

<b>Nazwa projektu</b> Projekt ustawy o rynku mocy	<b>Data sporządzenia</b> 30.11.2016
<b>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące</b> Ministerstwo Energii	<b>Źródło:</b>
<b>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu</b> Andrzej Piotrowski, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii	<b>Nr w wykazie prac</b>
<b>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu</b> Tomasz Dąbrowski, Dyrektor Departamentu Energetyki 22 693 4981	

## OCENA SKUTKÓW REGULACJI

### 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Od wielu lat w kraju publikowane są analizy lub raporty<sup>1</sup>, które obrazują napiętą sytuację bilansową mocy, w których prognozowane jest występowanie okresów czasu, w których może dojść do deficytu wymagalnego poziomu mocy w systemie elektroenergetycznym. Potwierdzeniem zdiagnozowanego problemu był sierpień 2015 r., kiedy to dla zachowania bezpieczeństwa funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) konieczne było wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze całego kraju<sup>2</sup>. Wprowadzone ograniczenia wywołały wiele negatywnych zjawisk gospodarczych i społecznych. Należy podkreślić, że problem z bilansem mocy ma charakter strukturalny, co potwierdzają długoterminowe prognozy pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc wykonane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.), które na obszarze Polski pełnią funkcję operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP).

Brak działań w celu rozwiązania problemu z prognozowanymi niedoborami mocy sterowalnej w systemie będzie skutkowało koniecznością wprowadzania kolejnych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, co przełoży się na straty gospodarcze, społeczne oraz wizerunkowe naszego kraju. Zatem aktualna sytuacja wymaga sięgnięcia po rozwiązanie, które skutecznie wyeliminuje problem deficytu mocy (ang. missing capacity) w najbliższej przyszłości oraz zapewni najkorzystniejszą, z punktu widzenia kosztów energii elektrycznej dla odbiorców, ścieżkę rozwoju polskiej energetyki. Rozwiązaniem takim jest rynek mocy. Rynek mocy stanowi brakujący segment w aktualnej architekturze rynku energii elektrycznej. Stworzy on odpowiednie zachęty do utrzymania, modernizacji bądź budowy nowych mocy wytwórczych oraz aktywacji sterowanych odbiorów (ang. demand side response, DSR).

#### 1.1. Niekorzystna perspektywa możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w średnim i długim horyzoncie czasowym

Prognozy OSP pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc są wykonywane na podstawie przeprowadzanych cyklicznie badań ankietowych wśród przedsiębiorstw wytwórczych oraz prognoz zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych. Z danych OSP, przedstawionych w raporcie pt. „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”<sup>3</sup>, z 20 maja 2016 r., wynika, że do 2035 r. konieczne będzie odtworzenie w KSE co najmniej 23 GW (obecnie zainstalowana moc w kraju to 40 GW) mocy wytwórczych, a niedobory mocy w systemie dla zapewnienia nadwyżki mocy wymaganej dla zapewnienia bezpiecznej pracy KSE, mogą pojawić się już od 2020 r. lub 2022 r. w zależności od analizowanego scenariusza wycofań mocy wytwórczych z KSE (opis scenariuszy poniżej).

W ankietyzacji przedsiębiorstw wytwórczych szczególny nacisk został położony na rozpoznanie zamierzeń rozwojowych sektora wytwórczego w związku z planowanym wdrożeniem konkluzji BAT<sup>4</sup>. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc została wykonana dla dwóch wariantów wpływu konkluzji BAT na sektor wytwórczy:

<sup>1</sup> Ministerstwo Gospodarki, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2013 r. do dnia 31 grudnia 2014 r.*, [http://bip.me.gov.pl/files/upload/26187/ME\\_DE\\_Sprawozdanie\\_z\\_wynik%C3%B3w\\_monitorowania\\_bezpiecze%C5%84stwa\\_dostaw\\_en\\_el\\_2013-2014\\_20150624\\_w\\_ost\\_ZAAKCEPTOWANE\\_20160713.pdf](http://bip.me.gov.pl/files/upload/26187/ME_DE_Sprawozdanie_z_wynik%C3%B3w_monitorowania_bezpiecze%C5%84stwa_dostaw_en_el_2013-2014_20150624_w_ost_ZAAKCEPTOWANE_20160713.pdf), dostęp 7.11.2016 r.

<sup>2</sup> Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., *Streszczenie „Raportu zawierającego ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w okresie 10.08.2015r. – 31.08.2015r.”*, <http://www.me.gov.pl/files/upload/24635/Streszczenie%20Raportu%20OSP.pdf>, dostęp 7.11.2016 r.

<sup>3</sup> Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035*, [http://www.pse.pl/uploads/kontener/Prognoza\\_pokrycia\\_zapotrzebowania\\_szczytowego\\_na\\_moc\\_w\\_latach\\_2016-2035.pdf](http://www.pse.pl/uploads/kontener/Prognoza_pokrycia_zapotrzebowania_szczytowego_na_moc_w_latach_2016-2035.pdf), dostęp 30.08.2016 r.

<sup>4</sup> European IPPC Bureau, *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants*, [http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP\\_FinalDraft\\_06\\_2016.pdf](http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP_FinalDraft_06_2016.pdf), dostęp 7.11.2016 r.

- scenariusz modernizacyjny BAT – zakładający podjęcie działań inwestycyjnych w celu dostosowania źródeł wytwórczych do zaostrzonych norm emisyjnych wynikających z konkluzji BAT i w konsekwencji wydłużenie okresu eksploatacji tych źródeł (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych),
- scenariusz wycofań BAT – zakładający przyspieszenie wycofań źródeł wytwórczych z eksploatacji w celu uniknięcia ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dostosowanie ich do zaostrzonych norm emisyjnych (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe nie będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych).

W obu scenariuszach występuje zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, przy czym w zależności od scenariusza ujawnia się ono w innym okresie (wcześniej w scenariuszu wycofań BAT).

### **1.1. Przyczyny braku możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w ramach aktualnych uwarunkowaniach funkcjonowania rynku energii elektrycznej**

Krajowy model rynku energii elektrycznej to model jednotowarowy, na którym prowadzi się obrót energią elektryczną jako jedynym produktem, który sprzedają dostawcy (głównie wytwórcy energii elektrycznej) i nabywają odbiorcy (odbiorcy końcowi) bezpośrednio lub za pośrednictwem przedsiębiorstw obrotu.

Zgodnie z ogólną teorią funkcjonowania rynków sygnały cenowe efektywnie dostosowują długoterminową podaż do popytu. Jeżeli podaż jest zbyt mała, to ceny są wysokie. Z kolei w przypadku nadwyżki podaży, ceny są niskie. Ponieważ wysokie ceny produktów pobudzają inwestycje a niskie je hamują, cena produktu ma wpływ, lub wręcz kontroluje poziom zdolności produkcyjnych. Równocześnie, zgodnie z teorią ekonomii cena ustala się na poziomie, dla którego krańcowa wartość produktu dla odbiorców jest równa długoterminowej krańcowej wartości kosztów jego wytworzenia. Stąd przyjmuje się, że na rynkach konkurencyjnych ceny produktów określają prawidłowy poziom zdolności produkcyjnych. Powyższy logiczny mechanizm nie działa skutecznie w przypadku rynku energii elektrycznej. Przyczyną tego jest występujący na jednotowarowym rynku energii elektrycznej problem okresowej niewystarczalności przychodów rynkowych z punktu widzenia utrzymywania wymaganego poziomu zdolności wytwórczych. Podstawowym powodem jest brak odzwierciedlenia w cenach energii elektrycznej kosztów utrzymania zdolności wytwórczych niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców. Przyczyną takiego stanu jest dynamiczny wzrost produkcji w subsydiowanych odnawialnych źródłach energii (OZE), co doprowadziło do spadków cen hurtowych energii elektrycznej i ograniczenia czasu pracy bloków konwencjonalnych. W efekcie systematycznie zmniejszeniu ulega udział sterowalnych źródeł energii w krajowej produkcji energii elektrycznej, nie zmniejszając jednak potrzeby ich utrzymania i rozwoju dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE.

Wskazany powyżej problem jest widoczny w całej Europie, w tym również w Polsce. Aktualne doświadczenia z funkcjonowania jednotowarowego rynku energii elektrycznej wskazują, że rynek ten nie zapewnia odpowiednich sygnałów cenowych do utrzymania w KSE wymaganych zdolności wytwórczych, tj. nie zapewnia przesłanek ekonomicznych do kontynuowania udziału w rynku lub podejmowania decyzji o wejściu na ten rynek z nowymi inwestycjami. Niskie ceny energii oraz skracanie się czasu pracy konwencjonalnych źródeł wytwórczych nie tworzą wymaganych sygnałów ani do utrzymywania źródeł wytwórczych w eksploatacji, ani do ich budowy. Głównym powodem trudności jest wzrastająca ilość energii produkowanej przez OZE o niestabilnej charakterystyce wytwarzania, z priorytetem dostępu do sieci oraz wspieranych inwestycyjnie i operacyjnie. Energia z OZE zastępuje w rynku energii elektrycznej źródła konwencjonalne, przy czym zastępowanie źródeł konwencjonalnych przez źródła OZE nie dotyczy obszaru bezpieczeństwa dostaw, w którym ze względu na okresowy charakter pracy źródeł OZE, ciągle jest konieczne utrzymywanie mocy rezerwowych w źródłach konwencjonalnych. Podobna sytuacja dotyczy również źródeł wysokosprawnej kogeneracji, które w okresie zimowym również ograniczają czas pracy źródeł konwencjonalnych i również są wspierane operacyjnie i inwestycyjnie. Pomimo tego, że źródła wytwórcze konwencjonalne są niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, to ich koszty funkcjonowania nie są przenoszone przez rynek energii z powodu niskich cen energii i zmniejszającego się czasu wykorzystania tych źródeł (problem brakujących przychodów, ang. *missing money*<sup>5</sup>). Problem *missing money* pociąga za sobą powstanie problemu związanego z brakiem odpowiedniej ilości mocy w KSE (ang. *missing capacity*).

Trwanie w obecnym stanie spowoduje pogłębienie problemu z bilansem mocy w Polsce, dlatego potrzeba jest interwencji państwa. Odbiorcy, bez nałożonego administracyjnie obowiązku, nie są zainteresowani pozyskaniem odpowiednich wolumenów mocy, ponieważ są przyzwyczajeni, że ta moc jest dla nich zawsze dostępna w ilości i czasie jakie wynika z ich aktualnego zapotrzebowania. Niemniej jednak, jak dowiedziono powyżej, jednotowarowy rynek energii samoczynnie nie jest w stanie wycenić wymaganej w systemie nadwyżki mocy dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, dlatego należy w Polsce wprowadzić rynek mocy.

<sup>5</sup> Por. m. in. F.E. Gonzáles-Díaz, *EU Policy on Capacity Mechanisms* w: L. Hancher, A. de Hauteclocque, M. Sadowska (red.), *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market*, Oxford 2015, s. 3.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

### 2.1 Rekomendowane rozwiązanie

Projekt ustawy o rynku mocy ma na celu wdrożenie rynku mocy, na którym towarem będzie moc dyspozycyjna netto, którą mogą oferować wytwórcy oraz sterowane odbiory energii (DSR), uzyskując wynagrodzenie za gotowość do jej dostarczenia wraz z obowiązkiem jej dostarczenia w okresach napiętego bilansu mocy (tzw. okresach zagrożenia), czyli w sytuacjach, gdy zachodzi ryzyko, że mogą wystąpić problemy z zaspokojeniem szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc.

Rynek mocy tworzy dodatkowe, w stosunku do rynku energii elektrycznej, źródło pokrywania kosztów stałych zasobów (wytwórczych i odbiorczych) niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wprowadzenie rynku mocy oznacza zmianę architektury rynku energii elektrycznej z rynku jednotowarowego: energii, na rynek dwutowarowy: energii i mocy. Moce wymagane do pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców, powiększonego o wymaganą nadwyżkę mocy w systemie elektroenergetycznym, będą kontraktowane z kilkuletnim wyprzedzeniem (oraz rocznym w przypadku aukcji dodatkowej), dzięki czemu rynek mocy:

- Stwarza warunki do stabilnego funkcjonowania istniejących źródeł wytwórczych oraz do ich modernizacji, o ile źródła te są niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw;
- Zapewnia jasne sygnały cenowe mające na celu skoordynowanie podejmowania decyzji o budowie nowych mocy wytwórczych, jak również wycofaniu z eksploatacji określonych zasobów wytwórczych;
- Stwarza warunki do bezpiecznego rozwoju OZE, tj. bez negatywnego wpływu na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych;
- Ogranicza zjawisko cyklu inwestycyjnego, widoczne w cenach energii dla odbiorcy końcowego na jednotowarowym rynku energii elektrycznej, ponieważ decyzje o inwestycjach i wycofaniach będą skoordynowane przez rynek mocy;
- Stwarza warunki do rozwoju usług redukcji zapotrzebowania (DSR), zarówno poprzez udział DSR w procesach rynku mocy, jak również poprzez świadczenie usług DSR u odbiorców przemysłowych w celu obniżenia ich szczytowego zapotrzebowania na moc, a tym samym obniżenie ponoszonych kosztów funkcjonowania rynku mocy.

### 2.2 Planowane narzędzia interwencji

Rynek mocy będzie zorganizowanym rynkiem jednego nabywcy, wdrożonym poprzez przepisy projektowanej ustawy, rozporządzeń oraz regulaminu. Rynek mocy ma działać w formie aukcji organizowanych przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w oparciu o parametry aukcji ustalone przez ministra właściwego ds. energii, uwzględniające opinię Prezesa URE.

Szczegółowy sposób funkcjonowania rynku mocy opisano w „Projekcie rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy”<sup>6</sup>, opublikowanym na stronie internetowej Ministerstwa Energii w pierwotnej wersji w dniu 4 lipca 2016 r., a w wersji po zakończeniu konsultacji z uczestnikami rynku i innymi interesariuszami – w dniu 30 września 2016 r. – w dokumencie pt. „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy”<sup>7</sup>.

### 2.3 Oczekiwany efekt

Podstawowym celem wdrożenia rynku mocy jest efektywne kosztowo zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średnio- i długoterminowym.

Celami dodatkowymi są:

1. Poprawa wpływu energetyki na środowisko poprzez stworzenie warunków umożliwiających bezpieczny rozwój OZE, tj. bez negatywnego wpływu na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, a także umożliwienie wygaszenia najstarszych elektrowni i zastąpienie ich jednostkami o niższych parametrach emisyjnych,
2. Efekt zachęty do budowy nowych bloków energetycznych oraz określonej modernizacji istniejących elektrowni,
3. Wdrożenie skutecznego, opartego na zasadach konkurencji, mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy wytwórczych oraz rozwoju DSR, przy zapewnieniu minimalizacji kosztów dla odbiorców.

Osiągnięcie celu podstawowego planuje się zweryfikować poprzez ocenę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, zgodnie ze wskaźnikiem standardu bezpieczeństwa dostaw przyjętym w procesach rynku mocy; mierniki opisano szczegółowo w punkcie 12 OSR wraz z proponowanymi miernikami osiągnięcia celów dodatkowych.

<sup>6</sup> Ministerstwo Energii, *Projekt rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy*, 4.07.2016 r., [http://www.me.gov.pl/files/upload/26170/Projekt%20rozwi%C4%85za%C5%84%20funkcjonalnych%20rynku%20mocy\\_final.pdf](http://www.me.gov.pl/files/upload/26170/Projekt%20rozwi%C4%85za%C5%84%20funkcjonalnych%20rynku%20mocy_final.pdf), dostęp 31.10.2016 r.

<sup>7</sup> Ministerstwo Energii, *Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy*, [http://www.me.gov.pl/files/upload/26489/Rozwiazania%20funkcjonalne%20rynku%20mocy\\_final\\_20161003.pdf](http://www.me.gov.pl/files/upload/26489/Rozwiazania%20funkcjonalne%20rynku%20mocy_final_20161003.pdf), dostęp 4.11.2016 r.

## 2.4 Stosowane obecnie narzędzia interwencji

W obecnym stanie prawnym architekturę rynku energii elektrycznej wyznaczają przepisy powszechnie obowiązujące: ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 ze zm.) i Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623 ze zm.), w przeważającym stopniu w wyniku implementacji prawa Unii Europejskiej, w szczególności tzw. trzeciego pakietu energetycznego<sup>8</sup>. Szczegółowe zasady bilansowania systemu KSE i zarządzania ograniczeniami systemowymi określa operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pod nadzorem Prezesa URE oraz w dialogu z użytkownikami systemu, poprzez ustalanie treści Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).

Jako punkt wyjścia dla wdrażanej zmiany należy przyjąć obecną sytuację. W celu poprawy sytuacji w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych stosuje się kilka mechanizmów w postaci usług systemowych, które ze względu na swój charakter, mają charakter działań doraźnych poprawy rentowności istniejących źródeł wytwórczych. Mechanizmy te nie zapewniają sygnałów cenowych, które pozwoliłyby na działania inwestycyjne dla budowy lub modernizacji źródeł wytwórczych w ilości wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w najbliższych latach. Takimi mechanizmami są:

- Interwencyjna rezerwa zimna (IRZ) – stanowi rezerwę strategiczną i obejmuje obecnie nierentowne, planowane do wycofania z eksploatacji źródła wytwórcze ze względu na niespełnienie standardów emisyjnych, którym zostało przyznane prawo do korzystania od dnia 1 stycznia 2016 r. z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych. Źródła wytwórcze świadczące usługę IRZ są wyłączone z rynku, wynagrodzenie za świadczoną usługę zapewnia pokrycie kosztów ich funkcjonowania i są przywoływane do pracy w ostatniej kolejności, tj. gdy bez tych źródeł nie jest możliwe zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przy występujących ograniczeniach systemowych. Usługa IRZ rozwiązuje problem brakujących przychodów na jednotowarowym rynku energii wyłącznie u niewielkiej części wytwórców (obecnie zakontraktowana moc to 830 MW). Usługą tą nie mogą być jednak objęte wszystkie moce w systemie. Wolumen tych mocy powinien być niewielki, aby nie wprowadzać zakłóceń w funkcjonowaniu rynku energii. Wprowadzenie usługi IRZ pozwoliło na uniknięcie wycofania z eksploatacji części źródeł, a tym samym zapobiegło to pogorszeniu bilansu pokrycia zapotrzebowania na moc i energię. Usługa IRZ nie tworzy jednak sygnałów cenowych (rynkowych) do budowy nowych źródeł wytwórczych lub utrzymania (w tym modernizacji) istniejących.
- Operacyjna rezerwa mocy (ORM) – polega na dostarczeniu rezerwy operacyjnej przez Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD), w przypadku, kiedy miały one zdolność do dostawy energii elektrycznej do systemu, ale z powodów rynkowych nie zostały wykorzystane. Mechanizm z założenia obejmuje źródła istniejące, zapewniające możliwość do wykorzystania przez OSP rezerwę mocy, w związku z czym nie przenosi sygnałów do podejmowania inwestycji w nowe źródła wytwórcze.
- Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP (DSR interwencyjny) – polega na interwencyjnym ograniczeniu poboru mocy polegającym na zmniejszeniu poboru energii elektrycznej z sieci na polecenie OSP. Na koniec roku 2015 łączny wolumen pozostający do dyspozycji OSP, uwzględniający umowy zawarte w poprzednim roku wyniósł 182 MW. Co do zasady mechanizm ten nie tworzy sygnałów cenowych (rynkowych) do budowy nowych źródeł wytwórczych lub utrzymania (w tym modernizacji) istniejących.

Powyższe mechanizmy zostały wdrożone jako działania doraźne dla poprawy bieżącej sytuacji do czasu wdrożenia rozwiązań systemowych w postaci rynku mocy. Aktualnie OSP jest w trakcie modyfikacji ORM oraz usług dla DSR. Począwszy od pierwszego roku dostaw na rynku mocy, co do zasady nie ma potrzeby kontynuowania tych mechanizmów w obecnej formie. Mechanizmy mogą stać się nadmiarowe, a tym samym zostaną usunięte lub zostaną odpowiednio dostosowane, co spowoduje, że część kosztów rynku mocy zostanie skompensowana przez obecne koszty ORM i IRZ.

## 2.5. Rozważane scenariusze alternatywne i powody ich niezastosowania

W ramach prac wykonano analizy bilansowe i techniczno-ekonomiczne, które miały na celu porównanie różnych scenariuszy zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w perspektywie średnio- i długoterminowej. Z otrzymanych rezultatów wynika, że rynek dwutowarowy (energii i mocy) jest wariantem optymalnym z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw oraz minimalizacji cen energii elektrycznej dla odbiorców.

<sup>8</sup> W odniesieniu do elektroenergetyki: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

### Do analizy przyjęto następujące jako scenariusze:

1. Rynek jednotowarowy energii elektrycznej „taki, jakim jest” (ang. *as is*), tj. opisane powyżej obecne ramy funkcjonowania rynku energii elektrycznej, w tym niezmienną postać usług systemowych;
2. Rynek dwutowarowy tj. równoległe funkcjonujący rynku energii i scentralizowany rynek mocy.

W analizie porównano koszty funkcjonowania rynku jednotowarowego energii z łącznymi kosztami funkcjonowania rynku energii i rynku mocy. Wynik tego porównania jest korzystny dla rynku dwutowarowego. Rozwiązanie z rynkiem mocy jest rozwiązaniem tańszym, w szczególności ze względu na zmniejszenie kosztów pozyskania kapitału na inwestycje dzięki mniejszemu ryzyku inwestycyjnemu. Ponadto w rynku mocy, na analogicznych zasadach jak źródła wytwórcze, mogą uczestniczyć zasoby DSR, przyczyniając się do obniżania kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

Rozwiązanie 1 (rynek energii *as is*) jest mniej korzystniejsze ekonomicznie od Rozwiązania nr 2 (rynek mocy), ponieważ nawet mimo zastosowania narzędzi opisanych w punkcie 2.4 nie jest on w stanie zapewnić bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zatem w jego kosztach należy uwzględnić koszt niedostarczonej energii (straty ekonomiczne powstałe w wyniku przerw w dostawach energii wynikających z niepokrycia zapotrzebowania).

Rynek energii „as is” można poddać stosownym modyfikacją, tak żeby przekształcić go do w tzw. rynek energii 2.0., czyli rynek energii elektrycznej z m.in. poprawionymi zasadami wyceny rezerw mocy, rozwiniętym udziałem DSR oraz brakiem ograniczeń cenowych na rynku, w tym w szczególności na Rynku Bilansującym. Niemniej jednak rynek 2.0 to nadal rynek jednotowarowy, które nie gwarantuje zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, ale umożliwia wygenerowanie właściwych sygnałów cenowych (w szczególności odpowiednio wysokich cen). Odbyłoby się to jednak kosztem znacznych wahań cen na rynku hurtowym energii elektrycznej, nieprzewidywalnych dla odbiorców oraz zwiększających koszt kapitału ze względu na duże ryzyko inwestycyjne. Na rynku energii 2.0 wskazane wahania cen są głównie efektem występujących na tym rynku cykli inwestycyjnych, tj. naprzemiennie występujących okresów niskich cen powodujących wycofania źródeł wytwórczych, oraz wysokich cen przyciągających inwestycje, wynikających z niedoborów mocy na rynku).

Ponadto wśród alternatyw dla scentralizowanego rynku mocy można wskazać również inne mechanizmy mocowe, takie, jak przetarg na nowe zdolności wytwórcze na podstawie art. 16a ustawy Prawo energetyczne czy rynek mocy zdecentralizowany.

Przetarg na nowe zdolności wytwórcze może być rozwiązaniem właściwym wówczas, gdy niedobory mocy mają charakter mniejszościowy lub dodatkowe moce są wymagane w określonej lokalizacji w KSE. Jak wskazano w pkt 1 OSR, w Polsce problemy z wystarczalnością mocy wytwórczych mają charakter strukturalny, tym samym mechanizm przetargu na nowe zdolności wytwórcze jest mechanizmem nieefektywnym do osiągnięcia celu w zakresie średnio- i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Rynek mocy zdecentralizowany podobnie jak projektowany rynek mocy w formie scentralizowanej, należą do kategorii mechanizmów mocowych o zasięgu rynkowym, opartych na wolumenie mocy wymaganej do zakontraktowania, tym samym są mechanizmami efektywnymi dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Rynek mocy zdecentralizowany jest jednak mechanizmem trudniejszym we wdrożeniu, ograniczającym swobodę zmiany sprzedawcy, wymuszającym aktywny udział odbiorców wraz z prognozowaniem swojego zapotrzebowania ze znacznym wyprzedzeniem czasowym oraz wymagającym stworzenia wyrafinowanych mechanizmów monitorowania i przeciwdziałania wykorzystywaniu siły rynkowej przez wytwórców. Biorąc pod uwagę strukturalny problem bilansowy w Polsce, rynek mocy scentralizowany, poprzez aukcje centralne, umożliwia zapewnienie efektywnego i przejrzystego mechanizmu do odtworzenia wymaganych mocy w KSE. Ponadto rynek mocy zdecentralizowany nie jest w stanie wygenerować tak silnych sygnałów terminowych, gdyż nie jest zasadne stosowanie na nim obligatoryjnego zakupu mocy z określonym wyprzedzeniem czasowym.

Reasumując, wprowadzenie scentralizowanego rynku mocy jest rozwiązaniem optymalnym z punktu widzenia zarówno architektury rynku elektroenergetycznego, jak i wyboru mechanizmu mocowego odpowiadającego charakterowi występujących w krajowym systemie elektroenergetycznym problemów z wystarczalnością mocy wytwórczych oraz jest rozwiązaniem optymalnym dla polskiej gospodarki.

### **3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?**

Problem tzw. *missing capacity* opisany w pkt 1 OSR występuje w różnym natężeniu na większości rynków energii w krajach OECD/UE. Szczególnie obserwowany jest w krajach, gdzie następuje dynamiczny przyrost mocy w niesterowalnych źródłach odnawialnych, stosuje się narzędzia interwencji w postaci różnej architektury rynków i mechanizmów mocowych.

Można dokonać podziału funkcjonujących rozwiązań na następujące grupy:

1. Rynek dwutowarowy – rynek energii i rynek mocy, przykłady poniżej: Wielka Brytania, Francja, USA – rynki PJM i ISO NE;
2. Rynek jednotowarowy z mechanizmem wyceny rezerwy operacyjnej, przykład: USA – rynek ERCOT;

### 3. Rynek jednotowarowy z mechanizmem rezerwy strategicznej, przykład: Niemcy.

Poniżej zawarto syntetyczny opis funkcjonujących rozwiązań.

#### 1. Wielka Brytania: rynek scentralizowany (rozwiązanie częściowo wzorcowe dla niniejszego projektu).

W Wielkiej Brytanii scentralizowany rynek mocy funkcjonuje od 2014 r. Scentralizowanie rynku oznacza, że stronę popytową reprezentuje jeden podmiot, działający w imieniu odbiorców energii elektrycznej. Rynek działa w formie aukcji odbywających się w roku N-4 (aukcja cztery lata przed fizyczną dostawą), w trakcie których dostawcy oferują wolumeny mocy, którą będą gotowi dostarczyć w roku N. Wszyscy zwycięzcy aukcji otrzymują jednolitą cenę za moc, ustaloną w wyniku przecięcia krzywych: popytu (ustalonej administracyjnie przez Sekretarza Stanu ds. Energii i Zmian Klimatu) i podaży (powstałej w wyniku ofert złożonych w aukcji). W Wielkiej Brytanii przeprowadzono już dwie aukcje główne, lecz pierwszym rokiem dostaw, czyli funkcjonowania obowiązku mocowego, umów mocowych i realizacji płatności będzie rok 2018.

Pierwsza aukcja mocy, która odbyła się w 2014 r., zakończyła się ceną rozliczeniową 19,4 GBP/kW, co przełoży się na łączny koszt dla odbiorców końcowych w roku dostaw 2018/19 wynoszący 956 mln GBP<sup>9</sup>. Jest to wynik poniżej przewidywanego przez Departament Energii i Zmian Klimatu (odpowiednio ok. 39 GBP/kW oraz ok. 2 mld GBP). Druga aukcja mocy N-4 zakończyła się ceną rozliczeniową 18 GBP/kW, co w roku dostaw 2019/2020 przełoży się na koszt odbiorców na poziomie 834 mln GBP<sup>10</sup>. Wynagrodzenie za moc przełoży się na wzrost rachunków za energię elektryczną. Rachunki nie będą jednak przenosić całkowitego kosztu tych wynagrodzeń, ponieważ rynek mocy umożliwi obniżenie cen energii na rynku hurtowym. Przewidywany wzrost wynikający z kosztu pierwszej aukcji ma wynieść zatem ok. 2 GBP/rocznie, tj. ok. 0,3% (zamiast ok. 11 GBP, gdyby rachunki za energię miały przenieść całkowity koszt wynagrodzeń za moc)<sup>10</sup>.

#### 2. Francja: rynek zdecentralizowany.

Francuski mechanizm mocowy ma charakter zdecentralizowanego rynku mocy, gdzie produktem są certyfikaty mocowe, których podaż zapewniają wytwórcy energii oraz odbiorcy świadczący usługę DSR, a popyt reprezentują zobowiązania mocowe nakładane na dostawców energii elektrycznej. Zobowiązanie mocowe dostawcy jest wyznaczane na podstawie udziału zapotrzebowania na moc jego odbiorców w zapotrzebowaniu szczytowym w systemie. Zobowiązanie mocowe jest wyznaczane z uwzględnieniem mocy referencyjnej odbiorcy (w podziale na odbiorców profilowych i opomiarowanych z odczytem zdalnym), współczynnika czułości zapotrzebowania odbiorcy od temperatury oraz współczynnika bezpieczeństwa dla zapewnienia rezerw mocy w systemie. Pierwsza aukcja we Francji ma się odbyć na przełomie 2016/2017 r.

Decyzję o wprowadzeniu rynku dwutowarowego oparto na porównaniu kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w różnych scenariuszach interwencji. Szacuje się, że wprowadzenie rynku mocy umożliwi obniżenie kosztów poniesionych przez odbiorców energii elektrycznej corocznie o 400 mln EUR<sup>11</sup>. Oszczędność wynika z unikniętych kosztów niedostarczonej energii oraz obniżenia kosztów finansowania inwestycji w sektorze energetycznym.

#### 3. Stany Zjednoczone: rynki PJM, ISO NE.

Stany Zjednoczone posiadają największe doświadczenie w funkcjonowaniu rynków mocy, ponieważ skoordynowane federalnie mechanizmy mocowe, zostały wprowadzone ponad 10 lat temu, w celu uniknięcia zagrożeń związanych z bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej, jakie wystąpiły na przełomie wieków<sup>12</sup>. Obecnie funkcjonują one w różnych formach, głównie scentralizowanych rynków mocy. W przeciwieństwie do Europy są powszechnie uznawane jako trwały element standardowego modelu rynku, który może być dostosowany do aktualnej sytuacji rynkowej, tak jak rynek energii elektrycznej czy usług systemowych.

PJM oraz ISO New England (ISO NE) są operatorami systemów, na obszarze których działają jedne z najbardziej dojrzałych rynków mocy. PJM obejmuje teren całych lub części 13 stanów (Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, Karolina Północna, Ohio, Pensylwania, Tennessee, Virginia, Virginia Zachodnia) oraz Dystrykt Kolumbia; ISO NE obejmuje teren 6 stanów Nowej Anglii: Maine, New Hampshire, Vermont, Massachusetts, Connecticut oraz Rhode Island.

<sup>9</sup> Ofgem, Annual Report on the Operation of the Capacity Market, 19.07.2015 r., [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/06/annual\\_report\\_on\\_the\\_operation\\_of\\_the\\_cm\\_final\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/06/annual_report_on_the_operation_of_the_cm_final_0.pdf), dostęp 7.11.2016 r.

<sup>10</sup> Department of Energy and Climate Change, *First Capacity Market auction guarantees security of supply at low cost*, 19.12.2014 r., <https://www.gov.uk/government/news/first-capacity-market-auction-guarantees-security-of-supply-at-low-cost>

<sup>11</sup> FTI Consulting, *Assessment of the impact of the French capacity mechanism on electricity markets*, <http://www.fticonsulting.com/~media/Files/us-files/intelligence/intelligence-research/the-french-capacity-mechanism.pdf>, dostęp 4.11.2016 r., s. 7.

<sup>12</sup> Najbardziej znanym przypadkiem jest tzw. Kryzys Kalifornijski, podczas którego z powodu problemu z bilansem mocy zostało odłączone blisko 100 tys. odbiorców.

Należy zwrócić uwagę na charakterystyczną dla USA formę organizacji PJM i ISO NE jako podmioty non-profit pełniące rolę regionalnych (międzystanowych) niezależnych operatorów systemów przesyłowych.

### **PJM**

Rynek mocy PJM, jest rynkiem scentralizowanym, wdrożonym przez PJM w 2007/2008 r. Składa się on z następujących po sobie aukcji, w tym aukcji głównej (ang. Base Residual Auction, BRA) oraz co najmniej trzech aukcji dodatkowych (ang. Incremental Auction). Ponadto, w dowolnym czasie przed rokiem dostaw, może się odbyć warunkowa aukcja dodatkowa (ang. Conditional Incremental Auction), stanowiąca uzupełnienie pozostałych aukcji. Od aukcji BRA do końca danego roku dostaw trwa rynek wtórny bilateralny. Cechą charakterystyczną rynku mocy PJM są ceny lokalizacyjne odzwierciedlające ograniczenia systemu przesyłowego, dostępność mocy w danej strefie i zmienność zapotrzebowania na moc zależnie od lokalizacji systemu.

### **ISO New England (ISO NE)**

Rynek mocy ISO NE jest również rynkiem scentralizowanym funkcjonującym od 2010/2011 r. Na rynku mocy co roku organizowana jest aukcja (ang. Forward Capacity Auction, FCA), która odbywa się trzy lata przed fizyczną dostawą mocy. Począwszy od roku 2017 na aukcjach będą uwzględniane lokalizacyjne elementy strefowe.

## **4. Stany Zjednoczone: ERCOT – rynek jednotowarowy z mechanizmem wyceny rezerwy operacyjnej.**

W stanie Teksas, gdzie rolę operatora systemu przesyłowego pełni ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), funkcjonuje jednotowarowy rynek energii elektrycznej. Wytwórcy otrzymują zapłatę za energię, którą dostarczają do systemu oraz za usługi systemowe. Każdego dnia ERCOT określa wolumeny poszczególnych usług systemowych, które są wymagane w dniu następnym do zapewnienia niezawodnego działania systemu. Obowiązek pozyskania odpowiednich wolumenów leży po stronie odbiorców, którzy mogą je kupić bezpośrednio od wytwórców lub na rynku dnia następnego za pośrednictwem ERCOT.

Aby rozwiązać problem brakujących przychodów i pobudzić inwestycje w nowe moce wytwórcze, w 2014 r. wprowadzono mechanizm w pozwalający uzyskać wysokie ceny energii w sytuacji niedoboru rezerwy operacyjnej zapobiegając przypadkom występowania niskich cen energii przy jednoczesnym braku odpowiedniej ilości rezerwy operacyjnej. Na uwagę zasługują fakt wysokich cen maksymalnych na rynku ERCOT w porównaniu do innych stanów lub państw UE. Obecnie maksymalna cena na rynku ERCOT wynosi 9000 \$/MWh (w Polsce obecnie to 1500 PLN/MWh). Po wprowadzeniu zmian ceny energii elektrycznej sięgają poziomu kosztu niedostarczonej energii (VoLL, który w momencie wprowadzenia mechanizmu wynosił właśnie 9000 \$/MWh).

Najnowszy raport ERCOT<sup>13</sup> z maja 2016 r. pokazuje wzrost ilości zdolności wytwórczych prognozowanych na lata 2018-2024 o ok. 9,5 GW w stosunku do prognozy z maja 2014 r., zapewniający margines rezerwy mocy większy od docelowego we wszystkich latach objętych prognozą. Przyczyną wzrostu ilości zdolności wytwórczych są najprawdopodobniej zmiany wprowadzone na rynku przez ERCOT. Jednakże zdaniem niektórych analityków<sup>14</sup> planowane nowe inwestycje, obejmujące głównie generację wiatrową i fotowoltaiczną oraz jednostki gazowe, wynikają ze znacznego spadku cen technologii wiatrowej i fotowoltaicznej oraz spadku cen gazu dającego przewagę jednostkom gazowym nad jednostkami węglowymi, które stają się przez to mniej konkurencyjne. Wydaje się zatem, że jest jeszcze za wcześnie, aby jednoznacznie ocenić skuteczność reformy rynku energii przeprowadzonej przez ERCOT.

## **5. Niemcy: rynek jednotowarowy z mechanizmami rezerwy strategicznej.**

Dynamiczny przyrost mocy zainstalowanej OZE w Niemczech, pozwalający na pokrycie znacznej części zapotrzebowania na moc i energię w niemieckim systemie elektroenergetycznym, powoduje znaczne zmniejszanie przychodów elektrowni konwencjonalnych (w 2014 r. około 27% energii zostało wyprodukowane w OZE). Jednocześnie stopniowe odchodzenie od wykorzystywania energii jądrowej powoduje, że rośnie znaczenie elektrowni konwencjonalnych jako sterowalnych zasobów mocy, mogących pokryć zapotrzebowanie wówczas, gdy ze względów pogodowych wytwarzanie OZE jest niewystarczające. Problem wywołał w Niemczech dyskusję nad wprowadzeniem mechanizmów mocowych, w tym rynku mocy, ostatecznie jednak podjęto decyzję o poprzestaniu na mechanizmie rezerw strategicznych.

W celu bilansowania systemu i przeciwdziałania ograniczeniom sieciowym w Niemczech wprowadzono mechanizm rezerwy sieciowej oraz rezerwę strategiczną.

Zadaniem funkcjonującego w Niemczech do końca 2017 r. mechanizmu rezerwy sieciowej (*Netzreserve*) jest przede wszystkim zapewnienie operatorom systemów przesyłowych mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych wykluczonych z udziału w rynku energii, za pomocą których operatorzy mogą zarządzać ograniczeniami sieciowymi – w szczególności zwiększać wytwarzanie energii w południowej części kraju w sytuacji wysokiej produkcji z OZE na północy, która mogłaby zagrażać stabilności pracy sieci. Wielkość rezerwy określa się na podstawie wykonywanych przez operatorów systemów

<sup>13</sup> ERCOT, *Report on the Capacity, Demand, and Reserves in the ERCOT Region*, [http://www.ercot.com/content/wcm/lists/96607/CapacityDemandandReserveReport\\_May2016.pdf](http://www.ercot.com/content/wcm/lists/96607/CapacityDemandandReserveReport_May2016.pdf), dostęp 4.11.2016 r.

<sup>14</sup> E. Gimon, *Texas Regulators Saved Customers Billions by Avoiding a Traditional Capacity Market*, <http://www.greentechmedia.com/articles/read/texas-regulators-save-customers-billions>, dostęp 30.08.2016 r.

przesyłowych analiz wymaganej mocy rezerwowej do stabilizacji sieci. Analizy następnie sprawdza Federalna Agencja ds. Sieci (Bundesnetzagentur) i publikuje coroczne zestawienie dot. zapotrzebowania na moc rezerwową. Zakup usługi rezerwy sieciowej odbywa się w drodze aukcji. W rezerwie sieciowej co do zasady biorą udział wyłącznie istniejące jednostki, co pozwala na odsunięcie w czasie decyzji o ich zamknięciu; prawo dopuszcza w wyjątkowych okolicznościach budowę nowych jednostek przeznaczonych do świadczenia usług rezerwy.

Od 2017 r. zacznie funkcjonować rezerwa strategiczna, która miałaby pokrywać zapotrzebowanie w sytuacji, gdyby nie zostało ono pokryte przez źródła działające na rynku. Mechanizm nazwano rezerwą klimatyczną, ponieważ jej wprowadzenie wiąże się ze stopniowym zamykaniem elektrowni na węgiel brunatny. W pierwszych latach funkcjonowania usługi te jednostki mają obejmować całość wolumenu rezerwy klimatycznej, później – w miarę wyłączeń – ma się ona stać neutralna technologicznie.

Rozwiązania przyjęte w Niemczech wpisują się w strategię *Energiewende*. Podstawowa różnica między sytuacją Polski i Niemiec polega na tym, że w Niemczech występuje istotna nadpodaż mocy zainstalowanej zdolności wytwórczych (ponad 194 GW mocy zainstalowanej<sup>15</sup> w stosunku do ok. 83 GW zapotrzebowania szczytowego<sup>16</sup>), z których istotną część stanowią jednostki OZE (ok. 83 GW<sup>17</sup>), wobec czego konieczne jest utrzymanie określonego poziomu mocy sterowalnych. Niemcy planują ponadto odchodzenie od wykorzystywania zarówno energii jądrowej, jak i paliw kopalnych. Należy podkreślić, że funkcjonujący w Polsce mechanizm rezerwy strategicznej – interwencyjna rezerwa zimna – spełnia funkcję podobną do obydwu niemieckich mechanizmów rezerw. Ze względu na wskazaną w punkcie 1 konieczność odtworzenia na wielką skalę zdolności wytwórczych w Polsce, rezerwa strategiczna nie jest rozwiązaniem wystarczającym.

#### 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	1	projekt ustawy	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nowe obowiązki (m.in. procesy certyfikacji, opracowanie parametrów aukcji, organizacja aukcji, zawieranie umów; obsługa operacyjna i teleinformatyczna rynku mocy);</li> <li>• zwiększone możliwości zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ograniczenie ryzyka konieczności wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;</li> <li>• dostosowanie systemów rozliczeniowych do poboru opłaty mocowej;</li> <li>• unormowanie zasad pozyskiwania informacji na temat małych jednostek wytwórczych w systemie;</li> </ul>
Prezes URE	1	projekt ustawy	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nowe obowiązki (zatwierdzanie regulaminu rynku mocy, rozstrzyganie sporów, opiniowanie parametrów aukcji, obliczanie i ustalanie stawek opłaty mocowej, monitorowanie działania rynku);</li> <li>• rozszerzenie narzędzi równoważenia interesów uczestników rynku energii oraz rynku mocy;</li> </ul>
Minister Energii	1	projekt ustawy	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nowe obowiązki (zatwierdzanie parametrów aukcji);</li> <li>• nowe narzędzia realizacji polityki energetycznej (zwiększony zakres informacji o zasobach systemu; kształtowanie rynku mocy poprzez parametry aukcji i rozporządzenie w sprawie zasad funkcjonowania rynku mocy);</li> </ul>
zarządca rozliczeń rynku mocy	1	projekt ustawy	<ul style="list-style-type: none"> <li>• obowiązki w zakresie prowadzenia rozliczeń i realizowania płatności na rzecz dostawców mocy;</li> <li>• zarządzanie płynnością rachunków opłaty</li> </ul>

<sup>15</sup> Fraunhofer ISE, *Net installed electricity generation capacity in Germany*, [https://www.energy-charts.de/power\\_inst.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst.htm), dostęp 30.08.2016 r.

<sup>16</sup> RAP, *Report on the German power system. Version 1.0. Study commissioned by Agora Energiewende*, [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/CountryProfiles/Agora\\_CP\\_Germany\\_web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/CountryProfiles/Agora_CP_Germany_web.pdf), dostęp 4.11.2016 r.

<sup>17</sup> Fraunhofer ISE, *op. cit.*



operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSDp) elektroenergetycznych połączonych bezpośrednio z siecią przesyłową	12	PSE S.A.	<p>mocowej;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• nowe obowiązki (współpraca z OSP w zakresie procesu certyfikacji, gromadzenia środków z opłaty mocowej i obsługi operacyjnej rynku mocy);</li> <li>• dostosowanie systemów rozliczeniowych do poboru opłaty mocowej;</li> <li>• unormowanie zasad pozyskiwania informacji na temat małych jednostek wytwórczych w systemie;</li> </ul>
wytwórcy energii elektrycznej	ok. 1700*	<i>Baza przedsiębiorstw posiadających koncesje (bip.ure.gov.pl), Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 r.; PSE S.A., szacunek własny</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nowe obowiązki (proces certyfikacji ogólnej i ewentualny udział w: certyfikacji do aukcji, aukcji mocy i rozliczeniach mocy);</li> <li>• możliwość wyboru systemu wsparcia lub pomocy publicznej (w przypadku wytwórców korzystających z takich systemów);</li> <li>• nowe źródło przychodów (w przypadku wytwórców niekorzystających z systemów wsparcia, którzy wygrają aukcję);</li> <li>• mniejsze ryzyko inwestycyjne dla nowych i modernizowanych jednostek wytwórczych i obniżone koszty kapitału;</li> </ul>
odbiorcy przemysłowi energii elektrycznej	ok. 8000**	<i>Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 r.; szacunek własny</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• niższe koszty energii elektrycznej (łącznie energii i mocy) w porównaniu ze scenariuszami bazowymi (rynek energii <i>as is</i>, rynek energii 2.0);</li> <li>• zwiększone bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej;</li> <li>• nowe narzędzia aktywnego udziału odbiorców mogących świadczyć usługę DSR w rynku energii (udział w aukcjach mocy);</li> <li>• zachęty ekonomiczne do rozwoju usług agregacji zapotrzebowania i zarządzania stroną popytową;</li> <li>• zachęty ekonomiczne do przenoszenia konsumpcji energii na godziny pozaszczytowe;</li> </ul>
konsumenci energii elektrycznej	ok. 16,9 mln	<i>Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 r.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• zmiana struktury ceny energii elektrycznej (uwzględnienie opłaty mocowej);</li> <li>• niższa cena energii (łącznie energii i mocy) w porównaniu ze scenariuszami bazowymi (rynek energii <i>as is</i>, rynek energii 2.0);</li> <li>• zwiększone bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej;</li> <li>• zachęty ekonomiczne do przenoszenia konsumpcji energii na godziny pozaszczytowe;</li> </ul>

\* - 1290 podmiotów posiadających koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, 6 podmiotów, które dysponują przynajmniej 5 % udziałem w energii wprowadzonej do sieci; liczba 404 wynika z założonego przyrostu liczby koncesji w następstwie realizacji wydanych przez OSP warunków przyłączenia; obejmuje wszystkich wytwórców niezależnie od stosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej;

\*\* - w tym szacowana liczba ok. 700 odbiorców mogących świadczyć usługę DSR.

## 5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

### Konsultacje koncepcji

W dniach 5-18 lipca 2016 r. Ministerstwo Energii przeprowadziło konsultacje dokumentu pt. „Projekt rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy”, w ramach których interesariusze przedłożyli formularze z uwagami. Po zakończeniu konsultacji zgłoszone uwagi poddano szczegółowej analizie, której wynikiem było opracowanie rozwiązań funkcjonalnych

rynku mocy w kształcie proponowanym w niniejszym projekcie. Raport z konsultacji został w dniu 30 września 2016 r. opublikowany na stronie internetowej Ministerstwa Energii<sup>18</sup>, wraz z dokumentem pt. „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy”, czyli dokumentem skorygowanym w następstwie przeprowadzonych konsultacji.

### Implementacja prawa Unii Europejskiej ponad bezwzględne wymagania

Projekt obejmuje *podjęcie dodatkowych środków*, o których mowa w art. 5 ust. 2 lit. a) Dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych. W rozumieniu przedmiotowej dyrektywy Państwa Członkowskie podejmują właściwe środki w celu utrzymania równowagi pomiędzy zapotrzebowaniem na energię elektryczną, a wystarczalnością mocy wytwórczych. W związku z powyższym projektowany rynek mocy jest, zgodnie z dyrektywą, dodatkowym środkiem obejmującym przepisy ułatwiające tworzenie nowych mocy wytwórczych oraz wejście na rynek nowych wytwórców energii. Wdrożenie tych środków jest fakultatywne i powinno mieć miejsce w przypadku, gdy Państwu Członkowskiemu grożą niedobory zdolności wytwórczych. Ponadto projekt przewiduje rozwiązania odpowiadające swoim charakterem tym zawartym w art. 8 Dyrektywy 2009/72/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE w zakresie w jakim dotyczy możliwości ogłaszania przetargów na budowę nowych mocy.

## 6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z 2016 r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
<b>Dochody ogółem</b>	0	0	0	-95	228	736	187	-594	-1 567	-2 740	-2 528	-6 373
budżet państwa	0	0	0	-95	228	736	187	-594	-1 567	-2 740	-2 528	-6 373
Akcyza	0	0	0	0,11	0,08	0,19	0,61	1,22	2,09	3,21	3,35	11
Podatek VAT	0	0	0	-95	228	735	186	-595	-1 569	-2 744	-2 531	-6 384
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Wydatki ogółem</b>	0	1	1	-33	81	260	67	-208	-551	-965	-890	-2 237
budżet państwa	0	0,90	0,82	0,82	1,09	1,29	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	11,20
Zatrudnienie	0	0,70	0,62	0,62	0,69	0,89	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	7,80
Usługi zewnętrzne	0	0,20	0,20	0,20	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	3,40
JST	0	0	0	-11	27	86	22	-70	-184	-322	-297	-749
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	-22	54	173	44	-140	-368	-644	-594	-1 499
<b>Saldo ogółem</b>	0	-1	-1	-62	147	475	120	-386	-1 016	-1 775	-1 638	-4 136
budżet państwa	0	-1	-1	-95	227	734	186	-595	-1 569	-2 742	-2 529	-6 384
JST	0	0	0	11	-27	-86	-22	70	184	322	297	749
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	22	-54	-173	-44	140	368	644	594	1 499

Źródła finansowania	Wydatki związane z zatrudnieniem będą finansowane bezpośrednio z budżetu państwa.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p><b>Ogólne informacje dotyczące przedstawionych danych</b></p> <p>Rok 0 w tabeli powyżej to rok 2016.</p> <p><u>Oceny wpływu na sektor finansowców publicznych dokonano w oparciu o analizę kosztów dostaw energii w przypadku wejścia w życie ustawy o rynku mocy oraz braku tej ustawy, tj. utrzymaniu jednotowarowego rynku tylko energii elektrycznej.</u></p> <p>Koszty dostaw, o których mowa powyżej obejmują koszty zakupu energii, koszty energii</p>

<sup>18</sup> Ministerstwo Energii, *Raport z konsultacji projektu rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy*, [http://www.me.gov.pl/files/upload/26489/Raport%20z%20konsultacji%20rozwi%C4%85za%C5%84%20funkcjonalnych%20rynu%20mocy\\_final.pdf](http://www.me.gov.pl/files/upload/26489/Raport%20z%20konsultacji%20rozwi%C4%85za%C5%84%20funkcjonalnych%20rynu%20mocy_final.pdf).

niedostarczonej (koszty jakie ponosi odbiorca w przypadku braku możliwości dostarczenia energii, której potrzebuje) oraz koszty opłaty mocowej (w przypadku wprowadzenia ustawy o rynku mocy). Analizy dokonano w oparciu o model analityczny rozwoju sektora dostarczania energii elektrycznej, który dokonywał minimalizacji całkowitego kosztu dostaw energii elektrycznej w perspektywie długoterminowej przy jednoczesnym warunku równowagi ekonomicznej źródeł wytwórczych. Minimalizacja całkowitego kosztu dostaw energii elektrycznej dokonywana jest w oparciu o optymalne decyzje o budowie nowych jednostek wytwórczych oraz o utrzymywaniu i odstawianiu jednostek istniejących. Równowaga ekonomiczna dla istniejących jednostek oznacza dodatnią sumę zdyskontowanych, przyszłych wartości marży operacyjnej (bez uwzględnienia kosztów kapitałowych) tych jednostek. Równowaga ekonomiczna dla nowych jednostek uwzględnia dodatkowo koszty kapitałowe (koszt kapitału własnego i koszt kapitału obcego) tych jednostek.

Podstawowe założenia, jakie przyjęto na potrzeby analiz są następujące:

- Przyjęto wzrost zapotrzebowania netto (bez uwzględnienia potrzeb własnych jednostek wytwórczych) na energię i moc w systemie elektroenergetycznym – odpowiednio w 2030 r. wielkości te osiągną 182,43 TWh i 28,96 GW.
- Elastyczność popytu reprezentowana jest przez istniejące oraz potencjalne, przyszłe jednostki DSR, które biorą udział w bilansie mocy oraz które oferują obniżenie zużycia energii, gdy jej cena osiągnie określony, właściwy dla danej branży poziom.
- Założono, że Europejski System Handlu Emisjami funkcjonuje w całym okresie analiz, a cena uprawnień do emisji osiąga poziom 30 €/t w 2030 r. Nie uwzględniano ewentualnych darmowych przydziałów uprawnień do emisji po 2020 r.
- Przyjęto stałe ceny paliw w ujęciu realnym odpowiadające aktualnym poziomom cen.
- Uwzględniono możliwość wyłączenia istniejących jednostek wytwórczych konwencjonalnych, jeśli nie znajdują się w równowadze ekonomicznej, o której mowa wyżej. Wyłączenia są realizowane iteracyjnie począwszy od jednostek o najniższej marży operacyjnej (w tym przypadku ujemnej).
- Uwzględniono wpływ wejścia w życie ustawy o rynku mocy na koszt kapitału poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.
- Założono zdeterminowany rozwój źródeł odnawialnych w zakresie wynikającym z obecnych regulacji. Poza tym, rozwój źródeł odnawialnych wynika z optymalizacji kosztowej z ewentualnymi ograniczeniami techniczno-ekonomicznymi (np. takimi jak istniejące wnioski o wydanie warunków przyłączenia dla morskich elektrowni wiatrowych).
- Wykorzystano charakterystyki techniczno-ekonomiczne istniejących i nowych jednostek wytwórczych, uwzględniono koszt dostosowania do wymogów emisji wynikających z Dyrektywy o Emisjach Przemysłowych w zakresie nowych Konkluzji BAT, które mogą zacząć obowiązywać w 2021 r.

Wyniki analiz wykazały, że wejście w życie ustawy o rynku mocy, w stosunku do utrzymywania obecnego modelu rynku spowoduje:

- Obniżenie cen hurtowych energii elektrycznej poprzez zapobieganie okresom trwałych niedoborów rezerw mocy powodujących wzrost cen w perspektywie średnio i długoterminowej.
- Zapobieganie okresom występowania niedostarczonej energii do odbiorców końcowych.

#### **Dochody ogółem – podatek VAT oraz podatek akcyzowy**

Uwzględniono spadek (ujemne wartości w tabeli) dochodów budżetu państwa w wyniku wprowadzenia ustawy o rynku mocy z tytułu niższych cen dostaw energii, a co za tym idzie niższej podstawy do opodatkowania podatkiem VAT.

Uwzględniono wzrost dochodów budżetu państwa z tytułu podatku akcyzowego w związku z uniknięciem niedostarczonej energii w wyniku wejścia w życie ustawy o rynku mocy. Powstanie wtedy dodatkowy przedmiot opodatkowania w stosunku do sytuacji utrzymania obecnego modelu rynku energii.

#### **Dochody ogółem – podatek dochodowy od osób prawnych oraz fizycznych**

Dochody budżetu państwa z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych i fizycznych nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym. Brak wejścia w życie ustawy będzie skutkowało prawdopodobnym pogorszeniem wyniku finansowego przed opodatkowaniem (być może także straty podatkowe) w sektorze wytwarzania energii. Należy jednak zwrócić uwagę, że z drugiej strony oznacza to niższe koszty uzyskania przychodu (energia elektryczna jako koszt podatkowy) przez osoby prawne zużywające energię elektryczną. Dlatego zmiany kosztów energii są w ww. zakresie neutralne

podatkowo. Neutralność podatkowa nie jest zachowania w przypadku podatku dochodowego od osób fizycznych (koszt energii elektrycznej co do zasady nie stanowi kosztu uzyskania przychodu). Ostateczny wpływ na podatek dochodowy ogółem będzie wynikał z dodatkowych elementów takich jak indywidualne optymalizacje podatkowe czy rozliczanie strat podatkowych z lat poprzednich. Ponadto wprowadzenie rynku mocy nie gwarantuje dodatniego wyniku finansowego przed opodatkowaniem (podmioty gospodarcze mogą w pierwszej kolejności dążyć do osiągnięcia dodatnich wartości wskaźnika EBITDA, w drugiej kolejności wyniku operacyjnego)

#### Dochody ogółem – dywidenda

Dochody budżetu państwa z tytułu dywidendy nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym. Wejście w życie ustawy o rynku mocy nie gwarantuje dodatnich wyników netto podmiotów sektora wytwarzania (wytwórcy mogą być zainteresowani przede wszystkim dodatnim wynikiem operacyjnym gwarantującym płynność finansową). Ponadto wartość dywidendy będzie zależała od indywidualnych polityk spółek, w tym od ich potrzeb kapitałowych związanych z inwestycjami. Dodatkowo ma miejsce element kompensacji (podobny jak w przypadku podatku dochodowego) podczas transakcji pomiędzy spółkami z udziałem skarbu państwa, gdzie przychód jednej ze spółek jest kosztem drugiej.

#### Wydatki ogółem – zatrudnienie i usługi zewnętrzne

W zakresie wydatków z budżetu państwa uwzględniono koszty przeznaczone na zatrudnienie nowych pracowników odpowiedzialnych za obsługę procesów rynku mocy oraz koszt dodatkowych usług zewnętrznych, których zakup wynikać będzie z wejścia w życie ustawy.

Uwzględniono wzrost zatrudnienia w jednostkach publicznych realizujących procesy rynku mocy, tj. Ministerstwie Energii, Urzędzie Regulacji Energetyki oraz spółce pełniące obowiązki zarządcy rozliczeń rynku mocy. W perspektywie 10 lat przewiduje się łączne zatrudnienie co najmniej 12 pracowników. Koszt zatrudnienia założono na podstawie danych zawartych w sprawozdaniach z działalności tych podmiotów oraz danych dotyczących wysokości wynagrodzenia w przedsiębiorstwach energetycznych, które to dane są publikowane przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Poza kosztami wynagrodzeń pracowników, przyjęto koszt uruchomienia stanowiska pracy, w wysokości 10 tys. zł brutto na pojedyncze stanowisko pracy.

Poza kosztami zatrudnienia nowych pracowników, koszty usług zewnętrznych obejmujące m.in. szkolenia pracowników, usługi doradcze wykonywane przez ekspertów zewnętrznych.

#### Wydatki ogółem – JST i pozostałe jednostki budżetowe

Uwzględniono zmniejszenie (ujemne wartości w tabeli) wydatków związanych z dostawami energii elektrycznej do JST. Zużycie energii przez JST oszacowano wykorzystując informacje z publicznych postępowań zakupowych w roku 2015 i 2016 dla 40 gmin o łącznej liczbie 625400 tysięcy mieszkańców. Na tej podstawie oszacowano udział JST w zużyciu energii netto na poziomie 2,7%, co w analizowanym okresie stanowi wolumen ok. 3,8-4,5 TWh.

Nie istnieją publiczne informacje na temat łącznego wolumenu zużycia energii w sektorze budżetowym. Oszacowano, że zużycie energii w sektorze budżetowym jest 2 razy większe niż w JST. Wzięto pod uwagę stosunek liczby urzędników zatrudnionych w sektorze budżetowym do liczby urzędników zatrudnionych w JST (który to stosunek wynosi ok. 1,7). Ponadto wzięto od uwagę potencjalne zużycie energii przez jednostki obrony narodowej i bezpieczeństwa publicznego, które nie jest uwzględnione w powyższym stosunku.

### 7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z 2016 r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	950	1200	5 700
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	1 800	2200	10 700
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	1 400	1 700	8 100
	operator systemu	7,3	2,6	2,6	13,5	3,5	3,5	50,4

	przesyłowego							
	operatorzy systemów dystrybucyjnych przyłączeni do sieci przesyłowej (dodaj/usuń)	1,4	2,9	2,9	13,2	5,7	5,7	60,2
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zmiana rentowności dużych przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną.</li> <li>• Zmiana rentowności strony popytowej (DSR) poprzez możliwość udziału w rynku mocy DSR i uzyskanie wynagrodzenia za dostawę mocy do KSE poprzez czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci.</li> <li>• Wzrost zakresu wykonywanych obowiązków poprzez konieczność udziału w procesie certyfikacji ogólnej dla wszystkich dużych jednostek wytwórczych (przestrzeganie terminów oraz wymogów formalnych corocznego procesu certyfikacji ogólnej).</li> <li>• Stworzenie podstaw ekonomicznych do podejmowania decyzji o budowie nowych jednostek wytwórczych lub modernizacji istniejących w warunkach konkurencji pomiędzy poszczególnymi podmiotami oraz technologiami.</li> <li>• Zmiany pozycji konkurencyjnej wśród uczestników rynku energii</li> <li>• Zmiany procesów zarządzania przedsiębiorstw oraz ich częściowa reorganizacja w wyniku udziału w procesach rynku mocy.</li> </ul>						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zmiana rentowności małych oraz średnich przedsiębiorstw wytwarzających energię.</li> <li>• Zmiana rentowności strony popytowej (DSR) poprzez możliwość udziału w rynku mocy DSR i uzyskanie wynagrodzenia za dostawę mocy do KSE poprzez czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci.</li> <li>• Wzrost zakresu wykonywanych obowiązków poprzez konieczność udziału w procesie certyfikacji ogólnej dla wszystkich jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 2 MW (przestrzeganie terminów oraz wymogów formalnych corocznego procesu certyfikacji ogólnej).</li> <li>• Stworzenie podstaw ekonomicznych do podejmowania decyzji o budowie nowych jednostek wytwórczych lub modernizacji istniejących w warunkach konkurencji pomiędzy poszczególnymi podmiotami oraz technologiami.</li> <li>• Zmiany pozycji konkurencyjnej wśród uczestników rynku energii.</li> <li>• Zmiany procesów zarządzania przedsiębiorstw oraz ich częściowa reorganizacja w wyniku udziału w procesach rynku mocy.</li> </ul>						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wzrost bezpieczeństwa dostaw rozumianego jako niezawodność fizycznych dostaw energii oraz brak gwałtownych wahań cenowych energii elektrycznej.</li> </ul>						
	OSP i OSD	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Możliwość obniżenia kosztów usług systemowych świadczonych na rzecz OSP w zakresie niektórych usług, jak IRZ oraz ORM, których roczny koszt to około 0,7 mld zł.</li> <li>• Zwiększony dostęp do informacji nt. potencjału wytwórczego oraz DSR w KSE przy jednoczesnym unormowaniu zasad pozyskiwania tych informacji.</li> </ul>						
Niemierzalne	(dodaj/usuń)							
	(dodaj/usuń)							
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Rok 0 w tabeli powyżej to rok 2016.</p> <p><u>W tabeli powyżej w rubryce „w ujęciu niepieniężnym” zaprezentowano prognozowane przepływy pieniężne związane tylko z rynkiem mocy (wartość płaconej opłaty mocowej), bez odniesienia do wariantów alternatywnych. Niemniej jednak w celu oceny rzeczywistego wpływu wprowadzenia rynku mocy w Polsce na ceny energii elektrycznej, dokonano również oceny wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, analogicznie jak w przypadku sektora finansów publicznych, w oparciu o analizę porównawczą kosztów dostaw energii w przypadku wejścia w życie ustawy o rynku mocy oraz braku tej ustawy, tj. utrzymaniu jednotowarowego rynku tylko energii</u>  <u>Wyniki obrazuje poniższa tabela:</u></p>							

Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z 2016 r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	-88	684	-2 353	-5 935
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	-165	1 282	-4 414	-11 133
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	-125	972	-3 346	-8 439

Wartości ujemne w tabeli powyżej wskazują korzyści, związane z niższymi kosztami dostaw energii w przypadku wprowadzenia rynku mocy w stosunku do utrzymywania rynku jednotowarowego. Suma oszczędności w latach 2016-2026 to około 25 mld zł.

**Duże przedsiębiorstwa, sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe:**

Wykorzystano informacje statystyczne dotyczące zużycia energii elektrycznej w poszczególnych grupach taryfowych. Założono że:

- Zużycie energii w dużych przedsiębiorstwach odpowiada zużyciu energii w grupach A;
- Zużycie energii w mikro-, małych i średnich przedsiębiorstwach odpowiada zużyciu energii w grupie B i C pomniejszonemu o zużycie energii w JST i sektorze budżetowym;
- Zużycie energii przez rodziny, obywateli oraz gospodarstwa domowe odpowiada zużyciu energii w grupie G.

Bilans energii elektrycznej w podziale na grupy taryfowe został przygotowany na podstawie danych zawartych w biuletynie pt. „Sytuacja w Elektroenergetyce – IV kwartał 2015 r.”, opracowanym przez Agencję Rynku Energii S.A.

**W rubrykach dotyczących dużych i pozostałych przedsiębiorstw uwzględniono wpływ na podmioty inne niż OSP i OSDp:**

W odniesieniu do kosztów OSP i OSDp poniesionych na wdrożenie rynku mocy przyjęto:

- koszt wdrożenia systemów informatycznych przez OSP (lata 0 i 3);
- koszt wdrożenia systemów informatycznych przez OSDp w roku 3;
- koszt etatów OSP i OSDp, rozłożony na lata (stopniowe zwiększanie zatrudnienia).

Koszty zatrudnienia oparto na uśrednieniu danych publikowanych w raportach spółek energetycznych, z uwzględnieniem obciążeń publicznoprawnych.

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).

tak  
 nie  
 nie dotyczy

zmniejszenie liczby dokumentów  
 zmniejszenie liczby procedur  
 skrócenie czasu na załatwienie sprawy  
 inne:

zwiększenie liczby dokumentów  
 zwiększenie liczby procedur  
 wydłużenie czasu na załatwienie sprawy  
 inne:

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.

tak  
 nie  
 nie dotyczy

Komentarz:

**Zwiększenie liczby procedur i dokumentów:**

1. Proces certyfikacji ogólnej (obowiązki OSP, OSD oraz uczestników rynku);

2. Proces certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowej, w tym egzekwowanie obowiązków dla nowych i modernizowanych jednostek (jw.);
3. Opracowanie i publikowanie parametrów aukcji (obowiązki OSP i ministra właściwego ds. energii);
4. Wdrożenie platformy aukcyjnej i rejestru rynku mocy (obowiązki OSP);
6. Egzekwowanie obowiązku mocowego (obowiązki OSP, OSD oraz uczestników rynku);
7. Rozliczenia na rynku mocy (obowiązki OSP, OSD oraz uczestników rynku).

Powyższe procedury zostały szczegółowo opisane w dokumencie „Rozwiązaniach funkcjonalnych rynku mocy”.

#### Zmniejszenie liczby procedur:

Po zebraniu doświadczeń z funkcjonowania procesu certyfikacji przewiduje się możliwość zniesienia lub ograniczenia obowiązku, o którym mowa w art. 16 ust. 22 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, polegającego na informowaniu OSP o planach dotyczących funkcjonowania jednostek wytwórczych (tzw. ankietyzacji wytwórców).

### 9. Wpływ na rynek pracy

Osiągnięcie celu regulacji będzie miało pozytywny wpływ na rynek pracy. Przedłużenie okresu funkcjonowania niektórych elektrowni pozwoli na utrzymanie istniejących miejsc pracy, a korzystne warunki dla budowy nowych jednostek przełożą się na koniunkturę w sektorze budownictwa energetycznego oraz późniejsze zatrudnienie przy obsłudze nowych obiektów.

### 10. Wpływ na pozostałe obszary

- środowisko naturalne  
 sytuacja i rozwój regionalny  
 inne:

- demografia  
 mienie państwowe

- informatyzacja  
 zdrowie

Omówienie wpływu

Projektowana regulacja ma na celu stworzenie korzystnych warunków do inwestowania w nowe jednostki wytwórcze, cechujące się lepszymi parametrami emisyjnymi (niższą emisją szkodliwych substancji do atmosfery) niż obecnie funkcjonujące najstarsze jednostki. Wdrożenie rynku mocy sprzyja również możliwości rozwoju źródeł OZE, bez negatywnego wpływu na bezpieczeństwo pracy KSE.

### 11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

#### 11.1. Wejście w życie ustawy i aktów wykonawczych

Projekt przewiduje wejście w życie ustawy po 14 dniach od jej ogłoszenia, a aktów wykonawczych do ustawy (rozporządzeń) – w terminie wynikającym z poszczególnych procesów uregulowanych w ustawie.

Uzasadnieniem dla określenia 14-dniowego *vacatio legis* są:

- konieczność ochrony uzasadnionego interesu społecznego oraz ważnego interesu publicznego (zachowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz utrzymanie stabilności krajowego systemu elektroenergetycznego);
- ściśle zdefiniowane terminy dla poszczególnych sekwencji wykonywanych czynności określonych w ustawie, które dla swej skuteczności muszą zostać dokonane w odpowiedniej, następującej po sobie kolejności oraz konieczność zakończenia wszystkich tych czynności w zamkniętym, ściśle określonym czasie;
- konieczność rozłożenia w czasie procesów pociągających za sobą nowe obowiązki, co zostanie zapewnione poprzez jak najszybsze wejście w życie ustawy.

#### 11.2. Wdrożenie procesów rynku mocy

Planuje się wdrożenie procesów rynku mocy według następującego harmonogramu:

- 2017 r. – wejście w życie ustawy oraz aktów wykonawczych;  
 2017/18 r. – pierwsza aukcja główna dla roku dostaw;  
 2021 r. – pierwszy rok dostaw.

#### 11.3. Perspektywa czasowa osiągnięcia celu regulacji

Przewiduje się, że wprowadzenie rynku mocy poprawi sytuację bilansową już w pierwszym roku dostaw, tj. 2021 r.

### 12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Przewiduje się ewaluację osiągnięcia celu podstawowego i celów dodatkowych według następujących mierników:

#### 12.1 Ewaluacja osiągnięcia celu podstawowego

<b>Kryterium</b>	<b>Proponowany miernik</b>
Stopień osiągnięcia standardów bezpieczeństwa dostaw energii przyjętych w procesach rynku mocy	Osiągnięty standard bezpieczeństwa dostaw

#### 12.2. Ewaluacja osiągnięcia celu dodatkowego: poprawa wpływu energetyki na środowisko

<b>Kryterium</b>	<b>Proponowany miernik</b>
Poprawa warunków rozwoju niesterowalnych OZE	Wolumen mocy z niesterowalnych OZE, który może być przyłączony do KSE przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń bilansowych (w zakresie rezerwowania tych źródeł przez źródła sterowalne).
Poprawa wpływu energetyki na środowisko dzięki zastąpieniu starych jednostek wytwórczych	Zmiany wielkości emisji substancji szkodliwych przez JWCD [t/GWh, t/rok]

#### 12.3. Ewaluacja osiągnięcia celu dodatkowego: wdrożenie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy

<b>Kryterium</b>	<b>Proponowany miernik</b>
Rozwój technologii redukcji zapotrzebowania oraz usług związanych z zarządzaniem popytem	Skala/przyrost udziału zasobów strony popytowej w aukcjach głównych i dodatkowych [% , MW]

Planuje się opracowanie OSR ex post. Wdrożony mechanizm będzie ponadto podlegał ocenie w trybie postępowania w sprawach z zakresu pomocy publicznej.

### 13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)



## **Wyjaśnienia do formularza oceny skutków regulacji**

### **0. Metryczka**

W niniejszej części należy podać podstawowe informacje na temat oceny skutków regulacji:

- Nazwa projektu:

Proszę podać np. wstępny tytuł projektu wpisany do wykazu prac legislacyjnych.

- Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące:

Proszę wskazać organ odpowiedzialny za przygotowanie projektu, jego koordynację oraz wdrożenie (ministerstwo wiodące). W przypadku, gdy projekt jest przedmiotem prac więcej niż jednego ministerstwa, proszę wskazać również podmioty współpracujące.

- Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu:

Proszę wskazać osobę, która w ministerstwie wiodącym nadzoruje prace jednostki odpowiedzialnej za merytoryczne przygotowanie projektu.

- Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu:

Proszę podać kontakt (telefon, adres e-mail) do osoby, która jest odpowiedzialna za opracowanie projektu (np. kierownika komórki organizacyjnej) i będzie w stanie odpowiedzieć na ewentualne pytania związane z przedstawionymi w ocenie informacjami lub wskaże odpowiednią osobę.

- Data sporządzenia:

Proszę podać datę przygotowania OSR.

- Źródło:

Z rozwijanej listy proszę wybrać źródło, na podstawie którego przygotowany jest projekt (punkt exposé, data decyzji, nazwa strategii, nr dyrektywy, sygn. orzeczenia TK, nazwa ustawy, inne).

- Nr w wykazie prac:

Proszę podać numer z właściwego wykazu prac legislacyjnych.

### **1. Jaki problem jest rozwiązywany?**

Proszę opisać istotę problemu (np. zawodność rynku, zapotrzebowanie na dobro publiczne, wysokie koszty transakcyjne, bariery w prowadzeniu działalności gospodarczej itp.) i jego praktyczny wymiar (np. zbyt mała ochrona leasingobiorców, niewystarczający komfort i długi czas podróży kolejną, występujące obciążenia administracyjne pobierczego danego przepisu itp.). Istotą problemu nie jest brak określonej regulacji - nowa regulacja może być jednym z instrumentów (sposobem) rozwiązania problemu. Dobrze i zwięźle wypełniona rubryka umożliwi zrozumienie problemu, który ma być rozwiązany oraz skali i przyczyn jego występowania.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze (największe) problemy wymagające rozwiązania.

### **2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt**

Proszę zwięźle opisać proponowane rozwiązanie problemu opisanego w pkt 1 oraz oczekiwane rezultaty jego (ich) wdrożenia, sformułowane w możliwie konkretny, mierzalny i określony w czasie sposób - w przypadkach w których jest to możliwe powinien być zgodny z zasadą SMART (prosty, mierzalny, osiągalny, istotny, określony w czasie), np. osiągnięcie do 2020 r. wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego co najmniej 90%.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze rekomendacje i cele.

### **3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?**

Proszę wskazać - tam gdzie to możliwe - rozwiązania w minimum 3 krajach i źródła informacji. Proszę wskazać kraje, z których rozwiązania przeanalizowano oraz wyniki tych analiz.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę wskazać informacje odnoszące się do zagadnień najważniejszych.

### **4. Podmioty, na które oddziałuje projekt**

Proszę wyszczególnić jakie podmioty (zarówno osoby fizyczne, prawne lub jednostki nieposiadające osobowości prawnej) są objęte projektem. Proszę oszacować ich liczbę (wraz z podaniem źródła danych) oraz opisać charakter oddziaływania projektu na daną grupę.

Proszę dostosować liczbę wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

Przykładowe grupy: obywatele, MŚP, rolnicy, rodzina, inwestorzy, lekarze, emeryci, osoby niepełnosprawne.

## 5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Proszę podać informacje o konsultacjach poprzedzających przygotowanie projektu oraz wskazać, jaki jest planowany zakres konsultacji publicznych i opiniowania projektu, w szczególności uwzględniając:

- wskazanie, czy były (i jak długo) prowadzone konsultacje poprzedzające przygotowanie projektu (tzw. pre-konsultacje publiczne), podmioty, z którymi były prowadzone te konsultacje (w tym ekspertów), w jaki sposób komunikowano się z grupami wskazanymi w pkt 6 (metody konsultacji np. warsztaty, kwestionariusz on-line), krótkie podsumowanie wyników konsultacji,
- terminy planowanych konsultacji publicznych, podmioty, z którymi będzie konsultowany projekt, wskazanie przepisu z którego wynika obowiązek zasięgnięcia opinii.

## 6. Wpływ na sektor finansów publicznych

W przygotowaniu kalkulacji skutków dla sektora finansów publicznych proszę uwzględnić aktualne wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych, o których mowa w art. 50a ustawy o finansach publicznych.

Jeśli to możliwe proszę wskazać skumulowane koszty/oszczędności. Prognozę proszę przeprowadzić w podziale na proponowane kategorie w horyzoncie 10-letnim, w wartościach stałych (np. ceny stałe dla pierwszego roku prognozy). W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli obliczenia zostały wykonane na podstawie opracowania własnego, proszę je przedstawić w formie załącznika oraz wskazać to opracowanie w pkt 13.

W opracowywanej analizie wpływu, co do zasady, należy przyjąć kalkulację w cenach stałych. W przypadku zastosowania cen bieżących, prezentacja skutków finansowych powinna uwzględniać wskaźniki makroekonomiczne podawane w [Wytycznych dotyczących stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw](#). Jeżeli nie zastosowano wskaźników makroekonomicznych podanych w [Wytycznych MF](#), proszę dołączyć stosowną informację wyjaśniającą.

Proszę wskazać źródła finansowania planowanych wydatków. Proszę wskazać również wszystkie przyjęte do obliczeń założenia i źródła danych.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w kolejnych latach jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu na SFP dla najważniejszych zmian.

## 7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Proszę oszacować wpływ na konkurencyjność gospodarki, przedsiębiorczości oraz na sytuację rodziny. Skutki należy przypisać do odpowiedniej grupy w tabeli.

W przypadku gdy regulacja będzie oddziaływać na inne niż wymienione w formularzu podmioty proszę odpowiednio uzupełnić formularz.

Proszę wskazać wartość finansową, z uwzględnieniem m.in. kosztów ponoszonych w związku z wejściem w życie aktu (np. koszt aktualizacji systemów informatycznych, zakupu nowych urządzeń), podatków i opłat lokalnych, itp.

W ujęciu niepieniężnym proszę podać wartości najważniejszych wskaźników, które ulegną zmianie (np. skrócenie czasu wydania pozwolenia na budowę o 100 dni, wzrost wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego o 20 punktów procentowych).

W przypadku gdy nie ma możliwości podania żadnych wartości liczbowych (lub wpływ dotyczy także zmian, których nie można skwantyfikować) proszę odpowiednio opisać analizę wpływu w pozycji: „niemierzalne”.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w 1, 2, 3, 5 i 10 roku jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

Proszę dostosować ilość wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

## **8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

Obciążenia regulacyjne należy rozumieć jako wszystkie czynności, które muszą wykonać podmioty (adresaci regulacji) w związku wykonywaniem projektowanych przepisów.

Przykładem takich obciążeń są m.in. obowiązki informacyjne (OI). OI polega na dostarczaniu lub przechowywaniu przez podmioty zobowiązane danych informacji. Identyfikowanie OI dokonywane jest w oparciu o przepisy ustawy. Dany przepis nakłada OI, jeżeli podmiot realizujący obowiązek musi wykonać szereg czynności administracyjnych. Przepis można uznać za OI w przypadku gdy jego wykonanie będzie związane z wykonaniem jednej lub więcej czynności składowych z listy poniżej:

- 1) przyswajanie wiedzy dotyczącej wykonywania konkretnego obowiązku informacyjnego (w tym bieżące śledzenie zmian w przepisach),
- 2) szkolenie pracowników w zakresie wykonywania OI,
- 3) pozyskiwanie odpowiednich informacji z posiadanych danych,
- 4) przetwarzanie posiadanych danych w celu wykonania OI,
- 5) generowanie nowych danych,
- 6) projektowanie materiałów informacyjnych,
- 7) wypełnianie kwestionariuszy,
- 8) odbywanie spotkań,
- 9) kontrola i sprawdzanie poprawności,
- 10) kopiowanie/sporządzanie dokumentacji,
- 11) przekazywanie wymaganej informacji do adresata,
- 12) archiwizacja informacji.

Proszę:

- w przypadku gdy projekt nie dotyczy zmiany obciążeń regulacyjnych, zaznaczyć pole „nie dotyczy”,
- w przypadku zmian w projekcie wpływających na obciążenia regulacyjne odpowiednio zaznaczyć ich zwiększenie lub zmniejszenie,
- wskazać, czy wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE,
- wskazać, czy dane obciążenia są przystosowane do ich ewentualnej elektronizacji (dotyczy sytuacji kiedy wprowadzane obciążenia wpływają na systemy teleinformatyczne podmiotów publicznych lub na podmioty prywatne – przedsiębiorcy, obywatele).

W komentarzu proszę o zwięzłe opisanie zakresu zmian dotyczących obciążeń regulacyjnych.

## **9. Wpływ na rynek pracy**

Proszę opisać, czy i w jaki sposób projektowana regulacja może spowodować zmiany na rynku pracy w odniesieniu do zatrudnienia oraz innych wskaźników (np. czasu poszukiwania pracy, kwalifikacji pracowników).

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

## **10. Wpływ na pozostałe obszary**

Proszę zaznaczyć pola - zakres oddziaływania projektu na obszary niewymienione w pkt 6, 7 i 9. Dla zaznaczonych obszarów proszę dokonać analizy wpływu.

W przypadku analizy wpływu na obszar „informatyzacja” proszę w szczególności rozważyć następujące kwestie:

- Czy projekt spełnia wymagania interoperacyjności (zdolność sieci do efektywnej współpracy w celu zapewnienia wzajemnego dostępu użytkowników do usług świadczonych w tych sieciach)?
- Czy projekt spełnia wymogi neutralności technologicznej, wielojęzyczności, elektronicznej komunikacji, wykorzystania danych z rejestrów publicznych, ochrony danych osobowych?

Jeżeli projekt będzie miał wpływ na inne niż wymienione w pkt 10 obszary proszę zaznaczyć „inne” oraz je wymienić. Proszę również omówić wpływ, jaki będzie miała projektowana regulacja na wymienione obszary.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

## **11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Proszę opisać kiedy planuje się rozwiązanie problemu zidentyfikowanego w pkt 1 (wejście przepisów w życie nie zawsze rozwiązuje dany problem a jedynie daje podstawę do wdrożenia instrumentów do jego rozwiązania). Proszę przedstawić harmonogram wdrożenia działań wykonania aktu prawnego (np. gdy rozwiązywanym problemem jest zwiększona

zachorowalność, to działaniami będą: ew. zatrudnienie dodatkowych pracowników, zakup majątku - urządzeń, przeprowadzenie szczepień, zakup szczepionek itp.)).

Jeżeli akt prawny ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać planowane wykonanie dla najważniejszych zmian.

Jeżeli projektowana regulacja oddziałuje na przedsiębiorców (na prowadzenie działalności gospodarczej), zgodnie z *Uchwałą Rady Ministrów z dnia 18 lutego 2014 r. w sprawie zaleceń ujednoczenia terminów wejścia w życie niektórych aktów normatywnych*, terminem wejścia w życie przepisów, po minimum 30-dniowym *vacatio legis*, powinien być 1 stycznia lub 1 czerwca. Jeżeli termin ten nie zostanie zachowany, proszę wskazać powód odstąpienia od wyznaczonych terminów.

## **12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Proszę opisać, kiedy i w jaki sposób będzie mierzone osiągnięcie efektu opisanego w pkt 2. Po jakim czasie nastąpi przegląd kosztów i korzyści projektowanych oddziaływań. Proszę również wskazać mierniki, które pozwolą określić, czy oczekiwane efekty zostały uzyskane.

W tym punkcie proszę też podać informację dotyczącą przygotowania oceny funkcjonowania ustawy (OSR ex-post), jeżeli w odniesieniu do projektu ustawy przewiduje się przedstawienie wyników ewaluacji w OSR ex-post.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać sposób przeprowadzania ewaluacji i mierniki dla najważniejszych zmian.

Jeśli specyfika danego projektu uniemożliwia zastosowanie mierników lub też niezasadna jest jego ewaluacja (z uwagi na zakres lub charakter projektu) proszę to opisać.

## **13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy, itp.)**

Proszę wymienić dodatkowe dokumenty, które stanowią załączniki do projektu i formularza. Załączanie dodatkowych dokumentów jest opcjonalne.