



Ministerstwo  
Klimatu i Środowiska

---

**Raport**  
**z badania ankietowego**  
**dotyczącego funkcjonowania**  
**rynku energii elektrycznej oraz rynku mocy**

Warszawa, listopad 2024 r.

# Spis treści

Wstęp.....	3
Metodologia i opis grupy badawczej .....	4
Rynek energii elektrycznej.....	7
Zmiany legislacyjne.....	7
Rynek hurtowy .....	8
Rynek detaliczny .....	9
Elastyczność systemu.....	10
Rynek bilansujący – mechanizm do 14 czerwca 2024 r.....	11
Rynek bilansujący – nowy mechanizm od 14 czerwca 2024 r.....	15
Infrastruktura sieciowa .....	19
Energy only market (tj. rynek energii elektrycznej bez rynku mocy).....	20
Rynek mocy .....	21
Ocena obecnego kształtu rynku mocy .....	21
Mechanizm mocowy po 2030 r.....	24
Rezerwa strategiczna jako alternatywa dla rynku mocy .....	30
Rynek mocy po 2030 r. – modyfikacja mechanizmu .....	37
Cechy ogólne.....	37
Umowy mocowe.....	40
Obowiązek mocowy .....	43
Okresy przywołania na rynku mocy .....	46
Rynek mocy – dodatkowe cechy.....	49
Otoczenie ekonomiczno-regulacyjne .....	50
Inne dodatkowe uwagi .....	52
Podsumowanie.....	54
Spis wykresów.....	56

## Wstęp

Badanie przeprowadzone przez Ministra Klimatu i Środowiska miało na celu poznanie opinii uczestników polskiego rynku energii elektrycznej na temat stopnia rozwoju rynku energii elektrycznej oraz funkcjonowania rynku mocy. Respondenci zostali zaproszeni do udzielenia odpowiedzi na szereg pytań dotyczących różnych aspektów rynku energii elektrycznej w tym rynku hurtowego, detalicznego, bilansującego oraz rynku mocy, a także na tematy związane z elastycznością systemu energetycznego i infrastrukturą energetyczną. Wyniki badania dostarczają szczegółowych informacji dotyczących obecnego stanu rynku energii elektrycznej oraz rynku mocy, a także wskazują na potencjalne obszary wymagające zmian legislacyjnych, które mogłyby zostać wprowadzone zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa Unii Europejskiej. Należy podkreślić, że badane rozwiązania mają na celu wspieranie transformacji energetycznej w kierunku neutralności klimatycznej, poprzez budowę zdekarbonizowanego systemu energetycznego, opartego o energetykę jądrową i odnawialne źródła energii.

Badanie to stanowi również niezbędny etap w przygotowaniu wkładu do oceny stopnia rozwoju rynku energii elektrycznej, który stanie się częścią raportu dotyczącego oceny rynku mocy. Wyniki badania pozwolą na sformułowanie niezbędnych wniosków dotyczących opinii uczestników rynku energii elektrycznej na temat obowiązywania rynku mocy oraz pozwolą na zbadanie opinii w zakresie różnych propozycji zmian rynku mocy albo ewentualnego zniesienia tego mechanizmu. Raport przygotowany w oparciu m.in. o wyniki przedstawione poniżej przedłożony zostanie w 2024 r. przez Radę Ministrów Sejmowi RP, zgodnie z art. 103. ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2023 r. poz. 2131).

Zapraszamy do zapoznania się z poniższym raportem podsumowującym wyniki badania.

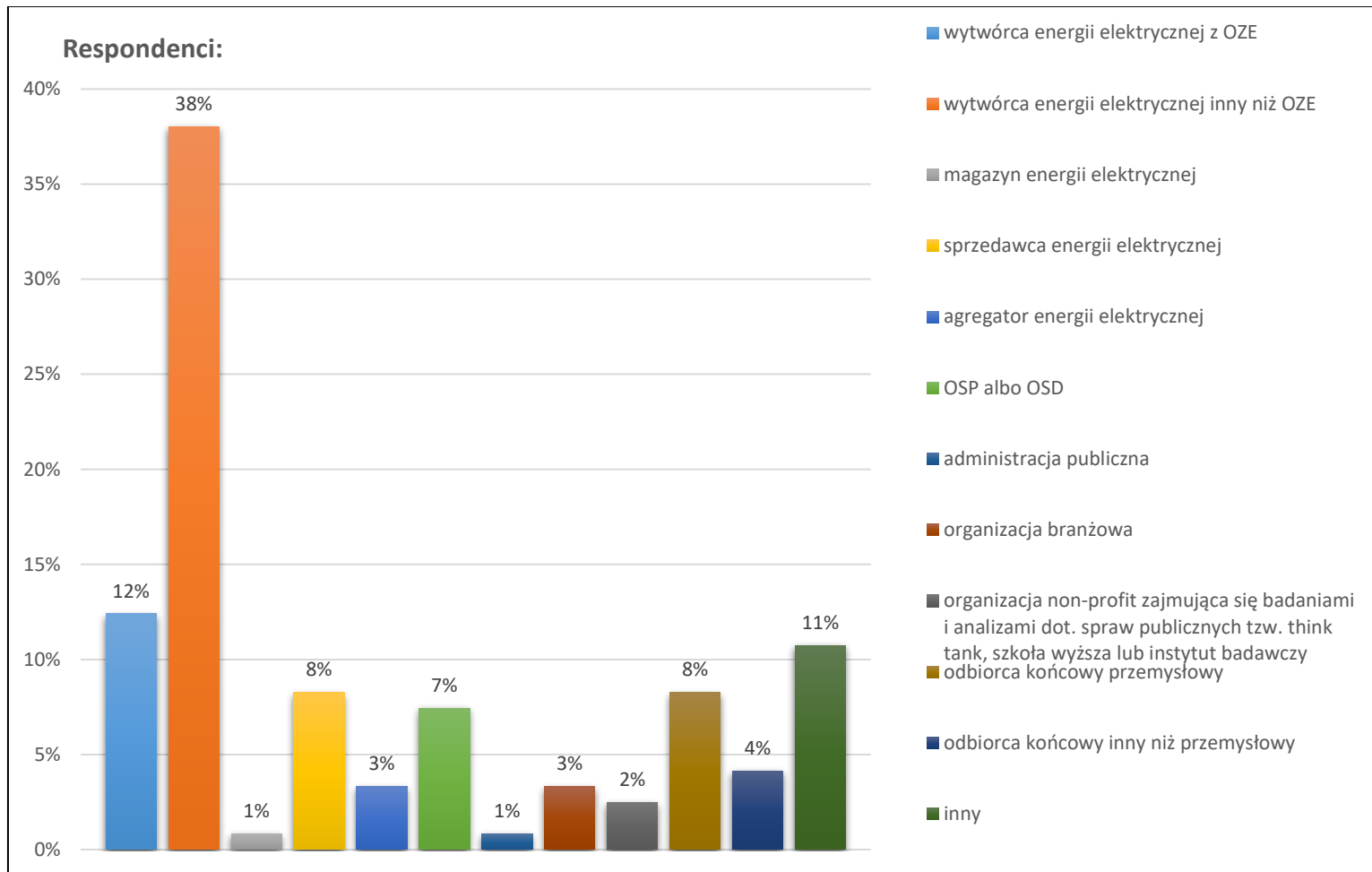
## Metodologia i opis grupy badawczej

W celu zdobycia informacji dotyczących funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz rynku mocy, ankieta została skierowana do wszystkich uczestników polskiego rynku energii elektrycznej. W celu zapewnienia pełnej anonimowości respondentów oraz największej efektywności systematyzowania informacji, do przeprowadzenia ankiety użyto internetowej platformy Microsoft Forms. Badanie składało się z 20 pytań zamkniętych<sup>1</sup> oraz dwóch pytań otwartych. Wykresy zamieszczone w raporcie stworzone zostały na podstawie średniej wyciągniętej z odpowiedzi respondentów. Dwa pytania otwarte umożliwiły uczestnikom badania podzielenie się dodatkowymi przemyśleniami odnośnie do rynku energii elektrycznej i rynku mocy.

Do respondentów badania należeli wytwórcy i sprzedawcy energii elektrycznej, agregatorzy, operatorzy systemów i odbiorcy końcowi, ale również podmioty takie jak resorty, stowarzyszenia badawcze, think-tanki, politechniki i instytuty badawcze. Ankiety wypełniło 121 uczestników rynku energii elektrycznej, z czego największy procent respondentów (38%) określiło swoją rolę na rynku jako wytwórca energii elektrycznej inny niż OZE, 12% uczestników badania wypełniło ankietę jako wytwórca energii elektrycznej z OZE, a niewiele ponad 8% jako sprzedawca energii elektrycznej. 7% ankietowanych opisało swój udział w rynku energii jako będący operatorem systemu przesyłowego bądź dystrybucyjnego. Pozostali respondenci zadeklarowali, że wypełnili ankietę jako odbiorca końcowy inny niż przemysłowy, organizacja branżowa, agregator energii elektrycznej, oraz organizacja non-profit zajmująca się badaniami i analizami dot. spraw publicznych (pytanie z możliwością jednokrotnego wyboru).

---

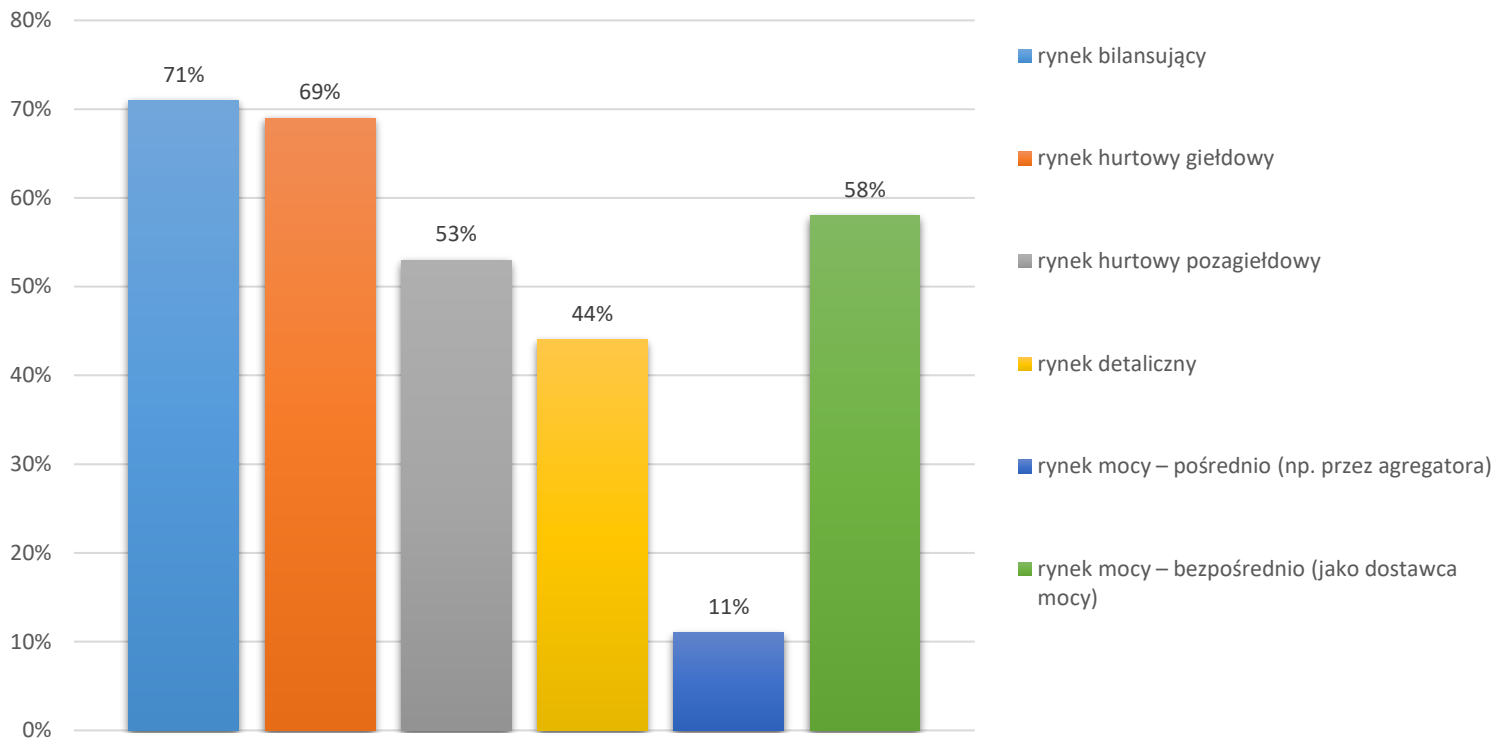
<sup>1</sup> Odpowiedzi do pytań zamkniętych zostały sformułowane w postaci skali, od 1 do 5, mierzącej zgodność opinii respondenta z podanym w pytaniu stwierdzeniem. Aby przedstawić preferencję respondentów w bardziej intuicyjnej skali - pozytywne podejście (ocena) lub negatywne podejście (ocena) - przeskalowano wyniki, gdzie 1 odpowiada -2, 2 odpowiada -1, 3 odpowiada 0, 4 odpowiada 1, a 5 odpowiada 2. Wartości -2 i -1 (w pytaniach 1 i 2) to oceny negatywne, 0 (w pytaniach 3) to oceny neutralne, zaś 1 i 2 (w pytaniach 4 i 5) to oceny pozytywne.



Wykres 1 Podział respondentów na role rynkowe

Respondenci zapytani zostali również o rodzaj rynku, w którym uczestniczą (zaznaczając, że pytanie umożliwiało udzielenie wielu odpowiedzi) większość uczestników (71%) zadeklarowała uczestnictwo w rynku bilansującym, natomiast niewiele mniej (69%) w rynku hurtowym giełdowym. Do rynku hurtowego pozagiełdowego przynależność zadeklarowało 53% respondentów, a do rynku detalicznego 44%. W kontekście rynku mocy, 11% uczestników badania deklaruje się jako uczestnik pośredni rynku mocy (np. przez agregatora), a 58% jako uczestnik bezpośredni rynku mocy (np. jako dostawca mocy).

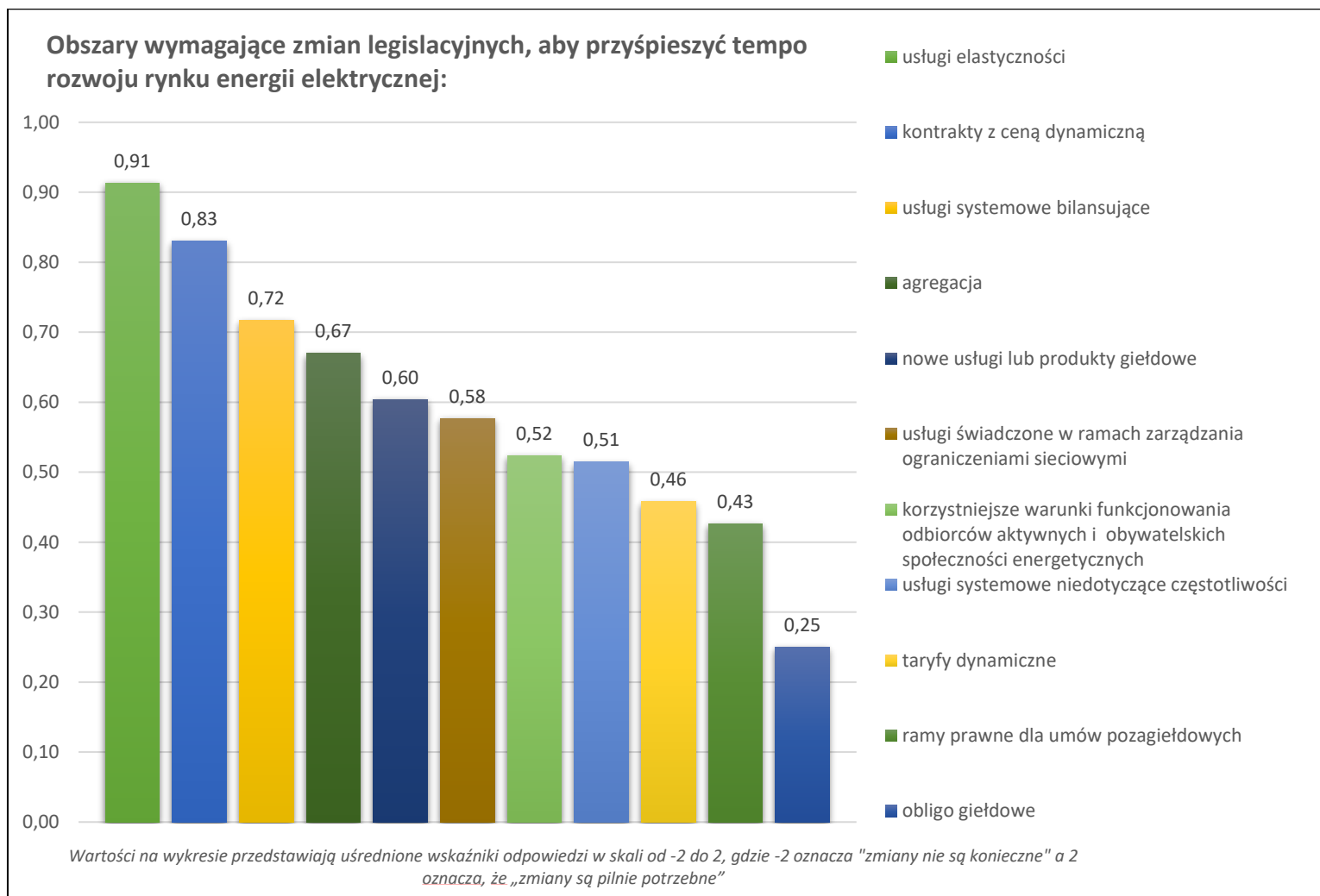
### Rodzaje uczestnictwa w rynkach:



Wykres 2 Podział respondentów ze względu na segment rynku<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Pytanie umożliwiło wielokrotny wybór, więc odpowiedzi nie sumują się one do 100%.

## Zmiany legislacyjne



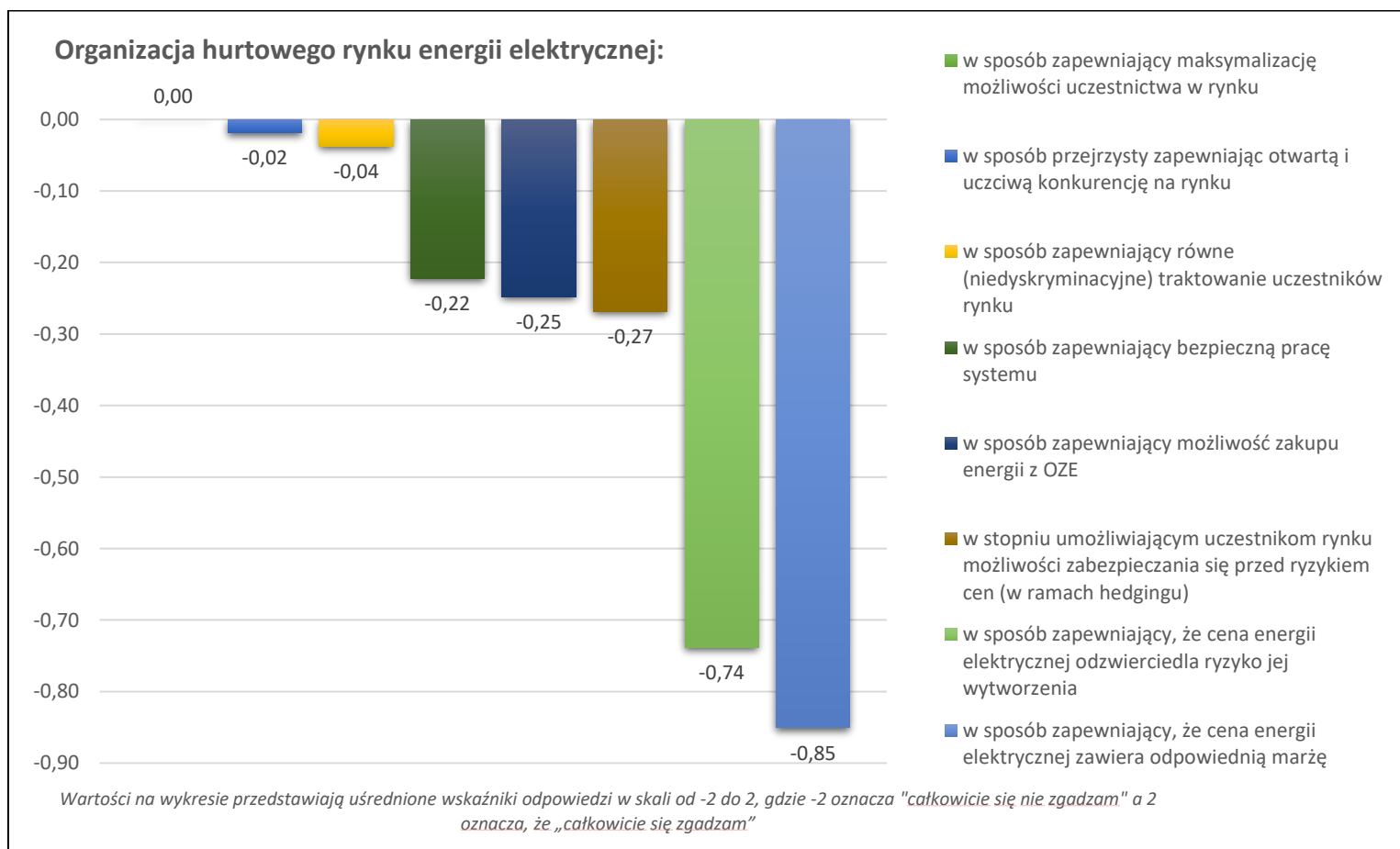
Wykres 3 Obszary wymagające zmian legislacyjnych, aby przyspieszyć tempo rozwoju rynku energii elektrycznej

Wykres 3 prezentuje w jakim stopniu badani respondenci uznają wskazane obszary jako pilnie wymagające zmian legislacyjnych, tak aby przyspieszyć tempo rozwoju rynku energii elektrycznej. Wszystkie wskazane rozwiązania zostały uznane przez badanych jako wymagające zmian, w różnym stopniu pilności. Jak można zaobserwować na wykresie, żaden ze wskazanych obszarów nie został skorelowany negatywnie, a średnia korelacja odpowiedzi wśród wszystkich obszarów wynosi 0,62. Najszybsze zmiany, zdaniem ankietowanych nastąpić powinny w obszarze usług elastyczności (0,91) oraz kontraktów z ceną dynamiczną (0,83), a także w obszarze systemowych usług bilansujących (0,72) czy agregacji (0,67).

Opinie respondentów w zakresie najpilniejszych potrzeb legislacyjnych (tj. usług elastyczności oraz kontraktów z ceną dynamiczną) wydają się być zbieżne z potrzebami oraz kierunkami zmian jakie są identyfikowane na forum UE, co znalazło odzwierciedlenie m.in. w ostatniej reformie rynku energii elektrycznej (reforma electricity market design EMD). Zmiany w tym zakresie powinny zostać wprowadzone poprzez dostosowywanie zmian wprowadzonych do Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej do prawa krajowego. W tym zakresie istotne będzie także sfinalizowanie prac po stronie KE nad nowym kodeksem sieci dot. odpowiedzi odbioru (DSR - demand side response). Należy jednak wskazać, że zgodnie z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, od 24 sierpnia 2024 r. odbiorcy energii elektrycznej mają

dostęp do umów z ceną dynamiczną, opartą na cenach hurtowych na rynku spot notowanych w odstępach 15-minutowych. Nowelizacja tej ustawy wprowadziła również więcej możliwości dla uczestników rynku w zakresie agregacji. W przypadku potrzeby zmian w zakresie usług systemowych bilansujących należy wskazać, że w zeszłym roku przyjęto szereg zmian do Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Obecnie MKiŚ monitoruje wdrożenie tych zmian oraz ich wpływ na rynek energii elektrycznej, a w razie stwierdzenia konieczności wprowadzenia kolejnych zmian, zaproponuje dalsze rozwiązania w tym zakresie. W ostatnim okresie wprowadzonych zostało szereg nowych produktów giełdowych, dających nowe możliwości dla uczestników rynku. W czerwcu 2024 r. TGE rozszerzyła ofertę dla uczestników rynku giełdowego o dwie nowe grupy produktów: instrumenty 15-minutowe na Rynku Dnia Bieżącego w ramach notowań ciągłych oraz instrumenty godzinowe w ramach aukcji IDA (Intraday Auctions) połączonych rynków europejskich (SIDC, Single Intraday Coupling). Spodziewane jest także wprowadzenie analogicznych 15-minutowych instrumentów na Rynku Dnia Następnego. Wprowadzanie kolejnych instrumentów na warszawskim parkiecie towarowym odpowiada założeniom postępującej transformacji energetycznej, w tym zmianom regulacji krajowych i unijnych. Wreszcie zauważalna jest potrzeba uczestników rynku wobec przywrócenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie w dalszym terminie. Ministerstwo analizuje propozycje zmian w tym zakresie. Istotne dla resortu jest jednak wprowadzenie zmian po przeprowadzeniu właściwej, kompleksowej analizy, tak aby obowiązek ten równoważył interesy uczestników rynku i jednocześnie dawał właściwe sygnały cenowe.

## Rynek hurtowy



Wykres 4 Organizacja hurtowego rynku energii elektrycznej

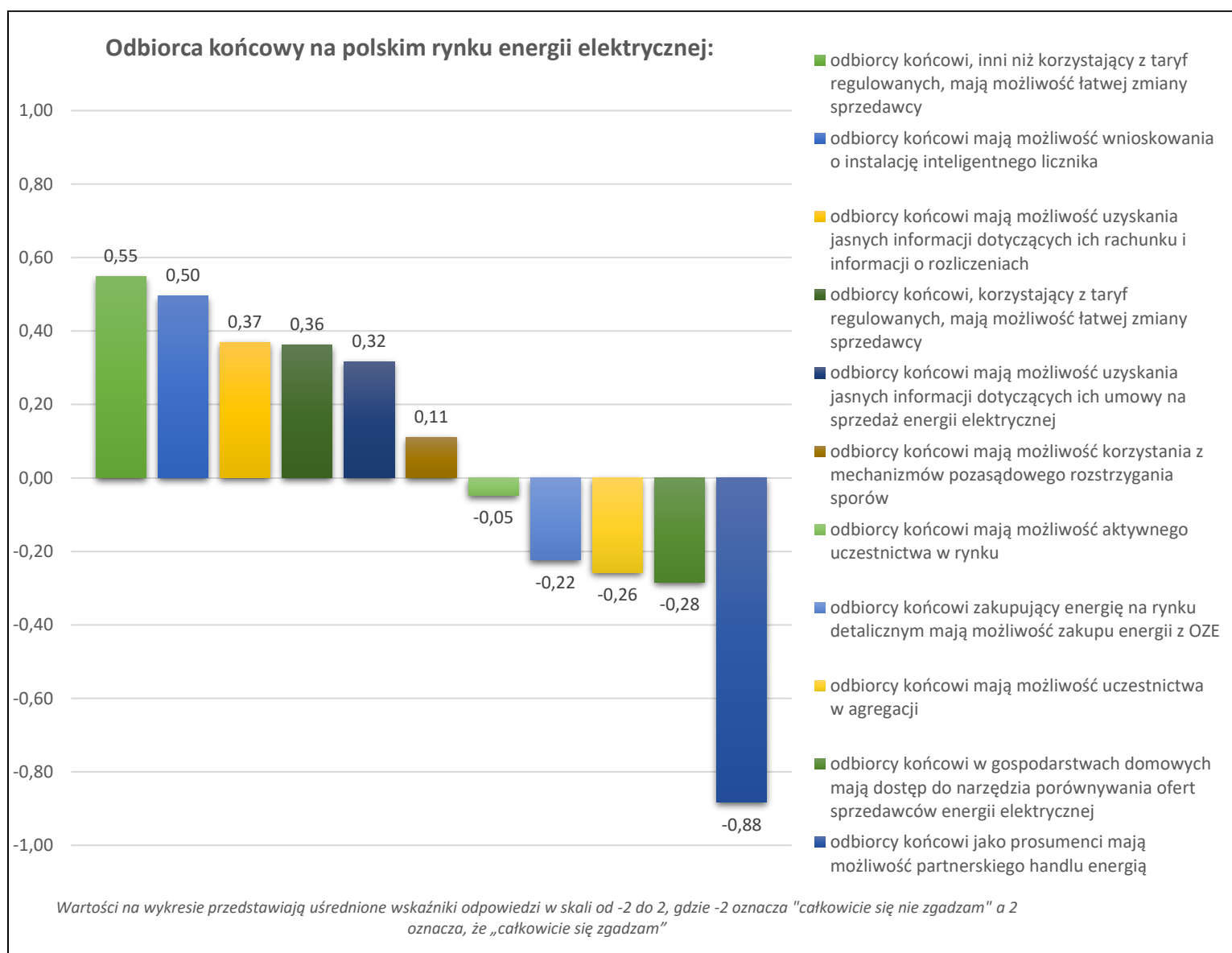
Wykres 4 przedstawia w jaki sposób respondenci oceniają sposób organizacji hurtowego rynku energii elektrycznej. Uśrednione oceny sposobu organizacji oceniły neutralnie (0,00) maksymalizację możliwości uczestnictwa w rynku. W pozostałych obszarach rynek ten nie odpowiada natomiast na oczekiwania jego uczestników. Najbardziej



negatywnie oceniono możliwości zabezpieczania odpowiednich marży w ramach ceny energii (-0,85) i także to w jaki sposób cena energii elektrycznej odzwierciedla ryzyko jej wytworzenia (-0,74).

Pozytywnie należy ocenić opinie respondentów wobec możliwości uczestnictwa w rynku oraz otwartej i uczciwej konkurencji (-0,02 – wartość bardzo bliska neutralnej). Ostatnie zmiany wprowadzone w ramach reformy rynku energii, w tym w szczególności zmiany Rozporządzenia REMIT pozwolą na maksymalizację tych warunków oraz zapewnienie równego traktowania uczestników rynku. Reforma ta powinna również prowadzić do większych możliwości zakupu energii elektrycznej z OZE poprzez m.in. ułatwienia oraz zachęty do zawierania umów PPA czy kontraktów różnicowych. W ramach tej reformy zauważono również braki w możliwościach uczestników do zabezpieczania się przed ryzykiem cen, co skutkowało wprowadzeniem szeregu zmian w kształcie rynku terminowego (m.in. poprzez koncepcje utworzenia wirtualnych hubów). MKiŚ będzie na bieżąco monitorować kierunek tych zmian (w ramach prac nad kodeksem sieci FCA), tak by zostały one poprzedzone odpowiednią analizą oraz aby odpowiadały na potrzeby polskiego rynku.

## Rynek detaliczny

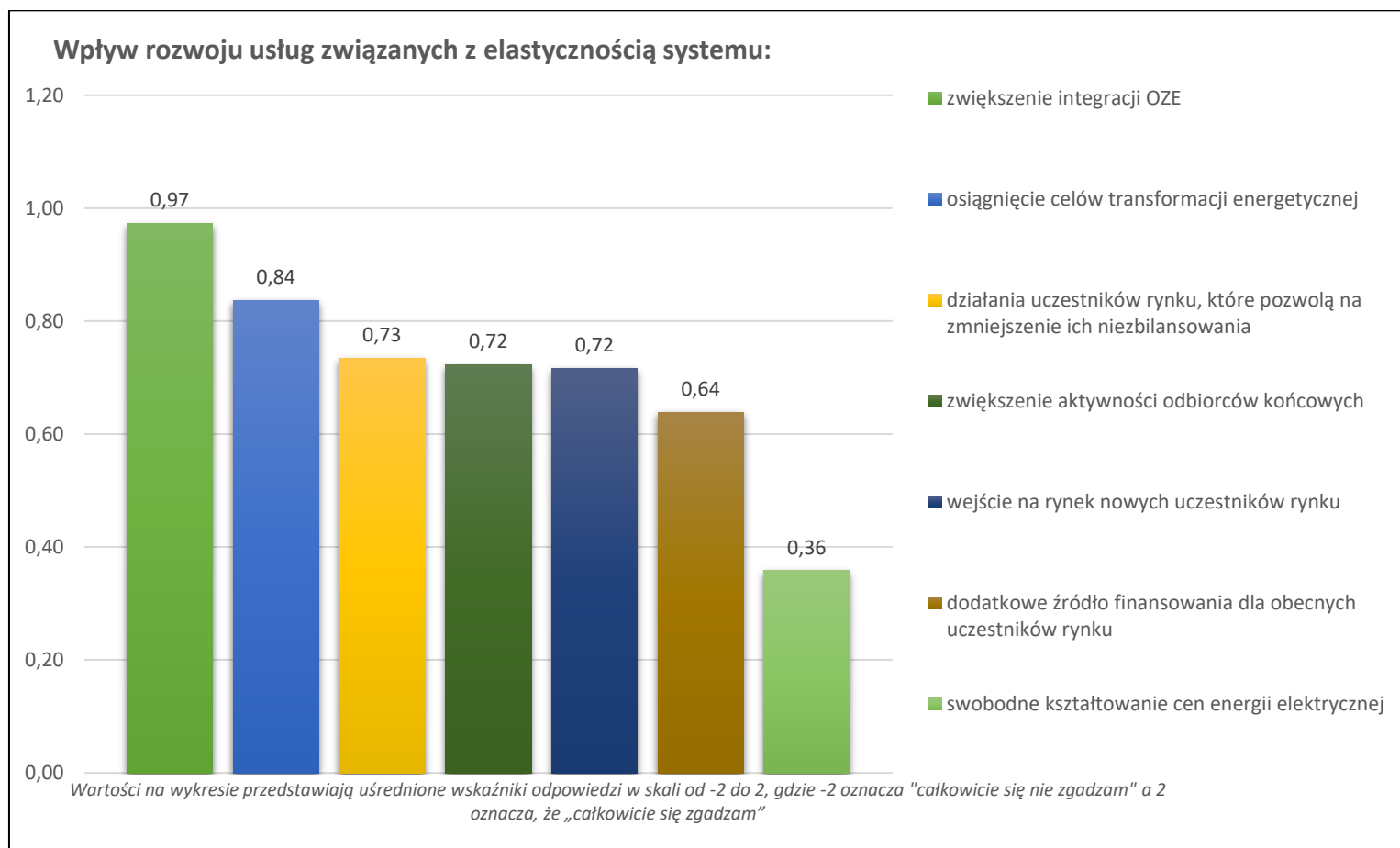


Wykres 5 Odbiorca końcowy na polskim rynku energii elektrycznej

Wykres 5 przedstawia ocenę respondentów w zakresie możliwości odbiorców końcowych. Pozytywnie ocenione przez respondentów zostały możliwości łatwej zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego innego niż korzystający z taryf regulowanych (0,55) oraz możliwości wnioskowania o instalację inteligentnego licznika (0,50). Negatywnie natomiast została oceniona możliwość partnerskiego handlu energią przez odbiorców końcowych w roli prosumentów (-0,88).

Respondenci ogólnie ocenili neutralnie możliwości aktywnego uczestnictwa odbiorców końcowych w rynku energii elektrycznej, jako że średnia ocena możliwości wynosi 0,04. Istnieją jednak dodatkowe kwestie, które wymagają poprawy. Przyjęta w 2023 r. nowelizacja ustawy - Prawo energetyczne<sup>3</sup> powinna odpowiedzieć na te kwestie, poprzez z jednej strony uregulowanie agregacji, a także poprzez nałożenie obowiązku na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do prowadzenia porównywarki ofert na przeznaczonej do tego celu stronie internetowej.

## Elastyczność systemu



Wykres 6 Wpływ rozwoju usług związanych z elastycznością systemu

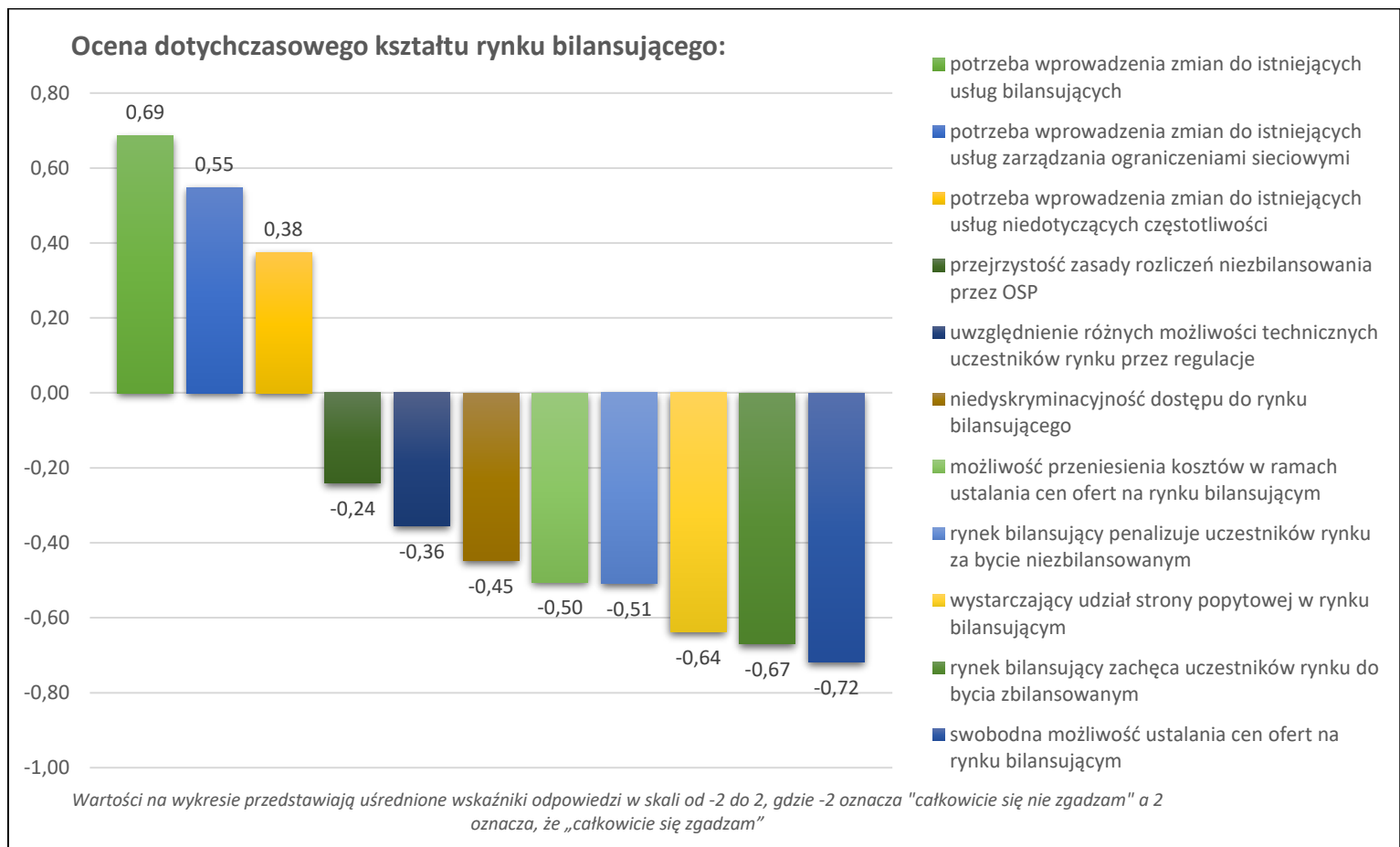
Zgodnie z wykresem 6 respondenci pozytywnie ocenili wpływ rozwoju usług związanych z elastycznością na szereg aspektów funkcjonowania rynku energii elektrycznej i krajowego systemu elektroenergetycznego. Największy wpływ tych usług uczestnicy rynku widzą w zwiększaniu integracji OZE (0,97) oraz w osiągnięciu celów transformacji energetycznej (0,84). Uczestnicy rynku zwrócili również uwagę, że rozwój usług związanych z elastycznością pozytywnie wpłynie na zmniejszenie niezbilansowania uczestników rynku (0,73), zwiększenie aktywności odbiorców

<sup>3</sup> Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 1681).

końcowych oraz zwiększenie ilości podmiotów na rynku energii (0,72). W mniejszym stopniu uczestnicy ankiety wskazali, że usługi związane z elastycznością mogą stanowić dodatkowe źródło finansowania dla uczestników rynku (0,64).

Biorąc pod uwagę skalę pozytywnych odpowiedzi należy uznać, że zdaniem respondentów rozwój usług elastyczności znacząco przyczyni się do poprawy funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce. Zasadnym jest zatem podjęcie dalszych działań ułatwiających, umożliwiających rozwój usług elastyczności. Niewątpliwie elastyczność systemu elektroenergetycznego jest kluczowa dla transformacji energetycznej w kontekście rosnącego udziału OZE. Należy jednak wskazać, że rynek usług elastyczności nie jest w pełni rozwinięty w żadnym kraju UE, a rozumienie i podejście do usług elastyczności jest bardzo różne wśród państw członkowskich UE (od usług kontraktowanych rynkowo przez OSD do usług systemowych - bilansowania, redysponowania, a także taryf strefowych i elastycznych umów przyłączeniowych). Obecnie na poziomie UE trwa praca nad kodeksem NC DR (network code demand response) obejmującym wszystkie zasoby elastyczności, tj. zmianę poboru mocy, magazynowanie oraz wytwarzanie rozproszone. Ministerstwo na bieżąco monitoruje stan prac nad tym kodeksem i pozostaje zaangażowane w dyskusje nad rozwojem rynku usług elastyczności.

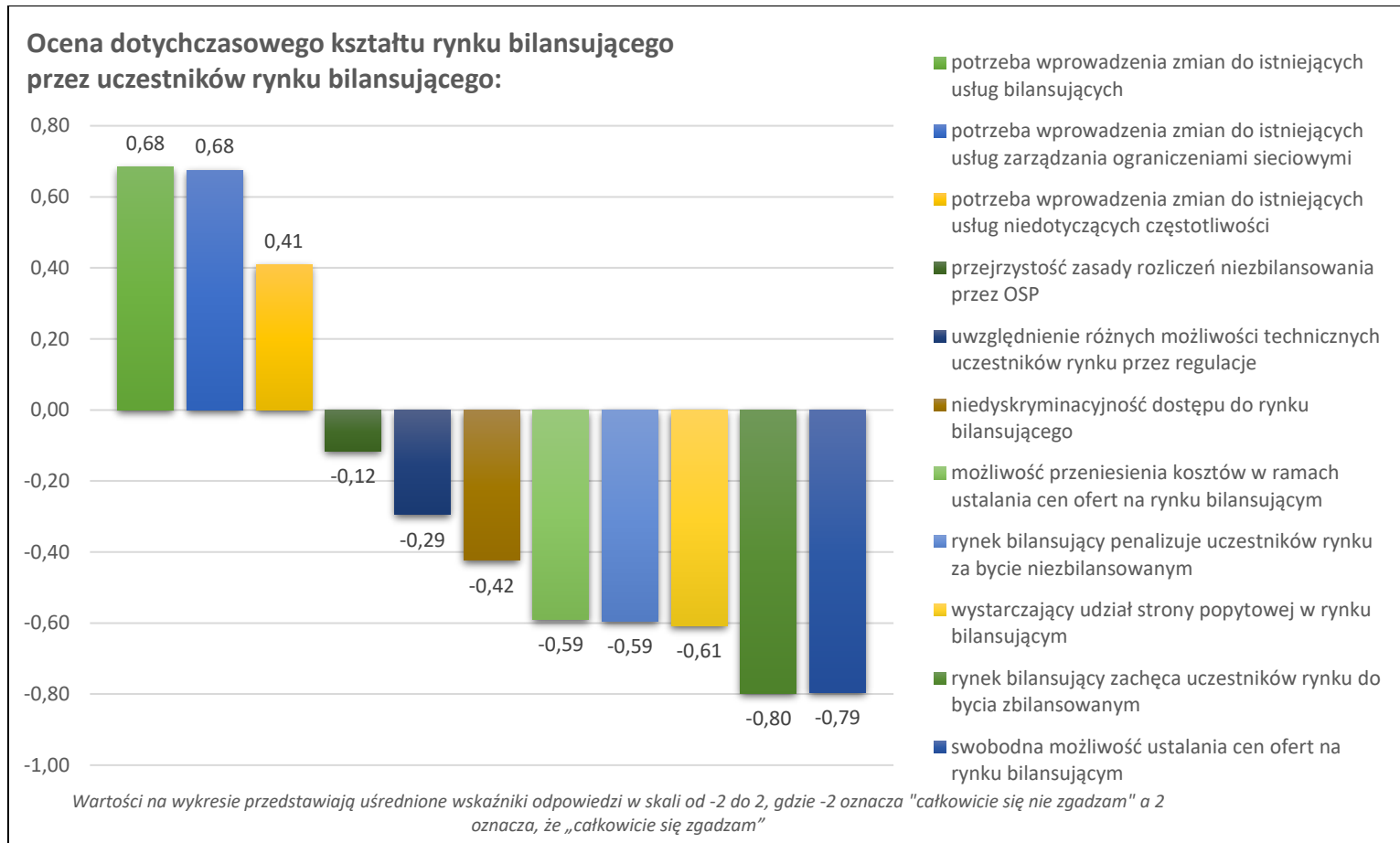
### Rynek bilansujący – mechanizm do 14 czerwca 2024 r.



Wykres 7 Ocena dotychczasowego kształtu rynku bilansującego (do 14 czerwca 2024 r.)

Wykres 7 przedstawia ocenę obecnego kształtu rynku bilansującego. Respondenci wskazali, że istnieje potrzeba wprowadzenia zmian do istniejących usług bilansujących (0,69) oraz usług zarządzania ograniczeniami sieciowymi (0,55). Respondenci wskazali, że na rynku bilansującym brak jest możliwości swobodnego ustalania cen ofertowych (-0,72). Uczestnicy badania zaprzeczyli stwierdzeniu, że rynek bilansujący zachęca uczestników rynku do bycia zbilansowanym (-0,67) oraz wskazali, że udział strony popytowej na rynku bilansującym jest niewystarczający (-0,64). Podważona została również teza, że rynek bilansujący penalizuje uczestników rynku za bycie niezbilansowanym (-0,51).

Uczestnicy badania wskazali również obecne regulacje prawne w zakresie przenoszenia kosztów w ramach ustalania cen ofert na rynku bilansującym są niewystarczające (-0,50).

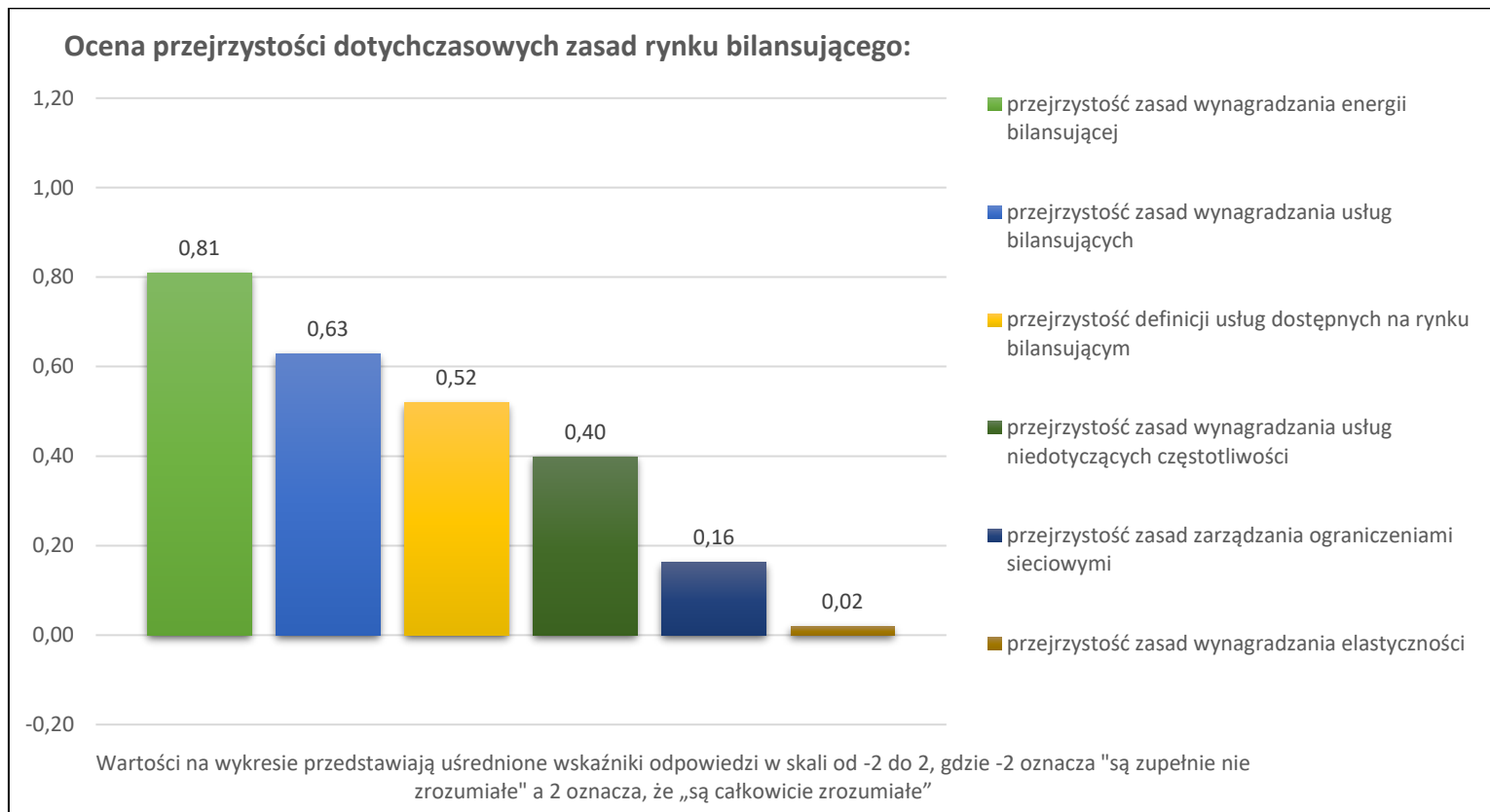


Wykres 8 Ocena dotychczasowego kształtu rynku bilansującego zdaniem uczestników rynku bilansującego

Powyższy wykres 8 przedstawia ocenę obecnego kształtu rynku bilansującego, z czego wszyscy respondenci są uczestnikami rynku bilansującego. Potrzeba wprowadzenia zmian do istniejących usług bilansujących oraz istniejących usług zarządzania ograniczeniami sieciowymi zostały wysoko ocenione przez większość respondentów (0,68). Najbardziej negatywnie, uczestnicy badania ocenili prawdziwość tezy, dotyczących możliwości swobodnego kształtowania wysokości ofert na rynku bilansującym (-0,79) oraz że uczestnicy rynku bilansującego są zachęceni do bycia zbilansowanym (-0,80). Uczestnicy rynku bilansującego wskazali również, udział strony popytowej jest niewystarczający (-0,61). Dodatkowo respondenci negatywnie ocenili również możliwości przeniesienia kosztów w ramach ustalania cen ofert (-0,59) oraz podali w wątpliwość tezę stanowiącą, że rynek bilansujący penalizuje niezbilansowanych uczestników rynku (-0,59).

Rynek bilansujący energii elektrycznej jest rynkiem technicznym, którego głównym celem jest bieżące bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną z generacją przy zapewnieniu odpowiednich parametrów jakościowych i niezawodnościowych dostaw energii. Obecnie struktura źródeł wytwórczych energii elektrycznej ulega dynamicznym zmianom. Wzrost udziału źródeł OZE, których generacja jest znacznie uzależniona od warunków pogodowych powoduje, że bieżące bilansowanie systemu staje się większym wyzwaniem. Potwierdzeniem tego wydają się być odpowiedzi respondentów wskazujące na konieczność wprowadzenia zmian w funkcjonowaniu rynku bilansującego w zakresie istniejących usług bilansujących, zarządzania ograniczeniami sieciowymi, dostępu DSR do rynku bilansującego, swobodnego kształtowania cen czy mocniejszych zachęt do bycia zbilansowanym.

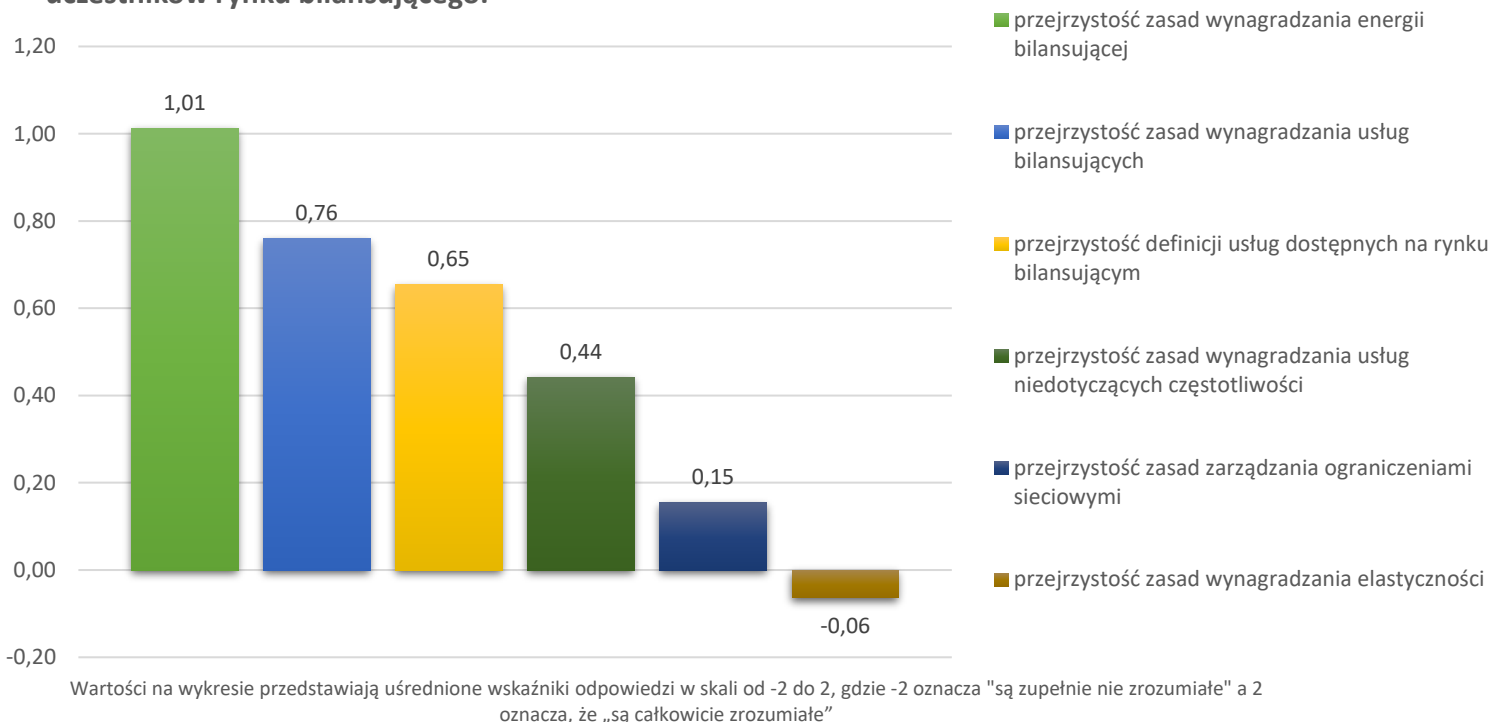
Reforma rynku bilansującego, której II etap wszedł w życie 14 czerwca 2024 r., wprowadziła wiele zmian w funkcjonowaniu rynku bilansującego, w tym zmiany w katalogu usług bilansujących, rynkowe pozyskiwanie mocy bilansujących w górę i w dół, skrócenie do 15 min okresu rozliczania energii bilansującej oraz okresu niezbilansowania, wdrożenie mechanizmu wyceny rezerwy operacyjnej. Wskazane zmiany wydają się być odpowiedzią na wątpliwości uczestników rynku bilansującego, co do jego dotychczasowego kształtu.



Wykres 9 Ocena przejrzystości dotychczasowych zasad rynku bilansującego

Wykres 9 przedstawia ocenę przejrzystości zasad rynku bilansującego. Przejrystość zasad wynagradzania energii bilansującej została oceniona jako najbardziej zrozumiała przez większość respondentów (0,81). W dodatku, przejrzystość zasad wynagradzania usług bilansujących (0,63) i definicji usług dostępnych na rynku bilansującym, również oceniano przeważnie pozytywnie (0,52).

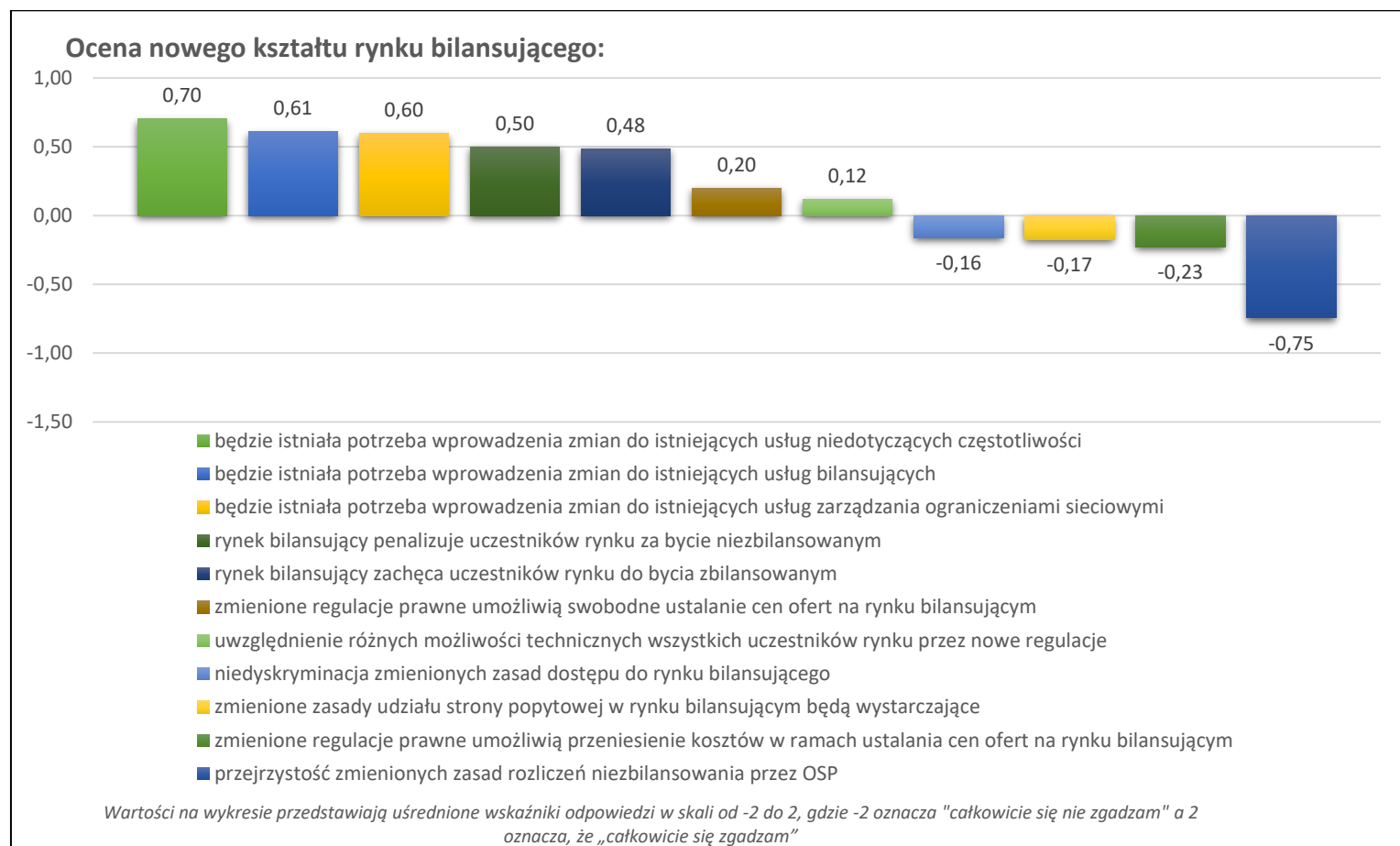
## Ocena przejrzystości dotychczasowych zasad rynku bilansującego, zdaniem uczestników rynku bilansującego:



Wykres 10 Ocena przejrzystości dotychczasowych zasad rynku bilansującego, zdaniem uczestników rynku bilansującego

Wykres 10 przedstawia ocenę uczestników rynku bilansującego odnośnie do przejrzystości zasad rynku. Przejrzystość zasad wynagradzania energii bilansującej została oceniona najwyżej przez respondentów (1,01). Przejrzystość zasad wynagradzania usług bilansujących (0,76) oraz definicji usług dostępnych na rynku bilansującym (0,65) oceniono również pozytywnie.

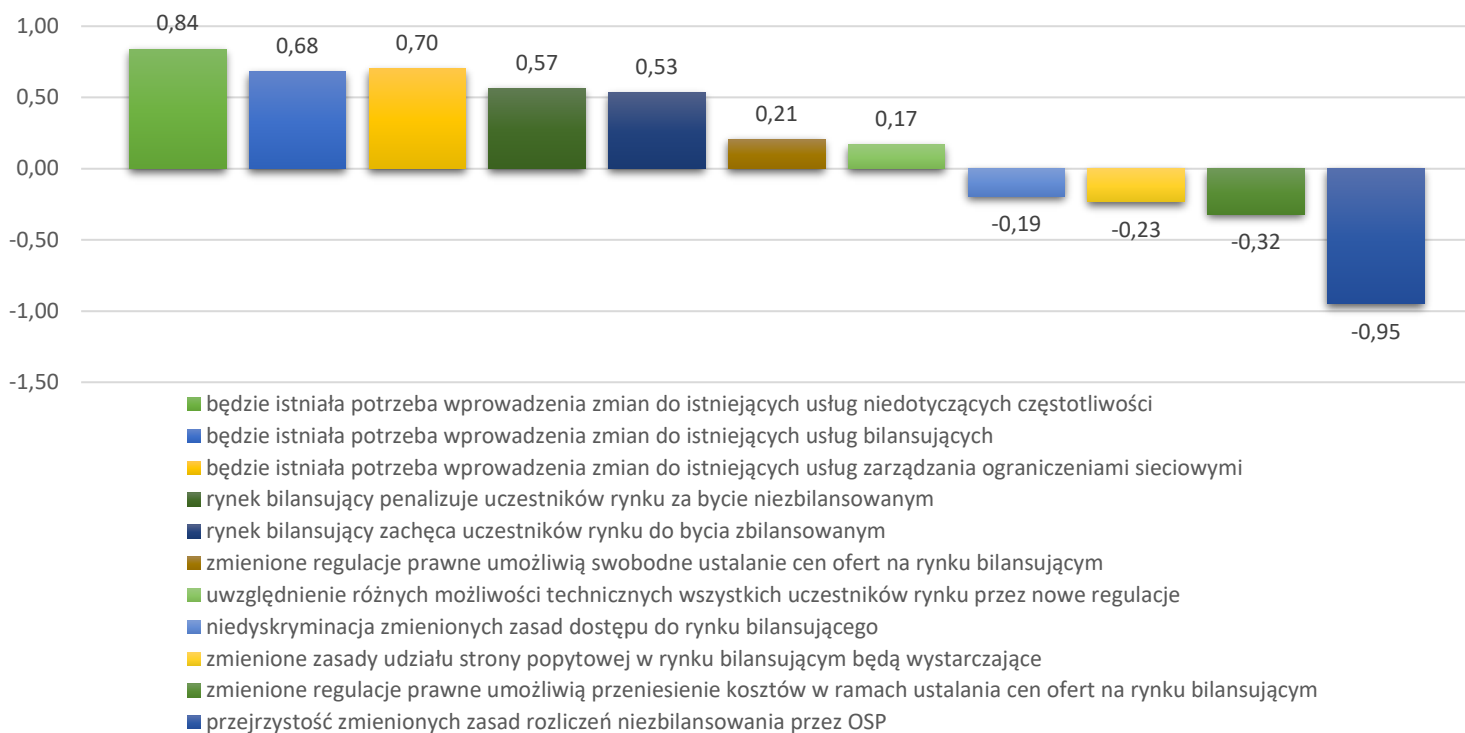
Analiza danych przedstawionych na wykresach wskazuje na zbieżność odpowiedzi udzielonych przez wszystkich respondentów z odpowiedziami udzielonymi tylko przez uczestników rynku bilansującego. Biorąc pod uwagę techniczny charakter rynku bilansującego należy pozytywnie ocenić wskazania respondentów w zakresie przejrzystości zasad funkcjonowania rynku bilansującego. Zasady funkcjonowania rynku bilansującego oraz bilansowania systemu elektroenergetycznego są określone w Warunkach dotyczących bilansowania, które są opracowywane przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania oraz w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej opracowywanej przez OSP na podstawie art. 9g ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.). Oba wyżej wymienione dokumenty zatwierdzone są przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Pozytywna ocena przejrzystości zasad funkcjonowania rynku bilansującego może wynikać z faktu, że ww. dokumenty zawierają m.in. szczegółowy katalog usług bilansujących i systemowych oraz opis wymagań technicznych wymaganych do świadczenia tych usług. Elementem wymagającym poprawy według respondentów jest przejrzystość zasad wynagradzania elastyczności. Niska ocena przejrzystości zasad wynagradzania elastyczności może wynikać z faktu, że znajdujemy się w początkowej fazie wdrażania usług elastyczności. Obecnie w ramach katalogu usług systemowych dostępna jest usługa interwencyjnej redukcji poboru (IRP), która polega na dobrowolnym i czasowym obniżeniu przez odbiorców poboru mocy z sieci elektroenergetycznej lub przesunięciu w czasie jej poboru na polecenie OSP, w zamian za wynagrodzenie. Należy podkreślić, że reforma RB wprowadziła zmiany w zakresie wyceny energii bilansującej oraz niezbilansowania, co może pozytywnie wpłynąć na przejrzystość zasad wynagradzania elastyczności.



Wykres 11 Ocena nowego kształtu rynku bilansującego

Wykres 11 przedstawia ocenę nowego kształtu rynku bilansującego (po wdrożeniu II etapu reformy rynku bilansującego). Respondenci w sposób jednoznaczny negatywnie ocenili wpływ nowych regulacji w zakresie przejrzystości zmienionych zasad rozliczeń niezbilansowania przez OSP (-0,75). Respondenci wskazali również, że w ich ocenie nadal istnieje potrzeba wprowadzenia zmian do usług niedotyczących częstotliwości (0,70), usług bilansujących (0,61) oraz do usług dotyczących zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi (0,60). Respondenci wskazali, że po wdrożeniu II etapu reformy rynek bilansujący penalizuje uczestników rynku w przypadku niezbilansowania (0,50).

### Ocena nowego kształtu rynku bilansującego, zdaniem uczestników rynku bilansującego:



Wartości na wykresie przedstawiają uśrednione wskaźniki odpowiedzi w skali od -2 do 2, gdzie -2 oznacza "całkowicie się nie zgadzam" a 2 oznacza, że „całkowicie się zgadzam”

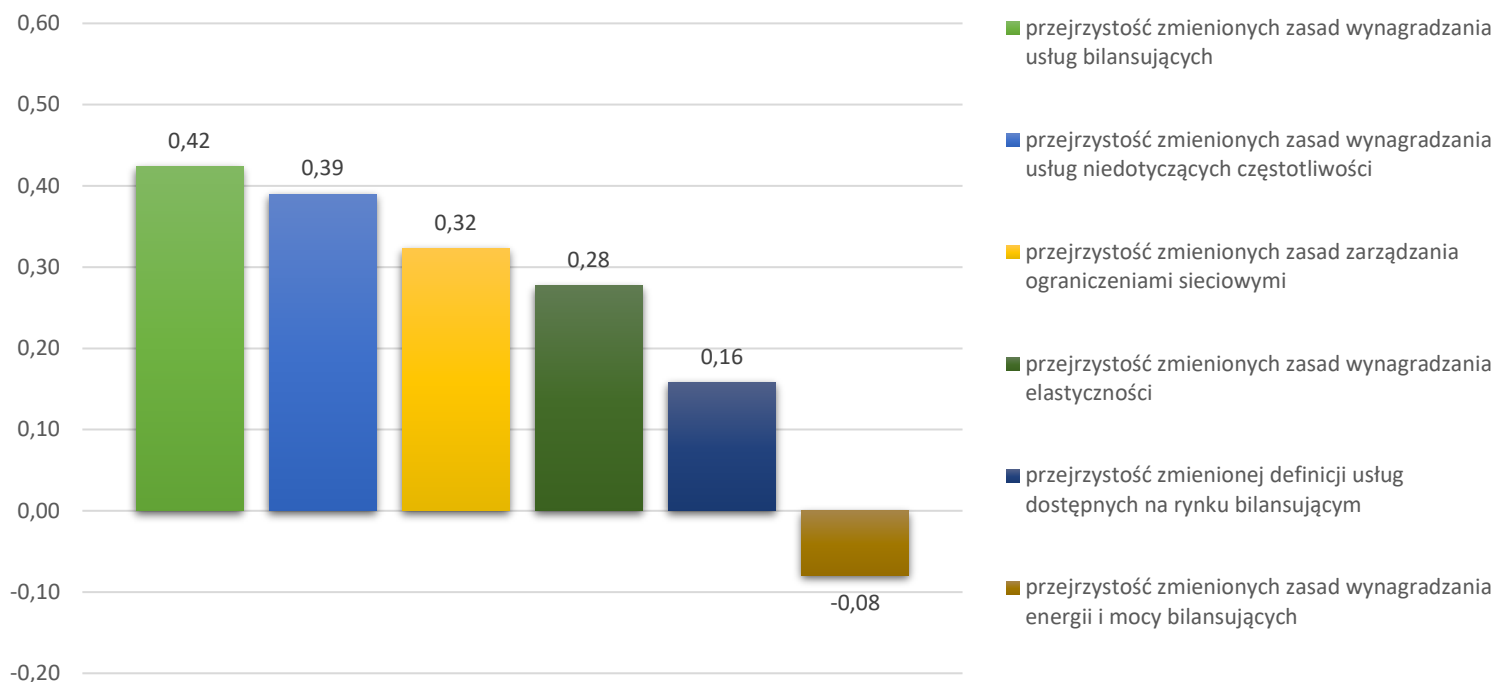
Wykres 12 Nowy kształt rynku bilansującego zdaniem uczestników rynku bilansującego

Wykres 12 przedstawia ocenę nowego kształtu rynku bilansującego (po wdrożeniu II etapu reformy rynku bilansującego), przez uczestników rynku bilansującego. Respondenci zdecydowanie negatywnie ocenili wpływ nowych regulacji prawnych na przejrzystość zasad rozliczeń niezbilansowania przez OSP (-0,95). Respondenci wskazali również, że nadal będzie istniała potrzeba wprowadzenia zmian do istniejących usług niedotyczących częstotliwości (0,84), usług bilansujących (0,68) oraz usług dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi (0,70). Respondenci uważają również, że po reformie rynek bilansujący zachęca uczestników rynku do bycia zbilansowanym (0,53) i penalizuje za niezbilansowanie (0,57).

Respondenci pozytywnie ocenili zmiany na rynku bilansującym w zakresie zachęt do bycia zbilansowanym, penalizacji uczestników rynku w przypadku niezbilansowania. Te same zagadnienia zostały ocenione negatywnie przez respondentów w pytaniu dotyczącym „obecnego – czyli przed wprowadzeniem reformy z dnia 14 czerwca 2024 r.” kształtu rynku bilansującego. Z porównania tych danych jednoznacznie wynika, że zmiany wprowadzone poprzez reformę rynku bilansującego w wyżej wymienionych zakresie odpowiadają na potrzeby uczestników rynku. Duża grupa respondentów nadal wskazała, że będą potrzebne zmiany w zakresie dostępnych usług bilansujących oraz usług zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Należy podkreślić, że jesteśmy na wczesnym etapie funkcjonowania rynku bilansującego na nowych zasadach, potrzeba zatem czasu, aby uczestnicy rynku przystosowali do nowych zasad panujących na tym rynku.



### Ocena przejrzystości nowych zasad rynku bilansującego:

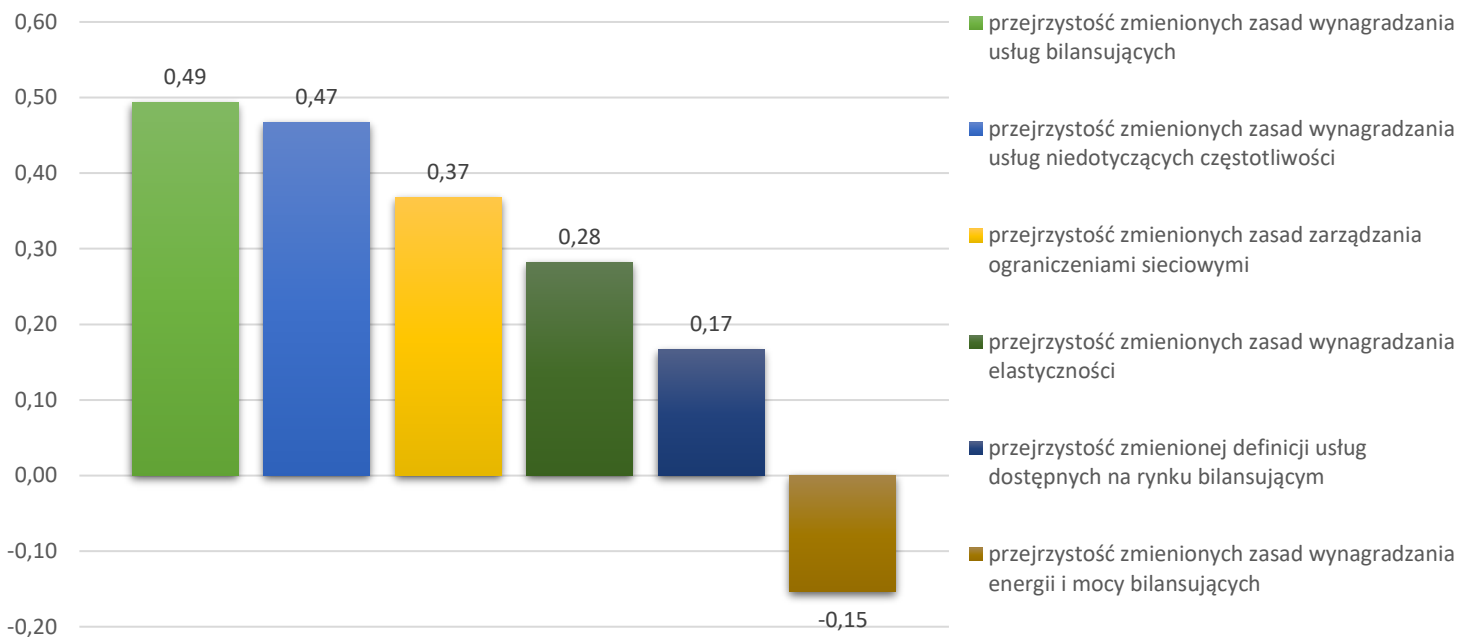


Wartości na wykresie przedstawiają uśrednione wskaźniki odpowiedzi w skali od -2 do 2, gdzie -2 oznacza "są zupełnie nie zrozumiałe" a 2 oznacza, że „są całkowicie zrozumiałe”

Wykres 13 Ocena przejrzystości nowych zasad rynku bilansującego

Powyższy wykres 13 przedstawia ocenę przejrzystości nowych zasad rynku bilansującego (po wdrożeniu II etapu reformy rynku bilansującego). Jako najbardziej zrozumiałe, zostały określone zmienione zasady wynagradzania usług bilansujących (0,42). Jako bardziej przejrzyste, w porównaniu do oceny sprzed reformy, oceniono zasady zarządzania ograniczeniami sieciowymi.

### Ocena przejrzystości nowych zasad rynku bilansującego, zdaniem uczestników rynku bilansującego:

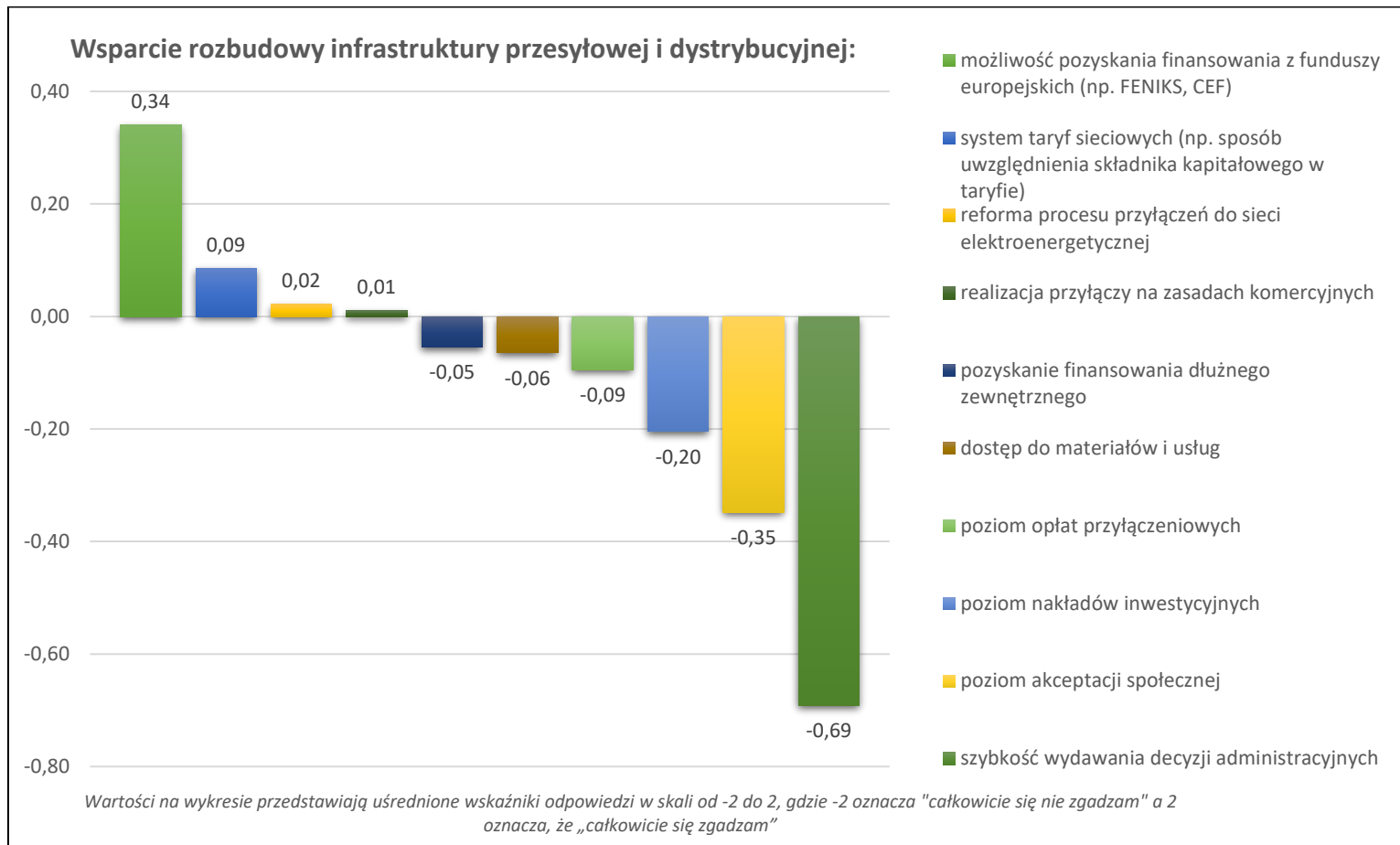


Wartości na wykresie przedstawiają uśrednione wskaźniki odpowiedzi w skali od -2 do 2, gdzie -2 oznacza "są zupełnie nie zrozumiałe" a 2 oznacza, że „są całkowicie zrozumiałe”

Wykres 14 Ocena nowych zasad rynku bilansującego, zdaniem uczestników rynku bilansującego

Wykres 14 przedstawia ocenę uczestników rynku bilansującego w kwestii przejrzystości zasad rynku po wdrożeniu II etapu reformy rynku bilansującego. Należy wskazać, że odpowiedzi uczestników rynku bilansującego przedstawione na wykresie 14 są zbieżne z odpowiedziami wszystkich respondentów dotyczącymi przejrzystości zasad funkcjonowania rynku bilansującego po wprowadzeniu reformy. Respondenci pozytywnie ocenili przejrzystość zmienionych zasad wynagrodzenia usług bilansujących (0,49) oraz usług niedotyczących częstotliwości (0,47).

Respondenci stosunkowo pozytywnie ocenili przejrzystość zasad funkcjonowania rynku bilansującego po II etapie reformy – tylko jedna wartość jest poniżej 0. Porównanie wyników z pytania 8, dotyczącego oceny przejrzystości zasad funkcjonowania RB przed reformą wskazuje, że reforma RB poprawiła przejrzystość zasad w zakresie wynagrodzenia elastyczności oraz zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Reforma RB wprowadziła nowe rynkowe zasady pozyskiwania mocy bilansujących. Niska ocena przejrzystości zasad wynagrodzenia mocy bilansującej może być spowodowana faktem, że jesteśmy w początkowej fazie funkcjonowania RB po reformie i potrzeba czasu, aby uczestnicy rynku dostosowali się do nowych reguł określających działanie RB.



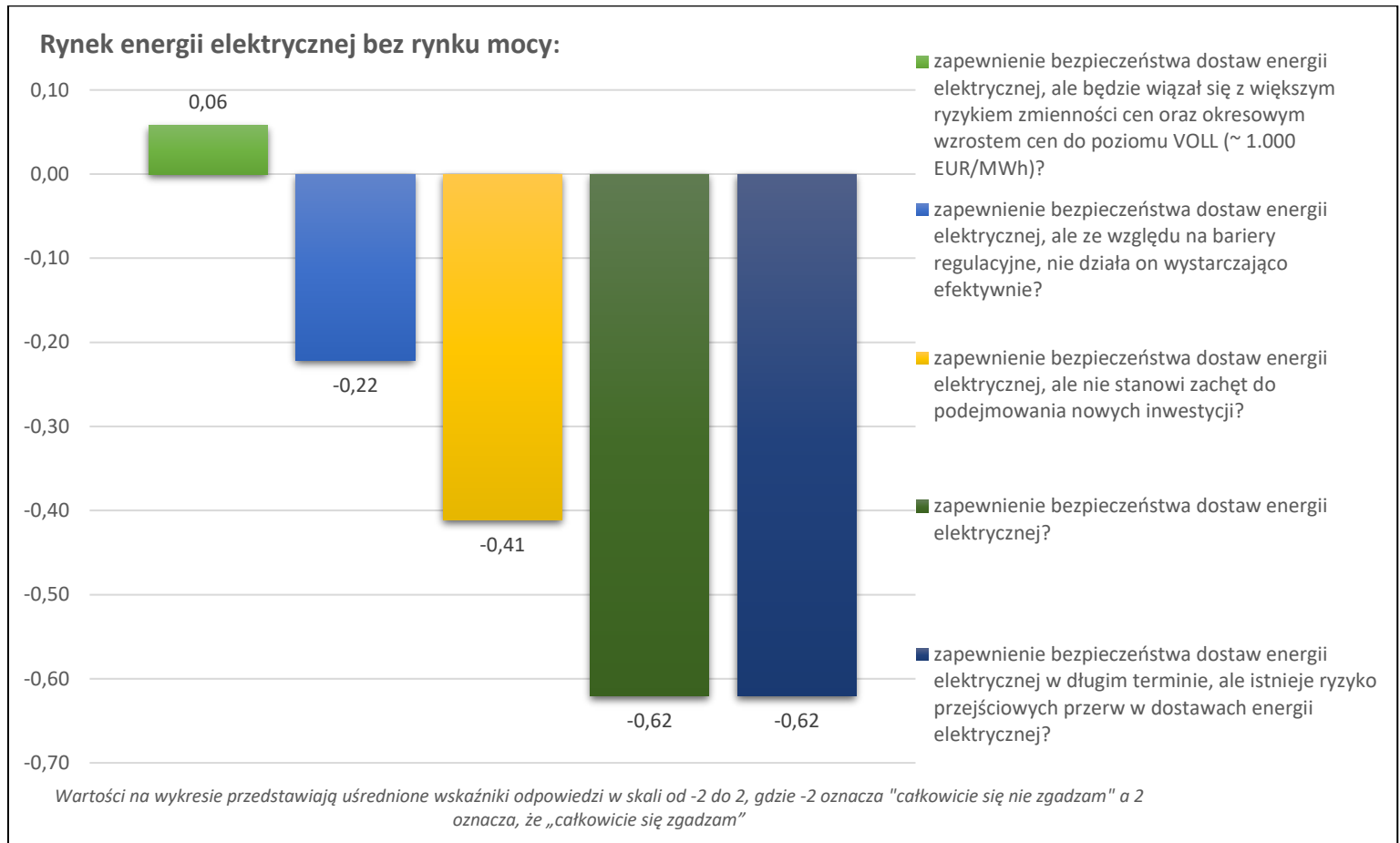
Wykres 15 Wsparcie infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej

Wykres 15 przedstawia uśrednione wartości odpowiedzi respondentów na pytania, w jakim stopniu, ich zdaniem, wskazane obszary wspierają rozbudowę infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Wśród wskazanych możliwych odpowiedzi respondenci wskazali te obszary które są znaczną pomocą lub umiarkowaną pomocą w rozwoju infrastruktury jak i te, które w różnym stopniu ją utrudniają. Jako obszar najbardziej wspierający rozbudowę infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej w Polsce respondenci wskazali możliwość pozyskania finansowania z funduszy europejskich (0,34). Obszary, które zdaniem badanych nie przyczyniają się do wsparcia rozwoju infrastruktury to poziom nakładów inwestycyjnych (-0,20), poziom akceptacji społecznej (-0,35) a szczególnie szybkość wydawania decyzji administracyjnych (-0,69).

Na podstawie odpowiedzi respondentów można wyciągnąć następujące wnioski: (1) fundusze europejskie są największym wsparciem dla rozwoju infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, (2) istotne znaczenie dla rozwoju infrastruktury, jednak w mniejszym stopniu niż fundusze europejskie mają: wprowadzenie do systemu taryf sieciowych składnika kapitałowego, zreformowanie systemu przyłączania do sieci oraz realizacja przyłączeń do sieci na zasadach komercyjnych (3). Zdecydowanie czynnikiem najbardziej ograniczającym inwestycje w liniową infrastrukturę elektroenergetyczną są tempo wydawania decyzji administracyjnych, niski poziom akceptacji społecznej dla tego typu inwestycji oraz zbyt niski poziom nakładów inwestycyjnych (4). Rekomendowane jest utrzymanie, a nawet zwiększenia możliwości pozyskiwania funduszy europejskich na rozwój infrastruktury sieciowej oraz znoszeniu barier inwestycyjnych. Z kolei przedsiębiorstwa energetyczne powinny więcej środków przeznaczać na tego typu inwestycje. Bardzo ważnym aspektem jest zwiększenie świadomości społecznej co do znaczenia infrastruktury sieciowej zarówno

na poziomie dystrybucyjnym dla poprawy standardów zasilania odbiorców końcowych, w tym przyłączenia źródeł odnawialnych prosumentów, jak i przesyłowym, dla budowy stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

### Energy only market (tj. rynek energii elektrycznej bez rynku mocy)



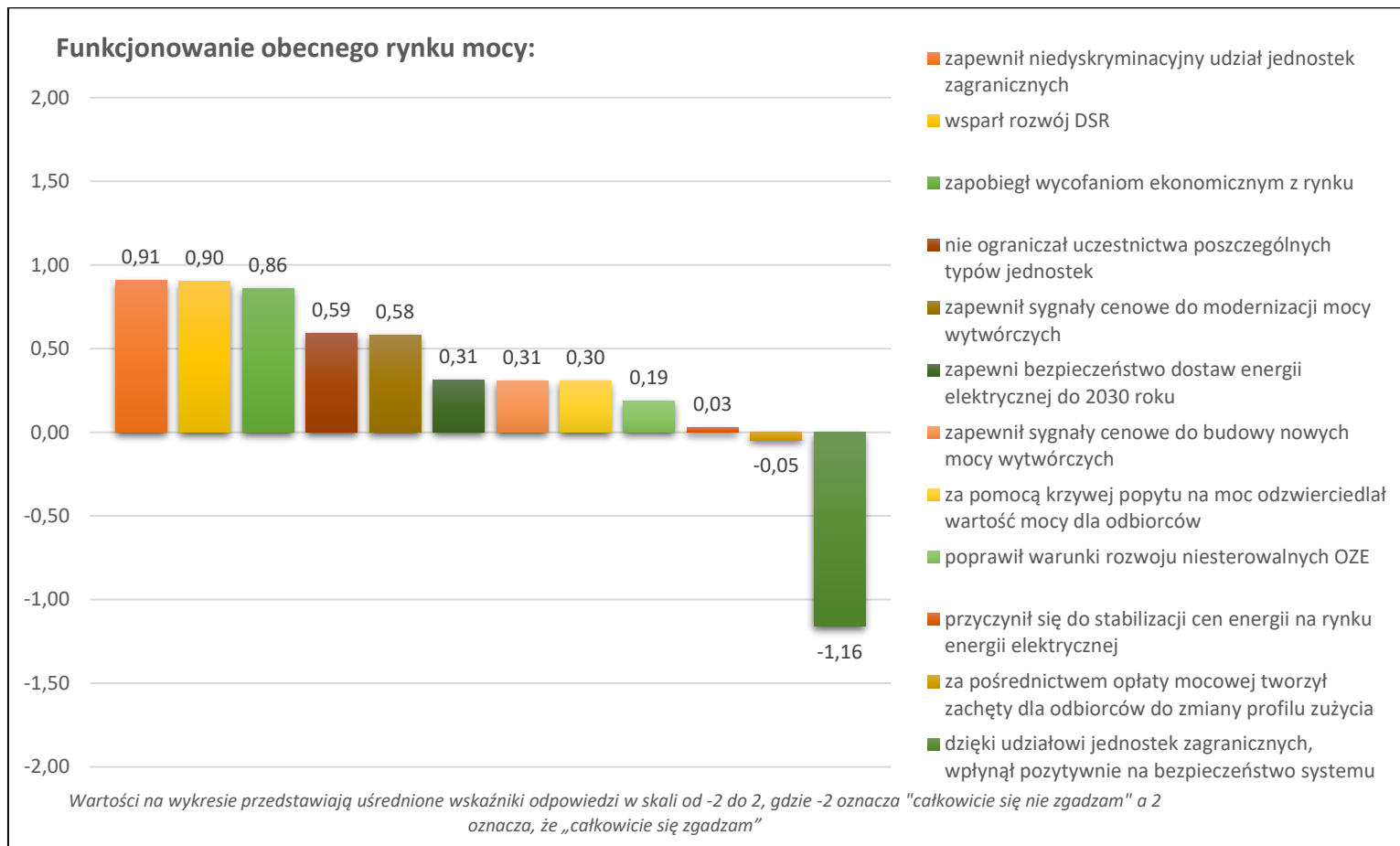
Wykres 16 Rynek energii elektrycznej bez rynku mocy

Wykres 16 przedstawia opinie respondentów na temat stopnia w jakim sam rynek energii elektrycznej (energy only market, bez uwzględnienia istniejącego rynku mocy) w Polsce pozwala na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Jedyna neutralna ocena dotyczyła oceny, że rynek energii elektrycznej zapewnia bezpieczeństwo dostaw, ale wiąże się z ryzykiem zmienności cen oraz okresowym wzrostem cen energii niedostarczonej (VOLL 4000 EUR/MWh). Natomiast z tezą, że rynek energii elektrycznej zapewnia bezpieczeństwo dostaw respondenci nie zgodzili się (-0,62).

Z odpowiedzi ankietowych Respondentów wynika jednoznaczna opinia, że obecnych kształt rynku energii elektrycznej (bez rynku mocy, czyli energy only market) nie zapewnia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, co wiąże się m.in. ryzykiem zmienności cen oraz przejściowych przerw w dostawach energii.

# Rynek mocy

## Ocena obecnego kształtu rynku mocy

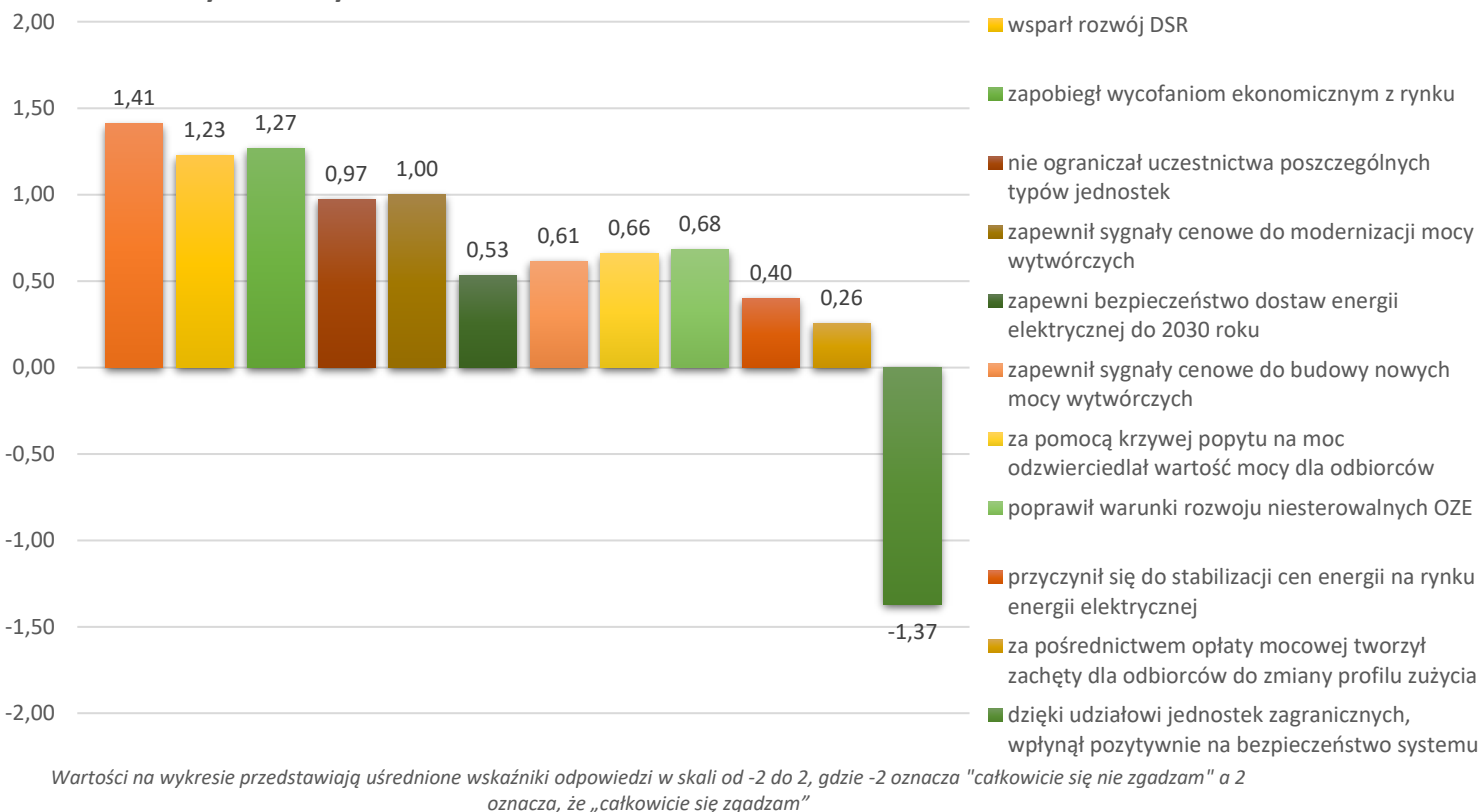


Wykres 17 Funkcjonowanie obecnego rynku mocy

Wykres 17 prezentuje oceny respondentów w zakresie realizacji celów rynku mocy. Respondenci potwierdzają, że rynek mocy zapewnił niedyskryminacyjny udział jednostek zagranicznych (0,91), wsparł rozwój DSR (0,90) oraz zapobiegł wycofaniom ekonomicznym z rynku (0,86). W następnej kolejności badani wskazywali, że rynek mocy zapewnił możliwość uczestnictwa różnych typów jednostek (0,59) oraz zapewnił sygnały cenowe do modernizacji istniejących mocy (0,58). Respondenci negatywnie ocenili efekt rynku mocy, jakim jest pozytywny wpływ na bezpieczeństwo systemu w związku z udziałem jednostek zagranicznych w rynku mocy.

Wyniki wskazują, że respondenci oceniają, że część zakładanych celów rynku mocy zostało osiągniętych – zapewniono udział mocy zagranicznych, nastąpił rozwój DSR oraz zapobiegnięto wycofaniom ekonomicznym z rynku. Dodatkowo mechanizm był konkurencyjny i zapewnił sygnały cenowe dla modernizacji mocy wytwórczych.

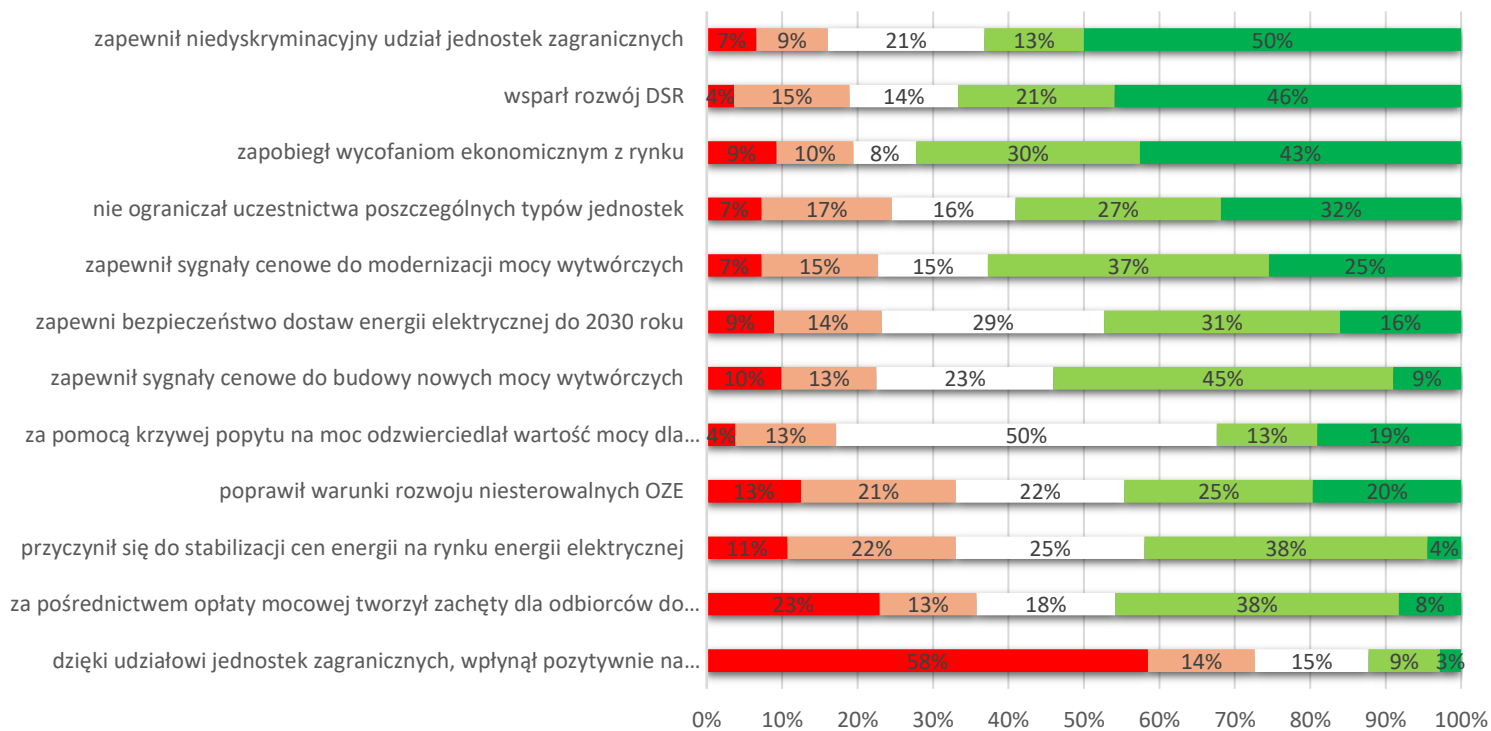
## Funkcjonowanie obecnego rynku mocy, zdaniem uczestników rynku mocy:



Wykres 18 Obecne funkcjonowanie rynku mocy, zdaniem uczestników rynku mocy

Wykres 18 prezentuje oceny uczestników rynku mocy w zakresie realizacji celów rynku mocy. Uczestnicy rynku mocy zgadzają się, że rynek mocy zapewnił niedyskryminacyjny udział jednostek zagranicznych (1,41), zapobiegł wycofaniom ekonomicznym z rynku (1,27), wsparł rozwoju DSR (1,23), zapewnił sygnały cenowe do modernizacji istniejących mocy (1,00) oraz zapewnił możliwość uczestnictwa różnych typów jednostek (0,97). Jako pozytywne efekty, uczestnicy rynku mocy zauważyli również poprawę warunków rozwoju niesterowalnych OZE (0,68), odzwierciedlenie wartości mocy dla odbiorców za pośrednictwem krzywej popytu (0,66), zapewnienie sygnałów cenowych do budowy nowych mocy wytwórczych, (0,61), i zapewnienie bezpieczeństwa dostaw do 2030 r. (0,53). Uczestnicy rynku mocy nie zgadzają się z oceną, że udział jednostek zagranicznych wpłynął pozytywnie na bezpieczeństwo systemu.

## Funkcjonowanie obecnego rynku mocy:



Wykres 19 Funkcjonowanie obecnego rynku mocy - struktura odpowiedzi

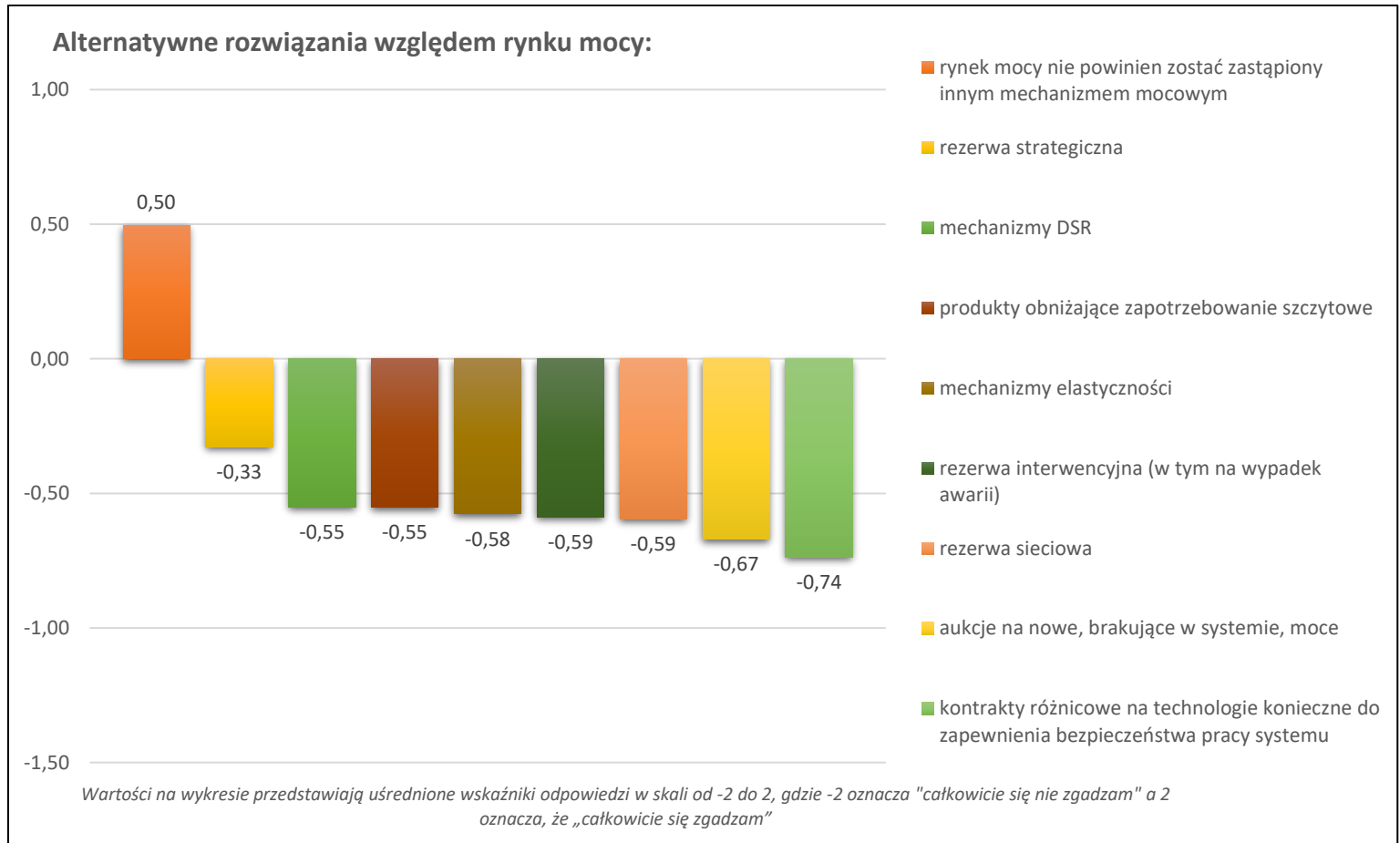
Analizując strukturę odpowiedzi na pytanie dot. oceny funkcjonowania rynku mocy warto odnotować, że większość uczestników pozytywnie oceniła następujące efekty rynku mocy: zapobieżenie wycofaniom ekonomicznym z rynku (73%), wsparcie przez rynek mocy usług DSR (67%), zapewnienie niedyskryminacyjnego udziału jednostek zagranicznych (63%), zapewnienie sygnałów cenowych do modernizacji jednostek wytwórczych (62%), zapewnienie neutralności technologicznej przez rynek mocy (59%) oraz zapewnienie sygnałów do budowy nowych mocy wytwórczych (54%). Niemal połowa respondentów uważa, że rynek mocy zapewni bezpieczeństwo dostaw do 2030 r., kolejne 29% nie ma w tej kwestii zdania.

Połowa respondentów nie miała zdania czy krzywa popytu odzwierciedla wartość mocy dla odbiorców, pozostali respondenci ocenili tę odpowiedź raczej pozytywnie (32% pozytywnie, 17% negatywnie). Również niemal neutralnie zostały ocenione poprawa rozwoju niesterowalnych OZE (34% odpowiedzi negatywnych wobec 45% odpowiedzi pozytywnych), stabilizacja cen energii elektrycznej (33% odpowiedzi negatywnych wobec 42% odpowiedzi pozytywnych) oraz tworzenie zachęt zmiany profilu zużycia (36% odpowiedzi negatywnych wobec 46% odpowiedzi pozytywnych). Zdecydowanie negatywnie został oceniony wpływ jednostek zagranicznych na bezpieczeństwo dostaw (72%).

Oceny uczestników rynku mocy są bardziej jednoznaczne niż wszystkich respondentów. Również pozytywnie (choć bardziej wyraźnie) oceniają główne efekty rynku mocy (niedyskryminacyjny udział jednostek zagranicznych, wsparcie DSR, zapobieżenie wycofaniom ekonomicznym na rynku) oraz bardziej pozytywnie oceniają takie cechy jak poprawienie warunków pracy OZE, odzwierciedlenie wartości mocy dla odbiorców, zapewnienie sygnałów cenowych do budowy nowych mocy wytwórczych czy zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego do 2030 r. Różnice te mogą wynikać z bezpośredniego zaangażowania uczestników rynku mocy w mechanizm. Ich oceny to oceny beneficjentów mechanizmu, którzy uczestniczyli w procesach rynku mocy i podejmowali decyzje inwestycyjne na podstawie oszacowania przychodów z rynku mocy.

Biorąc pod uwagę wysoki odsetek odpowiedzi wskazujących na niedyskryminacyjny udział jednostek zagranicznych w rynku mocy, przy jednoczesnym wskazywaniu, że udział jednostek zagranicznych nie przyczynił się do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego, zarówno zdaniem wszystkich respondentów, jak i uczestników rynku mocy, warto dokładniej przyjrzeć się wpływowi jednostek zagranicznych na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw.

### Mechanizm mocy po 2030 r.



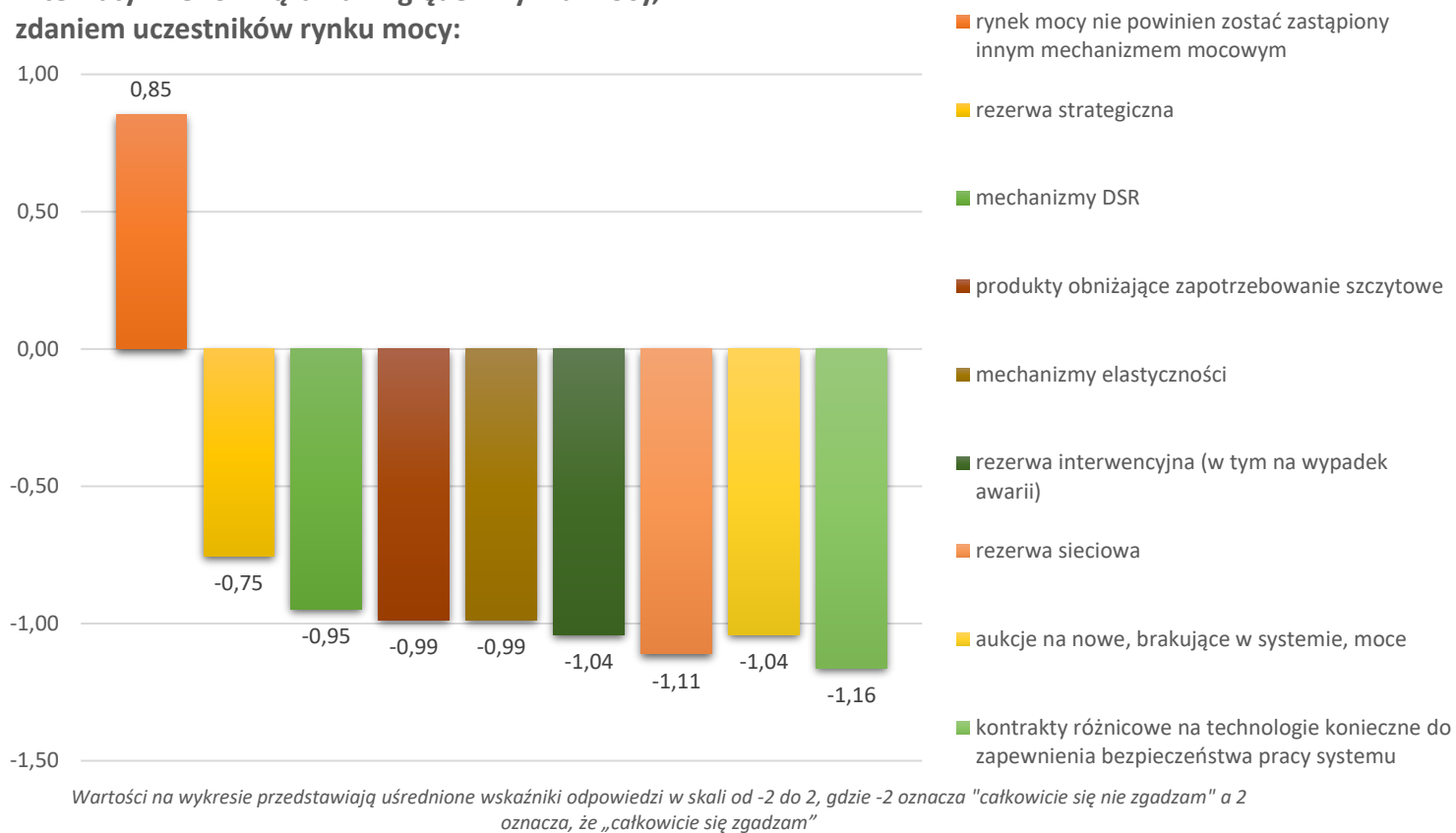
Wykres 20 Rozwiązania alternatywne względem rynku mocy

Wykres 20 prezentuje w jakim stopniu respondenci uznają wskazane mechanizmy mocowe mogą być alternatywnym rozwiązaniem dla mechanizmu rynku mocy po 2030 r. Wszystkie wskazane rozwiązania, z wyjątkiem utrzymania rynku mocy (0,50) były oceniane negatywnie. Najbardziej negatywnie zostały ocenione kontrakty różnicowe na technologie konieczne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu (-0,74) oraz aukcje na nowe brakujące w systemie moce (-0,67). Dość negatywny odbiór miały również mechanizmy DSR (-0,55), produkty obniżające zapotrzebowanie szczytowe (-0,55), mechanizmy elastyczności (-0,58), rezerwa interwencyjna (-0,59) i rezerwa sieciowa (-0,59), aukcje na nowe, brakujące w systemie, moce (-0,67) i kontrakty różnicowe na technologie konieczne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu (-0,74).

Wskazuje to na ocenę respondentów, że rynek mocy po 2030 r. powinien zostać utrzymany i alternatywne do niego rozwiązania nie są satysfakcjonujące dla respondentów.



## Alternatywne rozwiązania względem rynku mocy, zdaniem uczestników rynku mocy:

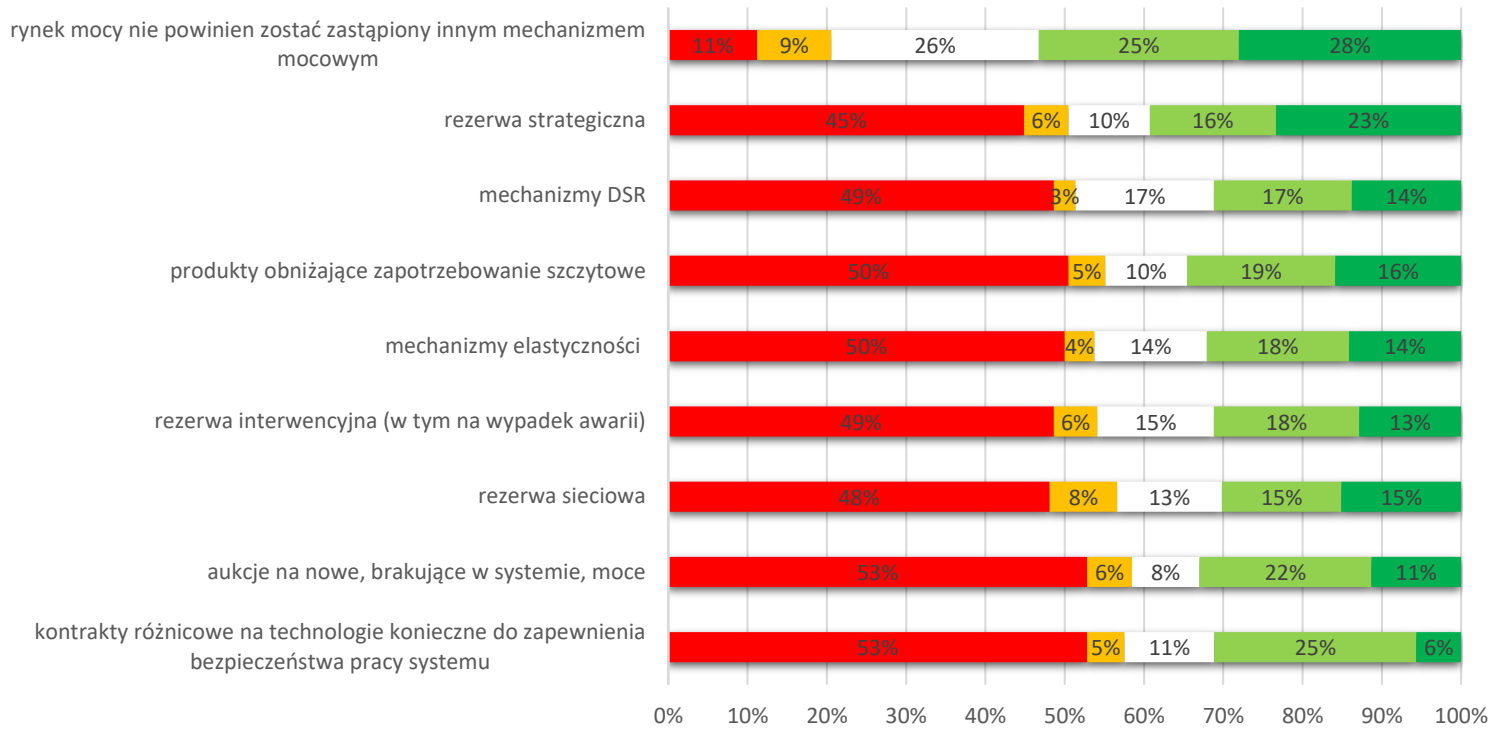


Wykres 21 Rozwiązania alternatywne względem rynku mocy, zdaniem uczestników rynku mocy

Wykres 21 prezentuje w jakim stopniu uczestnicy rynku mocy uznają wskazane mechanizmy mocowe mogą być alternatywnym rozwiązaniem dla rynku mocy po 2030 r. Wszystkie wskazane rozwiązania, z wyjątkiem utrzymania rynku mocy (0,85) były oceniane negatywnie. Wszystkie pozostałe mechanizmy alternatywne zostały ocenione negatywnie: rezerwa strategiczna (-0,75). Zdecydowanie niżej ocenione zostały mechanizmy DSR (-0,95), produkty obniżające zapotrzebowanie szczytowe (-0,99), mechanizmy elastyczności (-0,99), aukcje na nowe brakujące w systemie moce (-1,04) oraz rezerwa interwencyjna (-1,04), Najniższe poparcie uzyskały rezerwa sieciowa (-1,11) oraz kontrakty różnicowe na technologie konieczne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu (-1,16).

Wskazuje to na ocenę uczestników rynku mocy, że rynek mocy po 2030 r. powinien zostać utrzymany i alternatywne do rynku mocy rozwiązania nie są satysfakcjonujące.

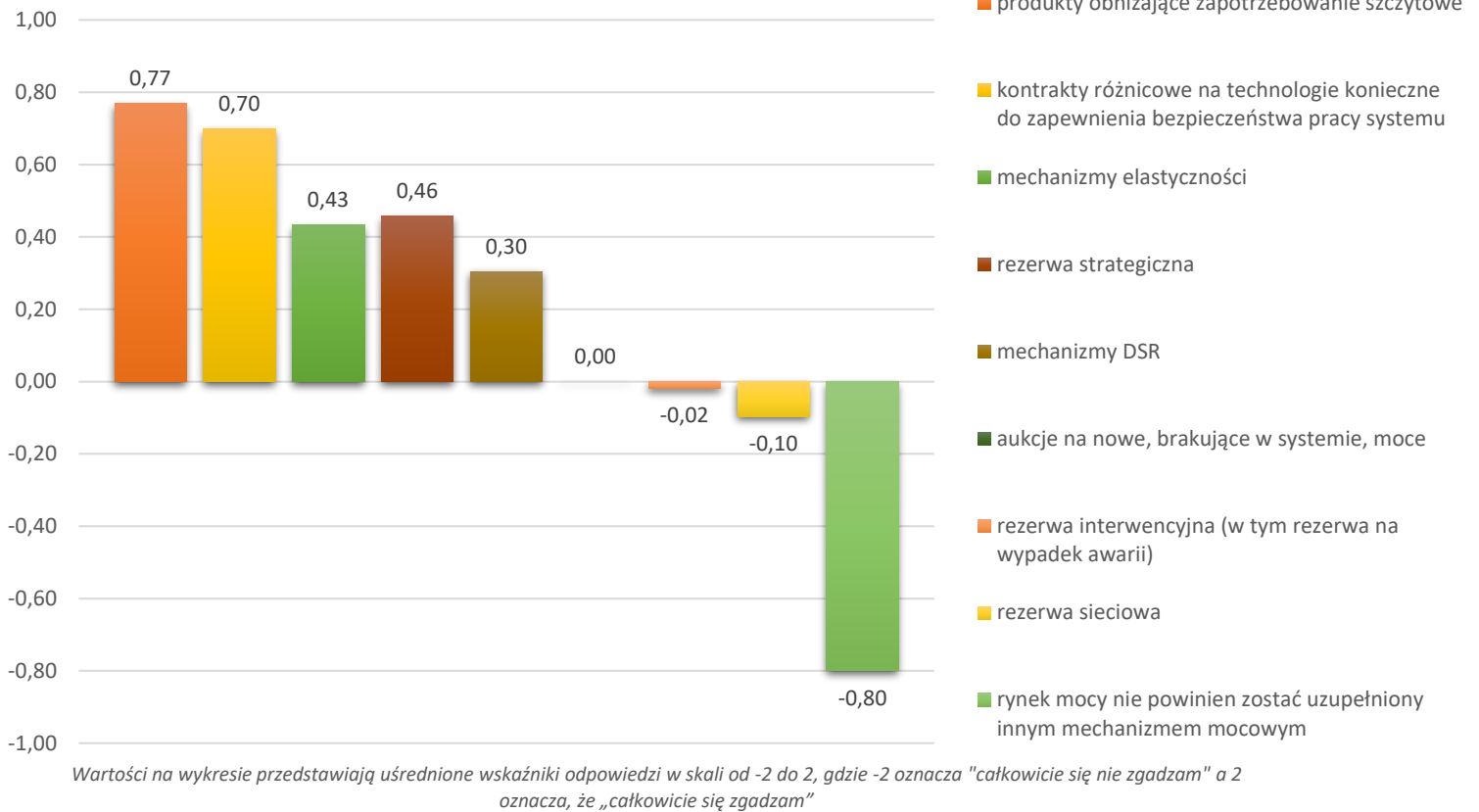
## Alternatywne rozwiązania względem rynku mocy:



Wykres 22 Alternatywne rozwiązania względem rynku mocy - struktura odpowiedzi respondentów

Analizując strukturę odpowiedzi na pytanie dot. alternatywnych rozwiązań dla rynku mocy, warto wskazać, że respondenci ocenili, że rynek mocy nie powinien zostać zastąpiony innym mechanizmem mocowym (53% poparcia, 26% nie miało zdania, 20% nie zgadza się ze stwierdzeniem, że rynek mocy nie powinien zostać zastąpiony innym mechanizmem mocowym). Z kolei propozycje zastąpienia rynku mocy innymi mechanizmami były oceniane negatywnie (51-59% respondentów było przeciw proponowanym rozwiązaniom).

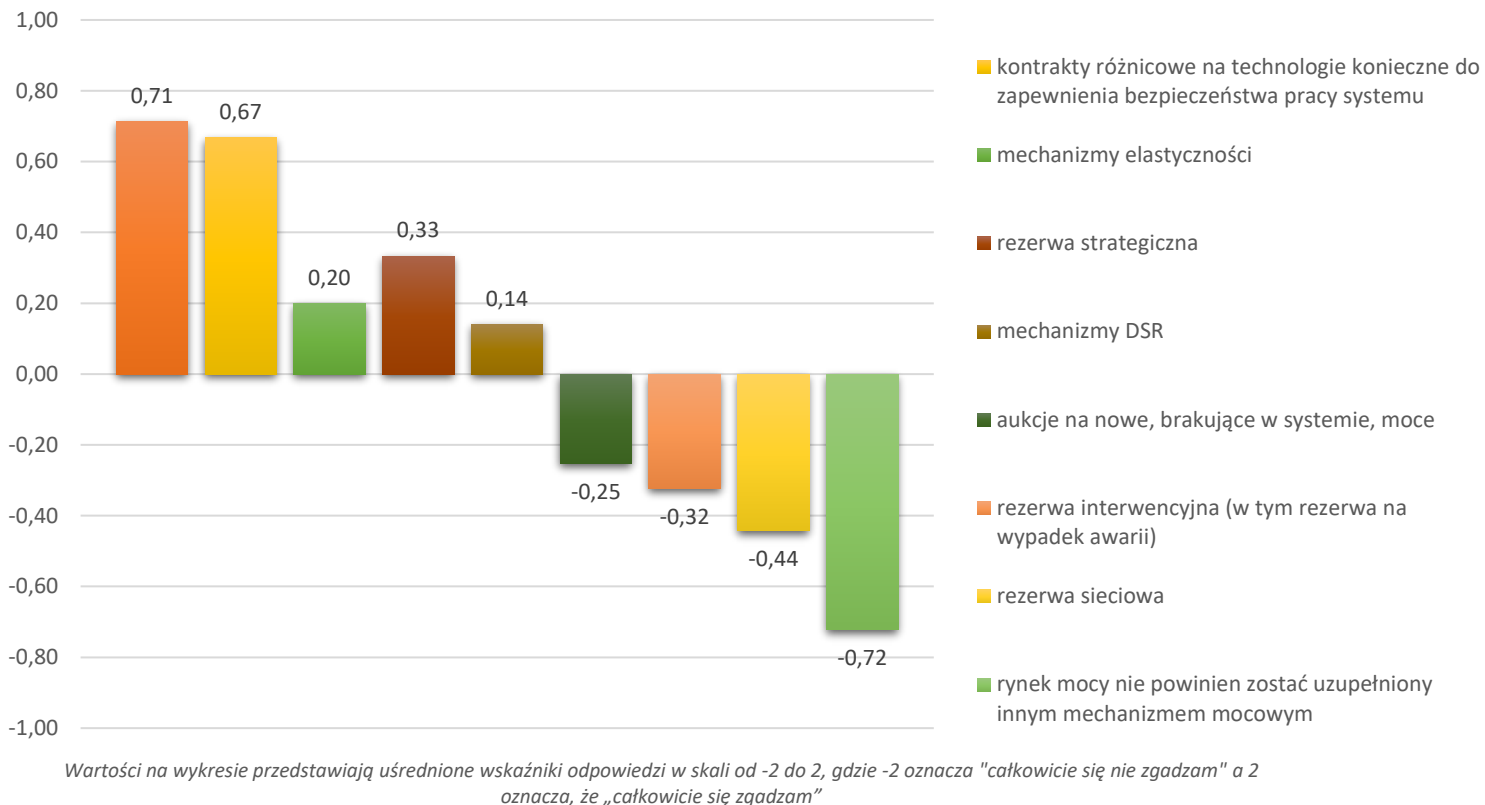
### Rozwiązania uzupełniające rynek mocy:



Wykres 23 Rozwiązania uzupełniające rynek mocy

Wykres 23 prezentuje, w jakim stopniu respondenci uznają wskazane mechanizmy mocowe za mogące uzupełnić działanie rynku mocy po 2030 r. Pozytywnie oceniono uzupełnienie rynku mocy produktami obniżającymi zapotrzebowanie szczytowe (0,77) oraz kontraktami różnicowymi na technologie zapewniające bezpieczeństwo systemu (0,7). Negatywnie oceniono, że rynek mocy nie powinien zostać uzupełniony innymi mechanizmami mocowymi (0,8). Negatywnie została oceniona odpowiedź wskazująca, że rynek mocy nie powinien zostać uzupełniony innym mechanizmem mocowym (-0,80).

## Rozwiązania uzupełniające rynek mocy, zdaniem uczestników rynku mocy:



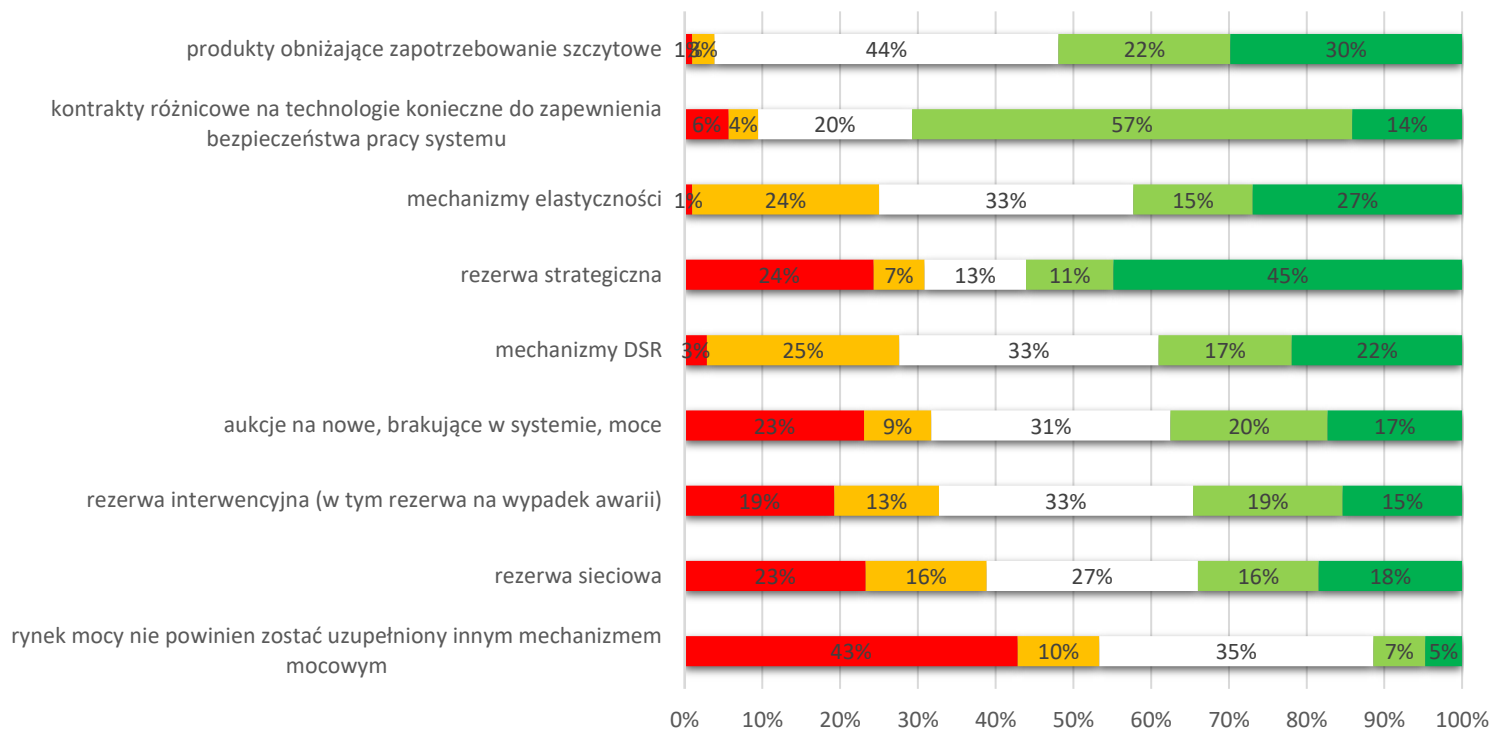
Wykres 24 Rozwiązania uzupełniające rynek mocy, zdaniem uczestników rynku mocy

Wykres 24 prezentuje w jakim stopniu uczestnicy rynku mocy uznają, iż wskazane mechanizmy mocowe mogą uzupełniać działanie rynku mocy po 2030 r. Najbardziej pozytywnie zostały ocenione produkty obniżające szczytowe zapotrzebowanie (0,71) kontrakty różnicowe dla technologii koniecznych do zapewnienia pracy systemu (0,67). Najniżej oceniany był brak uzupełniania rynku mocy innymi mechanizmami mocowymi (-0,72).

Zdaniem zarówno uczestników rynku mocy, jak i wszystkich respondentów, rynek mocy powinien zostać uzupełniony innymi mechanizmami. Obie grupy wskazały kontrakty różnicowe na kluczowe technologie oraz produkty obniżające szczytowe zapotrzebowanie jako najbardziej istotne mechanizmy uzupełniające rynek mocy. Wydaje się, że celem dodatkowych mechanizmów byłoby zwiększenie stabilności funkcjonowania rynku mocy. Celem kontraktów różnicowych na technologie konieczne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu pozwoliłoby na zrealizowanie inwestycji czasochłonnej i o wysokich nakładach inwestycyjnych. Z kolei produkty obniżające zapotrzebowanie szczytowe mogą wesprzeć system elektroenergetyczny w czasie zwiększonego zapotrzebowania i zapewnić mu niezbędną elastyczność.

Mając powyższe na uwadze, należy zwrócić uwagę na możliwość uzupełnienia rynku mocy o dodatkowe mechanizmy oparte o kontrakty różnicowe i produkty obniżające zapotrzebowanie na moc.

## Rozwiązania uzupełniające rynek mocy:



Wykres 25 Rozwiązania uzupełniające rynek mocy - struktura odpowiedzi respondentów

Analizując strukturę odpowiedzi respondentów na pytanie o mechanizmy uzupełniające rynek mocy, które mogłyby zostać wprowadzone, większość respondentów uważa, że rynek mocy nie powinien zostać uzupełniony innymi mechanizmami mocowymi (53%). 71% respondentów poparło uzupełnienie rynku mocy mechanizmem kontraktów różnicowych na technologie zapewniające bezpieczną pracę systemu, 56% mechanizmem rezerwy strategicznej, a 52% produktami obniżającymi zapotrzebowanie szczytowe.

Rynek mocy powinien zostać uzupełniony innymi mechanizmami wsparcia rynku energii elektrycznej. Takimi mechanizmami mogłyby być kontrakty różnicowe na kluczowe technologie, rezerwa strategiczna oraz produkty obniżające szczytowe zapotrzebowanie. Wydaje się, że celem dodatkowych mechanizmów byłoby zwiększenie stabilności funkcjonowania rynku mocy. Celem kontraktów różnicowych w takim modelu byłoby zapewnienie odpowiednich źródeł finansowania dla nowych mocy (w tym kapitałochłonnych) pozwalających na przeprowadzenie transformacji energetycznej z przy jednoczesnym ograniczeniu kosztów mechanizmu rynku mocy. Rolą rezerwy strategicznej byłoby z jednej strony utrzymywanie niezbędnych do utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu jednostek węglowych, przy jednoczesnym wycofaniu ich z rynku energii elektrycznej. Z kolei rolą mechanizmu obniżenia zapotrzebowania szczytowego byłoby umożliwienie funkcjonowania rynku energii elektrycznej z mniejszą ilością źródeł dyspozycyjnych przy jednoczesnym znaczącym zwiększeniu odpowiedzialności po stronie odbiorców końcowych dostarczających usługi odpowiedzi odbioru i magazynowania energii elektrycznej.



Wykres 26 Rezerwa strategiczna jako alternatywa rynku mocy

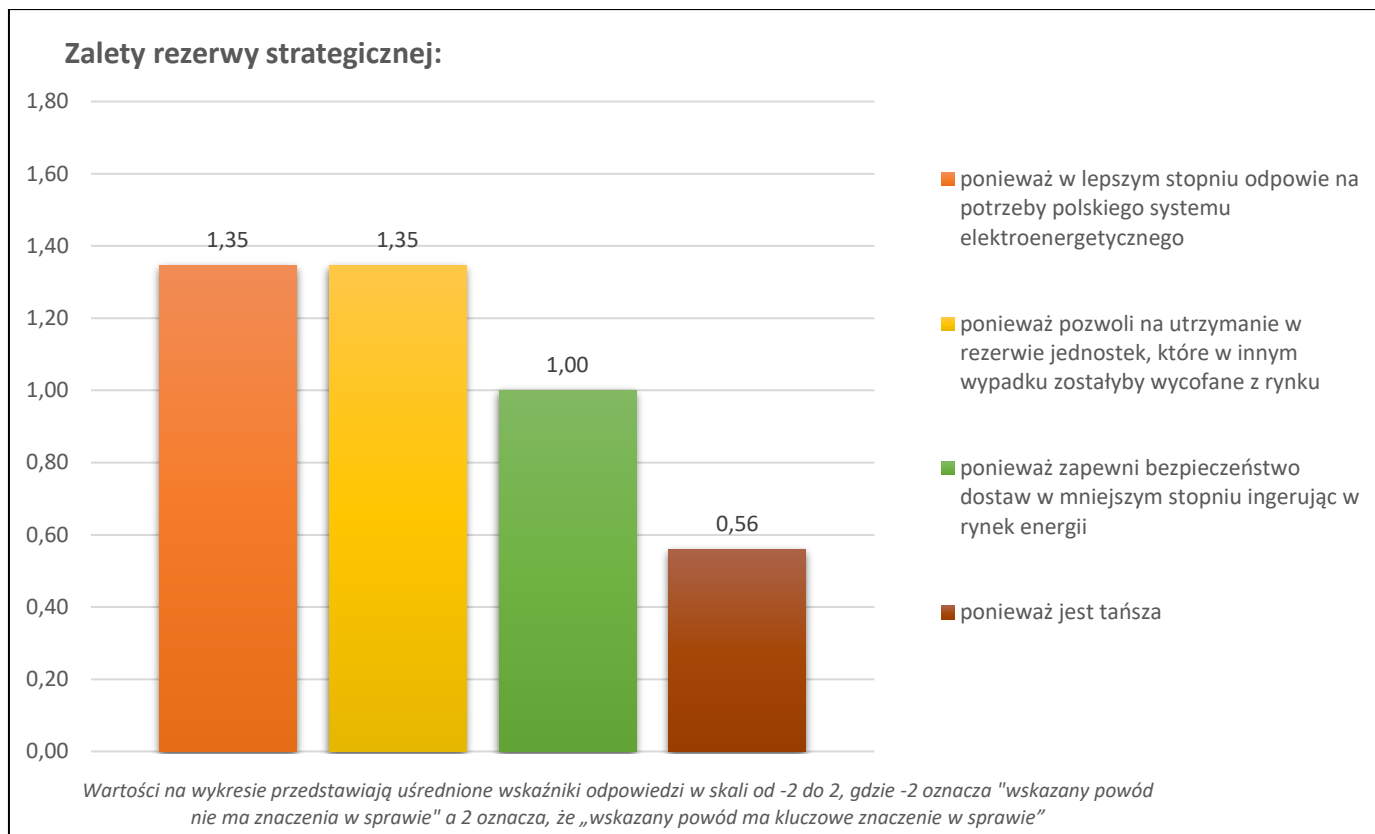
Większość respondentów (73%) wskazała, że rezerwa strategiczna nie powinna zastąpić rynku mocy. Mniejsza część (27%) wskazała przeciwną odpowiedź.



Wykres 27 Rezerwa strategiczna jako alternatywa rynku mocy, zdaniem uczestników rynku mocy

Wśród uczestników rynku mocy większość (83%) wskazała, że rezerwa strategiczna nie powinna zastąpić rynku mocy. Mniejsza część (17%) wskazała przeciwną odpowiedź.

Zdaniem większości respondentów oraz większości uczestników rynku mocy rezerwa strategiczna nie powinna zastąpić rynku mocy w kolejnej dekadzie. Potwierdzają to wcześniejsze odpowiedzi wskazujące na rynek mocy jako preferowany mechanizm wystarczalności zasobów na kolejną dekadę.

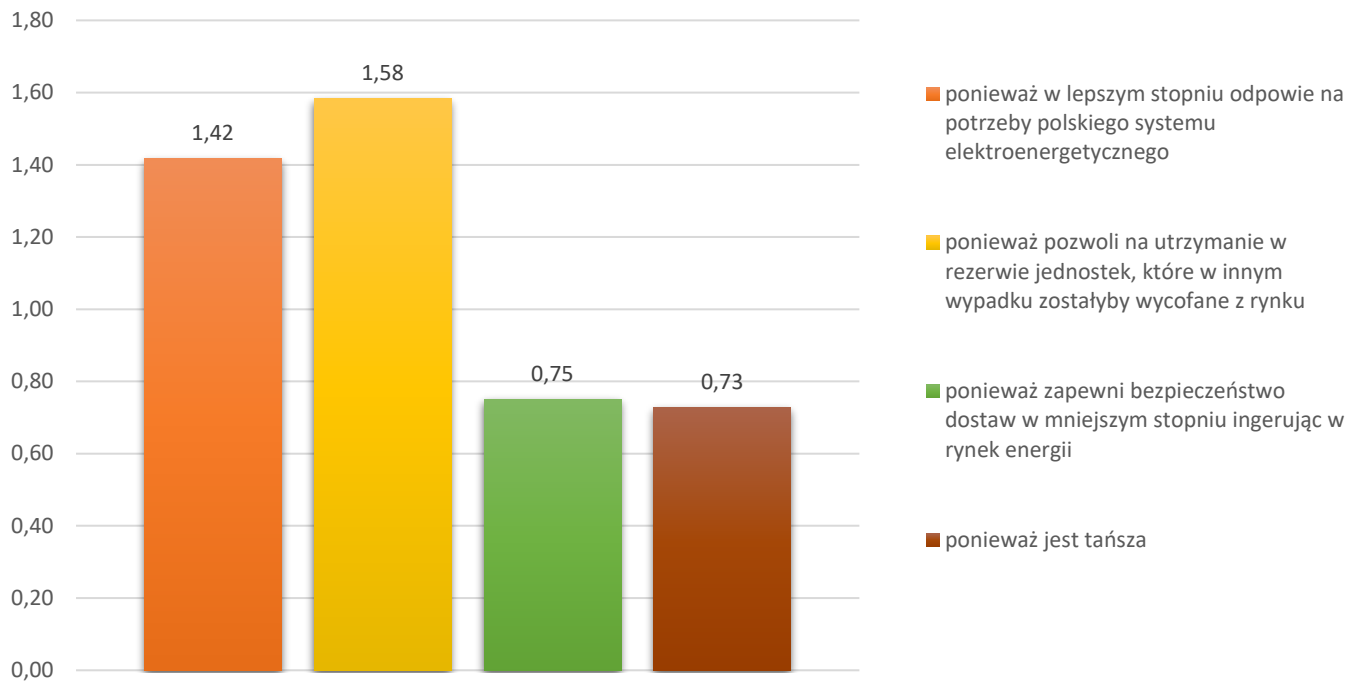


Wykres 28 Zalety rezerwy strategicznej

Zgodnie z wykresem 28, zdaniem respondentów, którzy wskazali, że rezerwa strategiczna powinna zastąpić rynek mocy głównymi powodami takiej zmiany powinny być umożliwienie utrzymania na rynku jednostek, które w innym przypadku opuściłyby rynek (1,35) oraz lepsze dostosowanie rezerwy strategicznej do potrzeb polskiego rynku (1,35). Mniejszym poparciem cieszyły się oceny wskazujące na to, że rezerwa strategiczna zapewni bezpieczeństwo dostaw w mniejszym stopniu ingerując w rynek energii (1,00) oraz że jest tańsza (0,56).

Daje nam to wgląd w motywacje respondentów popierających rezerwę strategiczną – szukają rozwiązań, które w ich ocenie lepiej odpowiadają na potrzeby naszego systemu, ograniczą wycofania ekonomiczne jednostek wytwórczych, będą mniej ingerować w rynek energii elektrycznej oraz będą tańsze.

### Zalety rezerwy strategicznej, zdaniem uczestników rynku mocy:



Wartości na wykresie przedstawiają uśrednione wskaźniki odpowiedzi w skali od -2 do 2, gdzie -2 oznacza "wskazany powód nie ma znaczenia w sprawie" a 2 oznacza, że „wskazany powód ma kluczowe znaczenie w sprawie”

Wykres 29 Zalety rezerwy strategicznej, zdaniem uczestników rynku mocy

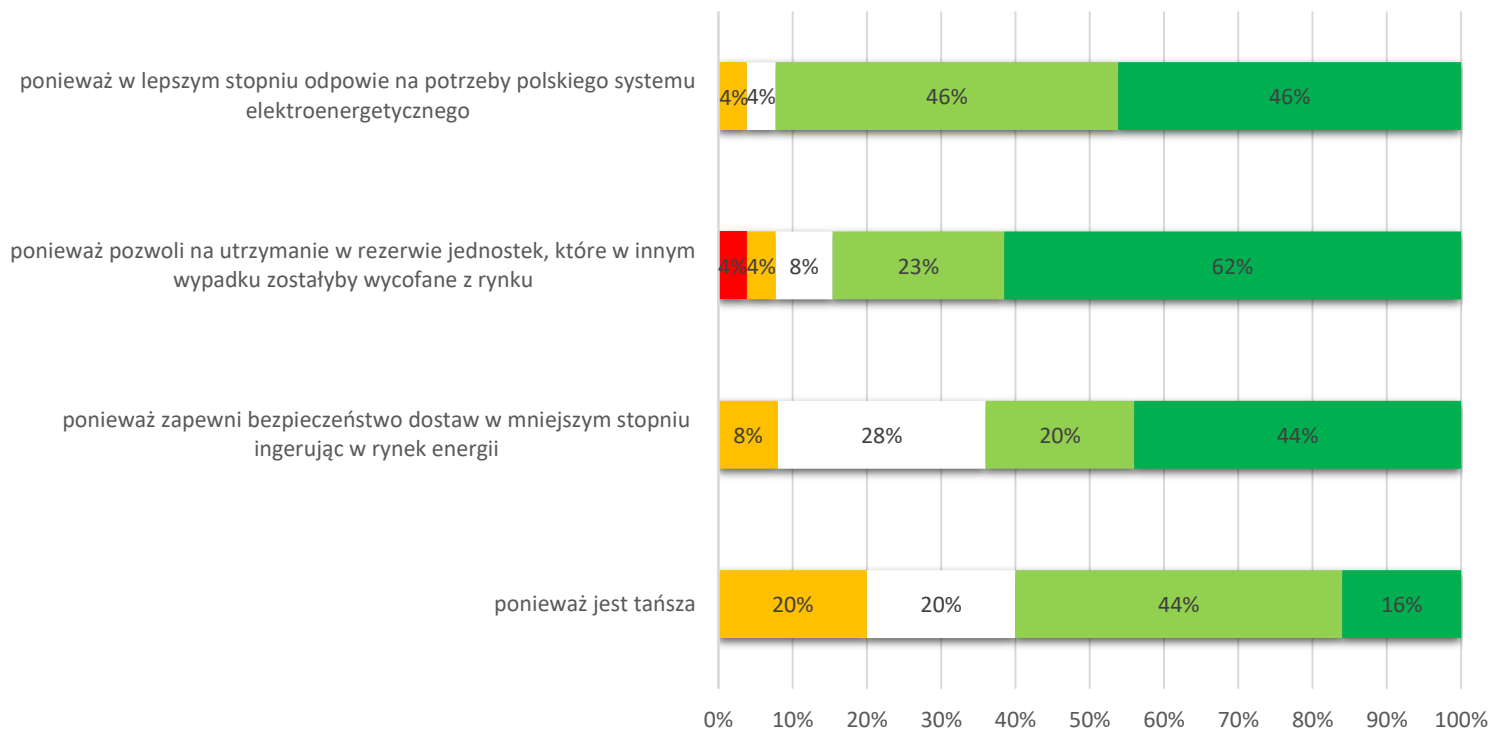
Zgodnie z wykresem 29, zdaniem uczestników rynku mocy, którzy wskazali, że rezerwa strategiczna powinna zastąpić rynek mocy głównymi powodami takiej zmiany powinny być umożliwienie utrzymania na rynku jednostek, które w innym przypadku opuściłyby rynek (1,58) oraz lepsze dostosowanie rezerwy strategicznej do polskiego rynku (1,42). Mniejszym poparciem cieszyły się odpowiedzi wskazujące na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw w mniejszym stopniu ingerując w rynek energii (0,75) oraz niższy koszt rezerwy strategicznej (0,73).

W ocenie zarówno respondentów jak i uczestników rynku mocy, którzy uznali, że rezerwa strategiczna powinna zastąpić rynek mocy, przeważały motywacje dot. umożliwienie utrzymania w rezerwie jednostek, które w innym przypadku zostałyby wycofane z rynku i opinie, że ten mechanizm lepiej odpowiada na potrzeby systemu elektroenergetycznego Polski. Szczególnie widoczne jest większe poparcie dla tych ocen przez uczestników rynku mocy, co wskazuje, że uczestnicy rynku mocy wybierający rezerwę strategiczną jako najważniejszy cel podkreślają utrzymanie jednostek, które w innym wypadku zostałyby wycofane z rynku. W drugiej kolejności wskazywano, że rezerwa strategiczna w lepszym stopniu odpowie na potrzeby polskiego systemu, co prawdopodobnie odnosi się do znaczącego udziału jednostek emisyjnych w Polskim miesie energetycznym, których utrzymanie w systemie będzie konieczne do czasu powstania nowych mocy.

Grupa wszystkich respondentów mocniej niż uczestników rynku mocy wskazywała, że rezerwa w mniejszym stopniu będzie wpływała na rynek energii elektrycznej niż rynek mocy. Obie grupy wskazywały, że rezerwa strategiczna jest tańsza, jednocześnie była to najrzadziej wybierana odpowiedź. Świadczyć to może o pewnej świadomości pośrednich kosztów funkcjonowania rezerwy strategicznej. Pomimo, że na pierwszy rzut oka poziom środków przekazywanych w ramach rezerwy strategicznej mógłby być niższy niż w przypadku mechanizmów rynkowych, to jednak użycie mocy w rezerwie strategicznej skutkowałoby osiągnięciem cen maksymalnych na rynku energii elektrycznej i podnosiło koszt całkowity na rynku energii elektrycznej. Stąd koszty związane z rezerwą strategiczną mogą być znacząco niedoszacowane.



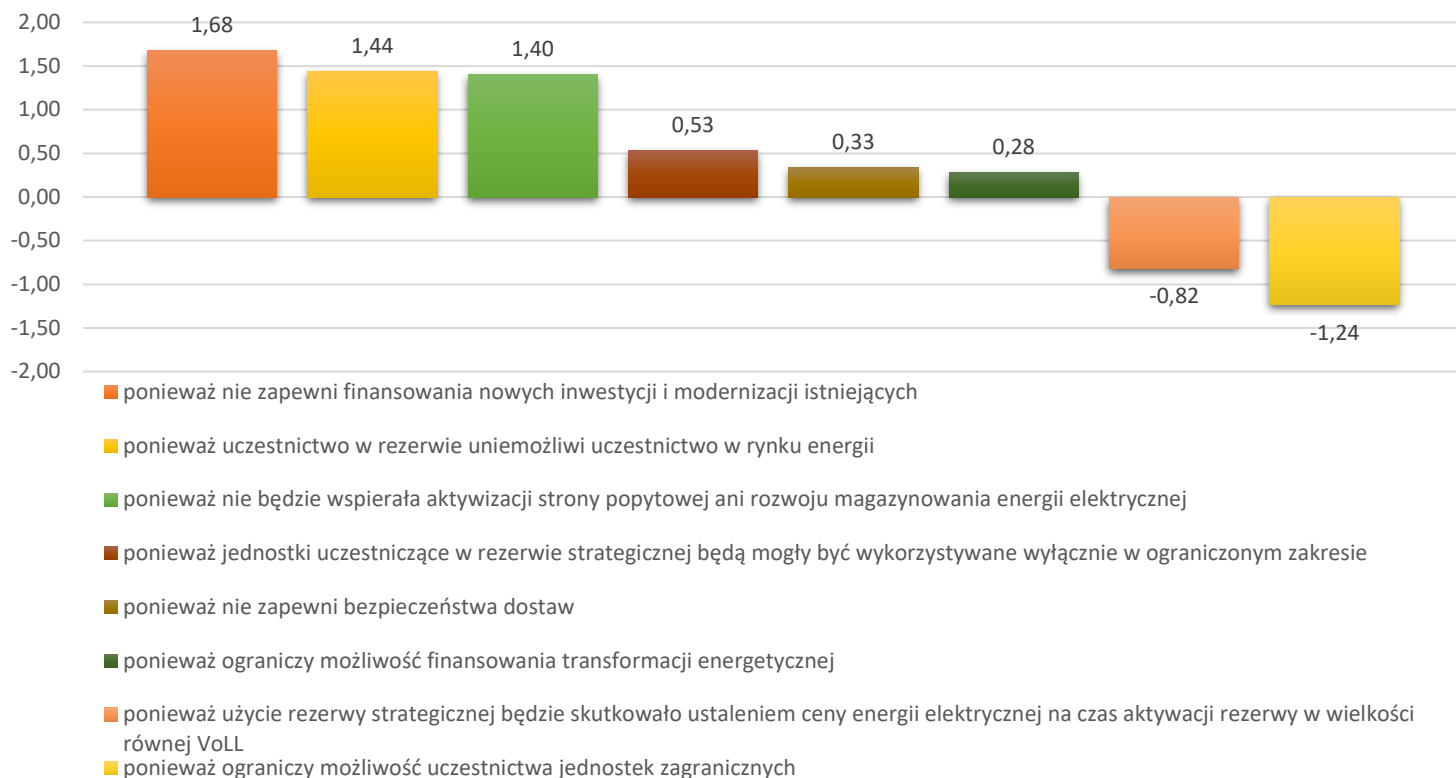
### Zalety rezerwy strategicznej:



Wykres 30 Zalety rezerwy strategicznej - struktura odpowiedzi respondentów

Respondenci ocenili rezerwę strategiczną jako alternatywne rozwiązanie dla rynku mocy. W zakresie zalet rezerwy strategicznej wskazali, że jest to rozwiązanie dopasowane do potrzeb polskiego systemu elektroenergetycznego (92% pozytywnych odpowiedzi) i umożliwi ono pozostanie w rezerwie jednostek, które w innych warunkach zostałyby wykluczone z rynku (85%).

### Wady rezerwy strategicznej:



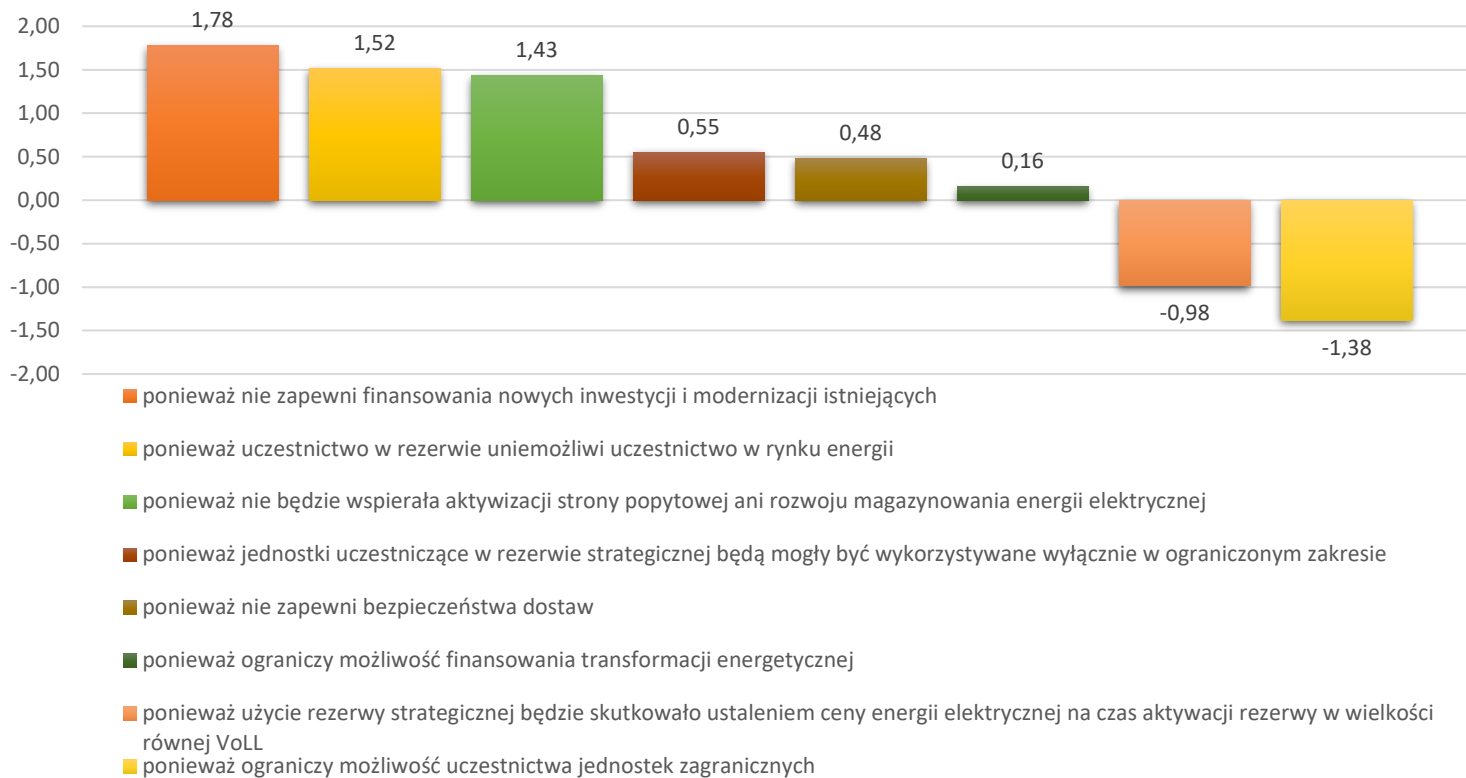
Wartości na wykresie przedstawiają uśrednione wskaźniki odpowiedzi w skali od -2 do 2, gdzie -2 oznacza "wskazany powód nie ma znaczenia w sprawie" a 2 oznacza, że „wskazany powód ma kluczowe znaczenie w sprawie”

Wykres 31 Wady rezerwy strategicznej

Na wykresie 31 przedstawiono odpowiedzi respondentów, którzy wskazali, że rezerwa strategiczna nie powinna zastąpić rynku mocy. Do głównych powodów, dla których rezerwa strategiczna nie powinna zastąpić rynku mocy, należały brak zapewnienia finansowania nowych inwestycji i modernizacji istniejących (1,68), uniemożliwienie uczestnictwa w rynku energii (1,44) oraz brak możliwości uczestnictwa w tym mechanizmie strony popytowej ani magazynowania energii (1,40). Zdecydowanie niżej respondenci ocenili możliwość ograniczonego wykorzystania jednostek pozostających w rezerwie (0,53). Respondenci nie uznali jednak za wady rezerwy strategicznej ustalania ceny energii elektrycznej podczas pracy rezerwy strategicznej na wysokości wartości niedostarczonej energii oraz ograniczenia możliwości uczestnictwa jednostek zagranicznych (średnie wyniki w przypadku tych odpowiedzi wynosiły odpowiednio -0,82 i -1,24).

Respondenci niepopierający rezerwy strategicznej wskazują, że mechanizm ten nie będzie wsparciem w transformacji energetycznej, ponieważ nie wesprze budowy nowych jednostek i modernizacji tych istniejących, a także nie pozwoli beneficjentom rezerwy uczestniczyć w rynku energii elektrycznej ani nie będzie wspierał DSR i magazynów.

### Wady rezerwy strategicznej, zdaniem uczestników rynku mocy:



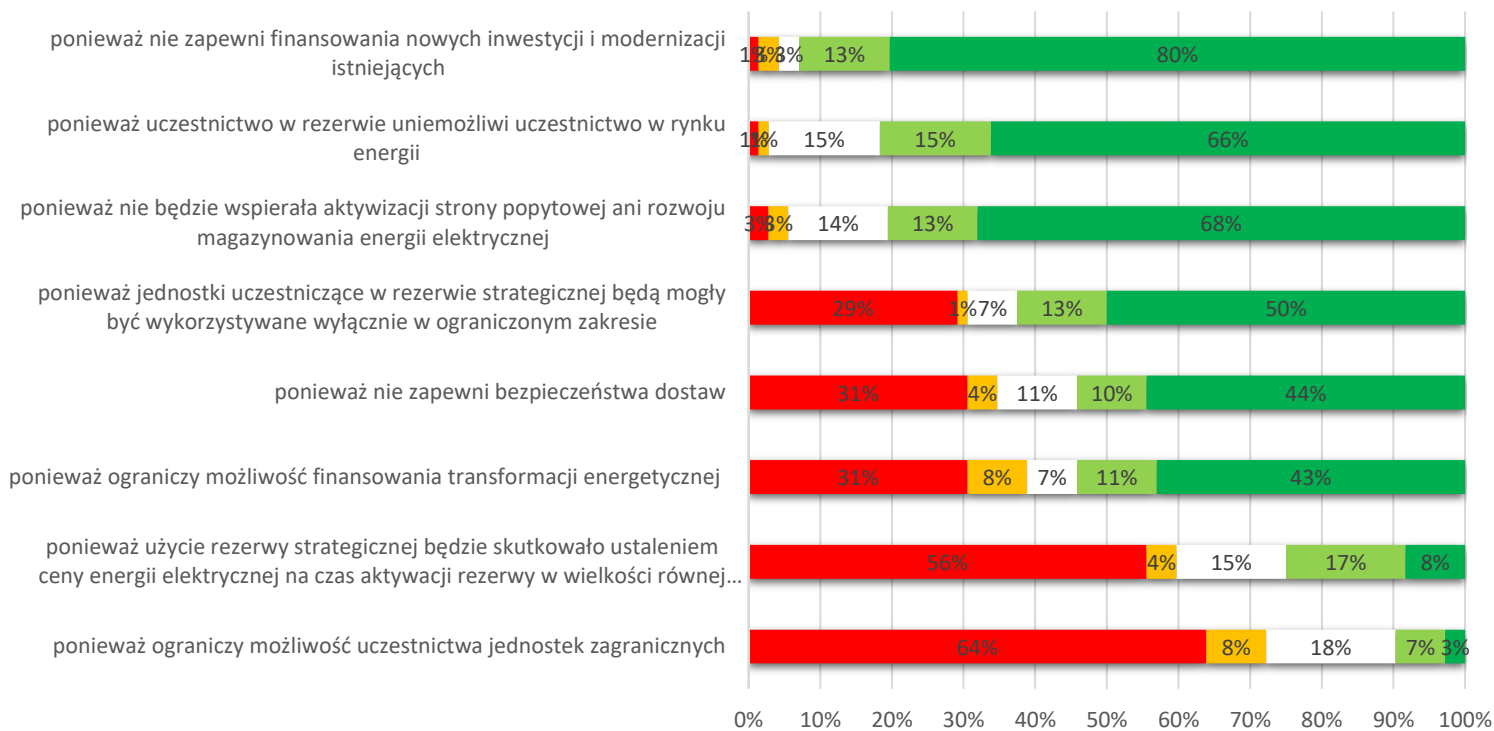
Wartości na wykresie przedstawiają uśrednione wskaźniki odpowiedzi w skali od -2 do 2, gdzie -2 oznacza "wskazany powód nie ma znaczenia w sprawie" a 2 oznacza, że „wskazany powód ma kluczowe znaczenie w sprawie”

Wykres 32 Wady rezerwy strategicznej, zdaniem uczestników rynku mocy

Na wykresie 32 przedstawiono odpowiedzi uczestników rynku mocy, którzy wskazali, że rezerwa strategiczna nie powinna zastąpić rynku mocy. Do głównych powodów należały brak zapewnienia finansowania nowych inwestycji i modernizacji istniejących (1,78), uniemożliwienie uczestnictwa w rynku energii (1,52) oraz brak możliwości uczestnictwa w tym mechanizmie strony popytowej ani magazynowania energii (1,43). Zdecydowanie niżej uczestnicy rynku mocy ocenili możliwość ograniczonego wykorzystania jednostek pozostających w rezerwie (0,55). Uczestnicy rynku mocy nie uznali jednak za wady rezerwy strategicznej ustalania ceny energii elektrycznej podczas pracy rezerwy strategicznej na wysokości wartości niedostarczonej energii oraz ograniczenia możliwości uczestnictwa jednostek zagranicznych (średnie wyniki w przypadku tych odpowiedzi wynosiły odpowiednio -0,98 i -1,38).

Uczestnicy rynku mocy niepopierający rezerwy strategicznej wskazują, że mechanizm ten nie będzie wsparciem w transformacji energetycznej, ponieważ nie wesprze budowy nowych jednostek i modernizacji tych istniejących, a także nie pozwoli beneficjentom rezerwy uczestniczyć w rynku energii elektrycznej ani nie będzie wspierał DSR i magazynów.

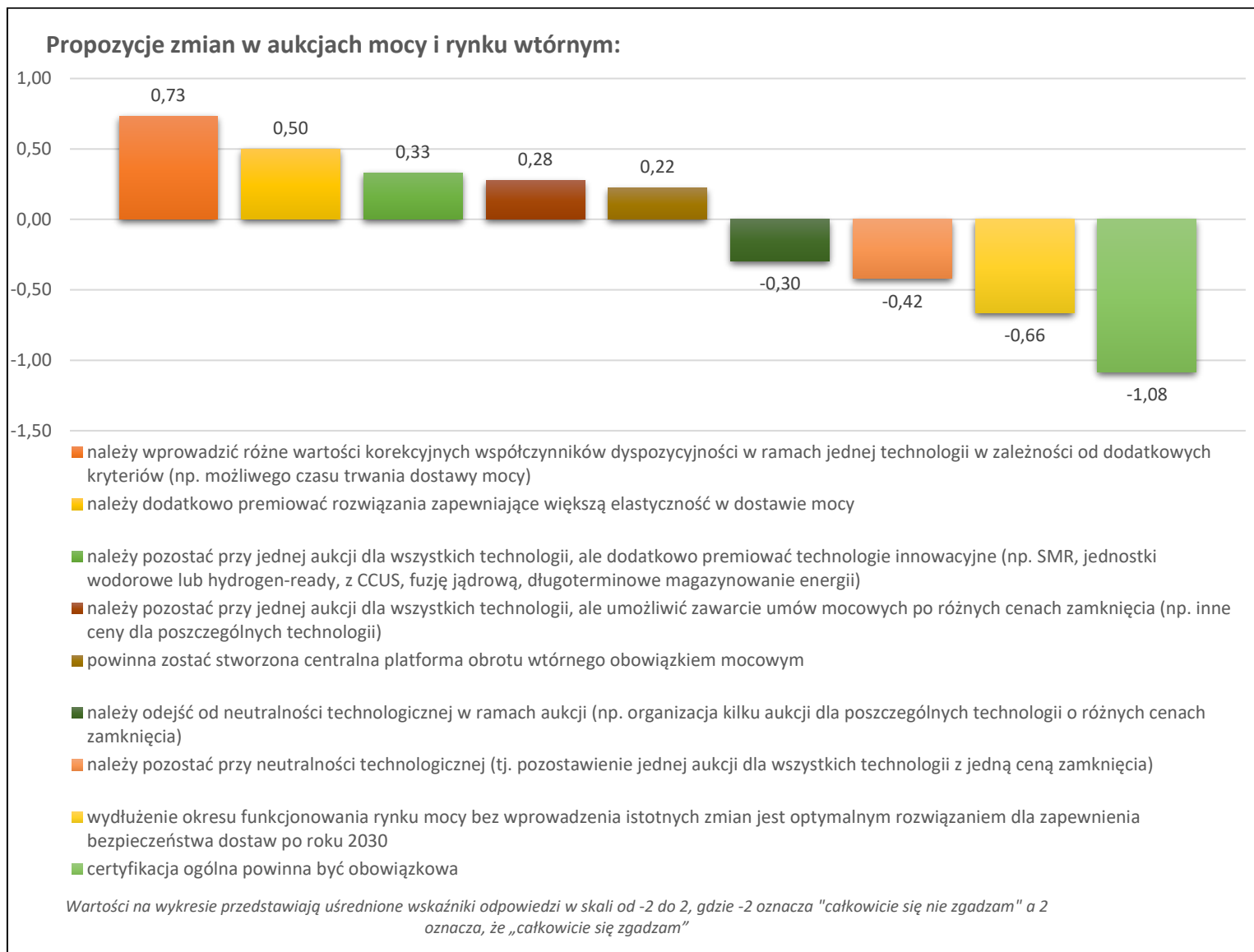
### Wady rezerwy strategicznej:



Wykres 33 Wady rezerwy strategicznej – struktura odpowiedzi respondentów

Respondenci ocenili, że rezerwa strategiczna nie jest odpowiednim alternatywnym rozwiązaniem dla rynku mocy. Jako wady rezerwy strategicznej wskazali oni brak zapewnienia finansowania modernizacji istniejących i budowy nowych jednostek wytwórczych (93%), ograniczenie uczestnictwa w rynku energii (81%) oraz brak wspierania aktywizacji strony popytowej i magazynowania (81%). Ponad 50% respondentów podniosło również, że rezerwa strategiczna nie zapewni bezpieczeństwa dostaw oraz nie zapewni finansowania transformacji energetycznej (po 54%). Respondenci nie uznali jednak za wady rezerwy strategicznej osiągnięcia cen energii elektrycznej na rynku na poziomie wartości niedostarczonej energii ani ograniczenia uczestnictwa jednostek zagranicznych. Ponadto, w porównaniu do innych pytań, odsetek odpowiedzi wskazujących na niezdecydowanie był mniejszy.

## Cechy ogólne

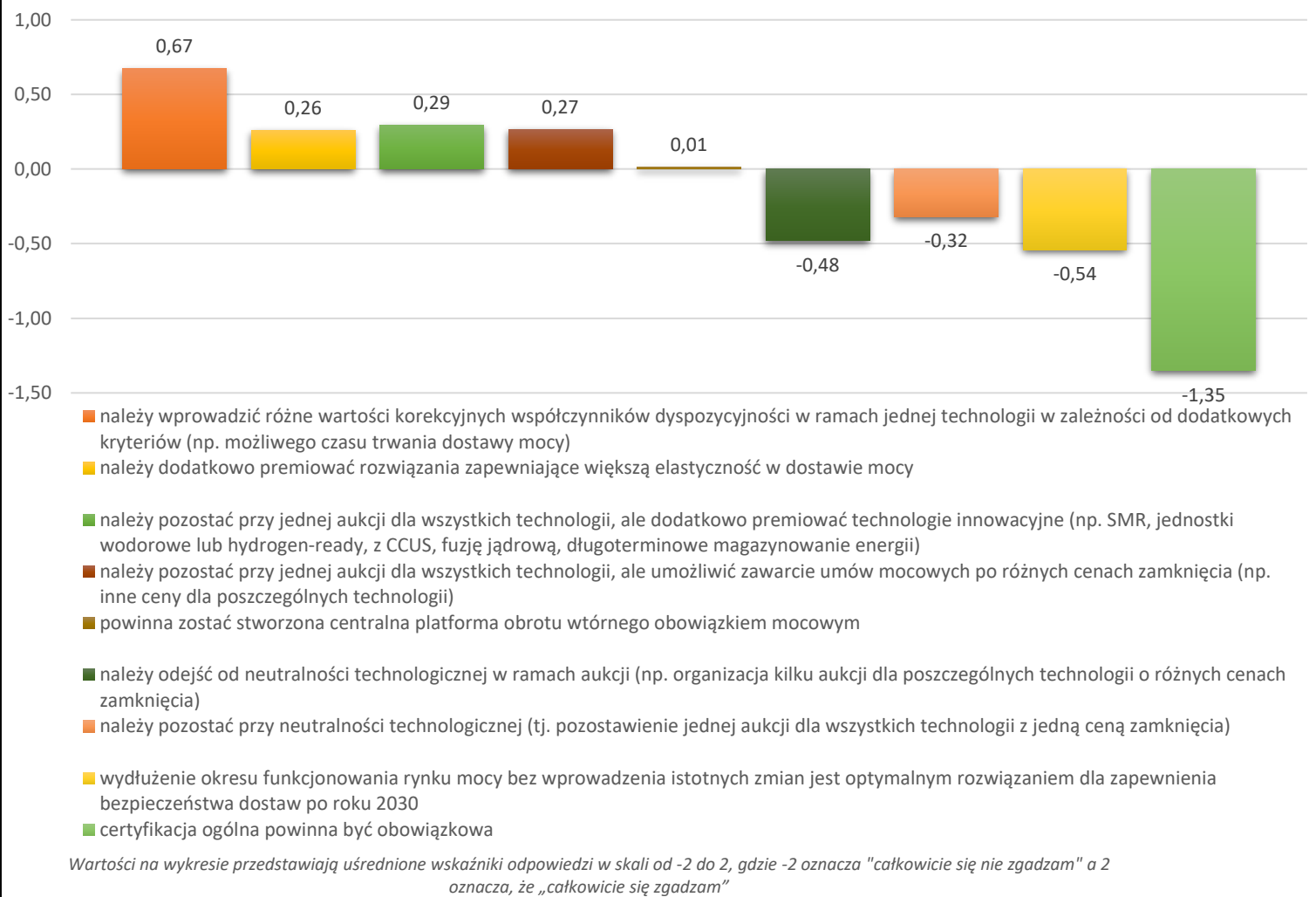


Wykres 34 Propozycje zmian w aukcjach mocy i rynku wtórnym

Na wykresie 34 przedstawiono odpowiedzi respondentów dotyczące możliwych zmian w rynku mocy w zakresie zasad prowadzenia aukcji mocy oraz rynku wtórnego. Największe poparcie wśród zmian uzyskały: wprowadzenie różnych wartości korekcyjnych współczynników dyspozycyjności (KWD) w ramach jednej technologii w zależności od dodatkowych kryteriów (0,73) oraz premiowanie rozwiązań zapewniających większą elastyczność w dostawie mocy (0,50). Najbardziej negatywnie respondenci ocenili wydłużenie wprowadzenia rynku mocy bez istotnych zmian (-0,66) oraz przywrócenie obowiązkowości certyfikacji ogólnej (-1,08).

Respondenci popierają zmiany w ogólnej charakterystyce rynku mocy w szczególności w zakresie KWD oraz premiowanie elastyczności, a także nie popierają wprowadzenia obowiązkowości certyfikacji ogólnej. W pozostałych obszarach oceny są bardziej neutralne.

## Propozycje zmiany w aukcjach mocy i rynku wtórnym, zdaniem uczestników rynku mocy:



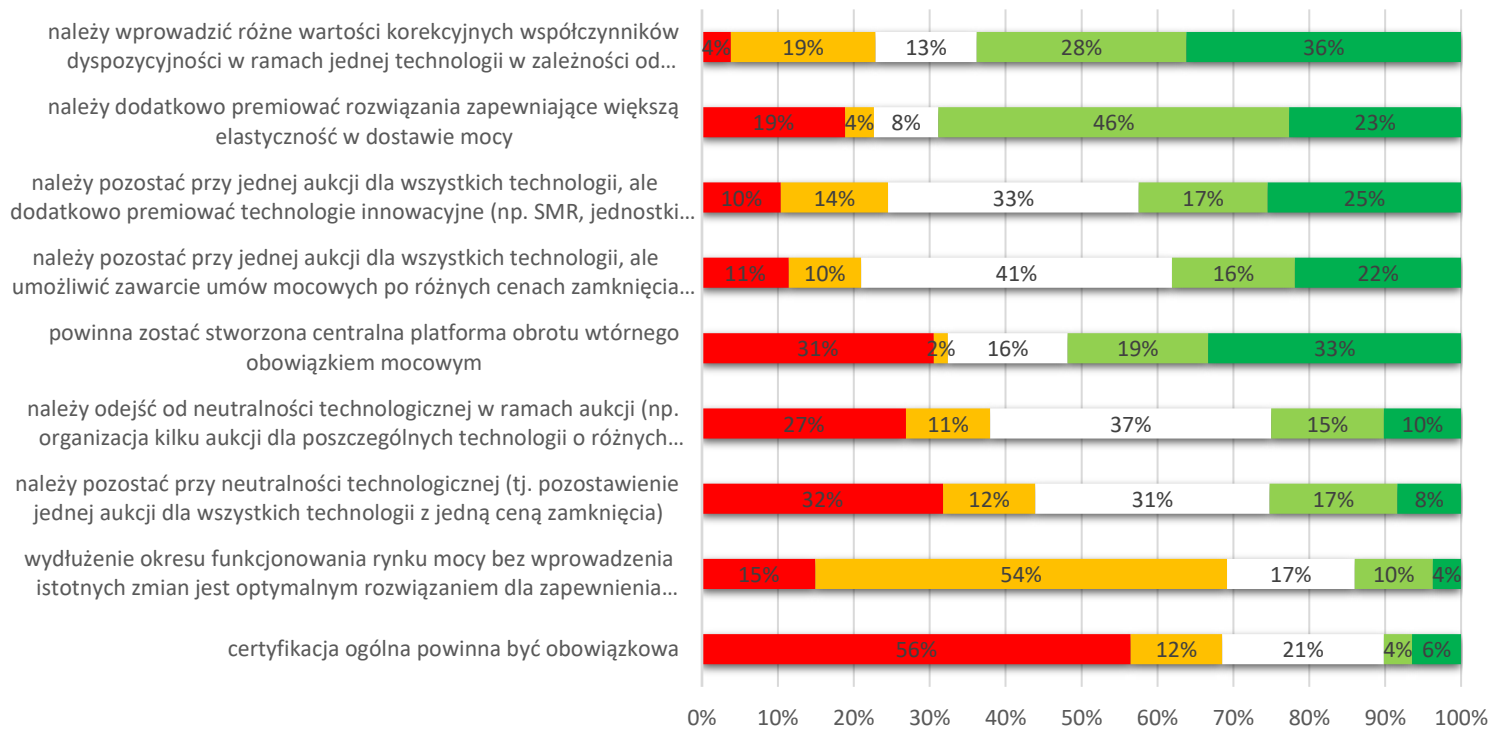
Wykres 35 Propozycje zmian w aukcjach mocy i rynku wtórnym, zdaniem uczestników rynku mocy

Na wykresie 35 przedstawiono odpowiedzi uczestników rynku mocy dotyczące możliwych zmian w rynku mocy w zakresie zasad prowadzenia aukcji mocy oraz rynku wtórnego. Poparcie uzyskał pomysł wprowadzenie różnych wartości korekcyjnych współczynników dyspozycyjności w ramach jednej technologii w zależności od dodatkowych kryteriów (0,69). Zaś z negatywną oceną spotkały się wydłużenie wprowadzenia rynku mocy bez istotnych zmian (-0,54) oraz przywrócenie obowiązkowości certyfikacji ogólnej (-1,35).

Uczestnicy rynku mocy wykazywali największe poparcie dla wprowadzenia zróżnicowania w zakresie KWD. Jest to również zgodne z odpowiedziami udzielonymi na pytanie dot. ogólnej oceny dotychczasowego rynku mocy, gdzie respondenci i uczestnicy rynku mocy oceniali pozytywne efekty rynku mocy na utrzymanie istniejących jednostek i rozwój DSR.

Jako wnioski można wskazać, że zmiany w ogólnym kształcie rynku mocy są oczekiwane, ale zasadniczo odnoszą się do elementów cech dodatkowych, przy zachowaniu neutralności technologicznej. Obie grupy negatywnie oceniły pozostawienie rynku mocy bez istotnych zmian na kolejną dekadę oraz przywrócenie obowiązkowego uczestnictwa w certyfikacji ogólnej. Mając na względzie ocenę obowiązkowego uczestnictwa w certyfikacji ogólnej stanowi dla wytwórców istotne dodatkowe obciążenie, więc ewentualne przywrócenie go mogłoby wynikać jedynie z wprowadzenia w jej ramach narzędzi pozwalających na istotną poprawę funkcjonowania rynku mocy.

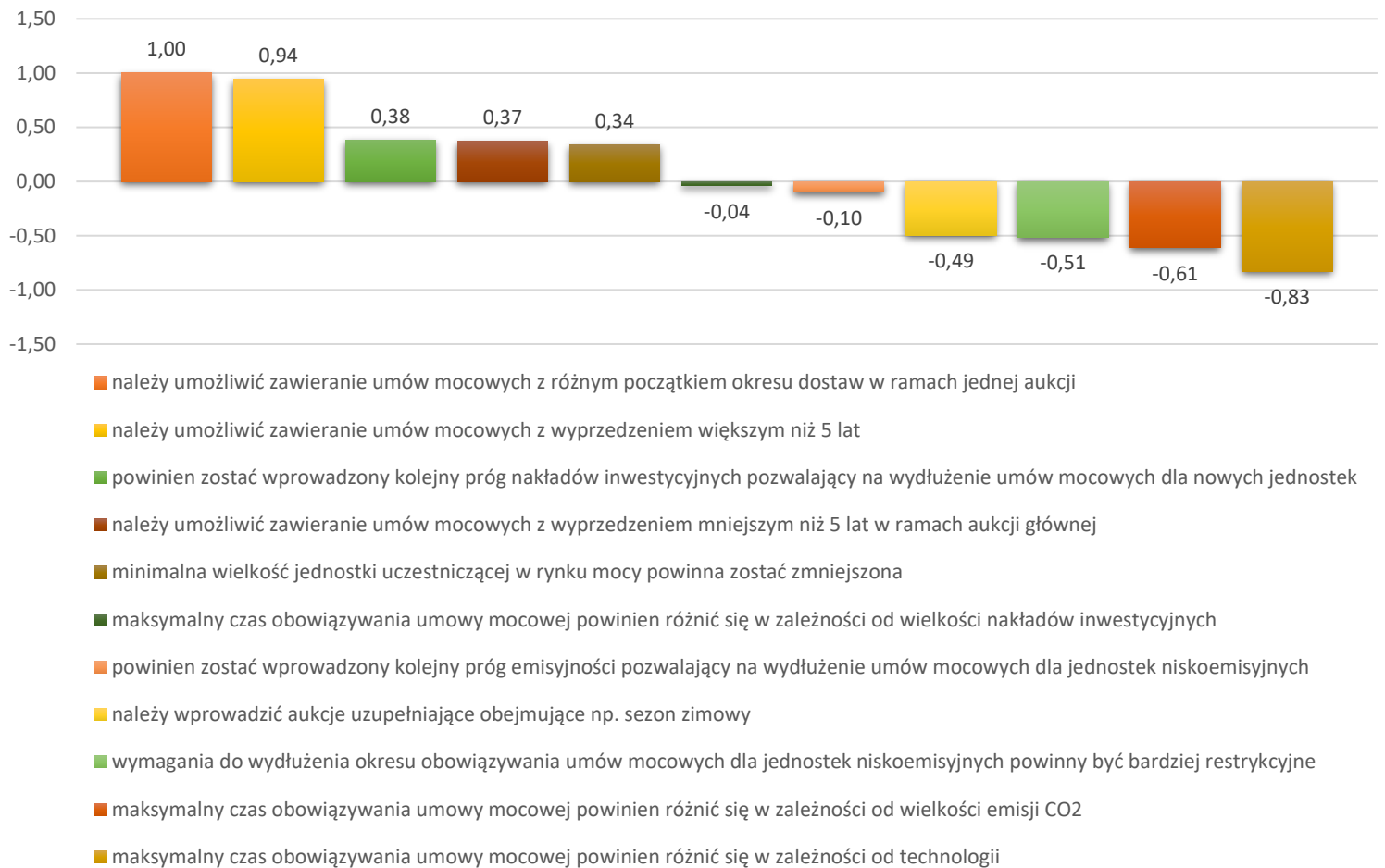
## Propozycje zmian w aukcjach mocy i rynku wtórnym:



Wykres 36 Propozycje zmian w aukcjach mocy i rynku wtórnym - struktura odpowiedzi respondentów

Z zakresie proponowanych zmian w ogólnym kształcie rynku mocy większość respondentów uważa, że powinna być premiowana większa elastyczność w dostawie mocy (69%), powinny zostać wprowadzone zmiany w sposobie określania korekcyjnych współczynników dyspozycyjności (64%) oraz że powinna zostać wprowadzona centralna platforma obrotu obowiązkiem mocowym (52%). Większość respondentów negatywnie oceniała przedłużenie funkcjonowania rynku mocy bez istotnych zmian (69%) oraz przywrócenia obowiązku uczestnictwa w certyfikacji ogólnej dla wszystkich jednostek (68%). Znaczący poziom niezdecydowania wśród respondentów odnosił się do wprowadzenia możliwości zamykania aukcji po różnych cenach (41%), odejścia od neutralności technologicznej (37%) czy premiowania technologii innowacyjnych (33%).

## Propozycje zmiany w umowach mocowych:



Wartości na wykresie przedstawiają uśrednione wskaźniki odpowiedzi w skali od -2 do 2, gdzie -2 oznacza "całkowicie się nie zgadzam" a 2 oznacza, że „całkowicie się zgadzam”

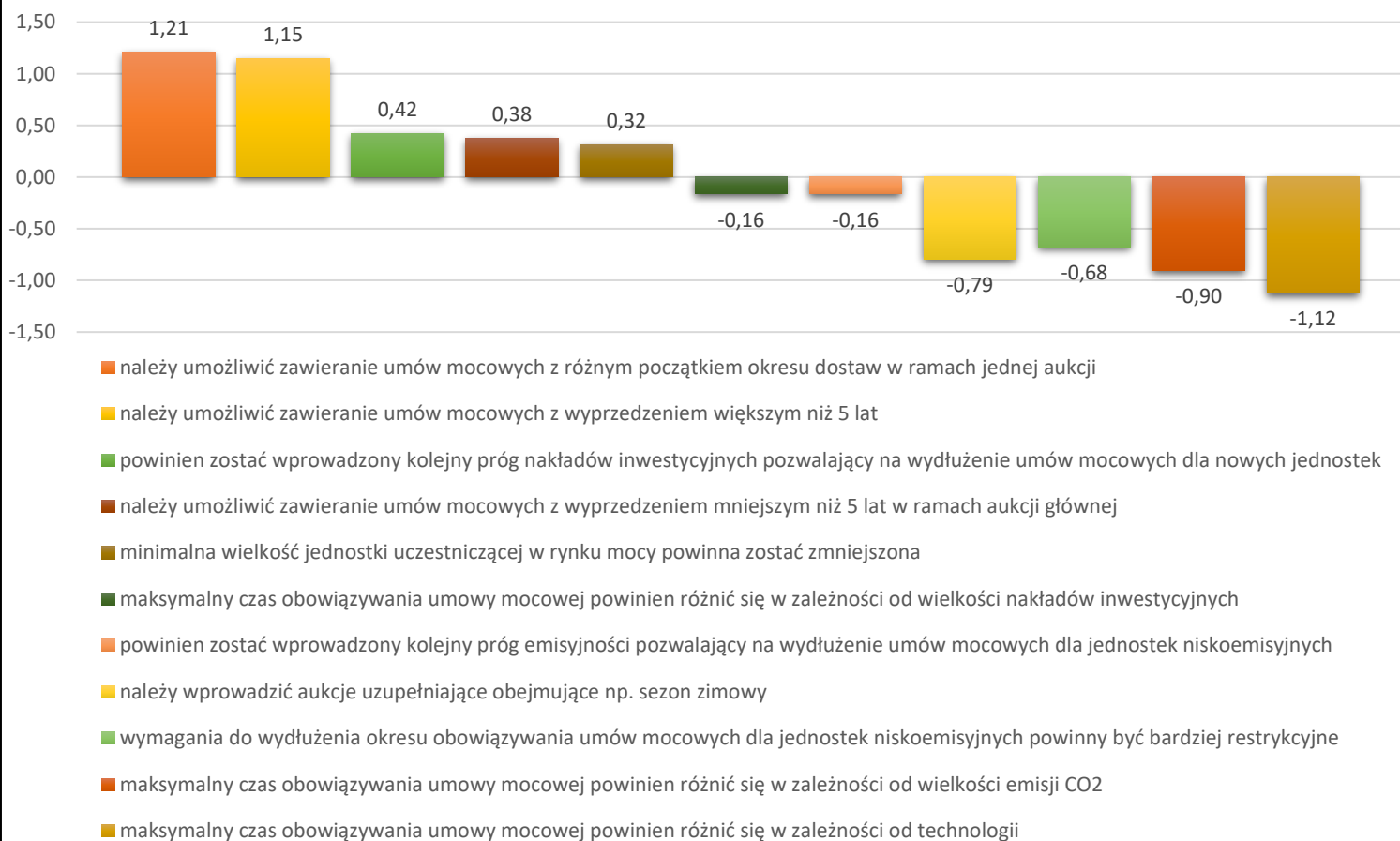
Wykres 37 Propozycje zmian w umowach mocowych

Na wykresie 37 przedstawiono odpowiedzi respondentów dotyczące możliwych zmian w umowach mocowych. Największe poparcie wśród zmian uzyskały: zawieranie umów mocowych z różnym początkiem okresu dostaw w jednej aukcji (1,0) oraz umożliwienie zawierania umów mocowych z wyprzedzeniem większym niż 5 lat (0,94). Negatywnie zróżnicowanie czasu trwania umowy mocowej w zależności od technologii (-0,83), uzależnienie maksymalnego czasu trwania umowy mocowej od emisji CO<sub>2</sub> (-0,61), a także zaostrzenie wymagań do wydłużenia okresu obowiązywania umowy dla jednostek niskoemisyjnych (-0,51).

Wnioski, jakie można wysnuć z ocen respondentów jest możliwość rozważenia w nowym rynku mocy zmiany momentu rozpoczęcia dostaw w ramach jednej aukcji, zawierania umów mocowych z wyprzedzeniem większym niż 5 lat, zaś zmiany w umowach mocowych w związku z charakterystyką technologiczną (w tym emisyjnością) nie są przez respondentów pożądane.



### Propozycje zmiany w umowach mocowych, zdaniem uczestników rynku mocy:



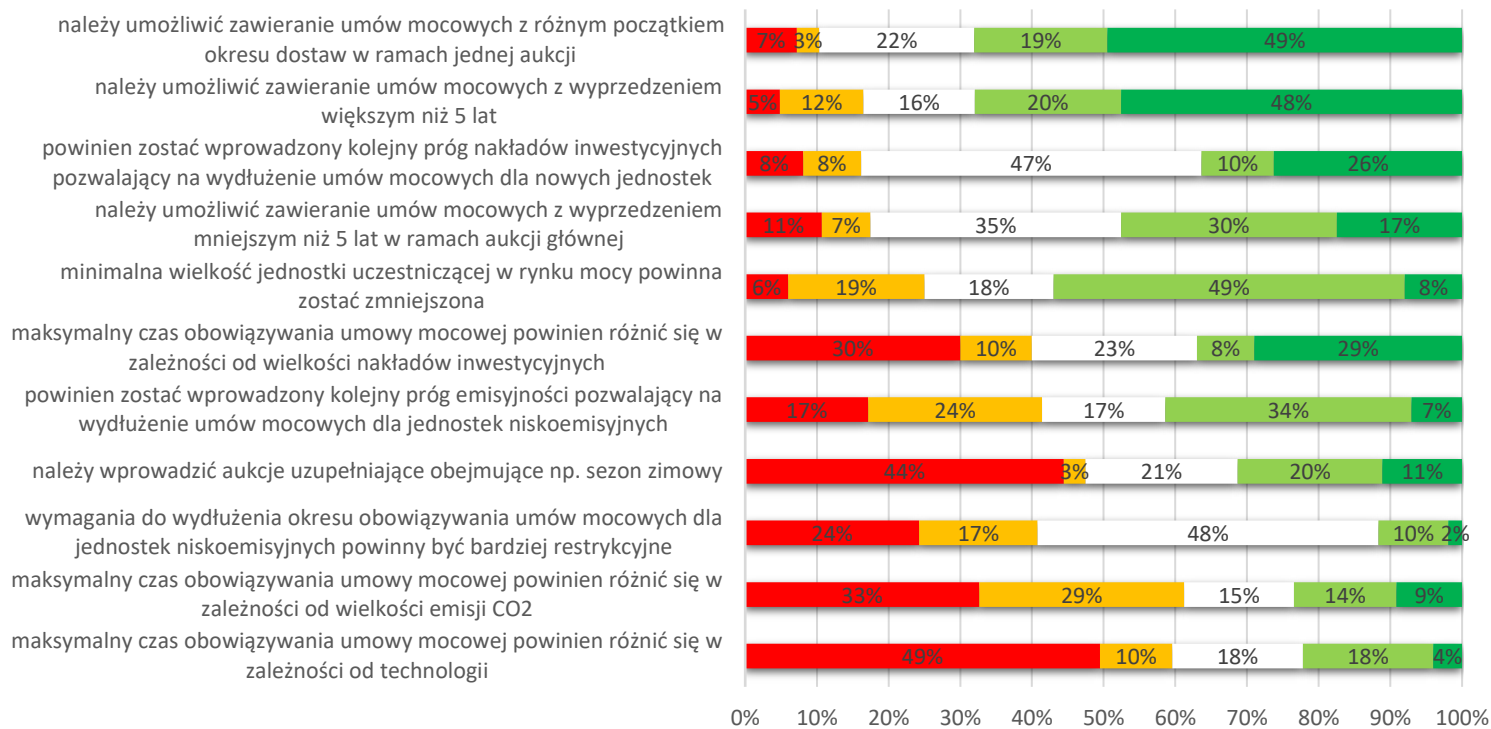
Wartości na wykresie przedstawiają uśrednione wskaźniki odpowiedzi w skali od -2 do 2, gdzie -2 oznacza "całkowicie się nie zgadzam" a 2 oznacza, że „całkowicie się zgadzam”

Wykres 38 Propozycje zmian w umowach mocowych, zdaniem uczestników rynku mocy

Na wykresie 38 przedstawiono odpowiedzi uczestników rynku mocy dotyczące możliwych zmian w umowach mocowych. Największe poparcie wśród zmian uzyskały propozycje: zawieranie umów mocowych z różnym początkiem okresu dostaw w jednej aukcji (1,21) oraz umożliwienie zawierania umów mocowych z wyprzedzeniem większym niż 5 lat (1,15). Negatywnie zostały ocenione odpowiedzi dotyczące zaostżenia wymagań do wydłużenia okresu obowiązywania umowy dla jednostek niskoemisyjnych (-0,68), wprowadzenia aukcji uzupełniających np. dotyczących sezonu zimowego (-0,79), uzależnienie maksymalnego czasu trwania umowy mocowej od emisji CO<sub>2</sub> (-0,90) oraz zróżnicowanie czasu trwania umowy mocowej w zależności od technologii (-1,12).

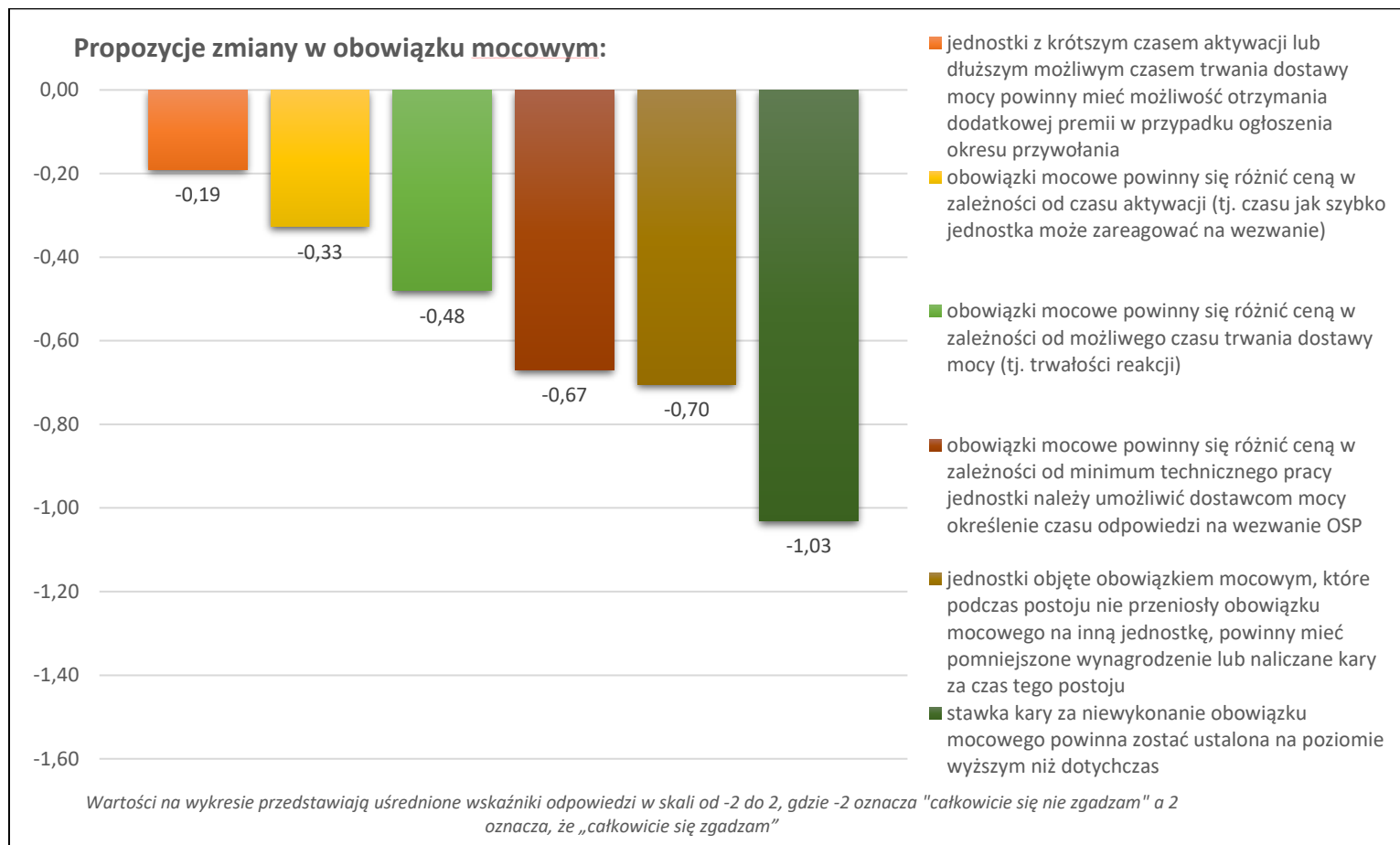
Oceny uczestników rynku mocy były zbliżone do ocen respondentów, ale ponownie były bardziej spolaryzowane. Zarówno wśród uczestników rynku mocy, jak i wszystkich respondentów, największym poparciem cieszyły się odpowiedzi dotyczące możliwości zawierania umów na różne okresy dostaw oraz możliwość zawierania kontraktów z wyprzedzeniem dłuższym niż 5 lat. Wskazuje to na poszukiwanie rozwiązań promujących inwestycje w nowe moce wytwórcze, szczególnie te kapitałochłonne i czasochłonne w realizacji. Stąd warto rozważyć ten obszar podczas kształtowania nowego rynku mocy po 2030 r. Obie grupy negatywnie oceniały uzależnienie czasu trwania umów mocowych od technologii oraz od emisji CO<sub>2</sub> czy technologii. Sugeruje to, że rynek mocy powinien pozostać neutralny technologicznie.

## Propozycje zmiany w umowach mocowych:



Wykres 39 Propozycje zmiany w umowach mocowych - struktura odpowiedzi respondentów

Analizując strukturę odpowiedzi respondentów na pytanie dot. zmian w umowach mocowych należy wskazać, że większość respondentów uważa, że należy umożliwić zawieranie umów z różnym początkiem okresu dostaw (68%), zawieranie umów mocowych z większym wyprzedzeniem niż 5 lat (68%) oraz zmniejszyć minimalną wielkość jednostki rynku mocy (57%). Większość respondentów negatywnie oceniła zróżnicowanie maksymalnego czasu obowiązywania umowy mocowej od rodzaju technologii (59%) czy od wielkości emisji (62%). Duże niezdecydowanie respondenci wyrazili w odniesieniu do zwiększenia restrykcyjności wymogów pozwalających na wydłużenie okresu obowiązywania umów mocowych dla jednostek niskoemisyjnych (48%) oraz wprowadzenia kolejnego progu nakładów inwestycyjnych pozwalającego na wydłużenie umów mocowych.

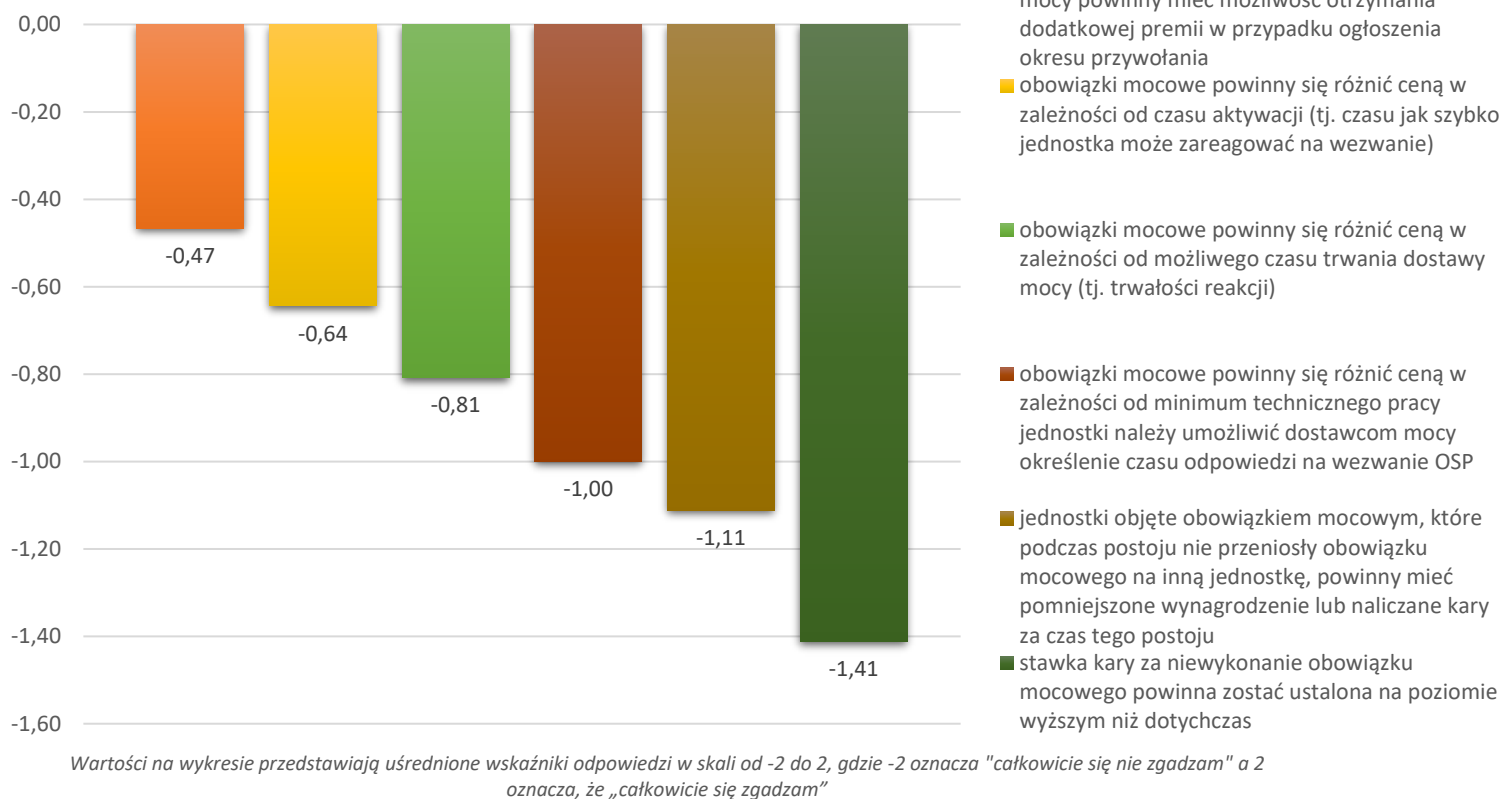


Wykres 40 Propozycje zmian w obowiązku mocowym

Na wykresie 40 przedstawiono oceny respondentów dotyczące możliwych zmian w obowiązku mocowym. Respondenci ocenili negatywnie wszystkie propozycje. Najbardziej negatywnie respondenci ocenili zwiększenie stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego (-1,03). Negatywnie zostały również ocenione propozycje dotyczące zróżnicowania ceny obowiązku mocowego w zależności od minimum technicznego jednostki (-0,67) oraz pomniejszania wynagrodzenia jednostek lub naliczania kar jednostek, które nie przeniosły całego obowiązku mocowego podczas postoju technicznego (-0,70).

Wskazuje to na ograniczoną otwartość respondentów na zmiany w obszarze umów mocowych.

### Propozycje zmiany w obowiązku mocowym, zdaniem uczestników rynku mocy:

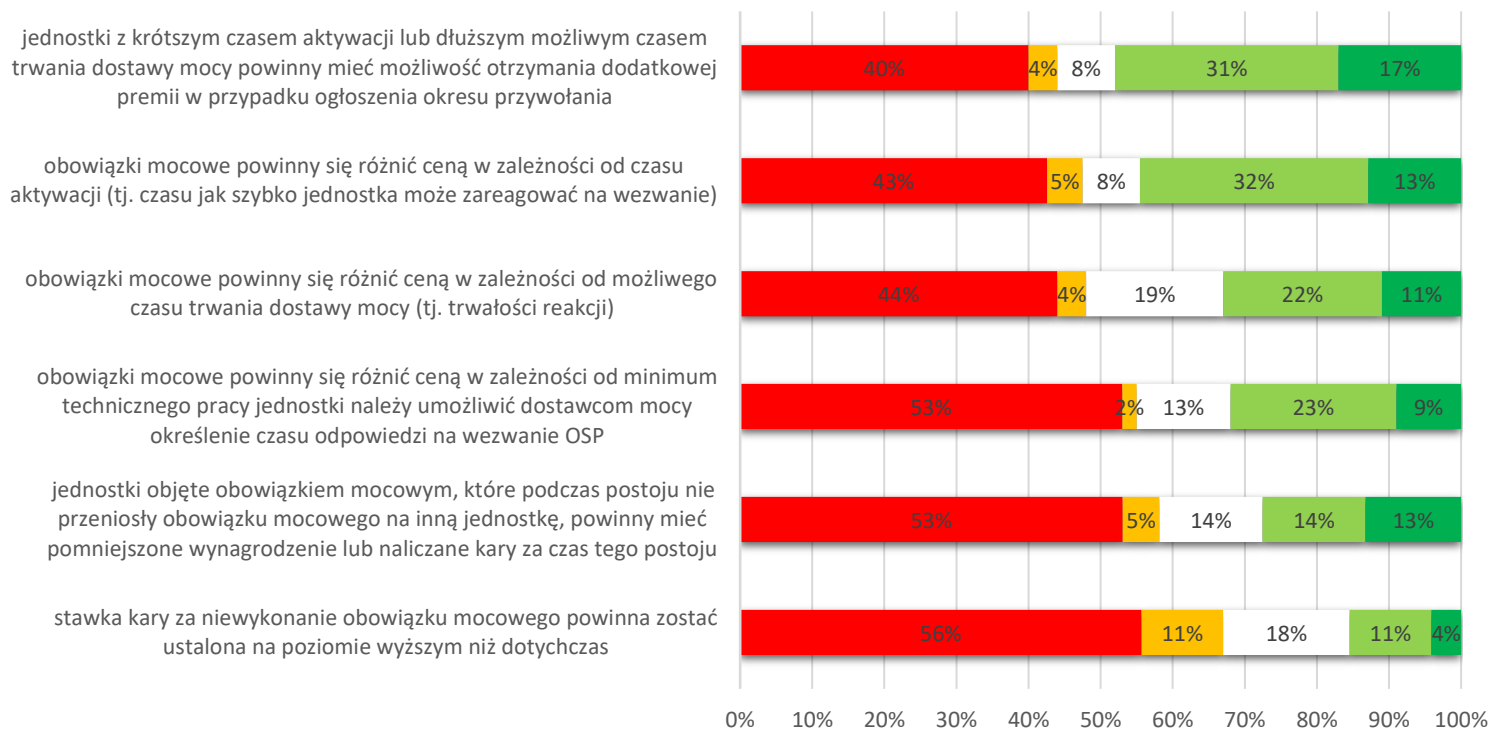


Wykres 41 Propozycje zmian w obowiązku mocowym, zdaniem uczestników rynku mocy

Na wykresie 41 przedstawiono odpowiedzi uczestników rynku mocy dotyczące możliwych zmian w obowiązku mocowym. Uczestnicy rynku mocy negatywnie ocenili wszystkie odpowiedzi. Najbardziej negatywnie respondenci ocenili zwiększenie stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego (-1,41). Negatywnie zostały również ocenione odpowiedzi dotyczące pomniejszania wynagrodzenia jednostek lub naliczania kar jednostek, które nie przeniosły całego obowiązku mocowego podczas postoju technicznego (-1,11), zróżnicowania ceny obowiązku mocowego w zależności od minimum technicznego jednostki (-1,00), zróżnicowania cen w zależności od czasu trwania dostawy (-0,81) oraz zróżnicowania cen obowiązków mocowych w zależności od czasu aktywacji (-0,64).

Wskazuje to – podobnie jak w grupie wszystkich respondentów – na ograniczoną otwartość na zmiany w zakresie regulacji dot. umów mocowych.

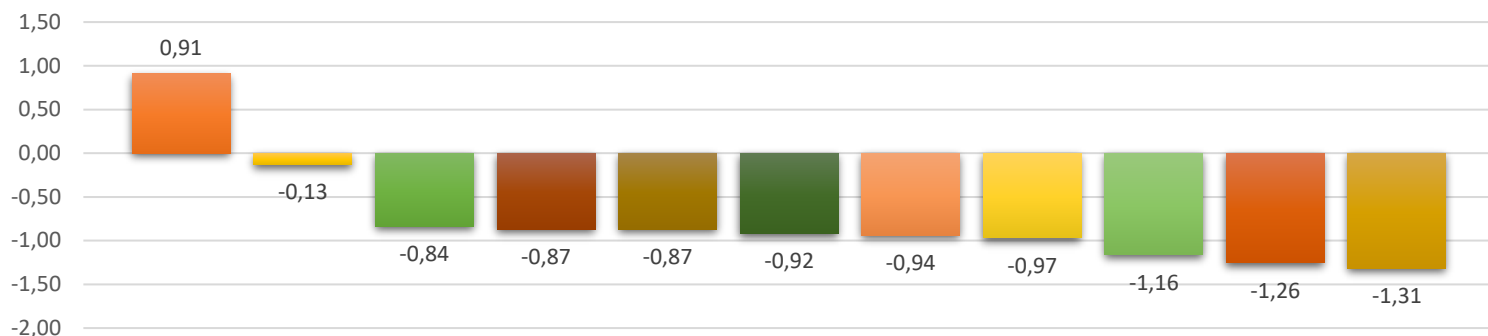
### Propozycje zmiany w obowiązku mocowym:



Wykres 42 Propozycje zmiany w obowiązku mocowym - struktura odpowiedzi respondentów

Analizując strukturę odpowiedzi respondentów dotyczących obowiązku mocowego, warto wskazać, że większość respondentów negatywnie oceniła zwiększenie stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego (67%), ograniczenie wynagrodzenia lub naliczenie kar w przypadku postoju technicznego, podczas którego obowiązek mocy nie został przeniesiony na inną jednostkę (58%) oraz zróżnicowanie ceny obowiązku mocowego od minimum technicznego jednostki (55%).

## Propozycje zmiany w zasadach ogłaszania okresu przywołania na rynku mocy:



- OSP powinien mieć możliwość ogłoszenia okresu przywołania tylko w określonych wcześniej godzinach i dniach
- OSP powinien mieć możliwość ogłoszenia okresu przywołania w odniesieniu do przedziałów 15-minutowych (np. okres przywołania od 12.15 do 12.30)
- OSP powinien mieć możliwość ogłoszenia okresu przywołania w odniesieniu do części jednostek wybranych ze względu na lokalizację jednostek
- dni i godziny, w których może zostać ogłoszony okres przywołania powinny się różnić w różnych kwartałach
- OSP powinien mieć możliwość ogłoszenia okresu przywołania w odniesieniu do części jednostek wybranych ze względu na czas aktywacji
- OSP powinien mieć możliwość ogłoszenia okresu przywołania w dowolnej godzinie dnia, w dowolny dzień
- okresy przywołania powinny być ogłaszane z różnym wyprzedzeniem w zależności od rodzaju technologii
- dni i godziny, w których może zostać ogłoszony okres przywołania powinny się różnić w różnych miesiącach
- OSP powinien mieć możliwość ogłoszenia okresu przywołania w dowolnej godzinie dnia, ale tylko w określonych dniach
- okresy przywołania powinny być ogłaszane z krótszym wyprzedzeniem
- OSP powinien mieć możliwość ogłoszenia okresu przywołania w dowolny dzień, ale tylko w określonych godzinach

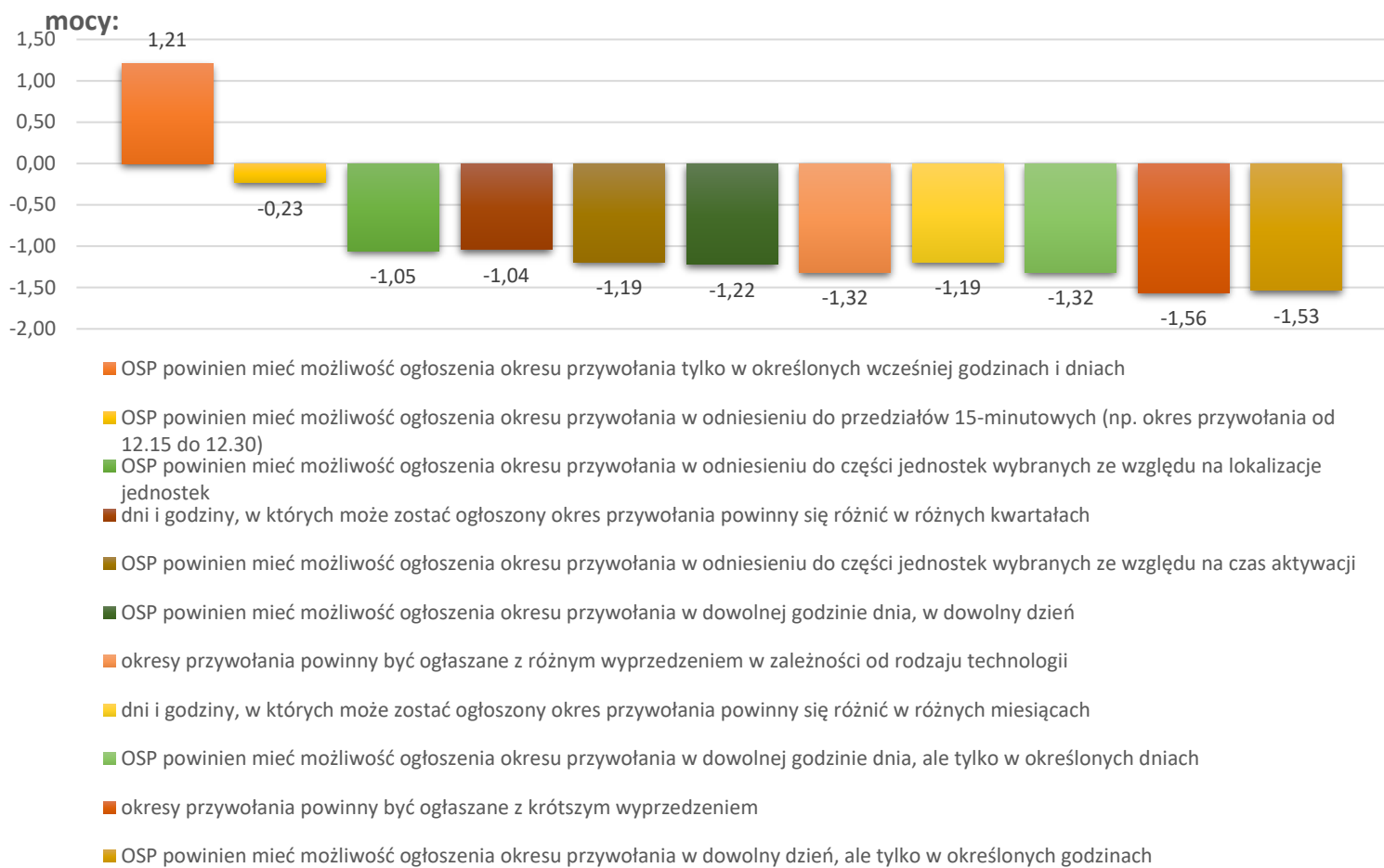
Wartości na wykresie przedstawiają uśrednione wskaźniki odpowiedzi w skali od -2 do 2, gdzie -2 oznacza "całkowicie się nie zgadzam" a 2 oznacza, że „całkowicie się zgadzam”

Wykres 43 Propozycje zmian w zasadach ogłaszania okresu przywołania na rynku mocy

Na wykresie 43 przedstawiono oceny respondentów dotyczące możliwych zmian w zasadach ogłaszania okresów przywołania na rynku mocy (dalej: okresy przywołania). Respondenci pozytywnie ocenili utrzymanie rozwiązania, zgodnie z którym ogłaszanie okresów przywołania powinno mieć miejsce jedynie we wcześniej określonych dniach i godzinach (0,91). Jednakże większość odpowiedzi została oceniona przez respondentów negatywnie, przy czym najbardziej negatywnie została oceniona odpowiedź, w której OSP mógłby ogłaszać okresy przywołania w dowolny dzień, ale tylko w określonych godzinach (-1,31). Przeciwna odpowiedź, w której OSP może ogłaszać okresy przywołania w dowolnych godzinach, ale tylko w określone dni, została oceniona tylko nieznacznie mniej negatywnie (-1,16). Na podobnym poziomie zostały ocenione odpowiedzi dotyczące ogłaszania okresów przywołania z krótszym wyprzedzeniem (-1,26). Mniej negatywnie zostały ocenione odpowiedzi dotyczące różnicowania dni i godzin, w które można ogłosić okres przywołania w poszczególnych miesiącach (-0,97), czy kwartałach (-0,87), ogłaszania okresów przywołania z różnym wyprzedzeniem w zależności od technologii, której dotyczą (-0,94), ogłaszania okresów przywołania w dowolny dzień w dowolnej godzinie (-0,92), możliwości ogłaszania okresów przywołania jedynie dla części jednostek, wybranych ze względu na czas aktywacji (-0,87) oraz ogłaszania okresów przywołania jedynie dla jednostek umiejscowionych w konkretnych lokalizacjach (-0,84).

Na podstawie wykresu można wywnioskować, że obszar zasad ogłaszania okresów przywołania jest również tym obszarem, w którym respondenci nie są przychylni zmianom.

## Propozycje zmiany w okresach przywołania na rynku mocy, zdaniem uczestników rynku



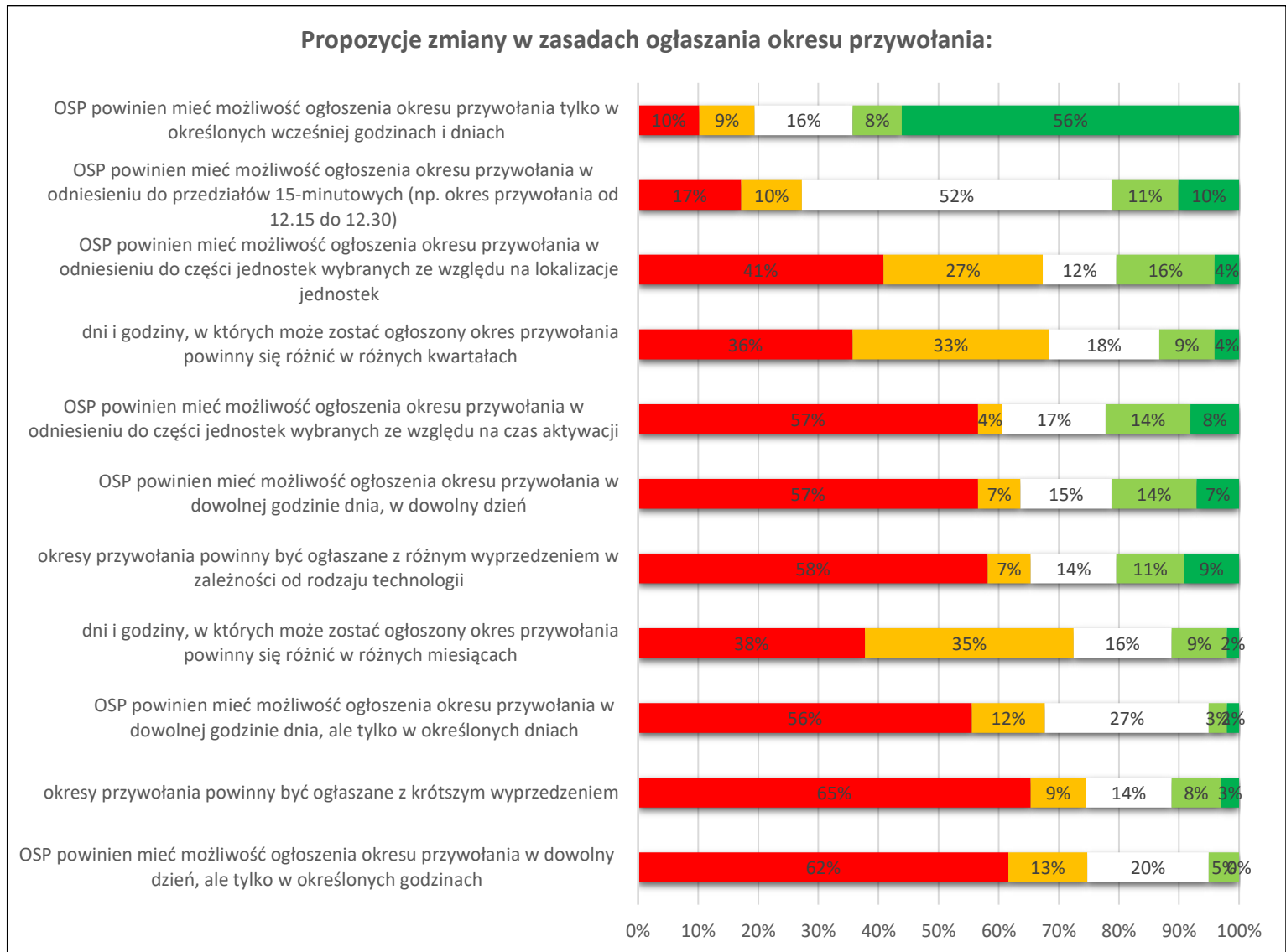
Wartości na wykresie przedstawiają uśrednione wskaźniki odpowiedzi w skali od -2 do 2, gdzie -2 oznacza "całkowicie się nie zgadzam" a 2 oznacza, że „całkowicie się zgadzam”

Wykres 44 Propozycje zmian w zasadach ogłaszania okresu przywołania na rynku mocy, zdaniem uczestników rynku mocy

Na wykresie 44 przedstawiono odpowiedzi uczestników rynku mocy dotyczące możliwych zmian w zasadach ogłaszania okresów przywołania. Uczestnicy rynku mocy zdecydowanie pozytywnie ocenili utrzymanie rozwiązania, zgodnie z którym ogłaszanie okresów przywołania powinno mieć miejsce jedynie we wcześniej określonych dniach i godzinach (1,21). Jednakże większość odpowiedzi została oceniona przez uczestników rynku mocy negatywnie, przy czym najbardziej negatywnie zostały ocenione odpowiedzi dotyczące umożliwienia OSP ogłaszania okresów przywołania w dowolny dzień, ale tylko w określonych godzinach (-1,53) oraz ogłaszania okresów przywołania z krótszym wyprzedzeniem (-1,56). Mniej negatywnie zostały ocenione odpowiedzi dotyczące ogłaszania okresów przywołania w dowolnych godzinach, ale tylko w określone dni, (-1,32), ogłaszania okresów przywołania z różnym wyprzedzeniem w zależności od technologii, której dotyczą (-1,32), ogłaszania okresów przywołania w dowolny dzień w dowolnej godzinie (-1,22) różnicowania dni i godzin, w które można ogłosić okres przywołania w poszczególnych miesiącach (-1,19), możliwości ogłaszania okresów przywołania jedynie dla części jednostek, wybranych ze względu na czas aktywacji (-1,19), ogłaszania okresów przywołania jedynie dla jednostek umiejscowionych w konkretnych lokalizacjach (-1,05), i różnicowania dni i godzin w które można ogłosić okres przywołania w poszczególnych kwartałach (-1,04).

Zarówno grupa respondentów, jak i grupa uczestników rynku mocy, jednoznacznie pozytywnie oceniła pozostawienie OSP możliwości ogłaszania okresów przywołania jedynie w określonych z góry dniach i godzinach oraz jednoznacznie negatywnie oceniła umożliwienie wprowadzenia większej elastyczności w zakresie zasad ogłaszania okresów przywołania. Oznacza to, że obecne podejście, zgodnie z którym okresy przywołania są ogłaszane w określonych z góry dniach i godzinach, jest znacząco preferowane przez obie badane grupy.

Obie grupy dość neutralnie odniosły się do skrócenia długości poszczególnego okresu przywołania na rynku mocy do 15 minut. Oznacza to, że taka propozycja mogłaby zostać rozważona w ramach zmian rynku mocy. Natomiast z negatywnym odbiorem u obu grup badanych spotkały się propozycje różnicowania okresów przywołania ze względu na technologię, lokalizację czy elastyczność pracy tej jednostki. W związku z powyższym, zmiany w tym obszarze nie są oczekiwane przez obie grupy badanych.



Wykres 45 Propozycje zmiany w zasadach ogłaszania okresu przywołania - struktura odpowiedzi respondentów

Analizując strukturę odpowiedzi respondentów w zakresie pytania dot. okresów przywołania na rynku mocy, warto wskazać, że większość respondentów pozytywnie oceniła możliwość ogłaszania przez OSP okresów przywołania jedynie w określonych dniach i godzinach (64%). Neutralnie zostało odebrane zastąpienie godzinowego okresu przywołania okresem 15 minut (52% niezdecydowanych).

Rozwiązania, w których OSP miał większą dowolność w doborze godzin (64-75% przeciw), czy zróżnicowanie dni i godzin w poszczególnych miesiącach (73% przeciw) czy kwartałach (69% przeciw) było odbierane zdecydowanie negatywnie. Podobnie negatywnie oceniane było skrócenie wyprzedzenia, z którym ogłaszany jest okres przywołania (74% przeciw), uzależnienie czasu, z którym ogłaszany jest okres przywołania w zależności od technologii (65% przeciw), czy wyboru jednostek przywoływanych ze względu na kryteria lokalizacyjne (68% przeciw), czy czasu aktywacji (61% przeciw).



Jak było zaznaczone w opisie metodologii, ankieta umożliwiła również uczestnikom udzielenie odpowiedzi na dwa pytania otwarte. Jednym z pytań była prośba sformułowana następująco:

- „*Jakie Państwa zdaniem inne cechy powinien mieć rynek mocy po 2030 r., aby zachęcić inwestorów do zgłaszania nowych niskoemisyjnych projektów?*”

Pytanie to miało na celu rozpoznanie dodatkowych elementów mogących przyczynić się do zwiększenia efektywności konstrukcji rynku mocy. Następnie odpowiedzi zostały przeanalizowane oraz skategoryzowane względem ich propozycji oraz podejścia do zadanego pytania. W wyniku analizy udało się ustalić, że największa liczba (19) respondentów wskazała możliwość uzyskania wieloletniego kontraktu mocowego jako najważniejszą cechę, jaką powinien mieć rynek mocy po 2030 r. Innymi najczęściej wymienianymi aspektami było ograniczenie kar, wskazane w 16 odpowiedziach, w tym piętnastu respondentów wskazywało na ograniczenie kar dla jednostek kapitałochłonnych za opóźnienia. Wprowadzenie współczynników zwiększających cenę zamknięcia aukcji wskazało 16 respondentów, w tym 13 dla jednostek istniejących i nowych spełniających kryteria taksonomii. Sześciu (6) respondentów wskazało na zasadność umożliwienia ciągłej certyfikacji jednostek do rynku wtórnego oraz umożliwienie zmian dostawcy mocy w trakcie trwania kontraktu mocowego. Pięciu (5) respondentów wskazywało jako istotne umożliwienie przeprowadzenia aukcji na różne okresy dostaw w ramach jednego procesu aukcyjnego, umożliwienie rozbudowy mocy w ramach istniejącego przyłącza, umożliwienie udziału jednostek fizycznych mniejszych niż 2 MW oraz zobowiązanie operatora sieci przesyłowej w którym znajduje się jednostka zagraniczna posiadająca obowiązek mocowy do dostawy mocy do Polski.

Odpowiedzi na pytanie otwarte skupiały się na kształcie kontraktów mocowych. Respondenci wskazywali problem braku wystarczająco długich kontraktów jako ograniczający powstawanie nowych jednostek ze względu na długi czas realizacji inwestycji. Powiązane z tym problemem były również głosy o obniżeniu kar za opóźnienia terminu rozpoczęcia eksploatacji komercyjnej.

Innymi aspektami powtarzającymi się wśród odpowiedzi były m.in. prośby o umożliwienie ciągłej certyfikacji jednostek do rynku wtórnego, umożliwienie zmian dostawcy mocy oraz umożliwienie rozbudowy mocy w ramach istniejącego przyłącza (cable pooling). Wartym odnotowania jest również kilka wniosków o wprowadzenie dedykowanych systemów wsparcia dla magazynów energii.

Często podnoszonym postulatem było ograniczenie kar. Jest to postulat, którego ewentualne wdrożenie należy rozważać w kontekście efektywności całego mechanizmu rynku mocy. Wysokość kar ma stanowić gwarancję wykonania obowiązku mocowego, a samo nakładanie kar odbywa się na podstawie obiektywnych przesłanek. Możliwość nałożenia kar wpływa na kalkulację ryzyka dla podmiotów gospodarczych, skłaniając do składania racjonalnych ofert w ramach aukcji rynku mocy. Ograniczenie kar potencjalnie mogłoby zmniejszyć efektywność rynku mocy jako mechanizmu do nabywania mocy, które w momencie przywołania na rynku mocy wywiążą się ze swojego obowiązku mocowego. Jednocześnie większość postulatów dotyczyło ograniczenia kar w przypadku opóźnienia oddania inwestycji w przypadku inwestycji kapitałochłonnych. Wydaje się jednak, że zamiast ograniczania wysokości kar, ryzyka dostawców mogą zostać zmniejszone poprzez umożliwienie zawierania transakcji z wyprzedzeniem dłuższym niż 5 lat.

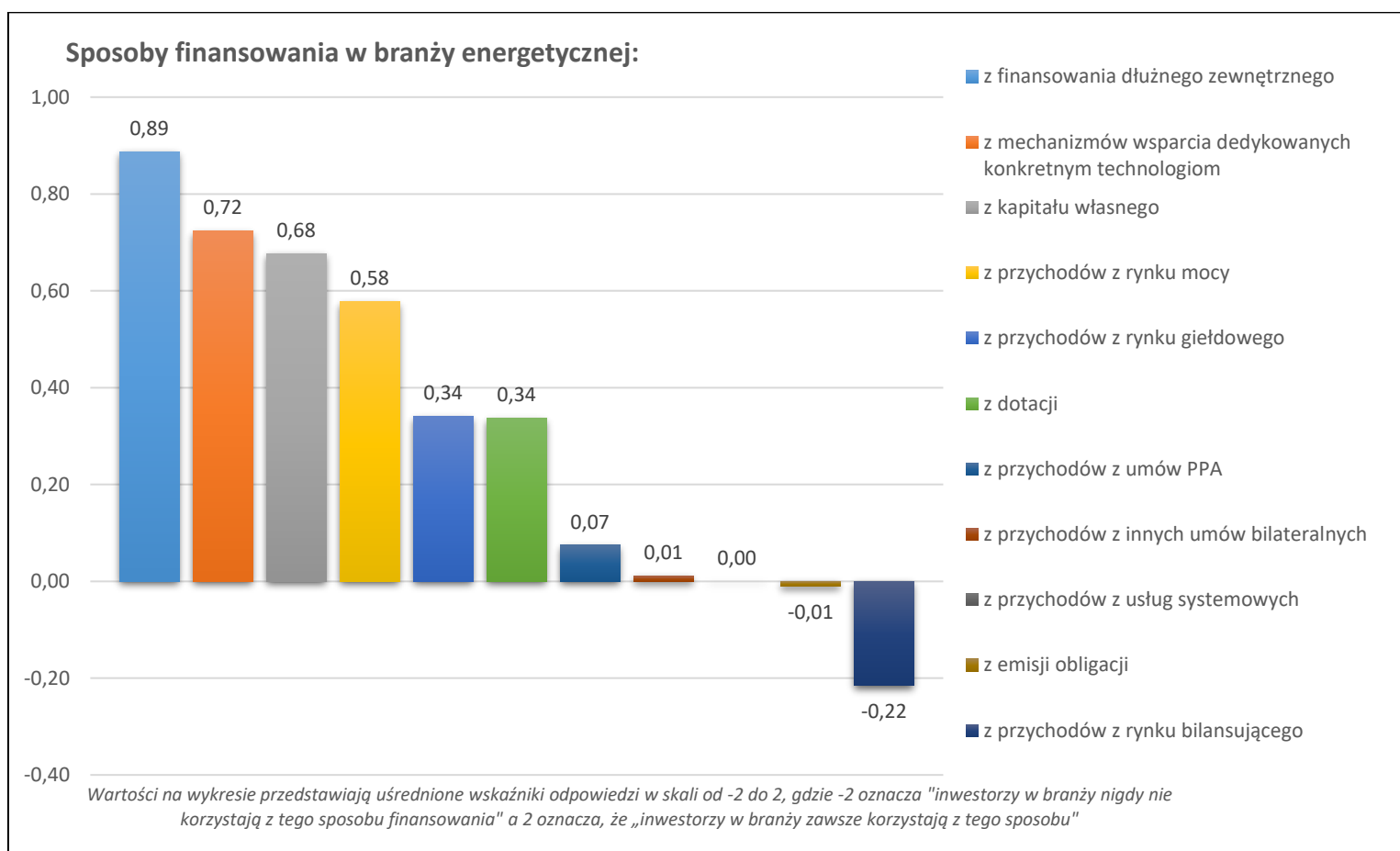
W ramach odpowiedzi skoncentrowanych na podkreśleniu transformacyjnego charakteru rynku mocy pojawiała się często propozycja zwiększenia cen aukcji dla jednostek spełniających wymogi taksonomii. Taksonomia jest instrumentem prawnym Unii Europejskiej ujednolicającym kwalifikację danej działalności jako zrównoważonej środowiskowo. Skutkowałoby to większej opłacalności dla inwestycji służących transformacji energetycznej. Jednym z aspektów mogłoby być ustalenie szczególnych zasad dla jednostek nisko i zeroemisyjnych. Warto zaznaczyć, że propozycja zróżnicowania ceny zamknięcia nie jest jedynym możliwym sposobem premiowania tego typu jednostek. Innym sposobem mogłoby być wydłużenie czasu trwania kontraktów mocowych dla jednostek zgodnych z zasadami taksonomii.

Rozwiązanie proponowane przez pięciu (5) respondentów dotyczyło umożliwienia przeprowadzenia aukcji na różne okresy dostaw w ramach jednego procesu aukcyjnego. Rozwiązanie to wydaje się mieć pewne zalety związane z elastycznością jaką zapewnia dostawcom mocy. Jest jednak rozwiązaniem skomplikowanym do wdrożenia i mogłoby tworzyć ryzyko zmniejszenia zainteresowania rynkiem mocy.

Część uwag dotyczyła wspierania elastycznych rozwiązań. Zostaną one rozważone, ponieważ potrzebna jest odpowiednia analiza skutków ich wprowadzenia. Rozwiązania wprowadzające elastyczność będą w szczególności analizowane w pracach nad nowymi rozwiązaniami prawnymi, ponieważ wszelkie mechanizmy regulacyjne wprowadzane w przyszłości powinny być dopasowane do dynamicznych zmian, które obserwujemy w związku z realizowaną transformacją energetyczną.

Cześć uwag dotyczyła również zwiększenia dostępności uczestnictwa rynku mocy. W szczególności wymieniane były dopuszczenie do udziału jednostek fizycznych mniejszych niż 2 MW oraz umożliwienie rozbudowy mocy w ramach już istniejącego przyłącza. Uwagi te ukazują zainteresowanie dołączeniem do mechanizmu rynku mocy, podmiotów, dla których obecnie możliwość bezpośredniego uczestnictwa w rynku mocy jest ograniczona. Uwagi te w większości wymagają dogłębnej oceny przed podjęciem decyzji o wprowadzeniu ich lub odrzuceniu.

## Otoczenie ekonomiczno-regulacyjne

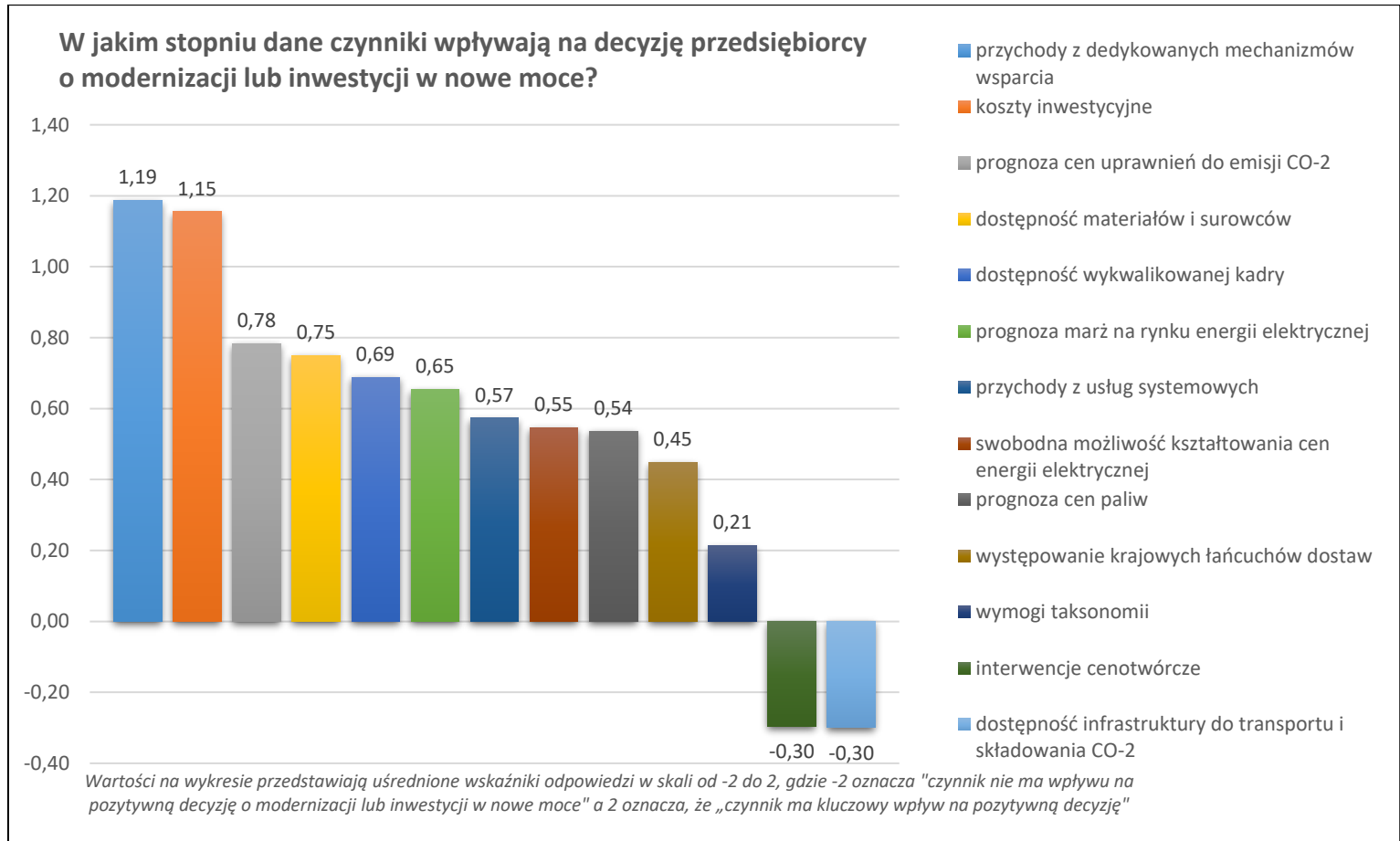


Wykres 46 Sposoby finansowania w branży energetycznej

Wykres 46 przedstawia informację, w jakim stopniu inwestorzy w branży energetycznej w Polsce korzystają ze wskazanych sposobów finansowania. Wśród udzielonych odpowiedzi zauważyć można zróżnicowanie co do poszczególnych źródeł finansowania inwestorów na polskim rynku. Respondenci najczęściej wskazywali finansowanie dłużne zewnętrzne (0,89), mechanizmy wsparcia dedykowane konkretnym technologiom (0,72), kapitał własny (0,68)

oraz przychody z rynku mocy (0,58) jako sposób finansowania inwestycji energetycznych. Istotną informacją jest, że źródłem finansowania inwestycji nie są przychody z rynku bilansującego (jedyna negatywna odpowiedź (- 0,22)).

Zdaniem respondentów główne źródła finansowania inwestycji obejmują finansowanie dłużne zewnętrzne, dedykowane mechanizmy wsparcia, kapitał własny i przychody z rynku mocy. Wskazuje to na znaczne potrzeby inwestycyjne, które są zaspokajane przez dedykowane systemy wsparcia lub z finansowania zewnętrznego. Rynek bilansujący jako rynek techniczny nie jest postrzegany jako źródło finansowania inwestycji. Ciekawą informacją jest stosunkowo niski udział umów PPA jako źródeł finansowania inwestycji – jest to ew. obszar do rozwoju na rynku energii elektrycznej.

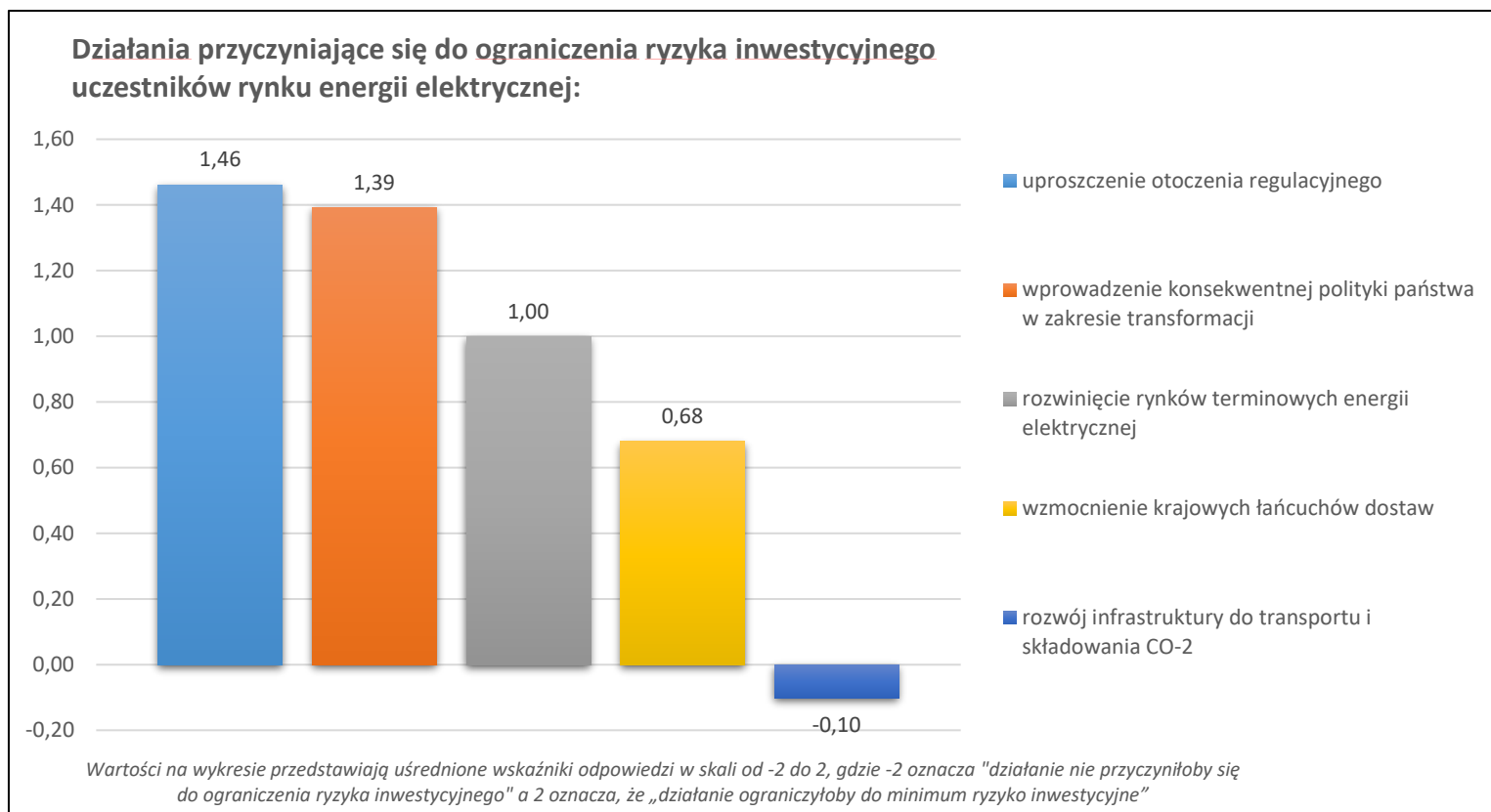


Wykres 47 Czynniki wpływające na decyzję o modernizacji lub inwestycji w nowe moce

Wykres 47 przedstawia uśrednione wartości wpływu różnych czynników na decyzje przedsiębiorców dotyczące modernizacji lub inwestycji w nowe moce. Jak można zauważyć na wykresie, dwa czynniki, które zdaniem respondentów mają najbardziej kluczowy wpływ na decyzje podejmowane przez polskich uczestników rynku mocy, to przychody z dedykowanych mechanizmów wsparcia (1,19) oraz koszty inwestycyjne (1,15). Innymi ważnymi czynnikami są prognozy cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (0,78) dostępność materiałów i surowców (0,75) oraz dostępność wykwalifikowanej kadry (0,69).

Dla respondentów kluczowymi obszarami wpływającymi na decyzje inwestycyjne są czynniki finansowe, przede wszystkim przychody ze źródeł finansowania postrzeganych jako bardziej bezpieczne (dedykowane mechanizmy wsparcia), jak również koszty inwestycyjne. Pierwsza kwestia może wskazywać na brak możliwości zapewnienia stabilnych źródeł przychodu, pozwalających na uzyskanie zwrotu z inwestycji z samego rynku energii elektrycznej i usług systemowych. Kluczowym w celu zastąpienia finansowania mechanizmów wsparcia mechanizmami rynkowymi jest umożliwienie pozyskiwania długoterminowego finansowania na rynku energii.

Kolejnym ważnym elementem po kwestiach finansowych są realia rynku, tj. wystarczająca dostępność materiałów oraz kadr do wykonania inwestycji. Podawanie tych przyczyn jako jednych z czołowych przy decyzjach inwestycyjnych może wskazywać na braki powyższych uwarunkowań na polskim rynku, jak również wymaga dokładniejszego badania zasobów materiałowych i osobowych dostępnych na polskim rynku. Interwencje cenowe nie zostały wskazane jako istotny element, co może świadczyć o tym, że podczas ostatnich interwencji jednostki wytwórcze miały możliwość otrzymania wynagrodzenia na poziomie odpowiadającym długoterminowym oczekiwaniom, lub krótkotrwałe interwencje nie wpływają znacząco na długoterminowe decyzje inwestycyjne.



Wykres 48 Działania ograniczające ryzyko inwestycyjne

Wykres 48 przedstawia informacje, jak uczestnicy polskiego rynku energii elektrycznej postrzegają wskazane rozwiązania jako przyczyniające się do ograniczenia ryzyka inwestycyjnego na rynku energii elektrycznej. Większość z nich zostało wskazanych jako działania, które pozytywnie przyczyniłyby się do ograniczenia ryzyka inwestycyjnego. Respondenci wskazali uproszczenie otoczenia regulacyjnego (1,46) oraz wprowadzenie konsekwentnej polityki państwa w zakresie transformacji (1,39) jako rozwiązania, które w największym stopniu mogą przyczynić się do ograniczenia ryzyka inwestycyjnego uczestników polskiego rynku energii elektrycznej. Jak wynika z wykresu, rozwój infrastruktury do transportu i składowania CO<sub>2</sub>, ma najmniejszy wpływ na ryzyko inwestycyjne, spośród przedstawionych rozwiązań.

Dla respondentów najistotniejsze kwestie dotyczą stabilności regulacyjnej. Prace w zakresie jasnej komunikacji dotyczących prognoz i planów, jak również mechanizmów mających na celu zrealizowanie planów wydają się być najbardziej istotne. W szczególności istotne wydaje się pokazanie zależności między mechanizmami, tak aby dla uczestników rynku jasne były ich role oraz współzależności między nimi.

## Inne dodatkowe uwagi

Drugim pytaniem otwartym zadany respondentom było: „Proszę o przedstawienie ewentualnych dodatkowych komentarzy do pytań i udzielonych odpowiedzi lub wskazanie dodatkowych uwag.”

O ile pierwsze pytanie umożliwiło respondentom sprecyzowanie, poprzez wskazanie cechy rynku mocy, jakie jego elementy są najbardziej atrakcyjne dla potencjalnych inwestorów, to drugie pytanie było sformułowane tak, aby umożliwić wniesienie uwag o jak najszerszym zakresie odnośnie do badanej materii. Celem tego jest umożliwienie respondentom podniesienie kwestii nieprzewidzianych w ramach obecnej struktury badania ankietowego. Odpowiedzi nadają kontekstu całości odpowiedzi ankietowych jak również uzupełniają ogólny ogląd sytuacji podmiotów rynku mocy oraz ich potrzeb.

Odpowiedzi na to pytanie były rozproszone, ze względu na większą otwartość pytania. Pomimo tego widać zauważalną dominację zagadnień umożliwienia zmian dostawców mocy (7) oraz ciągłej certyfikacji jednostek do rynku wtórnego (7). Trzech respondentów zaznaczało również rozpoczęcie dyskusji na temat bezpieczeństwa energetycznego po 2028 r. jako jeden z postulatów, jednakże nie odwołuje się on bezpośrednio do kształtu rynku mocy po 2030 r. Warto zaznaczyć, że respondenci w pierwszym pytaniu otwartym zaznaczali podobnie możliwość zmianę dostawców (6) oraz certyfikację ciągłą jako jedno z priorytetowych dla nich zagadnień (6).

Ze względu na otwartą naturę pytań, umożliwiły one wyrażenie pewnego stopnia krytyki wobec obecnych rozwiązań oraz działań, przede wszystkim w niedostatecznym przestrzeganiu ambicji transformacyjnych przez administrację publiczną, jak również braki w jasnej komunikacji oraz przejrzystości działań związanych z rynkiem mocy.

W konsekwencji, z odpowiedzi na pytania otwarte widać koncentrację respondentów na konkretne zagadnienia, co też skłania do głębszej analizy nowych rozwiązań odpowiadających na oczekiwania respondentów na okres 2029-2040. Powinny one umożliwić przeprowadzenie efektywnej kosztowo transformacji energetycznej, zapewniającej bezpieczeństwo dostaw oraz neutralność technologiczną. Z powyższych odpowiedzi, uwzględniając również pierwsze pytanie otwarte, można wywnioskować chęć uczestników do poszerzenia możliwości udziału w rynku mocy, jego większą elastyczność, zmniejszenie ryzyka inwestycyjnego oraz premiowanie zrównoważonych środowiskowo technologii. Nie wszystkie pomysły mogą być wzięte pod uwagę, gdyż wprowadzanie części rozwiązań nie jest możliwych w związku z obowiązującymi zasadami przyznawania wsparcia w ramach pomocy publicznej. Niemniej, pytania otwarte zarysowały szerszy kontekst dla przeobrażeń rynku mocy w przyszłości.

## Podsumowanie

Podsumowując, wyniki ankiety potwierdziły, że istnieje szereg wyzwań, przed jakimi stoi zarówno rynek hurtowy energii elektrycznej, jak i rynek detaliczny. Ostatni kryzys energetyczny uwydatnił mankamenty rynku, w szczególności w zakresie konieczności zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, konkurencyjności rynku oraz zwiększenia dostępu do OZE.

Respondenci wskazali podobne obszary wymagające poprawy, które były ostatnio przedmiotem negocjacji w ramach reformy rynku energii elektrycznej i które powinny zostać w najbliższym czasie rozważone do wprowadzenia na rynku krajowym. Jednym ze szczególnych takich rozwiązań będzie w szczególności przedłużenie i rozwinięcie działania rynku mocy, którego funkcjonowanie zostało pozytywnie ocenione przez uczestników rynku. Poza wnioskami dotyczącymi rynku mocy, badanie również uwidocznilo inne kluczowe elementy funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w Polsce.

Analiza danych dotyczących rozwoju rynku energii elektrycznej wskazała wyraźną preferencję zmian w kierunku uelastyczniania systemu elektroenergetycznego. Respondenci wskazywali na usługi elastyczności, kontrakty z ceną dynamiczną oraz usługi systemowe bilansujące jako najważniejsze kierunki dla rozwoju rynku energii elektrycznej. Ankieta również wskazywała na zwiększanie integracji OZE, osiąganie celów transformacji energetycznej oraz zmniejszanie niezbilansowania jako główne skutki zwiększenia elastyczności.

W kontekście działania rynku hurtowego, obszarami wymagającymi uwagi, zdaniem ankietowanych, są sposoby zapewnienia odpowiedniej marży w cenie energii elektrycznej oraz odzwierciedlenie w wysokości cen energii ryzyka wytworzenia tejże energii elektrycznej. Na rynku detalicznym, respondenci pozytywnie ocenili możliwości odbiorcy końcowego w zakresie zmiany sprzedawcy czy łatwość wnioskowania o instalację inteligentnego licznika. Niemniej zdecydowanie krytycznie odniesiono się do możliwości partnerskiego handlu energią przez odbiorców końcowych w roli prosumentów.

Po przeanalizowaniu danych w kontekście rynku bilansującego należy wskazać na zbieżność odpowiedzi udzielonych przez wszystkich respondentów z odpowiedziami udzielonymi tylko przez uczestników rynku bilansującego. Badanymi obszarami było nie tylko funkcjonowanie obecnego rynku, lecz również działanie rynku przed reformą z czerwca 2024 r. W kontekście rynku bilansującego przed jego reformą, respondenci negatywnie ocenili ówczesne aspekty jego funkcjonowania. Głównymi obszarami krytyki był brak możliwości swobodnego kształtowania wysokości ofert na rynku bilansującym oraz niewystarczający udział strony popytowej. Ankieta wskazuje również, że respondenci nie uważali ówczesnego rynku bilansującego jako takiego, który penalizował niezbilansowanie. Ocena rynku bilansującego po reformie ukazuje znaczną poprawę odbioru wszystkich powyższych zagadnień, sugerując skuteczność zmian legislacyjnych. W kontekście obecnego rynku bilansującego, respondenci negatywnie ocenili wpływ nowych regulacji na przejrzystość zmienionych zasad rozliczeń niezbilansowania przez OSP. Respondenci wskazali również, że w ich ocenie nadal istnieje potrzeba wprowadzenia zmian do usług niedotyczących częstotliwości, usług bilansujących oraz do usług dotyczących zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi

Rynek mocy został natomiast oceniony znacznie bardziej przychylnie przez badanych. Respondenci pozytywnie ocenili wszystkie aspekty funkcjonowania rynku mocy z wyjątkiem roli jednostek zagranicznych w gwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego. Do najważniejszych efektów rynku mocy, zdaniem ankietowanych, należały: zapobiegnięcie wycofaniom ekonomicznym z rynku, wsparcie rozwoju DSR oraz zapewnienie niedyskryminacyjnego udziału jednostek zagranicznych. W następnej kolejności badani wskazywali możliwość uczestnictwa różnych typów jednostek oraz zapewnienie sygnałów cenowych do modernizacji istniejących mocy. Respondenci podnosili również szereg propozycji zmian w ramach rynku, w tym obniżenie kar, wydłużenie kontraktów mocowych oraz wprowadzenie różnych wartości korekcyjnych współczynników dyspozycyjności (KWD) w ramach jednej technologii w zależności od dodatkowych kryteriów. W szczególności wydłużenie czasu wyprzedzenia kontraktacji z obecnych 5 lat, co pozwoliłoby na zapewnienie finansowania dla jednostek w technologiach charakteryzujących się dłuższym cyklem inwestycyjnym.

Rynek mocy jest również wskazywany przez respondentów jako jedyne rozwiązanie, które powinno być wykorzystywane do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw po 2030 r., niemniej z pewnymi zmianami. Zważywszy na fakt, że zgodnie z analizami widoczne jest ryzyko niespełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii w Polsce, konieczne jest wprowadzanie dodatkowych zachęt do budowy nowych mocy wytwórczych oraz rozwoju technologii związanych z magazynowaniem energii oraz redukcją zapotrzebowania. W związku z tym w opinii respondentów rekomendowane jest przedłużenie funkcjonowania rynku mocy na kolejne lata.

Jednakże równocześnie respondenci ankiety wskazują na pewien zakres możliwych zmian. Najczęściej wskazywanymi dodatkowymi mechanizmami, uzupełniającymi obecny rynek, były produkty obniżające zapotrzebowanie szczytowe oraz kontrakty różnicowe na technologie zapewniające bezpieczeństwo systemu. Jednocześnie przeważająca liczba respondentów negatywnie oceniła możliwość wdrożenia alternatywnych rozwiązań (np. mechanizmu rezerwy strategicznej). Rynek mocy będzie wymagał dostosowania do nowych warunków funkcjonowania jednostek, jak również może występować konieczność uzupełniania tego rozwiązania innymi mechanizmami wspierającymi rozwój konkretnych technologii. Do głównych wyzwań związanych z rynkiem mocy należy zapewnienie odpowiednich sygnałów inwestycyjnych dla nowych jednostek, ułatwienie transformacji energetycznej oraz wprowadzenie usprawnień w funkcjonowaniu tego mechanizmu. Często podnoszonym zagadnieniem przez ankietowanych była też zgodność tego mechanizmu z ambicjami transformacji energetycznej.

Ankieta potwierdziła, że fundusze europejskie w znacznym stopniu przyczyniają się do rozwoju infrastruktury sieciowej elektroenergetycznej. Istnieje natomiast konieczność uproszczenia i skrócenia procesu wydawania pozwoleń administracyjnych dla inwestycji, jak również zwiększenia świadomości społecznej celem poprawy stopnia akceptacji dla inwestycji infrastrukturalnych. Dodatkowo, dla branży energetycznej istotną kwestią jest pozyskiwanie kapitału zewnętrznego, w szczególności finansowania dłużnego. Wynika to prawdopodobnie z wagi jaką przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych odgrywają koszty inwestycyjne oraz możliwość pozyskania finansowania z dedykowanych mechanizmów wsparcia. Uczestnicy rynku oczekują jasnej komunikacji w zakresie polityki energetycznej państwa oraz stabilności regulacyjnej.

## Spis wykresów

Wykres 1 Podział respondentów na role rynkowe .....	5
Wykres 2 Podział respondentów ze względu na segment rynku.....	6
Wykres 3 Obszary wymagające zmian legislacyjnych, aby przyspieszyć tempo rozwoju rynku energii elektrycznej .....	7
Wykres 4 Organizacja hurtowego rynku energii elektrycznej.....	8
Wykres 5 Odbiorca końcowy na polskim rynku energii elektrycznej .....	9
Wykres 6 Wpływ rozwoju usług związanych z elastycznością systemu .....	10
Wykres 7 Ocena dotychczasowego kształtu rynku bilansującego (do 14 czerwca 2024 r.) .....	11
Wykres 8 Ocena dotychczasowego kształtu rynku bilansującego zdaniem uczestników rynku bilansującego .....	12
Wykres 9 Ocena przejrzystości dotychczasowych zasad rynku bilansującego.....	13
Wykres 10 Ocena przejrzystości dotychczasowych zasad rynku bilansującego, zdaniem uczestników rynku bilansującego .....	14
Wykres 11 Ocena nowego kształtu rynku bilansującego.....	15
Wykres 12 Nowy kształt rynku bilansującego zdaniem uczestników rynku bilansującego.....	16
Wykres 13 Ocena przejrzystości nowych zasad rynku bilansującego .....	17
Wykres 14 Ocena nowych zasad rynku bilansującego, zdaniem uczestników rynku bilansującego .....	18
Wykres 15 Wsparcie infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej .....	19
Wykres 16 Rynek energii elektrycznej bez rynku mocy .....	20
Wykres 17 Funkcjonowanie obecnego rynku mocy.....	21
Wykres 18 Obecne funkcjonowanie rynku mocy, zdaniem uczestników rynku mocy.....	22
Wykres 19 Funkcjonowanie obecnego rynku mocy - struktura odpowiedzi .....	23
Wykres 20 Rozwiązania alternatywne względem rynku mocy .....	24
Wykres 21 Rozwiązania alternatywne względem rynku mocy, zdaniem uczestników rynku mocy .....	25
Wykres 22 Alternatywne rozwiązania względem rynku mocy - struktura odpowiedzi respondentów .....	26
Wykres 23 Rozwiązania uzupełniające rynek mocy .....	27
Wykres 24 Rozwiązania uzupełniające rynek mocy, zdaniem uczestników rynku mocy .....	28
Wykres 25 Rozwiązania uzupełniające rynek mocy - struktura odpowiedzi respondentów .....	29



Wykres 26 Rezerwa strategiczna jako alternatywa rynku mocy.....	30
Wykres 27 Rezerwa strategiczna jako alternatywa rynku mocy, zdaniem uczestników rynku mocy .....	30
Wykres 28 Zalety rezerwy strategicznej.....	31
Wykres 29 Zalety rezerwy strategicznej, zdaniem uczestników rynku mocy .....	32
Wykres 30 Zalety rezerwy strategicznej - struktura odpowiedzi respondentów .....	33
Wykres 31 Wady rezerwy strategicznej.....	34
Wykres 32 Wady rezerwy strategicznej, zdaniem uczestników rynku mocy .....	35
Wykres 33 Wady rezerwy strategicznej – struktura odpowiedzi respondentów .....	36
Wykres 34 Propozycje zmian w aukcjach mocy i rynku wtórnym .....	37
Wykres 35 Propozycje zmian w aukcjach mocy i rynku wtórnym, zdaniem uczestników rynku mocy .....	38
Wykres 36 Propozycje zmian w aukcjach mocy i rynku wtórnym - struktura odpowiedzi respondentów .....	39
Wykres 37 Propozycje zmian w umowach mocowych .....	40
Wykres 38 Propozycje zmian w umowach mocowych, zdaniem uczestników rynku mocy .....	41
Wykres 39 Propozycje zmiany w umowach mocowych - struktura odpowiedzi respondentów .....	42
Wykres 40 Propozycje zmian w obowiązku mocowym .....	43
Wykres 41 Propozycje zmian w obowiązku mocowym, zdaniem uczestników rynku mocy .....	44
Wykres 42 Propozycje zmiany w obowiązku mocowym - struktura odpowiedzi respondentów .....	45
Wykres 43 Propozycje zmian w zasadach ogłaszania okresu przywołania na rynku mocy .....	46
Wykres 44 Propozycje zmian w zasadach ogłaszania okresu przywołania na rynku mocy, zdaniem uczestników rynku mocy.....	47
Wykres 45 Propozycje zmiany w zasadach ogłaszania okresu przywołania - struktura odpowiedzi respondentów.....	48
Wykres 46 Sposoby finansowania w branży energetycznej .....	50
Wykres 47 Czynniki wpływające na decyzję o modernizacji lub inwestycji w nowe moce.....	51
Wykres 48 Działania ograniczające ryzyko inwestycyjne .....	52