

Mirosław Duda, Sławomir Skwierz

Czy zagraża nam deficyt dostaw energii elektrycznej i kiedy może on wystąpić?¹⁾

Are we endangered by the electric energy shortfall and when can we expect it?

Strategicznym celem polityki energetycznej Polski jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego. Ustawa *Prawo energetyczne* w art. 3 p. 16 definiuje bezpieczeństwo energetyczne jako – „stan gospodarki umożliwiający pokrycie perspektywnego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska [4].” Niestety bezpieczeństwo dostaw, racjonalność kosztów i wymagania środowiskowe charakteryzują się wzajemną sprzecznością, co wymaga rozważnych kompromisów w realizacji bezpieczeństwa energetycznego.

Podnoszenie poziomu bezpieczeństwa energetycznego na ogół pociąga za sobą wzrost kosztów m.in. inwestycyjnych i eksploatacyjnych. Z kolei wymuszanie niskich kosztów dostaw energii mechanizmami regulacji czy konkurencji powoduje zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw. Wymogi ekologiczne również w oczywisty sposób zwiększają koszty dostaw energii i mogą zarówno obniżyć bezpieczeństwo dostaw, jak i podwyższyć koszty energii dla odbiorców. Dodatkowo mają one swoje uzasadnienie jedynie w normalnych warunkach pracy systemu, natomiast w sytuacjach awaryjnych czy krytycznych – mają znaczenie zdecydowanie drugorzędne. Obecnie występujące zagrożenie deficytem mocy i energii elektrycznej w KSE wynika m.in. z błędnej oceny hierarchii ważności poszczególnych elementów w triadzie składników bezpieczeństwa energetycznego.

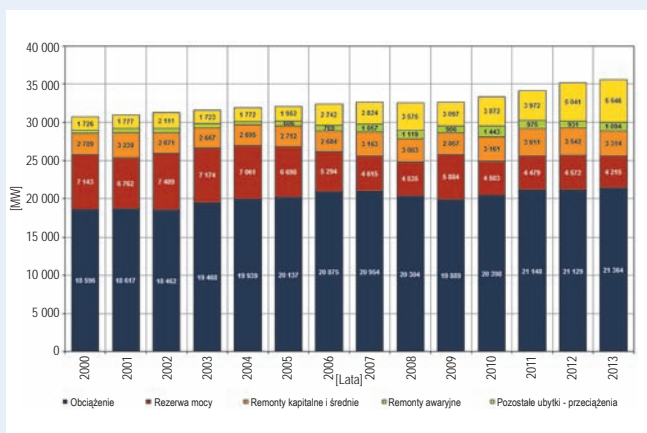
W polityce energetycznej UE, której założenia nasz kraj jest zobowiązany implementować, priorytetem jest ochrona klimatu i wspólny rynek, natomiast bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jako gwarancja nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej w wymaganej ilości, przy zachowaniu jej odpowiedniej jakości, nie jest traktowane z należytą uwagą. W związku z tym w Polsce (i w niektórych krajach Unii) mamy obecnie do czynienia z sytuacją, w której z jednej strony istnieje

je konieczność trwałego odstawienia z eksploatacji znacznej części jednostek wytwórczych (naturalne ubytki i wycofywanie źródeł niespełniających wymogów ekologicznych), a z drugiej, warunki rynkowe i regulacyjne nie generują odpowiednich bodźców dla nowych inwestycji. Dodatkowym problemem z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu są dynamicznie rozwijające się niesterowalne jednostki wytwórcze, takie jak elektrownie wiatrowe czy fotowoltaiczne, korzystające z systemu wsparcia. Wymagają one bowiem utrzymywania odpowiedniego poziomu rezerw w jednostkach konwencjonalnych, którym z kolei rynek energii w obecnym kształcie nie umożliwi uzyskiwania przychodów na poziomie pokrywającym koszty ich funkcjonowania. Występowanie niepewności rynkowej związanej z przyszłym poziomem cen uprawnień do emisji CO₂ również nie wpływa korzystnie na funkcjonowanie sektora wytwórczego, ponieważ powoduje odwołanie istotnych decyzji inwestycyjnych.

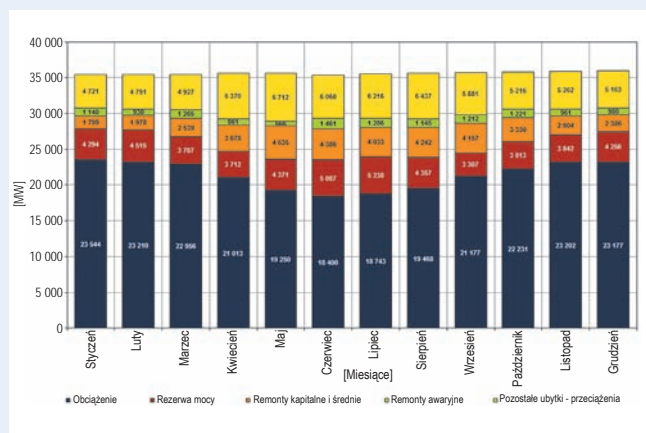
Wystarczalność mocy istniejących w KSE

O bezpieczeństwie dostaw energii elektrycznej decyduje wystarczalność mocy źródeł i przepustowości sieci przesyłowej i dystrybucyjnych. W ostatnich latach obserwowane jest negatywne zjawisko stopniowego topnienia poziomu rezerw mocy ponad zapotrzebowanie. Tendencje te występują zarówno w okresie szczytu zimowego, jak również w okresie doliny letniej, kiedy to intensyfikacji prac remontowych w jednostkach wytwórczych towarzyszy zazwyczaj wzrost obciążenia ze strony odbiorców (m.in. ze względu na wzrost zastosowania urządzeń klimatyzacyjnych w upalne dni). To zjawisko ilustrują rysunki 1-3. Na rysunku 1 widoczna jest wyraźna tendencja do spadku poziomu średniorocznych rezerw obliczonych w odniesieniu do szczytu wieczornego dla dni roboczych w latach 2000-2013.

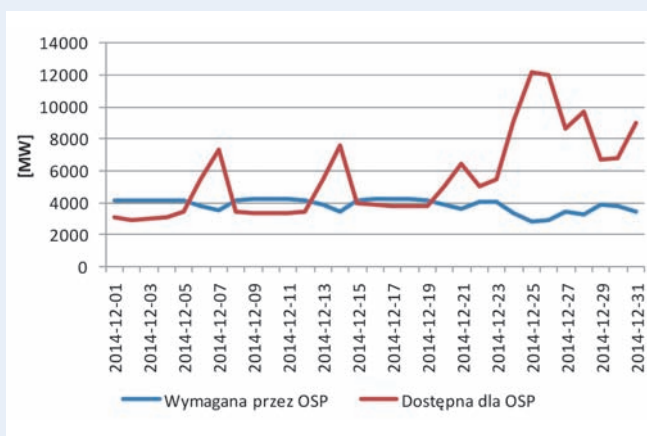
¹⁾ Materiał prezentowany na II Kongresie Elektryki Polskiej.



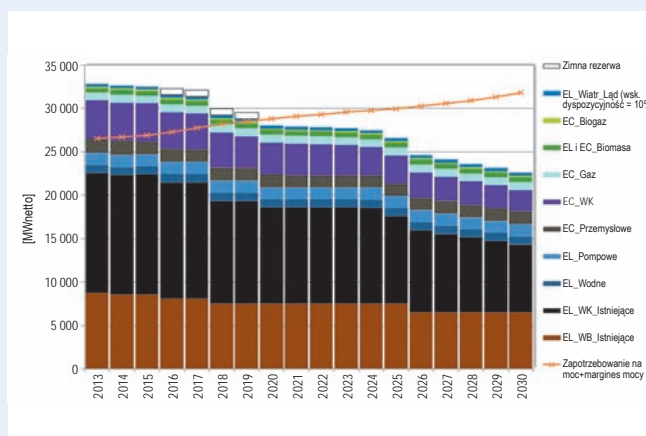
Rys. 1. Średnioroczne wielkości mocy osiągalnej, obciążenia, ubytków mocy i rezerw w elektrowniach zawodowych ze szczytu wieczornego dnia roboczych w latach 2000-2013 [3]



Rys. 2. Średniomiesięczne wielkości mocy osiągalnej, obciążenia, ubytków mocy i rezerw w elektrowniach zawodowych ze szczytu wieczornego dnia roboczych w poszczególnych miesiącach 2013 roku [3]



Rys. 3. Poziomy rezerw mocy w grudniu 2014 r.: wymaganej przez OSP i dostępnej dla OSP [1]



Rys. 4. Zmiany mocy osiągalnej elektrowni zawodowych i przemysłowych z uwzględnieniem ubytków (likwidacje i odstawienia do modernizacji) oraz przyrostów mocy z tytułu modernizacji [2]

Na rysunku 2 przedstawiono rezerwy średniomiesięczne. Na rysunku 3 obrazującym zestawienie poziomu wymaganych i dostępnych rezerw w grudniu 2014 r. zaobserwować można w poszczególnych dniach spadek poziomu rezerw poniżej wymaganego minimum.

Bez nowych inwestycji rezerwa mocy wytwórczej będzie ulegać dalszemu zmniejszaniu z powodu wycofywania z eksploatacji istniejących źródeł ze względów naturalnych i ekologicznych (rys. 4).

Szczególnie newralgicznym okresem będą lata po 2016 r., kiedy to wejdą w życie zapisy dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (IED), wprowadzającej zaostrzone normy emisji takich związków jak SO_2 i NO_x .

Jednak dzięki podjętym już działaniom przez operatora sieci przesyłowej, którego funkcje w Polsce pełni PSE S.A., oraz zatwierdzeniu decyzji o uruchomieniu kilku nowych inwestycji w konwencjonalne jednostki węglowe, najprawdopodobniej udało się odsunąć w czasie zagrożenie związane z wystąpieniem deficytu mocy na okres po 2020 r. W ramach działań przeprowadzonych przez PSE S.A. utworzono interwencyjną rezerwę zimną, w której skład wchodzi cztery bloki energetyczne o łącznej mocy 760 MW, przeznaczone pierwotnie do trwałego wycofania z eksploatacji z dniem 1 stycznia 2016 r. Zawarta pomiędzy operatorem a wspomnianymi jednostkami umowa obejmuje lata 2016 i 2017 z opcją przedłużenia na kolejne dwa lata do końca 2019 r.

Wprowadzono również mechanizm operacyjnej rezerwy mocy (ORM), zgodnie z którym jednostki wytwórcze posiadające do dyspozycji wolne moce nieobjęte umowami sprzedaży, otrzymują wynagrodzenie za gotowość pracy na rzecz operatora. Z założenia mechanizm ten ma za zadanie opóźnienie trwałych wyłączeń z eksploatacji jednostek, w których koszty wytworzenia są wyższe od cen oferowanych na tym rynku, ale jednocześnie mogą one gwarantować odpowiedni poziom dyspozycyjności mocy w systemie, który jest niezbędny dla jego bezpieczeństwa. PSE S.A. prowadzi także działania zmierzające do pozyskania dostawców takiej usługi, jak redukcja zapotrzebowania na energię elektryczną na polecenie operatora. Zostały już rozstrzygnięte pierwsze przetargi, w wyniku których udało się pozyskać ok. 150 MW. Docelowo zakłada się pozyskanie 200 MW.

Operator systemu przesyłowego posiada także inne narzędzia czy środki zaradcze, które umożliwiają mu reagowanie na sytuacje związane ze spadkami dostępnych rezerw poniżej wymaganych minimumów. Należy wymienić tutaj przede wszystkim: możliwość modyfikacji harmonogramu jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), polecenie pracy z przeciążeniem JWCD, wykorzystanie rezerw w jednostkach nie będących centralnie dysponowanymi (nJWCD), wykorzystanie elektrowni szczytowo-pompowych oraz import energii z krajów sąsiadujących.

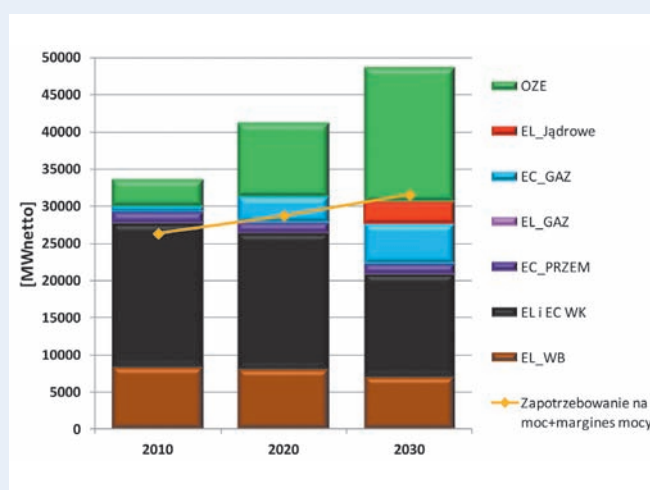
Kluczową kwestią z punktu widzenia potencjalnego zagrożenia wystąpienia niedoborów mocy jest dotrzymanie zakładanych terminów oddania do użytku nowych jednostek wytwórczych. Duże inwestycje, które są obecnie realizowane dotyczą bloków: 436²⁾ MW w Stalowej Woli (2015 – EC gaz),

450 MW we Włocławku (2016 – EC gaz), 925 MW w Kozienicach (2017 – EL węgiel kamienny). Rozstrzygnięto również przetargi na budowę bloku energetycznego o mocy 820 MW na węgiel kamienny w Jaworznie (planowane uruchomienie 2018 r.) oraz 410 MW na węgiel brunatny w Turowie (planowane uruchomienie 2019 r.). W wyniku decyzji podjętych z wydatnym udziałem strony rządowej rozpoczęto również budowę dwóch bloków o mocy netto 830 MW na węgiel kamienny w *Elektrowni Opolo*, które przewiduje się uruchomić w latach 2018-2019. Z dużym prawdopodobieństwem można powiedzieć, że powstaną również kogeneracyjne jednostki gazowe w Płocku (490 MW – 2018 r.), Żeraniu (410 MW – 2018 r.) i Łagiszy (410 MW – 2019 r.).

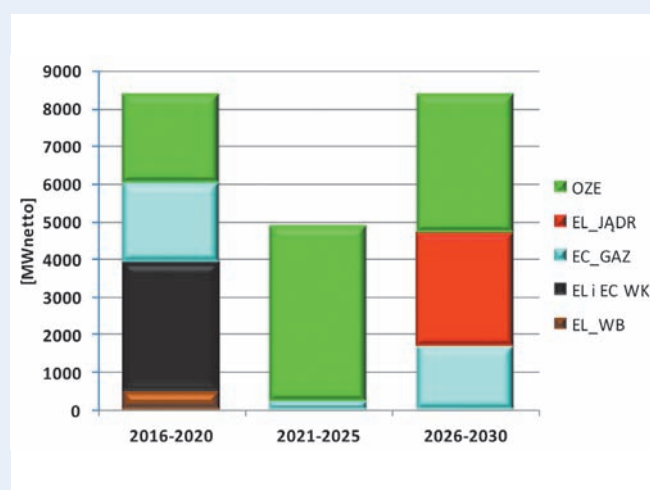
Prognoza optymalnej struktury mocy źródeł w systemie

W celu określenia rodzaju i zakresu niezbędnych działań inwestycyjnych zmierzających do rozbudowy krajowego potencjału wytwórczego, gwarantującego zachowanie ciągłości i niezawodności dostaw w horyzoncie 2030 r., wyznaczono optymalną strukturę wytwarzania spełniającą kryterium najmniejszych zdyskontowanych kosztów energii w systemie. Struktura ta uwzględnia szereg ograniczeń oraz wymuszeń wynikających z prowadzonej przez UE i nasz kraj polityki energetycznej, jednak nadrzędnym założeniem tak sformułowanej prognozy jest bezpieczeństwo dostaw odbiorcy (użytkownika energii). Racjonalność kosztowa oraz konieczność wypełnienia przez sektor warunków ekologicznych zostały potraktowane priorytetowo, jednak w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw przypisano im wagę drugorzędą.

²⁾ Moce bloków podano jako moce netto.



Rys. 5. Optymalna kosztowo struktura mocy wytwórczych w polskim systemie elektroenergetycznym



Rys. 6. Optymalne kosztowo i zdeterminowane nowe moce wytwórcze w Polsce w perspektywie 2030 r.

Do wyznaczenia struktury mocy i produkcji energii elektrycznej został zastosowany model MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts) Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej, stworzony i rozwijany w Międzynarodowym Instytucie Stosowanej Analizy Systemowej (IIASA) w Laxenburgu. MESSAGE jest dynamicznym modelem optymalizacyjnym. Zasada działania tego modelu opiera się na minimalizacji sumarycznych zdyskontowanych kosztów systemowych w całym rozpatrywanym przedziale czasowym, wykorzystując metody programowania liniowego. Zaprezentowane wyniki prognoz uwzględniają ustalenia ze szczytu odbytego w dniach 23-24 października 2014 r. w Brukseli, zakładające dalszą redukcję emisji CO₂ w perspektywie 2030 r., z możliwością uzyskiwania przez polski sektor elektroenergetyczny części uprawnień do emisji CO₂ nieodpłatnie. Uwzględniono fizycznie rozpoczęte już inwestycje jak i te, dla których stadium zaawansowania procesu inwestycyjnego pozwala z dużym prawdopodobieństwem zakładać, że zostaną zrealizowane (lista jednostek wymieniona w dalszej części artykułu). Obliczenia przeprowadzono na podstawie założenia średniorocznego wzrostu finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie 1,5% oraz wzrostu zapotrzebowania na moc w szczycie (zima) na poziomie 1,1%.

Działania mające na celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w horyzoncie średnio- i długoterminowym

W celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej w najbliższych latach niezbędne jest dotrzymanie harmonogramu realizacji rozpoczętych inwestycji oraz zapewnienie konkurencyjności dla tych jednostek na zliberalizowanym rynku. Natomiast w perspektywie długoterminowej konieczne jest stworzenie warunków zachęcających inwestorów do podejmowania inwestycji w zakresie wytwarzania energii i umożliwienie im funkcjonowania na tym rynku na zasadach konkurencyjnych.

Przy obecnych uwarunkowaniach rynkowych i otoczeniu prawnym utrata ciągłości dostaw jak i płynności finansowej firm energetycznych zagrażać nam będzie jeszcze przez wiele lat. Dlatego potrzebne są rozwiązania o charakterze systemowym, które zastąpią doraźne działania, jakimi są interwencyjna rezerwa zimna czy operacyjna rezerwa mocy. Takim systemowym rozwiązaniem może być wprowadzenie płatności za moc oferowaną w systemie pod warunkiem, że mechanizm ten nie będzie obciążał zbytnio i tak już wysokich rachunków za energię płaconych przez odbiorców krajowych.

Podsumowanie

Dzięki działaniom podjętym w ostatnich latach przez operatora sieci przesyłowej (PSE S.A.) i uruchomieniu procesów inwestycyjnych dotyczących budowy nowych jednostek wytwórczych, najprawdopodobniej udało się oddalić rysujący się deficyt mocy w KSE co najmniej poza 2020 r. Warunkiem koniecznym jest jednak terminowe zakończenie rozpoczętych inwestycji. W dłuższej perspektywie, w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerw mocy w systemie, niezbędne jest zapewnienie warunków umożliwiających funkcjonowanie na rynku energii oddawanych do użytku jednostek wytwórczych oraz stworzenie warunków zachęcających inwestorów do podejmowania niezbędnych inwestycji w zakresie wytwarzania energii. Powinny to być warunki zachęcające inwestorów do budowy źródeł, które zapewnią optymalną strukturę o najmniejszych zdyskontowanych kosztach energii w systemie. Takim rozwiązaniem może być uzupełnienie rynku energii o rynek mocy z odpowiednimi instrumentami umożliwiającymi powstawanie inwestycji kapitałochłonnych w postaci kontraktów różnicowych lub długoterminowych, zawieranych z konsorcjami odbiorców i przedsiębiorstw obrotu. Rynek jednotowarowy, z jakim mamy do czynienia dzisiaj, nie jest w stanie wygenerować bodźców inwestycyjnych zapewniających ilość mocy adekwatną do popytu.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Giełdowa Platforma Informacyjna: www.gpi.tge.pl
- [2] Opracowanie własne na podstawie:
 - ARE S.A.: Katalog Elektrowni i Elektrociepłowni Zawodowych 2013. Warszawa, 2014,
 - ARE S.A.: Katalog Elektrociepłowni Przemysłowych 2013. Warszawa, 2014,
 - URE: *Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki* 2014, nr 4 (90). Warszawa, 25 listopada 2014,
 - MG: Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2012 r. Warszawa, 2013,
 - informacje prasowe.
- [3] *Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.*: www.pse.pl
- [4] Ustawa *Prawo energetyczne* z dnia 10 kwietnia 1997.

