

Polityka energetyczna Polski do 2030 r.

III Czym jest dokument „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.”?

Odnosi się wrażenie, że w Polsce ciąży nad nim fatum jeszcze od czasów, gdy pierwszy minister przemysłu III RP, Tadeusz Syryjczyk, stwierdził, że najlepszą polityką przemysłową jest jej brak. Takie ekstremalnie neo-liberalne podejście wynika z niezrozumienia, czym jest (czym powinna być) polityka przemysłowa, a w tym polityka energetyczna. Zgodnie z obowiązującym w Polsce prawem, „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” to wewnętrzny dokument rządu niemający bezpośredniego przełożenia na istniejące w kraju podmioty prawa. Sejm co prawda zapoznaje się z nim, ale nie ma on rangi ani mocy ustawy. PEP określa, co rząd w najbliższych latach planuje zrobić w obszarze energetycznym i powinna być obowiązująca dla członków i pracowników rządu. Jeżeli zamierzenia (cele) polityki mają być realizowane, to muszą zostać przełożone na język ustaw, rozporządzeń, zarządzeń, instrukcji i regulaminów, czyli na język prawa. Dla podmiotów gospodarczych polityka energetyczna jest tylko (ale i aż) informacją o zamierzeniach rządu. Powinien być to dokument wiarygodny, bo na jego podstawie podmioty gospodarcze planują swoją aktywność operacyjną, a szczególnie inwestycyjną. Ta ostatnia wymaga zgromadzenia środków finansowych, powoduje to, iż poziom rzetelności polityki wpływa bezpośrednio na koszt kapitału, co oznacza, że za złą politykę płacimy z własnej kieszeni, bo inwestorzy ponoszone koszty zawsze przerzucają na konsumentów, a złą polityką lub jej brak, oznacza większe ryzyko, a co za tym idzie wyższą cenę pieniądza. Należy podkreślić, że PEP nie jest prognozą, lecz zamierzeniem, choć oczywiście musi zawierać prognozy jako niezależny od rządu fundament planowania. Prognozowaniu powinny podlegać te procesy, na które rząd nie ma wpływu, np. trendy cen światowych, kierunki rozwoju technologii, globalna sytuacja polityczna. Procesy zależne od rządu podlegają natomiast planowaniu. PEP, oprócz prognoz sytuacji zewnętrznej i planów działalności wewnętrznej, powinna zawierać również proponowane narzędzia realizacji (prawne, finansowe, podatkowe) oraz mechanizmy monitorowania i kontroli.

III Cele i ich realizacja

Analiza każdej strategii, a zwłaszcza dotyczącej polityki energetycznej jest istotną kwestią w państwie i powinna obejmować przede wszystkim dwa aspekty – planowanie i realizację. Większe znaczenie ma realizacja, bo to ona zmienia rzeczywistość i generuje różnorodne skutki, w tym polityczne. Jej ocena pozwoli jednocześnie zweryfikować plany pod kątem możliwości ich wykonania, a także wskazać, czy plan uwzględnił właściwe cele – zbiór adekwatny (tylko potrzebne) i kompletny (wszystkie niezbędne). Powszechnie uważa się, że jednym z głównych elementów polityki energetycznej jest realizacja właściwego programu inwestycyjnego. Nie powinien on być traktowany jako podstawowy cel polityki, ale niewątpliwie jest głównym narzędziem jego wykonania. Nie da się analizować realizacji polityki bez zbadania inwestycji, które są jej rezultatem.

Głównym wyzwaniem PEP 2030 jest „konieczność podjęcia zdecydowanych działań zapobiegających pogorszeniu się sytuacji odbiorców paliw i energii” [1]. Gdyby powyższe sformułowanie traktować jak obowiązującą wytyczną, to celem fundamentalnym PEP powinna być stabilizacja



dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski

Politechnika Warszawska, Sekretarz Społecznej Rady ds. Zrównoważonego Rozwoju Energetyki

ekspert

sytuacji odbiorców paliw i energii w zakresie (poziomu, jakości i kosztów) dostaw nośników energii. Cel taki nie jest zbyt ambitny i dlatego słowo „stabilizacja” powinno być zastąpione określeniem „poprawa” z odpowiednią jego interpretacją w odniesieniu do każdego z trzech wymiarów:

- poprawa poziomu – to zapewnienie gwarancji nieprzerwanych dostaw;
- poprawa jakości – to wypracowanie lepszych parametrów technicznych (np. automatyzacji), technologicznych (np. stabilności napięcia) i środowiskowych (np. emisyjności);
- poprawa kosztów – to osiągnięcie lepszej relacji efektu do nakładu w wyniku podniesienia efektywności lub w rezultacie obniżenia ceny jednostkowej.

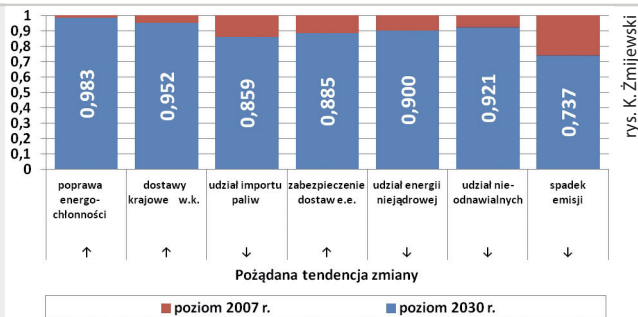
PEP 2030 tak sformułowanych celów nie zawiera, ale można uznać, że są one przyjęte domyślnie. Na poparcie tej tezy można zacytować sformułowanie, dotyczące podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej, według PEP 2030 [1] są nimi:

- poprawa efektywności energetycznej,
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, w tym tworzenie warunków dla wzmocnienia pozycji konkurencyjnej polskich podmiotów energetycznych na rynku regionalnym (ponadnarodowym),
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- rozbudowa konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Wszystkie te kierunki powinny prowadzić do faktycznych celów (zostały one zdefiniowane ogólnikowo w PEP 2030), a zatem wymagają konkretnych, wymiernych inwestycji. Należy podkreślić, że dotyczy to również rozwoju konkurencyjnych rynków, których wykreowanie potrzebuje nie tylko odpowiednich regulacji, lecz również istotnych inwestycji, takich jak połączenia transgraniczne, sieci inteligentne, energetyka rozproszona i prosumencka itd.

Tab. 1. Wskaźniki realizacji celów PEP 2030 według [1]

Nazwa wskaźnika	Jednostka	Wartość bazowa w 2007 r.	Wartość oczekiwana do 2030 r.
Średnioroczna zmiana wielkości zużycia energii pierwotnej w kraju od 2005 r.		2,7	poniżej 1
Stosunek wydobycia do krajowego zużycia (w przeliczeniu na toe) węgla kamiennego i brunatnego		105	powyżej 100
Maks. łączny udział importu gazu ziemnego i ropy naftowej (w przeliczeniu na toe) z jednego kierunku do wielkości krajowego zużycia obu surowców	%	85	poniżej 73
Stosunek mocy osiągalnej krajowych źródeł wytwórczych (konwencjonalnych i jądrowych) do maksymalnego zapotrzebowania na moc elektryczną		130	powyżej 115
Udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej		0	powyżej 10
Udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii		7,7	powyżej 15
Roczna wielkość emisji CO ₂ w elektroenergetyce zawodowej w stosunku do krajowej produkcji energii elektrycznej	t/MWh	0,95	poniżej 0,7



Rys. 1. Bezwymiarowe wartości wskaźników osiągnięcia celów PEP 2030

Cele szczegółowe są dokładnie omawiane – choć niewymiarowane – w kolejnych rozdziałach dokumentu. Wskaźniki celów, na podstawie których można określić miary stopnia ich realizacji (zgodnie z fundamentalną w zarządzaniu zasadą SMART), pojawiają się dopiero na jego końcu, w rozdz. 9. „System wdrażania polityki energetycznej”. Podkreślić trzeba, że i tu nie wszystkie cele zostały zwymiarowane. Cel środowiskowy (6) tylko pod względem redukcji emisji CO₂ i jedynie w energetyce zawodowej. Dokument główny odwołuje się w zakresie innych emisji do zał. 4. „Wnioski ze strategicznej Oceny Oddziaływania PE na środowisko” [2], ale nie ma w nim żadnych dodatkowych wskaźników. Cel rynkowy (5) nie został zwymiarowany w ogóle.

Powyższe stwierdzenie jest bardzo krytyczne, dlatego należy je udowodnić. Umożliwia to zaczerpnięta z PEP 2030 tab. 1. Przedstawione w niej wskaźniki realizacji postawionych celów porównano zaś na rys. 1. Przyjęto, że stan w roku 2007 ma wartość 1 i wyznaczono, zgodnie z tab. 1. jego wartość przewidywaną w roku 2030. Zaznaczono również, jaka jest pożądana tendencja zmiany – rosnąca czy malejąca. Porównując pozycje wykresu, można by stwierdzić, że cele w zakresie redukcji emisji GHG były sformułowane znacznie bardziej ambitnie niż dotyczące poprawy efektywności energetycznej. Uargumentowanie tej dysproporcji jest dosyć trudne. Jedynym wyjaśnieniem (ale nie uzasadnieniem) jest to, że cel redukcyjny został narzucony przez Unię Europejską, a cel efektywnościowy przyjmujemy sami. Podstawową słabością PEP 2030 jest brak wskaźników umożliwiających ocenę realizacji programu inwestycyjnego. Nieliczne i niepełne dane zawarte są w dokumencie [3] mającym charakter prognozy, a nie dyrektywy. Konkluzja dotycząca inwestycji w zakresie OZE brzmi w nim następująco: „Spełnienie celu polityki energetycznej, w zakresie 15% udziału energii odnawialnej w strukturze energii finalnej brutto w 2020 r., jest wykonalne pod warunkiem przyspieszonego rozwoju wykorzystania wszystkich rodzajów źródeł energii odnawialnej,

a w szczególności energetyki wiatrowej. Dodatkowy cel zwiększenia udziału OZE do 20% w 2030 r. w zużyciu energii finalnej nie będzie możliwy do zrealizowania ze względu na naturalne ograniczenia tempa rozwoju tych źródeł”.

Materiałny poziom inwestycji określony w MW można odczytać, porównując tabele nr 5, 6 i 14 w „Prognozie zapotrzebowania...”. Finansowej prognozy programu inwestycyjnego brak. Można próbować określić go samodzielnie, przyjmując ceny jednostkowych nakładów inwestycyjnych. Otrzymaną w ten sposób wartość należy porównać ze stopą dekapitalizacji urządzeń wytwórczych (2,5%) i sieci (2,9%), która wynika z przewidywanego czasu ich życia – dla elektrowni 40, dla sieci 35 lat, z planowanym przez grupy energetyczne wolumenem inwestycji oraz z osiąganym w rzeczywistości tempem realizacji.

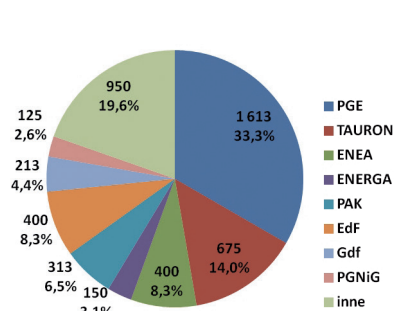
Należałoby sądzić, że zakładany w PEP 2030 poziom inwestycji jest większy niż ten, który wynika ze stopy dekapitalizacji oraz ze uwzględnienia potrzeby rozwoju, modernizacji i transformacji sektora. Dla uproszczenia pojęć przyjęto, że: rozwój to ilościowa rozbudowa tego, co jest, modernizacja to jakościowa poprawa istniejących systemów, a transformacja to zmiana systemowa (np. niemieckie Energiewende). Podstawą analizy programu inwestycyjnego musi więc być określenie wymaganej stopy zastąpienia istniejącej, lecz zdekapitalizowanej infrastruktury. Odnośnie generacji sytuacji obrazuje rys. 2., na którym pokazano inwestycje wymagane w latach 2015–2020. Należy jednak stwierdzić, że z punktu widzenia interesu odbiorców końcowych to nie nowe moce decydują o odczuwanym przez nich poziomie komfortu energetycznego¹.

Na komfort energetyczny odbiorcy wpływają m.in.:

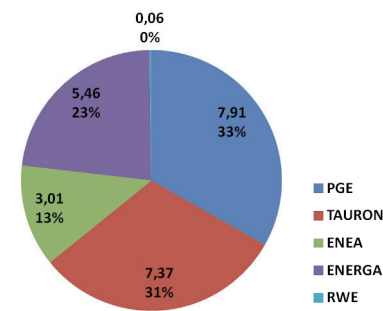
- topologia sieci i związana z nią możliwość jej rekonfiguracji,
- gęstość sieci i łatwość przyłączenia do niej,
- skablowanie sieci i zależna od niego podatność na awarie mechaniczne i termiczne,
- dekapitalizacja techniczna sieci i związana z nią jej sprawność i efektywność,
- rodzaj przyłączonych do sieci źródeł i odbiorników oraz wynikające z nich zakłócenia pracy sieci.

Parametry komfortu energetycznego odbiorcy to m.in.:

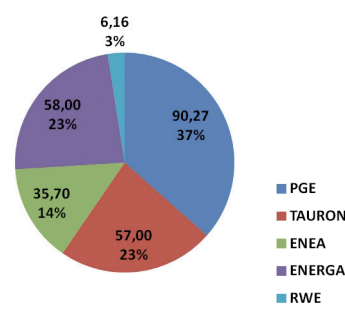
- parametry pewności dostawy, takie jak: SAIDI, SAFI, MAFI [4],
 - parametry napięcia i częstotliwości wraz z ich rozkładem w czasie [5],
 - parametry operacyjne sieci – czas realizacji wniosku o przyłączenie do sieci lub zmianę mocy przyłączeniowej, czas reakcji na awarię itp.
- Co istotne, opinia publiczna, wiedzona przez media, znacznie większą wagę przykładają do liczby i stanu polskich elektrowni niż do gęstości i stanu sieci elektroenergetycznych, choć to one w głównej mierze



Rys. 2. Inwestycje w nowe moce w okresie 2015–2020 wymagane dla uzyskania odpowiedniej stopy zastąpienia (dane: MW)



Rys. 3. Struktura własności dystrybucyjnych linii elektroenergetycznych w posiadaniu OSD (dane: linie w tys. km, źródło [7])



Rys. 4. Struktura własności stacji elektroenergetycznych w posiadaniu OSD (dane: stacje w tys. szt., źródło [4])

Tab. 2. Oszacowanie nakładów jednostkowych na inwestycje sieciowe w dystrybucji

Nakłady jednostkowe	Jednostka	Miasto	Wieś
Linie SN napowietrzne z przewodami AFL 3 x (35–70 mm ²)	tys. zł/km	100,88	95,17
Linie SN kablowe YHAKKS 3 x (70–120 mm ²)		479,68	266,49
Linie nn napowietrzne z przewodami AL 4 x (50–70 mm ²)		84,51	76,14
Linie nn kablowe YAKY 4 x (35–70 mm ²)		193,48	107,49
Stacje słupowe 20 kV z transformatorem o mocy 100 kVA	tys. zł/szt.	183,23	63,82

decydują o komforcie energetycznym odbiorcy. Dotyczy to przede wszystkim gospodarstw domowych i rolnych oraz drobnych przedsiębiorstw. Należy przypomnieć, że sektor MSP generuje 48,5% z 1 596,378 mld zł PKB 2012 w rozkładzie: 29,7% firmy mikro, 7,8% małe oraz 11% średnie. Firmy duże to tylko 24,5% PKB 2012 [6]. Sytuację w dystrybucji ilustrują wykresy na rys. nr 3, 4 i 5 związane w jednostkach naturalnych (tys. km linii i tys. sztuk stacji) oraz finansowych (w wartości odtworzeniowej). Umożliwia to określenie niezbędnej minimalnej stopy zastąpienia (amortyzacji) przy założeniu 35-letniego czasu życia instalacji. Na podstawie rys. 2. i 3. można określić wartość odtworzeniową majątku dystrybucyjnego (do jej wyznaczenia wykorzystano jednostkowe nakłady inwestycyjne przedstawione w tab. 2., obliczone na podstawie danych zaczerpniętych z opracowania [8]). Jest to niestety jedynie szacunkowa wielkość, ale może stanowić punkt wyjścia do porównań pomiędzy grupami kapitałowymi. Wynik prezentuje rys. 4. Porównanie wykresów z rys. 7. prowadzi do interesujących wniosków:

- poziom planowanych inwestycji w sieciach dystrybucyjnych (42,7 mld zł) jest większy od minimalnych inwestycji odtworzeniowych w zakresie sieci średnich i niskich napięć (27,75 mld zł), od których zależy stopień komfortu energetycznego średnich i małych odbiorców końcowych, wynikających ze stopy dekapitalizacji 2,86% (założenie – 35 lat życia instalacji);
- rozkład projektowanych inwestycji na grupy kapitałowe prawie dokładnie odpowiada rozkładowi minimalnych inwestycji odtworzeniowych z lekkim zmniejszeniem udziału PGE (o 5,2 p.p.) i zwiększeniem udziału Tauronu (o 4,5 p.p.);
- z danych o strukturze majątku sieciowego według szacowanej wartości odtworzeniowej w 2014 r. można wyznaczyć stopę rozwoju i modernizacji przy założonej stopie dekapitalizacji (2,86%). Rezultat przedstawiono na rys. 5 i 6. Dla całego sektora stopa rozwoju i modernizacji w 2014 r. wynosi 1,71% – oznacza to, że Polska dorówna niemieckiej gęstości sieci za 59 lat. Najlepszym wynikiem legitymuje się TAURON – osiągnie ten poziom za 41 lat. Tak jest w przypadku rozwoju liniowego, w optymistycznym wariantcie postępu wykładniczego powyższe terminy to odpowiednio 41 i 29 lat. Nie jest to zbyt optymistyczna perspektywa, ale jest znacznie lepiej niż 10 lat temu,

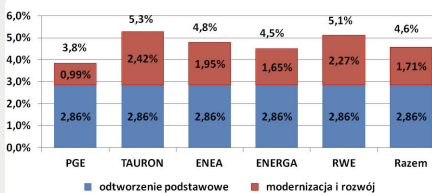
Tab. 3. Czas potrzebny do podwojenia gęstości sieci dystrybucyjnej w Polsce w latach

Schemat podwojenia	Coroczny wzrost stopy zastąpienia ponad poziom z 2014 r.						
	0%	0,21%	0,30%	1,27%	1,94%	3,60%	6,94%
Liniowy*	65,5	–	59,5	–	40	30	20
Wykładniczy**	45,5	20	17,5	10	–	–	–

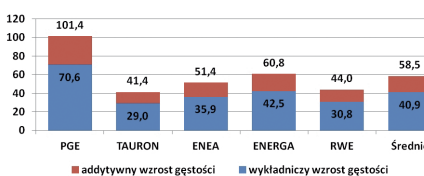
* stała baza odniesienia w wartościach 2014;

** rosnąca baza odniesienia

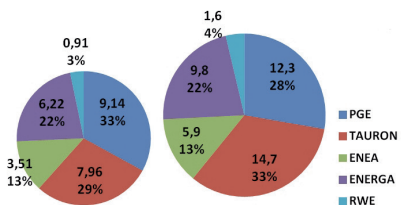
gdy inwestycje nie realizowały nawet stopy zastąpienia. W latach 2005–2006 CAPEX w dystrybucji wynosił zaledwie 2,1–2,2%, a więc nie zapewniał choćby prostego odtworzenia majątku, co powodowało narastanie jego dekapitalizacji. Stopa zastąpienia majątku sieciowego została wyznaczona jako stosunek wartości inwestycji do aktualnego poziomu odtworzeniowego majątku sieciowego (na rok 2014 – rys. 4). Stopa rozwoju i modernizacji to nadwyżka nad poziomem stopy prostego odtworzenia równej wartości dekapitalizacji technicznej – 2,86%. Skrócenie okresu osiągnięcia standardu gęstości sieci zbliżonego do parametrów Europy Zachodniej wymagałoby zwiększenia stopy rozwoju i modernizacji sieci. Skróconą analizę pokazano w tab. 3. Coroczny wzrost stopy zastąpienia ponad poziom z 2014 r. wskazuje niezbędny przyrost punktów procentowych, aby osiągnąć podwojenie gęstości sieci w czasie uwidocznionym na białych polach tab. 3. Rys. 8. pokazuje, że dopiero od 2010 r. średnia stopa zastąpienia majątku sieciowego przekroczyła graniczną wartość odtworzenia prostego (dekapitalizacji technicznej). Dwie największe spółki dystrybucyjne przekroczyły tę granicę dopiero w 2011 roku. W 2014 stopy zastąpienia spadły. Należy podkreślić, że podstawowy wpływ na ich poziom, czyli na stopień inwestycji, mają decyzje regulatora (tzn. Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki) odnośnie sposobu określenia Wartości Regulacyjnej Aktywów (WRA) i jej wpływu na wartość taryfy. Powyższa kwestia ma wymiar strategiczny i powinna być definiowana jako wytyczna w PEP, a nie być pozostawiona do swobodnej decyzji prezesa URE, którego zadaniem nie są ustalenia, ale ich realizacja. Spełnienie tej tezy wymaga korekty ustawowej – nowelizacji Prawa Energetycznego – w zakresie wymogów stawianych PEP i narzędzi jej realizacji. Spadek stopy zastąpienia w 2014 r. we wszystkich spółkach dystrybucyjnych kontrolowanych przez Skarb Państwa powinien budzić poważny niepokój. Nie można go wyjaśnić osiągnięciem zakładanych celów inwestycyjnych. Syntezę opisaną powyżej sytuacji prezentuje rys. 9. Przedstawiona na nim uśredniona dynamika stopy zastąpienia jest niewystarczająca dla osiągnięcia w Polsce zachodnio-europejskiego standardu komfortu energetycznego odbiorców. Autorowi nie jest znane opracowanie omawiające aktualny stan komfortu energetycznego odbiorców w Polsce ani też stan podstawowych parametrów sieci elektroenergetycznych. Badania szczegółowe w tym obszarze prowadzi się w Polsce w bardzo ograniczonym zakresie i tak np. GUS nie podaje lokalnych parametrów gęstości sieci



Rys. 5. Roczna stopa rozwoju i modernizacji przy założonej stopie odtworzeniowej dla grup kapitałowych i sektora (źródło: analiza własna)

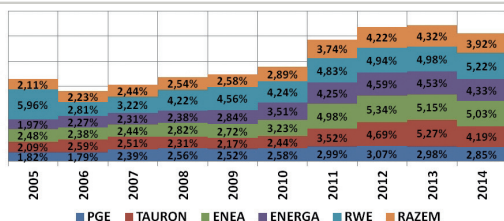


Rys. 6. Średni okres podwojenia gęstości sieci przy założeniu tempa rozwoju według rys. 5. (źródło: analiza własna)



Rys. 7. Minimalne inwestycje odtworzeniowe w mld zł/minimalne inwestycje planowane w okresie 2014–2020 w mld zł (źródło: analiza własna oraz informacja [9])

rys. K. Żmijewski (3)



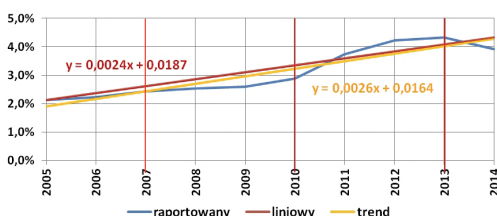
rys. K. Żmijewski

Rys. 8. Dynamika całkowitych stóp zastąpienia; minimalna stopa odtworzenia majątku to 2,86% (źródło: analiza własna na podstawie sprawozdań spółek i opracowań instytucji finansowych)

elektroenergetycznych w jednostkach samorządu terytorialnego na żadnym poziomie napięć ani agregacji (choćby na poziomie NUTS-3, nie mówiąc już o gminach). Takie dane są natomiast prezentowane dla dróg, wodociągów, kanalizacji i gazu ziemnego.

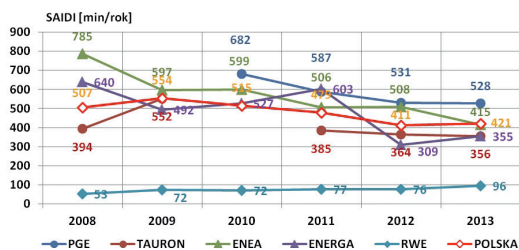
III Polska na tle Europy

Nie można dokonać obiektywnej oceny stanu bez przeprowadzenia odpowiedniego porównania. Kilka następujących wykresów (rys. 10, 11 i 12) prezentuje sytuację polskiego odbiorcy na tle Europy (EU + EFTA). Dla konsumenta, czyli odbiorcy końcowego, najważniejszym parametrem jest SAIDI, który określa statystyczną średnią sumarycznego przestoju w dostawie prądu na odbiorcę rocznie. SAIDI

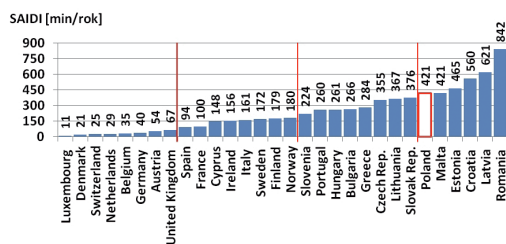


rys. K. Żmijewski (3)

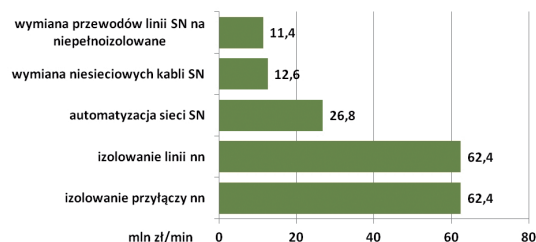
Rys. 9. Dynamika stopy zastąpienia oraz jej przybliżenia liniowe



Rys. 10. Parametr sumarycznej długotrwałej przerwy w dostawie prądu do odbiorcy w rozbiu na OSD (źródło: dane rozproszone [10])



Rys. 11. Rozkład parametru SAIDI w państwach UE i EFTA 2013 r. (źródło: Benchmark [11])

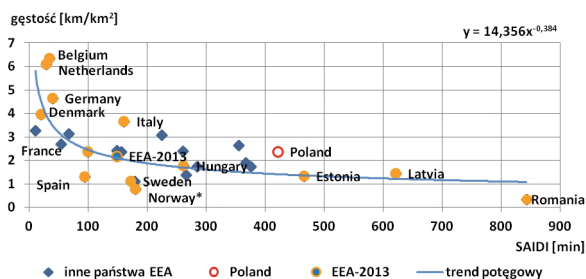


Rys. 12. Nakłady inwestycyjne na obniżenie SAIDI o 1 minutę według ENEA-Operator 2014 r. (źródło: Rzeczpospolita [13] za ENEA-Operator)

uwzględnia tylko przerwy dłuższe niż 3 min, tzn. długie i bardzo długie. Ewidencję prowadzi się osobno dla wyłączeń planowanych (np. remonty) i nieplanowanych, identyfikuje się również przerwy spowodowane wypadkami nadzwyczajnymi. Oczywiście dla odbiorcy końcowego nie ma większego znaczenia, jaki jest powód wyłączenia prądu, szczególnie jeżeli trwa to długo. Od niedawna operatorzy sieci dystrybucyjnych zobowiązani są do publikowania swoich parametrów SAIDI na firmowych stronach internetowych. Dane sprzed 2007 roku, to znaczy sprzed konsolidacji Zakładów Energetycznych, są praktycznie niedostępne. Zresztą trudno byłoby je porównać ze skonsolidowanymi danymi obecnych OSD. Informacje na poziomie Rejonów Energetycznych istnieją, ale na ogół nie są publikowane. Nie ma natomiast krajowej mapy SAIDI w rozbiciu na rejon. Wskazuje to na przedmiotowy stosunek do odbiorcy końcowego.

Rys. 10. pokazuje, że poprawa sytuacji w Polsce następuje, ale jest niestety nieznaczna. W ciągu pięciu lat (2008–2013) udało się zmniejszyć parametr SAIDI zaledwie o 16,93%. Gdyby brać pod uwagę wcześniejszą pięciolatkę wynik byłby trochę lepszy – 20%. Na tle Europy Polska prezentuje się bardzo źle. Należymy do IV ligi najgorszych outsiderów Unii Europejskiej. Lepsza jest od nas nawet Bułgaria. Pierwsza europejska liga to Dania, Szwajcaria, Belgia i Niemcy. Jesteśmy 10 razy gorsi od Niemiec, 6 razy od Wlk. Brytanii i 4 razy od Hiszpanii i Francji. Od Włoch jesteśmy gorsi tylko 2,5 razy (rys. 11). Polska Polityka Energetyczna nie wyznacza w tym zakresie żadnych ambitnych celów, a określić typu SAIDI, SAIFI, MAIFI w ogóle nie używa. „Rzeczpospolita” [13] przytacza wyliczenia Energi-Operator, która szacuje, że obniżenie o 1 minutę współczynnika SAIDI to, w zależności od zakresu inwestycji, koszt od ponad 11 do przeszło 62 mln zł (rys. 12).

Jak już wspomniano, jest kilka powodów wpływających na niezwykle dużą wartość współczynnika SAIDI, czyli na długie czasy przerw w sieci oraz na liczbę tych przestojów w roku (współczynnik SAIFI). Do najważniejszych należą: gęstość sieci mierzona np. w km/km² oraz jej skablowanie, określane zazwyczaj w procentach. Niestety poprawianie



Rys. 13. Relacja pomiędzy gęstością linii SN+nn a wartością współczynnika SAIDI na dany rok (źródło: obliczenia własne na podstawie [11] i Eurostatu)

rys. K. Żmijewski

tych parametrów jest niezwykle drogie, a są one w Polsce dość niskie. Rys. 13. i 14. potwierdzają, iż istnieje zależność pomiędzy gęstością sieci oraz stopniem jej skablowania a poziomem współczynnika niezawodności dostaw SAIDI. Na ogół im gęstość i skablowanie większe, tym SAIDI mniejsze. Należy jednak zauważyć, że są kraje o parametrach sieci słabszych niż Polska, ale o jednocześnie mniejszym SAIDI, np. Finlandia, Węgry lub Bułgaria.

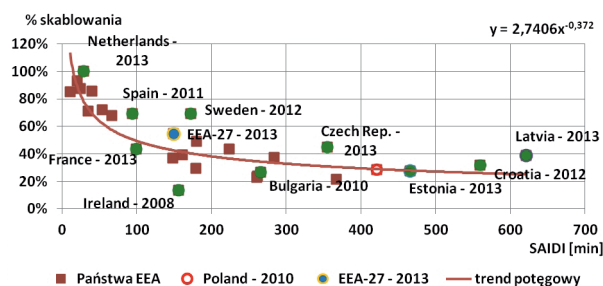
Kolejny rysunek (15) ilustruje ogromną różnicę pomiędzy komfortem energetycznym odbiorców na wsi i w mieście. O ile obszary miejskie przekroczyły w zakresie niezawodności dostaw średnią europejską, o tyle na wsi do tego poziomu jest bardzo daleko. Warto podkreślić, że mieszkańcy obu obszarów płacą za dostawę energii taką samą cenę, uzyskując jednak produkt o zdecydowanie różnej jakości. Średnia długość przerwy w dostawie na wsi to 520 min/rok, a w mieście 112 min/rok, co daje prawie pięciokrotną różnicę.

Podstawowe dokumenty regulujące standard obsługi klientów przedsiębiorstw energetycznych to: Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne; Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego; Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych; Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną; Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło; umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub umowa kompleksowa.

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. umowa powinna zawierać: standardy jakościowe, warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostaw, parametry techniczne energii.

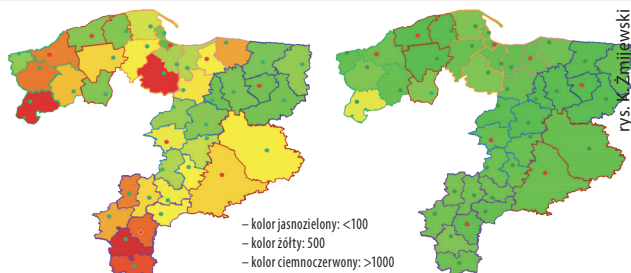
W prawie energetycznym określono, że zarówno umowa sprzedaży, jak i świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji powinny zawierać postanowienia określające wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych parametrów oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, a także odpowiedzialność stron za niespełnienie warunków umowy.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i parametrów jakościowych energii elektrycznej, odbiorcom (na ich wniosek) przysługują bonifikaty w wysokości określonej w taryfie lub umowie. Przedsiębiorstwo energetyczne rozpatruje wniosek odbiorcy o bonifikatę w terminie 30 dni, licząc od dnia jego złożenia.



Rys. 14. Relacja pomiędzy skablowaniem linii SN+nn a wartością współczynnika SAIDI na dany rok (źródło: obliczenia własne na podstawie [11])

rys. K. Żmijewski (2)



Rys. 15. Rozkład współczynnika SAIDI w obszarach wiejskich/miejskich w 2014 r.
(źródło: Energa-Operator)

Brak jest jednak zapisów w sprawie ponoszenia kosztów przez zakład energetyczny w sytuacji nagłej zmiany napięcia w sieci, która spowoduje uszkodzenie urządzenia elektrycznego. W takim wypadku można zażądać bonifikaty, jednak tylko w małym stopniu zrekompensuje ona koszt spalonego urządzenia.

W przypadku gdy przerwa w dostawie energii przekroczy określony w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną albo przyjęty w umowie dopuszczalny czas trwania, odbiorcy przysługuje prawo otrzymania od dostawcy bonifikaty. Sposób określenia jej kwoty ustalają przepisy ww. rozporządzenia. Odbiorcom w gospodarstwach domowych należy się ona jednak dopiero wtedy, gdy zostanie przekroczony czas nieplanowanej przerwy w dostawach energii elektrycznej, który dla gospodarstw domowych wynosi 24 godziny (1440 min!) jednorazowo (w ciągu roku łącznie nie może przekroczyć 48 godzin).

Sporną kwestią jest przysługiwanie bonifikaty także wtedy, gdy brak energii elektrycznej wynika z działania tzw. siły wyższej, czyli ze zdarzenia zewnętrznego niemożliwego do przewidzenia i zapobieżenia, np. gwałtownego załamania pogody.

Urząd Regulacji Energetyki uważa, że przepisy nie warunkują wypłaty bonifikaty za przerwy w dostawie jakimikolwiek czynnikami (w tym działaniem siły wyższej). Zakłady energetyczne zaś podkreślają, że bonifikata jest zryczałtowanym odszkodowaniem za brak wykonania zobowiązania. Reguły tej odpowiedzialności określa art. 471 Kodeksu cywilnego, który stanowi, że w razie wystąpienia siły wyższej nie ponosi się odpowiedzialności, a odbiorcom nie przysługują bonifikaty.

Brak zapisów w kwestii ponoszenia przez zakład energetyczny dodatkowych kosztów w sytuacji awarii sieci energetycznej, wynikającej z ewidentnej winy usługodawcy, np. złego stanu infrastruktury energetycznej. Takie zaniedbanie może powodować wysokie straty u przedsiębiorców odciętych od energii elektrycznej.

Rzadkie stosowanie inteligentnych liczników przez firmy energetyczne w odniesieniu do odbiorców grupy taryfowej G (gospodarstwa domowe i rolne) i C (rzemiosło i MSP) bardzo utrudnia zebranie dowodów obciążających dostawcę energii w kwestii spornej wynikającej ze złej jakości energii elektrycznej.

Podsumowując należy stwierdzić, że choć standardy obsługi klientów przedsiębiorstw energetycznych są zdefiniowane w ustawie i kilku rozporządzeniach oraz w umowach każdego przedsiębiorstwa energetycznego, to ww. akty prawne umożliwiają tworzenie jednostronnych umów, które w niewystarczający sposób zabezpieczają interes klienta. Udowodnienie przedsiębiorstwu energetycznemu zasadności otrzymania bonifikaty, np. za przerwy w dostawie energii, nie jest łatwym zadaniem, gdyż może

ono uzasadnić ją, np. warunkami atmosferycznymi lub działaniem innej siły wyższej, co spowoduje nieprzyznanie bonifikaty.

Wiele elementów określających standard komfortu energetycznego odbiorców nie jest w ogóle regulowana (np. łatwość przyłączenia do sieci) lub nie może być egzekwowana przez odbiorcę (np. poziom napięcia, migotanie, częstotliwość, prądy błędzące). W każdym przypadku bonifikaty nie są automatyczne i trzeba się o nie starać, a odszkodowania można wywalczyć jedynie na długotrwałej i żmudnej drodze sądowej. Jest to najczęściej nieskuteczne – szczególnie w przypadku małych odbiorców.

Stosunkowo niewysokie kary pieniężne za naruszenie standardów jakościowych obsługi odbiorców nie dyscyplinują sprzedawców energii do skrupulatnego przestrzegania przepisów. Klienci natomiast zbyt często zniechęceni są demonstracją władzy, brakiem przychylności, niejasnymi procedurami, piętreniem trudności w załatwianiu spraw administracyjnych. Można to zmienić, biorąc przykład z firm, których pozycja rynkowa zależy od dobrych relacji z klientami, np. przedsiębiorstw telekomunikacyjnych. Stosują one umowy z wymagającymi warunkami SLA (Service Level Agreement), a ich poziom wynika z walki konkurencyjnej i działań regulatora.

O powyższych kwestiach polityki energetyczne nie wspominają lub robią to ogólnikowo i deklaratorywnie (np. „poprawiony zostanie standard jakościowy obsługi odbiorców”), bez wskazania wymiernych parametrów celu. Pojęcie „komfortu energetycznego odbiorcy” pojawiło się dopiero niedawno w dokumentach PSL, a także Społecznej Rady ds. Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej [14]. Niniejsze opracowanie poświęcono głównie polityce energetycznej w obszarze sieci elektroenergetycznych. Wynika to z faktu, że to właśnie stan sieci decyduje w pierwszej kolejności o komforcie energetycznym odbiorców i o konkurencyjności gospodarki. Ponadto dlatego, że paradoksalnie media interesują się tą sferą w znikomym stopniu (chyba że przewody zostaną zerwane), a to przekłada się na słabą u tzw. przeciętnego odbiorcy orientację w temacie, co wyklucza zainteresowanie mediów.

Niedomiąg mocy w źródłach można zrównoważyć importem, natomiast jej braku w sieciach nie da się uzupełnić. Chyba że budową własnych prosumenckich źródeł.

Doświadczenie zdobyte z dotychczasowych implementacji polityk energetycznych, wskazuje, że polityka:

- wymaga wiarygodnych założeń, na które składają się: ocena stanu początkowego (jak jest) oraz prognoza zmian warunków zewnętrznych niezależnych od rządu (jak może być); bez nich nie ma ona sensu;
- musi proponować możliwe do osiągnięcia, mierzalne i osadzone w czasie cele (stopień realizacji potrzeb); inaczej nie ma żadnej wartości;
- powinna prezentować narzędzia, za pomocą których jej cele będą realizowane; w szczególności dotyczy to nowych narzędzi – prawnych, finansowych, podatkowych – bez nich nie może być zrealizowana;
- powinna zawierać mechanizmy monitorowania i kontroli stopnia realizacji celów, bo bez tego nie może być korygowana, co może być niezwykle niebezpieczne.

Ponieważ tworzący politykę nie zawsze są w stanie przewidzieć przyszłe trendy, a w szczególności ich zmiany, dlatego w kwestiach budzących wątpliwości (np. wydobycie gazu łupkowego w Polsce) trzeba stosować metodę scenariuszową, tzn. należy analizować kombinacje różnych opcji – oczywiście w miarę możliwości. Tego typu działanie wymaga zastosowania odpowiednich metod komputerowych. Niezbędne w tym celu oprogramowanie już istnieje i jest stosowane

w praktyce. Co ciekawe, jest ono powszechnie dostępne i może być wykorzystywane przez ekspertów niezależnych, np. z różnego rodzaju organizacji pozarządowych – ekologicznych lub przemysłowych.

Metoda scenariuszowa umożliwia prowadzenie dyskusji merytorycznej zamiast kłótni „politycznej”. W efekcie rosną szanse na znalezienie rozwiązania optymalnego, zwiększa się wiarygodność polityki i zaufanie do niej wśród obywateli, przedsiębiorców i inwestorów.

Literatura

1. „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, Warszawa 2009.
2. „Wnioski ze strategicznej Oceny Oddziaływania PE na środowisko”, Warszawa 2009.
3. „Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku”, Warszawa 2009.
4. Informacja Prezesa URE o sposobie obliczania wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI.
5. Kasko A., Tompson M. T., „Power Quality in Electrical Systems” McGraw-Hill 2007.
6. Raport o stanie sektora małych i średnich przedsiębiorstw w Polsce w latach 2012–2013, PARP, Warszawa 2014.
7. Rozwiałka T., „Budowa struktury inteligentnego pomiaru w PGE Dystrybucja”, XX Forum Teleinformatyki 25–26.09.2014.
8. „42 mld zł na inwestycje sieciowe do 2019 roku”, w: www.ekonomia.rp.pl.
9. Niewiedzial E., Niewiedzial R., „Sieć elektroenergetyczna na terenach wiejskich. Potrzeby rozwojowe i modernizacyjne”, w: „Energia elektryczna” 04/2012.
10. Rozproszone dane ze spółek, w tym: www.cire.pl, www.ien.pw.edu.pl, <http://en.new.grupaenergia.pl>, www.ir.energia.pl, <http://pe.org.pl>, www.es-k.pl, <http://infrastruktura.um.warszawa.pl>, <http://energetyka.ump.pl>, www.eip-cz.pl.
11. „CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply” Benchmark 5.2 CEER 12.02.2015.
12. Rekomendacja „Association of Swiss Electrical Enterprises VSE” z 2008 r.
13. „Monitoring Rynku Energetycznego Energomix”, w: „Rzeczpospolita” 27.11.2014 (275) – www.ekonomia.rp.pl.
14. Żmijewski K., „Standardy obsługi odbiorców energii, Debata 27.09.2013, Warszawa.
15. „Czy potrzebna jest dywersyfikacja? Potencjalny miks elektroenergetyczny Polski w 2030 roku w świetle uwarunkowań wewnętrznych i zewnętrznych; E&Y”, sponsor EdF 16.10.2014.
16. Rakowska A., „Konieczność dynamicznego rozwoju sieci kablowej – uwarunkowania techniczne i społeczne”, XX Konferencja Szkoleniowo-Techniczna KABEL, 12–15.03.2013.
17. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2009 r. do dnia 31 grudnia 2010 r.
18. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2011 r. do dnia 31 grudnia 2012 r.
19. Raport NIK Funkcjonowanie i bezpieczeństwo elektroenergetycznych sieci przesyłowych (27/2014/P/13/055 31.03.2014).
20. Ordyna P., „Piknik Jakości Energii”, 23.10.2014 Kraków.
21. California Public Utilities Commission; Electric System Reliability Annual Reports.

Przypisy

- ¹ Dla uporządkowania rozważań w niniejszym opracowaniu wprowadza się to pojęcie jako, w dużej mierze, równoważne bezpieczeństwu energetycznemu odbiorcy, dla odróżnienia od bezpieczeństwa energetycznego państwa.