



Innowacyjne modele biznesowe wprowadzania na rynek energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i uwolnienia potencjału elastyczności użytkowania energii elektrycznej w przemyśle

## Zalecenia dotyczące polityki

**Dokument 5.2**

**Wrzesień 2017**

## Podziękowania

Niniejszy raport został sporządzony jako część projektu „Innowacyjne modele biznesowe wprowadzania na rynek energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i uwolnienia potencjału elastyczności użytkowania energii elektrycznej w przemyśle”. Informacje o partnerach współpracujących w tym projekcie są dostępne na [www.IndustRE.eu](http://www.IndustRE.eu), a logo każdego z partnerów współpracujących w tym projekcie jest ukazane poniżej.

Autorami niniejszego dokumentu są: Lorenzo Simons, Tomás Gómez i Pablo Frías z Institute for Research in Technology (IIT) Uniwersytetu Pontificia Comillas.

Autorzy składają podziękowania i wyrażają wdzięczność wszystkim partnerom projektu, a szczególnie: Dimitrios Papadaskalopoulos i Roberto Moreira (Imperial College), Annelies Delnooz (VITO), Valerio Cascio (SER) oraz Jan Voss (BBH) za ich cenny wkład w ukończenie tego raportu.

Autorzy pragną również podziękować Smart Energy Demand Coalition (SEDC) za informacje zwrotne na temat zaleceń w sprawie polityki.



## Zrzeczenie się odpowiedzialności

Niniejszy projekt jest finansowany w programie ramowym UE w zakresie badań naukowych i innowacji Horizon 2020 w ramach umowy o grant nr 646191.

Za treść niniejszego raportu odpowiadają wyłącznie autorzy i nie koniecznie odzwierciedla on opinie Unii Europejskiej. INEA ani Komisja Europejska nie ponosi odpowiedzialności za jakiegokolwiek wykorzystanie zamieszczonych w nim informacji.

Chociaż niniejsza publikacja została przygotowana z należytą starannością, autorzy i ich pracownicy nie udzielają gwarancji odnośnie jej treści i nie będą odpowiedzialni za żadne szkody bezpośrednie, przypadkowe lub wtórne, które mogą wynikać z użycia informacji lub danych zawartych w tej publikacji. Reprodukacja jest dozwolona pod warunkiem, że materiał nie jest skrócony i jego źródło jest podane.

## Spis treści

Podziękowania .....	3
Lista akronimów i skrótów .....	5
Streszczenie dokumentu .....	6
Modele biznesowe.....	6
Analiza rozwiązań regulacyjnych .....	6
Zalecenia dotyczące polityki na poziomie krajowym .....	7
Zalecenia dotyczące polityki na poziomie europejskim.....	9
Dostęp do rynku .....	9
Usługi pomocnicze .....	9
Struktura taryf .....	9
Bilansowanie dwustronne.....	9
Miejscowe wytwarzanie energii .....	10
Harmonizacja w UE.....	10
1 Wstęp .....	11
2 Modele biznesowe.....	13
Analiza możliwości zastosowania modeli biznesowych w świetle rozwiązań regulacyjnych .....	16
4 Zalecenia dotyczące polityki.....	18
4.1 Główne zasady .....	18
4.2 Belgia.....	19
4.2.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią.....	19
4.2.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych.....	20
4.2.3 Taryfy .....	20
4.2.4 Bilansowanie dwustronne.....	21
4.2.5 Miejscowe wytwarzanie energii .....	21
4.3 Francja.....	21
4.3.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią.....	21
4.3.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych.....	22
4.3.3 Taryfy .....	22
4.3.4 Bilansowanie dwustronne.....	23
4.3.5 Miejscowe wytwarzanie energii .....	23
4.4 Niemcy .....	23
4.4.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią.....	23
4.4.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych.....	24

4.4.3 Taryfy .....	24
4.4.4 Bilansowanie dwustronne.....	24
4.4.5 Miejscowe wytwarzanie energii .....	25
4.5 Włochy .....	25
4.5.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią.....	25
4.5.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych.....	26
4.5.3 Taryfy i dostęp .....	26
4.5.4 Bilansowanie dwustronne.....	28
4.5.5 Miejscowe wytwarzanie energii .....	28
4.6 Hiszpania .....	29
4.6.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią.....	29
4.6.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych.....	29
4.6.3 Struktura taryf .....	30
4.6.4 Bilansowanie dwustronne.....	30
4.6.5 Miejscowe wytwarzanie energii .....	30
4.7 Wielka Brytania .....	31
4.7.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią.....	31
4.7.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych.....	31
4.7.3 Taryfy i kształtowanie cen.....	32
4.7.4 Bilansowanie dwustronne.....	33
4.7.5 Miejscowe wytwarzanie energii .....	33
4.8 Wnioski .....	34
5 Zalecenia końcowe .....	35
5.1 Podsumowanie zaleceń dotyczących polityki .....	35
5.2 Ogólnoeuropejskie zalecenia w sprawie polityki.....	36
5.2.1 Miejscowe wytwarzanie energii .....	36
5.2.2 Usługi pomocnicze.....	36
5.2.3 Struktura taryf .....	36
5.2.4 Bilansowanie dwustronne.....	37
5.2.5 Miejscowe wytwarzanie energii .....	37
5.2.6 Harmonizacja w Unii Europejskiej .....	37
6 Bibliografia .....	38
7 Historia zmian .....	40
Załącznik 1.....	41

## Lista akronimów i skrótów

aFRR	Rezerwy przywrócenia częstotliwości uruchamiane automatycznie (Automatic Frequency Restoration Reserves)
POB	Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie
PUB	Podmiot Świadczący Usługi Bilansowania
DN	Dzień Następny
GR	Generacja Rozproszona
DNO	Operator Sieci Dystrybucyjnej (Distribution Network Operator)
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
KE	Komisja Europejska
UE	Unia Europejska
FCR	Rezerwa utrzymania częstotliwości
FFR	Szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (Firm Frequency Response )
FID	Elastyczne zapotrzebowanie przemysłowe (Flexible Industrial Demand )
FIT	Taryfa gwarantowana (Feed-in tariff)
FRR	Rezerwa odbudowy częstotliwości (Rezerwa wtórna)
mFRR	Rezerwa odbudowy częstotliwości uruchamiana ręcznie (Rezerwa wtórna uruchamiana ręcznie)
KOR	Krajowy Organ Regulacyjny
PV	Fotowoltaika
OZE	Odnawialne Źródła Energii
RR	Rezerwa zastępcza (Replacement Reserves)
OS	Operator Systemu
TSO	Operator Systemu Przesyłowego
VRE	Energia z odnawialnych źródeł o zmiennej wydajności (Variable Renewable Energy)

## Streszczenie dokumentu

W ramach projektu IndustRE ustalono, że potencjał elastyczności oferowany przez największe i najbardziej energochłonne sektory stanowi dla odbiorców przemysłowych sposobność obniżenia kosztów energii elektrycznej dzięki wykorzystaniu innowacyjnych modeli biznesowych i przysporzenia znacznych korzyści dla systemu, łącznie z kosztowo efektywnym rozwojem i integracją energii odnawialnej.

W poprzednich pakietach prac zostały zdefiniowane i opisane modele biznesowe najbardziej odpowiednie dla wykorzystania elastyczności zapotrzebowania przez odbiorców przemysłowych, samodzielnego albo z udziałem wytwarzania energii z odnawialnych źródeł o zmiennej wydajności (VRE). Niniejszy dokument rozpoczyna się od wprowadzenia definicji modeli biznesowych i formułuje dla poszczególnych krajów zalecenia dotyczące polityki, niezbędne dla wdrożenia tych modeli biznesowych.

### Modele biznesowe

Model biznesowy można w tym projekcie rozumieć jako zbiór biznesowych strategii elastyczności dotyczących elastycznego zapotrzebowania przemysłowego (FID) w odniesieniu do zużycia energii elektrycznej, mających na celu wytworzenie korzyści ekonomicznych. Strategie te mogą wynikać z połączenia różnorodnych instrumentów w celu uzyskania korzyści ekonomicznych z różnych źródeł przychodów i oszczędności.

Głównymi źródłami oszczędności na rachunku za energię są i obniżone koszty energii elektrycznej i uniknięte lub obniżone opłaty za dostęp do sieci i inne regulowane należności, podczas gdy źródłem przychodów jest wynagrodzenie otrzymane za bezpośrednie świadczenie usług elastyczności. Zdefiniowano trzy narzędzia, którymi dysponuje FID umożliwiające uzyskanie korzyści z następujących źródeł: własna elastyczność obciążenia pozwalająca na dostosowanie harmonogramów zużycia w odpowiedzi na otrzymane sygnały, zawarcie dwustronnych kontraktów z wytwórcami energii z odnawialnych źródeł o zmiennej wydajności (VRE), oraz zainstalowanie miejscowych jednostek generacji z VRE.

### Analiza rozwiązań regulacyjnych

Przeprowadzona analiza rozwiązań regulacyjnych ma na celu zidentyfikowanie głównych barier regulacyjnych, które mogą utrudniać wdrażanie omawianych modeli biznesowych w zbiorze krajów docelowych: Belgia, Francja, Hiszpania, Niemcy, Wielka Brytania i Włochy.

Analiza wykazała, że **model I** (oparty na reakcji na finalne ceny energii elektrycznej, polegającej na przesunięciu zużycia z okresów wysokich cen do niskich) jest rentowny i wdrożony we wszystkich krajach docelowych. Podobnie **model II** (świadczenie usług elastyczności innym podmiotom systemu) został już wdrożony w większości krajów docelowych, z wyjątkiem Hiszpanii i Włoch. Można oczekiwać, że po zbliżającej się reformie we Włoszech model ten stanie się rentowny i Hiszpania będzie jedynym krajem, w którym ten model będzie nadal nierentowny.

**Model III** (zawarcie dwustronnych kontraktów na dostawę energii elektrycznej między FID i wytwórcami energii z VRE) i model V (obejmujący zainstalowanie przez odbiorcę przemysłowego miejscowych źródeł generacji VRE) są rentowne, ale struktura taryf i nieefektywne subsydiowanie energii wytwarzanej z VRE powodują, że modele te nie zostały jeszcze wdrożone w żadnym kraju.

**Model IV** – zawarcie długoterminowych dwustronnych kontraktów między FID i wytwórcami energii z VRE w celu minimalizowania ich niezbilansowania jest w obecnej chwili w znacznej mierze hipotetyczny we wszystkich krajach docelowych. Wynika to z faktu, że większość krajów przyjęła jednolity system cen za niezbilansowanie, agregacja zapotrzebowania i generacji nie jest dozwolona i nie wszędzie jest wymagane przyjęcie odpowiedzialności za bilansowanie przez wytwórców energii z VRE.

### **Zalecenia dotyczące polityki na poziomie krajowym**

Niniejszy dokument podaje dla poszczególnych krajów pewne zalecenia dotyczące polityki niezbędne dla dostosowania obecnych ram regulacyjnych w celu przyciągnięcia większego udziału strony popytowej. Nasze zalecenia dotyczące polityki zakwalifikowaliśmy do pięciu kategorii: dostęp do rynku i zarządzanie energią, przychody ze świadczenia usług pomocniczych, taryfy, bilansowanie dwustronne i miejscowe wytwarzanie energii. Poniżej przedstawiono zestawienie głównych zaleceń dotyczących polityki dla każdego kraju.

#### **Belgia**

- W przyszłości także rezerwy wtórne powinny zostać otwarte dla udziału strony popytowej, aby stały się neutralne technicznie.
- Ramy regulacyjne powinny umożliwiać dynamiczną interakcję OSP-OSD i koordynację w celu optymalizacji zarządzania systemem przez wykorzystanie elastyczności z różnych źródeł.
- Ramy regulacyjne powinny zapewnić jasne zasady ujmowania na poziomie OSD (w odniesieniu do korzyści) kosztów świadczenia usług pomocniczych pochodzących z różnych źródeł, jak: odpowiedź strony popytowej, magazynowanie energii, elastyczna (rozproszona) generacja, w różnych ramach czasowych.

#### **Francja**

- Dalsze rozwijanie rynków w celu świadczenia wszystkich usług systemowych i otwarcie tych rynków dla udziału strony popytowej (bezpośredniego lub za pośrednictwem niezależnych koncentраторów).
- Rozdzielenie świadczenia usług rezerwy pierwotnej (FCR) i rezerwy wtórnej uruchamianej automatycznie (aFRR) w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji, tak aby wyeliminować wymóg symetrii.
- Stopniowe wprowadzanie wymogu, aby wytwórcy energii z VRE byli odpowiedzialni za własne niezbilansowanie.

## Niemcy

- Stworzenie ogólnych ram (zamiast obecnych umów dwustronnych) dla systemu opłat kompensacyjnych pomiędzy niezależnymi koncentratorami i sprzedawcami detalicznymi.
- Taryfa sieciowa powinna zawierać również składnik stały, składnik wolumetryczny i składnik zależny od poboru w okresach szczytowych, w przeciwieństwie do obecnych taryf o charakterze czysto wolumetrycznym uwzględniających także moc umowną.
- Koszty sieci powinny być ponoszone przez użytkowników sieci. Wyjątki dla dużych przedsiębiorstw przemysłowych należy zlikwidować, jeżeli są one przeciwnie skuteczne dla zwiększenia elastyczności.

## Włochy

- Opłaty regulowane, które nie są bezpośrednio związane z użytkowaniem sieci elektroenergetycznych, powinny zostać oddzielone od pozostałych opłat w taki sposób, aby nie zniekształcały cen na rynku energii elektrycznej i odzwierciedlających koszty opłat sieciowych. Ponadto, odbiorcy powinni otrzymywać odpowiednie informacje (EUR/kW, EUR/kWh,...), aby wiedzieli na jakiej podstawie koszty te są naliczane.
- Dostosowanie istniejących mechanizmów awaryjnego odłączania odbiorców i uwzględniania mocy umownej oraz stworzenie bardziej konkurencyjnych i dynamicznych instrumentów rynkowych, zgodnie ze standardowymi procedurami zapewnienia rezerwy mocy i usług bilansujących.
- Spowodowanie, aby wytwórcy energii z VRE byli odpowiedzialni za swoje niezbilansowanie w takim samym stopniu i na równych warunkach rynkowych jak wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych pracujących w sposób ciągły. Niezbędne jest dostosowanie ram regulacyjnych w celu stworzenia tego rodzaju równych warunków rynkowych przez przybliżenie czasu zamknięcia bramki do czasu rzeczywistego. Drugim koniecznym warunkiem jest umożliwienie agregacji, tak aby wytwarzanie energii z VRE mogło redukować swoje niezbilansowanie, na przykład przez kontraktowanie elastycznego zapotrzebowania.

## Hiszpania

- Udział w obrocie hurtowym: umożliwienie składania ofert kompleksowych na rynku dnia następnego.
- Udostępnienie rezerw przez stronę popytową: tworzenie produktów asymetrycznych i umożliwienie udziału strony popytowej. Obniżenie minimalnej wielkości oferty (np. 1 MW).
- Struktura taryf: wprowadzenie taryf odzwierciedlających koszty; usunięcie z taryf opłat regulowanych, które nie są bezpośrednio związane z użytkowaniem sieci elektroenergetycznych. Upewnienie się, że taryfy stanowią zachętę do udziału strony popytowej a nie penalizują go.



## **Wielka Brytania**

- Wdrożony mechanizm wynagradzania za rezerwy mocy powinien działać na równych warunkach zarówno dla wytwarzania jak i zapotrzebowania.
- Przybliżenie zakupu usług pomocniczych do czasu rzeczywistego.
- Obniżenie minimalnej wartości oferty udziału w usługach pomocniczych.

## **Zalecenia dotyczące polityki na poziomie europejskim**

Na podstawie analiz różnych krajów docelowych sformułowano zalecenia dotyczące polityki ogólnoeuropejskiej, które zostały zakwalifikowane do sześciu kategorii.

### **Dostęp do rynku**

- Dużym odbiorcom należy zapewnić dostęp do uczestniczenia w hurtowych rynkach energii elektrycznej (rynkach dnia następnego i dnia bieżącego), w tym również poprzez koncentratorów.
- Umożliwienie udziału odbioru i magazynowania w rynkach rezerw i rynkach bilansujących, w tym również poprzez koncentratorów.
- Zagwarantowanie na tych rynkach uczciwych warunków technicznych dla odbioru.
- Umożliwienie ułatwiania odbiorcom zaangażowania w istniejące mechanizmy wynagradzania za zdolności wytwórcze.

### **Usługi pomocnicze**

- Stworzenie konkurencyjnych mechanizmów odłączania odbiorów.
- Promowanie aktywnego zarządzania siecią przez operatorów systemów dystrybucyjnych z przy dostarczaniu elastyczności przez zapotrzebowanie przemysłowe w lokalnych usługach sieciowych.

### **Struktura taryf**

- Taryfy sieciowe odzwierciedlające koszty: stała opłata (EUR) + opłata za moc umowną (EUR/kW) w godzinach szczytu.
- Inne koszty regulowane, które nie zależą bezpośrednio od zmian w zużyciu lub wprowadzaniu do systemu energii elektrycznej, powinny zostać oddzielone od wolumetrycznej składowej taryfy (EUR/kWh) i być regulowane za pomocą opłat w taki sposób, aby zminimalizować zniekształcenie cen odzwierciedlających koszty i opłat za usługi elektroenergetyczne.

### **Bilansowanie dwustronne**

Wymaganie od wytwórców energii z VRE przyjęcia odpowiedzialności za bilansowanie.

Działanie w kierunku jednego skutecznego systemu ustalania cen za niezbilansowanie.

W przypadku utrzymania systemu podwójnych cen za niezbilansowanie, umożliwienie agregacji i rekompensat za niezbilansowanie.

### **Miejscowe wytwarzanie energii**

Odejście od opomiarowania netto i umożliwienie miejscowego samodzielnego wytwarzania energii elektrycznej z VRE.

### **Harmonizacja w UE**

Oparta na określonych zasadach harmonizacja mechanizmów elastyczności w całej Unii Europejskiej.

## 1 Wstęp

Przed systemami elektroenergetycznymi stają obecnie nowe wyzwania aby w sposób zrównoważony zaspokoić rosnące obciążenia szczytowe, które na ogół występują w mniejszej liczbie godzin w skali roku, oraz przyjąć rosnący udział energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii pracujących w sposób nieciągły. Elastyczność obciążenia jest powszechnie uważana za jeden z kluczowych zasobów umożliwiających sprostanie tym wyzwaniom, który mógłby umożliwić efektywne wykorzystanie dostępnych zasobów w systemach elektroenergetycznych, ułatwiając tym samym rozwój i integrację energii z odnawialnych źródeł o zmiennej wydajności w sposób bardziej efektywny kosztowo.

Stworzenie warunków dla reagowania na popyt jest także istotnym składnikiem strategii UE, mającej na celu zwiększenie efektywności ekonomicznej w całej Europie, co przejawia się w licznych inicjatywach unijnych, obejmujących: trzeci Pakiet Energetyczny, Dyrektywę 2009/72/WE dot. wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Kodeksy Sieciowe oraz Dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (EED). W szczególności, dyrektywa EED wzywa krajowe organy regulacyjne (NRA) w całej Europie do przyjęcia odpowiedzialności za ułatwanie wszystkim odbiorcom reagowania na popyt.

W ramach projektu IndustRE ustalono, że potencjał elastyczności zapotrzebowania na energię elektryczną w największych i najbardziej energochłonnych sektorach przemysłu stanowi sposobność obniżenia kosztów energii elektrycznej dzięki wykorzystaniu innowacyjnych modeli biznesowych, a także przysporzenia znacznych korzyści dla systemu, łącznie z kosztowo efektywnym rozwojem i integracją energii odnawialnej. Po części z powodu braku wystarczającego doświadczenia i wiedzy odbiorców na temat systemu elektroenergetycznego, a także z powodu braku właściwych ram regulacyjnych i rynkowych w wielu krajach, wielu spośród odbiorców nie wykorzystuje tego potencjału elastyczności.

Zasadniczym celem projektu IndustRE jest wykorzystanie potencjału elastyczności w energochłonnych sektorach przemysłu w celu ułatwienia szerszego wprowadzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z pomocą innowacyjnych modeli biznesowych i usprawnień regulacyjnych. W tym właśnie kontekście, niniejszy dokument opisuje w rozdziale 2 modele biznesowe opracowane wcześniej w ramach projektu IndustRE dotyczącego wykorzystania przez odbiorców przemysłowych elastyczności zapotrzebowania, zarówno samodzielnie jak też z udziałem wytwarzania energii z odnawialnych źródeł o zmiennej wydajności.

W rozdziale 3 naświetlamy, w jaki sposób ramy regulacyjne i rynkowe wpływają na wdrożenie omawianych modeli biznesowych, szczególnie w zbiorze krajów docelowych (Belgia, Francja, Hiszpania, Niemcy, Wielka Brytania i Włochy, uwidocznionych na Rysunku 1.1).

Uwzględniając te bariery sformułowaliśmy odpowiednie dla każdego z krajów docelowych kraju zalecenia dotyczące polityki, przedstawione w rozdziale 4, podzielone na pięć kategorii: dostęp do rynku i zarządzanie energią, przychody ze świadczenia usług pomocniczych, taryfy, bilansowanie dwustronne i miejscowe wytwarzanie energii. Jest to głównym celem tego dokumentu, natomiast ocena ekonomicznej rentowności omawianych modeli biznesowych

w kategoriach kosztów i wymagań technicznych dla odbiorcy przemysłowego nie wchodzi w zakres tego raportu, gdyż przedmiotem poprzednich pakietów prac projektu IndustRE.



Rysunek 1.1 Zakres projektu: Kraje docelowe IndustRE

Źródłem tego dokumentu są prace prowadzone w ramach wcześniejszych zadań 2 Pakietu Prac projektu IndustRE, przedstawione w następujących dokumentach roboczych: Wstępna definicja modeli biznesowych (T2.1), p. (Papapetrou 2015), Przegląd ram regulacyjnych i rynkowych w krajach docelowych (T2.2), p. (Vallés, Frías, i Gómez 2015), Proces konsultacji zainteresowanych stron T2.3), p. (Jezdinsky and Nuño 2016) oraz Modele biznesowe i bariery rynkowe (T2.4), p. (Vallés, Gómez, i Frías 2016).

## 2 Modele biznesowe

Model biznesowy można w tym projekcie rozumieć jako zbiór biznesowych strategii elastyczności dotyczących elastycznego zapotrzebowania przemysłowego (FID) w odniesieniu do zużycia energii elektrycznej mających na celu wytworzenia korzyści ekonomicznych. Strategie te mogą wynikać z połączenia różnorodnych instrumentów w celu uzyskania korzyści ekonomicznych z różnych źródeł przychodów i oszczędności.

Głównymi źródłami oszczędności na rachunku za energię są obniżone koszty energii elektrycznej i uniknięte lub obniżone opłaty sieciowe i inne regulowane należności, podczas gdy źródłem przychodów jest wynagrodzenie otrzymane za bezpośrednie świadczenie usług elastyczności. Zdefiniowano trzy narzędzia, którymi dysponuje FID umożliwiające uzyskanie korzyści z tych źródeł: własna elastyczność obciążenia pozwalająca na dostosowanie harmonogramów zużycia w odpowiedzi na otrzymane sygnały, zawarcie dwustronnych kontraktów z wytwórcami energii z odnawialnych źródeł o zmiennej wydajności (VRE), oraz zainstalowanie miejscowych źródeł generacji VRE na terenie własnego zakładu.

Model biznesowy można zatem uważać za możliwość biznesową, powstałą przez połączenie niektórych z tych strategii i ujęcie ich w umożliwiających działanie ramach w sposób realistyczny i wykonalny. W wyniku tego zidentyfikowano pięć różnych modeli biznesowych, przedstawionych w Tabeli 1:

Źródło oszczędności/dochodów		Dostępne narzędzia		
		Tylko elastyczne zapotrzebowanie	+ kontrakt z wytwórcą z VRE	+ miejscowe wytwarzanie z VRE
Oszczędności	Koszty energii	<b>I</b> Odpowiedź na ceny dostawcy (reagowanie na ceny dostawcy zależne od czasu) Odpowiedź na ceny rynkowe (reagowanie na ceny rynkowe w czasie rzeczywistym)	<b>III</b> Długoterminowa dostawa energii elektrycznej (zawarcie długoterminowych kontraktów z wytwórcą VRE)	Długoterminowa dostawa energii elektrycznej (na potrzeby własne)
	Sieć i pozostałe koszty regulowane	Odpowiedź na taryfę wielostrefową (ToU) (obniżanie zapotrzebowania szczytowego zgodnie ze strukturą taryfy)		<b>V</b> Odpowiedź na taryfę wolumenową przez miejscowe wytwarzanie z VRE (redukcja zapotrzebowania netto)
Dochody	Usługi systemowe	<b>II</b> Świadczenie usług bilansowania (świadczenie usług rezerwy regulacji częstotliwości i usług bilansowania) Świadczenie innych usług (wynagrodzenie za moce wytwórcze, awaryjne odłączanie odbiorców, usługi sieci dystrybucyjnej)	<b>IV</b> Świadczenie usług bilansowania dwustronnego (zawarcie kontraktów na elastyczne zapotrzebowanie w celu wspierania bilansu VRE)	

Tabela 1: Klasyfikacja modeli biznesowych (I-V) będących połączeniem biznesowych strategii elastyczności odbiorców przemysłowych, które wynikają z różnych źródeł oszczędności i przychodów oraz dostępnych narzędzi ich pozyskania

- I. **Obniżenie rachunku za energię elektryczną** przez wykorzystanie własnej elastyczności FID w odpowiedzi na ceny energii elektrycznej.
- II. **Dostawca usług systemowych**, z możliwością świadczenia operatorowi systemu prawie każdego rodzaju usług regulacji częstotliwości i bilansowania, jak również innych usług pomocniczych dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), lub uczestniczenia w mechanizmach wynagradzania za zdolności wytwórcze oraz awaryjnego odłączania odbiorców, zarządzanego przez operatora systemu przesyłowego (OSP). Optymalizacja harmonogramów obciążeń w odniesieniu do cen energii elektrycznej (model I) jest uważana za oczywistą.
- III. **Kontrakt na dostawę energii elektrycznej z zewnętrznym wytwórcą z VRE**, przez zawarcie długoterminowego dwustronnego kontraktu na dostawę energii elektrycznej z wytwórcą energii znajdującym się poza terenem zakładu odbiorcy na bardziej stabilnych i przewidywalnych warunkach niż warunki rynkowe.
- IV. **Kontrakt na usługę bilansowania z zewnętrznym wytwórcą z VRE** przez zawarcie kontraktu elastyczności z zewnętrznym wytwórcą z VRE, znajdującym się poza terenem zakładu odbiorcy, na dostawę usług elastyczności w celu minimalizowania niezbilansowań, z możliwością uwzględnienia w tym kontrakcie dostawy energii elektrycznej.
- V. **Obniżenie rachunku za energię elektryczną z wykorzystaniem miejscowego wytwarzania z VRE**, przez uniknięcie opłat sieciowych i innych regulowanych opłat wolumenowych (EUR/kWh). Ponadto, FID może uniknąć narażenia na zmienność cen rynkowych uwzględniając wolumen zużycia energii elektrycznej na własne potrzeby, tak jak w modelu biznesowym III, gdyż koszt tej energii byłby zależny tylko od przeliczeniowego kosztu energii elektrycznej (LCOE) wytwarzanej miejscowo z VRE.

## Analiza możliwości zastosowania modeli biznesowych w świetle rozwiązań regulacyjnych

Analiza rozwiązań regulacyjnych została przeprowadzona w opracowaniu (Vallés, Frías i Gómez, 2015) w celu zidentyfikowania głównych barier regulacyjnych, które mogłyby utrudniać wdrożenie omawianych modeli biznesowych w krajach docelowych: Belgii, Francji, Hiszpanii, Niemczech, Wielkiej Brytanii i Włoszech. W tym rozdziale przedstawiamy krótkie, uaktualnione posumowanie analizy rozwiązań regulacyjnych. Celem tej analizy jest wskazanie w których krajach docelowych obecne ramy regulacyjne stanowią barierę dla prezentowanych modeli. Wskazuje to, w jakich obszarach zalecenia dotyczące polityki mogą prowadzić do takich usprawnień, aby modele biznesowe stały się bardziej rentowne.

Model biznesowy	BE	FR	DE	IT	ES	UK
Model I	Green	Green	Green	Green	Green	Green
Model II	Green	Green	Green	Yellow	Red	Green
Model III	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Model IV	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Model V	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green

  

Green	uzasadnienie biznesowe jest rentowne w istniejących ramach regulacyjnych
Yellow	ograniczona rentowność uzasadnienia biznesowego w istniejących ramach regulacyjnych
Red	uzasadnienie biznesowe nie jest możliwe w istniejących ramach regulacyjnych

Tabela 2: Przegląd rentowności modeli biznesowych w istniejących ramach regulacyjnych

W świetle tej analizy można stwierdzić, że model biznesowy I jest rentowny i został wdrożony we wszystkich krajach docelowych. FID może mieć bezpośredni dostęp do rynku lub otrzymywać oferty zmiennych cen detalicznych, zależnych od czasu. Ponadto, taryfy sieciowe w krajach docelowych mają na ogół strukturę odzwierciedlającą koszty. Przyjmując, że udział kosztu energii w końcowej cenie detalicznej dla dużych odbiorców przewyższa opłaty regulowane, zainteresowanie FID tym modelem powinno skupiać się głównie na zmienności w czasie tego składnika ceny detalicznej, który jest zależny od kosztu energii.

Natomiast stosowanie modelu biznesowego II stwarza większe trudności i napotyka na więcej barier regulacyjnych niż model I. Ogólnie, w Europie istnieje wzrostowa tendencja do modyfikowania struktury usług pomocniczych oraz rynków bilansujących energii i mechanizmów w kierunku umożliwienia udziału zasobów strony popytowej. Podczas gdy Belgia, Francja, Niemcy i Wlk. Brytania zapewniają ramy regulacyjne umożliwiające odbiorcom dostarczanie rezerw zdolności wytwórczych i produktów rynku bilansującego, odbiorcy w Hiszpanii i Włoszech nie mają legalnego dostępu do programów bilansowania. Włochy w ciągu ostatnich miesięcy podjęły pewne kroki zmierzające do uruchomienia kilku projektów pilotażowych, których celem jest umożliwienie w przyszłości agregacji i udziału w usługach systemowych. Również mechanizmy wynagradzania za zdolności wytwórcze są stopniowo wprowadzane w całej Europie w celu umożliwienia udziału strony popytowej, np. w Wielkiej Brytanii, a we Włoszech i Francji trwają obecnie dyskusje na ten temat. Ponadto, we wszystkich krajach docelowych istnieją programy awaryjnego odłączania odbiorców zarządzane przez operatora systemu (OS); w wielu z tych krajów stanowią one dla odbiorców



przemysłowych znaczące źródło przychodów. Wynagrodzenia nie są oparte na rozwiązaniach rynkowych, lecz w dalszym ciągu regulowane, co powoduje, że są społecznie kosztowne.

Zawarcie dwustronnego kontraktu między odbiorcą przemysłowym a wytwórcą energii z odnawialnych źródeł o zmiennej wydajności (VRE) na dostawę energii elektrycznej jest w obecnych warunkach europejskich tylko hipotetyczne, z powodu istnienia we wszystkich krajach programów wspierania VRE. W takim zakresie, w jakim inwestycje w VRE są gwarantowane przez regulowane subsydia, wytwórcy energii z VRE będą słabiej motywowani do konkurencyjności i zawierania długoterminowych kontraktów dwustronnych w celu zabezpieczenia swoich przychodów i minimalizowania narażenia na ryzyko. Niemniej jednak, strategia polityki energetycznej Unii Europejskiej przewiduje stopniową integrację VRE z rynkiem przy zredukowanych zachętach, zatem w przyszłości model ten będzie miał coraz większe znaczenie.

Także zawieranie długoterminowych dwustronnych kontraktów na świadczenie usług bilansowania przez FID w celu wspomaganie wytwórców energii z VRE w minimalizowaniu ich niezbilansowania (model IV) jest na razie w znacznej mierze hipotetyczne. W zasadzie, w większości krajów wymaga się od wytwórców energii z VRE ponoszenia w coraz większym zakresie odpowiedzialności za niezbilansowanie ich własnej generacji, tak więc z ich perspektywy, ten model biznesowy staje się interesujący. Niezależnie od tego, model IV na ogół nie jest możliwy lub atrakcyjny w krajach docelowych ze względu na strukturę rozliczeń niezbilansowania. Chociaż poziom agregacji niezbilansowania dopuszcza ten model w Belgii, Niemczech i Wielkiej Brytanii, system jednolitych cen niezbilansowania zapewnia niewielkie zachęty do agregacji odbiorców i jednostek wytwórczych. We Francji agregacja między odbiorcami i wytwórcami nie jest dozwolona, co powoduje, że model ten nie jest rentowny. Z drugiej strony, system podwójnych cen niezbilansowania we Włoszech i w Hiszpanii zachęca do agregacji niezbilansowania zużycia i zapotrzebowania. We Włoszech planowane jest wdrożenie w przyszłości systemu jednolitych cen niezbilansowania, a w obydwóch tych krajach niezbilansowania generacji są rozliczane oddzielnie, co powoduje, że model ten jest także raczej hipotetyczny.

Na koniec, model biznesowy V, obejmujący miejscowe wytwarzanie energii elektrycznej z własnej instalacji VRE przez użytkownika przemysłowego, może być atrakcyjną decyzją dla elastycznego zapotrzebowania przemysłowego (FID), które może odnosić korzyści z niższych taryf sieciowych i innych opłat regulowanych, o ile są one naliczane po stawce wolumetrycznej (EUR/kWh) według poboru netto. Częściowe zwolnienia z ponoszenia pewnych regulowanych opłat za energię wytwarzaną we własnym zakresie utrzymują się w niektórych krajach (Francja, Niemcy, Włochy), podczas gdy w innych regionach są stopniowo ograniczane lub eliminowane (np. Hiszpania i Flamandzki region Belgii), skutkiem czego atrakcyjność tego modelu stopniowo maleje w tych regionach. Natomiast silne zachęty dla odbiorców przemysłowych do samodzielnego wytwarzania energii elektrycznej istnieją w Wielkiej Brytanii i Belgii (z wyjątkiem regionu Flamandzkiego), gdzie prosumenci są zwolnieni z ponoszenia wszelkich kosztów sieciowych i systemowych za energię elektryczną wytwarzaną we własnym zakresie, ponieważ taryfy mają zastosowanie do zużycia energii elektrycznej netto.

## 4 Zalecenia dotyczące polityki

Niniejszy rozdział rozpoczyna się od przedstawienia (ustęp 4.1) pewnych ogólnych zasad. Zasady te są punktem wyjścia do sformułowania zaleceń dotyczących polityki specyficznych dla poszczególnych krajów, przedstawionych w ustępach 4.2 do 4.7. Ustępy 4.8 i 4.9 zawierają podsumowanie i wnioski.

### 4.1 Główne zasady

Główne zasady podane w tym ustępie zostały zaczerpnięte z zaleceń dotyczących polityki opisanych w (T2.4) w publikacji (Pérez-Arriaga et al. 2016).

1. Struktura rynku winna gwarantować dużym odbiorcom bezpośredni dostęp do hurtowych rynków energii elektrycznej, rynków usług pomocniczych i rynków bilansujących
2. Struktura taryf powinna być oparta na zasadzie przyczynowości kosztu w celu zachęcania użytkowników sieci do wykorzystywania dysponowanej elastyczności dla bardziej efektywnego wykorzystania zdolności przesyłowej sieci.
3. Warunki techniczne nie powinny stawiać nieuczciwych barier dla udziału strony popytowej w różnego rodzaju rynkach energii elektrycznej.
4. Mechanizmy wynagradzania za zdolności wytwórcze powinny być dostępne dla odbiorców.
5. Mechanizmy odłączania obciążeń powinny działać na zasadach rynkowych.
6. Przystosowanie ram regulacyjnych eksploatacji sieci dystrybucyjnych i wdrożenie mechanizmów, które pozwoliłyby operatorom systemów dystrybucyjnych korzystać z aktywnych metod zarządzania siecią.
7. Działanie w kierunku stworzenia jednego systemu ustalania cen za niezbilansowanie oraz wymaganie od wytwórców energii z VRE stopniowego przyjmowania odpowiedzialności za własne niezbilansowanie.
8. Stopniowe odejście od opomiarowania netto i umożliwienie miejscowego samodzielnego wytwarzania energii elektrycznej z VRE.

Powyższe zasady stanowią punkt wyjścia dla zaleceń dotyczących polityki, które zostały formułowane indywidualnie dla każdego z sześciu krajów docelowych.

## 4.2 Belgia

- W przyszłości, ramy regulacyjne powinny zapewniać otwarcie rynku; szczególnie rynek transakcji natychmiastowych (spot) i rynek rezerw wtórnych powinny być otwarte dla udziału odbioru i magazynowania energii, aby umożliwić ich technologiczną neutralność.
- Ramy regulacyjne powinny umożliwiać bardziej dynamiczną interakcję i koordynację OSP-OSD w celu optymalizacji zarządzania systemem przez wykorzystanie elastyczności z różnych źródeł.
- Ramy regulacyjne powinny zapewnić jasne zasady ujmowania kosztów (w odniesieniu do korzyści) świadczenia usług pomocniczych pochodzących z różnych źródeł, jak: odpowiedź strony popytowej, magazynowanie energii, elastyczna (rozproszona) generacja, w różnych ramach czasowych.

### 4.2.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią

- Należy zapewnić, aby zasady organizacji rynku umożliwiały dużym i średnim odbiorcom bezpośredni dostęp do rynków dnia bieżącego oraz pozwalały koncentratorom na uczestniczenie w rynkach dnia następnego i dnia bieżącego (Smart Energy Demand Coalition 2017). W celu ułatwienia udziału koncentratorów, ramy regulacyjne powinny zostać dostosowane w taki sposób, aby koncentrator nie potrzebował zgody podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) lub odbiorcy przemysłowego. Można to osiągnąć przyjmując podejście polegające na koncepcji przesyłu energii. Koncepcja ta formalizuje przesył (wirtualny) energii w ramach programu reagowania na popyt z koszyka POB do koszyka koncentratora. Inne podejście polegałoby na stosowaniu proponowanej metody w odniesieniu do pakietu czystej energii w celu zniesienia opłat kompensacyjnych, gdyż powinny one być stosowane tylko w wyjątkowych przypadkach.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Propozycja DYREKTYWY PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, artykuł 17, ust. 4: „W celu zapewnienia sprawiedliwego rozdzielania kosztów bilansowania i korzyści generowanych przez koncentratorów między uczestników rynku, państwa członkowskie mogą wyjątkowo zezwolić na wypłatę rekompensat przez koncentratorów na rzecz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie. Wypłata takich rekompensat musi być ograniczona do sytuacji, w których jeden uczestnik rynku wywołuje niezbilansowanie u innego uczestnika rynku, prowadzące do kosztów finansowych. Takie wyjątkowe wypłaty rekompensat podlegają zatwierdzeniu przez krajowe organy regulacyjne i są monitorowane przez Agencję”.

#### 4.2.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych

- Rezerwa pierwotna (R1) i rezerwa trójna (R3) są już dostępne dla udziału strony popytowej. W przyszłości, ramy regulacyjne powinny zapewnić udostępnienie na innych rynkach, w szczególności rezerwy wtórne powinny zostać otwarte dla udziału odbioru, aby umożliwić ich technologiczną neutralność (Elia 2017).
- Zbliżenie zakupu usług pomocniczych do czasu rzeczywistego. Przejście od przetargów miesięcznych do tygodniowych/jednodniowych.
- Zastosowanie cen krańcowych w kontraktowaniu całej energii bilansującej zamiast aukcji dyskryminacyjnej (pay-as-bid).
- Zmodyfikowanie następujących warunków technicznych świadczenia usług pomocniczych w celu usunięcia nieuczciwych barier dla udziału strony popytowej (Elia 2016):
  - ❖ Rozdzielenie dostarczania produktów bilansowania w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji (rezerwa wtórna i trójna), jak to wprowadzono w przypadku rezerwy pierwotnej (R1), tak aby wyeliminować wymóg symetrii.
  - ❖ Obniżenie wymagań dotyczących dostępności rezerwy pierwotnej i wtórnej, podobnie do wprowadzonego już przez platformę BidLadder mechanizmu, który umożliwia usługodawcom dostarczanie elastyczności co 15 minut.

Do czerwca 2017 r. oferowanie niezarezerwowanych mocy w postaci darmowych ofert (free bids) było ograniczone do dużych jednostek wytwórczych. Zamiarem belgijskiego operatora systemu przesyłowego Elia było również stworzenie możliwości składania darmowych ofert elastyczności (free bids) przez użytkowników sieci, koncentratorów i mniejsze jednostki wytwórcze. W tym celu belgijski operator systemu przesyłowego Elia uruchomił projekt pilotażowy BidLadder mający na celu stworzenie do 30 czerwca 2017 r. platformy aukcyjnej dla wszystkich podmiotów rynku, umożliwiającej w pierwszym etapie dostarczanie na rynek bilansujący elastyczności z punktów dostawy energii w sieci Elia, a następnie – po uzgodnieniach z operatorami systemów dystrybucyjnych – z punktów dostawy przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Wprowadzenie tego mechanizmu jest zgodne z naszymi zaleceniami dotyczącymi polityki przybliżenia zakupu tych rezerw do czasu rzeczywistego i usunięcie zbędnych ograniczeń technicznych.

#### 4.2.3 Taryfy

- Obecna struktura taryf winna być całkowicie zmieniona w zakresie taryf sieci dystrybucyjnej. Ogólnie rzecz biorąc, struktura taryf powinna odzwierciedlać koszty i dostarczać użytkownikom sieci prawidłowe, krótkoterminowe i długoterminowe sygnały.
- Opłaty regulowane (“kosten groene stroom”, “kosten WKK”, “Federale bijdrage”, “Federale toeslag GSC” and “Bijdrage op de energie”) i taryfy sieciowe powinny zostać zmienione w celu zapewnienia, że dostarczają one dla sieci prawidłowe sygnały i zachęty w kategoriach zwrotu kosztów, sygnałów dla efektywnego kosztowo zarządzania siecią, zapewnienia pożądanego sygnałów dla końcowego odbiorcy itp. Należy zdecydowanie unikać włączania kosztów nie związanych z energią/siecią, które mogłyby zniekształcać sygnały rynkowe.

#### 4.2.4 Bilansowanie dwustronne

- Stopniowe wprowadzanie wymogu, aby wytwórcy energii z VRE byli odpowiedzialni za swoje niezbilansowanie (EWEA 2015).

#### 4.2.5 Miejscowe wytwarzanie energii

- Stopniowe odchodzenie od polityki opomiarowania netto (dla RES < 10kW) i umożliwienie zużycia na własne potrzeby energii elektrycznej wytwarzanej miejscowo z VRE, przy zapewnieniu właściwego systemu taryf sieciowych. W tym względzie, taryfy sieciowe powinny dostarczać końcowym odbiorcom skuteczne i niedyskryminacyjne sygnały, obejmujące koszty bazowe infrastruktury sieci i zarządzania, z zachowaniem podstawowych zasad takich, jak przejrzystość, odzwierciedlenie kosztów, etc. W przypadku dużych odbiorców/prosumentów wytwarzających energię miejscowo można to osiągnąć na przykład, przewidując taryfy oparte na godzinowym poborze/wprowadzaniu energii do sieci netto, niezależnie od instalacji za licznikiem, oraz na ich udziale w rzeczywistym użytkowaniu sieci (VREG 2016).

### 4.3 Francja

- Dalsze rozwijanie rynków świadczenia wszelkich usług pomocniczych oraz otwarcie tych rynków dla udziału strony popytowej (bezpośredniego lub poprzez niezależnych koncentраторów).
- Rozdzielenie świadczenia usług rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR) i rezerwy przywrócenia częstotliwości uruchamianej automatycznie (aFRR) w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji, tak aby wyeliminować wymóg symetrii.
- Stopniowe wprowadzanie wymogu, aby wytwórcy energii z VRE byli odpowiedzialni za swoje niezbilansowanie

#### 4.3.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią

- Umożliwienie agregacji po stronie zapotrzebowania i wytwarzania w ramach tej samej oferty (Smart Energy Demand Coalition 2017).
- Obecnie do zapewnienia rezerwy wtórnej są zobowiązane konwencjonalne jednostki wytwórcze. Dla rezerwy pierwotnej i trójnej istnieją zorganizowane rynki, które są otwarte wyłącznie dla wytwórców. W celu umożliwienia większej konkurencji i pełnego wykorzystania elastyczności po stronie odbioru, usługi te powinny być otwarte dla udziału strony popytowej. Ponadto, w celu zapewnienia większej przejrzystości cen należy stworzyć zorganizowany rynek dla wszystkich usług pomocniczych, zastępujący obecny bilateralny rynek wtórny.
- Dostosowanie ram regulacyjnych eksploatacji sieci dystrybucyjnych i wdrożenie mechanizmów, obejmujących rynkowy zakup lokalnych usług sieciowych świadczonych przez elastyczne zapotrzebowanie przemysłowe (FID), które pozwoliłyby operatorowi sieci dystrybucyjnej na korzystanie z aktywnych metod zarządzania siecią jak obniżanie mocy, regulacja mocy biernej i napięcia celem złagodzenia problemów związanych ograniczeniami zdolności przesyłowych i z regulacją napięcia, a w długiej perspektywie – uniknięcie rozbudowy sieci.

#### 4.3.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych

- Zbliżenie zakupu usług pomocniczych do czasu rzeczywistego. Przejście od przetargów rocznych (jak w przypadku kontraktowania zdolności wytwórczej dla "le mécanisme de ajustement") do tygodniowych/jednodniowych.
- Stosowanie cen krańcowych w kontraktowaniu energii bilansującej zamiast aukcji dyskryminacyjnej (pay-as-bid).
- Zmodyfikowanie następujących warunków technicznych świadczenia usług pomocniczych w celu usunięcia nieuczciwych barier dla udziału strony popytowej:
  - ❖ Rozdzielenie świadczenia usług rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR) i przywrócenia częstotliwości uruchamianej automatycznie (aFRR) w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji, tak aby wyeliminować wymóg symetrii.
  - ❖ Obniżenie minimalnej mocy niezbędnej dla kontraktów na odłączenie odbiorców
  - ❖ Obniżenie minimalnej wielkości oferty na mFRR i RR (obecnie 10 MW).
  - ❖ Umożliwienie udziału odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

#### 4.3.3 Taryfy

Poniższa tabela podaje przegląd opłat regulowanych opłat we Francji. CSPE jest to opłata przeznaczona na finansowanie zachęt dla energii odnawialnej, wysp i taryf dla odbiorców wrażliwych. CTA jest opłatą mającą na celu finansowanie emerytur pracowników EDF-GDF. TCFE zawiera podatek za końcowe zużycie energii elektrycznej, natomiast TVA oznacza podatek VAT w rachunku za energię elektryczną.

Taxe	Taux	Proportion de la facture	Affectation
CSPE (Contribution au service public de l'électricité)	22,5€ /MWh	15% du prix du kWh	Finance le développement des énergies renouvelables, l'apéréquation tarifaire pour les DOM et les îles, et le tarif de première nécessité. Elle est reversée à l'état depuis 2016.
CTA (Contribution tarifaire d'acheminement)	27,04% de la partie fixe du TURPE	15% de l'abonnement	Reversée à la CNIIEG, finance la retraite des agents EDF-GD
TCFE (Taxe sur la consommation finale d'électricité)	jusqu'à 9,5€ /MWh	6% du prix du kWh	Reversée aux communes et départements
TVA	20% sur le prix du kWh	17% du prix du kWh	Reversée à l'Etat
	5,5% sur l'abonnement		

Tabela 3: Różne opłaty regulowane („Taxes Sur L'électricité" 2017)

- ❖ Wprowadzenie taryf szczytowych (EUR/kW) odzwierciedlających udział w kosztach eksploatacji sieci w okresie szczytu (Bertoldi et al. 2016).
- ❖ Struktura taryf dla kosztów sieci powinna być oparta na zasadzie przyczynowości kosztu (tzn. każdy użytkownik musi płacić za faktycznie poniesione koszty) w celu zachęcania użytkowników sieci do wykorzystywania dysponowanej elastyczności dla bardziej efektywnego wykorzystania zdolności przesyłowej sieci („Taxes Sur L'électricité" 2017).
- ❖ Oddzielenie opłat regulowanych (p. tabela 1) od taryf sieciowych i wprowadzenie ich jako opłaty stałej w miejsce obecnej taryfy wolumetrycznej.

#### 4.3.4 Bilansowanie dwustronne

- Stopniowe wprowadzanie wymogu, aby wytwórcy energii z VRE byli odpowiedzialni za własne niezbilansowanie (EWEA 2015).

#### 4.3.5 Miejscowe wytwarzanie energii

- Jak wcześniej wspomniano, zapotrzebowanie przemysłowe powiązane z miejscowym wytwarzaniem energii elektrycznej, nie powinno być uważane za wytwarzanie, lecz powinno być traktowane na takich samych warunkach jak zapotrzebowanie bez miejscowego wytwarzania.

### 4.4 Niemcy

- Stworzenie ogólnych ram (zamiast obecnych umów dwustronnych) dla systemu opłat kompensacyjnych pomiędzy niezależnymi koncentраторami i sprzedawcami detalicznymi
- Taryfa sieciowa powinna zawierać również składnik stały, składnik wolumetryczny i składnik zależny od poboru w okresach szczytowych, w przeciwieństwie do obecnych taryf o charakterze czysto wolumetrycznym.
- Koszty regulowane powinny być naliczane w oparciu o zasadę przyczynowości kosztu przez wyodrębnienie ich z taryfy ujmującej zużycie energii wyrażone w kWh. Jednocześnie, należy zaprzestać stosowania wyjątków dla dużych odbiorców.

#### 4.4.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią

- Umożliwienie niezależnym koncentраторom bezpośredniego uczestniczenia w różnych rynkach bez potrzeby uzyskania zgody odbiorcy odpowiedzialnego za bilansowanie (POB). Obecnie koncentраторzy muszą przed zaoferowaniem elastyczności odbiorcy na rynku negocjować trzy różne kontrakty (tj. z OSP, odbiorcą i POB) oraz oddzielny kontrakt z operatorem systemu dystrybucyjnego (OSD). Niezbędne jest zatem stworzenie ogólnych ram w celu ułatwienia tego procesu pomiędzy koncentраторami i sprzedawcami detalicznymi (Smart Energy Demand Coalition 2017). Jednym z możliwych rozwiązań mogłoby być wprowadzenie koncepcji podobnej do „przesyłu energii”, podobnie jak w przypadku Belgii i Francji.
- Przystosowanie ram regulacyjnych eksploatacji sieci dystrybucyjnej, umożliwiających operatorom systemów dystrybucyjnych korzystanie z aktywnych metod zarządzania siecią, obejmujących rynkowy zakup lokalnych usług sieciowych świadczonych przez elastyczne zapotrzebowanie przemysłowe takich, jak obniżanie mocy, regulacja mocy biernej i napięcia celem złagodzenia problemów związanych ograniczeniami zdolności przesyłowych i z regulacją napięcia, a długoterminowo uniknięcia rozbudowy sieci (Smart Energy Demand Coalition 2017).

#### 4.4.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych

- Rezerwa pierwotna (FCR), wtórna (aFRR) i rezerwa minutowa (mFRR) są już dostępne dla udziału strony popytowej. Jednakże w celu przyciągnięcia ich większego udziału należy przystosować wymagania techniczne. W zakresie rezerw wtórnych wprowadzane są już istotne zmiany; propozycje obejmują skrócenie okresów dostępności z 12 godzin (60 godzin w czasie weekendów) do 4-godzinnych bloków w celu zmiany mechanizmu tygodniowych przetargów na aukcje codzienne, oraz obniżenie minimalnej oferty do 1 MW (Smart Energy Demand Coalition 2017).
- Stosowanie cen krańcowych zamiast formuły aukcji dyskryminacyjnej (Pay-as-Bid),
- przy kontraktowaniu rezerw pierwotnej, wtórnej i minutowej (opłaty za dostępność i wykorzystanie)
- Zmodyfikowanie następujących warunków technicznych świadczenia rezerw pomocniczych w celu usunięcia nieuczciwych barier dla udziału strony popytowej:
  - ❖ Rozdzielenie świadczenia usług rezerwy pierwotnej w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji, tak aby wyeliminować wymóg symetrii.
  - ❖ Obniżenie minimalnej wielkości oferty na usługi pomocnicze do 1 MW (zamiast 5 MW dla rezerwy wtórnej i minutowej).
  - ❖ Wprowadzenie zcentralizowanego mechanizmu, lub standardowych procedur, w celu ułatwienia korekt finansowych pomiędzy zaangażowanymi stronami, w szczególności pomiędzy koncentratorami a podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie (POB)/dostawcami w celu korygowania niezbilansowań spowodowanych reagowaniem na popyt.

#### 4.4.3 Taryfy

- Taryfa sieciowa powinna zawierać także składnik stały, składnik wolumetryczny i składnik zależny od poboru w okresach szczytowych, w przeciwieństwie do obecnych taryf o charakterze czysto wolumetrycznym uwzględniających także moc umowną.
- Problem z obecną taryfą polega na tym, że odbiorcy są motywowani do obniżania swojego indywidualnego szczytu z uwzględnieniem czy faktycznie obniżają całkowity szczyt obciążenia sieci (Pérez-Arriaga et al. 2016). Poza tym, obecna taryfa oznacza priorytet dla wysokiego stopnia wykorzystania istniejącej infrastruktury sieci i tym samym zachęca odbiorców do utrzymania standaryzowanego profilu zużycia energii. W szczególności zachęca to dużych odbiorców do utrzymywania płaskiego profilu (Smart Energy Demand Coalition 2017).

#### 4.4.4 Bilansowanie dwustronne

- Spowodowanie, aby wytwórcy energii z VRE byli odpowiedzialni za swoje niezbilansowanie w takim samym stopniu i na równych warunkach rynkowych jak wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych pracujących w sposób ciągły (EWEA 2015).



#### 4.4.5 Miejscowe wytwarzanie energii

W związku z tym, że większość odbiorców przemysłowych jest wyposażonych w oddzielne opomiarowanie dla wprowadzania i poboru energii, nie zachodzi potrzeba przyjmowania przez Niemcy ram regulacyjnych w tym zakresie.

#### 4.5 Włochy

- Opłaty regulowane, które nie są bezpośrednio związane z użytkowaniem sieci elektroenergetycznych, powinny zostać oddzielone od pozostałych opłat w taki sposób, aby nie zniekształcały cen na rynku energii elektrycznej i odzwierciedlających koszty opłat sieciowych. Ponadto, odbiorcy powinni otrzymywać odpowiednie informacje (/kW, /kWh,...), aby wiedzieli na jakiej podstawie koszty te są naliczane.
- Dostosowanie istniejących mechanizmów awaryjnego odłączania odbiorców i uwzględniania mocy umownej oraz stworzenie bardziej konkurencyjnych i dynamicznych instrumentów rynkowych zgodnie ze standardowymi procedurami zapewnienia rezerwy mocy i usług bilansujących.
- Umożliwienie wytwórcom energii z VRE przyjęcia odpowiedzialności za swoje niezbilansowanie w takim samym stopniu i na równych warunkach rynkowych, jak dla wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych pracujących w sposób ciągły. Niezbędne jest dostosowanie ram regulacyjnych w celu stworzenia tego rodzaju równych warunków rynkowych przez przybliżenie czasu zamknięcia bramki do czasu rzeczywistego. Drugim koniecznym warunkiem jest umożliwienie agregacji, tak aby wytwarzanie energii z VRE mogło redukować swoje niezbilansowanie, na przykład przez kontraktowanie elastycznego zapotrzebowania.

##### 4.5.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią

- Należy zapewnić, aby zasady organizacji rynku umożliwiały dużym odbiorcom bezpośredni i na równych warunkach dostęp do rynków oraz przyjąć ramy regulacyjne umożliwiające agregację strony trzeciej (Smart Energy Demand Coalition 2017).
- Przystosowanie ram regulacyjnych eksploatacji sieci dystrybucyjnych i wdrożenie mechanizmów, które pozwoliłyby operatorom systemów dystrybucyjnych (OSD) na korzystanie z aktywnych metod zarządzania siecią, które nie zostały jeszcze wprowadzone we Włoszech. Generacja rozproszona (GR) może być ograniczana przez operatora tylko w warunkach awaryjnych. Konsultacje grupy Terna w sprawie udziału generacji rozproszonej w usługach pomocniczych wykazały, że w przyszłości zatwierdzenie udziału jednostek generacji rozproszonej powinno należeć do obowiązków operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD).

#### 4.5.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych

- Otwarcie usług pomocniczych dla udziału strony odbioru. Obecnie uruchomiono jedynie projekt pilotażowy w celu dokonania oceny udziału zapotrzebowania w tych usługach.
- W celu umożliwienia pełnego udziału strony odbioru, konieczne jest otwarcie rezerwy mocy i rynków bilansujących na udział strony odbioru i zapewnienie, że wymagania techniczne dotyczące usług pomocniczych nie stawiają nieuczciwych barier dla uczestniczenia na równych warunkach konkurencji. W tym zakresie zalecenia mające na celu ułatwienie zaangażowania odbiorców we Włoszech są następujące:
  - ❖ Obniżenie minimalnej wartości ofert z 5 MW do 1 MW, lub mniej.
  - ❖ Umożliwienie udziału zagregowanych obciążeń.
  - ❖ Rozdzielenie dostarczania produktów bilansowania w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji, tak aby wyeliminować wymóg symetrii.
- Dostosowanie istniejących mechanizmów awaryjnego odłączania odbiorców i mechanizmu zdolności wytwórczych oraz stworzenie bardziej konkurencyjnych i dynamicznych instrumentów rynkowych zgodnie ze standardowymi procedurami zapewnienia rezerwy mocy i usług bilansujących. Należy zatem, zarówno wytwórcom jak i (zagregowanym) odbiorcom umożliwić konkurowanie w ramach obydwóch tych mechanizmów, usuwając przy tym bariery dla większego udziału strony odbioru. Należy zmienić sposób kształtowania cen z administracyjnego ustalania cen na ustalanie cen na zasadach rynkowych przy rozdzieleniu ofert na rezerwę mocy i na energię. Obecnie prowadzone są projekty pilotażowe mające na celu otwarcie rynku rezerw mocy dla udziału strony popytowej, a regulator AEEGSI już oznajmił już o przekształceniu obecnego regulowanego mechanizmu odłączania odbiorów w usługę opartą na zasadach rynkowych (Smart Energy Demand Coalition 2017; Commission 2016).

#### 4.5.3 Taryfy i dostęp

Zgodnie z dokumentem AEEGSI 657/2015/r/com, obecny rachunek za energię elektryczną dla typowych włoskich odbiorców – pod nazwą “Bolletta 2.0” – zawiera następujące główne opłaty:

Rodzaj wydatku	Opis ceny	Składniki
Koszt energii	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cena zawiera:</li> <li>• część stałą (EUR/rok)</li> </ul> opłatę za energię (EUR/kWh), przy zróżnicowanej cenie za przedziały czasowe dla odbiorców wyposażonych w elektroniczne liczniki energii. Może być aktualizowana co kwartał. Dla gospodarstw domowych cena jest stała w ciągu kwartału, dla pozostałych odbiorców może być zmieniana w okresach miesięcznych.	Obejmuje kwoty naliczane z tytułu różnych działań sprzedawcy w ramach dostawy energii elektrycznej do odbiorcy końcowego. Całkowita cena na rachunku jest sumą cen następujących składników: energii (PE), dysponowania (PD), ujednolicania (PPE), marketingu (PCV), składowej dyspozycji (DispBT).
Koszty przesyłu i zarządzania licznikami energii	Stawka może zmieniać się w każdym kwartale i zawiera: <ul style="list-style-type: none"> <li>• część stałą (EUR/rok)</li> <li>• część zależną od mocy (EUR/kW/rok)</li> <li>• część zależną od energii (EUR/kWh)</li> </ul>	Obejmuje kwoty naliczane z tytułu różnych działań sprzedawcy służących dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Całkowita cena obejmuje składniki związane z przesyłem, dystrybucją i opomiarowanie, oraz składniki taryf UC3 (koszty bilansowania przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej) i UC6 (zachęty dla OSP i OSD do polepszenia jakości usług).
Koszty opłat systemowych	Stawki mogą zmieniać się zależnie od potrzeby pokrycia opłat systemowych. Zwykle są poddawane przeglądowi co kwartał i składają się z: <ul style="list-style-type: none"> <li>• części zależnej od energii (EUR/kWh)</li> <li>• kwoty stałej (EUR/rok).</li> <li>• Stawka stała nie stosuje się do odbiorców będących osobami fizycznymi.</li> </ul>	Zawiera kwoty naliczane z tytułu pokrycia kosztów związanych z ogólnym interesem systemu elektroenergetycznego, płacone przez wszystkich odbiorców systemu. Całkowita cena zawiera następujące składniki: A2 (opłaty na rzecz energetyki jądrowej i równowagi państwa), A3 (zachęty dla odnawialnych źródeł energii), A4 (ułatwienia dla sektora transportu kolejowego), A5 (badania naukowe dla celów systemu elektroenergetycznego), AE (ułatwienia dla przedsiębiorstw energochłonnych), As (opłaty za bonifikatę), UC4 (ułatwienia dla mniejszych przedsiębiorstw), UC7 (promocja efektywności energetycznej), MCT (lokalne organa zapewniające hosting dla obiektów energetyki nuklearnej i równowagi państwa).
Podatki	Obejmuje pozycje związane podatkiem konsumpcyjnym (akcyzowym) oraz VAT.	Podatek akcyzowy dotyczy ilości zużytej energii; odbiorcy krajowi z mocą umowną do 3 kW korzystają z stawek ulgowych na zasilanie mieszkania. Podatek Vat stosuje się do całej kwoty rachunku. Obecnie, dla gospodarstw domowych wynosi on 10%. Dla pozakrajowych gospodarstw domowych stawka VAT wynosi obecnie 22%. Niektóre rodzaje działalności produkcyjnej korzystają z obniżonej stawki VAT 10%.

Tabela 4: Wytyczne AEEGSI dotyczące rachunku za energię elektryczną "Bolletta 2.0". W obecnym rachunku za energię opłaty regulowane są zatem zawarte w różnych postaciach, z czego większa część jako „opłaty za koszty systemowe”.

- Taryfy sieciowe są uwzględnione częściowo w kosztach energii i częściowo w kosztach przesyłu. Koszt przesyłu zawiera składnik wolumetryczny, składnik stały związany z przyłączeniem do sieci oraz składnik zależny od poboru w okresach szczytowych (EUR/kW) odzwierciedlający udział w wykorzystaniu sieci w okresach szczytu. Zaleca się zatem, aby opłatę za moc umowną, zależną od indywidualnego szczytu obciążenia danego odbiorcy, zastąpić składnikiem zależnym od poboru w okresach szczytowych (Lapenna 2016).
- Opłaty regulowane (p. załącznik 1), które nie są bezpośrednio związane z wykorzystaniem sieci elektroenergetycznych, jak koszty subsydiowania energii ze źródeł odnawialnych, powinny być oddzielone od pozostałych opłat, w taki sposób, aby nie zniekształcały rynkowych cen energii elektrycznej ani odzwierciedlających koszty opłat sieciowych. Odbiorcy przemysłowi nie powinni być zwalniani od ponoszenia pewnych kosztów – obecnie duże, energochłonne przedsiębiorstwa mogą uzyskiwać zwolnienie od składników typu A, p. załącznik 1 (Vallés, Gómez, and Frías 2015). Taryfa oparta na zasadzie przyczynowości kosztu daje konsumentom prawidłowe zachęty do uaktywnienia swojej elastyczności. Ponadto, odbiorcy powinni otrzymywać odpowiednie informacje (EUR/kW, EUR/kWh,...), aby wiedzieli na jakiej podstawie koszty te są naliczane.

#### **4.5.4 Bilansowanie dwustronne**

- Działanie w kierunku stworzenia jednego systemu ustalania cen za niezbilansowanie, który odzwierciedla rzeczywiste koszty niezbilansowania, a tym samym prawidłowo motywuje do docenienia elastyczności, unikając przy tym zniekształcania sygnałów cenowych w czasie rzeczywistym przekazywanych uczestnikom rynku. Obecnie Włochy posiadają system ustalania cen za niezbilansowanie, który różni się nieco od pozostałych krajów europejskich, ponieważ jest to mieszany system ustalania cen będący połączeniem systemu jednolitych i podwójnych cen (Komisja Europejska 2016).
- Umożliwienie wytwórcom energii z VRE przyjęcia odpowiedzialności za swoje niezbilansowanie w takim samym stopniu i na równych warunkach rynkowych, jak dla wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych pracujących w sposób ciągły. Niezbędne jest dostosowanie ram regulacyjnych w celu stworzenia tego rodzaju równych warunków rynkowych przez przybliżenie czasu zamknięcia bramki do czasu rzeczywistego. Drugim koniecznym warunkiem jest umożliwienie agregacji, tak aby wytwarzanie energii z VRE mogło redukować swoje niezbilansowanie, na przykład przez kontraktowanie elastycznego zapotrzebowania (EWEA 2015).

#### **4.5.5 Miejscowe wytwarzanie energii**

- Promocja konsumpcji własnej powinna być realizowana poprzez wyraźne formy zachęt ukierunkowanych na najbardziej efektywną i trwałą konfigurację, a nie przez oddziaływanie na taryfy. Oznacza to, że taryfy sieciowe powinny odzwierciedlać koszty, a zatem samodzielne wytwarzanie nie może być całkowicie zwolnione z kosztów sieciowych. Taryfa sieciowa powinna być technologicznie neutralna i oparta wyłącznie na godzinowym poborze/wprowadzaniu energii do sieci netto, niezależnie od instalacji za licznikiem. Struktura taryf powinna zatem zapewniać aby użytkownicy nie byli ani nadmiernie zachęceni do samodzielnego wytwarzania, ani też penalizowani z tego powodu.

## 4.6 Hiszpania

- Udział w obrocie hurtowym: umożliwienie składania ofert kompleksowych na rynku dnia następnego.
- Udostępnienie rezerw przez stronę popytową: tworzenie produktów asymetrycznych i umożliwienie udziału strony popytowej. Obniżenie minimalnej wielkości oferty.
- Struktura taryf: wprowadzenie taryf odzwierciedlających koszty; usunięcie z taryf opłat regulowanych, które nie są bezpośrednio związane z użytkowaniem sieci elektroenergetycznych. Upewnienie się, że taryfy stanowią zachętę do udziału strony popytowej a nie penalizują go.

### 4.6.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią

- Należy zapewnić, aby zasady organizacji rynku umożliwiały dużym odbiorcom bezpośredni i na równych warunkach dostęp do hurtowych rynków energii elektrycznej. W przypadku Hiszpanii oznacza to, że stronie odbioru należy umożliwić składanie ofert kompleksowych, podobnie jak mogą to czynić wytwórcy.
- Umożliwienie agregacji z udziałem strony trzeciej i zapewnienie, że odpowiedź strony odbioru może uczestniczyć we wszystkich rynkach (Smart Energy Demand Coalition 2017).
- Przystosowanie ram regulacyjnych eksploatacji sieci dystrybucyjnych i wdrożenie mechanizmów, które pozwoliłyby operatorom systemów dystrybucyjnych na korzystanie z aktywnych metod zarządzania siecią, obejmujących rynkowy zakup lokalnych usług sieciowych świadczonych przez elastyczne zapotrzebowanie przemysłowe (FID), jak obniżanie mocy, regulacja mocy biernej i napięcia, celem łagodzenia problemów związanych z ograniczeniami zdolności przesyłowych i z regulacją napięcia, a w długiej perspektywie – uniknięcie rozbudowy sieci.

### 4.6.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych

- Dostosowanie istniejącego mechanizmu awaryjnego odłączania odbiorców, oraz stworzenie bardziej konkurencyjnych i dynamicznych instrumentów rynkowych, zgodnie ze standardowymi procedurami zapewnienia rezerwy mocy i usług bilansujących. Należy zatem, także wytwórcom umożliwić konkurowanie w tym mechanizmie, obniżając przy tym normy techniczne aby mogło w nim uczestniczyć więcej odbiorców.
- Otwarcie rezerwy mocy i rynków bilansujących na udział strony odbioru oraz zapewnienie, że wymagania techniczne dotyczące usług pomocniczych nie stawiają nieuczciwych barier dla uczestniczenia na równych warunkach konkurencji. W tym zakresie zalecenia mające na celu ułatwienie zaangażowania odbiorców w Hiszpanii są następujące:
  - ❖ Obniżenie minimalnej wartości ofert z 10 MW do 1 MW, lub mniej.
  - ❖ Umożliwienie udziału zagregowanych obciążeń.

- ❖ Rozdzielenie dostarczania produktów bilansowania w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji, tak aby wyeliminować wymóg symetrii.

#### 4.6.3 Struktura taryf

- W Hiszpanii rezerwa wtórna jest nabywana z jednodniowym wyprzedzeniem a koszty są naliczane stronie pobierającej energię w odpowiednich godzinach. Kosztami zakupu usług pomocniczych nie powinny być obciążane strony pobierające energię, lecz te, które powodują te koszty.
- Taryfy sieciowe powinny zawierać składnik stały związany z przyłączeniem do sieci oraz składnik zależny od poboru w okresach szczytowych (EUR/kW) odzwierciedlający udział w wykorzystaniu sieci w okresach szczytu. Odbiorcy przemysłowi w Hiszpanii są zobowiązani do kontraktowania mocy dla 6 różnych okresów w ciągu doby. Symbol oznaczony najniższą cyfrą –  $p_1$  odnosi się do predefiniowanego okresu szczytowego, natomiast  $p_6$  jest okresem o najniższym oczekiwanym poborze. Zdolność wytwórcza zakontraktowana w okresie  $p_{t+1}$  powinna być zawsze większa niż w  $p_t$ . To rozwiązanie powinno być zastąpione taryfą zawierającą stały składnik będący opłatą za przyłączenie do sieci oraz składnik ex post zależny od poboru w okresach szczytowych za udział w lokalnym/całkowitym obciążeniu szczytowym. Podobnie do struktury opłat w Wielkiej Brytanii, odbiorcy powinni być informowani ex ante o możliwych okresach szczytowych.
- Opłaty regulowane, które nie są bezpośrednio związane z użytkowaniem sieci elektroenergetycznych takie, jak podatek od zainstalowanej mocy paneli fotowoltaicznych i energii z nich wytworzonej, nakładany na właściciela instalacji, p. 4.6.5 (“peaje de respaldo”), powinny zostać oddzielone od pozostałych opłat w taki sposób, aby nie zniekształcały cen na rynku energii elektrycznej i odzwierciedlających koszty opłat sieciowych.

#### 4.6.4 Bilansowanie dwustronne

- W Hiszpanii, moc bilansująca i zasoby energii są kontraktowane za pośrednictwem różnych rynków energii, po rynku dnia następnego, z wyprzedzeniem do 15 minut względem czasu rzeczywistego. Odchyłki w czasie rzeczywistym od harmonogramu zadeklarowanego przez uczestnika rynku są penalizowane w celu pokrycia kosztów poniesionych przez operatora systemu przesyłowego w związku z działaniami bilansującymi. System podwójnych cen penalizuje każdego uczestnika rynku za odchylenia od zobowiązań kontraktowych. W celu wykorzystania całej możliwej energii bilansującej rynki te powinny być także otwarte dla udziału strony odbioru. Ponadto, wprowadzenie systemu jednolitych cen za niezbilansowanie powinno obniżyć całkowite koszty bilansowania.

#### 4.6.5 Miejscowe wytwarzanie energii

- Umożliwienie samodzielnego wytwarzania energii elektrycznej z miejscowych źródeł VRE przez zapewnienie właściwego systemu taryf sieciowych (jak wskazano w rozdziale 2). W tym względzie, należy zmodyfikować dodatkowe opłaty z tytułu własnej generacji energii elektrycznej, a taryfy powinny być oparte na godzinowym poborze/wprowadzaniu energii do sieci netto, niezależnie od instalacji za licznikiem oraz na udziale podmiotu w rzeczywistym użytkowaniu sieci.

## 4.7 Wielka Brytania

- Wdrożony mechanizm wynagradzania za rezerwy mocy zdolności wytwórcze powinien stwarzać równe warunki konkurencji dla wytwarzania i zapotrzebowania.
- Przybliżenie zakupu usług pomocniczych do czasu rzeczywistego.
- Obniżenie minimalnych wartości ofert i limitów czasowej dostępności udziału w usługach pomocniczych.

### 4.7.1 Dostęp do rynku i zarządzanie energią

- Należy zapewnić aby zasady organizacji rynku umożliwiały bezpośredni dostęp strony odbioru i koncentratorów do hurtowych rynków energii elektrycznej. Umożliwienie koncentratorom strony trzeciej dostępu do mechanizmu bilansującego lub hurtowych rynków energii bez wymogu zawierania dwustronnych umów z dostawcą detalicznym każdego odbiorcy (Smart Energy Demand Coalition 2017).
- Przystosowanie ram regulacyjnych eksploatacji sieci dystrybucyjnych i wdrożenie mechanizmów, które pozwoliłyby operatorom sieci dystrybucyjnych stosowanie nowych rozwiązań, jak rynkowy zakup lokalnych usług sieciowych świadczonych przez elastyczne zapotrzebowanie przemysłowe, umożliwiającymi rozwiązywanie problemów sieci, takich jak obniżanie mocy, regulacja mocy biernej i napięcia celem złagodzenia problemów związanych ograniczeniami zdolności przesyłowych, a w długiej perspektywie – uniknięcie rozbudowy sieci (Smart Energy Demand Coalition 2017). Zasadniczo, ramy regulacyjne i mechanizmy polityki powinny pozwalać na wynagradzanie operatorów sieci dystrybucyjnych za realizowanie „inteligentnych” rozwiązań w przeciwieństwie do tradycyjnych opcji rozbudowy sieci. Wskazane jest także, żeby model operatora sieci dystrybucyjnej ewoluował w kierunku modelu operatora systemu dystrybucyjnego, jak w innych krajach europejskich.

### 4.7.2 Dochody z tytułu świadczenia usług pomocniczych

- Stosowanie cen krańcowych w kontraktowaniu energii bilansującej zamiast aukcji dyskryminacyjnej (pay-as-bid). (National Grid 2017).
- Przybliżenie zakupu usług pomocniczych do czasu rzeczywistego. Przejście od przetargów miesięcznych do jednodniowych (National Grid 2017).
- Biorąc pod uwagę wymagania techniczne dla usług pomocniczych, można zaproponować następujące zalecenia mające na celu ułatwienie zaangażowania odbiorców w tych rynkach (National Grid 2017):
  - ❖ Obniżenie minimalnej wartości ofert.
  - ❖ Obniżenie limitów czasowej dostępności. Niektóre usługi pomocnicze (np. STOR - dostępność przez 2 godziny przy pełnej mocy) wymagają dostępności usługodawców w ciągu nieracjonalnie długiego okresu czasu, wprowadzając tym samym dalsze bariery dla dostawców po stronie popytu, którzy mogą dostarczać bilansowanie w krótszych okresach.

- ❖ Rozdzielenie zakupu mocy bilansującej i energii bilansującej.
- ❖ Wprowadzenie zcentralizowanego mechanizmu, lub standardowych procedur, w celu ułatwienia korekt finansowych pomiędzy zaangażowanymi stronami, w szczególności pomiędzy koncentratorami a podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie (POB)/dostawcami w celu korygowania niezbilansowań spowodowanych reagowaniem na popyt.
- Wdrożony mechanizm wynagradzania za zdolności wytwórcze powinien działać na równych warunkach zarówno dla wytwarzania jak i zapotrzebowania. W obecnej chwili wymagania dotyczące udziału w mechanizmie zdolności wytwórczych są dogodniejsze dla jednostek wytwórczych niż dla poboru.

#### 4.7.3 Taryfy i kształtowanie cen

Poniższa tabela przedstawia składniki taryfy sieciowej w Wielkiej Brytanii. Uaktualniona taryfa będzie miała zastosowanie od 01/04/2018 (UK Power Networks 2017).

Składnik taryfy	Jednostka	Ograniczenia
Jedna, dwie lub trzy stawki jednostkowe	EUR/kWh	Nie więcej niż dwie stawki jednostkowe dla poboru rozliczanego w okresach innych niż półgodzinne
Opłata stała	EUR/dzień	Niw stosuje się dla dostaw nieopomiarowanych
Opłata za zdolność wytwórczą	EUR/kVA/dzień	Tylko dla taryf poboru rozliczanych godzinowo
Opłata za moc bierną	EUR/kVArh	Tylko dla taryf rozliczanych godzinowo

Tabela 5: Wykaz taryf i ograniczenia ich stosowania

- Struktura taryf dla kosztów sieci (p. Tabela 2) powinna być oparta na zasadzie przyczynowości kosztu (tzn. każdy użytkownik musi płacić za faktycznie poniesione koszty) w celu zachęcania użytkowników sieci do wykorzystywania dysponowanej elastyczności dla bardziej efektywnego wykorzystania zdolności przesyłowej sieci (EMA 2013).
- Taryfy sieciowe powinny zawierać składnik stały związany z przyłączeniem do sieci oraz składnik zależny od poboru w okresach szczytowych (EUR/kW) odzwierciedlający udział w wykorzystaniu sieci w okresach szczytu. Należy natomiast unikać taryf ryczałtowych i czysto wolumetrycznych.
- Opłaty regulowane (obowiązek stosowania energii odnawialnej, taryfa gwarantowana, podatek od zmian klimatu i subsydiowanie hydroenergetyki) powinny zostać w krótkim czasie oddzielone od innych opłat w taki sposób, aby nie zniekształcały cen na rynku energii elektrycznej i odzwierciedlających koszty opłat sieciowych („Climate Change Levy Rates - GOV.UK” 2017). W dalszej perspektywie, regulowane opłaty na pokrycie kosztów subsydiowania energii ze źródeł odnawialnych powinny być zniesione, aby umożliwić rynkowe reguły konkurencji pomiędzy różnymi technologiami generacji.
- Wprowadzenie lokalizacyjnych cen krańcowych (LMP), ponieważ można spodziewać się, że w nadchodzących latach różnice warunków zależnych od lokalizacji będą się powiększały. Ceny, które lepiej odzwierciedlają koszty będą silniej motywowały lokalne elastyczne jednostki wytwórcze do zwiększania elastyczności systemu.



#### **4.7.4 Bilansowanie dwustronne**

- Wielka Brytania wdrożyła już jednolite ceny niezbilansowania

#### **4.7.5 Miejscowe wytwarzanie energii**

- Stopniowe odejście od opomiarowania netto i umożliwienie samodzielnego wytwarzania energii elektrycznej z miejscowych źródeł VRE przy zapewnieniu właściwego systemu taryf sieciowych (jak wskazano w rozdziale 2). W tym względzie, taryfy sieciowe powinny dostarczać końcowym użytkownikom skuteczne sygnały ekonomiczne oparte na godzinowym poborze/wprowadzaniu energii do sieci netto, niezależnie od instalacji za licznikiem oraz na udziale podmiotu w rzeczywistym użytkowaniu sieci.

## 4.8 Wnioski

Niniejszy rozdział formułuje zalecenia dotyczące polityki, właściwe dla poszczególnych krajów, niezbędne dla dostosowania obecnych ram regulacyjnych w celu przyciągnięcia większego udziału strony odbioru. Nasze zalecenia dotyczące polityki zakwalifikowaliśmy do pięciu kategorii: dostęp do rynku i zarządzanie energią, przychody ze świadczenia usług pomocniczych, taryfy, bilansowanie dwustronne i miejscowe wytwarzanie energii.

Pod względem dostępu do rynku i zarządzania energią, zauważamy, że głównie Włochy i Hiszpania nie otworzyły jeszcze swoich rynków dla udziału strony popytowej. Reforma regulacyjna, która jest spodziewana w roku 2018, powinna zapoczątkować zmianę w kierunku otwarcia rynku dla reagowania na popyt. Ponadto, stwierdziliśmy istnienie we Francji i w Niemczech pewnych barier utrudniających wykorzystanie w praktyce pełnego potencjału elastyczności poboru. We wszystkich krajach docelowych odbiorcy przemysłowi mogą obniżać swoje rachunki za energię elektryczną przez aktywne korzystanie z transakcji arbitrażowych w dziedzinie energii.

Odnosnie udziału w świadczeniu usług pomocniczych stwierdziliśmy, że strona odbioru napotyka, w mniejszym lub większym stopniu, pewne praktyczne bariery we wszystkich krajach docelowych. Także w tym zakresie, odbiorcy w Hiszpanii i Włoszech napotykają na liczne bariery z powodu istniejących tam wymagań dotyczących symetrycznych produktów, przyłączenia do sieci przesyłowych, a także braku przejrzystości co do kontraktów przewidujących odłączenia odbioru. Podczas gdy w Hiszpanii i Włoszech większość rezerw jest kontraktowanych codziennie, zakupy rezerw w Belgii i Wielkiej Brytanii są dokonywane comiesięcznie lub raz na rok. Ogranicza to w znacznym stopniu udział podmiotów strony odbioru, gdyż muszą one kontraktować swoją dostępność z wyprzedzeniem kilku miesięcy/tygodni.

Jeżeli chodzi o taryfy, to zauważamy, że we wszystkich sześciu krajach docelowych struktura taryf jest przyczyną ogólnej nieefektywności. Taryfy wszystkich krajów zawierają pewne koszty regulowane, oparte na godzinowym zużyciu energii w kWh, których można uniknąć przez zmniejszenie zużycia mierzonego netto. Co więcej, większość tych krajów dopuszcza także pewne zwolnienia dla odbiorców przemysłowych powodujące, że w ich przypadku rzeczywiste koszty nie są prawidłowo odzwierciedlone.

Większość krajów wprowadziła już jednolitą cenę bilansowania, powodując że wytwórcy energii z VRE stali się odpowiedzialni za zbilansowanie. Jeżeli chodzi o model biznesowy dwustronnego bilansowania to wydaje się, że nie ma już barier uniemożliwiających jego wdrożenie. Mogą jednak istnieć jeszcze inne ekonomiczne przyczyny niewdrażania tego modelu biznesowego, nie wchodzące w zakres tego raportu.

Ostatnia kategoria zaleceń dotyczących polityki wiąże się z modelem biznesowym miejscowego wytwarzania energii. W wielu krajach nadal funkcjonuje polityka opomiarowania netto, która znosi zachęty do poboru energii kiedy dostępna jest tania energia odnawialna.

## 5 Zalecenia końcowe

Końcowe zalecenia dotyczące polityki na poziomie ogólnoeuropejskim są oparte na zaleceniach dotyczących polityki specyficznych dla poszczególnych krajów, sformułowanych w poprzednim rozdziale. Przedstawiamy zatem czytelnikowi przegląd tych zaleceń wraz z następującymi po nich naszymi ogólnymi zaleceniami.

### 5.1 Podsumowanie zaleceń dotyczących polityki

Poniższa tabela podaje przegląd zaleceń dotyczących polityki dla sześciu krajów docelowych. Kolor **zielony** oznacza że istniejąca sytuacja jest odpowiednia dla umożliwienia udziału strony popytowej i nie ma tam pilnej potrzeby wprowadzania zmian regulacji w tym aspekcie. Kolor **pomarańczowy** oznacza że regulacja formalnie zezwala na udział strony popytowej, ale w praktyce istnieją przeszkody stwarzane przez odnośną regulację. Zmiana jest wskazana, nie ma znaczącej bariery. Kolor **czerwony** oznacza, że istniejąca regulacja wymaga zmian, ponieważ obecne ramy ograniczają niektóre praktyki i zmiany takie mogłyby zwiększyć efektywność na poziomie krajowym. W ostatniej prawej kolumnie podano odnośny artykuł proponowanej Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej<sup>2</sup> jeżeli dane zalecenie jest zgodne z danym artykułem tej dyrektywy.

Kraj	BE	FR	DE	IT	ES	UK	Pakiet Czysta Energia
<b>Dostęp do rynku</b>							
Agregacja całkowicie dozwolona	■	■	■	■	■	■	RYNEK Projekt dyrektywy art. 13
Bezpośredni dostęp do rynku dnia dzisiejszego/następnego	■	■	■	■	■	■	RYNEK Projekt dyrektywy art. 15, 17
Rezerwy otwarte dla DR	■	■	■	■	■	■	
<b>Usługi pomocnicze</b>							
Zakupy zbliżone do czasu rzeczywistego	■	■	■	■	■	■	
Symetryczne produkty	■	■	■	■	■	■	
Minimalna wielkość oferty	■	■	■	■	■	■	
Odbiory przyłącz. do sieci dystrybucyjnej mogą uczestniczyć	■	■	■	■	■	■	RYNEK Projekt dyrektywy art. 32
Odłącznie odbiorów	■	■	■	■	■	■	
<b>Taryfy</b>							
Opłaty regulowane za zużycie w kWh	■	■	■	■	■	■	
Składnik za moc umowną w szczycie	■	■	■	■	■	■	
Dodatkowa opłata za samodzielne wytwarzanie	■	■	■	■	■	■	RES Projekt dyrektywy art. 21
<b>Bilansowanie</b>							
System cen jednolitych lub podwójnych	J	J	J	J/P	P	J	
VRE jest stroną odpowiedzialną za bilansowanie	■	■	■	■	■	■	
<b>Miejscowe wytwarzanie energii</b>							
Opomiarowanie netto	■	■	■	■	■	■	

Tabela 6: Przegląd stosowalności zaleceń dotyczących polityki w krajach docelowych

<sup>2</sup> Wniosek w sprawie Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej (wersja przekształcona)

## 5.2 Ogólnoeuropejskie zalecenia w sprawie polityki

### 5.2.1 Miejscowe wytwarzanie energii

- Bezpośredni dostęp i uczestniczenie dużych odbiorców w hurtowych rynkach energii elektrycznej (rynkach dnia następnego i dnia bieżącego) lub, alternatywnie, poprzez agregację.
- Umożliwienie uczestniczenia strony odbioru we wszystkich rynkach (rynkach rezerw, rynkach bilansujących i rynkach hurtowych) bezpośrednio lub poprzez agregację.
- Zagwarantowanie sprawiedliwych warunków technicznych dostępu strony odbioru do tych rynków.
- Umożliwienie i ułatwienie odbiorcom i odpowiedzi odbioru zaangażowania w istniejące i planowane mechanizmy wynagradzania zdolności wytwórczych.
- Koncentratorzy nie powinni napotykać nieuzasadnionych przeszkód w wejściu na rynek, a definicje produktów, czasy zamknięcia bramek i minimalna wielkość ofert powinny uwzględniać i wspierać innowacyjne i elastyczne rozwiązania w zakresie generacji rozproszonej (Smart Energy Demand Coalition 2017).

### 5.2.2 Usługi pomocnicze

- Zapewnienie konkurencyjności mechanizmów odłączania odbiorów.
- Promowanie aktywnego zarządzania przez operatorów systemów dystrybucyjnych przy dostarczaniu elastyczności przez zapotrzebowanie przemysłowe w lokalnych usługach sieciowych.

### 5.2.3 Struktura taryf

- Taryfy sieciowe odzwierciedlające koszty: opłata stała (EUR) + opłata za moc umowną w godzinach szczytu (EUR/kW).
- Inne koszty regulowane, które nie zależą bezpośrednio od zmian w zużyciu lub wprowadzaniu do systemu energii elektrycznej, powinny zostać oddzielone od wolumetrycznej składowej taryfy (EUR/kWh) i być regulowane za pomocą opłat w taki sposób, aby zminimalizować zniekształcenia cen odzwierciedlających koszty i opłat za usługi elektroenergetyczne.
- Należy wprowadzić odpowiednie mechanizmy regulacyjne w celu motywowania operatorów sieci do realizowania nietradycyjnych rozwiązań. Zazwyczaj większość operatorów systemów dystrybucyjnych otrzymuje wynagrodzenie w oparciu o inwestycje w sieci (tj. rozbudowę), co stwarza przeszkodę w uznawaniu korzyści z odroczenia/zaniechania rozbudowy, wynikających z elastyczności odbioru.

#### **5.2.4 Bilansowanie dwustronne**

- Wymaganie, aby wytwórcy energii z VRE przyjmowali odpowiedzialność za niezbilansowanie.
- Działanie w kierunku skutecznego systemu cen krańcowych za niezbilansowanie.
- W przypadku utrzymania systemu podwójnych cen niezbilansowania, umożliwienie agregacji i kompensacji za niezbilansowanie.
- Zapewnienie, aby regulacja promowała standardowe podejście, lub model, mające na celu uniknięcie dwustronnych kontraktów między koncentratorami dostawcami indywidualnie dla każdego przypadku.

#### **5.2.5 Miejscowe wytwarzanie energii**

- Odejście od opomiarowania netto i umożliwienie miejscowego samodzielnego wytwarzania energii elektrycznej z VRE.

#### **5.2.6 Harmonizacja w Unii Europejskiej**

- Wysoki stopień harmonizacji mechanizmów elastyczności w całej Unii Europejskiej.
- Należy wprowadzić stosowne ustalenia służące transgranicznemu obrotowi energią i usługami pomocniczymi. Umożliwiłyby to utworzenie zintegrowanego rynku energii i usług pomocniczych, co w teorii powinno prowadzić do bardziej efektywnej eksploatacji systemu rynkowego kształtowania cen.

## 6 Bibliografia

- Bertoldi, Paolo, Paolo Zancanella, Benigna Boza-Kiss, European Commission, Joint Research Centre, and Institute for Energy and Transport. 2016. Demand Response Status in EU Member States. Luxembourg: Publications Office.  
<http://dx.publications.europa.eu/10.2790/962868>
- 'Climate Change Levy Rates - GOV.UK'. 2017. Accessed June 26.  
<https://www.gov.uk/government/publications/rates-and-allowances-climate-change-levy/climate-change-levy-rates>.
- Commission, European. 2016. 'Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms'.
- EC. 2009. 'Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Repealing Directive 2003/54/EC'. Official Journal of the European Union. <http://eur-lex.europa.eu>.
- EC. 2012. 'Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on Energy Efficiency, Amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and Repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC'. Official Journal of the European Union. <http://eur-lex.europa.eu>.
- Elia. 2016. 'Ancillary Services'. <http://www.elia.be/en/suppliers/purchasing-categories/energy-purchases/Ancillary-services>.
- Elia. 2017. 'ARP Workshop'. Brussels, March 16.
- EMA. 2013. 'EMA Guide To... Electricity Pass through Charges'.  
<http://www.theema.org.uk/wp-content/uploads/2013/05/Martin-Hills-Supplier-Pass-Through-Charges.pdf>.
- European Commission. 2016. 'METIS Technical Note T4: Overview of European Electricity Markets'.
- EWEA. 2015. 'Balancing Responsibility and Costs of Wind Power Plants'.
- Jezdinsky, Tomas, and Fernando Nuño. 2016. 'Stakeholder Consultation Process'. Deliverable 2.3. IndustRE Project, European Union's Horizon 2020 Grant agreement no. 646191, Work Package 2: Innovative Business Models
- Lapenna, Daniele. 2016. 'Il Ventunesimo Secolo - Blog d' Informazione Di Lapenna Daniele: Come Leggere La Bolletta dell'Enel? Ecco Una Spiegazione Semplice Su Ogni Sua Parte. Con La Nuova Bolletta Ci Sono Stati Aumenti'. Il Ventunesimo Secolo - Blog d' Informazione Di Lapenna Daniele. April 3.  
<http://ilventunesimosecolo.blogspot.com.es/2016/04/come-leggere-la-bolletta-dell-enel-ecco.html>.
- National Grid. 2017. 'Balancing Services'.  
<http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/>.
- Papapetrou, Michael. 2015. 'Main Variations of Business Models for Flexible Industrial Demand Combined with Variable Renewable Energy'. Deliverable 2.1. IndustRE Project, European Union's Horizon 2020 Grant agreement no. 646191, Work Package 2: Innovative Business Models.

- Pérez-Arriaga, Ignacio, Tomás Gómez, Carlos Battle, Jose Pablo Chaves Avila, and John Deutch. 2016. 'UTILITY OF THE FUTURE'.  
<http://www.abrapch.org.br/admin/arquivos/arquivos/3/utility-of-the-future-full-report-661.pdf>.
- Res-legal. 2017. 'Net-Metering'. February 24. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/italy/single/s/res-e/t/promotion/aid/net-metering-scambio-sul-posto/lastp/151/>.
- Smart Energy Demand Coalition. 2017. 'Mapping Demand Response in Europe Today'. Tracking Compliance with Article 15.
- 'Taxes Sur L'électricité'. 2017. Prix-Elec by Selectra. Accessed June 26. <https://prix-elec.com/taxes>.
- UK Power Networks. 2017. 'London Power Networks Plc Use of System Charging Statement'.
- Vallés, Mercedes, Pablo Frías, and Tomás Gómez. 2015. 'Regulatory and Market Framework Analysis: A Working Document Assessing the Impact of the Regulatory and Market Framework on the IndustRE Business Models'. Deliverable 2.2. IndustRE Project, European Union's Horizon 2020 Grant agreement no. 646191, Work Package 2: Innovative Business Models.
- Vallés, Mercedes, Tomás Gómez, and Pablo Frías. 2015. 'Regulatory and Market Framework Analysis: A Working Document Assessing the Impact of the Regulatory and Market Framework on the IndustRE Business Models'. <http://www.industre.eu>.
- Vallés, Mercedes, Tomás Gómez, and Pablo Frías. 2016. 'Business Models and Market Barriers'. <http://www.industre.eu>.
- VREG. 2016. 'Tariefmethodologie Voor de Reguleringsperiode 2017-2020'.
- 'What German Households Pay for Power'. 2015. Clean Energy Wire. January 23. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power>.

## 7 Historia zmian

Tabela 7.1 Historia zmian

Wersja	Data	Zmiana wprowadzona przez
V1	29/08/17	Lorenzo Simons
V1.1	08/09/17	Tomás Gómez
V2	13/09/17	Lorenzo Simons
V3	22/09/17	Lorenzo Simons
V3.1	25/09/17	Lorenzo Simons
V3.2	27/09/17	Pablo Frías
V3.3	29/09/17	Lorenzo Simons



## Załącznik 1

Lista składników, które mogą być włączone jako opłaty regulowane:

- A2 Opłaty za utrzymanie i wycofanie z eksploatacji starych elektrowni jądrowych
- A3 Zachęty produkcji energii ze źródeł odnawialnych
- A4 Taryfy wspierające transport kolejowy
- A5 Wspieranie badań w dziedzinie elektrotechniki
- A6 Koszty osieroczone
- AE Ulgi dla energochłonnych przedsiębiorstw
- AS Taryfy socjalne
- UC4 Wsparcie małych lokalnych zakładów energetycznych, np. na wyspach
- MCT Lokalne kompensaty, zwykle przy budowie bardzo dużych elektrowni/infrastruktury
- UC3: Koszty bilansowania w systemach przesyłowych i dystrybucyjnych
- UC6: Koszty jakości bilansowania
- UC7 Wspieranie efektywności końcowego wykorzystania energii