

Elektroenergetyka w Polsce 2018 ... z wyników roku ubiegłego i wybrane z wyzwań

Power industry in Poland in 2018 ... from results of the last year and selected from challenges

Aby było weselej zacytuję: „... *jest dobrze, jest dobrze, ale nie najgorzej jest*” – to słowa z żartobliwej piosenki śpiewanej przez Pana Andrzeja Grabowskiego. Wypisz, wymaluj stosowne dla osądów stanu elektroenergetyki w Polsce.

... *jest dobrze*, bo wskaźniki gospodarcze są dobre. Zwiększenie Produktu Krajowego za rok ubiegły realnie o 4,7% powoduje zwiększoną konsumpcję energii elektrycznej;

... *jest dobrze*, bo efektywność energetyczna gospodarki zwiększa się, co skutkowało w roku ubiegłym zwiększeniem zużycia energii elektrycznej w kraju tylko o połowę wskaźnika PKB;

... *jest dobrze*, bo nie mieliśmy w roku ubiegłym przerw w dostawach energii elektrycznej z przyczyn niedostatku generacji, a nowe bloki oddane do eksploatacji w ostatnich latach „sprawują” się nieźle; także te w budowie rokują oddanie ich do eksploatacji w planowanych terminach (może z niewielkimi poślizgami, co przecież normalne w takiej skali inwestycji);

... *jest dobrze*, bo oswoiliśmy się z rygiem podwyższonych norm, nie tylko z regulacji BAT, ale i Pakietu Zimowego; z oswojenia po trochu mniej emocji i podjętych działań; rynek mocy rozpoczyna swój realny żywot i z niego rodzi się nadzieja na skuteczne ubezpieczenie niezbędnej mocy w KSE w latach przyszłych;

... *jest dobrze*, bo w strukturze produkcji energii elektrycznej łączna produkcja z OZE stanowiła w roku ubiegłym 14,1%; aż 14,1%, aby „nie umrzeć z zachwyty” przy średniej unijnej 28,8%, a w Niemczech 36,6%. Ale co tam. Dzięki temu mamy tu jeszcze sporo do zrobienia.

... *jest dobrze*, bo wyniki finansowe łączne sektora elektroenergetycznego zapewniają ponad 1/5 przychodów budżetu państwa z tytułu podatku dochodowego w grupie przemysłu. Przy tym ceny energii elektrycznej (różnie dla różnych odbiorców) jeśli rosną, to ich przyrost „nie powala”.

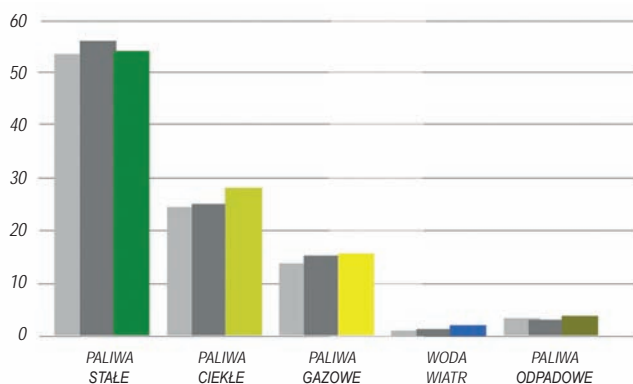
... *jest dobrze!*

Przejdźmy zatem do wyników za rok 2017 i ich porównań z przeszłością.

Na początek wręć z perspektywy bilansu energii pierwotnej:

- pozyskanie energii pierwotnej ogółem w kraju (paliwa stałe, ciekłe i gazowe, z saldem wymiany zagranicznej i zmianą zapasów, woda i wiatr, odpady oraz energia elektryczna z zewnątrz z saldem wymiany) było mniejsze niż w roku 2016 o 3,2%;

- zużycie w kraju paliw stałych (węgiel kamienny, brunatny drewno i torf z saldem wymiany zagranicznej i zmianą zapasów) zmniejszyło się o 2,3%;
- zużycie w kraju paliw ciekłych (ropa naftowa i saldo wymiany zagranicznej oraz zmiana zapasów benzyn, olejów i gazu ciekłego) zwiększyło się o prawie o 13% przy prawie siedmioprocentowym zwiększeniu importu;
- zużycie w kraju paliw gazowych (gaz ziemny wysokometanowy oraz ziemny zaazotowany) zwiększyło się o ponad 6% przy imporcie większym o 7,83%;
- pozyskanie energii z wody i wiatru zwiększyło się o 19%, a z paliw odpadowych wzrosło o 7%
- ...



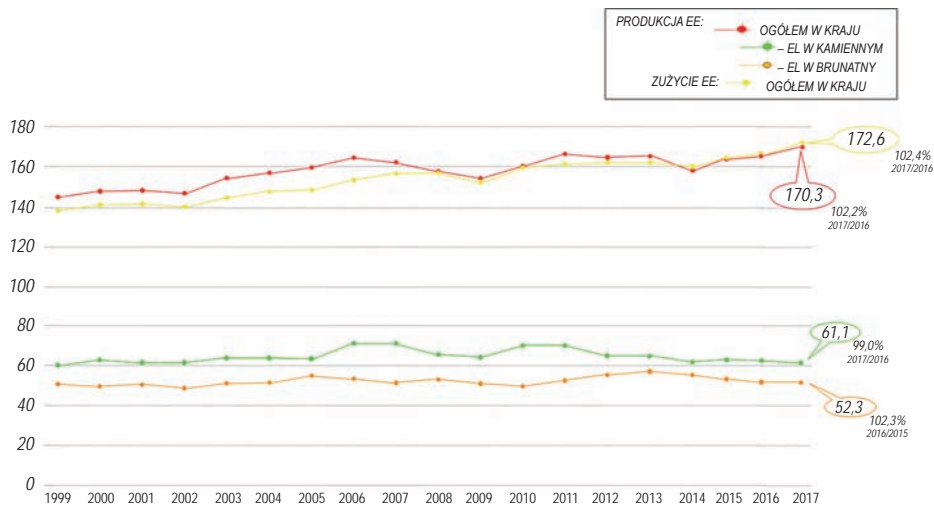
Rys. 1. Z bilansu energii pierwotnej za 2017 rok w Polsce w standardzie OECD w porównaniach z lat 2015 i 2016, Mtoe

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

Niewielkie zmiany w zużyciu paliw stałych nie burzą dotychczasowych tendencji w strukturze zużycia energii pierwotnej, gdyż za rok ubiegły paliwa stałe stanowią nadal nieco ponad 50%. Warto zatem słowo o węglu:

- wydobywanie węgla kamiennego ogółem było mniejsze 6,8% przy podobnie zmniejszonym zużyciu i zwiększonym imporcie o 61,1%, przy eksporcie mniejszym o 22,1% (wydobywanie 65,88 mln t, import 13,35 mln t, a eksport 7,07 mln t);

Rys. 2.
Produkcja i zużycie energii elektrycznej w kraju łącznie w latach 1999-2017, TWh
Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A.

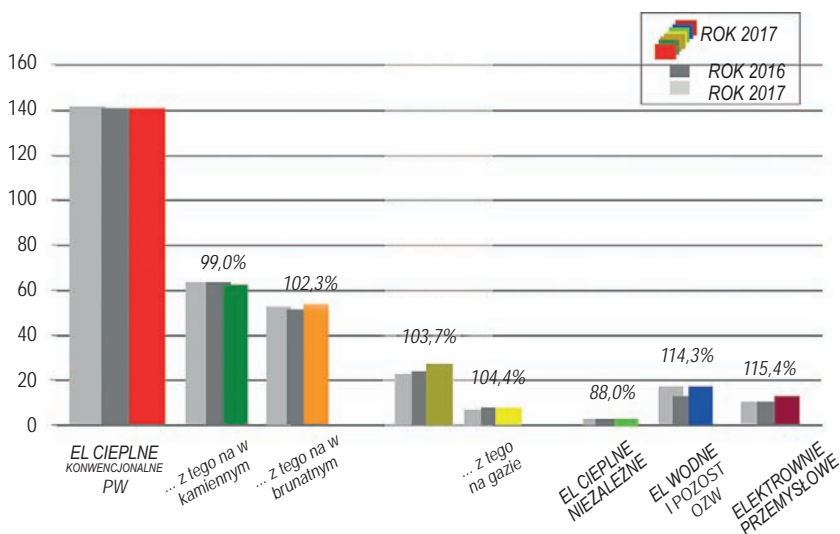


- wydobycie węgla kamiennego energetycznego było mniejsze 7,1% przy zmniejszonym zużyciu o 6% i zwiększonym imporcie o 60,0% oraz eksporcie mniejszym o 34,9% (wydobyte 53,5 mln t, import 9,72 mln t, eksport 4,31 mln t, a zapas na koniec roku 10,24 mln t, tj. mniej o 18,4%), zużycie w EL i EC na poziomie zużycia w roku 2016;
- wydobycie węgla brunatnego było większe 1,5% przy odpowiednio większym zużyciu o 1,3%, zwiększonym imporcie o 9,5% i eksporcie większym o 20,9% (wydobyte 61,16 mln t, import 0,31 mln t, eksport 0,26 mln t, a zapas na koniec roku większy o 7,5%);
- ...

Te tendencje (zużycie, wydobywanie, import, eksport) są w tendencjach trwałych od dłuższego czasu, a zmiany wynikają ze zmian struktury produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Rok 2017 to od ponad 20 lat trzeci po 2014 i 2016 rok mniejszej produkcji energii elektrycznej niż jej konsumpcja. Kolejny po roku 2016 rok z dodatnim saldem wymiany z zagranicą:

- produkcja łącznie 170 334,9 GWh większa o 2,2%,
- zużycie łącznie 172 622,3 GWh większe o 2,4%,
- import 13 271 GWh mniejszy o 15,3%,
- eksport 10 984 GWh mniejszy o 15,3%,
- ...



Rys. 3. Produkcja energii elektrycznej w kraju łącznie w latach 2015-2016 i 2017, TWh
Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A.

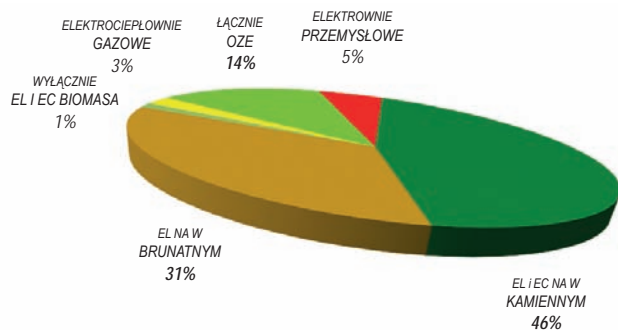
Przy produkcji ogółem 170 334 GWh EI i EC Zawodowe „dały” 140 259 GWh przy imporcie większym od eksportu o 2594 GWh.

Z przyczyn mniejszych ubytków mocy niż w roku 2016 *Elektrownia Bełchatów* pracowała płynniej i stąd zwiększona produkcja na węglu brunatnym, mimo zmniejszonej produkcji w *Elektrowni Turów*. Zwiększona produkcja „z gazu” to skutek przede wszystkim wprowadzenia do systemu nowego bloku gazowo-parowego w *EC Gorzów*. Mniej energii było z elektrowni szczytowo-pompowych – w mniejszym stopniu wykorzystywał je operator KSE. Nieco więcej było produkcji w elektrowniach wodnych przepływowych, bo więcej było wody.

W wymianie energii elektrycznej z zagranicą – licząc rzeczywiste przepływy, utrzymuje się tendencja dodatniego salda (więcej kupujemy niż sprzedajemy – odpowiednio 13 271 GWh i 10 984 GWh).

W strukturze produkcji energii elektrycznej w ostatnich latach zwiększa się udział OZE, przede wszystkim z elektrowni wiatrowych, przy pomniejszaniu generacji paliw stałych i większym imporcie.

Z OZE pozyskano 23 967 GWh, tj. o 5,3% więcej niż w roku poprzednim. Łącznie na koniec grudnia 2017 r. było mocy zainstalowanej 8198 MW, tj. o 2,3% więcej niż w 2016 r., z czego 5826 MW w elektrowniach wiatrowych (licząc farmy wiatrowe) z niewielkim symbolicznym jej zwiększeniem. Warto zauważyć znaczący przyrost mocy z fotowoltaiki – o 53,4%, choć jej pozycja nadal nie waży. Taki stan rzeczy spowodował, że „przełamaliśmy” zastój dynamiki udziału OZE w produkcji energii elektrycznej z roku 2016.



Rys. 4. Struktura produkcji energii elektrycznej za 2017 rok, %
 Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A.

W porównaniu z rokiem 2016 w strukturze produkcji z OZE wyraźnie większy jest udział – z wiatru z 55,3% do 62,2%, z wody z 9,4% do 10,7%, z biomasy wyraźnie mniej z 20,1% do 14,4%, z fotowoltaiki z symbolicznego udziału 0,54% do nadal symbolicznego 0,68%. Istotniejszych zmian w tym obszarze generacji należy oczekiwać w roku bieżącym i dalej z przyczyn nie tylko, ale przede wszystkim, nowelizacji Ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Popatrzmy przez chwilę na rynek energii. Tu bez „rewelacyjnych zmian”, ale warto zauważyć tendencję pomniejszania sprzedaży, poza EC gazowymi. Wytwórcy energii elektrycznej EL i EC (bez EC niezależnych) w 2017 roku sprzedali* łącznie 139223,2 GWh, tj. o 1,8% mniej niż przed rokiem:

- w grupie EL węgla kamiennego 62375,6 GWh, mniej o 3,0%,
- w grupie EL węgla brunatnego 55036,3 GWh, mniej o 0,5%,
- w EC (bez gazowych i biomasowych) 14549,0 GWh, więcej o 0,1%,
- w EC gazowych 5223,6 GWh, więcej o 13,3%.

W umowach dwustronnych do PO wytwórcy licząc jak wyżej sprzedali o 62,2% więcej niż przed rokiem, tj. 99890 GWh, z tego 85% to sprzedaż w ramach własnej grupy kapitałowej. Sprzedaż na TGE łącznie wyniosła 38261 GWh, mniej o 58,0%, a na rynku SPOT-owym odpowiednio 4819 GWh, tj. mniej o 14%.

Utrzymuje się tendencja pomniejszania cen energii elektrycznej na rynku hurtowym. Licząc łącznie EL i EC wytwórcy (bez EC niezależnych) sprzedali na rynku hurtowym w 2017 roku taniej o 2,2% niż w 2016 odpowiednio 166,6 zł/MWh i 170,4 zł/MWh (ceny RAZEM – bez usług regulacyjnych):

- w grupie EL węgla brunatnego w cenie 164,2 zł/MWh taniej o 1,7% – taniej o 2,5 zł/MWh,
- w grupie EL węgla kamiennego w cenie 168,6 zł/MWh taniej o 2,8% – taniej o 4,9 zł/MWh,
- w EC gazowych w cenie 159,6 zł/MWh taniej o 1,8% – taniej o 3,0 zł/MWh.

Przyjmując podstawowe kierunki sprzedaży wytwórcy sprzedali:

- do PO i POSD w cenie 165,2 zł/MWh taniej o 2,9% – taniej o 4,9 zł/MWh,
- na TGE w cenie 162,0 zł/MWh taniej o 3,8% – taniej o 6,4 zł/MWh,

w tym:

- na RT w cenie 161,5 zł/MWh taniej o 3,6% – taniej o 6,0 zł/MWh,
- na RB w cenie 179,1 zł/MWh więcej o 1,2% – drożej o 2,0 zł/MWh.

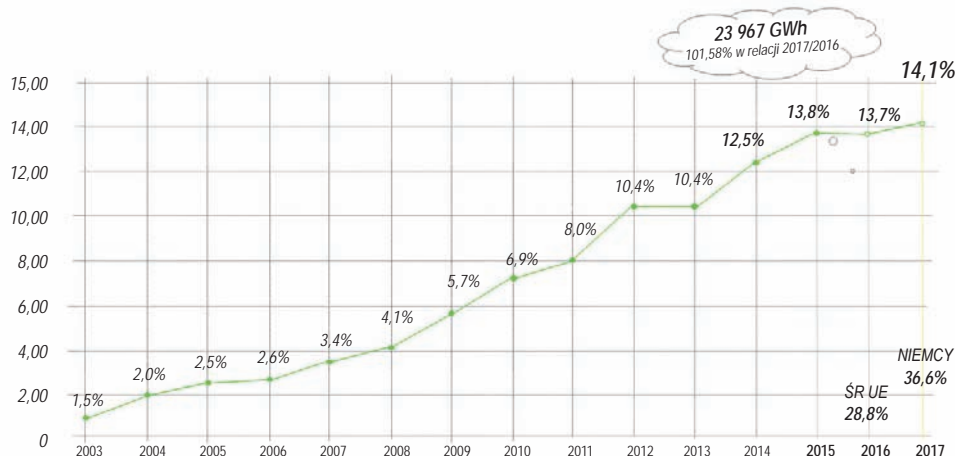
Do odbiorców końcowych wytwórcy sprzedawali w cenach:

- w US w cenie 156,3 zł/MWh taniej o 19,7% – taniej o 38,4 zł/MWh,
- w UK w cenie 239,4 zł/MWh więcej o 15,5% – taniej o 32,7 zł/MWh.

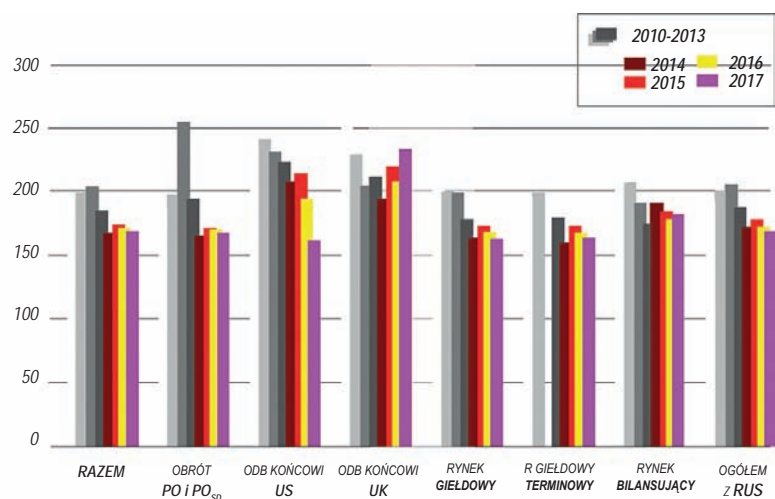
Najdrożej sprzedawała grupa EC (bez BM i gazu) 169,9 zł/MWh, a najtańsza pochodziła od EC gazowych – 159,6 zł/MWh. Różnica pomiędzy ceną najniższą i najwyższą w tych grupach wyniosła 10,3 zł/MWh.

Główni pośrednicy na rynku hurtowym to PO i PO_{SD} (łącznie 71,6% udziału). PO kupowały uśredniając cenę taniej o 5,6 zł/MWh, tj o 2,3% taniej:

- od wytwórców taniej o 5,3 zł/MWh GWh – mniej o 3,1%,
- na RT* TGE taniej o 6,8 zł/MWh – mniej o 4,0%,
- na RS* TGE taniej o 1,0 zł/MWh – mniej o 0,6%,
- na RB* także taniej o 1,1 zł/MWh – mniej o 0,6%.



Rys. 5. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2003-2017, %
 Źródło: Opracowanie HLG na podstawie zbiorów własnych oraz PSE OPERATOR S.A.



Rys. 6. Średnie ceny sprzedanej energii elektrycznej przez wytwórców z lat 2010-2017, zł/MWh (bez działalności obrotowej)

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

PO_{SD} kupowały uśredniając cenę taniej o 4,2 zł/MWh, tj o 2,4% niżej, nadal jednak drożej od niż PO w 2017 r. o 6,1 zł/MWh, w 2016 r. – 4,7 zł/MWh:

- od PO – 74% zakupów – taniej o 4,3 zł/MWh GWh – mniej o 2,4%,
- na RT* TGE taniej o 4,7 zł/MWh – mniej o 2,7%,
- na RS* TGE taniej o 2,5 zł/MWh – mniej o 1,4%,
- od wytwórców około 1,55 w strukturze zakupów taniej o 7,5 zł/MWh – mniej o 4,3%

Tyle w ogromnym skrócie na rynku hurtowym.

Wolumen energii sprzedanej odbiorcom końcowym równy 133,7 TWh był większy niż rok wcześniej o 2,6%. Uśredniając, sprzedaż była większa do wszystkich grup: odbiorcom przyłączonym do sieci WN sprzedano więcej energii o 3%, do odbiorców komercyjnych przyłączonych do sieci średnich napięć o 4,4%, do klientów niskich napięć o 1,9% i do gospodarstw domowych o 1,3%. Różnie jednak w zależności od rodzajów umów. W umowach kompleksowych było mniej, bo o 0,9% licząc łącznie, zaś na poszczególnych kierunkach – na WN mniej o 6,4%, na SN mniej o 3,6%, na nN także mniej o 1,2%, a w grupie gospodarstw domowych więcej o 1,6%.

W umowach rozdzielnych sprzedano więcej energii o 6,3% licząc razem. W poszczególnych kierunkach: na WN więcej o 4,6%, na SN więcej o 8,5%, na nN więcej o 4,8%, a w gospodarstwach domowych mniej o 10,8%. W dopełnieniu warto dodać, że OSD dostarczyli do odbiorców końcowych w umowach rozłącznych więcej o 5,5% niż rok wcześniej.

Zwiększyła się łączna „statystyczna” średnia cena sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych, posiadających umowy kompleksowe w POSD o 9,8 zł/MWh, tj. o 2,1%. Opłaty dla odbiorców przyłączonych do sieci wysokich napięć zmniejszyły się o 1,5 zł/MWh, drożej zapłacili pozostali klienci: przyłączeni do średnich napięć o 6,2 zł/MWh, przedsiębiorcy przyłączeni do sieci niskich napięć o 12,7 zł/MWh, a gospodarstwa domowe więcej o 8,1 zł/MWh, tj. o 1,6%.

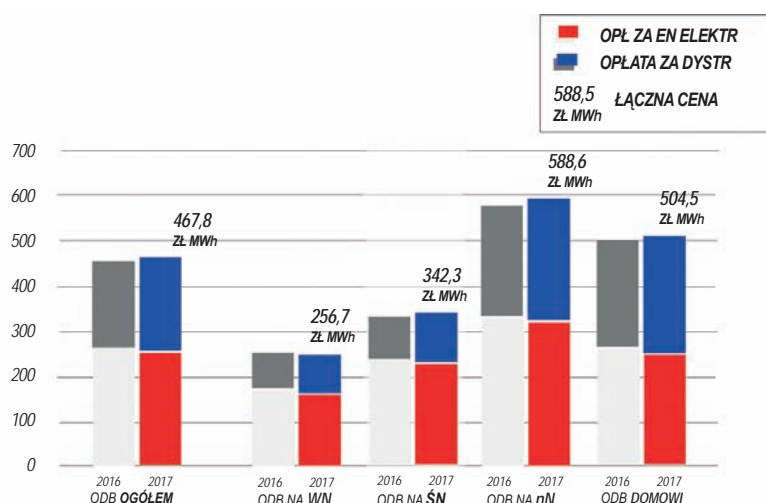
Opłaty dystrybucyjne, średnio około 45,0% łącznej ceny, zwiększyły się o 13,7 zł/MWh, tj o 6,9%. Na WN taniej o 0,4 zł/MWh – taniej o 0,5%, na SN drożej o 9,7 zł/MWh, tj o 9,1%, na nN drożej o 14,1 zł/MWh, tj o 5,6%, dla odbiorców domowych drożej o 13,2 zł/MWh, tj o 5,6% więcej.

Nowelizacja ustawy o podatku akcyzowym z lipca 2015 r. spowodowała widoczne zmiany w cenach energii. Między innymi odbiorcy PO_{SD} z umowami sprzedaży kupowali energię taniej niż klienci przedsiębiorstw alternatywnych PO na wszystkich napięciach, PO nie odprowadzały akcyzy od ponad 42% energii sprzedawanej w ramach umów sprzedaży i tylko od 3,9% energii w umowach kompleksowych. Dopowiedzmy, iż licząc ceny energii elektrycznej łącznie, ale z uwzględnieniem parytetu siły nabywczej, gospodarstwa domowe w Polsce (w przedziale zużycia rocznego od 1 do 2,5 MWh) w pierwszym półroczu 2017 r. na 28 krajów UE w 23 – ceny były niższe. Uśredniając stanowi to w tym porównaniu o 1/4 więcej niż średnia dla UE 28. W podobnym porównaniu dla odbiorcy przemysłowego (od 2000 do 20000 MWh na rok) w 21 krajach cena energii była tańsza niż w Polsce, co daje 37,3% więcej od średniej UE 28. Wypisz, wymaluj cena energii elektrycznej w Polsce ma nadal znamiona wyraźnego przeregulowania.

W roku 2017 utrzymała się tendencja z ostatnich czterech lat wyższej dynamiki zmian dostawców energii w taryfie G. Odbiorcy na średnich i wysokich napięciach zdaje się „wyczerpali” swoje zamiary zmiany odbiorcy.

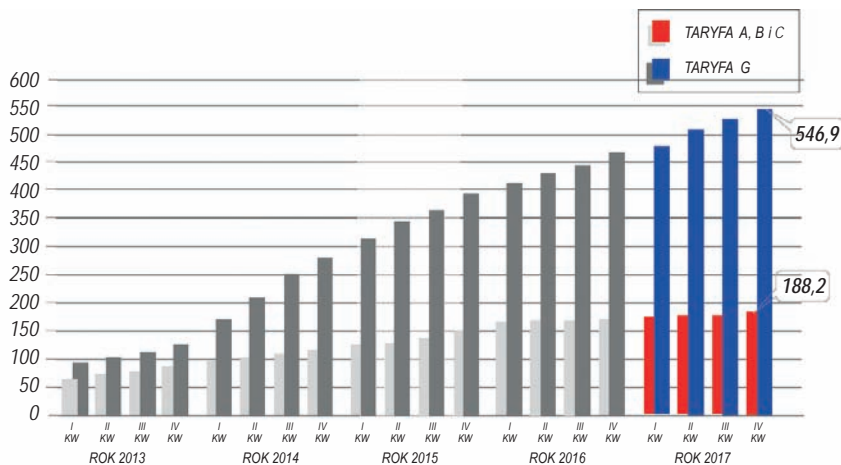
Zanim o wynikach finansowych całego sektora – trochę o wynikach podsektorów.

- Średnia rentowność OSD wyniosła 16,2%, tj. niżej o 2,2 punktu procentowego niż rok wcześniej. Wskaźnik dla poszczególnych przedsiębiorstw zawierał się pomiędzy 14,4% a 19,5%. Choć przychody były wyższe o prawie 8%, to przy kosztach uzyskania przychodów prawie o 11% wynik na działalności energetycznej był w wysokości 3,622 mld zł, tj. mniej o 8,5% niż w roku 2016.



Rys. 7. Łączne ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych z umów kompleksowych w POSD z lat 2016 i 2017, zł/MWh

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



Rys. 8. Odbiorcy energii elektrycznej korzystający z prawa do zmiany sprzedawcy z lat od 2013 do 2017, tys. (dane narastające od 2007 roku)

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

- Rentowność na działalności energetycznej w PO_{SD} wyniosła 3,2% i była dwukrotnie wyższa, wskaźnik dla poszczególnych przedsiębiorstw należących do grupy wahał się pomiędzy 0,3% a 9,7%. Przychody ze sprzedaży sięgnęły 39,99 mld zł, to mniej o 0,9% niż w roku poprzednim, zaś koszty uzyskania przychodów zmniejszyły się 2,3%, co dało wynik na sprzedaży równy 1,21 mld zł, tj. o 88,6% więcej. Niższe koszty były przede wszystkim wynikiem niższych kosztów zakupu energii o 0,97 mld zł, tj. o 4,4% mniej, mniejszego wolumenu kupowanej energii oraz wyraźnie mniejszych kosztów umorzenia praw majątkowych o prawie 0,67 mld zł, tj. o 21,8% mniej niż w roku 2016.
- Przedsiębiorstwa obrotu PO, dla których głównym obszarem działania pozostaje rynek hurtowy, w 2017 roku uzyskały blisko 36,47 mld zł przy mniejszym wolumenie obrotu i niższych cenach. Koszty uzyskania przychodów były mniejsze o 13,8% i zamknęły się w kwocie 36,07 mld zł. Wynik na sprzedaży równy 0,40 mld zł i było to prawie 21% więcej niż w roku 2016, zaś na działalności energetycznej równy 0,41 mld zł, tj. więcej o 21,8%.
- OSP wykazał przychody większe o ponad 13,1%, co dało wartość 9,22 mld zł. Większe przychody były przede wszystkim z wyższych opłat przejściowych i z opłaty OZE. Koszty uzyskania przychodów większe o 15,1% (8,48 mld zł). Wynik na sprzedaży był równy 0,73 mld zł (mniej o 5,9%), a wynik na działalności energetycznej w kwocie 0,84 mld zł (więcej o 18,6%).

W podsektorze wytwarzania – licząc łącznie elektrownie zawodowe (na węglu brunatnym i węglu kamiennym), elektrociepłownie zawodowe, elektrownie wiatrowe i elektrownie wodne – przychody ze sprzedaży wyniosły nieco ponad 24,69 mld zł i były mniejsze o prawie 1 mld (o 3,9% mniej). O 1,06 mld zł mniej wpłynęło środków ze sprzedaży energii elektrycznej, przy mniejszym wolumenie sprzedanej energii elektrycznej o 1,8% oraz niższych cenach o 2,2%. Mniej sprzedano także energii do odbiorców końcowych. Koszty uzyskania przychodów zmniejszyły się o 0,23 mld zł. Z tych i innych zdarzeń wynik na sprzedaży był mniejszy o 0,76 mld zł i wyniósł 2,96 mld zł. O ponad 0,88 mld zł zwiększyły się przychody z wpływów na pokrycie kosztów osieroconych. Wynik na działalności energetycznej uzyskano w wysokości 1,10 mld zł i był mniejszy o 10% niż w roku 2016. Wskaźnik rentowności, uśredniając całą grupę wyniósł 4%, jeśli liczyć łącznie z zaliczkami na pokrycie kosztów osieroconych, zaś liczony bez nich

byłyby ujemny. W poszczególnych przedsiębiorstwach różnicowanie tego wskaźnika było duże o 64,6% do ujemnego (-77,6)%.

Elektrownie na węglu brunatnym sprzedały energii elektrycznej na wartość o 195,6 mln zł mniejszą, tj. o 2,1%. Mniejszy był wolumen sprzedanej energii o 0,5% i niższa jej cena o 1,7%, wskaźnik rentowności był równy 11% bez zaliczek w kwocie 673,9 mln zł na koszty osierocone 4,7% i wyższe były koszty działalności własnej o 246,8 mln zł przede wszystkim z wyższych kosztów zmiennych o 9,8%. Aby oddać dynamikę najistotniejszych zmian w elektrowniach na węglu brunatnym porównano je w nieco dłuższym wymiarze czasu.

Tabela 1

Dynamika najistotniejszych zmian w elektrowniach na węglu brunatnym w latach 2014-2017

	Rok 2014, mln PLN	Rok 2015, mln PLN	Rok 2016, mln PLN	Rok 2017, mln PLN	Dynamika 2017/2018
PRZYCHODY	9482,8	10044,3	9338,6	9245,8	99,0%
- koszty uzyskania przychodów	8087,3	13276,1	7667,5	7739,6	101,7%
- zysk/strata na sprzedaży	1395,5	-3231,8	1730,9	1506,2	87,0%
WYNIK NA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	2364,5	-3727,0	1035,8	1114,9	107,6%

Skala zmian zmusza do głębszej refleksji co do polityki stanowienia kosztów i wyników w podsektorach. W elektrowniach na węglu brunatnym koszty zmienne były porównywalne z kosztami w roku 2016 i wyniosły 12,82 mld zł, przy kosztach stałych równych 6,37 mld zł, tj. o 5,6% większych. Jednostkowy koszt energii elektrycznej sprzedanej był równy 164,0 zł/MWh, koszt techniczny wytwarzania 137,7 zł/MWh, przy cenie paliwa wyższej o 3,7% (licząc za GJ).

Elektrownie na węglu kamiennym sprzedały energii elektrycznej na wartość mniejszą o 773,4 mln zł, tj. o 6,9%. Mniejszy był wolumen sprzedanej energii o 3,0% i niższa jej cena o 2,8%. Koszty działalności własnej zmalały o 221,0 mln zł, tj. o 2,5%, koszty zakupu energii do odsprzedania mniejsze były o 224,5 mln zł, koszty zarządu były mniejsze o 51,5 mln zł, koszty umorzonych praw majątkowych także były mniejsze o 17,5 mln zł, a koszty sprzedaży mniejsze o 15 mln zł. Koszty zmienne stanowiły łącznie 6,02 mld zł i były niższe o 1,9%. Koszty stałe stanowiły łącznie 2,54 mld zł i były niższe o 3,8%, z czego wynagrodzenia i świadczenia w kwocie 0,87 mld zł były wyższe o 4,6%, a amortyzacja wyniosła 0,79 mld zł, tj. mniej o 1,5%.

Tabela 2

Dynamika najistotniejszych zmian w elektrowniach na węglu kamiennym w latach 2014-2017

	Rok 2014, mln PLN	Rok 2015, mln PLN	Rok 2016, mln PLN	Rok 2017, mln PLN	Dynamika 2017/2018
PRZYCHODY	12016,1	12193,6	11955,1	11107,2	92,9%
- koszty uzyskania przychodów	11288,5	11503,4	10378,0	9848,6	94,9%
- zysk/strata na sprzedaży	187,7	-1745,6	1577,1	1258,5	79,8%
WYNIK NA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	725,4	-3702,6	43,9	-1056,7	/

Jednostkowy koszt energii elektrycznej sprzedanej był równy 208,4 zł/MWh, koszt techniczny wytwarzania 155,3 zł/MWh, przy cenie paliwa niższej o 0,1% (licząc za GJ).

W elektrociepłowniach węglowych rentowność na energii elektrycznej wyniosła 19,9% i była wyższa niż w poprzednim roku o 3 punkty procentowe licząc bez kwot na pokrycie kosztów osieroconych odpowiednio 17,4% i 14,4%. Jednostkowy koszt techniczny w wysokości 137,6 zł/MWh był o 6,5% mniejszy, a energii elektrycznej sprzedanej 163,3 zł/MWh, tj. mniejszy o 4,6% od porównań z rokiem 2016. Koszty zmienne w wysokości 1,3 mld zł były mniejsze o 5,4% przy cenie węgla niższej o 2,8% (10,1 zł/GJ). Koszty stałe 0,95 mld mniejsze o 5,1%, z czego amortyzacja wyniosła 0,42 mld zł, a wynagrodzenia ze świadczeniami w wysokości 0,2 mld zł były większe o 0,7%.

Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych na koniec 2017 roku wyniosła 4 127,4 MW, a produkcja w tym roku wyniosła 11 179,9 GWh. Przy większych o 9,2% przychodach i kosztach mniejszych aż o 37% wynik brutto na działalności energetycznej był ujemny (podobnie jak w roku 2016, choć zdecydowanie strata była mniejsza).

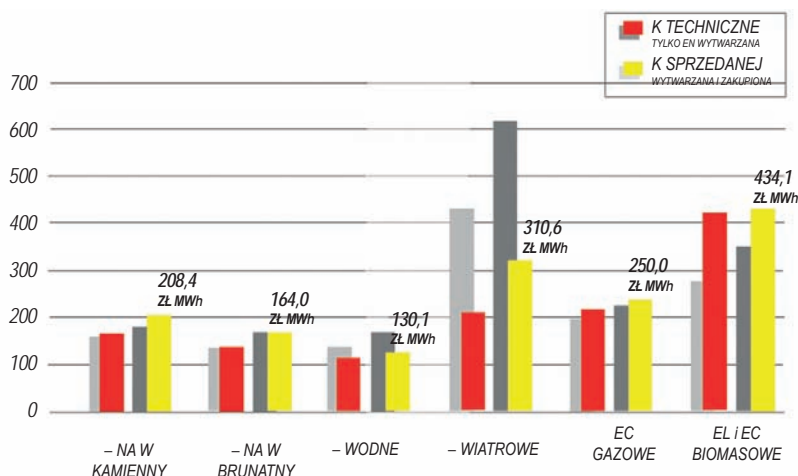
W elektrowniach wodnych moc zainstalowana na koniec 2017 roku wyniosła 2306 MW, a produkcja energii elektrycznej za 2017 rok 2719,2 GWh. Przy przychodach większych o 6,4% i kosztach mniejszych o 0,9% wynik finansowy brutto w tych elektrowniach wyniósł 0,17 mld zł i był wyższy od tego z roku 2016 o 51,4%.

W elektrociepłowniach gazowych pięciokrotnie wzrosły przychody z pokrycia kosztów osieroconych, to więcej o 691 mln zł, głównie z uwagi na korektę końcową w PGE GiEK S.A. Wynik na energii elektrycznej w tych elektrociepłowniach był w wysokości 0,845 mld zł, prawie czterokrotnie wyższy od wyniku z roku 2016 (dynamika 380,2%).

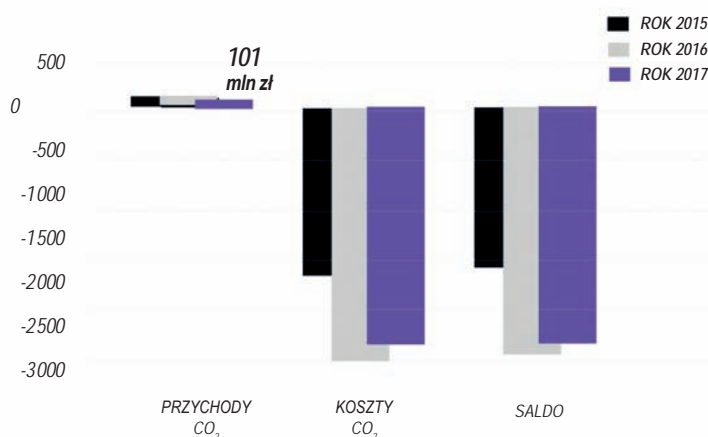
Dodajmy do skróconego opisanego wyników podsektora wytwarzania poniższe porównania. W nim nie tylko zróżnicowanie z przyczyn technologii, paliwa i wielu uwarunkowań z przeszłości, ale także złożoność z legislacyjnych „preregulowań”.

W elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych koszty zakupu uprawnień do emisji uległy zmniejszeniu o 4,3%, tj. o 121,1 mln zł przede wszystkim z przyczyn niższego jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO₂, ale po 2017 roku to już „fajna przeszłość”.

Rys. 9.
Jednostkowe koszty według technologii za 2016 i 2017 rok, zł/MWh
Źródło: Opracowanie HLG na podstawie materiałów ARE S.A. i zbiorów własnych



Rys. 10.
Przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ koszty ich zakupu i saldo w elektrowniach ciepłych z lat 2015, 2016 i 2017, mln zł
Źródło: Opracowanie HLG na podstawie materiałów ARE S.A. i zbiorów własnych



Wyniki elektroenergetyki w polsce na działalności energetycznej z lat 2010-2017, mln zł

	Rok 2010	Rok 2011	Rok 2012	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015	Rok 2016	Rok 2017
WYTWÓRCY	7054,7	6909,2	6632,9	2815,6	4893,8	-1927,7	-425,5	1654,9
OSP	362,1	441,7	729,3	763,1	759,4	950,7	705,7	837,2
PO _{sd}	1027,6	1241,6	1335,9	2472,7	1797,4	835,9	647,3	1298,3
OSD	1424,8	2165,8	2806,5	3705,0	3899,9	4178,8	3846,3	3622,2
PO	546,7	308,3	208,6	946,6	493,1	411,7	335,7	408,8
WYNIK	10415,9	11066,6	11713,2	10703,0	11843,6	4449,4	5109,5	7821,4

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

Podsumowanie

Łącznie sektor elektroenergetyczny na działalności energetycznej wytwarzanie – obrót energią elektryczną i ciepłem – dystrybucja dla OSD – oraz sprzedaż energii elektrycznej dla POSD i PO wypracował zysk 7,82 mld wyższy od tego z roku poprzedniego o nieco ponad 53%. To wyraźnie lepiej niż w roku 2017.

Zatem jest dobrze.

Popatrzmy jednak na wyniki elektroenergetyki w Polsce w dłuższym horyzoncie czasu (tab. 3). Wyniki z lat od 2010 do 2017 pozwolą Państwu na własny osąd stanu rzeczy w elektroenergetyce w Polsce.

... i niech to będzie zamiast konkluzji !!!

Jeśli przywołać po raz kolejny słowa piosenki śpiewanej przez Pana Andrzeja Grabowskiego: „... jest dobrze, jest dobrze, ale nie najgorzej jest”, to przecież:

- wołamy nieustannie o aktualną Politykę Energetyczną Państwa upraszczając czasem do zapytania o Energy mix polskiej energetyki na dłużej. Zauważamy przy tym, że tak naprawdę to ani Polityka, ani Energy mix wobec zmian paradygmatów kreślenia strategii energetycznej świata nic tu odkrywczego nie da. Dotychczasowy jej kształt, metodyka tworzenia i wielowariantowość może stanowić jedynie intelektualną ciekawostkę. Nieprzydatną dla strategicznych decyzji także z przyczyn dominującej i niezmiennie opresyjnej wobec węgla polityki klimatyczno-energetycznej UE. Zatem nie pisząc jej nie trzeba upubliczniać trudnych wyborów drażniąc np. górników „stawianiem krzyżyka” na generacji z węgla brunatnego.

... „ale nie najgorzej jest” – bo zbierając wypowiedzi i zapowiedzi „namaszczonych” władzą, wiedzą i nie tylko znajdziemy odpowiedzi na wiele pytań w zależności od miejsca i okazji. W nich, co nas czeka w szeroko rozumianym obszarze energetyki po rok 2050. Każdy tu znajdzie coś dla siebie i swoich przemyśleń. Każdy znajdzie to, czego oczekuje. Czego tu brak? Brak odpowiedzialnego za bezpieczeństwo energetyczne Państwa doktrynalnego stanowienia o nim na miarę jednego z istotniejszych mierników naszej niezawisłości.

- pędzi „unijny wicher” z zawołaniem „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, zwanym w skrócie „Pakiem Zimowym”. To nie tylko istotne wyzwania dla energetyki węglowej z limitów emisyjnych, ale przede wszystkim z zamiarów budowy Regionalnych Centrów Energetycznych – zapowiedź jednoznaczna wspólnego rynku energetycznego. W kontekście tegoż problemy z oceną wydo-

ności generacji KSE. Wymagalne tu uwzględnienie w bilansowaniu w systemach z połączeń transgranicznych może istotnie ograniczyć nasze zapędy po nowe moce. Jakby nie było to pośród wielu potwierdzenie politycznej woli budowy swego rodzaju „stanów zjednoczonych energetyki w Europie”. Ale póki co nie zauważając wagi tego wyzwania mamy trochę ciszy.

... „ale nie najgorzej jest” – bowiem z uruchamianych procedur rynku mocy jest nadzieja na chwilę „oddechu”, aby dopełnić potrzeby krajowego systemu energetycznego niezbędną generacją. Ale także czas, aby przebudować świadomość o nieuchronnej dekarbonizacji europejskiej energetyki, ze zubożeniem roli energetyki wielkoskalowej na rzecz energetyki rozproszonej z priorytetem energetyki odnawialnej. Do tego w strategicznych decyzjach inwestycyjnych energetyki systemowej niekoniecznie z własnych zasobów paliw stałych.

- w ostatnim czasie nie ma przerw w dostawie energii elektrycznej z przyczyn niedostatków generacji. Załamanie systemu z sierpnia 2015 roku dało nam niezłą lekcję. Wydaje się, odrabiamy ją rzetelnie. Jest jednak sporo wyłączeń z poważnych awarii z przyczyn pogodowych. Tych pewnie nie ubędzie, ale przywykliśmy. Czeką nas odstąpienie znacznej części bloków z przyczyn zużycia – bo stare i nie spełnią norm środowiskowych bądź z „powalających” kosztów niskiej sprawności. Ale póki co przecież jeszcze „chodzą”.

... „ale nie najgorzej jest” – bo w oddanych i projektowanych jeszcze dziś inwestycjach generacji konwencjonalnej w Polsce w najnowszych technologiach sprawdza się ich nowa jakość. W szczególności wskaźniki sprawności i emisyjności. Mniej dwutlenku węgla, siarki czy tlenków azotu. Poczynając od prawdziwie wielkich mocy w nowym bloku w Bełchatowie, Kozienicach czy w budowanych w Jaworznie czy Opolu. A do tego te oddane sprawdzają się w ruchu.

Wiele by można jeszcze. Każdy mógłby dodać swoje osądy i przemyslenia.

... no to może dodajmy, z wiarą, że a nóż z tego urodzi się coś przydatnego!

W opracowaniu wykorzystano materiały ARE S.A., URE, PSE S.A. (dane gromadzone z opomiarowania w trakcie prowadzenia ruchu) i zbiory własne autora.

