

Herbert Leopold Gabryś

Przewodniczący Komitetu ds. Energii i Polityki Klimatycznej Krajowej Izby Gospodarczej,
były wiceminister przemysłu odpowiedzialny za energetykę,
członek Rady Naukowej „Energetyki”

Elektroenergetyka w Polsce 2018 Próba osądu i refleksji wyników za rok 2017

Power industry in Poland in 2018 An attempt of judgment and reflection over the 2017 results

Gdyby opisać jednym zdaniem, jaki dla elektroenergetyki w Polsce był miniony rok, to kusi mnie, aby określić go jako „rok niespełnionych, choć deklarowanych wielokrotnie decyzji strategicznych z regulacji krajowych oraz zapowiadanych, a spełnionych kosztownych regulacji unijnych”. Żeby wymienić te pierwsze – to zapowiadana wielokrotnie Polityka Energetyczna Polski do roku 2030 (pierwotnie do 2050) oraz strategia dla górnictwa węgla kamiennego i brunatnego (ta ostatnia wciąż w konsultacjach). Dla porządku dodajmy, że po wielu „bojach” ujrzała światło dzienne Ustawa o Rynku Mocy. Zaś z tych spełnionych – to pakiet niosący trudne i niezwykle kosztowne wyzwania konsekwentnej polityki klimatyczno-energetycznej UE. Wymienię tylko znane powszechnie wprowadzone w życie regulacje: Dyrektywa MCP z 18 grudnia 2013, konkluzja BAT z 17 sierpnia 2017, Pakiet Zimowy z 30 listopada 2016, zmiany na rynku EUETS. Tylko z nich, jeśli ogarną ich wagę „robi się strasznie”! Realizacja wymogów samej konkluzji BAT to szacowane 10 mld zł koniecznych nakładów.

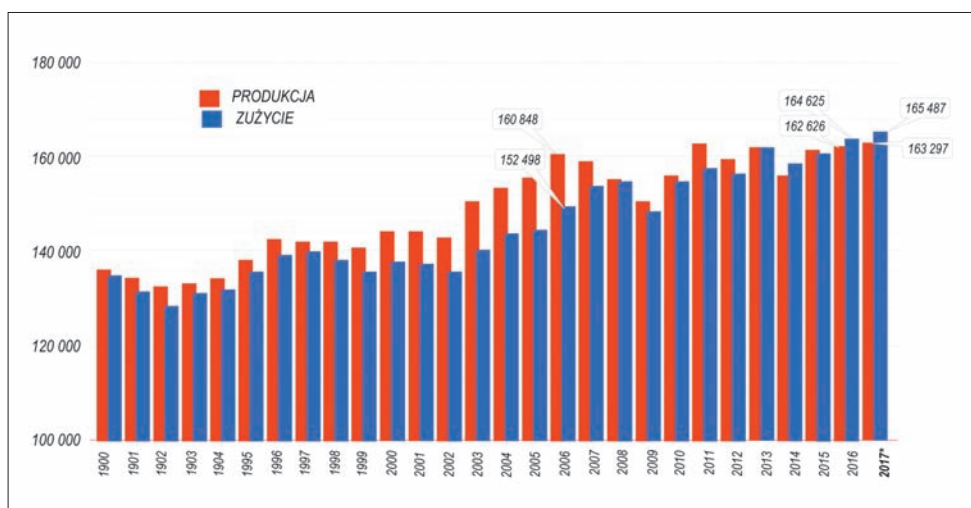
Żeby dopełnić, to przypomnijmy przegraną batalię przeciwko niekorzystnym dla nas zmianom na rynku uprawnień do emisji EU ETS. Choć „kocioł” z tą „zupą” jeszcze się gotuje, to gorzkiego dla nas jej smaku już nie zmienimy. Uprawnień do emisji będzie mniej. Będą droższe i tu „nie ma zmiłuj”! Do tego dodajmy zapowiedzi (z jawiących się już wypowiedzi), zamiary „ambitnych”, na miarę Protokołu z Kioto propozycji do porozumienia w polityce klimatycznej UE na przygotowywaną Konferencję COP w Katowicach. Dużo wyzwań. Trudno je jednoznacznie ogarnąć. Także dlatego, że od wielu lat brak czytelnych i zgodnych politycznych decyzji zapewniających nasze prawo do

stanowień o doktrynalnych filarach bezpieczeństwa energetycznego. Jakby nie było lokującego się w konstytucyjnej powinności państwa zapewnienia naszej suwerenności!

Wiele było znaczących wypowiedzi w tym obszarze, a dotyczące strategii bezpieczeństwa energetycznego w Polsce były w ubiegłym roku zmienne, a często rozbieżne i mało wiarygodne. Taki stan rzeczy podmioty gospodarcze mogą odbierać jako rodzące się zagrożenie ciągłości dostaw energii i nieprzewidywalnych zwiększeń jej cen. To nie sprzyja decyzjom inwestycyjnym.

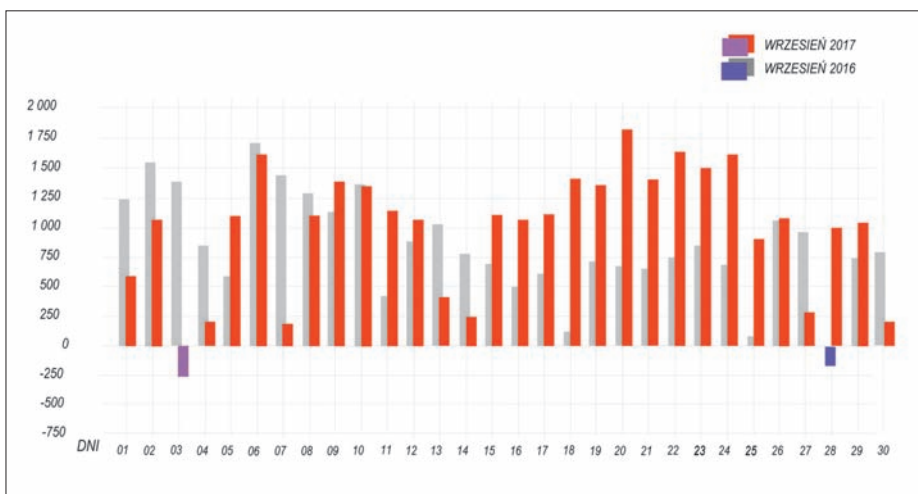
Popatrzmy, jakie są wyniki elektroenergetyki w Polsce za rok ubiegły. Z nich przecież „pakiet startowy” na rok 2018.

Produkcja energii elektrycznej od wielu lat ma tendencję w miarę stabilną – wzrostową. W ostatnich jednak latach jej relacja w stosunku do zużycia jest nieco inna. Zdarzyły się bowiem lata (2014, 2015 i 2017), w których produkcja była mniejsza od jej konsumpcji w kraju (licząc łącznie). Jeszcze parę lat temu budziło by to większe niż dziś zadziwienie.



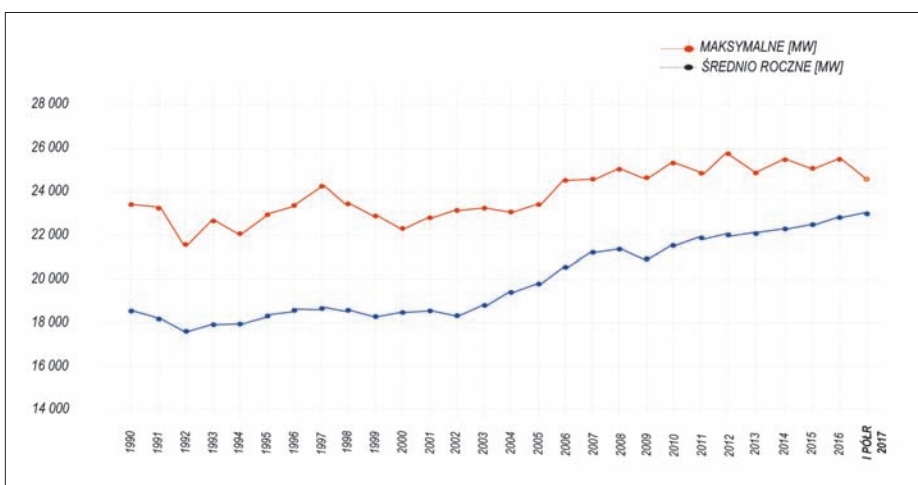
Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej ogółem i jej zużycie w Polsce w latach 1990-2017, GWh

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A.
Rok 2017 wg stanu na dzień 15 grudnia



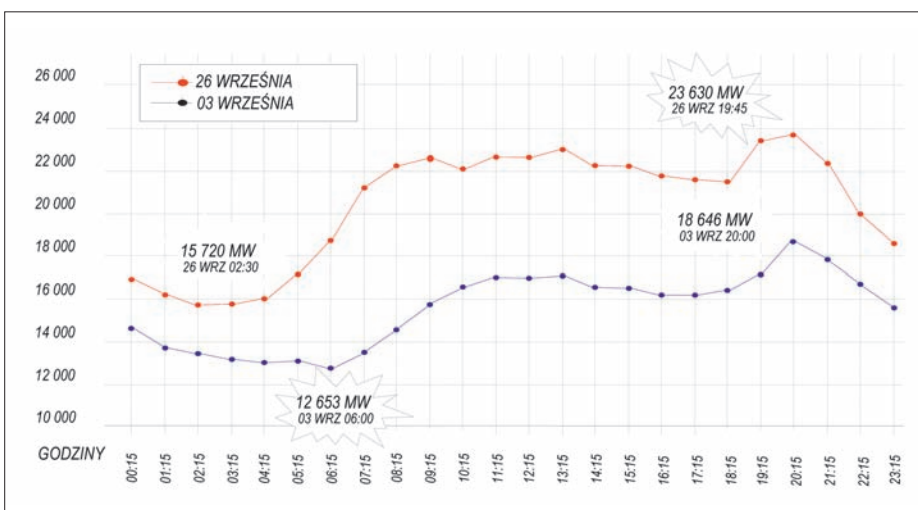
Rys. 2. Saldo wymiany mocy z zagranicą w dobowym szczycie zapotrzebowania na moc w dniach miesiąca, MW

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów PSE OPERATOR S.A.



Rys. 3. Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie na moc oraz maksymalne w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych w latach 1990-2017, MW

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A.



Rys. 4. Zapotrzebowanie na moc w KSE w rozkładzie godzinowym w dniach, w których wystąpiły wartości ekstremalne, MW

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A.

Stajemy się per saldo importem energii. To już nie tylko znacząca część importu energii z generacji wiatrowej w Niemczech, ale także ze Szwecji i Litwy. Bywa energia tania, a przy tym przydatna dla spełnienia potrzeb regulacyjnych w północnej części KSE (KSE – Krajowy System Energetyczny, także w skrócie jego Operator).

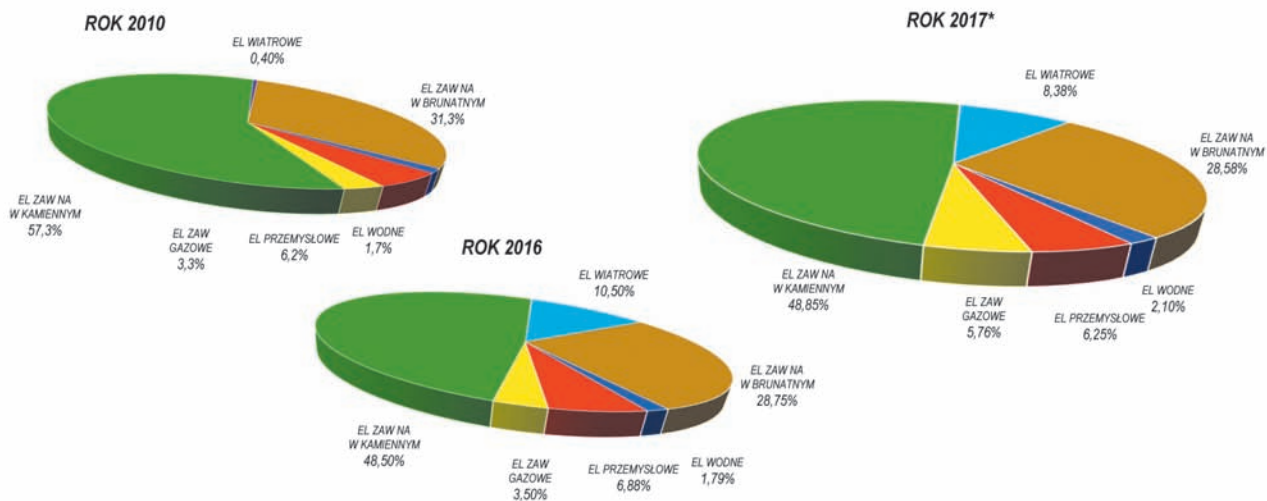
Charakterystycznym dla ostatnich kilkadziesiąt miesięcy jest porównanie salda wymiany z zagranicą z września ostatnich dwóch lat.

Zmienia się zapotrzebowanie na moc licząc średniorocznie oraz jej maksymalne zapotrzebowanie w szczytach dobowych. W relacji do roku 1990 średnioroczne krajowe zapotrzebowanie zwiększyło się o 26,37%, zaś obciążenia maksymalne w szczytach dobowych o 11,88%. Wyraźnie różna dynamika, ale tendencja wzrostowa.

Warto także zauważyć zapotrzebowanie na moc w rozkładzie godzinowym w tymże samym wrześniu 2017 w dniach, w których wystąpiły wartości ekstremalne. Równie charakterystyczne dla ostatnich kilkadziesiąt miesięcy.

W strukturze produkcji energii elektrycznej za rok 2017 w relacji do roku poprzedniego nie ma gwałtownych zmian tendencji, ale warto zauważyć, że jest mniejszy udział energii wiatrowej, choć w wolumenie produkcji o nieco ponad 12% więcej. Więcej z elektrowni na węglu brunatnym i w konsekwencji nieco mniej na węglu kamiennym – w strukturze, ale i w wolumenie. Interesujące dla zobrazowania dynamiki zmian są porównania w nieco dłuższym horyzoncie czasu. Tu z wyboru autorskiego przywołuję dla porównania wyniki z roku 2010.

Porównując wolumen produkcji zauważmy, że pomiędzy rokiem 2010 a 2017 zwiększenie produkcji ogółem o 3,64% zostało uzyskane przede wszystkim z elektrowni na węglu brunatnym, elektrowni wiatrowych i gazowych, przy wyraźnie mniejszej produkcji z elektrowni na węglu kamiennym. Z pewnością tendencja pomniejszania produkcji z elektrowni węgla kamiennego utrzyma się także z przyczyn zagrożeń dostaw węgla krajowego i sygnalizowanych wzrostów jego ceny.



Rys. 5. Struktura produkcji energii elektrycznej wg źródeł w Polsce na koniec roku w latach 2010-2016 i 2017, %

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A. Rok 2017 według stanu na dzień 15 grudnia

Tabela 1

Produkcja energii elektrycznej wg źródeł w Polsce w latach 2010-2016 i 2017, GWh

	Rok 2010, GWh	Rok 2016, GWh	Rok 2017, GWh	Relacja 2017/2010, %	Relacja 2017/2016, %
OGÓŁEM	156 913	162 626	163 297	103,64	100,64
z tego:					
ELEKTROWNIE CIEPLNE*	142 838	138 328	137 612	96,84	99,49
– w tym na węglu brunatnym	49 459	51 204	51 832	103,53	101,23
– w tym na węglu kamiennym	89 212	81 348	78 927	101,67	97,02
– gazowe	4 166	5 776	6 851	138,65	118,61
EL. PRZEMYSŁOWE	8 923	10 130	9 831	113,53	97,05
EL. WIATROWE	1 300	11 623	13 091	894,31	112,63

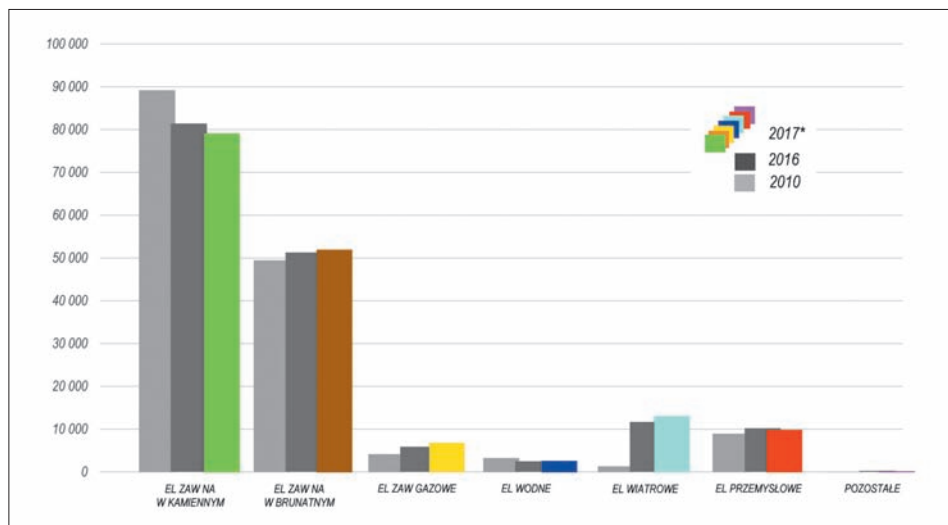
* Elektrownie zawodowe ciepłe

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A z opomiarowania KSE w trakcie prowadzenia ruchu. Rok 2017 według stanu na dzień 15 grudnia

Skalę zmian w produkcji w tych latach niech zobrazuje rysunek 6. Tu nie tylko tendencje, ale i udział poszczególnych źródeł produkcji.

Warto przy okazji zatrzymać się na chwilę nad problemem węgla dla energetyki krajowej. Przypomnijmy. Na koniec pierwszego kwartału 2015 r. mieliśmy zapasy węgla energetycznego w ilości 18,4 mln ton, koniec drugiego kwartału to 18,1 mln ton, kwartał trzeci to 19,1 mln, a na koniec czwartego kwartału 2015 r. na zwalchach było 20,59 mln ton. Wtedy węgla było tak dużo, że nie wiadomo było, co z nim zrobić. Przy tym węgiel nie tylko z jego nadpodaży był jeszcze tani.

Jednak już na koniec pierwszego kwartału 2016 r. węgla na zwalchach było 16,7 mln ton, na koniec drugiego kwartału 15,0 mln, na koniec trzeciego 14,3 mln, a na koniec kwartału czwartego zapasy wyniosły 12,5 mln ton. W ciągu roku zapasy węgla zmniejszyły się z 20,6 do 12,5 mln ton, a więc na okrągło o 8 mln ton. Mniej wydobyto węgla (jak na potrzeby tego okresu). Dodatkowo spółkom energetycznym kontrolowanym przez Skarb Państwa wydano zakaz kupowania węgla energetycznego z importu.



Rys. 6. Produkcja energii elektrycznej wg źródeł w Polsce w latach 2010-2016 i 2017, GWh

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A. Rok 2017 według stanu na dzień 15 grudnia

Rok 2017 to dalszy spadek zapasów węgla. Na koniec pierwszego kwartału zapasy wyniosły 9,3 mln ton, a na koniec drugiego kwartału 9,8 mln ton, na koniec trzeciego nieco więcej, bo 10,8 mln ton, ale to też bez „szaleństw”. Obecne zapasy są więc prawie o połowę mniejsze niż na koniec 2015 r.

Z tych i nie tylko powodów w ostatnich miesiącach ubiegłego roku dyskutowano problem zapasów obowiązkowych w energetyce. Regulacje w tej materii są od wielu lat niezmiennie. Zapasy węgla w energetyce tworzy się po to, aby zabezpieczyć stabilną pracę elektrowni. Na wszelkie możliwe do przewidzenia okoliczności braku dostaw. To, na ile dni strateg sobie zaplanuje rezerwy jest istotne, ale nie pierwszorzędne. Istotniejszym jest, aby zapewnić stabilność dostaw. Także wtedy gdy ekstremalna zima skomplikuje transport. Ale przecież nie tylko zima może nam przysporzyć kłopotów. Powodów może być wiele. Na szczęście żyjemy w czasie i miejscu, gdzie nie musimy się owych „innych” przyczyn obawiać nadmiernie. Ile zatem tego ma być? To trywialny aksjomat wyborów dla każdego zarządzającego gospodarką energetyczną. Rzecz w tym czy musi to robić państwo nakazując tworzenie rezerw. Bywa, że niewiara w skuteczność funkcjonowania gospodarki prowadzi do takich decyzji, ale bywa i obawa niekorzystnych zdarzeń spoza niej. Dziś groźby ani jednego, ani drugiego nie powinniśmy dramatyzować. Dziś to raczej mniejsza niż chciało by się dostępność węgla i jego rosnące ceny. Może zatem czas, aby pozostawić zarządowi decyzje dotyczące polityki zapasów wszelakich, w tym paliwa? Boć przecież każda elektrownia i elektrociepłownia ma swoje odrębne, często bardzo różne uwarunkowania i żaden ze stanowiących prawo nie jest w stanie ich ogarnąć. Tyle w kontekście węgla kamiennego.

A pozostaje przecież ogromne wyzwanie, co dalej z energią brunatną? Stanowi ona dziś bardzo istotną część generacji w kraju i przez wiele lat tak powinno pozostać. Tymczasem kończą się funkcjonujące odkrywki tego węgla. Istnieją wprawdzie „przymiarki” do kilku odkrywek węgla brunatnego. Najbardziej realnym projektem jest Złoczew, który ma zastąpić kurczące się zasoby KWB Bełchatów. Węgiel ze Złoczewa znacząco zmieni jednak ekonomikę Elektrowni Bełchatów. W Złoczewie jest nieco gorszy niż w obecnie eksploatowanej odkrywce. Jest też położony znacznie dalej. Wpiew trzeba będzie zainwestować w budowę odkrywki, a potem węgiel wozić ponad 70 km. To oznacza, że energia wytworzona w bloku 858 MW oraz w zmodernizowanych starych 12 blokach będzie droższa niż obecnie. A wydobycie w Szczercowie ma skończyć się już ok. roku 2035. Bez jednoznacznych decyzji co do zagospodarowania nowych złóż

węgla brunatnego z zaangażowaniem autorytetu i determinacji politycznej rządu tę część najtańszej energii stracimy.

Wróćmy do wyników elektroenergetyki za rok 2017 w Polsce w wybranych porównaniach. Wyniki finansowe, dziś dostępne to te z półroczia i po trzech kwartałach. Moim zdaniem bardziej interesujące są porównania półroczy z kilku lat (mniej „koloryzowane”).

Najprościej, wyniki wytwórców to zderzenie kosztów i ceny energii elektrycznej sprzedanej. Porównując półroczia z trzech ostatnich lat zauważmy, że zarówno średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej, jak i ceny z poszczególnych źródeł wytwarzania z różnych paliw nadal nazywając to elegancko – nie rosną.

Tabela 2

Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej i ceny z poszczególnych źródeł wytwarzania z różnych paliw

	½ 2015, zł/MWh	½ 2016, zł/MWh	½ 2017, zł/MWh
ŚREDNIE CENY EN EL SPRZEDANEJ PRZEZ WYTWÓRCÓW*	177,9	176,2	171,1
– EL NA WĘGLU BRUNATNYM	173,8	167,9	166,9
– EL NA WĘGLU KAMIENNYM	183,8	185,7	178,0
– EC ŁĄCZNIE (BEZ GAZOWYCH)	173,0	172,4	167,9
– EC GAZOWE	171,9	161,1	158,3

* Ceny ogółem – razem EL i EC bez EC niezależnych na wszystkich kierunkach sprzedaży
Źródło: Opracowanie HLG na podstawie materiałów ARE S.A. i zbiorów własnych

Wytwórcy licząc łącznie sprzedali w 2017 roku wyraźnie więcej energii do Przedsiębiorstw Obrotu niż było to jeszcze w 2016 roku.

Różnie z tą ceną (sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców) dla różnych kierunków sprzedaży. W miarę stabilne na rynku bilansującym, przewidywalnie na terminowym i (choć to niewielki wolumen sprzedaży), malejące dla odbiorców końcowych w umowach sprzedaży.

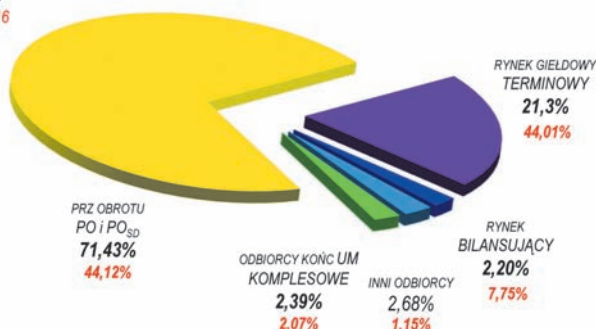
Jednostkowy koszt techniczny wytwarzania energii elektrycznej – porównując z półroczy ostatnich trzech lat – właściwie nie wymaga komentarza.

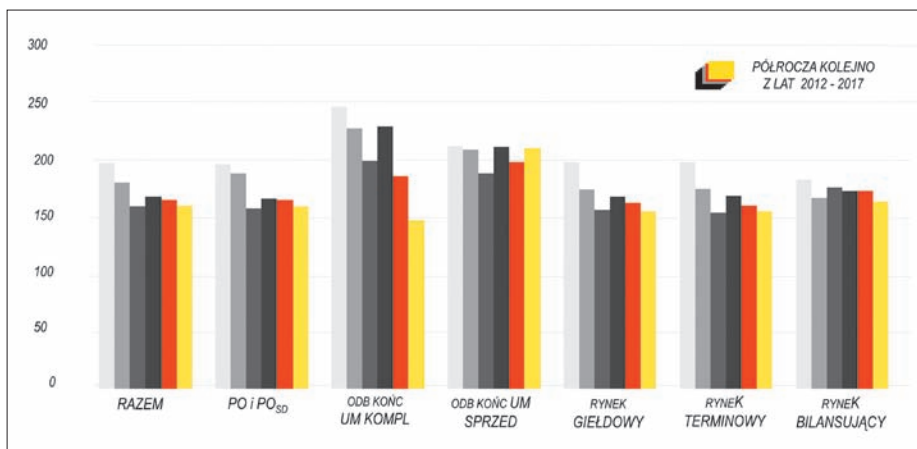
Najistotniejszym jego elementem pozostaje koszt paliwa, gdzie cena 1 GJ węgla brunatnego będzie pewnie jak dotąd w stałej tendencji niewielkich wzrostów (z decyzji wewnątrz korporacyjnych), zaś dla węgla kamiennego „dobry czas” niskich cen się skończył.

I PÓŁR 2017
NA TLE I PÓŁR 2016

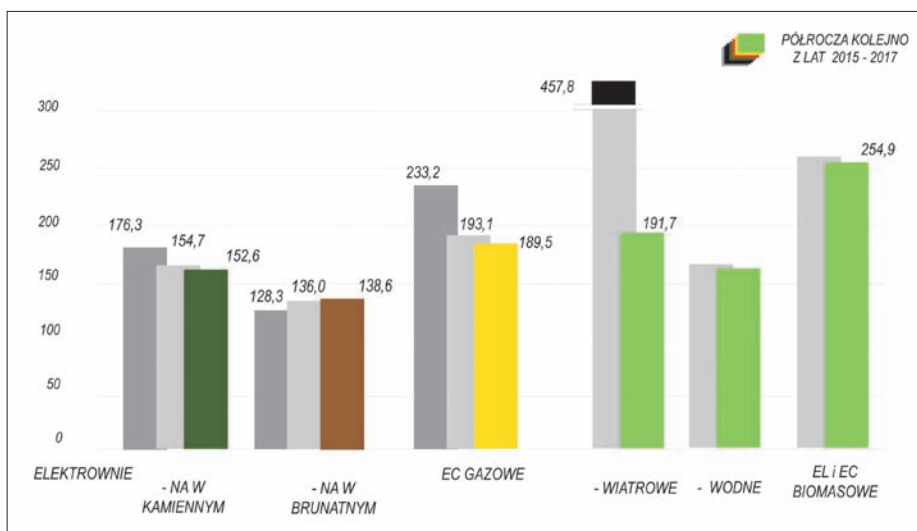
Rys. 7. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach (razem EL i EC bez EC niezależnych na wszystkich kierunkach sprzedaży), %

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie materiałów ARE S.A. i zbiorów własnych

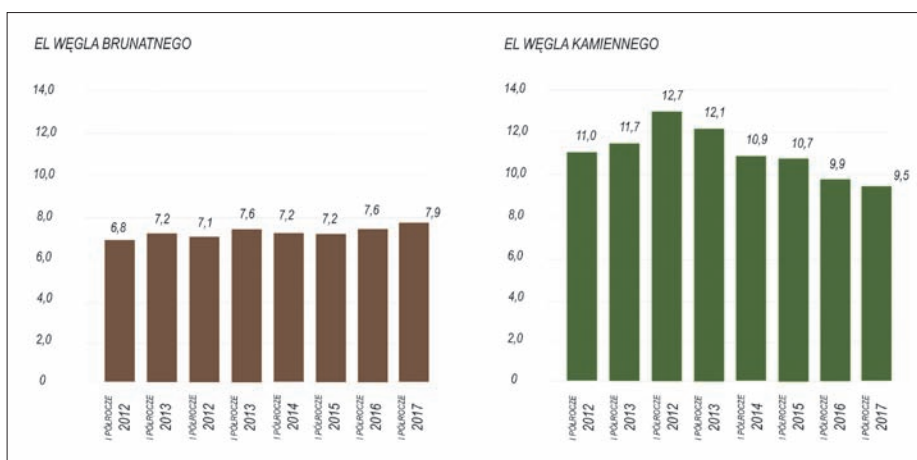




Rys. 8. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórców, zł/MWh
 Źródło: Opracowanie HLG na podstawie materiałów ARE S.A.



Rys. 9. Jednostkowy koszt techniczny wytwarzania, zł/MWh
 Źródło: Opracowanie HLG na podstawie materiałów ARE S.A.



Rys. 10. Jednostkowy koszt zużytego węgla, zł/GJ
 Źródło: Opracowanie HLG na podstawie materiałów ARE S.A.

Aby najkrócej opisać tę część porównań:

- w pierwszej połowie 2017 roku średnioważona cena energii elektrycznej na rynku hurtowym była na poziomie 152,9 zł/MWh, tj. mniej* o około 9,1%,
- energia elektryczna z elektrowni na węglu brunatnym była niższa od cen energii elektrycznej z elektrowni na węglu kamiennym, różnica* to 11,1 zł/MWh mlicząc ceny ogółem, tj. łącznie z usługami regulacyjnymi i systemowymi,

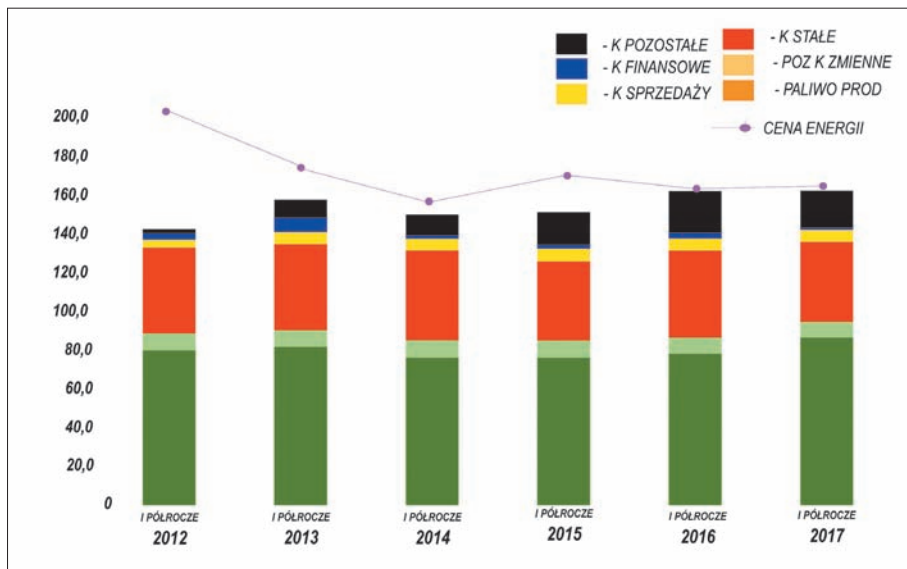
- największy spadek cen z dynamiką 95,9% odnotowały elektrownie na węgiel kamienny: cena ogółem – 178,0 zł/MWh, w I półroczu 2016 – 185,7 zł/MWh

Z tych i nie tylko tych porównań jawi się obraz – generacja węgla brunatnego jeszcze „choć cienko”, z wyraźną dynamiką spadkową generuje zyski. Dla generacji z węgla kamiennego ten obraz jest wyraźnie „czarniejszy”.

Rys. 11. Jednostkowy koszt energii elektrycznej sprzedanej w elektrowniach na węglu brunatnym, zł/MWh

Źródło: Opracowanie HLG

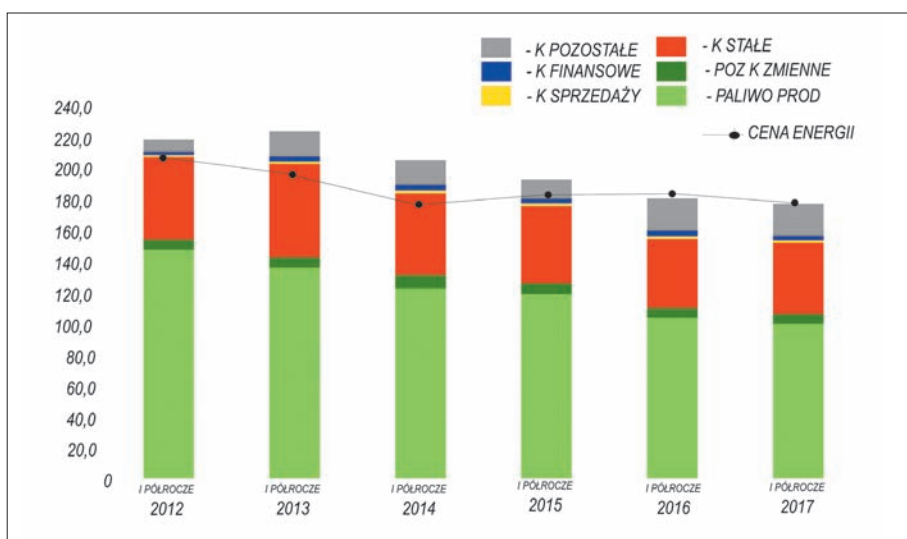
na podstawie materiałów ARE S.A.



Rys. 12. Jednostkowy koszt energii elektrycznej sprzedanej w elektrowniach na węglu kamiennym, zł/MWh

Źródło: Opracowanie HLG

na podstawie materiałów ARE S.A.



Taki stan rzeczy w stosownej proporcji przeniósł się na wyniki finansowe. Porównajmy je zatem z półroczy trzech ostatnich lat.

Tabela 3

Wyniki finansowe elektrociepłowni ciepłych

	½ 2015, mln zł	½ 2016, mln zł	½ 2017, mln zł
ELEKTROWNIE CIEPLNE*	1412,1	1366,8	981,6
– EL NA WĘGLU BRUNATNYM	906,1	419,2	331,3
– EL NA WĘGLU KAMIENNYM	214,9	674,5	192,5
– EC ŁĄCZNIE (BEZ GAZOWYCH)	854,3	945,3	1147,9
– EC GAZOWE	141,7	180,9	207,6

* Elektrownie zawodowe ciepłe

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie materiałów ARE S.A. i zbiorów własnych

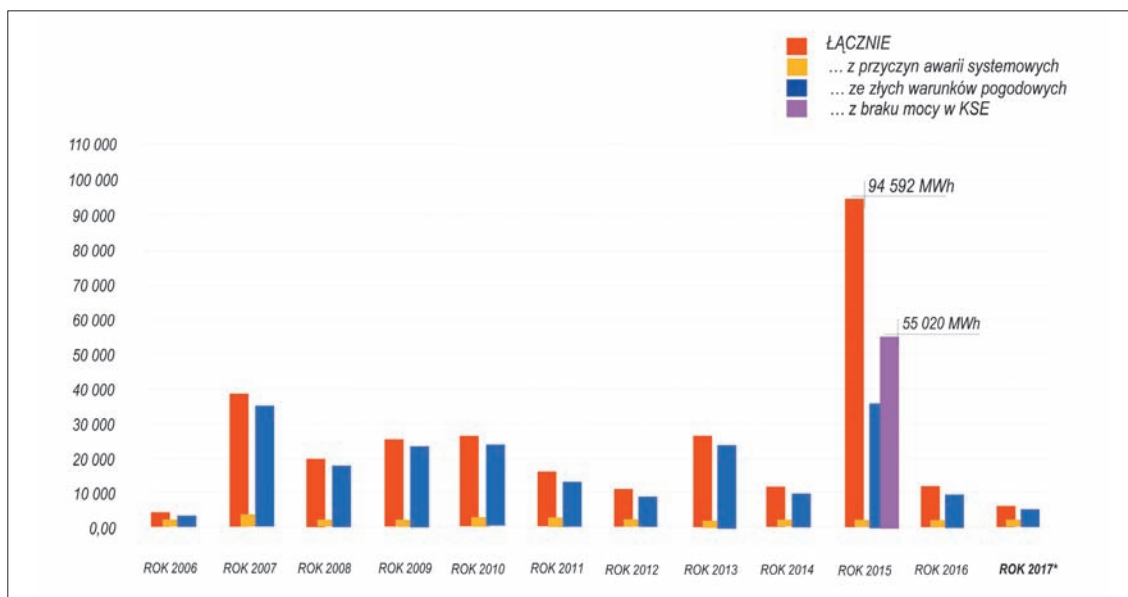
Produkcja energii elektrycznej z paliw stałych nie generuje wyników na miarę wyzwań modernizacyjnych – nie ułatwia to pozyskania środków na ich sfinansowanie!

Z rosnących kosztów, między innymi z coraz wyższych cen za uprawnienia do emisji CO₂, nie można oczekiwać zmiany tego stanu rzeczy!

Dla porządku kilka informacji dotyczących klienta – odbiorcy końcowego energii elektrycznej. Tu, poza szczególnymi oczekiwaniami, dwa podstawowe: zapewnienie ciągłości dostaw i cena. W tej cenie dwa najistotniejsze elementy, tj. cena samej energii elektrycznej i cena usług dystrybucyjnych.

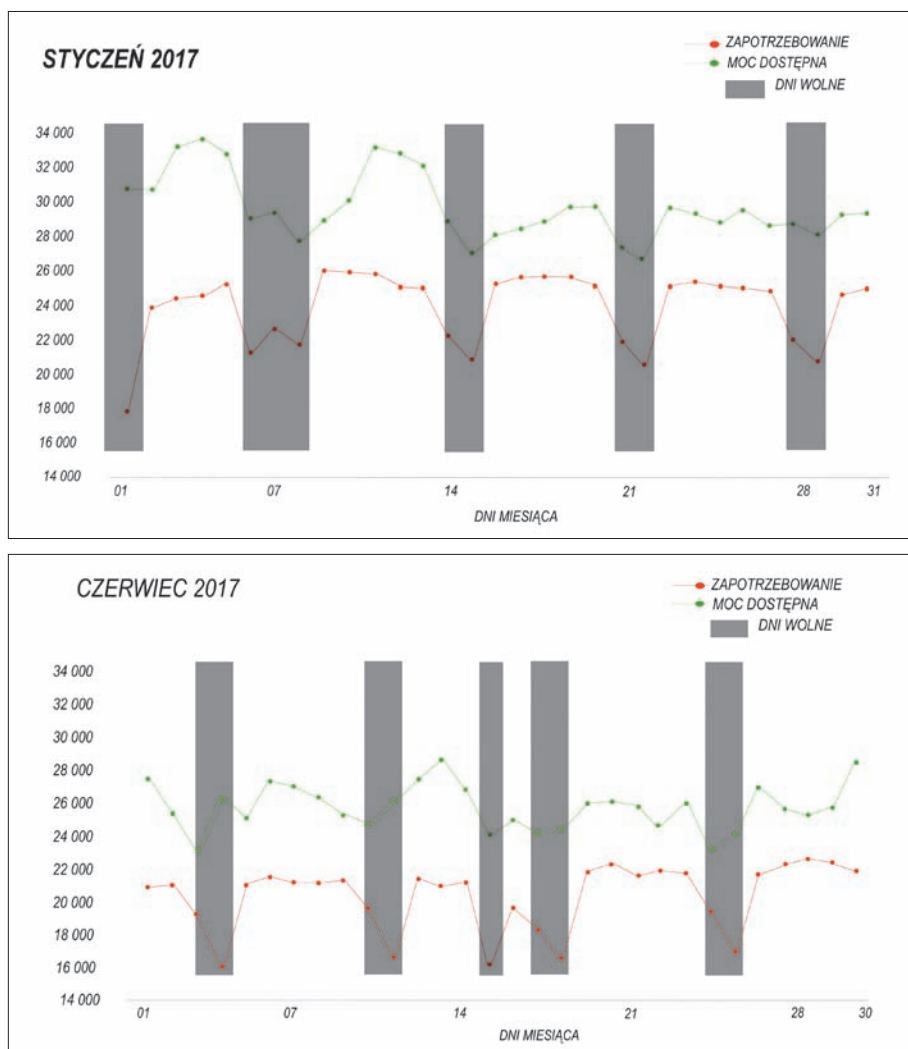
Znamienne, że poza rokiem 2015, od ponad 20 lat nie było przerw w dostawach energii elektrycznej dla odbiorców finalnych z przyczyn braku generacji. To pewnie także efekt skuteczniej prowadzonych regulacji w KSE. Jeśli zdarzyły się przerwy w dostawach energii, to z przyczyn przede wszystkim zbyt niskiej odporności sieci energetycznych (nie tylko dystrybucyjnych) na ekstremalne zdarzenia pogodowe. To sędzą musi prowokować pytanie: gdzie szukać przyczyny takiego stanu rzeczy?

Także w 2017 roku nie było powodów do obaw o ciągłość dostaw z przyczyn generacji. Gdyby spojrzeć na rozkład obciążeń w poszczególnych dniach tylko z dwóch charakterystycznych (z punktu widzenia obciążeń) miesięcy roku, to margines bezpieczeństwa pomiędzy zapotrzebowaniem a mocą dostępną to potwierdza.



Rys. 13. Ograniczenia dostaw energii elektrycznej w Polsce w latach 2006-2017, MWh

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A. Rok 2017 według stanu na dzień 15 grudnia

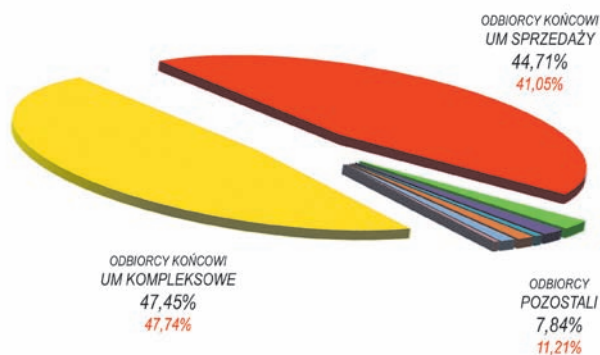


Rys. 14. KSE – zapotrzebowanie i moc dostępna w szczytach dobowych w dniach miesiąca, w styczniu i czerwcu 2017, MW

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A.

Nie sposób oczywiście zakładać, że awarie w generacji się nie zdarzą. To „odstukać w niemalowane” jednak bywa. Jeśli jednak z doświadczeń nadzwyczajnej sytuacji w 2015 roku, z „przypomnieniem 20. stopnia zasilania”, wyciągnęliśmy właściwe wnioski, to można ich skutki ograniczać.

Dostawy energii elektrycznej (przez dominującego dostawcę PO_{SD}) praktycznie w równej części kierowane są do odbiorców umów kompleksowych i umów sprzedaży.



Rys.15. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w PO_{SD} za pierwsze półrocza 2017 i 2016, % (razem EL i EC bez EC niezależnych na wszystkich kierunkach sprzedaży)

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie materiałów ARE S.A. i zbiorów własnych

Cena energii elektrycznej jest w wielu przypadkach istotnym determinantem zmiany dostawcy. W pierwszym półroczu w grupie odbiorców A, B i C liczba odbiorców, którzy skorzystali z prawa wyboru dostawcy, zwiększyła się o około 10 tys., to więcej o 5,7% niż w półroczu roku ubiegłego. W gospodarstwach domowych przy mniejszej dynamice (porównując lata ubiegłe) przybyło 48,4 tys. odbiorców. Jakby nie było to o 10,5% więcej.

Aby zauważyć przynajmniej część racji takich wyborów, trzeba porównać zmiany cen energii elektrycznej i usług dystry-

bucyjnych, a właściwie ich dynamikę. Zmiany cen energii elektrycznej pozostają wrażliwe społecznie, zarówno dla odbiorcy indywidualnego, jak i gospodarki. Stąd każdy rząd będzie niezwykle ostrożny w przyzwalaniu ich znaczących zwiększeń. Tu jednak rzeczywistość „skrzeczy”. Wzrastające koszty jednostkowe produkcji energii elektrycznej i coraz to wyższe opłaty środowiskowe i za uprawnienia emisyjne, prędzej czy później wymuszają, i to znaczące, przyrosty cen energii. A wtedy nikomu „nie będzie do śmiechu”.

Tabela 4

Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom finalnym

	½ 2015	½ 2016	½ 2017
ŚREDNIE CENY EN EL SPRZEDANEJ ODBIORCOM FINALNYM*	462,3	457,4	468,0
– odbiorcy na WN (A)	276,7	259,6	258,7
– odbiorcy na SN (B)	348,0	335,5	343,2
– odbiorcy na nN (C)	587,8	575,8	587,3
– gospodarstwa domowe	499,2	494,1	501,5

* W umowach kompleksowych przez PO_{SD}

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie materiałów ARE S.A. i zbiorów własnych

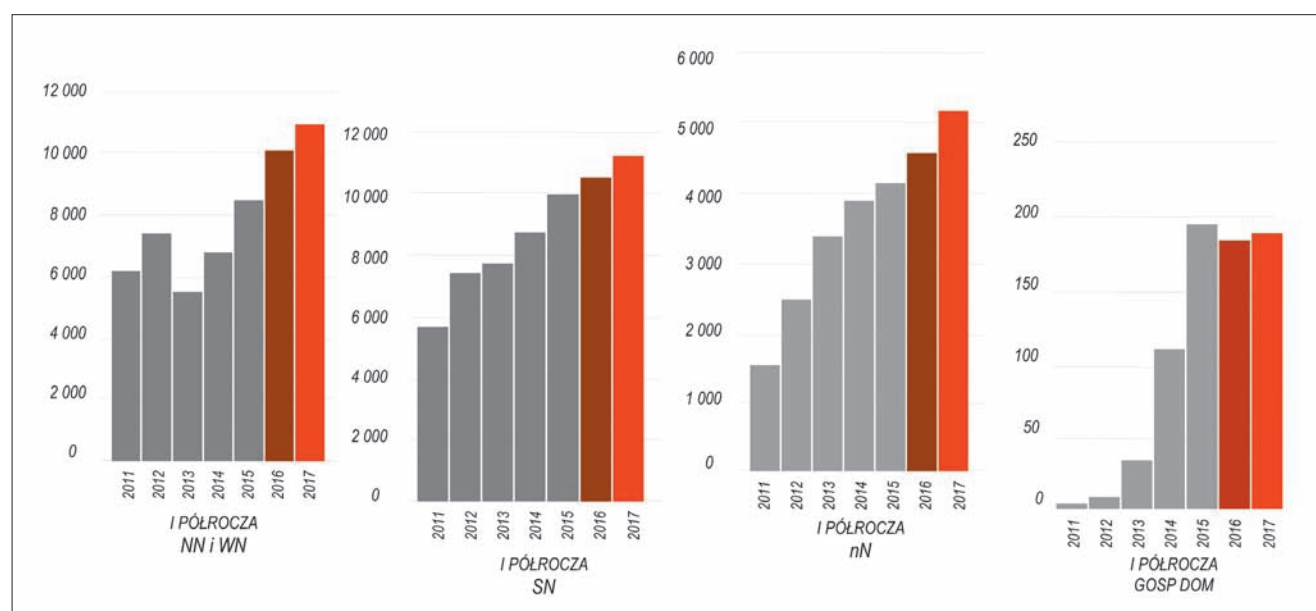
Tabela 5

Opłaty dystrybucyjne dla odbiorców energii elektrycznej

	½ 2015	½ 2016	½ 2017
OPŁATY DYSTRYBUCYJNE ODBIORCY OGÓLEM*	197,7	195,9	209,7
– odbiorcy na WN (A)	69,3	70,2	71,8
– odbiorcy na SN (B)	106,7	104,8	115,6
– odbiorcy na nN (C)	261,3	252,1	264,2
– gospodarstwa domowe	238,2	232,8	246,0

* Ogółem odbiorcy

Źródło: Opracowanie HLG na podstawie materiałów ARE S.A. i zbiorów własnych



Rys. 16. Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych z PO_{SD} posiadających umowy sprzedaży w porównaniach półrocznych, GWh

Wiele by o wynikach i problemach elektroenergetyki w Polsce na początku nowego roku. Na precyzyjne analizy w odniesieniach rocznych przyjdzie poczekać do udostępnienia zweryfikowanych danych. Moją intencją było, prezentując taki zbiór porównań, dobogacenie Państwa wiedzy i osobistych osądów. Także po to, aby spróbować odpowiedzieć sobie na pytanie – dokąd zmierzamy?

Pozostaniemy w niezmiennej filozofii polityki klimatyczno-energetycznej UE. Konsekwentnie i drogo, i antywęglowo. Szereg niewątpliwie pożytków z niej opłacimy znaczącymi kosztami. Trudno podważać logikę potrzeby ochrony środowiska i także, choć z mniejszym przekonaniem, klimatu. Tym bardziej że „pancerny pociąg” polityki klimatycznej UE pędzi niezmiennie do przodu. I to z zadaną dużą prędkością dla wszystkich jednakowo. Z wypowiedzi części naszych polityków „wyziera” przekonanie, że mamy wpływ na „przełożenie zwrotnicy” na tej drodze i wyhamowanie prędkości – to przecież tylko ułudą i życzeniem. Choć zrobiliśmy wiele, bywa o wiele więcej niż inne kraje Wspólnoty dla ochrony środowiska naturalnego i klimatu (a widać to z dotychczasowych zmian w naszej gospodarce, ale przede wszystkim w energetyce), to pozostajemy nadal z tyłu wobec ambicji z oczekiwań kreatorów polityki klimatycznej Wspólnoty.

Strategie polityk energetycznych państw UE są z natury rzeczy różne i stąd ich kreowanie z uwzględnieniem własnych racji. To niepodważalne prawo i jako takie mieści się w najszerzej pojętej suwerenności krajów Wspólnoty. Bezpieczeństwo energetyczne UE przy tym powinno i może wynikać z sumy strategii bezpieczeństwa energetycznych krajowych.

W tym kontekście co najmniej zadziwiają deklaracje naszych przedstawicieli wobec partnerów unijnych i to przed przyjęciem Polityki Energetycznej Państwa, że po 2025 r. nie będzie żadnych inwestycji w energetykę paliw stałych. Czyżby to już zamiast niej (Polityki) wyrok na polskie górnictwo węgla brunatnego

i nie tylko. Wypadanie po 2025 roku w ciągu kilku lat bloków klasy 200 MW oznaczałoby, że z naszego systemu zniknie prawie jedna trzecia obecnie zainstalowanych w całym systemie mocy. Bez wątplenia w znaczącej części może je zastąpić generacja odnawialna. Taka deklaracja odcina nam prawo wyborów. Także z potrzeb regulacyjnych KSE. Odcina nas przy tym od własnych zasobów. Przede wszystkim węgla brunatnego w złożach na wiele lat. Nawet w dalekiej przyszłości, gdy znane już będą technologie mniej emisyjnej produkcji energii elektrycznej z paliw stałych. To co, już „krzyżak” na nową (a może nowe) odkrywkę węgla brunatnego, na inwestycje w górnictwo węgla kamiennego i co by tu jeszcze nie wypisać. Jeśli tak, to powiedzmy to jednoznacznie najpierw tu, w Polsce zamiast „szepców” przy okazji spotkań poza nią!

Globalne niepokoje i traktowanie nośników energii jako newralgicznego oręża dla realizacji celów politycznych wymusza dla całej Wspólnoty Europejskiej potrzebę długookresowej strategii bezpieczeństwa energetycznego opartego bardziej niż dotąd na zasobach własnych. Na tyle, na ile ich jest i na tyle, na ile można je konsumować bez powiększania zagrożeń rzeczywistych klimatu. I bez hipokryzji z ukrytych celów biznesowych czy szerszej gospodarczych. Mamy prawo i wielką powinność wobec przyszłości, aby nasze gwarancje bezpieczeństwa energetycznego opierać na zasobach własnych i to tak, aby koszty „ambicji klimatycznych nie powaliły”.

W opracowaniu wykorzystano materiały ARE S.A., URE oraz PSE S.A. (z danych gromadzonych z opomiarowania w trakcie prowadzenia ruchu), a także zbiory własne Autora.

Tekst nadesłany do redakcji 4 stycznia 2018.



CENNIK REKLAM "ENERGETYKI" NA 2018 ROK

strony okładkowe



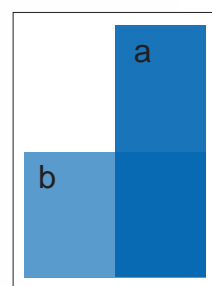
I strona – wszystkie okładki zostały już wykupione
205 x 202 mm + spad 5 mm



II i III strona – 4000 zł
IV strona – 5000 zł
205 x 295 mm + spad 5 mm



Cała strona – 3500 zł
205 x 295 mm + spad 3 mm



1/2 strony – 2200 zł
a – 85 x 250 mm
b – 180 x 125 mm

Szczegółowe informacje na stronie internetowej: www.energetyka.eu