\cos \varphi = \frac{\sum E_{ci}}{\sqrt{(\sum E_{ci})^2 + (\sum E_{bi})^2}}$	
Czas obliczeń	$T_{obl} = T_{obl1}$	$T_{obl} = \sum T_{obli}$
Czas użytkowania mocy szczytowej	$T_s = \frac{E}{P_s} = \frac{\sum E_i}{\sum P_{si}} = \frac{\sum E_i}{\sum \left(\frac{E_i}{T_{si}} \right)}$	$T_s = \frac{E}{P_s} = \frac{\sum E_i}{\max(P_{si})} = \frac{\sum E_i}{\max \left(\frac{E_i}{T_{si}} \right)}$

gdzie: indeksem „i” oznaczono wartości danych i wyników cząstkowych dla obszarów lub przedziałów czasowych.

Wyznaczenie zastępczego czasu użytkowania mocy szczytowej osobno dla przypadku agregacji po obszarze i po czasie obliczeń przebiega w odmienny sposób, zgodnie z ogólnymi zasadami [2, 4].

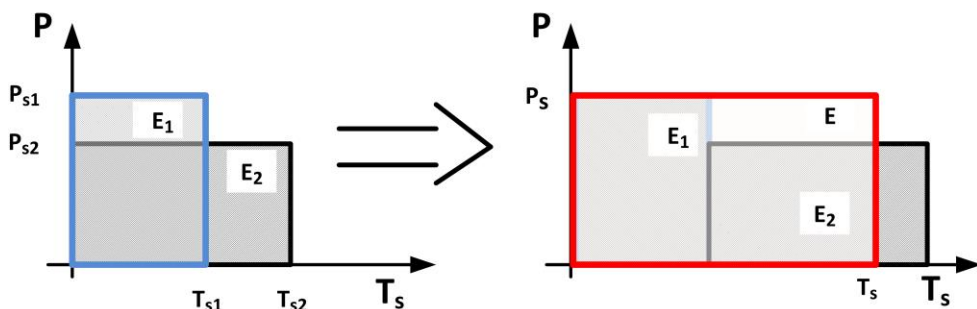
Przeliczenie czasu użytkowania mocy szczytowej dla przyjętych dwóch obszarów o znanych mocach szczytowych i czasach użytkowania mocy

szczytowej prowadzi do wartości mocy szczytowej równej sumie mocy szczytowych obszarów i czasu użytkowania mocy szczytowej równego średniej ważonej czasów, jak przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Przeliczenie czasu obciążenia szczytowego dla różnych obszarów

Dokonując przeliczenia czasów użytkowania mocy szczytowych, dla jednego obszaru przy równej długości interwału czasu obliczeń z innych okresów obliczeniowych, otrzymuje się moc szczytową równą maksymalnej mocy szczytowej i czas użytkowania mocy szczytowej o wartości zdecydowanie niższej od sumy przyjętych do obliczeń czasów. Efekt zilustrowano na rysunku 2.



Rys. 2. Przeliczenie czasu obciążenia szczytowego z różnych okresów obliczeniowych

4. Analiza porównawcza wskaźników otrzymanych podczas agregacji wyników obliczeń

Korzystając z przygotowanych danych do obliczeń, dla obszarów scharakteryzowanych w pkt. 2 i wyników obliczeń strat energii, przeprowadzono proces agregacji polegający na zespoleniu obszarów (agregacja po obszarach)

oraz wykorzystując obliczenia miesięczne dokonano agregacji wyników obliczeń miesięcznych za rok.

W tabeli 7 zestawiono wartości wyznaczonych wybranych wskaźników. Porównanie ich wartości potwierdza wpływ zmiany czasu użytkowania mocy szczytowej na wartości pozostałych wskaźników. Stąd, bezpośrednia analiza porównawcza może być przeprowadzona po zastosowaniu wartości czasu użytkowania mocy szczytowej podlegającego tym samym regułom agregacji.

Tabela 7

Zestawienie wskaźników otrzymanych podczas procesu agregacji danych obliczeniowych

Wskaźnik	Jednostka	Typ obliczeń		
		bezpośrednie	agregacja obszarowa	agregacja czasowa
Gęstość prądu w liniach nN	A/mm^2	0,53	0,54	0,67
Gęstość prądu w liniach SN	A/mm^2	0,54	0,53	0,61
Zastępczy czas użytkowania mocy szczytowej	h	2543	2568	2063
Straty energii czynnej w liniach nN na 1km	MWh/km	7,4	7,5	7,7

Otrzymany wynik obliczeń może stanowić wielkość odniesienia do analizy porównawczej obszarów wchodzących w skład utworzonego obszaru zastępczego.

Wyznaczenie wskaźników zastępczych dla szerszych ram czasowych, w odniesieniu do obliczeń np. rocznych, umożliwia zidentyfikowanie tendencji zachodzących w eksploatowanych sieciach.

5. Wnioski

Analiza porównawcza strat energii w sieciach rozdzielczych jest zadaniem wymagającym uwzględnienia szeregu czynników wpływających bezpośrednio na ich poziom. Przedstawione zbiory wskaźników mogą jedynie służyć jako wejściowe do przybliżonego opracowania rankingu, a dopiero ich odpowiednie powiązanie i wprowadzenie jednoznacznych kryteriów oceny uwiarygodni wyniki.

Wydaje się, że zastosowanie sprawdzonych zasad obowiązujących w zarządzaniu przyczyni się do najefektywniejszego obniżenia strat energii elektrycznej w sieciach. Wszelkie analizy techniczne, mające na celu obniżenie poziomu strat, a wraz z nim wskaźników strat powinny być powiązane z kosztami inwestycyjnymi i organizacyjnymi.

Badania w tym zakresie będą potrzebne, niezależnie od stopnia zaawansowania prac związanych z wdrażaniem systemu smart metering.

Literatura

- [1] Kaszowska B., Włóczyk A., Jeziorny D.: *Zastosowanie programu bilansowania strat energii Bi-Sun do wspomagania podejmowania decyzji w spółkach dystrybucyjnych*. Rynek Energii, Zeszyt tematyczny nr I (VIII), 2013.
- [2] Kaszowska B., Włóczyk A.: *Agregacja wolumenu strat energii elektrycznej w transformatorach dla zadanych obszarów i przedziałów czasowych*. Rynek Energii, nr 2 (99), 2012.
- [3] Kaszowska B., Włóczyk A.: *Parametryzacja sieci rozdzielczej do liniowego modelu sieci stosowanego w obliczeniach strat energii elektrycznej*. Rynek Energii, nr 2 (93), 2011.
- [4] Praca zbiorowa (red. Kulczycki J.): *Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych*. PTPiREE, Poznań, 2009.
- [5] Martyniak Z.: *Nowe metody organizacji i zarządzania*. Wyd. AE w Krakowie, Kraków 2002.
- [6] Nazarko J., Rybaczuk M.: *Analiza strat energii elektrycznej w sektorze dystrybucji w Polsce*. Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego we Wrocławiu, „Taksonomia” 2003, nr 10, 2003.
- [7] Zimniewicz K.: *Współczesne koncepcje i metody zarządzania*. PWE, Warszawa 2009.

Szymon CIURA, Paweł KUBEK
Politechnika Śląska w Gliwicach

WYZNACZANIE OBCIĄŻEŃ MAKSYMALNYCH W SIECIACH nN – TEORIA I PRAKTYKA

Streszczenie. Na podstawie szeroko zakrojonych pomiarów obciążenia wyznaczone zostały przez PTPiREE i opublikowane tzw. standardowe profile zużycia energii, uśrednione w każdej godzinie dla wielu odbiorców zasilanych z sieci nn. Są one przydatne zarówno dostawcom, jak i sprzedawcom energii do prognozowania poboru energii elektrycznej przez tych odbiorców w danym horyzoncie czasowym. Jednakże wyniki tych pomiarów nie były do tej pory wykorzystywane do wyznaczania wartości obciążenia maksymalnego poszczególnych elementów sieci nN, niezbędnych do ich projektowania. W niniejszym referacie przedstawiony został teoretyczny sposób wyznaczania ww. obciążenia, uwzględniający wyniki przeprowadzonych pomiarów i ich analizy oraz liczbę odbiorców, zasilanych za pomocą danego elementu sieci. Poddane przy tym zostały krytycznej analizie i ocenie obowiązujące aktualnie wytyczne w tym zakresie, zawarte w normie N SEP-E-002, ze szczególnym uwzględnieniem wartości współczynników jednoczesności występowania obciążeń maksymalnych dla określonej liczby odbiorców.

DETERMINING MAXIMUM LOAD IN LOW-VOLTAGE NETWORKS – THEORY AND PRACTICE

Summary. Standard profiles of energy consumption averaged every hour for multiple recipients supplied from low voltage network have been designated and published by PTPiREE based on extensive measurements of the loads. They are useful for both suppliers and retailers of energy to electricity consumption forecasting in a given time horizon. However, the results of these measurements have not been so far used to determine the peak load values of individual low voltage network elements, necessary for their design. A theoretical method of determination of these loads, taking into account the results of the measurements, their analysis and number of customers supplied by given network element is presented in this paper. The subject of the article is also a critical analysis and assessment of the currently in force guidelines in this regard contained in N SEP-E-002, with particular regard to the value of co-factors of simultaneity of peak loads for the specified number of recipients

**Dariusz JEZIORNY¹, Barbara KASZOWSKA²,
Andrzej WŁÓCZYK²**

¹TAURON- Dystrybucja S. A., ²Politechnika Opolska

WPLYW MODERNIZACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NA POZIOM STRAT ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Streszczenie. W artykule przedstawiono ocenę wpływu modernizacji sieci dystrybucyjnej w zakresie wymiany transformatorów na poziom strat energii w spółce dystrybucyjnej. Dla potrzeb analiz wykorzystano opracowaną metodę obliczania strat energii elektrycznej i różnicy bilansowej oraz oprogramowanie Bi-Sun. Przedstawiono ilościowo dotychczasowy przebieg procesu wymiany transformatorów WN/SN i SN/nn w spółce dystrybucyjnej oraz na tej podstawie oceniono dotychczasowe oszczędności energii, a więc zmniejszenie strat energii wynikające z wymiany transformatorów.

IMPACT OF DISTRIBUTION NETWORK MODERNIZATION ON ENERGY LOSSES LEVEL

Summary. Paper presents the evaluation of impact of distribution network modernization on energy losses level in distribution company. The replacement of HV/MV and MV/LV transformers was taken into account. The elaborated by authors method of energy losses calculation and Bi-Sun software were used in this evaluation. Previous progress of the process HV/MV and MV/LV transformers replacement in distribution company was presented. The energy savings (energy losses reduction) concerning with transformers replacement were presented.

**Piotr KACEJKO, Piotr MILLER, Marek WANCERZ¹,
Paweł ZIÓLEK²**

Politechnika Lubelska¹, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.²

MODERNIZACJA KRAJOWEJ SIECI PRZESYŁOWEJ - JEDNOSTKI TRANSFORMATOROWE 400/110 KV 450 MVA

Streszczenie. Operator krajowej sieci przesyłowej, podjął w ostatnich latach trud rozbudowy i modernizacji sieci krajowej w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej do odbiorców. Jednym z elementów tej modernizacji jest wymiana jednostek transformatorowych w stacjach elektroenergetycznych najwyższych napięć. W pracy przeanalizowano uwarunkowania powodujące potrzebę takiej modernizacji. Zaproponowano również sposób modelowania nowych jednostek transformatorowych 400/110 kV 450 MVA dla potrzeb obliczeń rozpliwowych i zwarciovych, z uwagi na specyfikę w stosunku do jednostek spotykanych dotychczas. Poprawność modelowania zweryfikowano korzystając z dostępnych programów analitycznych.

MODERNIZATION OF THE POLISH TRANSMISSION NETWORK SYSTEM – TRANSFORMER UNITS 400/110 KV 450 MVA

Summary. The article presents an analysis of the need for modernization of transformer units in the Polish Power System following from development plans for the PPS. A new method for modeling of new 450MVA transformer units to be used for the short-circuit calculation purposes has been proposed. Correctness of the modeling has been verified with the application of analytic programs available on the market.

Mariusz KALETA, Piotr PAŁKA, Izabela ŻÓŁTOWSKA

Instytut Automatyki i Informatyki Stosowanej, Politechnika Warszawska

AGREGATOR AKTYWNYCH ODBIORCÓW Z PERSPEKTYWY EUROPEJSKICH PROJEKTÓW SIECI INTELIGENTNYCH

Streszczenie. Praca syntetyzuje rozwiązania powstające w ramach międzynarodowych projektów na nowoczesnych rynkach energii ewoluujących w kierunku sieci inteligentnych (smart grid). Pozwalają one na czerpanie zysków z nowych form funkcjonowania na rynku, szczególnie po stronie odbioru i generacji rozproszonej, jednak niezbędne jest wsparcie podmiotu pośredniczącego – Agregatora. Analizujemy rolę i funkcje, jakie powinien pełnić Agregator reprezentujący nowy typ uczestników: aktywnych dostawców elastyczności. Systematyzujemy obszary działalności, skupiając się na procesach biznesowych związanych z obrotem energią. Odnosimy się też do możliwości powstania instytucji Agregatora w Polsce.

ACTIVE DEMANDS AGGREGATOR FROM THE PERESPECTIVE OF EU SMART GRID PROJECTS

Summary. Paper synthesizes international projects' solutions on modern energy markets evolving towards smart grid. New market possibilities appear, especially for demands and distributed generation, however a support from the intermediary – Aggregator is needed. We analyze the role and functions of Aggregator representing a new type of participants: flexibility providers. We systematize business areas, focusing on processes related to energy trading. We refer also to the possibility of establishing Aggregators in Poland.

Barbara KASZOWSKA¹, Katarzyna SKAŁACKA²

¹Politechnika Opolska, ²Uniwersytet Opolski

POSTAWY ODBIORCÓW WOBEC INTELIGENTNYCH SYSTEMÓW POMIAROWYCH – PRZEGLĄD BADAŃ I MOŻLIWOŚCI ICH WYKORZYSTANIA W WARUNKACH POLSKICH

Streszczenie. Wprowadzanie inteligentnych sieci elektroenergetycznych oraz inteligentnych pomiarów, powinno przynieść pożądane skutki w postaci m. in. mniejszego zużycia energii. Muszą być jednak odpowiednio użytkowane przez końcowych odbiorców. Wprowadzenie ich łączy się z koniecznością zmiany dotychczasowych przyzwyczajeń oraz ewentualną zgodą na udostępnianie informacji o sposobach konsumpcji energii. Są to podstawowe powody oporu przed wprowadzeniem nowych technologii pomiarowych. Artykuł przedstawia przegląd badań dotyczących postaw odbiorców energii wobec inteligentnych sieci oraz propozycje wykorzystania wniosków z tych badań w implementacji inteligentnych sieci elektroenergetycznych oraz systemów pomiarowych na rynku polskim.

THE CONSUMERS' ATTITUDES TOWARDS SMART METERING SYSTEMS – THE RESEARCH METAANALYSIS AND POSSIBILITIES OF THEIRS IMPLEMENTATION IN POLISH CONDITIONS

Summary. The implementation of smart grids and smart metering should bring expected effects, among others, the reduction of the energy demand. However, the smart metering systems should be properly used by the consumers. The implementation of the smart metering is combined with the revision of the existing habits and the eventual agreement for share information about the energy consumption. These are the main reasons of resistance against the new metering technologies. The paper presents a review of current research on the attitudes of consumers towards smart metering systems and smart grids proposals for the use of the conclusions of these studies in the implementation of smart grids in Polish conditions.

Joanna KOTT¹⁾, Marek KOTT²⁾

¹⁾Instytut Organizacji i Zarządzania Politechniki Wrocławskiej

²⁾Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej

WSKAŹNIKI ENERGOCHŁONNOŚCI W WYBRANYCH GAŁĘZIACH PRZEMYSŁU

Streszczenie. Efektywność wykorzystania energii w gospodarce, a w szczególności w sektorze przemysłowym, stanowi istotny czynnik wpływający na wysokość kosztów produkcji, zyski przedsiębiorstw, konkurencyjność produktów oraz na rozwój społeczno-gospodarczy. Konsekwencją nieracjonalnego użytkowania energii jest nadmierna konsumpcja zasobów surowców energetycznych, problemy z zanieczyszczeniem środowiska naturalnego oraz ograniczona konkurencyjność krajowych przedsiębiorstw na rynku europejskim. Jednym z najważniejszych wskaźników pozwalającym ocenić stan przemysłu jest jego energochłonność, a prognozowanie tego wskaźnika pozwala na zaplanowanie strategii rozwoju przemysłu krajowego. W pracy przedstawiono wyniki analiz wskaźników energochłonności w krajowym przemyśle na tle wybranych krajów Unii Europejskiej.

INDICATORS OF ENERGY INTENSITY IN SELECTED BRANCHES OF INDUSTRY

Summary. Efficiency of energy use in the economy, especially in the industrial sector, is an important determinant of the cost of production, corporate profits, products competitiveness and socio-economic development. The main consequences of irrational energy use is the excessive consumption of energy resources, problems of environmental pollution and limited competitiveness of domestic enterprises in European markets. One of the most important determinants, which allows to designate the competitiveness and state of a sector is energy intensity index.

The paper presents the results of analyzes of indicators of energy intensity in the domestic industry against the background of selected European Union countries.

Bartosz KOZŁOWIEC

Instytut Techniki Lotniczej i Mechaniki Stosowanej PW

Michał POŁECKI

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

REZERWĄ WIRUJĄCĄ W ELEKTROWNIACH WIATROWYCH

Streszczenie. Wzrost udziału energetyki odnawialnej w systemie elektroenergetycznym wywołuje problemy związane z m. in. stabilnością częstotliwościową KSE. W pracy poruszono jeden z aspektów integracji źródeł wiatrowych pracujących w trybie regulowanej mocy. Udział wytwórców zielonej energii w rezerwie wirującej systemu może wpłynąć na zmniejszenie kosztów jednostkowych wytwarzania energii w tych jednostkach poprzez zwiększenie ich ресурсu. Badania nad pracą *delta mode* generatorów wiatrowych obejmą różne warianty współpracy elektrowni wiatrowych z siecią elektroenergetyczną i zostaną uzupełnione o ocenę efektywności ekonomicznej inwestycji tych jednostek wytwórczych

THE WIND POWER PLANT'S OPERATION WITH A SPINNING RESERVE

Summary. The increase in contribution of distributed power generation in the electric power system has caused problems related e.g. to the frequency stability of the National Electric Power System. The paper presents one of the aspects of integrating wind turbines which work in the power regulation mode. The contribution of green energy suppliers to the spinning reserve of the power system may cause a decrease in unit costs of energy development in these generators due to their increased service life. The research on the "delta" work mode of wind turbines that is presented here embraces different types of the interaction process between powerhouses and the power system and is complemented by an assessment of their marginal efficiency of investment

Piotr MARCHEL, Józef PASKA

Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny

MODELOWANIE NIEZAWODNOŚCI SŁONECZNYCH ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNYCH

Streszczenie. W rozdziale przedstawiono podstawowe zagadnienia związane z modelowaniem dostępności energii pierwotnej dla elektrowni słonecznych oraz problemy związane z modelowaniem niezawodności elektrowni tego typu. Omówiono stałą słoneczną oraz opisano podstawowe zależności pozwalające na wyznaczenie ilości energii promieniowania słonecznego, która w określonej lokalizacji dociera do górnej warstwy atmosfery. Wykonano analizę charakteru ograniczania tego promieniowania przy przejściu przez atmosferę, na podstawie danych pomiarowych ze stacji meteorologicznej w Warszawie-Ursusie. Opisano sposób modelowania dostępności energii pierwotnej dla elektrowni słonecznych. Omówiono również sposób tworzenia modelu niezawodnościowego samej elektrowni fotowoltaicznej.

MODELING OF SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS RELIABILITY

Summary. The chapter presents the basic issues of modeling the availability of primary energy for solar power plants and the problems associated with modeling this type of power plant reliability. The solar constant is described and the basic relationships allowing the determination of solar irradiation in the top layer of atmosphere is specified. The analysis of radiation limiting nature of atmosphere is made, using data from the meteorological station in Warsaw-Ursus. The way of modeling the availability of primary energy for solar power plants is described. It is also discussed how to create a reliability model of the photovoltaic power plant.

Piotr MARCHEL, Józef PASKA

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki

Tomasz SURMA

CEZ Polska

ODNAWIALNE I ROZPROSZONE ŹRÓDŁA ENERGII A NIEZAWODNOŚĆ SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Streszczenie. Coraz większy udział odnawialnych i rozproszonych źródeł energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym stanowi wyzwanie również w analizach niezawodności. W rozdziale zostały zasygnalizowane i opisane najważniejsze, z punktu widzenia niezawodności, problemy wiążące się z przekształceniami krajowej elektroenergetyki: wpływ obecnej struktury organizacyjnej i własnościowej, gdy często występuje konsolidacja pozioma a nawet pionowa; wpływ rosnącej roli źródeł wytwórczych, których zdolność generacyjna jest ograniczona zewnętrznie; wpływ zwiększającego się udziału jednostek generacji rozproszonej. Przedstawiono możliwe do realizacji podejścia do obliczeń niezawodności, które uwzględniają występowanie wskazanych zjawisk.

RENEWABLE ENERGY SOURCES & DISTRIBUTED GENERATION AND ELECTRIC POWER SYSTEM RELIABILITY

Summary. An increasing share of renewable and distributed energy sources in the Polish Electric Power System is a challenge also in the analyses of reliability. The main problems, from reliability point of view, connected with the transformation of national power system are signalized and described in the chapter: the impact of the current organizational and ownership structure in Polish Power System, where often appear horizontal and even vertical consolidation; the impact of the increasing role of generation sources, which generation capacity is limited externally; the impact of increasing the share of distributed generation. The feasible approaches to reliability calculations which take into account the occurrence of the phenomena mentioned are presented.

Tomasz POPLAWSKI, Piotr SZELĄG

Politechnika Częstochowska, Wydział Elektryczny

WYKORZYSTANIE WYKŁADNIKA HURSTA DO PRZEWIDYWANIA NIESTABILNOŚCI GENERACJI WIATROWEJ

Streszczenie. Wzrost znaczenia generacji wiatrowej w systemie energetycznym wymusza utrzymywanie dodatkowej, obowiązkowej rezerwy mocy na wypadek niespodziewanego zaniku mocy w elektrowniach wiatrowych. Dysponując dokładnymi prognozami mocy generowanej przez te obiekty można ograniczyć wielkość rezerwy a co za tym również koszty pracy systemu elektroenergetycznego. W artykule podjęto próbę wykorzystania statystyki Hursta do prognozowania zmian wielkości mocy generacji wiatrowej. Została przygotowana symulacja pracy zespołu wiatrowego, następnie wyznaczono krokowo wykładnika Hursta, który posłużył jako jedna z zmiennych objaśniających modelu prognostycznego bazującego na metodzie rozkładu kanonicznego. Otrzymane wyniki potwierdzają zasadność wybranego kierunku badań. Kolejne testy będą kontynuowane z wykorzystaniem rzeczywistych danych pomiarowych.

USE HURST EXPONENT TO PREDICT INSTABILITY OF WIND GENERATION

Summary. The growing importance of wind generation in the power system enforces maintaining additional compulsory reserve power in the event of an unexpected loss of power in wind turbines. Having accurate forecasts of the power generated by wind farms is possible to reduce the size of the reserve and the costs of power system operation. In the article attempt to use Hurst statistics to predict changes in the size of wind power generation. Simulation of the work wind turbine has been prepared, then determine step by step Hurst exponent, which serves as one of the explanatory variables predictive model based on the canonical decomposition method. The obtained results confirm the validity of the chosen research direction. Further tests will be continued using real data.

Janusz SOWIŃSKI

Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Częstochowska

MODEL TYPU „END-USE” PROGNOZY ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ PIERWOTNĄ I FINALNĄ W WARUNKACH RYZYKA

Streszczenie. Rynkowy charakter gospodarki energetycznej powoduje, że w okresach zmian strukturalnych i kryzysowych modele globalne wymagają modyfikacji metodyk, gdyż załamują się dotychczasowe trendy, a konieczne jest uwzględnienie niepewności otoczenia oraz ryzyka finansowego, inwestycyjnego itp. Wskaźniki energochłonności umożliwiają monitorowanie gospodarki energetycznej kraju, dając podstawę do realizacji predykcji zapotrzebowania na energię pierwotną i finalną modelami typu „end-use”. Przebiegi współczynników energochłonności można zamodelować stochastycznymi równaniami różniczkowymi. Rozwiązanie równań metodą Eulera umożliwia symulację przebiegów w horyzoncie średnioterminowym. Na tej podstawie zbudowano model typu „end-use” prognozy zapotrzebowania na energię, który może wspierać analizę bilansu energetycznego kraju. Przedstawiono przykładowe wyniki symulacji, które powinny być weryfikowane ocenami eksperckimi.

“END-USE” FORECASTING MODEL OF PRIMARY AND FINAL ENERGY DEMAND UNDER RISK

Summary. The market rules of energy management require deep improvement of global models methodology. The historical drifts have collapsed. The uncertainty of energy processes cause financial and investment risk. The control of energy efficiency coefficients enables monitoring of national energy economy. The coefficients are necessary in forecasting of primary and final energy demand in the “end-use” models. Stochastic differential equations characterize the behavior of energy efficiency coefficients as continuous time stochastic processes. Numerical solution of stochastic differential equations could use the Euler method and enables simulation of stochastic variables in the medium-term horizon. The end-use model of energy forecast has been constructed. The model may support research on energy balance. The simulation results, which should be verified using expert estimations, are presented.

Andrzej WŁÓCZYK
Politechnika Opolska

**DOBÓR WSKAŹNIKÓW DO ANALIZ PORÓWNAWCZYCH
POZIOMU STRAT ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SIECIACH
DYSTRYBUCYJNYCH**

Streszczenie. W referacie przedstawiono zbiór wskaźników umożliwiających ocenę jakości eksploatacji sieci dystrybucyjnych w zakresie uzyskanych poziomów strat energii elektrycznej. Przedstawiono metodykę ich wyznaczania na podstawie wartości otrzymanych z bezpośrednich obliczeń strat energii oraz wyników obliczeń agregacyjnych, w tym na podstawie sumowania wyników obliczeń podobszarów lub krótkich interwałów czasowych. Na tej podstawie przeprowadzono ocenę ich przydatności do oceny działalności spółek dystrybucji energii.

**THE ASSORTMENT OF INDICATORS FOR COMPARATIVE
ANALYSIS OF ELECTRIC ENERGY LOSSES LEVEL IN THE
DISTRIBUTION NETWORK**

Summary. The paper presents a set of indicators which enable evaluating the quality of distribution network exploitation in the range of energy losses levels. The methodology of its delineation on the basis of the values obtained from direct calculations of energy loss as well as aggregation calculations, including calculations based on adding results of sub areas calculations or short time intervals are presented in this work. On this basis, an assessment of their usefulness for grading operations of energy distribution network partnerships has been carried out.

INDEKS AUTORÓW

Szymon Ciura	7	Józef Paska	81, 93
Dariusz Jeziorny	19	Michał Połecki	71
Piotr Kacejko	29	Tomasz Popławski,	104
Mariusz Kaleta.....	41	Katarzyna Skałacka	61
Barbara Kaszowska	19, 51	Janusz Sowiński	114
Joanna Kott,	60	Tomasz Surma.....	93
Marek Kott	60	Piotr Szeląg	104
Bartosz Kozłowiec	71	Marek Wancerz	29
Paweł Kubek	7	Andrzej Włóczyk	19, 125
Piotr Marchel	81, 93	Paweł Ziólek	29
Piotr Miller.....	29	Izabela Żółtowska	41
Piotr Pałka,.....	41		

INDEKS RECENZENTÓW

Prof. dr hab. inż. Jacek Malko	71
Prof. dr hab. inż. Józef Paska	29, 51
Prof. dr hab. inż. Eugeniusz Toczyłowski	41
Prof. dr hab. inż. Artur Wilczyński	7
Dr hab. inż. Tomasz Popławski prof. PCz	81
Dr inż. Elżbieta Niewiedział	93, 104, 114
Dr inż. Włodzimierz Bieliński	60, 125
Dr inż. Szymon Ciura	19