

Zdarzenia mogące mieć wpływ na przyszłe wyniki

Istotne trendy w obszarze Dystrybucji

Pojawiające się nowe technologie, rosnące oczekiwania Klientów oraz dynamicznie zmieniające się otoczenie gospodarcze w Polsce i na świecie antycypują zmiany w sposobie funkcjonowania OSD, a w szczególności zwracają uwagę na konieczność wdrażania rozwiązań innowacyjnych w obszarze dystrybucji, prowadzących do modernizacji i rozbudowy sieci dystrybucyjnej pozwalającej na zaabsorbowanie wiodących trendów w energetyce.

Kluczowe trendy związane są z:

- rozwojem i wdrażaniem inteligentnych sieci
- rozwojem i wdrażaniem nowoczesnych systemów IT wspierających zarządzanie siecią
- pojawieniem się nowych rozwiązań instytucjonalnych i technicznych, takich jak klastry, spółdzielnie energetyczne, rynek prosumencki, magazyny energii, elektromobilność
- prowadzeniem projektów badawczo-rozwojowych (B+R)

Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej

Nowy model regulacji jakościowej zaczął obowiązywać od 1 stycznia 2016 r., ale przekłada się na finanse Enea Operator (i innych OSD) od 2018 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzależnił część przychodu regulowanego od jakości usług świadczonych przez te podmioty. Ocena jakości usług odbywać się będzie poprzez pomiar szeregu wskaźników, w szczególności niezawodności zasilania oraz czasu realizacji przyłączeń do sieci elektroenergetycznej.

Z perspektywy zatwierdzonej na rok 2018 Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej stwierdzić należy, że dla omawianego roku, wpływ regulacji jakościowej na możliwy do uzyskania przez Spółkę przychód jest nieznaczny.

Ponadto w związku z Rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną w Taryfie dla usług dystrybucji energii elektrycznej utworzona została nowa grupa taryfowa G12as. Ma ona promować pobór energii w okresie tzw. doliny nocnej, poprzez ustalenie preferencyjnych stawek składnika zmiennego stawki sieciowej. Na chwilę obecną nie jest możliwe oszacowanie wpływu utworzenia nowej grupy na przychody Spółki.

Analogicznie przywołane wyżej Rozporządzenie wprowadza modyfikacje zapisów dotyczących bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i parametrów jakościowych energii. Od dnia 1 stycznia 2019 roku OSD zobligowani są do automatycznego udzielania odbiorcom bonifikat w terminie 30 dni od dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz do umieszczania na fakturze wielkości przerw w dostawach podlegających bonifikacie. Obecnie bonifikaty, o których mowa powyżej udzielane są odbiorcom na ich wnioski.

Wzrost liczby sprzedawców energii

Liczba sprzedawców energii elektrycznej systematycznie rośnie. Pojawienie się sprzedawcy prowadzącego agresywną politykę cenową może powodować presję na marżę ze sprzedaży energii klientom detalicznym.

Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że coraz więcej klientów decyduje się na zmianę sprzedawcy energii. Liczba odbiorców TPA (ang. Third Party Access, zasada dostępu stron trzecich do sieci) wśród przedsiębiorstw (grupy taryfowe A, B, C) wg stanu na koniec grudnia 2017 r. wyniosła 188.231, a więc zwiększyła się 8,3%. Natomiast wśród gospodarstw domowych (grupa taryfowa G) z zasady TPA wg stanu na 2017 r. skorzystało 546.867 klientów, co oznacza wzrost o 18,2% w stosunku do stanu na koniec grudnia 2016 r. ¹⁾

¹⁾ ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/7389,Kolejni-odbiorcy-energii-elektrycznej-skorzystali-z-prawa-wyboru-sprzedawcy.html?search=17331048

Kontynuacja współpracy przy budowie pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej

3 września 2014 r., pomiędzy PGE Polska Grupa Energetyczna a Tauron Polska Energia, Enea oraz KGHM Polska Miedź (Partnerzy Biznesowi), zawarta została Umowa Wspólników. 15 kwietnia 2015 r., zgodnie z Umową Wspólników, zawarta została umowa sprzedaży udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o., w wyniku której każdy z Partnerów Biznesowych nabył 10% udziałów w PGE EJ 1. W następstwie zbycia przez PGE Polską Grupę Energetyczną na rzecz Partnerów Biznesowych udziałów w PGE EJ 1, PGE Polska Grupa Energetyczna posiada 70% w kapitale zakładowym PGE EJ 1, a pozostali Partnerzy Biznesowi (Tauron Polska Energia, Enea oraz KGHM Polska Miedź) 30%, tj. każdy z osobna po 10%.

Zgodnie z założeniami PGE Polska Grupa Energetyczna pełni rolę lidera projektu budowy i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, a PGE EJ 1 ma w przyszłości pełnić funkcję operatora elektrowni.

Zgodnie z Umową Wspólników Strony zobowiązują się wspólnie, w proporcji do posiadanych udziałów, sfinansować działania w ramach fazy wstępnej Projektu (Etap rozwoju). Zaangażowanie finansowe Enei w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy kwoty ok. 107 mln zł. W 2017 r. Spółka PGE EJ 1 kontynuowała prace w programie przygotowania do budowy elektrowni jądrowej w Polsce.

Strony Umowy Wspólników przewidują, że decyzja dotycząca deklaracji dalszego uczestnictwa poszczególnych Stron w kolejnym etapie Projektu zostanie podjęta po zakończeniu Etapu rozwoju.

Budowa portfela wytwórczego

Niezależnie od uruchomienia w Elektrowni Kozienice bloku o mocy 1.075 MW, Enea planuje swoje zaangażowanie w budowę nowych źródeł lub akwizycje już istniejących. Część tych aktywności będzie realizować poprzez partnerstwa z innymi grupami energetycznymi. Realizacja tej strategii będzie oznaczała istotny wzrost znaczenia Enei w wytwarzaniu energii elektrycznej na potrzeby Krajowego Systemu

Elektroenergetycznego. Łączna moc zainstalowana konwencjonalnych źródeł wytwarzania ma wzrosnąć do poziomu 5,8-6,3 GW w 2025 r. Pozwoli to Grupie na produkcję ze źródeł własnych 20,7-22,8 TWh energii elektrycznej, co oznaczać będzie zbilansowanie produkcji i sprzedaży energii elektrycznej.

Rating

Istotne znaczenie dla realizacji zamierzeń inwestycyjnych Grupy ma podtrzymanie 30 czerwca 2017 r. przez agencję Fitch Ratings długoterminowego ratingu Enei w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB”. Agencja potwierdziła i jednocześnie wycofała z przyczyn kontraktowych krajowy rating długoterminowy na poziomie „A+(pol)” ze stabilną perspektywą. Fitch Ratings prowadzi ocenę ryzyka kredytowego Spółki od 2011 r.

Zwolnienie z obowiązku taryfowania gospodarstw domowych

Na podstawie Art. 49 Ustawy – prawo energetyczne Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji. Ewentualne zwolnienie z taryfowania może pozytywnie wpłynąć na marżę ze sprzedaży energii.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Według prognoz ujętych w dokumencie „Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030” zapotrzebowanie na energię elektryczną w najbliższych latach będzie rosło we wszystkich sektorach gospodarki. Zgodnie z ww. dokumentem produkcja energii elektrycznej netto wzrośnie do 2030 r. do 193,3 TWh. Jednocześnie zgodnie z dokumentem „Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku” w perspektywie do 2050 r. produkcja energii elektrycznej zwiększy się o ok. 40% – z 158 TWh w 2010 r. do 223 TWh w 2050 r. ¹⁾

Niezależnie od powyższego aktualnie Ministerstwo Energii pracuje nad nową polityką energetyczną Polski (PEP), która określać będzie długoterminową wizję rządu dla sektora energii.

1) bip.me.gov.pl/files/upload/21394/Wnioski%20z%20analiz%20prognostycznych_2014-08-11.pdf

Spory zbiorowe

W żadnej z kluczowych spółek wchodzących w skład GK Enea nie ma sporów zbiorowych. W celu wyeliminowania zagrożenia i ewentualnego powstania sporu zbiorowego zarządy spółek prowadzą systematycznie dialog ze stroną społeczną. Dostosowujemy poszczególne zapisy „Ładu Korporacyjnego” uwzględniając specyfikę LW Bogdanka jako spółki notowanej na GPW.

Postępowania sądowe i administracyjne

Na dzień przekazania niniejszego raportu nie toczą się postępowania dotyczące zobowiązań lub wierzytelności, których stroną byłaby Enea SA lub jednostka zależna, których pojedyncza lub łączna wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych Enea SA.

Szczegółowy opis postępowań zamieszczony jest w notce 47 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Enea za 2017 r.

Długofalowy rozwój rynku energii

16 lutego 2016 r. Rząd RP przyjął „Plan na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju Polski”¹⁾. Dokument określa główne kierunki działania państwa i nowe impulsy, które zapewnią jego stabilny rozwój w przyszłości.

Plan zakłada, że rozwój polskiej gospodarki będzie się opierał na pięciu filarach: reindustrializacji, innowacjach, kapitale, ekspansji zagranicznej oraz rozwoju społecznym i regionalnym.

Zgodnie z zapisami dokumentu dot. rynku energii, w celu podniesienia wydajności energetycznej i odblokowania inwestycji po 2020 r. (w tym uniknięcia blackoutu i uniezależnienia się od importu energii) państwo zamierza m.in. wspierać rozwój infrastruktury energetycznej (mosty energetyczne, technologie magazynowania prądu), uwolnić obszary rynku oraz wprowadzić mechanizm rynku mocy, który stanowiłby impuls dla inwestycji w segmencie energetyki konwencjonalnej.

¹⁾ www.mr.gov.pl/media/14840/Plan_na_rzecz_Odpowiedzialnego_Rozwoju_prezentacja.pdf

Rozporządzenie o Ochronie Danych Osobowych (RODO)

RODO jest unijnym aktem prawnym, który zacznie obowiązywać od 25 maja 2018 r. Wprowadza nowe zasady przetwarzania danych osobowych i nakłada na administratorów danych nowe obowiązki. RODO przewiduje wysokie administracyjne kary pieniężne za nieprzestrzeganie przepisów rozporządzenia oraz prawo do odszkodowania dla osób, których prawa do ochrony danych osobowych zostały naruszone. Obecnie Enea SA przygotowuje się do nadchodzących zmian i wdraża określone w RODO obowiązki dla administratorów danych.

Nowe projekcje dla ścieżek cenowych energii

Długoterminowe projekcje finansowe Grupy Enea oparte o prognozowane ścieżki cenowe energii elektrycznej, oczekiwania co do zmian cen rynkowych świadectw pochodzenia energii, uprawnień do emisji CO₂ oraz cen węgla wskazują na coraz bardziej wymagającą sytuację obszaru Wytwarzania. Ze względu na

utrzymujący się trend wzrostowy na rynku paliw energetycznych oraz ich transportu powodujące zachwianie równowagi pomiędzy osiąganymi przychodami a kosztami wytworzenia energii, Grupa przewiduje konieczność szybkiego wejścia w życie zapowiadanych mechanizmów wsparcia dla energetyki systemowej (np. poprzez wdrożenie rynku mocy, o którym mowa powyżej). Trudności w generowaniu dobrych wyników finansowych przez źródła wytwórcze wykluczają możliwość ponoszenia nakładów na inwestycje rozwojowe, które w najbliższych latach wydają się nieuniknione.

Zmienność i płynność na rynku hurtowym

Od początku 2016 r. mamy do czynienia ze zmniejszającą się płynnością obrotu energią elektryczną na Rynku Terminowym Energii Elektrycznej prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii. Sytuacja nie poprawiła się w 2017 r. – wolumeny obrotu energią elektryczną na rynku terminowym TGE w okresie trzech kwartałów były niższe względem ubiegłego roku o 36%. Spadek na rynku RDN (spot) był mniejszy i wynosił 9%. Odpowiedzią na fatalną sytuację na giełdzie jest podwojenie tzw. obliża giełdowego już od 2018 r. Pozytywnym faktem jest rosnący obrót na terminowym rynku gazu ziemnego, co pozwala na dywersyfikację aktywności handlowej.

Limity Praw Majątkowych

W obszarze PMOZE_A (świadectw pochodzenia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach) panuje permanentna nadwyżka praw na rynku, przekładająca się na niskie poziomy cenowe. Rozporządzenie Ministra Energii z 11 sierpnia 2017 r. określające poziom obowiązku na lata 2018-2019 (odpowiednio 17,5% i 18,5%) poprawiło perspektywy długoterminowego rozładowania nadwyżki 25 TWh, co przełożyło się na dość silny wzrost cen do poziomu 61 zł/MWh, a następnie spadek do ok. 40 zł/MWh.

W obszarze PMOZE_BIO (świadectw pochodzenia energii z biogazu rolniczego) sytuacja diametralnie zmieniła się w stosunku do obowiązku umorzeniowego dla 2016 r. i obecnie ceny tych praw (ponad 312 zł/MWh) kształtują się powyżej opłaty zastępczej, uwzględniając premię z tytułu możliwości odliczenia akcyzy (20 zł/MWh) dla realizacji obowiązku poprzez umorzenie świadectw pochodzenia.

Dla PMEF (efektywność energetyczna) po rozstrzygnięciu 20 lipca 2017 r. piątego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej należy spodziewać się dużej nadpodaży PMEF na rynku – co znajduje już odzwierciedlenie w dużym dyskoncie notowań giełdowych (ok. 500 zł/toe w stosunku do opłaty zastępczej 1.500 zł/toe).

Obecnie funkcjonujący system praw majątkowych dla kogeneracji obowiązuje do końca 2018 r.

Wypowiedzenie/odstąpienie przez Enea SA od umów dotyczących zakupu praw majątkowych

28 października 2016 r. Enea złożyła oświadczenia o wypowiedzeniu lub odstąpieniu od długoterminowych umów na zakup praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł (tzw. zielonych certyfikatów). Umowy te uległy rozwiązaniu.

Przyczyną wypowiedzenia/odstąpienia od poszczególnych umów przez Spółkę było wyczerpanie możliwości przywrócenia równowagi kontraktowej i ekwiwalentności świadczeń stron wywołanych zmianami prawa. Skutkiem finansowym wynikającym z rozwiązania umów będzie uniknięcie przez Spółkę straty stanowiącej różnicę między cenami umownymi a ceną rynkową zielonych certyfikatów.

Aktualnie przed Sądem Okręgowym w Poznaniu toczą się trzy sprawy o ustalenie bezskuteczności wypowiedzenia (odstąpienia) przez Enea SA od umów sprzedaży praw majątkowych. Dodatkowo toczą się postępowania przeciwko Enea SA o zapłatę tytułem wynagrodzenia za prawa majątkowe, które wynikały z potrącenia płatności za szkodę wyrządzoną Enea SA powstałą wskutek niewykonania przez kontrahentów obowiązku kontraktowego przystąpienia w dobrej wierze do renegotjacji kontraktów długoterminowych na sprzedaż praw majątkowych zgodnie z obowiązującą strony klauzulą adaptacyjną.

Szacowana całkowita wartość zobowiązań umownych Enei wynosiła ok. 1.187 mln zł netto.

Sytuacja w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego

Ścieżka cenowa energii elektrycznej będzie silnie uzależniona od kosztów pozyskania paliwa produkcyjnego. Obecne problemy podażowe sektora wydobywczego wymuszają konieczność zwiększenia importu węgla z zagranicy w 2018 i 2019 roku, co bez wątpienia przełoży się na wzrost cen miałów energetycznych. Węgiel jako podstawowy składnik kosztu generacji krajowej energii elektrycznej, wprowadza dodatkowe ryzyka związane z procesem kontraktacji terminowej.

Powołanie Spółki ElectroMobility Poland SA

PGE Polska Grupa Energetyczna, Energa, Enea oraz Tauron Polska Energia 19 października 2016 r. powołały spółkę ElectroMobility Poland SA. Działalność nowej spółki ma przyczynić się do powstania systemu elektromobilności w Polsce i do realizacji programu dążącego do budowy polskiego pojazdu elektrycznego oraz wprowadzenia go do sprzedaży masowej.

Nowa spółka dysponuje kapitałem zakładowym w wysokości 10 mln zł. Każda ze spółek powołujących ElectroMobility Poland objęła po 25% kapitału akcyjnego, uzyskując w ten sposób po 25% głosów na walnym zgromadzeniu akcjonariuszy. W styczniu 2018 r. dokonano podwyższenia kapitału zakładowego spółki przez akcjonariuszy do łącznej kwoty 30 mln zł.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2015/2193 z 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

W dniu 27 listopada 2017 r. weszły w życie przepisy dyrektywy MCP dla średnich obiektów energetycznego spalania (z ang. medium combustion plants), wprowadzone do ustawy Prawo ochrony środowiska poprzez ustawę z dnia 15 września 2017 r. o zmianie ustawy Poś oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2017 r. poz. 1999). Kluczowym zakresem regulacji ww. dyrektywy jest określenie norm emisji trzech rodzajów zanieczyszczeń powietrza – dwutlenku siarki (SO_2), tlenków azotu (NO_x) i pyłu dla istniejących oraz nowych średnich obiektów energetycznego spalania, ustanowienie obowiązku okresowego monitorowania SO_2 , NO_x , pyłu i CO oraz wskazanie terminów wymaganego dostosowania instalacji. Obecnie trwa proces legislacyjny rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów, uwzględniającego zapisy dyrektywy MCP.

Nowe regulacje prawne są istotne z punktu widzenia spółek, w których udziały posiada Enea Wytwarzanie sp. z o.o. i w których zlokalizowane są tzw. „średnie obiekty energetycznego spalania” zdefiniowane wprost w dyrektywie MCP. Do grona tych spółek należą: Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Obornikach (PEC Oborniki), Miejska Energetyka Ciepła Piła sp. z o.o. w Pile (MEC Piła) oraz Enea Ciepło sp. z o.o.

W celu spełnienia wymagań dyrektywy MCP w spółkach PEC Piła i MEC Oborniki konieczne będzie podjęcie działań dostosowawczych w zakresie ograniczenia emisji:

- pyłu - budowa instalacji odpylania spalin,
- SO_2 - spalanie węgla o zawartości siarki poniżej 0,6% lub budowa instalacji odsiarczania spalin.

Wymagany termin dostosowania instalacji do nowych wymagań to:

- dla instalacji ≤ 5 MW - do 01.01.2030 r.,
- dla instalacji > 5 MW - do 01.01.2025 r.

W Enea Ciepło sp. z o.o. nie planuje się podejmowania działań dostosowawczych ze względu na możliwość uzyskania odstępstwa dla źródeł emisji pracujących poniżej 500 h rocznie.

Nowelizacja ustawy o OZE

14 sierpnia 2017 r. Prezydent RP podpisał nowelizację ustawy z 20 lutego 2015 r. o OZE. Jak wskazano w uzasadnieniu do projektu ustawy jej celem jest wprowadzenie rozwiązania ułatwiającego zrównoważony rozwój w obszarze odnawialnych źródeł energii poprzez zmianę wysokości jednostkowej opłaty, będącej elementem pozwalającym na uelastycznienie rynku zielonych certyfikatów, oraz - w perspektywie długoterminowej - zmniejszenie nadpodaży certyfikatów na tym rynku. Powyższy cel ma zostać osiągnięty w szczególności poprzez „urynkowanie” poziomu tzw. opłaty zastępczej.

Na mocy nowelizacji zrezygnowano ze stałej wartości opłaty zastępczej, a w to miejsce powiązано jej wysokość z rynkowymi cenami praw majątkowych wynikających ze świadectwa pochodzenia. Dodatkowo, zmianie uległa opłata (sposób jej wyznaczenia) za wpis do rejestru świadectw pochodzenia.

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych

W dniu 28 grudnia 2017 roku Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, przedłożony przez Ministra Energii. Projekt zaproponował regulacje, których celem będzie stymulowanie rozwoju elektromobilności w Polsce oraz zastosowanie w transporcie paliw alternatywnych, w tym energii elektrycznej. Ustawa tworzy podstawy prawne do rozbudowy infrastruktury do ładowania samochodów energią elektryczną, wspierając rozwój rynku i infrastruktury paliw alternatywnych oraz innowacyjnych form transportu. Prezydent RP Andrzej Duda podpisał ustawę w dniu 5 lutego 2018 r. Weszła ona w życie po upływie 14 dni od dnia publikacji w Dzienniku Ustaw.

Ustawa wprowadza nowe pojęcia, w tym usługę ładowania. Ładowanie pojazdów elektrycznych to nowy rodzaj działalności gospodarczej – usługa ładowania nie stanowi sprzedaży energii elektrycznej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne, i dlatego nie będzie wymagała koncesji. Usługa ładowania zapewni jednak odpłatne ładowanie pojazdów w ogólnodostępnej stacji ładowania.

Pierwszy etap rozwoju stacji ładowania energią elektryczną przypadnie na lata 2018 i 2019. Infrastruktura w tym okresie powinna rozwijać się na zasadach rynkowych, z dofinansowaniem ze środków publicznych. Jeśli do końca 2019 r. nie zostanie osiągnięta liczba stacji ładowania w gminach spełniających warunki określone w ustawie, wówczas gmina będzie musiała opracować plan rozwoju brakującej infrastruktury do ładowania pojazdów, a za budowę na jej obszarze brakujących stacji ładowania będzie odpowiadał operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Wprowadzanie poszczególnych rozwiązań będzie stopniowe i zakończy się w 2028 roku.

Ustawa z 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne

2 sierpnia 2017 r. Prezydent RP podpisał ustawę Prawo wodne. Ustawa ta zastępuje ustawę z 2001 r., która reguluje gospodarowanie wodami, w tym kształtowanie i ochronę zasobów wodnych, korzystanie z wód oraz zarządzanie zasobami wodnymi, sprawy własności wód oraz gruntów pokrytych wodami, a także zasady gospodarowania tymi składnikami w odniesieniu do majątku Skarbu Państwa. Zmiana ustawy związana jest z implementacją wymagań dyrektywy Parlamentu Europejskiego ustanawiającej ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej. Ustawa likwiduje zwolnienia z opłat z tytułu gospodarczego wykorzystania wody do celów energetycznych, jak również wprowadza dodatkowe opłaty z tego tytułu począwszy od 2018 r.

Ustawa o rynku mocy

28 grudnia 2017 r. Prezydent RP podpisał ustawę o rynku mocy. Głównym celem ustawy jest zapewnienie ciągłości i stabilności dostaw energii elektrycznej dla przemysłu i gospodarstw domowych. Rynek mocy ma zapewnić zachęty do inwestycji i działań modernizacyjnych w energetyce. Rynek ten dotyczy tzw. mocy dyspozycyjnej netto, którą mogą oferować wytwórcy oraz sterowane odbiory energii. Zgodnie z ustawą celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w horyzoncie średnio i długoterminowym – tzw. wystarczalności mocy wytwórczych. Głównym elementem rynku mocy będą aukcje. Pierwsze aukcje będą organizowane w 2018 r. przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i będą dotyczyć lat 2021-2023. Koszty rynku mocy będą ponosić odbiorcy końcowi energii w postaci dodatkowej opłaty.

REMIT

REMIT – rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (ang. Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency). Na mocy rozporządzenia rynek energii elektrycznej podlega ścisłym, restrykcyjnym zasadom publikacji i jawności wszystkich informacji, które mogą mieć wpływ na ceny produktów energetycznych na hurtowym rynku energii, w tym bezwzględny zakaz manipulacji rynkowej. Z REMIT wynika obowiązek rejestracji każdego uczestnika rynku w krajowym rejestrze uczestników rynku. Uczestnik rynku zobowiązany jest do raportowania danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń. Raportowaniu w EW podlegają dane podstawowe dotyczące zdolności i wykorzystania infrastruktury wytwórczej. Z REMIT wynika obowiązek podania informacji wewnętrznej do publicznej wiadomości, w formie komunikatu. [Rozporządzenie REMIT](#) zakazuje manipulacji oraz prób manipulacji na rynku i zakazuje wykorzystywania informacji wewnętrznych. [Rozporządzenie REMIT](#) wyposaża organy regulacyjne w uprawnienia związane z prowadzeniem dochodzeń i egzekwowaniem przepisów rozporządzenia.

Koncesje

Grupy energetyczne działają na polskim rynku energii w oparciu o udzielone im koncesje. Poniższa tabela przedstawia koncesje posiadane przez Spółki GK Enea:

Spółka	Koncesja na:
Enea SA	<ul style="list-style-type: none">◦ obrót energią elektryczną - ważna do 31 grudnia 2025 r.◦ obrót paliwami gazowymi - ważna do 31 grudnia 2030 r.
Enea Operator sp. z o.o.	<ul style="list-style-type: none">◦ dystrybucję energii elektrycznej - ważna do 1 lipca 2030 r.

Spółka**Koncesja na:**

Enea Wytwarzanie sp. z o.o.	<ul style="list-style-type: none">◦ wytwarzanie energii elektrycznej - ważna do 31 grudnia 2030 r.◦ obrót energią elektryczną - ważna do 31 grudnia 2030 r.◦ wytwarzanie ciepła - ważna do 31 grudnia 2025 r.◦ przesyłanie i dystrybucję ciepła - ważna do 31 grudnia 2025 r.
Enea Trading sp. z o.o.	<ul style="list-style-type: none">◦ obrót energią elektryczną - ważna do 31 grudnia 2030 r.◦ obrót paliwami gazowymi - ważna do 31 grudnia 2030 r.◦ obrót gazem ziemnym z zagranicą - ważna do 31 grudnia 2030 r.
Enea Ciepło sp. z o.o.	<ul style="list-style-type: none">◦ obrót, wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję energii cieplnej do 30 września 2028 r.
MEC Piła sp. z o.o.	<ul style="list-style-type: none">◦ wytwarzanie ciepła - ważna do 31 grudnia 2025 r.◦ przesyłanie i dystrybucję ciepła - ważna do 31 grudnia 2025 r.◦ wytwarzanie energii elektrycznej - ważna do 31 grudnia 2030 r.
PEC Oborniki sp. z o.o.	<ul style="list-style-type: none">◦ wytwarzanie ciepła - ważna do 31 grudnia 2025 r.◦ przesyłanie i dystrybucję ciepła - ważna do 31 grudnia 2025 r.
Enea Elektrownia Połaniec	<ul style="list-style-type: none">◦ wytwarzanie energii elektrycznej - ważna do 1 listopada 2025 r.◦ obrót energią elektryczną - ważna do 31 grudnia 2030 r.◦ wytwarzanie ciepła - ważna do 1 listopada 2025 r.◦ przesyłanie i dystrybucję ciepła - ważna do 1 listopada 2025 r.
LW Bogdanka SA	<ul style="list-style-type: none">◦ wydobywanie węgla kamiennego ze złoża Bogdanka objętego obszarem górniczym Puchaczów V - ważna do 31 grudnia 2031 r.◦ wydobywanie węgla kamiennego ze złoża Lubelskie Zagłębie Węglowe - obszar K-3 objętego obszarem górniczym Stręczyn - ważna do 17 lipca 2046 r.◦ wydobywanie węgla kamiennego ze złoża Ostrów położonego na terenie gmin: Ludwin, Łęczna, Ostrów Lubelski, Puchaczów, Sosnowica, Uścimów w województwie lubelskim - ważna do 31 grudnia 2065 r.◦ rozpoznawanie złoża węgla kamiennego Orzechów położonego na terenie gmin: Sosnowica, Uścimów, Urszuli, Cyców, Puchaczów i Ludwin w województwie lubelskim - ważna do 14 listopada 2020 r.

Uprawnienia do emisji CO₂

Istotnym elementem po stronie kosztowej, warunkującym rentowność wytwarzania energii elektrycznej jest przydział darmowych uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji w danym okresie rozliczeniowym. Otrzymanie darmowego przydziału emisji CO₂ warunkuje realizację dedykowanych inwestycji w Grupie Enea zgłoszonych do Krajowego Planu Inwestycyjnego (KPI). Wartość rzeczywiście poniesionych nakładów jest bazą do otrzymania uprawnień.

W roku 2017 prowadzone były prace związane z możliwością wykorzystania nieprzyznaných uprawnień z tytułu niższych wobec planowanych kosztów zrealizowanych inwestycji. Ministerstwo Środowiska prowadzi rozmowy z KE w sprawie rozszerzenia listy zadań inwestycyjnych, zamkniętej w 2012 r., o nowe projekty z obszaru OZE, inwestycji niskoemisyjnych, inwestycji dotyczących efektywności energetycznej, inwestycji w sieci przesyłowe lub ciepłownicze.

W 2017 roku ustalono również zasady funkcjonowania IV fazy EU ETS, rozpoczynającej się od 2021 r. Do najistotniejszych zmian, mogących diametralnie wpłynąć na sytuację rynkową zalicza się m.in.:

- zwiększenie wskaźnika liniowego do 2,2%
- brak darmowych uprawnień dla sektorów niezaliczanych jako narażonych na ryzyko ucieczki (carbon leakage)
- podwojenie przez pierwsze 4 lata funkcjonowania MSR liczby uprawnień ściąganych z puli aukcyjnej do rezerwy do poziomu 24% nadwyżki uprawnień
- trwałe usunięcie z rynku 800 mln uprawnień z MSR

Polska zrealizowała zgodnie z planem założenia sprzedaży 85,88 mln uprawnień do emisji CO₂ w 2017 r. 14,99 mln pochodzi z uprawnień niesprzedanych w 2016 r., a 70,89 mln stanowi wolumen pierwotnie przewidziany do sprzedaży w 2017 r. Miejszem sprzedaży polskich jednostek EUA jest platforma aukcyjna giełdy EEX, z którą Polska powtórnie podpisała umowę na sprzedaż uprawnień do emisji. Aukcje odbywają się w co drugą środę - na każdej z nich, z wyjątkiem pierwszej i ostatniej oraz aukcji przeprowadzanych w sierpniu, przedmiotem sprzedaży jest 4,857 mln EUA. W 2018 roku istotnymi elementami wpływającymi na wycenę uprawnień do emisji CO₂ poza czynnikami makroekonomicznymi oraz zmianami cen surowców energetycznych i prądu będą wydarzenia polityczne w UE. Szczególnie cenotwórcze będą negocjacje dotyczące Brexitu oraz wybory parlamentarne we Włoszech datowane na 4 marca.

Data aukcji	Wolumen	Cena aukcyjna [euro]	Wolumen narastająco	% wolumenu narastająco
29 marca 2017 r.	5 738 500	4,71	5 738 500	7%
12 kwietnia 2017 r.	4 857 000	4,84	10 595 500	12%
26 kwietnia 2017 r.	4 857 000	4,49	15 452 500	18%
10 maja 2017 r.	4 857 000	4,49	20 309 500	24%
24 maja 2017 r.	4 857 000	4,81	25 166 500	29%
7 czerwca 2017 r.	4 857 000	4,97	30 023 500	35%
21 czerwca 2017 r.	4 857 000	4,95	34 880 500	41%
5 lipca 2017 r.	4 857 000	5,1	39 737 500	46%
19 lipca 2017 r.	4 857 000	5,39	44 594 500	52%
2 sierpnia 2017 r.	2 428 500	5,29	47 023 000	55%
16 sierpnia 2017 r.	2 428 500	5,62	49 451 500	58%
30 sierpnia 2017 r.	2 428 500	6,02	51 880 000	60%
13 września 2017 r.	4 857 000	6,95	56 737 000	66%
27 września 2017 r.	4 857 000	6,75	61 594 000	72%

Data aukcji	Wolumen	Cena aukcyjna [euro]	Wolumen narastająco	% wolumenu narastająco
11 października 2017 r.	4 857 000	7,4	66 451 000	77%
25 października 2017 r.	4 857 000	7,41	71 308 000	83%
8 listopada 2017 r.	4 857 000	7,62	76 165 000	89%
22 listopada 2017 r.	4 857 000	7,46	81 022 000	94%
6 grudnia 2017 r.	4 855 000	7,38	85 877 000	100%

Ograniczenie emisji zanieczyszczeń

17 sierpnia 2017 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej opublikowano tzw. konkluzje BAT (kBAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania (Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE). Opublikowane kBAT wprowadzają m.in. bardziej restrykcyjne (niż w dyrektywie IED) wymogi dla takich zanieczyszczeń, jak: dwutlenek siarki, tlenki azotu i pył. Dopuszczalnymi poziomami emisji (BAT – AELs) objęte zostały także dodatkowe substancje: rtęć, chlorowodór, fluorowodór i amoniak. Zgodnie z wymogami określonymi w kBAT, począwszy od 17 sierpnia 2017 r. rozpoczął się 4-letni okres dostosowawczy.

Elektrownia Kozienice

2017/2016	SO ₂			NO _x			Pył			Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
	Emisja SO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji SO ₂ [kg/MWh]	Opłata za emisję SO ₂ [tys.zł]	Emisja NO _x [Mg]	Wskaźnik emisji NO _x [kg/MWh]	Opłata za emisję NO _x [tys.zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys. zł]	
2017	9 601,85	0,747	5 089,00	11 876,85	0,924	6 294,70	281,64	0,022	98,6	12 853 580,92
2016	9 657,04	0,701	5 118,20	14 308,16	1,039	7 583,30	402	0,029	140,7	13 770 054,66
Zmiana %	-0,57	6,56	-0,57	-16,99	-11,07	-16,99	-29,94	-24,14	-29,91	-6,66

Elektrownia Połaniec

SO ₂	NO _x	Pył
-----------------	-----------------	-----

2017/2016	SO ₂			NO _x			Pył			
	Emisja SO ₂ [Mg]	Wskaźnik emisji SO ₂ [kg/MWh]	Opłata za emisję SO ₂ [tys. zł]	Emisja NO _x [Mg]	Wskaźnik emisji NO _x [kg/MWh]	Opłata za emisję NO _x [tys. zł]	Emisja pyłu [Mg]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/MWh]	Opłata za emisję pyłu [tys. zł]	Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]
2017	7 112,70	0,71	3 769,73	11 901,09	1,19	6 307,58	555,82	0,06	194,54	9 974 193,20
2016	7 692,76	0,69	4 077,17	15 637,47	1,4	8 287,86	600,15	0,05	210,05	11 164 530,00
Zmiana %	-7,54	2,9	-7,54	-23,89	-15	-23,89	-7,39	20	-7,38	-10,66

Dotrzymanie wymogów formalno-prawnych

Enea Wytwarzanie

W 2017 r. nie stwierdzono naruszeń wymogów formalno-prawnych w Spółce, z wyjątkiem kilku przekroczeń standardów emisyjnych SO₂ w Elektrociepłowni Białystok, związanych z prowadzeniem ruchu regulacyjnego nowo wybudowanej instalacji odsiarczania spalin.

Instalacja		SO ₂		Pył		NO _x	
		[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania	[Mg]	% wykorzystania
Elektrownia Kozienice	emisja	8	68,5	211,26	14,1	-	-
	roczny pułap	583,89		1			
Elektrociepłownia Białystok	emisja	1	57,2	58,72	27,2	297,04	22
	roczny pułap	12		215,69			
Razem	emisja	10	66,6	262,98	15,7	297,04	22
	roczny pułap	109,09		1			
		15		718,39		347,75	
		189,06					

W 2017 r. nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

Enea Elektrownia Połaniec

Enea Połaniec SA korzysta z derogacji wynikającej z dyrektywy IED – derogacja naturalna 17.500 godzin, którą objęty jest kocioł nr 1. Z limitu 17.500 godzin wykorzystano łącznie 4.736 godzin, w tym, w samym

2017 r., wykorzystano 2.547 godzin. Do wykorzystania pozostało 12.764 godzin. W 2017 r. nie stwierdzono przekroczeń standardów emisyjnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

Taryfa 2018 – dystrybucja energii elektrycznej

Taryfa dla ENEA Operator na 2018 rok zatwierdzona została przez Prezesa URE 14 grudnia 2017 roku, następnie zmieniona decyzjami z dnia 3 stycznia 2018 roku oraz 16 stycznia 2018 roku. Taryfa została opracowana według założeń opublikowanych przez Prezesa URE w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2018” oraz zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone dla roku 2018 skutkują następującymi zmianami płatności dla odbiorców w poszczególnych zespołach grup taryfowych:

- A – spadek o 2,23%
- B – spadek o 1,58%
- C2 – spadek o 0,61%
- C1 – spadek o 0,70%
- G – spadek o 0,73%

Wyżej wymienione wielkości uwzględniają wpływ opłat przenoszonych (przejściowej, jakościowej oraz OZE). W przypadku wyeliminowania powyższych wielkości te wynoszą odpowiednio:

- A – wzrost o 1,61%
- B – wzrost o 1,45%
- C2 – wzrost o 1,28%
- C1 – wzrost o 1,40%
- G – wzrost o 1,19%

Operacyjna Rezerwa Mocy (ORM)

- Mechanizm ORM prowadzony jest przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne - Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) w ramach katalogu usług systemowych
- Dla wytwórców energii jest bodźcem ekonomicznym do oferowania OSP mocy wytwórczych w godzinach szczytowego zapotrzebowania na moc
- ORM są objęte dyspozycyjne zdolności wytwórcze, stanowiące nadwyżkę mocy dostępnej dla OSP ponad zawarte kontrakty dla zapotrzebowania na energię elektryczną
- Cena jednostkowa za ORM zależy od ilości dostępnych dla OSP zdolności wytwórczych ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte:
 - w ramach umów sprzedaży energii
 - na Rynku Bilansującym w ramach zmiany swobodnej
- Cena jednostkowa za ORM zależy od ilości dostępnych dla OSP zdolności wytwórczych ponad zapotrzebowanie i nie może być wyższa niż cena referencyjna, która dla roku 2015 wyniosła 37,28 zł/MWh, dla roku 2016 wynosi 41,20 zł/MWh, a w roku 2017 ten poziom to 41,79 zł/MWh

Parametry modelu rozliczeń ORM dla lat 2016-2017:

Parametr	2016	2017
Budżet godzinowy [zł]	128 758,72	144 070,61
Cena referencyjna [zł/MWh]	41,20	41,79
Wielkość godzinowa wymaganej ORM [MWh]	3 451,09	3 447,49
Liczba godzin szczytu zapotrzebowania	3 780	3 765
Budżet roczny ORM [mln zł]	486,70	542,40

W 2016 r. zmieniono obowiązujące zasady rozliczania ORM, które we wcześniejszych okresach powodowały, że w godzinach, w których cena jednostkowa za ORM osiągała wartość maksymalną, OSP nie wykorzystywał w pełni budżetu przeznaczanego na tę usługę. Od roku 2016 zostały wprowadzone dodatkowe rozliczenia korekcyjne (miesięczne i roczne), które weryfikują ponownie rozliczenie i ewentualne niewykorzystane środki z ORM są rozdysponowywane na jednostki uczestniczące w rezerwie.

Od roku 2017 w ramach wolumenu ORM (POR) są uwzględniane jednostki odbiorcze z możliwością redukcji zapotrzebowania (DSR).