

Dr inż. Jerzy Majcher

## O wyższości jednych świąt nad drugimi, czyli o OZE vs EJ

Popularny w latach 70. ub. w. satyryk Jan Tadeusz Stanisławski (JTS), w felietonach o tytule jak w pierwszej części powyższego nagłówka, publikowanych w radiowej Trójce ośmieszał absurdy życia gospodarczego PRL-u.

Podobnie od wielu lat obserwuję pozornie absurdalną wojnę między propagandzistami Odnawialnych Źródeł Energii (OZE), a zwolennikami budowy Elektrowni Jądrowych. W moim odczuciu, funkcjonowanie w Systemie Energetycznym obydwu tych technologii jest diametralnie różne i właśnie absurdem jest ich porównywanie, a tym bardziej wykazywanie wyższości jednych nad drugimi.

Nie ulega jednak żadnej kwestii, aby nie rozpatrywać racjonalności ekonomicznej i technicznej podejmowania decyzji o rozwoju jednych technologii lub drugich, z podaniem uzasadnienia, dlaczego są podejmowane określone decyzje i jakie będą przewidywane ich skutki dla odbiorców energii, czyli w konsekwencji dla całej gospodarki kraju. W tym przypadku warto się wsłuchiwać w głosy krytyczne tych krajów, w których podobne decyzje zostały podjęte.

Zatem powiedzmy sobie otwarcie, co jest charakterystyczne i wymagane od źródeł energii w Systemie Elektroenergetycznym, aby zasilanie w energię elektryczną odbiorców niezależnie od ich charakteru było bezpieczne w sensie ciągłości zasilania, jak i jakości ener-

gii elektrycznej. Tu dla przypomnienia, energia elektryczna faktycznie nie jest klasycznym „towarem rynkowym” mimo tego, że potrafimy ją precyzyjnie wytwarzać i mierzyć. Ma ona tylko dwa charakterystyczne parametry: napięcie oraz częstotliwość. Jest to zatem „twar” monogeniczny, bez możliwości jego oznaczenia skąd pochodzi. Nie da się energii elektrycznej przestać dowolnymi drogami. Nie daje się zmagazynować w wielkiej skali, ani nie ma specyficznego znaku towarowego wytwórcy, tzw. brendu. Natomiast utrzymanie we właściwych znamionowych wartościach tych tylko dwu parametrów, nakłada na uczestników przyłączonych do Systemu Elektroenergetycznego (SE) spełnienia całego szeregu wymagań technicznych, o czym

będzie dalej. Jednak ich celem głównym będzie bezpieczeństwo pracy wszystkich podmiotów przyłączonych do SE.

### ■ Podstawowe wymagania techniczne regulacji pracy Systemu Elektroenergetycznego

System Elektroenergetyczny (SE) obsługuje miliony podmiotów do niego przyłączonych i w przypadku chaotycznego ich działania prowadziłby do katastrofy zarówno po stronie zasilania, jak i odbierania energii elektrycznej. Z tego powodu funkcjonowanie SE podlega ściśle określonym regułom, w celu zapewnienia ciągłości pracy, jak i spełnienia jakości parametrów. Chroni to

wszystkich uczestników od zakłóceń lub awarii.

W odniesieniu do regulacyjności SE mamy do czynienia z fizycznymi silnymi zależnościami dwóch par wielkości fizycznych świadczących o jakości energii elektrycznej, a są to wielkości oznaczone symbolami Q i U - odpowiednio moc bierna i napięcie oraz P i f - odpowiednio moc czynna i częstotliwość.

Spróbujmy się zająć bardziej szczegółowo drugą parą parametrów SE, ponieważ mają one istotną wagę jeśli chodzi o funkcjonowanie tzw. Rynku Energetycznego, bo są przedmiotem obrotu, czyli zawieranych transakcji handlowych, tj. mocy czynnej dostarczanej w czasie, a zatem energii. Jak podają Autorzy w [1] w skali całego systemu

regulacja mocy czynnej P i częstotliwości f są silnie od siebie zależne. Regulacja mocy czynnej i częstotliwości w SE stanowi wspólny system regulacji technicznej. Trzymając się konwencji popularnonaukowej, moc czynna to ta, która dostarczana jest na wały generatorów napędzane turbinami parowymi lub turbinami wiatrowymi. Jeśli brakuje w systemie mocy czynnej z powodu rosnącego zapotrzebowania, to w jej wyniku te turbiny spowalniają i następuje obniżanie się częstotliwości wytwarzanej energii w generatorach napędzanych tymi turbinami. Taki stan wymaga interwencji poprzez regulację techniczną, która ma strukturę trójpoziomą, a poziomy wynikają z czasów działania regulatorów nadzorujących pracę turbin.

Zatem pierwszy poziom regulacji nazywany regulacją pierwotną stanowią regulatory turbin parowych, a szybko w czasie kilku sekund pozyskiwana moc pochodzi z energii zgromadzonej w pęcherzykach pary wytwarzanej w kotłach. W ten sposób są zregulowywane szybkie zmiany obciążenia generatorów wynikające z faktu, że w SE na bieżąco włączają się lub wyłączają odbiorcy energii potrzebujących dostaw mocy na bieżąco. Regulatory reagujące na szybkie zmiany obciążenia lub odciążenia generatorów, przychodzące z sieci, są zainstalowane w elektrowniach danego SE i z tego powodu jest to regulacja rozproszona.

Drugim poziomem regulacji jest tzw. regulacja wtórna, realizowana przez regulator centralny zlokalizowany w Krajo-

Technologia	Stała inercji $H_k$ [s]	Współczynnik obciążenia $\alpha_k$	Znamionowy współczynnik mocy $\cos \Phi_{\eta_k}$
Biomasa	2,00	0,70	0,85
Węgiel brunatny	3,70	0,85	0,85
Gaz koksowniczy	4,0	0,75	0,85
Gaz ziemny	3,50	0,70	0,85
Węgiel kamienny	4,25	0,75	0,85
Ciężki olej opałowy	3,50	0,70	0,85
Łupki bitumiczne	3,50	0,70	0,85
Torf	3,50	0,70	0,85
Geotermia	3,50	0,70	0,85
Wodne pompowe	6,35	0,80	0,85
Wodne przepływowe	3,00	0,60	0,85
Wodne zbiornikowe	3,50	0,80	0,85
Pływowe	0	-	-
Jądrowe	7,0	0,90	0,85
Inne	2,0	0,75	0,85
Inne odnawialne	2,0	0,70	0,85
Fotowoltaika	0	-	-
Odpadowe	2,00	0,70	0,85
Wiatrowe morskie	0	-	-
Wiatrowe lądowe	0	-	-

Tab. 1. Niezaprzeczalna systemowa przewaga inercji EJ nad innymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej

wej Dyspozycji Mocy (techniczny dział w PSE SA), ustalający wartości mocy czynnej wybranych zespołów wytwórczych na podstawie odchyłań częstotliwości  $\Delta f$  (w zakresie do niespełna 2 Hz) od częstotliwości znamionowej (równej 50 Hz) oraz uchybu (od wartości zadanych w umowach handlowych) mocy czynnej wymienianej liniami połączeń między systemami krajów sąsiednich  $\Delta P_w$ . Wartości sygnałów regulacyjnych są ustalone przez regulator centralny i przesyłane za pomocą urządzeń teletechnicznych do regulatorów turbin w wybranych zespołach wytwórczych. Czasy regulacji wtórnej są rzędu minut (15 min.), a sygnały regulacyjne oddziałują na zawory turbin parowych i na szybkość podajników węgla do kotłów parowych. W przypadku tej regulacji istotną cechą jest bezwładność (inercja) układu wytwarzania energii elektrycznej. Setki ton pary zgromadzone w kotłach i olbrzymie masy układów wirujących turbin i generatorów, z łatwością i łagodnie pokonują zmiany obciążeń przychodzące z sieci, a powodowane załączeniem się (lub wyłączeniem) odbiorców energii, moc turbin tu regulowana jest zaworami pary dostarczanej z kotłów.

Trzecim poziomem regulacji mocy i częstotliwości jest tzw. regulacja trójna, współdziałająca z systemem zarządzania mocą EMS (energy management

system) w węzłach energetycznych sieci przesyłowej, związanej z bilansowaniem w tych punktach mocy dostarczanej i odbieranej. Jest to regulacja wolna przekraczająca czasy przynależne do regulacji wtórnej.

Regulacji mocy czynnej i częstotliwości w SE poświęciłem sporo uwagi, tylko po to, aby w dalszych rozważaniach zrozumieć, jak w tej ważnej dziedzinie funkcjonowania SE decydującej o zachowaniu stabilności pracy (utrzymaniu wymaganych warunków dla parametrów podstawowych) nie dopuścić do ich utraty. W konsekwencji może to spowodować się do ciężkiej awarii systemowej mającej znamiona katastrofy (black out), kończącej się pełną przerwą zasilania odbiorców na wiele godzin. Taka katastrofa wymaga żmudnej odbudowy systemu, poprzez sekwencyjne uruchamianie elektrowni blok po bloku i ich synchronizację z siecią, a następnie synchronizację z systemami krajów sąsiednich.

Pamiętając, że katastrofa w SE, powoduje ogromne straty u odbiorców, jak historia takich zdarzeń wskazuje są to bilionowe straty, często trudne do oszacowania. Zatem nie wolno dopuścić do zaistnienia warunków prowadzących do takiego zdarzenia.

Ostania konkluzja zmierza do wskazania zdarzeń systemowych powodowanych przez niestabilne słabe pod wzglę-

dem regulacyjności źródła wytwarzania lub przez wzrost obciążenia SE. Jeśli technicznie (nie ekonomicznie) wzrost obciążenia systemu może być relatywnie łatwo opanowany poprzez ograniczenie mocy odbieranej (wyłączenia), to w przypadku źródeł wytwarzania zależnych głównie od warunków pogodowych i ograniczonego zakresu regulacji mocy czynnej lub jej znikomy zakres regulacji oraz zerowa inercyjność, mogą być poważnym powodem katastrofalnych zjawisk systemowych. Będą one nie do opanowania przez dyspozytorów zarządzających sieciami przesyłowymi, jak i rozdzielczymi.

### ■ Regulacyjność źródeł fotowoltaicznych PV

W przypadku źródła energii elektrycznej fotowoltaicznego PV jego regulacyjność dla mocy czynnej dostarczanej do sieci poprzez statyczny przekształtnik tranzystorowy umożliwia sterowanie dwiema wielkościami: pierwszą jest napięcie stałe  $U=$  wytwarzane przez panele PV, a drugą jest napięcie przemienne  $U$  powiązane zależnością fizyczną z mocą bierną  $Q$  lub współczynnikiem mocy czynnej  $\cos\Phi$ . Ten ostatni parametr jest już powiązany fizycznie z mocą czynną  $P$ , która jest już mierzalna i ma znaczenie handlowe, bo jest przedmiotem

umów na wytwarzanie i dostarczanie mocy czynnej.

W przypadku generowanego napięcia stałego  $U=$  typowa wartość minimalna, dla którego przekształtnik jest w stanie pracować (dostarczać energię) jest zwykle równa 25-50% napięcia maksymalnego uzyskiwanego z szeregowo połączonego łańcucha pojedynczych małych paneli PV. Zatem zakres regulacji bezpośredniej jest faktycznie niewielki. Jest to źródło słabo sterowalne z punktu widzenia wytwarzania mocy czynnej.

W przypadku źródeł wiatrowych, jednak pamiętać należy, że odnawialne źródła energii elektrycznej mogą wprowadzać do sieci moc czynną wynikającą z energii dostarczanej przez źródło, tj. wynikającą z prędkości wiatru lub wartości natężenia promieniowania słońca. W takim przypadku zadaniem regulatora elektrowni jest maksymalizacja pozyskiwania mocy czynnej. Za tę czynność odpowiada przekształtnik tranzystorowy DC/AC.

Ponieważ przekształtnik energoelektroniczny w systemie traktuje się ze względu na jego charakterystykę jak układ bezinercyjny, to o dynamice zmian mocy czynnej decyduje właśnie przekształtnik. Zmiany mocy generowanej przez źródło PV zależą od zmiany nasłonecznienia (losowej zmiennej) i w ograniczonym zakresie od dynamiki (struktury i parametrów) regulatora energoelektronicznego. Wspomniana bezinercyjność źródła PV to bardzo poważna wada z punktu widzenia ograniczenia stabilności pracy SE. [1]

### ■ Regulacyjność elektrowni wiatrowych FW

Typy elektrowni wiatrowych (FW) obecnie spotykanych w pracy SE, to elektrownie z maszynami dwustronnie zasilanymi (DFIG) i z maszynami synchronicznymi przyłączonymi do sieci przez przekształtnik energoelektroniczny (FRC) ogólnie z właściwościami opisanymi powyżej w źródłach PV.

Wpływ na zachowanie dwu różnych typów FW na pracę SE należy rozpatrywać rozdzielnie.

Zmiany stanu pracy elektrowni typu DFIG związane ze zmianą mocy mechanicznej  $P_m$  jako wynik zmiany prędkości wiatru przenoszą się na SE bezpośrednio. Inercja wirnika elektrowni ogranicza amplitudę krótkotrwałych zmian siły wiatru, a zatem i mocy czynnej, działając podobnie jak filtr dolnoprzepustowy w automatyce.

W przypadku elektrowni wiatrowej z maszynami typu FRC, mamy do czynienia z torem regulacji mocy czynnej w postaci regulatora mocy czynnej RP oraz regulatora napięcia stałego na kondensatorze falownika energoelektronicznego RUDC. Ten drugi tor regulacji odpowiada za regulację mocy biernej  $Q$  lub napięcia po stronie przemiennie-prądowej falownika. Elementem separującym zmiany mocy jest tu łącze prądu stałego, jakie tworzą prostownik z falownikiem i kondensatorem pośredniczącym.

W obydwu przypadkach różnych typów FW, reakcja na zakłócenia SE związana ze zmianą napięcia, mocy czynnej lub częstotliwości jest bardzo szybka. Znacznie szybsza niż układów regulacji jednostek wytwórczych z generatorami synchronicznymi bezpośrednio przyłączonymi do SE. Falownik elektrowni wiatrowej typu FRC praktycznie odcina układ regulacji turbiny wiatrowej od SE, natomiast elektrownia wiatrowa typu DFIG, jako wynik bezpośredniego przyłączenia statora maszyny asynchronicznej do sieci, w niewielkim stopniu przenosi zakłócenia w SE do układu regulacji turbiny wiatrowej. Oznacza to, że układy regulacji obu typów elektrowni wiatrowych nie udostępniają inercji swoich wirników (energii kinetycznej w nich zgromadzonej) systemowi elektroenergetycznemu SE. Tym samym, bez dedykowanych funkcji regulacyjnych, nie wspomagają one obrony systemu w razie wystąpienia odchylenia częstotliwości. Dodatkowo, jeżeli elektrownie FW i PV zastępują konwencjonalne jednostki cieplne, to inercja systemu SE ulega istotnemu

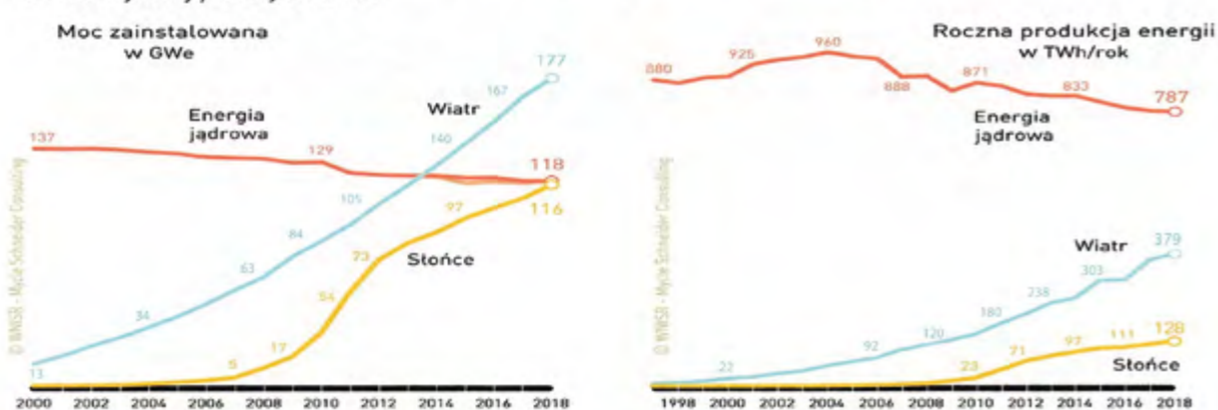
zmniejszeniu, z negatywnymi tego konsekwencjami dla procesu regulacji częstotliwości i mocy czynnej w SE. Narastanie warunków negatywnych cech dla stabilności pracy SE wraz ze wzrostem udziału wspomnianych powyżej źródeł OZE w systemie SE, prowadzi do marginalizacji bezpieczeństwa jego pracy, czyli wprost do katastrof typu black out i olbrzymich strat ekonomicznych w gospodarce.

Analogiczne zjawiska ujawniają wszystkie układy mikroinstalacji, jak i duże układy PV pracujące w systemie przyłączone na zasadzie on-grid, czyli wprost do sieci prądu przemiennego poprzez energoelektroniczne przekształtniki napięcia stałego na zmienne DC/AC. W przypadku zaniku operacji słońca, są one natychmiast odcinane od zasilania SE. Ponadto regulacja natężenia słońca jest poza możliwościami operatorów nadzorujących prace SE. Zatem ten rodzaj źródła ma zerowe możliwości regulacji częstotliwości w systemie poprzez regulację mocy czynnej. Dyspozytorzy prowadzący systemy dystrybucyjne w ostatnim czasie obserwują lawinowo przyłączanie mikroinstalacji PV, powodujących wzrost napięcia na końcach linii nn (niskiego napięcia) powyżej wartości znamionowych, na tyle wysokiego, że nie są w stanie ich zregulować zmianą zacsepów na transformatorach SN/nn, czyli tracą kontrolę nad rozpyłkami mocy czynnej dostarczanej do SE. Nic dobrego to zjawisko w sieciach rozdzielczych nie wróży, poza wzrostem ryzyka awarii nie kontrolowanych.

### ■ Znaczenie inercji w regulacji częstotliwości i mocy czynnej w SE

Regulacja częstotliwości i mocy czynnej jest jednym z dwóch podstawowych procesów regulacyjnych realizowanych w systemach elektroenergetycznych. Wpływ na przebieg procesu regulacji częstotliwości mają parametry i cechy dynamiczne układów regulacji.

Moc zainstalowana i produkcja energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych, słonecznych i jądrowych w UE



Rys. 1. Stan globalny w UE dla wybranych technologii

Jednym z tych parametrów, mających szczególnie istotny wpływ na przebieg procesu regulacji częstotliwości, są momenty bezwładności mas wirników zespołów wytwórczych. Ta szczególnie ważna cecha dla stabilności pracy SE związana jest ze zjawiskiem inercji.

Tymczasem inercja SE dotyczy jednostek wytwórczych, których prędkość kątowna wirników jest bezpośrednio związana z częstotliwością w SE. Do tej grupy zalicza się przede wszystkim wszystkie maszyny wirujące bezpośrednio przyłączonymi do sieci zarówno synchroniczne, jak i asynchroniczne. Inercja SE jest składową inercji maszyn wirujących różniących się technologią, ale również różniących się parametrem zwanym stałą inercji oznaczaną dla k-technologii jako Hk. Tę ważną cechę w procesie regulacji częstotliwości w SE opisuje wspomniana wielkość, charakterystyczna dla określonej technologii wytwarzania, a jak podaje [1] w przyto-

czonej tabeli 1 w zestawieniu z innymi parametrami kształtuje się wyjątkowo korzystnie dla energetyki jądrowej, co powinni uwzględnić strategicy planujący rozwój zrównoważony sektora energetycznego

Jak wynika z tabeli 1 technologia jądrowa, z punktu widzenia zjawiska inercyjności mierzonej stałą inercyjności Hk, wśród wielu technologii wytwarzania występujących SE nie ma sobie równych, jest najlepszym stabilizatorem pracy SE.

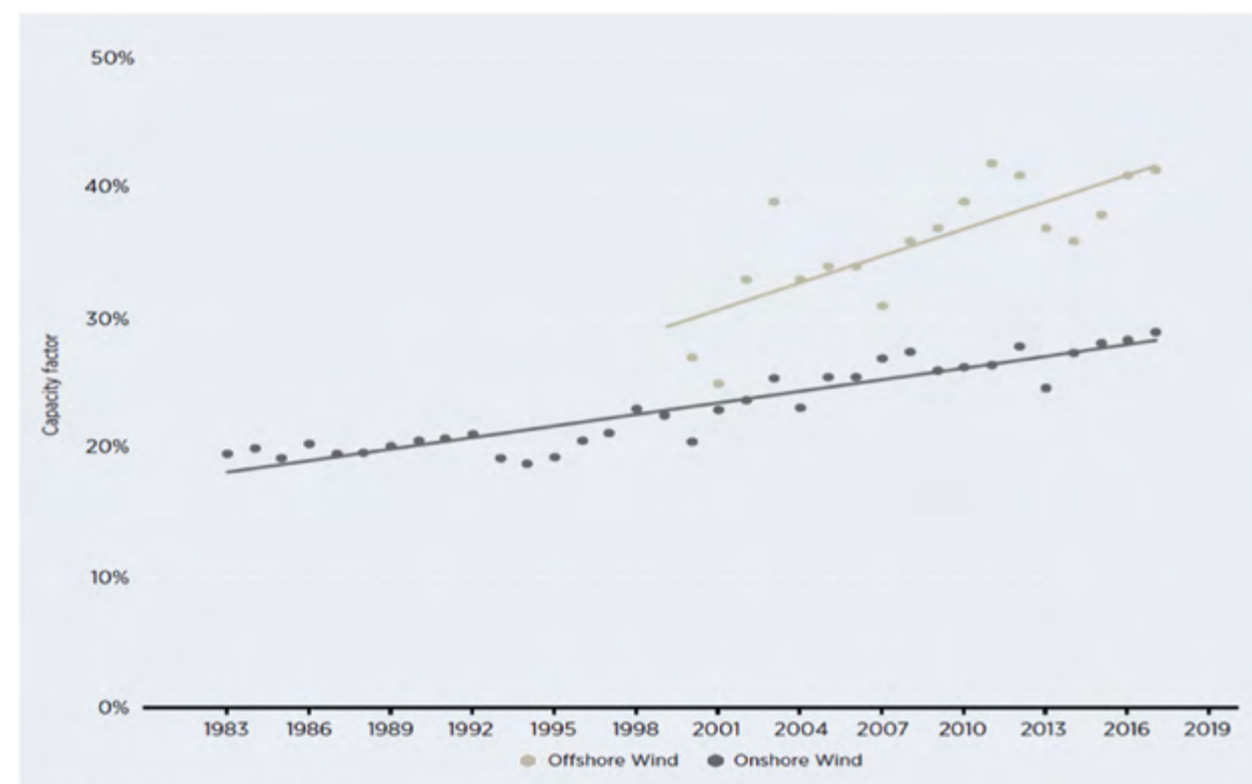
Mierzalne i obliczeniowe parametry pracy źródeł jądrowych z punktu widzenia regulacyjności i stabilizacji pracy SE mają niewątpliwą wyższość nad innymi technologiami, jakby chciał to określić na poważnie wspomniany na wstępie felietonista JTS.

#### ■ Czasowy wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej

Powyżej wymieniony wskaźnik w nomenklaturze fachowej z języka angielskiego nosi nazwę capacity factor i w rzeczywistości odzwierciedla czasowy udział generacji z określonego źródła w całkowitym rocznym czasie.

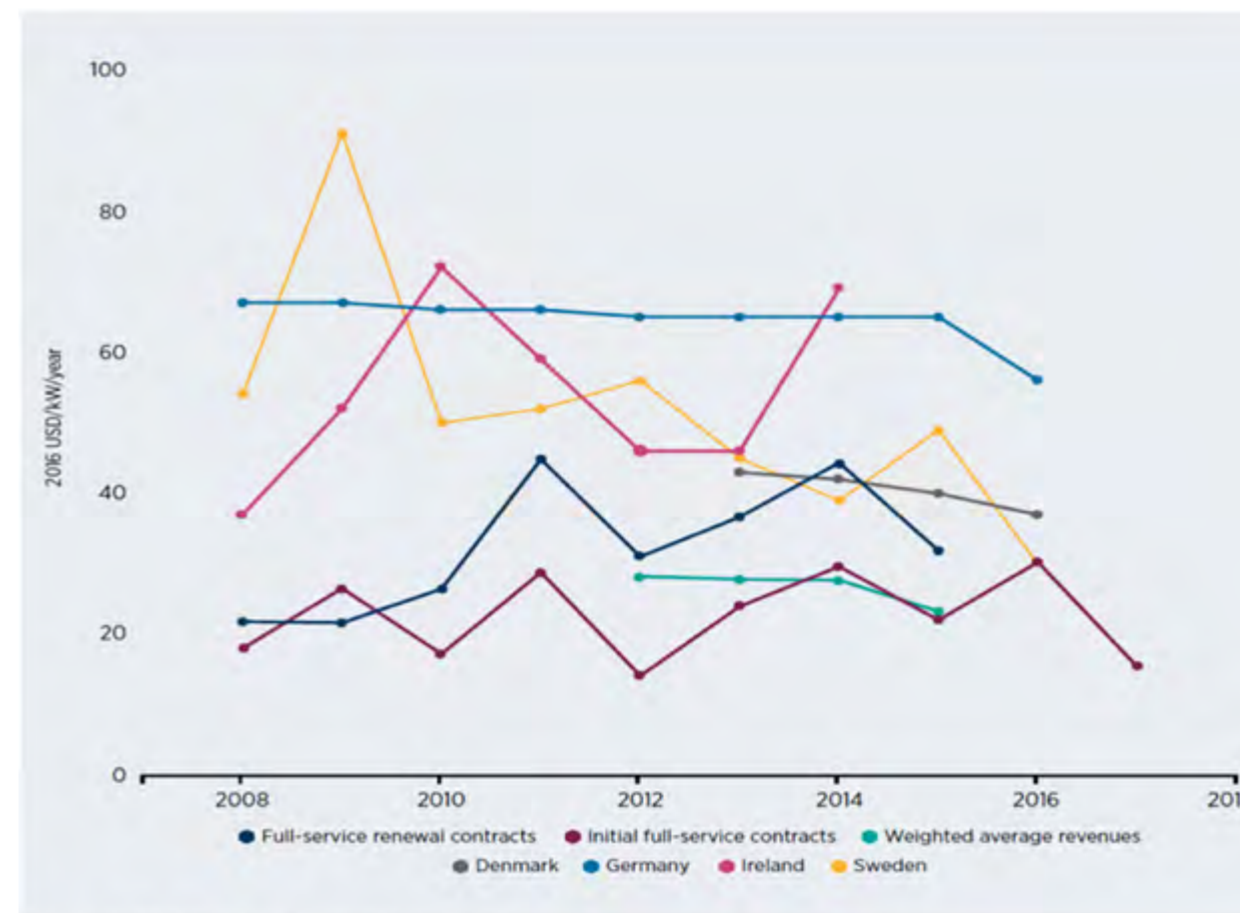
Jeśli dokładnie przyjrzeć się ujawnianym problemom związanym z gwałtownym rozwojem OZE w szczególności w technologii wiatrowej i fotowoltaicznej dla pracy SE, podnoszone już na początku obecnego wieku w [2, 3], to pomimo upływu prawie dwóch dekad, większość z tych problemów pozostają nadal aktualne. Sprowadzają się one do:

- konieczności zwiększenia rezerwy mocy w innych źródłach (energetyce konwencjonalnej lub jądrowej), jak podaje Autor w [2] nawet do 100% mocy zainstalowanej w OZE,
- utrudnienia prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego w wyniku gwałtownych zrzutów



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Rys. 2. Czasowe wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej dla FW morskich (powyżej) i lądowych



Sources: BNEF, 2017; Global Data, 2017; IEA Wind, 2017.

Rys. 3. Koszty operacyjne i obsługowe Farm Wiatrowych w różnych krajach Europy

obciążenia sieci przesyłowej i rozdzielczej oraz zmian kierunków przepływu energii elektrycznej, co powoduje zmianę zasad nastawień automatyki regulacyjnej i prewencyjnej (zabezpieczeń),

- trudności w bilansowaniu mocy i energii, zarówno krótkotrwałej, jak i prognozowanej,
- wzrost strat przesyłowych z powodu niekontrolowanych przepływów energii między systemami międzynarodowymi i konieczność ochrony krajowego SE poprzez instalowanie kapitałochłonnych przesuwników fazowych w stacjach NN (najwyższych napięć) połączeń międzynarodowych,
- utrudnienia w regulacji poziomów

napięcia i mocy biernej, prowadzące do pogorszenia jakości energii elektrycznej,

- problemy ze znacznym wzrostem mocy zwarciovych i skuteczną eliminacją awarii sieciowych przez automatykę zabezpieczeniową działającą na coraz bardziej wymagającą technicznie aparaturę łączeniową w stacjach,
  - pilna konieczność rozwoju magazynów energii w technologii chemicznej, kinetycznej lub potencjalnej zgromadzonej w zbiornikach wody.
- Każdy z powyżej wymienionych aspektów technicznych nie znajduje właściwych zmian prawa porządkującego prawidłowość pracy SE, ale znajduje z pewnością skutki ekonomiczne z po-

wodu narastania kosztów związanych z eliminacją wymienionych problemów.

Jeśli przyjrzmy się sugerowanym przez zwolenników OZE w szczególności w technologii wiatrowej i fotowoltaicznej, to jak podają Autorzy w [4] w oparciu o zweryfikowane dane statystyczne dla wielu źródeł, chcąc wykazać rzekomą wyższość technologii OZE nad technologią jądrową w wytwarzaniu energii elektrycznej zamieścili świadomie lub bez świadomości wykres (rys. 1.) stanu globalnego w UE dla wspomnianych technologii.

Z wykresów łatwo odczytać, że moc zainstalowana (FW+PV) wynosiła w 2018 r. łącznie 295 GWe, tymczasem moc zainstalowana we wszystkich EJ w Unii Europejskiej wynosiła 118 GWe.

Powyżej wymienione źródła energii wykazywały w tym czasie generację energii odpowiednio (FW+PV) łącznie 507 TWh, natomiast generacja EJ wyniosła 787 TWh.

W oparciu o te dane statystyczne łatwo wyliczyć wskaźnik czasowy wykorzystania mocy zainstalowanej (capacity factor), dzieląc ilość wyprodukowanej energii przez moc zainstalowaną w danym źródle.

Stąd roczny czas pracy (FW+PV) wyliczymy jako 507 TWh/197 GWe = 1710 h, podobnie roczny czas pracy EJ wyniesie 787 TWh/118 GWe = 6670 h.

### ■ Co faktycznie wynika z tych prostych obliczeń?

Źródła wybranych technologii OZE, tj. (FW+PV) w roku mającym 8760 h, stoją bezproduktywnie przez (8760 h -

1710 h) = 7050 h. W istocie dla odbiorców energii elektrycznej oznacza to, że te źródła ponad 80% czasu w roku nie są dyspozycyjne i nie dostarczają energii. Zaś capacity factor dla wspierających się wzajemnie tych dwóch technologii OZE wynosi zaledwie 0,195, co oznacza że mniej niż 20% czasu są one produktywnie.

Powtarzając ten sam sposób obliczeń dla źródeł EJ w krajach UE, mamy sytuację czasową dostępności tych źródeł określaną wskaźnikiem o wartości 6670 h/8760 h = 0,762, czyli dyspozycyjność wynikająca z wolumenu wytwarzanej energii elektrowni jądrowych w krajach UE jest niemal 4-krotnie wyższa, niż oferują to wspólnie źródła (FW+PV).

Wspomniany na wstępie satyryk JTS, w takim przypadku z pewnością zaleciłby decydentom politycznym głęboką zadumę nad absurdami preferencji

rozwoju źródeł OZE, mając na uwadze oczekiwania i bezpieczeństwo odbiorcy, będącego ostatecznym płatnikiem za utrzymanie w SE źródeł, które przez ponad 80% czasu są niedostępne, a jednocześnie bardzo kosztowne. Ponieważ rozwój inwestycyjny ma miejsce w zasadzie tylko w źródłach FW i PV, to JTS z pewnością miałby powód do satyry z deklaracji o rzekomo zrównoważonym rozwoju sektora energetyki.

Oczywistym absurdem byłby fakt płacenia elektrowni konwencjonalnej za postój z powodu braku paliwa węglowego czy gazowego, ale takiego absurdu Ustawodawca już nie przewiduje w przypadku OZE z wiatru i słońca, kiedy tych nośników energii nie ma w SE, ale płatność za moc zainstalowaną w tych technologiach ma mieć miejsce w ciągu całego roku. Brak nielimitowanej preferencji na rynku energii właśnie tylko wybranych technologii OZE, doprowadzi do

patologii gospodarczej w rozwoju kraju, nie mówiąc o zagrożeniu stabilności pracy SE „na zamówienie”.

### ■ Średnioważone koszty wytwarzania energii elektrycznej LCOE z FW i PV

Jeśli przeanalizuje się dane statystyczne kilkudziesięciu tysięcy projektów OZE we wszystkich 8 możliwych ich technologiach oraz zgromadzone w okresie od co najmniej 2010 r. i uporządkowane w metodologiczny sposób w celu obliczenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej, to układają się one w dość czytelne trendy [8]. Na wysokość kosztów wytwarzania FW morskich i lądowych, fundamentalny wpływ mają - jak wykazują dane statystyczne - średnie wartości czasowego wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej. Potwierdzają one, że dla farm wiatrowych lądowych wartości te nie przekraczają 25% rocznego czasu, a dla farm wiatrowych morskich tylko tych najnowszych nie przekraczają 40%.

Inny ważny koszt mający wpływ na cenę to koszty operacyjne (użytkowania) oraz koszty obsługi (konserwacja, naprawy, remonty, zasilanie), które jak wykazują statystyki [6], układają się w następujące trendy (rys. 3).

Średnio biorąc są one na poziomie przekraczającym 60 USD/kW/r. Czyli relatywnie wysokie, ponoszone niezależnie od tego, czy te źródła pracują.

Natomiast średnioważone koszty energii elektrycznej (LCOE) wytwarzanej przez FW układały się w czasie jak na rys. 4.

Jak widać, jedna kilowatogodzina energii elektrycznej wytworzona w farmach wiatrowych rzekomo kosztuje mniej niż 0,1 USD, wtedy kiedy te źródła pracują. Jednak one w większości czasu w roku stoją. Przy czym należy tu uwzględnić bardzo poważne uproszczenia przyjęte przez IRENA, które nie biorą pod uwagę wpływu polityki i preferencji handlowych udzielanych FW, a to ma

istotny wpływ na ceny energii, diametralnie różniących się od wykazywanych kosztów i te dwie kategorie ekonomiczne należy wyraźnie rozróżniać.

IRENA jako międzynarodowa agencja ds. OZE podająca te statystyki, które miałyby eliminować emisję CO<sub>2</sub> pomija milcząco również fakt istnienia tzw. śladu węglowego (foot print of CO<sub>2</sub>), a to wymaga sprostowania, ponieważ:

- do budowy wież wiatrowych i platform morskich potrzebna jest stal konstrukcyjna,
  - do wybudowania jednej wielkiej wieży wiatrowej (100 m) potrzebne jest co najmniej 400 ton stali konstrukcyjnej,
  - do wytopu stali dla tej jednej wieży potrzebne jest co najmniej 140 ton dobrej jakości węgla antracytowego oraz co najmniej 200 ton koksu.
- Z wykładu na Uniwersytecie Warszawskim na Wydziale Fizyki (dr ing Detlef Alhorn analisis [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) 2016) zanotowałem szokujące dane obnażające prawdę o poziomie strat gospodarczych w wyniku wdrożenia polityki w Niemczech tzw. Energiewende. A mianowicie:

Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, zakupują obowiązkowo tylko z generacji wiatrowej energię elektryczną o wartości równej 24 113 000 000 000 Eur.

Ci sami operatorzy sieciowi dostarczając tę energię, sprzedali ją w wyniku realizacji polityki subwencji w kwocie 1 527 000 000 000 Eur.

Oznacza to, że handlowo operatorzy sieciowi ponoszą w każdym roku obowiązywania polityki energetycznej w Niemczech stratę w wysokości: 22 586 000 000 000 Eur.

Jestem przekonany, że wspomniany satyryk JTS, w przypadku naśladowania takiego kierunku „zrównoważonego rozwoju” naszego kraju miałby znakomity temat do jego ośmieszenia w kabarecie.

Ale przytoczone powyżej fakty realnego funkcjonowania OZE w gospodarce niemieckiej świadczą, że bez poważnego subsydiowania, na które Polski nie

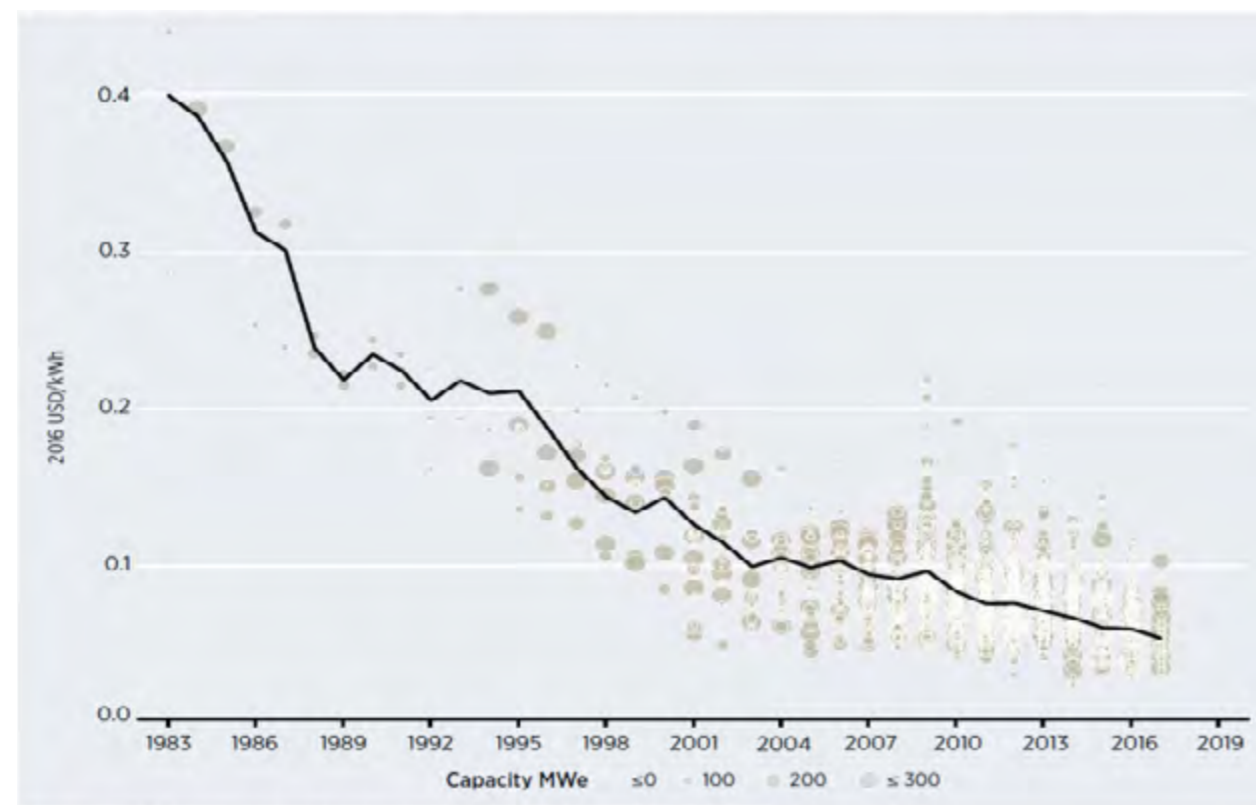
stać w takiej skali, mocno forowane źródła energii odnawialnej oparte na wietrze i słońcu, nie miałyby szans wygrania konkurencji z energetyką jądrową dostarczającą energię elektryczną dla odbiorców poprzez konkurencję cenową realizowaną przez Giełdę Energii, jak i wprost do Operatora Sieci Przesyłowej w oparciu o długoletni kontrakt różnicowy (CfD).

### ■ Ślad węglowy w konstrukcjach farm wiatrowych

Faktem jest, że bez zużycia wielkiej ilości węgla i koksu, żadnych farm wiatrowych ani lądowych, ani morskich by nie było.

Z pewnością satyryk JTS wspomniany na wstępie miałby powody do ośmieszenia, twierdzeń o braku wpływu na emisję CO<sub>2</sub> do atmosfery jeśli wybudowanie tylko jednej wieży powoduje emisję ponad 500 ton tego gazu cieplarnianego. A przecież trzeba doliczyć produkcję konstrukcji platform morskich, na których umieszcza się transformatory, kable, rozdzielnice, linie napowietrzne wyprowadzenia mocy, czyli wszystkie układy uzupełniające wymagające niemal podwojenia ilości wyrobów, dla których niezbędny jest węgiel i jego zużycie powodujące emisję CO<sub>2</sub>, którą OZE miałyby eliminować. Ponadto należy nie zapominać w tym bilansie CO<sub>2</sub>, jaki musi wyemitować przemysł hutniczy i cementowy na produkcję prętów zbrojeniowych i betonu niezbędnego do budowy fundamentów, dróg dojazdowych, wzmocnień gruntu lub dna morskiego palami żelbetowymi. Zatem jakby nie liczyć są to ogromne ilości zarówno węgla, jak i powstającego w procesie produkcji CO<sub>2</sub>. Czyli budowa farm wiatrowych nie jest obojętna środowiskowo w przeliczeniu jednostkowym na energię wytworzoną, przekracza emisję CO<sub>2</sub> jaka towarzyszy budowie elektrowni konwencjonalnych.

Nie można pominąć w konstrukcji wież wiatrowych obserwowalnego trendu



Sources: IRENA Renewable Cost Database.

Rys. 4. Wyraźny trend spadkowy zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej przez Farmy Wiatrowe. Jeśli jest koszt poniżej 0,1 USD/kWh, to dlaczego ceny przekraczają 0,6 USD/kWh?

produkcji coraz większych łopat wytwarzanych z kompozytów i włókien szklanych przekraczających długość 60 m. Cechy wytrzymałościowe tych łopat, jak i skład chemiczny powodują, że są to elementy niezwykle trudne do utylizacji po zakończeniu dopuszczalnego czasu eksploatacji. Zatem będą powstawać z nich odpady o bardzo skomplikowanej technologii ich rozkładu.

### ■ Rynkowe aspekty wytwarzania energii elektrycznej przez FW

W początkach funkcjonowania zliberalizowanego rynku energii elektrycznej handlowano nadmiarami energii wytwarzanej, który to obrót realizowany był na tworzonych ku temu celowi giełdach energii w poszczególnych krajach. Zasadą tego obrotu były krótkoterminowe koszty krańcowe wytwarzania (short run marginal costs SMR) i zwykle dotyczyły on 15-20% całkowitego wolumenu ener-

„Większość odnawialnych źródeł energii ma niestabilną naturę. Najszlachetniejsza forma energii, czyli elektryczność nie zawsze (a nawet rzadko) jest produkowana tam, gdzie występuje zapotrzebowanie i kiedy ono jest oczekiwane przez odbiorców

gii. Na tym rynku realizowanym godzinowo, konkurowały ze sobą oferty dostaw tylko energii, różniące się pochodzeniem z poszczególnych technologii jej wytwarzania. Pozostała część obrotu energią przypadła na rynki dwustronne (bilateral market) realizowane czę-

sto również w ramach funkcjonowania giełd w segmencie obrotu OTC (over the counter). W miarę rozrastania się giełd i platform obrotu energią w różnych krajach oraz tworzeniu jednolitego wspólnotowego rynku porządkowanego wg odpowiednich dyrektyw KE i PE Unii Europejskiej - cyklicznie zmienianych wraz z rozwojem rynków energii. Zmiany miały na celu pogłębienie zasad liberalnego dostępu stron trzecich, likwidację barier oraz ujednoczenie procedur, a w dużej mierze ograniczenie ujawnianych patologii oraz spekulacji. Tu należy odnotować, że przedmiotem obrotu była tylko energia, faktycznie związana z kosztami zmiennymi. Taki obrót nie pokrywał kosztów stałych, co przy rosnącym wolumenie, ostatecznie prowadziło do patologii rynkowych, ubożenia energetyki konwencjonalnej na tyle mocno, że zahamowało to zjawisko wszelkie inwestycje w energetyce konwencjonalnej.

Sytuacja wówczas przypominała fakt machania psa przez jego ogon, co z pewnością byłoby powodem do satyry uprawianej przez JTS.

W tym budzącym wątpliwości kierunku nastąpiły również zmiany w krajowym Prawie energetycznym.

Rynki handlowego obrotu energią były uzupełniane technicznym rynkiem realizowanym przez Operatora Systemu Przesyłowego w Polsce przez Krajową Dyspozycję Mocy pozostającą w strukturze PSE SA. Zadaniem Rynku Bilansującego (RB) było bieżące bilansowanie rozchyleń między planem obciążeń jednostek wytwórczych, a bieżącym zapotrzebowaniem na energię polegającym na dokupowaniu wytwarzania lub jego redukcji w przypadku przekontraktowania. Z reguły RB w systemie dysponującym rezerwą mocy ten rynek nie powinien przy prawidłowo wykonywanej prognozie, zajmować więcej niż 2-3% dziennego wolumenu energii. Ceny energii na RB zwykle były wyższe niż notowane na Towarowej Giełdzie Energii (Spot Market - SM). Tymczasem w początkach funkcjonowania obu rynków, tj. SMR oraz RB, ten ostatni rynek był

spekulacyjnie rozchylany, a niektórzy gracze sztucznie powodując rozbieżności aktualnego wytwarzania od zapotrzebowania, powodowali, że były okresy handlowe, w których obrót na RB przekraczał 10-12% całego wolumenu energii. Co było oczywistym powodem wzrostu cen energii, który musieli pokrywać uczestnicy rynku hurtowego, a poprzez nich w rezultacie końcowi odbiorcy energii. Dopiero po kilku latach spekulacyjny obrót energii na RB został ukrócony, zaś podmioty powodujące rozchylenia między wytwarzaniem, a zapotrzebowaniem musieli ponieść odpowiedzialność finansową za taki proceder. W konsekwencji doprowadzono do uprządkowania obrotu energią na RB poprzez dopracowanie regulaminu uczestnictwa w RB, polegającym na bardzo restrykcyjnym przestrzeganiu parametrów z ofert. Takie rozwiązania na RB w zrozumiwały sposób nie zostały dobrze przyjęte przez wytwórców energii generujących ją w zależności od losowych warunków atmosferycznych, czyli właścicieli FW oraz PV. Niepokojące są informacje, że pod wpływem nacisków właścicieli morskich FW, podjęto czynności związane ze zmianą regulaminu Rynku Bilansującego.

Wytwórcom losowej energii, tj. właścicielom FW oraz PV przyznano prawo przystępujące w SE wytwórcom elektrowni konwencjonalnych, które zajmują tzw. pozycję generacji wymuszonej (Must Run) koniecznej w węzłach sieci, po to aby dyspozytor mógł uzyskać planowany rozptył energii w sieci przesyłowej. Ta uprzywilejowana pozycja FW i PV, dawała ich właścicielom prawo do obowiązkowego zakupu energii z tych źródeł praktycznie niezależnie od sytuacji w SE oraz prawo do uzyskania zbywalnych świadectw pochodzenia energii z OZE. Zapewniało to ich właścicielom więcej niż godziwe dochody pokrywające z zyskiem wszystkie koszty, nawet te w czasie braku generacji. Taka sytuacja była nie bez negatywnego wpływu na wzrost cen energii na rynku detalicznym, który odnaleziony w taryfach pokrywał wszystkie koszty nawet te nie uzasad-

nione, a trudne do eliminacji przez URE.

Zmiany w strukturze organizacji rynku energii ostatnio usankcjonowane Ustawą Prawo energetyczne (UPEn) sprowadziły cały 100% obrót energią elektryczną poprzez giełdę TGE, a eliminację patologii braku pokrycia kosztów stałych w obrocie tylko energią na TGE, uzupełniono powołaniem tzw. Rynku Mocy. Ten sposób pozyskiwania środków na rozwój źródeł energii miał pobudzić inwestycje w jej wytwarzaniu poprzez ogłaszane aukcje ofert na budowę nowych mocy na poszczególne lata. Warunki ogłaszanych aukcji tak skonstruowano, że ponownie najlepsze warunki cenowe uzyskały preferowane, tylko niektóre technologie źródeł OZE, czyli FW lądowe i morskie oraz wielkoskalowe PV. Trudno tu mówić o zrównoważonym rozwoju branży energetycznej, a trzeba mówić o konieczności nałożenia na te źródła obowiązku budowy magazynów energii lub obowiązku partycypacji w kosztach utrzymania rezerwy w sterowalnych źródłach konwencjonalnych, gotowych do wytwarzania w czasie bezproduktywności źródeł FW i PV. Jak duży jest udział kosztów stałych i zmiennych w źródłach OZE pokazuje tabela 2. Są one niewspółmiernie wysokie w porównaniu do źródeł konwencjonalnych i jądrowych, jeśli przeliczymy je na czas użytkowania.

Country	Variable (2016 USD/kWh)	Fixed (2016 USD/kW/year)
Germany	0.03	66
Denmark	0.02	
Ireland		74
Norway	0.03	
United States	0.00	53
Austria	0.04	
Finland		41
Italy		50
Japan		76
The Netherlands	0.01	
Spain	0.03	
Sweden	0.03	
Switzerland	0.05	

Source: IEA Wind, 2010; IEA Wind, 2015.

Tab. 2. Udział kosztów stałych i zmiennych w źródłach OZE

Pozostaje ciągle nie wyjaśniona niechęć ustawodawcy, a zatem polityków i organizatora aukcji jakim jest Prezes URE, do rozwoju energetyki wytwarzającej w skojarzeniu energię ciepłą i elektryczną opartą na krajowej biomasie. Statystyki pokazują [10, 11] rosnącą rolę biomasy w UE w produkcji energii z paliwa pierwotnego biomasy, przy czym wiadać, że ten sektor rozwija się szybciej niż inne OZE, ale zjawisko to dotyczy innych krajów UE, a nie Polski. Warto zwrócić uwagę, że biomasa jest drugim po EJ źródłem energii pierwotnej odnawialnej w UE, wyprzedzając paliwa kopalne, gaz, paliwa ciekłe i wszystkie pozostałe OZE. A Polska jako kraj w ok. 50% gospodarki rolniczy jest w stanie ciągle produkować nawet 20 mln ton rocznie suchej biomasy typu agro. Znanym technologom metody eliminacji negatywnych zjawisk przy spalaniu biomasy takie jak chlorowa korozja kotłów lub ich szlakowanie, w naszym kraju są przetestowane i gotowe do wdrożenia, w szczególności w elektrociepłownictwie. Musi temu jednak towarzyszyć dobra wola nie tylko polityków gospodarczych, ale również Prezesa URE, dotychczas blokującego niewielkie ilościowo modyfikowanie biomasy agro addytywami (minerał - Haloizyt z kopalni Dunino) nie zmieniającymi kaloryczności biomasy, natomiast skutecznie eliminującymi wspomniane ne-

gatywne oddziaływanie surowej biomasy na powierzchnie ogrzewalne kotłów i na układy odpowielania.

### ■ Magazyny energii - jaka ich rola w SE

Należy pamiętać, że energia pierwotna ma tylko trzy postacie:

- kinetyczną, związaną z ruchem rozprędzonych mas np. flying wheel,
- chemiczną zawartą w paliwach lub chemicznych akumulatorach,
- potencjalną wynikającą z grawitacji np. mas wody.

Większość odnawialnych źródeł energii ma niestabilną naturę. Najszlachetniejsza forma energii, czyli elektryczność nie zawsze (a nawet rzadko) jest produkowana tam, gdzie występuje zapotrzebowanie i kiedy ono jest oczekiwane przez odbiorców. Dlatego też tak wyprodukowaną energię należałoby przechowywać przez określony czas w wielkich, specjalnie zbudowanych magazynach. W skali odpowiedniej dla potrzeb całej gospodarki, a obecne akumulatory chemiczne się do tego celu nadają w ograniczonym marginalnym zakresie. Jeszcze ze świadomością tych ograniczeń podejmowane są próby tworzenia magazynów energii w transporcie. Ponieważ ten sektor gospodarki jest odpowiedzialny niemal za połowę emisji CO<sub>2</sub>, to tę wiedzę mają producenci samochodów z napędem elektrycznym osobowym indywidualnym oraz w transporcie zbiorowym, jak i ciężarowym. Mimo tego, że politycy tworzą mechanizmy wsparcia rozwoju elektromobilności, niemniej jednak, rzetelny bilans wykazując redukcję emisji gazów cieplarnianych z elektromobilności, nie wskazuje na racjonalizację zużycia najszlachetniejszej formy energii jaką jest energia elektryczna.

### ■ O braku równowagi w rozwoju krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej

Proekologiczna, a bezkrytyczna moda wymuszana przez wysokorozwinięte

kraje UE śrubujące cele redukcji emisji CO<sub>2</sub> i innych gazów cieplarnianych, spowodowała uruchomienie wsparcia ekonomicznego tylko morskich farm wiatrowych. W tzw. pierwszej fazie ma ona polegać na przyznawaniu kontraktów różnicowych (CfD) w drodze decyzji administracyjnej dla każdego inwestora. Brak konkurencji nie przeszkadza zwolennikom liberalnego rynku energii. Może jednak przeszkadzać Komisji Europejskiej (KE), jeśli ona nie ulegnie presji lobby wiatrowego.

Pamiętamy jaką trudną batalię przez ponad dwa lata przeszedł Rząd Wielkiej Brytanii w walce z dogmatycznym trwaniem w strzeżeniu zasad konkurencyjności, przy ubieganiu się o akceptację kontraktu różnicowego dla projektowanej elektrowni jądrowej Hincley Point C.

Celem zawierania długoterminnych kontraktów różnicowych, jest redukcja ryzyka inwestorskiego, w tym głównie środków pozyskiwanych z długoterminnych kredytów udzielanych przez banki.

W przypadku naszego kraju mamy do czynienia z brakiem konkurencyjności, decyzjami administracyjnymi zmierzającymi do całkowitej eliminacji ryzyka inwestorskiego, polegającego na silnych gwarancjach stałej ceny w przyszłych przychodach oraz obowiązków odbioru energii wytworzonej w morskich FW. Żadna działalność gospodarcza nie ma takiego komfortu ekonomicznego,

więc będziemy mieli boom inwestycyjny w morskich FW, ze wszystkimi konsekwencjami dla SE opisanymi powyżej. W erze „competition is a king” satyryk by powiedział „Życie nie umierać”, bo niby po co, niech przymierają końcowi odbiorcy!!!

Jak wynika z publicznie dostępnych informacji dla nowych Morskich Farm Wiatrowych nakłady inwestycyjne i przewidywane koszty energii elektrycznej są niewspółmiernie wysokie. I tak w przypadku Francji dla MFW Saint Nazaire o mocy 480 MW koszt budowy (bez kosztu wyprowadzenia mocy) wyniósł 2 mld Eur, co daje jednostkowe nakłady inwestycyjne 4170 Eur/kW, dla MFW Courseulles jednostkowe nakłady inwestycyjne wynoszą 4000 Eur/kW, dla MFW Fecamp 74020 Eur/kW, dla MFW Saint Brieuc 5040 Eur/kW i dla MFW Treport także 5040 Eur/kW. Koszty wytwarzania energii (koszty zmienne) we wszystkich przypadkach wynoszą 150 Eur/MWh, chociaż jak twierdzą zwolennicy MFW „wiatr nic nie kosztuje”. Wszystkie te MFW mają rozpocząć pracę w latach 2020-2022, a więc podane powyżej ceny są cenami dla przyszłych farm wiatrowych.

Cena tylko energii 150 Eur/MWh jest bardzo wysoka i po przeliczeniu na PLN daje około 645 PLN/MWh. Wynika z tych danych, że jest to więcej, niż kiedykolwiek podawali dla energetyki jądrowej nawet zagorzali jej przeciwni-

cy w publikacji jak np. <https://sep.com.pl/photo/fi...>

Przypomnę, że w brytyjskim CfD zaakceptowanym przez KE UE, cena energii elektrycznej miała obowiązywać przez 20 lat na poziomie 92,5 GBP/MWh, tj. ok. 463 zł/MWh, dając stabilną moc w projekcie przez ok 60-70 lat.

### ■ Konkluzje

Jakby Jan Tadeusz Stanisławski spuentował opisane wyżej rozważania dla rynku energetycznego?

„Dobry sprzedawca owoców chcąc uniknąć długofalowych strat handlowych, nie porównuje przewag smakowych gruszek uległych z dorodnymi jabłkami, ale nie pozwoli sobie na wrzucenie choćby jednej takiej gruszki do skrzynki ze zdrowymi jabłkami, bo zgnilizna gruszek zniszczy wszystkie owoce w tej skrzynce”.

Z analizy zjawisk rynkowych wynika jeden podstawowy wniosek. Płatność za moc powinna dotyczyć tylko mocy dyspozycyjnej, czyli tylko za okresy czasu, kiedy ta moc jest dostępna i pracuje w SE. Inaczej ze środków publicznych dotowany będzie park wytwórczy pozostający w bezczynności.

JTS na koniec swych satyrycznych monologów, zwykł oświadczać: I to by było na tyle!!! □

#### Literatura

1. „Stabilność Systemu Elektroenergetycznego” - Jan Machowski, Zbigniew Lubośny - Wydawnictwo WNT - Warszawa 2018 r.
  2. „Problemy rozwoju energetyki wiatrowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym” - Roman Janiczek. - Dziennikarska Agencja Wydawnicza MAXPRESS- Energetyka - 30.09.2002 r.
  3. „Strategie rozwoju energetyki niekonwencjonalnej” - A. W. Różycki, R. Szramka. - Biuletyn URE nr 4/07/2001 r.
  4. „Raport o stanie przemysłu jądrowego 2019” - A. Mycle Shneider i in. - Project Paris, Budapest - September 2019 r.
  5. Atlas Energii - Fakty i dane o energetyce odnawialnej w Europie - Heinrich Bohl Stiftung + Instytut Na Rzecz Ekorozwoju - Zespół autorów - 2018 r.
  6. Report 2018 - IRENA
- Publikacje internetowe:
7. <https://wysokienapiecie.pl/34124-rzad-dal-zielone-swiatlo-morskim-wiatrakom/>
  8. [https://sep.com.pl/photo/files/Koszty\\_dla\\_MFW.pdf](https://sep.com.pl/photo/files/Koszty_dla_MFW.pdf)
  9. Dr Ing Detlef Alhborn analysis [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) 2016
  10. <https://bioenergyeurope.us9.list-manage.com/track/click?u=3e1f1a1e3e8c2369b9e5784b5&id=af9bf57128&e=d94ad93bc0>
  11. [https://bioenergyeurope.org/component/attachments/?task=download&id=1454:SR20\\_Bioenergy-Landscape\\_non\\_members](https://bioenergyeurope.org/component/attachments/?task=download&id=1454:SR20_Bioenergy-Landscape_non_members)

## PLANY WYDAWNICZO-KONFERENCYJNE WYDAWNICTWA „NOWA ENERGIA” - 2021 r.\*

Miesiąc

Nr wydania dwumiesięcznika  
„Nowa Energia” - termin publikacji

Konferencje NE

Luty	Nr 1/2021 19 lutego 2021 Wydanie elektroniczne	VIII Konferencja „Nowe kierunki Kogeneracji” 3-4.02.2021 - on-line
		XIII Konferencja „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie” 24-25.02.2021 - on-line
Marzec	Nr 2/2021 29 marca 2021 Wydanie elektroniczne	VII Konferencja Techniczna „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje” 17-18.03.2021 - on-line
Maj		XII Konferencja „Gaz w Energetyce - Realizacja i Eksploatacja Bloków Gazowych i Gazowo-Parowych” 19-20.05.2021, Bydgoszcz (formuła hybrydowa)
Czerwiec	Nr 3/2021 2 czerwca 2021 Wydanie elektroniczne	VI Konferencja „Niezawodność i Cyberbezpieczeństwo infrastruktury krytycznej i przemysłowej - IT/OT” 9-10.06.2021, Falenty pod Warszawą (formuła hybrydowa)
Sierpień	Nr 4/2021 27 sierpnia 2021 Wydanie elektroniczne	VI Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia” 26-27.08.2021
Październik		II Seminarium „Nowe biznesy dla Ciepłownictwa i Przemysłu - chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła” 12-13.10.2021
Listopad	Nr 5-6/2021 15 listopada 2021 Wydanie elektroniczne	IX Konferencja Techniczna „Nowy Model Energetyki” 24-26.11.2021

\*Organizator zastrzega sobie prawo zmian w harmonogramie

Zaplanowane wydarzenia odbędą się w formule hybrydowej lub online,  
w zależności od sytuacji epidemicznej.