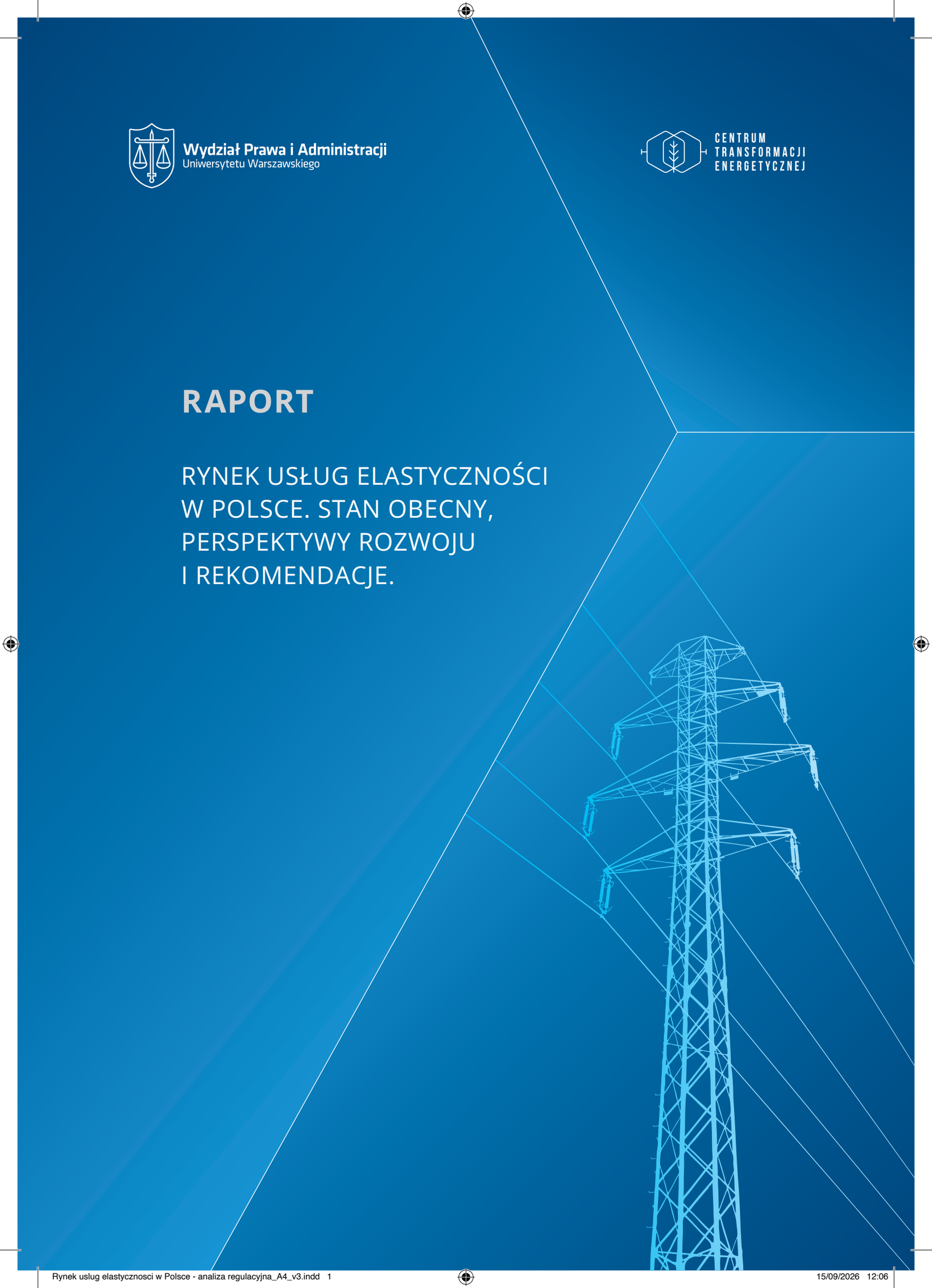
Wydział Prawa i Administracji
Uniwersytetu Warszawskiego

CENTRUM
TRANSFORMACJI
ENERGETYCZNEJ

RAPORT

RYNEK USŁUG ELASTYCZNOŚCI W POLSCE. STAN OBECNY, PERSPEKTYWY ROZWOJU I REKOMENDACJE.



Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 1 15/09/2026 12:06

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 2 15/09/2026 12:06

Zakres i cel raportu 7

Sekcja 1: Ocena doświadczeń europejskich rynków elastyczności 9

1. Wielka Brytania 9

1.1. Usługa Demand Flexibility Service (DFS) 9

1.1.1. Jakie decyzje projektowe okazały się błędne? 9

1.1.2. Jakie decyzje przyniosły oczekiwany efekt? 9

1.1.3. Jakie warunki były kluczowe dla sukcesu? 10

1.1.4. *Business case* wdrożonego modelu 11

1.2. Rynki elastyczności operatorów systemów dystrybucyjnych (DNO) – studium przypadku UK Power Networks (UKPN) 11

1.2.1. Jakie decyzje projektowe okazały się błędne? 11

1.2.2. Jakie decyzje przyniosły oczekiwany efekt? 11

1.2.3. Jakie warunki były kluczowe dla sukcesu? 12

1.2.4. *Business case* wdrożonego modelu 12

2. Holandia: platforma GOPACS i ewolucja ram zarządzania ograniczeniami sieciowymi 12

2.1. Jakie decyzje projektowe okazały się błędne? 13

2.2. Jakie decyzje przyniosły oczekiwany efekt? 13

2.3. Jakie warunki były kluczowe dla sukcesu? 14

2.4. *Business case* wdrożonego modelu 14

3. Belgia: flamandzkie ramy zarządzania ograniczeniami sieciowymi i rynek elastyczności Fluviusa 15

3.1. Jakie decyzje projektowe okazały się błędne? 15

3.2. Jakie decyzje przyniosły oczekiwany efekt? 15

3.3. Jakie warunki były kluczowe dla sukcesu? 16

3.4. *Business case* wdrożonego modelu 16

4. Zestawienie 17

5. Konkluzje (wnioski przekrojowe) 17

5.1. O kształcie każdego z mechanizmów rozstrzygnęła jego geneza systemowa 17

5.2. Wszystkie trzy jurysdykcje projektują iteracyjnie, czego warunkiem jest sprawny regulator 17

5.3. Pomiar wykonania usługi jest najsłabszym ogniwem masowej elastyczności 18

5.4. Niezależna agregacja istnieje w znacznej mierze jedynie formalnie 18

5.5. Nabywcy konkurują o te same zasoby, dlatego koordynację między OSP a OSD należy wbudować w mechanizm od początku 18

5.6. Rzeczywista skala rynków zarządzania ograniczeniami prowadzonych przez OSD pozostaje niewielka – po części z samej natury tych mechanizmów 18

6. Suplement: przekrojowe wnioski dla Unii Europejskiej 18

6.1. Jakie decyzje projektowe okazały się błędne? 18

6.2. Jakie decyzje przyniosły oczekiwany efekt? 19

6.3. Jakie warunki były kluczowe dla sukcesu? 19

6.4. Business case wdrożonego modelu 19

Sekcja 2: Mapa interesariuszy rynku elastyczności 20

Sekcja 3: Stan rynku elastyczności w Polsce dziś 25

1. Wprowadzenie – struktura sekcji 25

2. Ramy prawne: regulacje rynku elastyczności i pojęcie usług elastyczności 26

3. Miejsce usług elastyczności wśród usług w systemie elektroenergetycznym i innych narzędzi operatorów systemów 28

3.1. Usługi elastyczności a inne usługi 28

3.2. Usługi elastyczności a redysponowanie (redispatching) 29

4. Usługi świadczone na rzecz Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE) i rynek mocy – doświadczenia dla rynku usług elastyczności 29

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 3 15/09/2026 12:06

4.1. Usługi Interwencyjnej Redukcji Poboru (IRP) oraz Interwencyjnego Zwiększenia Poboru (IZP) 29
4.2. Rynek mocy 30
5. Model rynku elastyczności *as is* **31**
5.1. Ogólne uwagi nt. usług elastyczności nabywanych przez OSD 31
5.2. Model rynku 31
5.3. OSD 34
5.3.1. Enea Operator 34
5.3.1.1. Wdrożone produkty i usługi elastyczności: usługi Interwencyjnej Dostawy Mocy Czynnej (IDC) oraz Interwencyjnej Regulacji Mocy Biernej (IRB) 34
5.3.1.2. Pilotaże i inicjatywy w toku: Projekt BlueBird 34
5.3.1.3. Taryfy i produkty regulowane zatwierdzone przez URE 35
5.3.1.4. Partnerstwa i porozumienia z innymi aktorami rynku: ogólnopolska platforma usług elastyczności (TGE, Tauron Dystrybucja, PSE, Enea Operator, Energa Operator, PGE Dystrybucja) 35
5.3.2. Energa-Operator 35
5.3.2.1. Wdrożone produkty i usługi elastyczności: IDC i lokalne usługi elastyczności 35
5.3.2.2. Taryfy i produkty regulowane zatwierdzone przez URE 37
5.3.2.3. Partnerstwa i porozumienia z innymi aktorami rynku: ogólnopolska platforma usług elastyczności (TGE, Tauron Dystrybucja, PSE, Enea Operator, Energa Operator, PGE Dystrybucja) 38
5.3.3. PGE Dystrybucja 38
5.3.3.1. Pilotaże i inicjatywy w toku 38
5.3.3.2. Taryfy i produkty regulowane zatwierdzone przez URE 38
5.3.3.3. Partnerstwa i porozumienia z innymi aktorami rynku: ogólnopolska platforma usług elastyczności (TGE, Tauron Dystrybucja, PSE, Enea Operator, Energa Operator, PGE Dystrybucja) 40
5.3.4. Tauron Dystrybucja 40
5.3.4.1. Wdrożone produkty i usługi elastyczności: IDC i lokalne usługi elastyczności 40
5.3.4.2. Taryfy i produkty regulowane zatwierdzone przez URE 41
5.3.4.3. Partnerstwa i porozumienia z innymi aktorami rynku: ogólnopolska platforma usług elastyczności (TGE, Tauron Dystrybucja, PSE, Enea Operator, Energa-Operator, PGE Dystrybucja) 42
5.4. Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE) 42
5.4.1. Partnerstwa i porozumienia z innymi aktorami rynku: ogólnopolska platforma usług elastyczności (TGE, Tauron Dystrybucja, PSE, Enea Operator, Energa-Operator, PGE Dystrybucja) 42
5.5. Agregatorzy zarejestrowani w URE 43
5.6. Odbiorcy przemysłowi i prosumenci 43
5.6.1. Odbiorcy przemysłowi 43
5.6.2. Prosumenci 43
6. Jak wdrożone usługi wpisują się w model rynku wynikający z obowiązujących i projektowanych ram prawnych? **44**
Sekcja 4: Wdrożenie NC DR w Polsce. Analiza zgodności **45**
1. Wprowadzenie – struktura sekcji **45**
2. 10 kluczowych aspektów regulacyjnych NC DR **45**
2.1. FIS (Flexibility Information System) 45
2.2. Prekwalifikacja dostawców 45
2.3. Metoda wyznaczania profilu odniesienia (*baseline*) 46
2.4. Koordynacja TSO-DSO 46
2.5. Lokalne rynki elastyczności 46
2.6. Dane AMI i dostęp do danych pomiarowych 46
2.7. Zarządzanie zgodami 47
2.8. Rozliczenia usług 47
2.9. Rejestr jednostek sterowalnych (CU) 47

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 4 15/09/2026 12:06

2.10. Interoperacyjność 47
3. Model rynku w projekcie rozporządzenia systemowego a wymagania NC DR 47
4. Podsumowanie – wybrane elementy NC DR i ich wdrożenie na poziomie poszczególnych podmiotów 47
Sekcja 5: Optymalny model dla Polski. Wnioski z analizy i rekomendacja 52
1. Wprowadzenie – cel funkcjonowania rynku usług elastyczności. Wybór i opis możliwych modeli 52
2. Wnioski z doświadczeń z innych krajów UE 52
3. Kontekst i opis wybranych modeli w zakresie produktów elastyczności 53
3.1. Role uczestników 53
3.2. Ład organizacyjny 54
3.3. Model finansowania 55
4. Porównanie modeli w wybranych aspektach 56
5. Rekomendacja 56
Sekcja 6: Analiza regulacyjna 58
1. Kwestie regulacyjne do rozstrzygnięcia w polskim prawie – wymagane do wdrożenia NC DR 58
1.1. Definicja i rola niezależnego agregatora 58
1.2. Dostęp do danych pomiarowych dla podmiotów spoza łańcucha sprzedaży 58
1.3. Elastyczne umowy przyłączeniowe jako instrument prawny 59
1.4. Ramy lokalnego rynku elastyczności dla OSD 59
1.5. Mandat Prezesa URE do ustanowienia TCM (*Terms, Conditions and Methodologies*) 59
1.6. Sposób finansowania platformy elastyczności (taryfa przesyłowa *vs* opłata transakcyjna) 60
1.7. Kto ma prawny dostęp do jakich danych 60
2. Ocena możliwości wpływu na kształt NC DR 60
2.1. Kwestia derogacji 60
2.2. Aktualny status procesu legislacyjnego na poziomie UE 60
2.3. Okno czasowe na zgłoszenie uwag przez Polskę (URE, Ministerstwo Energii, PSE) 61
2.4. Procedura komitologii przy przyjmowaniu NC DR 61
Sekcja 7: Harmonogram obowiązków NC DR 62
Sekcja 8: Mapa drogowa dla Polski. Rekomendacje strategiczne dla poszczególnych aktorów 64
Załącznik nr 1: Dokumenty źródłowe – rynek usług elastyczności w Wielkiej Brytanii 65
1. Kryteria wyszukiwania źródeł 65
2. Mapa instytucjonalna 65
3. Lista dokumentów 66
3.1. Akty prawne 66
3.2. Regulator (Ofgem) 66
3.3. Państwo (BEIS / DESNZ) 67
3.4. Audyt publiczny (NAO) i doradca ustawowy (CCC) 68
3.5. Market Facilitator (Elexon) 68
3.6. Branżowe (ENA Open Networks i stowarzyszenia) 68
3.7. DSO (DNO) 69
3.8. Operator rynku flex (Piclo) 70
3.9. TSO (NESO – interfejs TSO-DSO) 70
3.10. Akademia (Oxford LEO / Imperial / UKERC / EnergyREV) 71
3.11. Think-tanki i rzecznicy konsumentów 71
3.12. Konsultanci 72
3.13. Warstwa UE 72
3.14. NESO DFS – Demand Flexibility Service 72

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 5 15/09/2026 12:06

4. Zewnętrzne źródła interaktywne (linkowane) 74
Załącznik nr 2: Dokumenty źródłowe – rynek usług elastyczności w Holandii 75
1. Kryteria wyszukiwania źródeł 75
2. Mapa instytucjonalna 75
3. Lista dokumentów 76
3.1. Akty prawne 76
3.2. Regulator (ACM) 77
3.3. Ministerstwo (EZK / KGG) 78
3.4. Audyt publiczny 79
3.5. TSO i platforma joint TSO-DSO (GOPACS) 79
3.6. DSO (Stedin / Liander / Enexis) 79
3.7. Branżowy 80
3.8. Akademia (TU Delft) 81
3.9. Think-tanki 81
4. Zewnętrzne źródła interaktywne (linkowane) 83
Załącznik nr 3: Dokumenty źródłowe – rynek usług elastyczności w Belgii 83
1. Kryteria wyszukiwania źródeł 83
2. Mapa instytucjonalna 83
3. Lista dokumentów 84
3.1. Akty prawne 84
3.2. Regulator federalny (CREG) 86
3.3. Regulatorzy regionalni (VREG-VNR / CWaPE / Brugel) 87
3.4. Ministerstwo (federalne + regionalne) 88
3.5. Audyt publiczny 89
3.6. TSO (Elia) 89
3.7. DSO (Fluvius / ORES / Resa / Sibelga) 89
3.8. Wspólne podmioty branżowe (Synergrid / Febeg / Febeliec / stowarzyszenia UE) 91
3.9. Akademia (EnergyVille / VITO / FSR-EUI / ALEXANDER) 92
3.10. Think-tanki (CERRE / RAP / Agora) 93
3.11. KE-ACER (warstwa zewnętrzna) 94
4. Zewnętrzne źródła interaktywne (linkowane) 94
Załącznik nr 4: Dokumenty źródłowe – rynek usług elastyczności – warstwa unijna 94
1. Kryteria wyszukiwania źródeł 94
2. Mapa podmiotów UE 94
3. Lista dokumentów 95
3.1. Akty prawne 95
3.2. Regulator (ACER, CEER) 96
3.3. Komisja Europejska (DG ENER) 97
3.4. Audyt publiczny (ECA) 98
3.5. TSO (ENTSO-E) 98
3.6. Stowarzyszenia DSO (EU DSO Entity / E.DSO / GEODE / CEDEC) 98
3.7. Branżowy (smartEN / Eurelectric) 99
3.8. Akademia (JRC / FSR-EUI / Parlament Europejski) 100
3.9. Think-tanki (Agora / CERRE / RAP) 100
Załącznik nr 6: Wykaz aktów prawnych i dokumentów regulacyjnych 101

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 6 15/09/2026 12:06

Zakres i cel raportu

Czytelników niniejszego opracowania zapewne nie trzeba obszernie wprowadzać w zagadnienie wyzwań, z jakimi wiąże się zarządzanie systemem elektroenergetycznym w warunkach jego dynamicznej transformacji. Raczej nie trzeba też nikogo przekonywać, że skoro ciężar wytwarzania energii elektrycznej przesuwa się z pracujących synchronicznie elektrowni systemowych przyłączonych do sieci najwyższych napięć na asynchroniczne urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej o różnym poziomie napięcia, konieczne jest dostosowanie mechanizmów organizacyjnych i regulacyjnych stosowanych w zarządzaniu systemem. Przedmiotem dyskusji mogą już jednak – i powinny! – być konkretne rozstrzygnięcia dotyczące ram funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Istnieją różne sposoby zaradzenia wyzwaniom takim jak lokalne ograniczenia w sieci dystrybucyjnej, problemy napięciowe czy nadmiar wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł zależnych od pogody. Możliwości techniczne czy sposoby zachowania użytkowników systemu można ująć zarówno jako towary czy usługi, jak i jako twarde, narzucone prawem wymagania i obowiązki. W systemie prawnym Unii Europejskiej występują oba rozwiązania, jednak pierwszeństwo przyznaje się mechanizmom rynkowym.

Paradygmat rynkowy opiera się na założeniu, że najlepszym sposobem skłonienia użytkowników jakiegoś systemu do zachowań pożądanych z punktu widzenia tego systemu całości jest umożliwienie im czerpania korzyści ekonomicznych z takich zachowań – w takim przypadku mówi się o tzw. zgodności zachęt (*incentive compatibility*). W toku maksymalizacji swoich korzyści użytkownicy systemu mogą także oczywiście podejmować działania niepożądane (*gaming*). Takie mechanizmy muszą także z jednej strony umożliwiać innowacje i zachęcać do nich, z drugiej – zapewnić, że wszyscy uczestnicy procesu oferują jakość i niezawodność, jakich system potrzebuje. Problemy w systemie i narzędzia ich rozwiązywania mogą mieć charakter lokalny, lecz potrzebują koordynacji na poziomie całości – istotą systemu jest to, że jako całość jest czymś więcej niż sumą swoich części.

Właśnie z powyższych względów tak dużym wyzwaniem jest organizacja rynku tzw. usług elastyczności, czyli usług mających na celu rozwiązywanie ograniczeń w pracy sieci elektroenergetycznej poprzez zmianę mocy elektrycznej wprowadzanej do systemu albo z niego odbieranej w odpowiedzi na zewnętrzny sygnał ze strony tego systemu.

Znajdujemy się teraz w krytycznym momencie. Jesteśmy wciąż na etapie wdrożenia aktualnych wymagań prawa unijnego – określonych w dyrektywie 2019/944 – a jednocześnie w przeddzień ustanowienia aktu prawnego, który – mimo swej nieco mylącej nazwy, ograniczonej wyłącznie do roli strony popytowej – ma w znacznym stopniu zharmonizować ramy rynku usług elastyczności: kodeksu sieci dotyczącego odpowiedzi odbioru (*Network Code on Demand Response*).

Celem niniejszego raportu jest odpowiedź na pytanie: czy obecny kierunek tworzenia się polskiego rynku usług elastyczności w systemie elektroenergetycznym wymaga zmian, biorąc pod uwagę doświadczenia zebrane w innych krajach UE i wymagania projektowanego kodeksu NC DR?

Struktura raportu jest następująca. Rozpoczęliśmy go od przeglądu rynków elastyczności w trzech państwach członkowskich Unii Europejskiej (mówiąc precyzyjnie: dwóch obecnych i jednym byłym państwie członkowskim). W sekcji 1 scharakteryzowaliśmy wybrane aspekty rynków usług elastyczności, kładąc akcent na wyniesione lekcje (*lessons learned*). Wybór Holandii, Belgii i Wielkiej Brytanii wynika zarówno z poziomu dojrzałości tamtejszych rynków, jak i z faktu, że w szczególności brytyjski sektor elektroenergetyczny ma bogatą historię eksperymentów regulacyjnych – można czerpać z jego zarówno pozytywnych, jak i negatywnych doświadczeń. Zidentyfikowane kluczowe aspekty wyznaczają obszary analizy tworzącego się rynku polskiego.

Sekcja 2 przedstawia pokrótce mapę instytucjonalną rynku usług elastyczności, wskazując kluczowych aktorów na poziomie krajowym i unijnym. Podjęliśmy próbę przypisania tym podmiotom ich przyszłych ról na rynku usług elastyczności tak, jak wyobrażają go sobie prawodawcy unijni i autorzy projektu kodeksu NC DR.

W sekcji 3 opisaliśmy rynek usług elastyczności takim, jaki jest dziś (*as is*), lecz opis ten poprzedza jeszcze wprowadzenie nt. ram regulacyjnych. Do tej pory może bowiem budzić wątpliwości, jak doszło do powstania dwóch tworzących się równolegle reżimów regulacyjnych – krajowych przepisów dot. rynków usług elastyczności oraz projektu harmonizacji tych rynków w postaci kodeksu sieci. W samym opisie tworzącego się obecnie polskiego rynku postaraliśmy się zarówno przedstawić obecny i projektowany stan prawny, jak i objąć jak najszerszy zakres praktyk i doświadczeń – usługi dynamicznie tworzone przez OSD, produkty i usługi oferowane operatorowi systemu przesyłowego, a także mechanizmy regulowanej elastyczności, czyli taryfy strefowe.

Sekcja 4 wprowadza zagadnienie projektu zharmonizowanych, europejskich ram rynku usług elastyczności w postaci przyszłego kodeksu NC DR. W sekcji tej omówiliśmy kluczowe wymagania

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 7 15/09/2026 12:06

regulacyjne ujęte w koncepcji kodeksu oraz oceniliśmy w ich świetle aktualny stan rynku usług elastyczności w Polsce przedstawiony w sekcji 3.

Zarówno obecne, jak i projektowane ramy europejskie pozostawiają swobodę wyboru różnych szczegółowych rozwiązań na poziomie krajowym. Trzeba zatem odpowiedzieć na pytanie: jaki jest cel rynku usług elastyczności? A skoro znamy cel – jakimi sposobami najlepiej go osiągnąć? Przedstawiwszy obecny stan rynku w sekcji 3 i zestawiwszy go w sekcji 4 z aktualną koncepcją ram europejskich, w sekcji 5 formułujemy rekomendacje dotyczące przyszłego kształtu rynku. Rekomendacje te opierają się przede wszystkim na pozytywnych oraz negatywnych doświadczeniach w innych krajach, opisanych w sekcji 1.

Następnie w sekcji 6 wskazaliśmy kilka najważniejszych elementów ram regulacyjnych, które musiałyby się zmienić, aby dostosować krajowy model rynku do wymagań NC DR, biorąc pod uwagę rekomendowane kierunki wskazane w sekcji 5.

Sekcja 7 zawiera projekcję harmonogramu wdrażania NC DR, która opiera się na dwóch przypuszczeniach. Pierwsze, bardziej realistyczne, to założenie, że kodeks NC DR zostanie wydany w formie rozporządzenia Komisji Europejskiej bez zasadniczych zmian względem rekomendacji ACER. Drugie – być może optymistyczne – to przyjęcie, że kodeks wejdzie w życie 1 czerwca 2027 r. Celem sekcji 7 jest zobrazowanie, jak w praktyce przebiegałby proces harmonizacji ram rynku usług elastyczności na poziomie europejskim oraz w jakim horyzoncie czasowym można się spodziewać *go live* takiego rynku.

Sekcja 8 sprowadza narrację z powrotem do „tu i teraz" – w sekcji tej sformułowaliśmy rekomendacje dla kluczowych aktorów, co powinni zrobić w najbliższym czasie, aby kontynuować dynamiczny rozwój rynku usług elastyczności w sposób maksymalizujący wykorzystanie szans i minimalizujący niepotrzebne ryzyka dla wszystkich zaangażowanych stron. Innymi słowy, proponujemy działania, które pozwolą wyciągnąć to, co najlepsze z doświadczeń w innych krajach, bez powielania ich błędów.

W załącznikach do raportu umieściliśmy obszerną bazę źródeł, która może posłużyć do pogłębionej analizy doświadczeń na innych rynkach.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 8 15/09/2026 12:06

Sekcja 1

Ocena doświadczeń europejskich rynków elastyczności

1. Wielka Brytania

1.1. Usługa Demand Flexibility Service (DFS)

Przedmiotem analizy są doświadczenia z funkcjonowania usługi *Demand Flexibility Service* (DFS), uruchomionej w listopadzie 2022 r. przez brytyjskiego operatora systemu przesyłowego (OSP) NESO, działającego do października 2024 r. pod nazwą National Grid ESO. Usługa polega na odpłatnej, masowej redukcji poboru energii przez gospodarstwa domowe i przedsiębiorstwa, aktywowanej w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Nabywcą usługi jest OSP, a nie operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD, w terminologii brytyjskiej: DNO) – DFS należy zatem odróżnić od zakupu usług elastyczności przez OSD. Mechanizm ten jest pierwszą w Europie wielkoskalową demonstracją masowej elastyczności konsumenckiej, konkurującą zarazem o te same zasoby i o tych samych agregatorów co brytyjskie rynki elastyczności DNO[1]. Program DFS został powołany w dokumencie Ocena Skutków Regulacji do projektu Rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 22 maja 2026 r., jako rozwiązanie zbliżone do zaproponowanego w projekcie rozporządzenia. Rynki elastyczności DNO omówiono w podrozdziale 1.5. Rynki elastyczności operatorów systemów dystrybucyjnych (DNO) na wybranym przykładzie – UKPN.

1.1.1. Jakie decyzje projektowe okazały się błędne?

Pierwotna konstrukcja cenowa usługi była celowo oderwana od warunków rynkowych. W zdarzeniach testowych obowiązywała gwarantowana cena akceptacji ofert w wysokości 3 000 GBP/MWh, a w aktywacjach rzeczywistych zimy 2022/23 średnia cena wyniosła 4 559 GBP/MWh. Tak wysoki poziom cen odpowiadał ubezpieczeniowej funkcji instrumentu kryzysowego, okazał się jednak niemożliwy do utrzymania: gdy w 2024 r. NESO przeprowadził zakupy testowe w formule w pełni konkurencyjnej, dostawcy składali oferty już od 150 GBP/MWh[2].

Drugim istotnym uchybieniem była metoda pomiaru wykonania usługi. Profil bazowy (*baseline*), wyznaczany według metodyki P376 z korektą śróddzienną, zawyżał rozliczane wolumeny redukcji o około 13% względem niezależnych szacunków opartych na metodach przyczynowych[3]. Sama korekta śróddzienna w 77% przypadków obniżała profil bazowy odbiorcom, którzy ograniczali zużycie już przed oknem aktywacji, przez co pomniejszała ich wynagrodzenie mimo rzeczywistego wysiłku. Mechanizm korekty usunięto od drugiego sezonu[4]. Konstrukcja usługi wynagradzała ponadto przesunięcie poboru w czasie, a nie jego rzeczywistą redukcję: 78–92% gospodarstw domowych wykazywało wtórny szczyt zużycia po zakończeniu aktywacji, a w 14 z 18 badanych zdarzeń wtórny szczyt przewyższał redukcję osiągniętą w oknie aktywacji[5].

Wady ujawniły się również w komunikacji z odbiorcami. Szeroko reklamowana możliwość zaoszczędzenia 100 GBP nie znajdowała potwierdzenia w praktyce, ponieważ typowe gospodarstwo domowe uzyskiwało mniej niż 20 GBP, a zaangażowanie uczestników osłabiały dodatkowo awarie techniczne oraz niejednolita komunikacja ponad 24 konkurujących dostawców usługi[6].

Sztywna data zakończenia pierwszego sezonu pozbawiła uczestników rynku pewności niezbędnej do podejmowania decyzji inwestycyjnych, co NESO przyznał w raporcie sezonowym[7].

Przez dwa pierwsze sezony modelu rynkowego usługa pozostawała produktem ogólnokrajowym, pozbawionym wymiaru lokalizacyjnego i nieuwzględniającym ograniczeń sieci dystrybucyjnej[8].

1.1.2. Jakie decyzje przyniosły oczekiwany efekt?

Za trafną należy uznać decyzję o rozwijaniu usługi w drodze kolejnych iteracji na działającym mechanizmie, bez wydzielonego pilotażu. NESO samodzielnie

[1] National Grid ESO, *Demand Flexibility Service. Winter 2022/23 review*, sierpień 2023 r., s. 3, 19; Electricity North West, *Unlocking Flexibility: Streamlined procurement for a reliable network* (Distribution Flexibility Services Procurement Report 2024; raport licencyjny SLC31E), kwiecień 2024 r., s. 6.
[2] National Grid ESO, *Demand Flexibility Service. Winter 2022/23 review*, sierpień 2023 r., s. 4, 12–13; National Grid ESO, *Demand Flexibility Service Winter 2023–2024. End of Year Report*, czerwiec 2024 r., s. 4, 17–19.
[3] M. Jacob, R. Jenkinson, D. Lopez Garcia, R.D. Metcalfe, A.R. Schein, C.R. Simpson, L. Yu (Centre for Net Zero), *The Impact of Demand Response on Energy Consumption and Economic Welfare*, manuskrypt w wersji zrewidowanej z 25 marca 2024 r. (autorzy deklarują udział finansowy w Octopus Energy Group), s. 5–6.
[4] NESO (oprac. ERM oraz Centre for Sustainable Energy), *The Demand Flexibility Service. Smart Meter Data Evaluation. Winter 2022/23*, 6 listopada 2025 r., s. 5; National Grid ESO, *Demand Flexibility Service Winter 2023–2024. End of Year Report*, czerwiec 2024 r., s. 8.
[5] NESO (oprac. ERM oraz Centre for Sustainable Energy), *The Demand Flexibility Service. Smart Meter Data Evaluation. Winter 2022/23*, 6 listopada 2025 r., s. 6.
[6] A.-E. Mihalache, S. Hampton, S. Darby, *Domesticating energy flexibility. Learning from Great Britain's 2022–2023 demand flexibility service*, „Energy Efficiency" 2024, t. 17, art. 88, s. 18–19.
[7] National Grid ESO, *Demand Flexibility Service. Winter 2022/23 review*, sierpień 2023 r., s. 19.
[8] National Grid ESO, *Demand Flexibility Service. July 2024 Consultation*, konsultacja na podstawie art. 18 rozporządzenia (UE) 2017/2195, 22 lipca 2024 r.; NESO, *Demand Flexibility Service Submission Document. Proposed changes to the Demand Flexibility Service Terms and Conditions*, 30 stycznia 2026 r.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 9 15/09/2026 12:06

zgromadził materiał dowodowy – wyniki zakupów testowych w formule konkurencyjnej oraz wyższą dokładność zakupów śródziennych – którym następnie uzasadnił przekształcenie DFS w całoroczne narzędzie rynkowe służące powiększaniu marginesu mocy dostępnej dla operatora[9]. Pierwszy sezon modelu rynkowego (2024/25) przyniósł 3 917,7 MWh dostaw za 0,94 mln GBP, przy średniej cenie 210 GBP/MWh – co oznacza spadek kosztu jednostkowego o rząd wielkości przy porównywalnym wolumenie dostaw[10].

Istotną rolę odegrała także dyscyplina regulacyjna. Brytyjski regulator (Ofgem) odmówił wprowadzenia płatności za samą gotowość do świadczenia usługi (*availability payments*), uznając je za sprzeczne z interesem odbiorców, a model rynkowy zatwierdził w drodze derogacji terminowej obowiązującej do 31 marca 2027 r., przesądzając w ten sposób o przejściowym charakterze usługi zamiast utrwalania bezterminowego wyjątku[11].

Do rozwoju usługi przyczynił się również niski próg wejścia: do udziału wystarczały licznik inteligentny i zdolność do trzydziestominutowej redukcji poboru, w fazie wzrostu nie stosowano kar, a dopiero w późniejszym okresie wprowadzono widełki wykonania 50-120% wraz z potrąceniami wynagrodzenia. Taka konstrukcja pozwoliła zarejestrować 1,6 mln, a następnie 2,6 mln liczników w ciągu dwóch sezonów[12].

Największe wady konstrukcyjne pierwszych sezonów usunięto w kolejnych iteracjach: od listopada 2024 r. dopuszczono łączenie przychodów z DFS z przychodami z rynku mocy i z usług świadczonych DNO, a w styczniu 2026 r. NESO przedłożył Ofgem propozycje wprowadzenia 12 stref zakupowych, obniżenia progu udziału do 0,1 MW oraz ustanowienia reguł pierwszeństwa DNO (*DNO Primacy*)[13].

1.1.3. Jakie warunki były kluczowe dla sukcesu?

Podstawowym warunkiem technicznym było powszechne inteligentne opomiarowanie z rejestracją zużycia w przedziałach półgodzinnych, bez którego usługa nie mogłaby funkcjonować. Pomiar wykonania na liczniku granicznym, a nie na poszczególnych urządzeniach odbiorcy, ograniczał przy tym możliwość manipulacji[14].

W wymiarze instytucjonalnym kluczowa okazała się zdolność regulatora do szybkiego podejmowania rozstrzygnięć w uproszczonej formie: Ofgem zatwierdził model rynkowy krótką, dziewięciostronicową decyzją, w której odmówił operatorowi i uczestnikom rynku gwarancji przychodów[15].

Od strony prawnej DFS funkcjonuje w ramach prawa Unii Europejskiej zachowanego w porządku brytyjskim po brexicie, tj. art. 18 rozporządzenia 2017/2195 (warunki dotyczące bilansowania) oraz wynikającego z rozporządzenia 2019/943 wymogu dokonywania zakupów możliwie blisko czasu rzeczywistego – z krajową derogacją. Konstrukcję produktu ukształtowały zatem ramy unijne, a nie krajowe regulacje[16].

W wymiarze ekonomicznym trwałość modelu rynkowego zależy od możliwości łączenia przychodów z wielu rynków: sama usługa DFS przyniosła dostawcy od 3,1 do 33,6 tys. GBP na 1 MW w sezonie zimowym 2024/25, co zdaniem NESO czyni łączenie przychodów z rynkiem mocy i usługami dla DNO niezbędnym elementem rachunku ekonomicznego dostawcy[17].

Badania konsumenckie wskazują ponadto, że o trwałości uczestnictwa decydują czynniki pozafinansowe: motywacje niezwiązane z wynagrodzeniem, niezawodność rozwiązań technicznych oraz zrozumiała i szybko przekazywana informacja zwrotna, a nie sama wysokość bodźca finansowego[18].

1.1.4. *Business case* wdrożonego modelu

Wdrożenie DFS nie wynikało z planu rozwoju rynku, lecz z presji na bezpieczeństwo dostaw energii. Po rosyjskiej inwazji na Ukrainę i wywołanym nią skoku cen gazu NESO potrzebował na zimę 2022/23 dostępu do elastyczności nieosiągalnej za pomocą istniejących mechanizmów. Alternatywą było stosowanie środków nadzwyczajnych, z odłączeniami odbiorców włącznie. Usługę zaprojektowano i wdrożono w czasie odpowiadającym około jednej trzeciej typowego okresu wprowadzania nowej usługi bilansującej[19].

Tłem systemowym był strukturalny niedobór elastyczności: w 2020 r. system brytyjski dysponował jedynie około 1 GW przemysłowej i komercyjnej odpowiedzi popytu (przy około 10 GW elastyczności ogółem), a modelowanie rządowe wycenia korzyści z poprawy elastyczności systemu – magazynów energii, odpowiedzi popytu i interkonektorów – na 6-10 mld GBP uniknietych kosztów rocznie w perspektywie 2050 r. (w cenach z 2012 r.) DFS pełnił zatem także funkcję

[9] National Grid ESO, *Demand Flexibility Service Winter 2023–2024. End of Year Report*, czerwiec 2024 r., s. 17–22; National Grid ESO, *Demand Flexibility Service. July 2024 Consultation*, konsultacja na podstawie art. 18 rozporządzenia (UE) 2017/2195, 22 lipca 2024 r.
[10] NESO, *Demand Flexibility Service (DFS). Winter Review as a merit-based margin tool from 27.11.2024 – 28.03.2025*, 3 lipca 2025 r., s. 3, 10, 16.
[11] Ofgem, *Decision on the Demand Flexibility Service in relation to an update to the Terms and Conditions related to balancing*, 21 listopada 2024 r., s. 3, 5.
[12] National Grid ESO, *Demand Flexibility Service. Winter 2022/23 review*, sierpień 2023 r., s. 3, 6, 9; National Grid ESO, *Demand Flexibility Service Winter 2023–2024. End of Year Report*, czerwiec 2024 r., s. 4; NESO, *Demand Flexibility Service (DFS). Winter Review as a merit-based margin tool from 27.11.2024 – 28.03.2025*, 3 lipca 2025 r., s. 8–9; National Grid ESO, *Demand Flexibility Service. July 2024 Consultation*, konsultacja na podstawie art. 18 rozporządzenia (UE) 2017/2195, 22 lipca 2024 r., s. 8.
[13] National Grid ESO, *Demand Flexibility Service. July 2024 Consultation*, konsultacja na podstawie art. 18 rozporządzenia (UE) 2017/2195, 22 lipca 2024 r., s. 5–7; NESO, *Demand Flexibility Service Submission Document. Proposed changes to the Demand Flexibility Service Terms and Conditions*, 30 stycznia 2026 r., s. 5–8, 15–19; Ofgem, *Decision on the Demand Flexibility Service in relation to an update to the Terms and Conditions related to balancing*, 21 listopada 2024 r., s. 5–6.
[14] National Grid ESO, *Demand Flexibility Service. Winter 2022/23 review*, sierpień 2023 r., s. 9; NESO (oprac. ERM oraz Centre for Sustainable Energy), *The Demand Flexibility Service. Smart Meter Data Evaluation. Winter 2022/23*, 6 listopada 2025 r.
[15] Ofgem, *Decision on the Demand Flexibility Service in relation to an update to the Terms and Conditions related to balancing*, 21 listopada 2024 r.
[16] Ofgem, *Decision on the Demand Flexibility Service in relation to an update to the Terms and Conditions related to balancing*, 21 listopada 2024 r., s. 1–3.
[17] NESO, *Demand Flexibility Service (DFS). Winter Review as a merit-based margin tool from 27.11.2024 – 28.03.2025*, 3 lipca 2025 r., s. 18–19.
[18] A.-E. Mihalache, S. Hampton, S. Darby, *Domesticating energy flexibility. Learning from Great Britain's 2022–2023 demand flexibility service*, „Energy Efficiency" 2024, t. 17, art. 88; NESO (oprac. ERM oraz Centre for Sustainable Energy), *The Demand Flexibility Service. Smart Meter Data Evaluation. Winter 2022/23*, 6 listopada 2025 r., s. 8.
[19] National Grid ESO, *Demand Flexibility Service. Winter 2022/23 review*, sierpień 2023 r., s. 5–6; National Grid ESO, *Demand Flexibility Service Winter 2023–2024. End of Year Report*, czerwiec 2024 r., s. 29.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 10 15/09/2026 12:06

masowej kampanii pozyskiwania zasobów rozproszonych na poczet tej luki[20].

1.2. Rynki elastyczności operatorów systemów dystrybucyjnych (DNO) – studium przypadku UK Power Networks (UKPN)

Równolegle do DFS funkcjonuje w Wielkiej Brytanii najbardziej rozwinięty w Europie system lokalnych przetargów na usługi elastyczności, prowadzonych przez sześć grup DNO. System ten powstał oddolnie, na podstawie standaryzacji branżowej (program ENA *Open Networks*) oraz obowiązku sprawozdawczego zapisanego w licencjach operatorów. Wolumen zakontraktowanej mocy wzrósł ze 116 MW w 2018 r. do 8,9 GW na rok 2024/25, przy 31 GW mocy objętej postępowaniami przetargowymi (wolumen liczony łącznie z powtórzonymi przetargami w tych samych strefach)[21].

Wyniki te są jednak silnie skoncentrowane: 75% kontraktów przypada na jednego operatora, tj. UK Power Networks (UKPN), który prowadzi między innymi codzienne aukcje dnia następnego we współpracy z giełdą EPEX i deklaruje 205 mln GBP oszczędności sieciowych od kwietnia 2023 r. Większość zakontraktowanej mocy stanowią przy tym jednostki wytwórcze i magazyny energii, nie odpowiedź popytu[22].

Na przeciwnym biegunie znajduje się operator Electricity North West, który w roku 2023/24 nie zakontraktował żadnej mocy z wykazanego zapotrzebowania 110,94 MW. Wśród głównych przyczyn wskazał odpływ dostawców do DFS, który oferuje wyższe wynagrodzenie i nie wymaga skupienia zasobów w wąskiej strefie ograniczenia sieciowego[23].

Przyczyny tych dysfunkcji Ofgem zdiagnozował jako strukturalne: nabywcy elastyczności stanowią *oligopson* (nieliczną grupę kupujących pozbawioną bodźców do wzajemnej koordynacji). Dążyli do kontraktowej wyłączności nad zasobami, a tworzenie rynków nie należy do podstawowych kompetencji DNO. Odpowiedzią na tę diagnozę było powołanie neutralnego koordynatora rynków elastyczności (*Market Facilitator*), którego funkcję powierzono spółce Elexon, oraz wbudowanie w DFS reguł pierwszeństwa DNO[24].

Z powyższego płynie istotny wniosek: ogólnokrajowy produkt OSP najpierw odebrał zasoby rynkom lokalnym, a mechanizmy ochrony tych rynków dobudowano dopiero po wystąpieniu szkody.

Przedmiotem dalszej analizy są doświadczenia UKPN[25], który pełni funkcję OSD dla Londynu oraz wschodniej i południowo-wschodniej Anglii. Operator obsługuje osiem milionów gospodarstw domowych i przedsiębiorstw, zarządzając siecią o szczytowym zapotrzebowaniu na poziomie około 14 GW. UKPN zintegrował już z systemem około 10 GW generacji rozproszonej, a dodatkowe 20 GW posiada wydane warunki przyłączenia. Zarządzanie ograniczeniami sieciowymi u tego operatora zdeterminowane jest przede wszystkim restrykcjami termicznymi, ujawniającymi się na stacjach wysokiego i średniego (HV/MV) oraz średniego i niskiego napięcia (MV/LV). Obecnie problem ten dotyczy 4% stacji pierwotnych, jednak według prognoz wskaźnik ten osiągnie 12% do 2030 r. i nawet 30% do 2035 r.

1.2.1. Jakie decyzje projektowe okazały się błędne?

Analiza modelu wskazuje na znaczące wyzwania w obszarze wyznaczania profili bazowych (*baseline*). UKPN dopuszczał w przeszłości wiele złożonych metodyk opartych m.in. na danych historycznych, co z uwagi na skomplikowanie operacyjne wymusza obecnie proces przejścia w stronę uproszczonych, standaryzowanych profili zużycia dla klientów indywidualnych (np. pomp ciepła i pojazdów elektrycznych).

Istotną słabością konstrukcyjną jest także brak mechanizmów sankcyjnych. Dostawcy nie podlegają karom finansowym za brak aktywacji usług, a jedynie tracą prawo do wynagrodzenia, jeśli zrealizują mniej niż 60% zadeklarowanej wartości. Stanowi to zagrożenie dla niezawodności, co wymusza na UKPN stosowanie asekuracyjnych marginesów w prognozach zapotrzebowania, a to z kolei obniża efektywność kosztową systemu. Uchybieniem systemowym na poziomie relacji rynkowych jest również fakt, że operator nie stosuje korekt finansowych dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (POB) z tytułu aktywowanych usług elastyczności.

1.2.2. Jakie decyzje przyniosły oczekiwany efekt?

Na szczególną uwagę zasługuje decyzja o skrajnym obniżeniu progów wejścia na rynek. UKPN zezwolił na składanie ofert dla zasobów z sieci niskiego napięcia już od poziomu zaledwie 10 kW. Sukces tego kroku potwierdza fakt, że zarejestrowano w systemie 175 tysięcy urządzeń elastycznych, z czego 90% stanowią aktywa podłączone właśnie do sieci nn.

Ogromną wartość rynkową wygenerowała także niespotykana wcześniej transparentność procesu zakupowego. UKPN nieprzerwanie od kilku lat publikuje wyniki wszystkich aukcji, w tym oferowane ceny, decyzje o alokacji mocy oraz informacje o odrzuconych ofertach. Praktyka ta dostarcza rynkowi czytelnych

[20] National Audit Office, *Decarbonising the power sector*, HC 1131, 27 lutego 2023 r., s. 27, 29.
[21] Energy Networks Association, *ENA Flexibility Figures – June 2025*, zbiór danych programu Open Networks oparty na raportach licencyjnych C31E sześciu grup DNO, 26 czerwca 2025 r.
[22] Energy Networks Association, *ENA Flexibility Figures – June 2025*, zbiór danych programu Open Networks oparty na raportach licencyjnych C31E sześciu grup DNO, 26 czerwca 2025 r.; Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), Ofgem, NESO, *Clean Flexibility Roadmap*, lipiec 2025 r., s. 61.
[23] Electricity North West, *Unlocking Flexibility: Streamlined procurement for a reliable network* (Distribution Flexibility Services Procurement Report 2024; raport licencyjny SLC31E), kwiecień 2024 r., s. 6.
[24] Ofgem, *Call for Input – The Future of Distributed Flexibility*, 1 marca 2023 r., s. 24–25; NESO, *Demand Flexibility Service Submission Document. Proposed changes to the Demand Flexibility Service Terms and Conditions*, 30 stycznia 2026 r., s. 15–19; Ofgem, *Decision on the Demand Flexibility Service in relation to an update to the Terms and Conditions related to balancing*, 21 listopada 2024 r., s. 6.
[25] EU DSO Entity, *Report on Distributed Flexibility Practices – Markets for Local Services*, luty 2026 r., s. 89-93.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 11 15/09/2026 12:06

sygnałów cenowych i aktywnie wspiera dostawców usług w opracowywaniu własnych strategii cenowych. Pozytywnie należy ocenić również wdrożenie jednolitych prekwalifikacji komercyjnych oraz technicznych, ujednoliconych na poziomie krajowym z innymi brytyjskimi operatorami.

1.2.3. Jakie warunki były kluczowe dla sukcesu?

Zasadniczym warunkiem techniczno-operacyjnym był odpowiednio długi, ewolucyjny horyzont implementacji rozwiązań. Dojrzewanie rynku u tego operatora trwało niemal dekadę – od pierwszej aukcji zorganizowanej w 2017 roku, w której przy 20 MW zapotrzebowania zdołano pozyskać zaledwie 1 MW, po stabilne zintegrowanie usług z procedurami krótko- i długoterminowymi w ramach standardowej działalności operacyjnej (*business-as-usual*).

Niezbędnym uwarunkowaniem o charakterze regulacyjnym było stosowanie zasady pierwszeństwa dla elastyczności (*flexibility-first principle*). Podejście to gwarantuje na etapie oceny projektów, że tradycyjna rozbudowa infrastruktury realizowana jest wyłącznie w sytuacjach, gdy potwierdzono z całą pewnością, że rynkowy zakup usług elastyczności będzie dla sieci nieefektywny kosztowo.

Ponadto zaangażowanie operatora w rynkowe usługi elastyczności stymuluje mechanizm zachęt stosowany w jego regulacji taryfowej, tzw. TOTEX. Pozwala on operatorowi zatrzymać 50% wszelkich oszczędności wygenerowanych dzięki zastąpieniu kapitałochłonnych inwestycji w rozbudowę sieci tańszymi zakupami usług elastyczności. Ramy te tworzą bodziec finansowy dla UKPN do poszukiwania rozwiązań alternatywnych wobec rozbudowy sieci.

1.2.4. *Business case* wdrożonego modelu

Architektura przyjętego modelu uwarunkowana jest w pierwszej kolejności mierzalną optymalizacją alokacji kapitału (CAPEX). Trwałe osadzenie mechanizmów elastyczności w procesach planowania i rozwoju sieci znacząco zwiększa efektywność wydatków inwestycyjnych operatora, umożliwiając jednocześnie szybsze i masowe przyłączanie nowych źródeł odnawialnych.

Zgodnie z ujednoliconą metodyką UKPN, mechanizmy decyzyjne inicjujące rozbudowę fizyczną sieci uruchamiane są wtedy, gdy prognozy wykazują obciążenie rzędu 100% wykorzystania potencjału linii w horyzoncie najbliższych trzech lat. *Business case* wariantu rynkowego sprowadza się do zastosowania elastyczności jako narzędzia ekonomicznie odsuwającego te inwestycje w czasie. Finansowanie wynagrodzeń w tym modelu determinowane jest bezpośrednio przez zinstytucjonalizowaną analizę kosztów i korzyści (CBA), wedle której pułap cenowy za MWh odnosi się wprost do zaktualizowanej wartości netto (NPV) potencjalnie odroczonej infrastruktury (aktualny limit to 600 GBP/MWh). Równocześnie w sytuacjach planowanych wyłączeń infrastruktury (prace konserwacyjne), zakup elastyczności służy obniżaniu ryzyka operacyjnego. Wartość wynikającą z tak unikniętego ryzyka szacuje się następczo, na podstawie wyznaczanego regulacyjnie kosztu ewentualnych awarii w dostawach prądu dla brytyjskich odbiorców.

2. Holandia: platforma GOPACS i ewolucja ram zarządzania ograniczeniami sieciowymi

Przedmiotem analizy są doświadczenia z funkcjonowania rynku usług elastyczności w Holandii, ze szczególnym uwzględnieniem platformy GOPACS. GOPACS nie ma statusu odrębnej giełdy energii, lecz jest wspólnym narzędziem koordynacyjnym OSP (TenneT) oraz sześciu OSD (m.in. Stedin, Liander i Enexis), uruchomionym przez operatorów w skali krajowej w 2019 r. Mechanizm działania platformy opiera się na integracji z istniejącymi giełdami rynku dnia bieżącego (*intraday*): GOPACS uzupełnia zlecenia giełdowe o wymiar lokalizacyjny (kod EAN punktu przyłączenia) i umożliwia operatorom zautomatyzowane kojarzenie ofert głównych i przeciwstawnych (*bid and counterbid matching*) po obu stronach ograniczenia sieciowego. Dzięki temu każda lokalna transakcja zakupu elastyczności jest neutralna bilansowo – równoważona transakcją przeciwstawną zawieraną poza strefą ograniczenia, co zapobiega powstaniu niezbilansowania systemu, a kosztem operatora pozostaje jedynie różnica cen skojarzonych ofert (*spread*).

Dostawcy usług elastyczności składają oferty na platformach giełd energii (m.in. ETPA, EPEX SPOT) a GOPACS sam w sobie nie jest platformą handlową. GOPACS nie pośredniczy również w przepływach pieniężnych i nie podejmuje decyzji o aktywacji[26]. W GOPACS publikowane są dane dotyczące przewidywanych przez operatorów ograniczeń sieciowych i zapotrzebowania na usługi elastyczności, dzięki którym uczestnicy rynku mogą lepiej dostosować swoje oferty do bieżących potrzeb sieci[27]. Aby rozpocząć działalność w ramach GOPACS dostawcy usług elastyczności muszą przejść wstępną kwalifikację przez TenneT (OSP) oraz uzyskać wpis do rejestrów prowadzonych przez operatorów (rejestry dostawców usług działają więc osobno od platformy GOPACS). Dopiero po spełnieniu tych wymogów dostawca może zarejestrować się na platformie GOPACS, co rozpoczyna jednocześnie procedurę wstępnej kwalifikacji zasobu elastyczności należącego do tego dostawcy, prowadzoną przez operatora, do sieci którego dany zasób jest przyłączony[28].

[26] Stichting GOPACS, *GOPACS Productvoorwaarden*, wersja 3.0, 2 października 2024 r.„Termen en definities" oraz §1–3; EU DSO Entity, *Report on Distributed Flexibility Practices – Markets for Local Services*, luty 2026 r., s. 56.
[27] https://www.gopacs.eu/en/about/the-role-of-gopacs/
[28] EU DSO Entity, *Report on Distributed Flexibility Practices – Markets for Local Services*, luty 2026 r., s. 60.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 12 15/09/2026 12:06

Warstwę regulacyjną modelu, tj. katalog produktów (*redispatch* oraz kontrakt ograniczenia mocy CBC, którego wariant aktywowany na wezwanie stosuje się jeszcze przed zamknięciem rynku dnia następnego), obowiązki operatorów oraz granice zakupu, wyznacza kodeks sieciowy zatwierdzony przez krajowego regulatora (ACM) 25 maja 2022 r., z późniejszymi zmianami[29].

2.1. Jakie decyzje projektowe okazały się błędne?

Ewaluacja przeprowadzona przez ACM w 2023 r., po dziesięciu miesiącach obowiązywania reguł z 2022 r., zidentyfikowała szereg dysfunkcji pierwotnego modelu regulacyjnego[30]. Kluczowym błędem okazała się definicja mocy sterowalnej, uzależniająca jej uznanie od posiadania elektronicznego interfejsu wymiany danych w czasie rzeczywistym, który w praktyce jeszcze nie istniał. W konsekwencji operatorzy wykazywali zerową moc sterowalną na obszarach, na których uczestnicy rynku deklarowali jej dostępność, a techniczna granica przydziałów zdolności sieciowej nie rosła[31].

Udział odbiorców w świadczeniu usług elastyczności pozostawiono dobrowolny. Przewidziany w przepisach obowiązek rzeczywistego świadczenia usług, pozbawiony sankcji, nie był przez operatorów egzekwowany ani razu[32].

Kolejnym problemem okazało się to, że skoro wynagrodzeń celowo nie uregulowano i pozostawiono je swobodzie negocjacji, zamiast elastyczności cenowej wytworzył się impas kontraktowy[33].

Głębszy problem konstrukcyjny wskazała analiza przygotowana wspólnie przez przedstawicieli regulatora i Uniwersytetu Technicznego w Delft: *redispatch* aktywowany po zamknięciu rynku dnia następnego odpowiada potrzebom OSP, jednak w sieci dystrybucyjnej za miejscem ograniczenia zwykle brakuje konkurencji między dostawcami, widoczność stanu sieci jest ograniczona, a przewidywalność ograniczeń zachęca do zachowań spekulacyjnych (strategie *inc-dec gaming*)[34].

Nie rozwinęła się również agregacja małych zasobów – z powodu minimalnej wielkości oferty wynoszącej 100 kW, braku narzędzi pozwalających ustalić położenie zasobów względem ograniczenia oraz wymogu działania w ramach wspólnego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie[35].

Rynek uruchomiono ponadto przed zbudowaniem zaplecza pomiarowo-rozliczeniowego: jeszcze w 2024 r. metodyka wyznaczania profili bazowych (*baseline*) oraz zasady rozliczeń (*settlement*) figurowały w dokumentach operatorów jako otwarte zagadnienia badawcze, a udostępnienie dostawcom podstawowych danych sieciowych zaplanowano dopiero na 2026 r.[36].

Obecnie wyzwaniem operacyjnym opóźniającym budowę płynnego rynku elastyczności pozostaje brak pełnej standaryzacji umów oraz produktów oferowanych przez operatorów. Zidentyfikowano ponadto niską płynność na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, która utrudnia operatorom pozyskanie wystarczającej elastyczności. Po stronie odbiorców barierą pozostaje brak odpowiedniej automatyzacji, wiedzy i doświadczenia rynkowego. Zastrzeżenia budzi również niska jakość przygotowywanych przez odbiorców prognoz oraz danych służących wyznaczaniu profili bazowych[37].

2.2. Jakie decyzje przyniosły oczekiwany efekt?

Kluczowym czynnikiem rozwoju rynku usług elastyczności okazał się aktywny nadzór regulatora, który monitorował wdrażanie przepisów i korygował je w miarę potrzeb. Na podstawie ewaluacji z 2023 r. ACM wprowadził w latach 2023-2024 punktowe zmiany kodeksu sieciowego odpowiadające zidentyfikowanym błędom: restrykcyjne wymogi techniczne zastąpiono funkcjonalną definicją mocy sterowalnej, nałożono na operatorów obowiązek uwzględniania wniosków wytwórców o przydział mocy aż do poziomu 150% zdolności transportowej lub do wyczerpania granicy finansowej oraz dopuszczono zawieranie grupowych kontraktów ograniczenia mocy[38].

Oczekiwany efekt przyniosła także rekonfiguracja produktów elastyczności polegająca na przesunięciu momentu ich aktywacji przed zamknięcie bramki (*gate closure*) rynku dnia następnego – w ramach wariantu kontraktu ograniczenia mocy aktywowanego na wezwanie (*dispatch limitation product*), wezwanie następuje najpóźniej o godzinie 8:30 dnia poprzedzającego dostawę. Rozwiązanie to wyeliminowało konieczność równoważenia aktywacji transakcjami przeciwstawnymi, zapewniło uczestnikom rynku wiedzę o ograniczeniach z odpowiednim wyprzedzeniem, a dzięki swojej prostocie otworzyło rynek na odpowiedź popytu dużych odbiorców

[29] Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 18 april 2024, kenmerk ACM/UIT/618381, tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende regels rondom transportschaarste en congestiemanagement*, Stcrt. 2024-12275; T. Dubbeling, S.H. Tindemans, *Congestion management in the day-ahead timeframe: lessons from The Netherlands*, w: Proceedings of the 21st International Conference on the European Energy Market (EEM 2025), IEEE, 2025.

[30] Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Evaluatie congestiemanagement. Voortgang van de implementatie van congestiemanagement in elektriciteitsnetwerken en belangrijkste aandachtspunten*, ACM/UIT/604592, 25 września 2023 r.

[31] Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Evaluatie congestiemanagement. Voortgang van de implementatie van congestiemanagement in elektriciteitsnetwerken en belangrijkste aandachtspunten*, ACM/UIT/604592, 25 września 2023 r., s. 4, 16.

[32] Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Evaluatie congestiemanagement. Voortgang van de implementatie van congestiemanagement in elektriciteitsnetwerken en belangrijkste aandachtspunten*, ACM/UIT/604592, 25 września 2023 r., s. 3, 11–12.

[33] Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Evaluatie congestiemanagement. Voortgang van de implementatie van congestiemanagement in elektriciteitsnetwerken en belangrijkste aandachtspunten*, ACM/UIT/604592, 25 września 2023 r., s. 4, 13.

[34] T. Dubbeling, S.H. Tindemans, *Congestion management in the day-ahead timeframe: lessons from The Netherlands*, w: Proceedings of the 21st International Conference on the European Energy Market (EEM 2025), IEEE, 2025, s. 2–3.

[35] T. Dubbeling, S.H. Tindemans, *Congestion management in the day-ahead timeframe: lessons from The Netherlands*, w: Proceedings of the 21st International Conference on the European Energy Market (EEM 2025), IEEE, 2025, s. 2–3; Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Evaluatie congestiemanagement. Voortgang van de implementatie van congestiemanagement in elektriciteitsnetwerken en belangrijkste aandachtspunten*, ACM/UIT/604592, 25 września 2023 r., s. 20.

[36] Netbeheer Nederland, *Onderzoeksroadmap flexibiliteit*, wersja 2.0, marzec 2024 r., s. 19; Netbeheer Nederland, *Data delen voor het nieuwe energiesysteem. Roadmap dataproducten*, wersja 5, 21 stycznia 2026 r.

[37] EU DSO Entity, *Report on Distributed Flexibility Practices – Markets for Local Services*, luty 2026 r., s. 62–63.

[38] Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 18 april 2024, kenmerk ACM/UIT/618381, tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende regels rondom transportschaarste en congestiemanagement*, Stcrt. 2024-12275.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 13 15/09/2026 12:06

przemysłowych. W efekcie ceny usług redukcji generacji ze źródeł odnawialnych spadły z poziomu przekraczającego 300 EUR/MWh do przedziału 200-250 EUR/MWh, a nowo przyłączani wytwórcy akceptują standardową formułę wynagrodzenia w postaci ceny giełdowej powiększonej o 10 EUR/MWh[39].

Pozytywnie należy ocenić również samą koncepcję GOPACS jako warstwy koordynacyjnej zbudowanej na płynności istniejących giełd, a nie odrębnego, lokalnego rynku aukcyjnego: dostawca składa oferty na giełdzie, na której już prowadzi handel, co obniżyło bariery wejścia, a współdzielenie jednej platformy i jednego procesu przez siedmiu operatorów rozwiązało na poziomie instytucjonalnym problem koordynacji między OSP a OSD[40].

Model uzupełnia rodzina alternatywnych praw transportowych, w tym prawo z gwarancją zdolności transportowej przez co najmniej 85% godzin roku, zaprojektowane głównie dla magazynów energii, które w zamian za obniżoną taryfę sieciową pozwalają zagospodarować zdolność sieci dostępną poza szczytami obciążenia[41].

Standaryzacja wzorców umów i formuł cenowych skróciła ponadto czas kontraktowania[42].

2.3. Jakie warunki były kluczowe dla sukcesu?

Praktyka holenderska wskazuje, że niezbędnym warunkiem instytucjonalnym jest aktywna rola regulatora, zdolnego do sprawnego nowelizowania kodeksu sieciowego i gotowego do przenoszenia ryzyka operacyjnego na operatorów w celu ochrony równego dostępu do sieci[43].

Równie istotna okazała się struktura właścicielska platformy: wspólne prowadzenie GOPACS przez OSP i OSD sprawia, że koordynacja ich działań jest wbudowana w samą organizację mechanizmu[44].

W obszarze przejrzystości informacyjnej za kluczowe czynniki należy uznać dokładne prognozowanie ograniczeń sieciowych oraz ustawowe zakwalifikowanie udostępniania danych sieciowych jako podstawowego zadania operatorów (*Energiewet*, art. 3.78 i 4.1), wraz z publicznie dostępną informacją o przewidywanym zapotrzebowaniu na elastyczność w poszczególnych obszarach, zasilaną danymi z GOPACS[45].

2.4. *Business case* wdrożonego modelu

Wdrożenie mechanizmów rynkowych w Holandii nie wynikało z prewencyjnej optymalizacji, lecz stanowiło formę zarządzania głębokim kryzysem infrastrukturalnym: w czerwcu 2022 r. sieci prowincji Limburgia i Brabancja Północna utraciły zdolność przyłączania nowych podmiotów, a regulator wskazał wprost, że sieci nie można już wymiarować na zapotrzebowanie szczytowe. Rynkowo nabywana elastyczność miała wypełnić lukę czasową do ukończenia inwestycji rozbudowy sieci i stanowić pierwszy w kolejności środek interwencji, stosowany przed środkami przymusowymi[46].

Tło strukturalne opisała ekspertyza przygotowana dla krajowej izby kontroli: wieloletnia regulacja nastawiona na minimalizację kosztów mogła przyczynić się do niedoinwestowania sieci, przy czym autorzy zastrzegają, że hipoteza ta nie została dowiedziona. Ówczesna struktura taryf, tj. opłaty naliczane od szczytu rocznego, brak taryfy dla wytwórców, płaska taryfa dla małych odbiorców – zniechęcała do elastycznego korzystania z sieci[47].

Wybór modelu opartego na GOPACS był zatem podyktowany koniecznością pilnej reakcji na kryzys infrastrukturalny i odpowiadał rachunkowi czasu: zamiast budowy odrębnej giełdy wykorzystano płynność istniejącego rynku dnia bieżącego, co pozwoliło szybko wdrożyć mechanizm automatycznie równoważący transakcje lokalne w bilansie krajowym[48]. Biorąc pod uwagę specyfikę holenderskiej infrastruktury – charakteryzującej się wysokim stopniem zagęszczenia i ścisłym powiązaniem między siecią przesyłową a dystrybucyjną – wybrano model oparty na GOPACS jako rozwiązanie integrujące procesy operatorów (TSO i DSO) w ramach jednej platformy.

Charakterystyczne jest także, że platforma powstała przed sformułowaniem polityki rządowej. Państwo zastało oddolnie zbudowaną infrastrukturę operatorów i dobudowało wokół niej warstwę regulacyjną[49].

---

[39] T. Dubbeling, S.H. Tindemans, *Congestion management in the day-ahead timeframe: lessons from The Netherlands*, w: Proceedings of the 21st International Conference on the European Energy Market (EEM 2025), IEEE, 2025, s. 3–4.

[40] Stichting GOPACS, *GOPACS Productvoorwaarden*, wersja 3.0, 2 października 2024 r., §1, 3; EU DSO Entity, *Report on Distributed Flexibility Practices – Markets for Local Services*, luty 2026 r., s. 59–60.

[41] Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 16 juli 2024, kenmerk ACM/UIT/619367, tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in artikel-en 27 en 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende alternatieve transportrechten*, Stcrt. 2024-23594.

[42] T. Dubbeling, S.H. Tindemans, *Congestion management in the day-ahead timeframe: lessons from The Netherlands*, w: Proceedings of the 21st International Conference on the European Energy Market (EEM 2025), IEEE, 2025, s. 5.

[43] Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 18 april 2024, kenmerk ACM/UIT/618381, tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende regels rondom transportschaarste en congestiemanagement*, Stcrt. 2024-12275.

[44] Stichting GOPACS, *GOPACS Productvoorwaarden*, wersja 3.0, 2 października 2024 r.

[45] T. Dubbeling, S.H. Tindemans, *Congestion management in the day-ahead timeframe: lessons from The Netherlands*, w: Proceedings of the 21st International Conference on the European Energy Market (EEM 2025), IEEE, 2025, s. 5; Netbeheer Nederland, *Data delen voor het nieuwe energiesysteem. Roadmap dataproducten*, wersja 5, 21 stycznia 2026 r.

[46] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) i in., *Landelijk Actieprogramma Netcongestie*, 21 grudnia 2022 r., s. 3–4, 7, 15–17; Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Evaluatie congestiemanagement. Voortgang van de implementatie van congestiemanagement in elektriciteitsnetwerken en belangrijkste aandachtspunten*, ACM/UIT/604592, 25 września 2023 r., s. 2.

[47] CE Delft (na zlecenie Algemene Rekenkamer), *Tariefstelsel energienetten en energietransitie. Analyse van knelpunten en effecten voor eindgebruikers*, publikacja 22.210357.064, maj 2022 r., s. 37–42, 60–61.

[48] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) i in., *Landelijk Actieprogramma Netcongestie*, 21 grudnia 2022 r., s. 3–4; Stichting GOPACS, *GOPACS Productvoorwaarden*, wersja 3.0, 2 października 2024 r., §3.1–3.2.

[49] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) i in., *Landelijk Actieprogramma Netcongestie*, 21 grudnia 2022 r., s. 7; S. Zambotti (ETPA B.V.), *GOPACS*, whitepaper, bez daty (po 2023 r.); EU DSO Entity, *Report on Distributed Flexibility Practices – Markets for Local Services*, luty 2026 r., s. 56.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 14 15/09/2026 12:06

3. Belgia: flamandzkie ramy zarządzania ograniczeniami sieciowymi i rynek elastyczności Fluviusa

Belgia nie posiada jednego flagowego mechanizmu porównywalnego z GOPACS lub DFS. Kompetencje regulacyjne wobec elastyczności w sieci dystrybucyjnej przysługują regionom, a jedynym regionem, w którym OSD prowadzi rynkowy zakup usług elastyczności – na razie w fazie testów rynkowych – jest Flandria. Przedmiotem analizy są zatem flamandzkie ramy zarządzania ograniczeniami sieciowymi (*kader congestiebeheer*), na które składają się cztery elementy: model ważenia kosztów inwestycji i elastyczności, elastyczność rynkowa, elastyczność techniczna (przymusowa, stosowana w ostateczności) oraz elastyczne umowy przyłączeniowe – wraz z rynkiem elastyczności operatora Fluvius, obejmującym produkty *MaxUsage*, *ShortFlex* i *LongFlex* nabywane w aukcjach na platformie NODES dla wyznaczonych stref ograniczeń[50]. Tło analizy stanowią federacyjne ramy Synergrid, czyli wspólny wzorzec umowy między dostawcą usług elastyczności (FSP) a OSD oraz scentralizowany model rozliczania niezależnej agregacji (*Transfer of Energy*), a także asymetria regionalna: Walonia nie posiada własnego mechanizmu zakupu elastyczności przez OSD, a Bruksela znajduje się na etapie badań[51].

3.1. Jakie decyzje projektowe okazały się błędne?

Najpoważniejszy błąd projektowy poprzedza powstanie samego rynku. Belgijska infrastruktura rynkowa elastyczności – prekwalifikacja, profile bazowe, rozliczenia oraz reguły przekazania energii (*Transfer of Energy*) – została zaprojektowana z myślą o dużych jednostkach i o bilansowaniu prowadzonym przez OSP. W rezultacie elastyczność z sieci niskiego napięcia była strukturalnie zablokowana: zagregowany sposób rozliczania zużycia gospodarstw domowych uniemożliwiał rozliczeniowe ujęcie aktywacji, a modele przekazania energii dla punktów przyłączonych do sieci niskiego napięcia nie istniały[52]. Według samych operatorów modele takie nie istnieją do dziś[53].

We Flandrii regulator (VREG) dwukrotnie odmówił zatwierdzenia specyfikacji rynkowych operatora Fluvius: w 2022 r. z powodu braku mechanizmów kar, kontroli wykonania i rozliczeń, a w 2024 r. między innymi z powodu próby zakwalifikowania kontraktów dwustronnych jako produktu rynkowego[54].

Luką konstrukcyjną pozostaje asymetria zabezpieczenia: przymusowa elastyczność techniczna, stosowana jako rozwiązanie ostateczne, istnieje wyłącznie dla wprowadzania energii do sieci (wytwórcy i magazyny wyposażone w zdalne sterowanie lub o mocy co najmniej 1 MW), natomiast nie istnieje dla poboru, z wyjątkiem magazynów energii. W praktyce oznacza to, że w odniesieniu do poboru operator musi utrzymywać pełną nadmiarowość sieci zgodnie z kryterium niezawodności N-1 albo kontraktować nadmiarową elastyczność rynkową[55].

W sieci przesyłowej zarządzanej przez Elię produkty rynkowe w ogóle nie powstały – operator uzasadnia ich brak niedostateczną płynnością oraz ryzykiem zachowań spekulacyjnych (*inc-dec gaming*), zaś obowiązek elastyczności technicznej obejmuje w tej sieci dopiero jednostki o mocy co najmniej 25 MW[56].

O rozdźwięku między ramami prawnymi a rzeczywistym obrotem świadczą liczby: 351 MW mocy prekwalifikowanej u 10 FSP wobec około 18,8 MWh rzeczywistych dostaw i około 3,3 tys. EUR łącznych wypłat we wszystkich dotychczasowych testach rynkowych[57]. Jeszcze w 2023 r. elastyczność rynkowa nie była stosowana w ogóle, z powodu braku produktów rynkowych[58].

3.2. Jakie decyzje przyniosły oczekiwany efekt?

Flandria świadomie wybrała rozwój stopniowy zamiast jednorazowego, pełnego uruchomienia rynku. Po odmowach regulatora Fluvius rozwija rynek w drodze sekwencji testów rynkowych, które objęły 12 stref zimą 2024/25, 19 lokalizacji latem 2025 oraz 70 stref zimą 2025/26, z mierzalnym wzrostem mocy prekwalifikowanej ze 153 do 351 MW w ciągu pół roku. Regulator celowo nie blokuje tego procesu i przyjmuje kolejne aktualizacje specyfikacji bez wydawania formalnych decyzji[59].

---

[50] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 23, 74–76, 133; CWaPE, Synergrid, *Contrat entre le GRD et le FSP dans le cadre de la livraison de services de flexibilité par l'utilisation de la flexibilité d'utilisateurs du réseau de distribution*, wersja 15 z 8 maja 2024 r., załącznik 4 do decyzji CWaPE nr 0939, załącznik 1; VITO/EnergyVille (na zlecenie Brugel), *Analyse van het wettelijk, reglementair en regulerend kader van de flexibiliteitsmarkt. Final Report*, sierpień 2021 r. (publikacja Brugel: 2022 r.), s. 10.

[51] CWaPE, Synergrid, *Contrat entre le GRD et le FSP dans le cadre de la livraison de services de flexibilité par l'utilisation de la flexibilité d'utilisateurs du réseau de distribution*, wersja 15 z 8 maja 2024 r., załącznik 4 do decyzji CWaPE nr 0939; VITO/EnergyVille (na zlecenie Brugel), *Analyse van het wettelijk, reglementair en regulerend kader van de flexibiliteitsmarkt. Final Report*, sierpień 2021 r. (publikacja Brugel: 2022 r.).

[52] VITO/EnergyVille (na zlecenie Brugel), *Analyse van het wettelijk, reglementair en regulerend kader van de flexibiliteitsmarkt. Final Report*, sierpień 2021 r. (publikacja Brugel: 2022 r.), s. 67–68, 81–82.

[53] Synergrid, *Design note – Transfer of Energy (Consultation Report)*, styczeń 2025 r., s. 5.

[54] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 72–74.

[55] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 33, 53.

[56] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 91, 135–136.

[57] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 126, 134.

[58] Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG), *Rapport met betrekking tot de kwaliteit van de dienstverlening en de aansprakelijkheid van de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in het Vlaamse Gewest in 2023*, RAPP-2024-19, 8 października 2024 r., s. 72.

[59] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 74–76, 126, 134–135; Fluvius System Operator, *Conceptnota. Marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie*, wersja 3.1, marzec 2025 r., s. 16–21.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 15 15/09/2026 12:06

Trafna okazała się decyzja o powierzeniu obsługi aukcji istniejącemu operatorowi platformy obrotu (NODES), co umożliwiło szybkie rozpoczęcie testów rynkowych[60].

Wartość porządkującą miała przejrzysta kategoryzacja elementów ram (elastyczność rynkowa, elastyczność techniczna, elastyczne umowy przyłączeniowe), która wyeliminowała wcześniejszą, rozszerzającą interpretację elastyczności technicznej, stosowanej w okresie oczekiwania na inwestycje sieciowe[61].

Wiarygodności wynagradzania służy profil bazowy oparty na grupie kontrolnej, przyjęty dla zależnych od pogody źródeł odnawialnych[62].

Na poziomie federacyjnym sprawdził się jeden wspólny wzorzec umowy między FSP a OSD, zatwierdzony w 2020 r. przez trzech regulatorów regionalnych[63], oraz rozwijany od 2018 r. scentralizowany model rozliczania niezależnej agregacji na wyższych poziomach napięcia, mogący stanowić podstawę dalszych rozszerzeń[64].

3.3. Jakie warunki były kluczowe dla sukcesu?

Pierwszym warunkiem jest działający model porównujący koszt elastyczności z kosztem inwestycji sieciowej (*afwegingsmodel*). Regulator flamandzki ocenia, że stosowanie elastyczności zależy wprost od tego porównania. Model ten pozostaje w budowie u Fluviusa, a u Elii jego pierwsza konkretna wersja ma powstać dopiero na potrzeby planu inwestycyjnego na lata 2027-2037. Do tego czasu mechanizm nie ma w pełni racjonalnej podstawy zakupowej[65].

Drugim warunkiem jest domknięcie warstwy rozliczeniowej dla niskiego napięcia: plan federacji operatorów Synergrid zakłada objęcie przyłączy niskiego napięcia scentralizowanym modelem rozliczeń do 2026 r.[66].

Trzecim warunkiem jest infrastruktura sterowania i pomiaru: we Flandrii działa 1 614 instalacji wyposażonych w układy zdalnego sterowania o łącznej mocy 3 515 MVA, a do końca 2022 r. zainstalowano tam 2 mln liczników inteligentnych energii elektrycznej i gazu[67].

Elia wskazuje przy tym dostęp do danych, zarówno z licznika, jak i z urządzeń za licznikiem, określany obecnie jako utrudniony, jako jedną z trzech dźwigni uwolnienia elastyczności konsumenckiej, której wartość systemową szacuje na 2 000 MW uniknięcia potrzeb mocowych do 2034 r.[68].

Warunki negatywne wyznaczają bariery płynności wskazane przez regulatora flamandzkiego: niepewność co do przyszłości produktów, obciążenia administracyjne, konieczne inwestycje informatyczne oraz niejasne zasady wyceny elastyczności[69].

Fluvius formułuje dodatkowo ostrzeżenie: obciążenie nowych, niedojrzałych jeszcze produktów zarządzania ograniczeniami rozbudowanymi mechanizmami korekcyjnymi od początku ich funkcjonowania utrzymałoby wysokie progi wejścia i mogłoby utrudnić uruchomienie rynku[70].

3.4. *Business case* wdrożonego modelu

Ograniczenia w sieci dystrybucyjnej Flandrii mają obecnie charakter wyłącznie incydentalny. Wynikają one z awarii elementów infrastruktury, a nie ze strukturalnego niedoboru zdolności. Jednak postępująca elektryfikacja wymusza wybór między przyspieszaniem inwestycji a elastycznością. Nabywana rynkowo elastyczność ma stanowić alternatywę dla nakładów inwestycyjnych lub rozwiązanie pomostowe do czasu ich realizacji wszędzie tam, gdzie jest od nich tańsza, a ponadto utrzymywać czasy realizacji przyłączeń pod kontrolą i ograniczać liczbę odmów przyłączenia[71].

Zarazem sam Fluvius określa zarządzanie ograniczeniami jako zarządzanie sytuacjami wyjątkowymi: wolumeny aktywacji są z natury niewielkie, ponieważ przy częściej występujących ograniczeniach operator zwykle wybierze inwestycję. Według Fluviusa poza Wielką Brytanią w Europie praktycznie nie występuje płynność na produktach zarządzania ograniczeniami nabywanych przez OSD[72].

Belgia nie zbudowała przy tym odpowiednika GOPACS: wspólny wysiłek federacyjny operatorów koncentruje się na warstwie rozliczeniowej (modelu przekazania energii dla niezależnej agregacji), a nie na wspólnej platformie zakupowej[73].

Asymetria regionalna jest przy tym specyfiką belgijskiego

[60] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 76, 134.
[61] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 54–57.
[62] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 128.
[63] CWaPE, Synergrid, *Contrat entre le GRD et le FSP dans le cadre de la livraison de services de flexibilité par l'utilisation de la flexibilité d'utilisateurs du réseau de distribution*, wersja 15 z 8 maja 2024 r., załącznik 4 do decyzji CWaPE nr 0939, s. 2 (preambuła, pkt 9).
[64] Synergrid, *Design note – Transfer of Energy (Consultation Report)*, styczeń 2025 r., s. 16–17, 24–26.
[65] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 91, 133–134.
[66] Synergrid, *Design note – Transfer of Energy (Consultation Report)*, styczeń 2025 r., s. 5–6.
[67] Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG), *Rapport met betrekking tot de kwaliteit van de dienstverlening en de aansprakelijkheid van de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in het Vlaamse Gewest in 2023*, RAPP-2024-19, 8 października 2024 r., s. 73; Synergrid, *Voice of the Networks – Synergrid 2022*, 2023 r.
[68] Elia Group, *The Power of Flex. Enabling consumers to benefit from the energy transition*, listopad 2023 r., s. 8–9, 14, 25–27, 68 (paginacja dokumentu, 118 stron).
[69] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 79, 137.
[70] Fluvius System Operator, *Conceptnota. Marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie*, wersja 3.1, marzec 2025 r., s. 45–46.
[71] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 133; Fluvius System Operator, *Conceptnota. Marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie*, wersja 3.1, marzec 2025 r., s. 12.
[72] Fluvius System Operator, *Conceptnota. Marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie*, wersja 3.1, marzec 2025 r., s. 44–45.
[73] Synergrid, *Design note – Transfer of Energy (Consultation Report)*, styczeń 2025 r., s. 24–26.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 16 15/09/2026 12:06

modelu: w Walonii zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej są kierowane do usług federalnych Elii na podstawie kontraktu FSP-GRD, którego katalog nie zawiera ani jednego produktu zarządzania ograniczeniami nabywanego przez OSD, natomiast Bruksela świadomie odroczyła wybór mechanizmu do czasu przeprowadzenia badań i pilotaży[74].

Zasadność wymiarowania całego przedsięwzięcia osłabia natomiast spór o ocenę potrzeb: przemysłowi odbiorcy energii systematycznie zarzucają, że prognozy popytu, z których wywodzi się zapotrzebowanie na moce i elastyczność, są „strukturalnie przeszacowane"[75].

4. Zestawienie

Tabela nr 1: Zestawienie doświadczeń

model	a) Decyzje trafne	b) Decyzje błędne	c) Warunki sukcesu	d) Business case
UK: DFS	– iteracyjne wdrażanie (bez pilotażu), – niski próg wejścia	– oderwanie cen od rynku (zbyt wysokie), – wadliwa metoda baseline, – brak wymiaru lokalizacyjnego	– powszechne inteligentne opomiarowanie, – szybkie decyzje regulatora, – możliwość łączenia przychodów z różnych rynków	– reakcja na kryzys (po ataku na Ukrainę), – unikanie środków nadzwyczajnych (odłączeń)
UK: UKPN	– znaczne obniżenie progów wejścia (od 10 kW), – transparentność aukcji, – ujednolicone prekwalifikacje	– złożone metodyki baseline, – brak mechanizmów sankcyjnych za brak aktywacji usług, – brak korekt finansowych dla BRP	– ewolucyjny horyzont wdrożenia (dekada), – zasada pierwszeństwa elastyczności, – mechanizm zachęt TOTEX (50% oszczędności dla OSD)	– optymalizacja alokacji kapitału (CAPEX), – unikanie rozbudowy sieci, – limit cen elastyczności oparty na NPV odroczonej infrastruktury
Holandia: GOPACS	– integracja z płynnością giełdową (intraday), – współdzielenie platformy przez OSP i OSD, – przesunięcie aktywacji przed gate closure	– błędna definicja mocy sterowalnej (wymóg interfejsów IT), – brak sankcji za brak aktywności, – impas cenowy (brak regulacji wynagrodzeń)	– aktywna rola regulatora (ACM), – współdzielenie platformy przez OSP i OSD wymuszające koordynację, – dostępność danych sieciowych	– reakcja na kryzys (zatory w sieci), – unikanie kosztownej rozbudowy sieci, – rynkowe zarządzanie niedoborem przepustowości
Belgia: Flandria	– stopniowy rozwój (testy rynkowe), – wykorzystanie gotowej platformy (NODES), – scentralizowany model rozliczeń	– projektowanie pod duże jednostki, – brak modeli rozliczeń dla niskiego napięcia, – asymetria zabezpieczeń (tylko dla generacji)	– afwegingsmodel (porównanie kosztu elastyczności z inwestycją), – infrastruktura sterowania i liczniki inteligentne	– alternatywa dla nakładów inwestycyjnych w sytuacjach incydentalnych ograniczeń, – pomost do czasu realizacji inwestycji

5. Konkluzje (wnioski przekrojowe)

5.1. O kształcie każdego z mechanizmów rozstrzygnęła jego geneza systemowa

Żaden z trzech analizowanych modeli nie powstał w wyniku planowego projektowania rynku. Brytyjski DFS zbudowano w ciągu jednej zimy pod presją ryzyka odłączeń odbiorców po skoku cen gazu[76], holenderski pakiet regulacyjny wymusiło fizyczne zamknięcie sieci dwóch prowincji dla nowych przyłączeń[77], natomiast Flandria, w której ograniczenia sieciowe mają dotąd charakter incydentalny, buduje mechanizm zapobiegawczo i dlatego najwolniej[78]. We wszystkich trzech krajach elastyczność jest przy tym otwarcie traktowana jako rozwiązanie pomostowe lub uzupełnienie rozbudowy sieci, a nie jako jej zamiennik[79].

5.2. Wszystkie trzy jurysdykcje projektują iteracyjnie, czego warunkiem jest sprawny regulator

Mechanizmy są rozwijane na działającym rynku, a błędy koryguje się po ich ujawnieniu: sezonowe przebudowy DFS są zatwierdzane krótkimi decyzjami Ofgem[80], w Holandii ACM cyklicznie ewaluuje przepisy i koryguje kodeks sieciowy[81], a we Flandrii rozwój odbywa się przez testy rynkowe pod nadzorem regulatora korzystającego z prawa odmowy zatwierdzenia specyfikacji[82]. Wspólnym kosztem tej metody jest uruchamianie rynków przed zbudowaniem zaplecza pomiarowego, rozliczeniowego i informacyjnego[83].

[74] CWaPE, Synergrid, *Contrat entre le GRD et le FSP dans le cadre de la livraison de services de flexibilité par l'utilisation de la flexibilité d'utilisateurs du réseau de distribution*, wersja 15 z 8 maja 2024 r., załącznik 4 do decyzji CWaPE nr 0939; VITO/EnergyVille (na zlecenie Brugel), *Analyse van het wettelijk, reglementair en regulerend kader van de flexibiliteitsmarkt. Final Report*, sierpień 2021 r. (publikacja Brugel: 2022 r.), s. 10.

[75] Febeliec, *Febeliec answer to the Elia consultation on the methodology and input data for the adequacy and flexibility study 2025*, 6 grudnia 2024 r., s. 1.

[76] National Grid ESO, *Demand Flexibility Service. Winter 2022/23 review*, sierpień 2023 r., s. 5–6; National Grid ESO, *Demand Flexibility Service Winter 2023–2024. End of Year Report*, czerwiec 2024 r., s. 29.

[77] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) i in., *Landelijk Actieprogramma Netcongestie*, 21 grudnia 2022 r., s. 7.

[78] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 133.

[79] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) i in., *Landelijk Actieprogramma Netcongestie*, 21 grudnia 2022 r., s. 3–4; Fluvius System Operator, *Conceptnota. Marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie*, wersja 3.1, marzec 2025 r., s. 12; Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), Ofgem, NESO, *Clean Flexibility Roadmap*, lipiec 2025 r., s. 7, 64.

[80] Ofgem, *Decision on the Demand Flexibility Service in relation to an update to the Terms and Conditions related to balancing*, 21 listopada 2024 r.

[81] Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Evaluatie congestiemanagement. Voortgang van de implementatie van congestiemanagement in elektriciteitsnetwerken en belangrijkste aandachtspunten*, ACM/UIT/604592, 25 września 2023 r.; Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 18 april 2024, kenmerk ACM/UIT/618381, tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende regels rondom transportschaarste en congestiemanagement*, Stcrt. 2024-12275.

[82] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 72–74.

[83] Netbeheer Nederland, *Onderzoeksroadmap flexibiliteit*, wersja 2.0, marzec 2024 r., s. 19; VITO/EnergyVille (na zlecenie Brugel), *Analyse van het wettelijk, reglementair en regulerend kader van de flexibiliteitsmarkt. Final Report*, sierpień 2021 r. (publikacja Brugel: 2022 r.), s. 81–82; NESO (oprac. ERM oraz Centre for Sustainable Energy), *The Demand Flexibility Service. Smart Meter Data Evaluation. Winter*

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 17 15/09/2026 12:06

5.3. Pomiar wykonania usługi jest najsłabszym ogniwem masowej elastyczności

Brytyjski profil bazowy zawyżał rozliczane wolumeny o około 13% i wynagradzał przesunięcie poboru w czasie zamiast jego redukcji[84]. W Holandii rozliczenia opierają się na prognozach przygotowywanych przez samych użytkowników, a metodyka profili bazowych długo pozostawała otwartym zagadnieniem badawczym[85]. W Belgii profil bazowy dla sieci niskiego napięcia w ogóle nie istniał[86]. Wiarygodne rozliczenie, na które składają się: licznik inteligentny, rejestracja zużycia w określonych przedziałach (np. półgodzinnych), oraz profil bazowy odporny na manipulacje, jest zatem twardym warunkiem wstępnym funkcjonowania mechanizmu.

5.4. Niezależna agregacja istnieje w znacznej mierze jedynie formalnie

Nierozwiązany konflikt na styku między agregatorem, podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie i dostawcą energii blokuje wejście niezależnych podmiotów we wszystkich trzech krajach: w Holandii aktywni są niemal wyłącznie agregatorzy posiadający już status podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie[87], w Belgii brakuje modeli rozliczeń dla punktów przyłączonych do sieci niskiego napięcia[88], a w Wielkiej Brytanii barierą był dostęp agregatorów do danych z licznika granicznego[89].

5.5. Nabywcy konkurują o te same zasoby, dlatego koordynację między OSP a OSD należy wbudować w mechanizm od początku

Przebieg zdarzeń w modelu brytyjskim to ostrzeżenie, że ogólnokrajowy produkt OSP może odebrać dostawców lokalnym przetargom DNO, a reguły ochronne – łączenie przychodów (2024 r.) i zaproponowane pierwszeństwo DNO (2026 r.) – dobudowano dopiero później[90]. Holandia uniknęła tego problemu dzięki wbudowaniu koordynacji w strukturę właścicielską platformy współdzielonej przez siedmiu operatorów[91], natomiast w Belgii zasoby z sieci dystrybucyjnej trafiają głównie do usług federalnych OSP, ponieważ produkty lokalne dopiero powstają[92].

5.6. Rzeczywista skala rynków zarządzania ograniczeniami prowadzonych przez OSD pozostaje niewielka – po części z samej natury tych mechanizmów

Rejestracja i prekwalifikacja obejmują zakresy zasobów o rzędy wielkości większe od rzeczywistej płynności rynków: we Flandrii 351 MW mocy prekwalifikowanej wobec 18,8 MWh dostaw[93], a w Wielkiej Brytanii 8,9 GW kontraktów DNO przy 75-procentowej koncentracji u jednego operatora i nierozstrzygniętych przetargach w słabszych regionach[94]. Zarządzanie ograniczeniami jest zarządzaniem sytuacjami wyjątkowymi, a przy często występujących ograniczeniach operator zwykle wybiera inwestycję sieciową[95]. Dlatego oceny tych mechanizmów nie należy sprowadzać do samych wolumenów: ich wartość systemowa polega na odblokowanych przyłączeniach i odroczonych nakładach inwestycyjnych[96].

6. Suplement: przekrojowe wnioski dla Unii Europejskiej

Na koniec warto krótko poruszyć zagadnienia opisane w pkt 1-6 w odniesieniu do ram regulacyjnych Unii Europejskiej jako całości.

6.1. Jakie decyzje projektowe okazały się błędne?

Ramy regulacyjne na poziomie UE dają na tym etapie państwom członkowskim dość dużą swobodę w przyjmowaniu szczegółowych rozwiązań; trudno stwierdzić, które konkretnie okazały się błędne. Z pewnością błędną decyzją było sformułowanie upoważnienia legislacyjnego dla Komisji, które ma się stać podstawą prawną NC DR, jako odnoszącego się wyłącznie do strony popytowej. Z merytorycznego punktu widzenia nie ma to sensu, a jednocześnie tworzy ryzyko skutecznego zaskarżenia – jako wykraczającego poza upoważnienie legislacyjne – przyszłego kodeksu NC DR, który według obecnego projektu ma dotyczyć także zasobów wytwórczych i magazynów.

2022/23, 6 listopada 2025 r.

[84] M. Jacob, R. Jenkinson, D. Lopez Garcia, R.D. Metcalfe, A.R. Schein, C.R. Simpson, L. Yu (Centre for Net Zero), *The Impact of Demand Response on Energy Consumption and Economic Welfare*, manuskrypt w wersji zrewidowanej z 25 marca 2024 r. (autorzy deklarują udział finansowy w Octopus Energy Group), s. 5–6; NESO (oprac. ERM oraz Centre for Sustainable Energy), *The Demand Flexibility Service. Smart Meter Data Evaluation. Winter 2022/23*, 6 listopada 2025 r., s. 6.

[85] Stichting GOPACS, *GOPACS Productvoorwaarden*, wersja 3.0, 2 października 2024 r.; Netbeheer Nederland, *Onderzoeksroadmap flexibiliteit*, wersja 2.0, marzec 2024 r., s. 19.

[86] VITO/EnergyVille (na zlecenie Brugel), *Analyse van het wettelijk, reglementair en regulerend kader van de flexibiliteitsmarkt. Final Report*, sierpień 2021 r. (publikacja Brugel: 2022 r.), s. 81–82.

[87] Autoriteit Consument en Markt (ACM), *Evaluatie congestiemanagement. Voortgang van de implementatie van congestiemanagement in elektriciteitsnetwerken en belangrijkste aandachtspunten*, ACM/UIT/604592, 25 września 2023 r., s. 20.

[88] Synergrid, *Design note – Transfer of Energy (Consultation Report)*, styczeń 2025 r., s. 5.

[89] National Grid ESO, *Demand Flexibility Service Winter 2023–2024. End of Year Report*, czerwiec 2024 r., s. 8–9, 33.

[90] Electricity North West, *Unlocking Flexibility: Streamlined procurement for a reliable network* (Distribution Flexibility Services Procurement Report 2024; raport licencyjny SLC31E), kwiecień 2024 r., s. 6; NESO, *Demand Flexibility Service Submission Document. Proposed changes to the Demand Flexibility Service Terms and Conditions*, 30 stycznia 2026 r.

[91] Stichting GOPACS, *GOPACS Productvoorwaarden*, wersja 3.0, 2 października 2024 r.

[92] CWaPE, Synergrid, *Contrat entre le GRD et le FSP dans le cadre de la livraison de services de flexibilité par l'utilisation de la flexibilité d'utilisateurs du réseau de distribution*, wersja 15 z 8 maja 2024 r., załącznik 4 do decyzji CWaPE nr 0939; Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r.

[93] Vlaamse Nutsregulator (VNR; do końca 2024 r. VREG), *Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten. Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025*, RAPP-2025-25, 5 grudnia 2025 r., s. 126, 134.

[94] Energy Networks Association, *ENA Flexibility Figures – June 2025*, zbiór danych programu Open Networks oparty na raportach licencyjnych C31E sześciu grup DNO, 26 czerwca 2025 r.; Electricity North West, *Unlocking Flexibility: Streamlined procurement for a reliable network* (Distribution Flexibility Services Procurement Report 2024; raport licencyjny SLC31E), kwiecień 2024 r., s. 6.

[95] Fluvius System Operator, *Conceptnota. Marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie*, wersja 3.1, marzec 2025 r., s. 44–45.

[96] T. Dubbeling, S.H. Tindemans, *Congestion management in the day-ahead timeframe: lessons from The Netherlands*, w: Proceedings of the 21st International Conference on the European Energy Market (EEM 2025), IEEE, 2025, s. 5; Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), Ofgem, NESO, *Clean Flexibility Roadmap*, lipiec 2025 r., s. 61.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 18 15/09/2026 12:06

Co do konkretnych problemów z wdrożeniem, jakie identyfikuje się w krajach członkowskich, we wszystkich dostępnych opracowaniach na pierwszy plan wychodzi potrzeba zmiany regulacji ekonomicznej (taryfowej) OSD na taką, która promowałaby wykorzystanie elastyczności, a nie budowanie sieci – czyli wyeliminowanie tzw. CAPEX bias.

6.2. Jakie decyzje przyniosły oczekiwany efekt?

Od nadejścia terminu transpozycji dyrektywy 2019/944 upłynęło 6,5 roku. W wielu krajach UE udało się przez ten czas wdrożyć mniej lub bardziej zaawansowane rynki elastyczności.

Decyzja prawodawcy unijnego, aby najpierw zobowiązać państwa członkowskie do wdrożenia rozwiązań krajowych, a następnie poddać te rozwiązania harmonizacji w ramach kodeksu NC DR, może być uznana za kontrowersyjną. Jednak wydaje się, że było to dobre rozwiązanie, ponieważ na etapie opracowania koncepcji zharmonizowanych ram wszyscy zaangażowani interesariusze – Komisja, ACER, ENTSO-E i EU DSO Entity – dysponowali już pewnym bagażem doświadczeń i wniosków, co prawdopodobnie pozwoli uniknąć wprowadzenia rozwiązań niedających się wdrożyć.

6.3. Jakie warunki były kluczowe dla sukcesu?

Na razie trudno jeszcze mówić o sukcesie na poziomie UE jako takiej. Niemniej kluczowy dla sukcesu wdrożeń w poszczególnych krajach będzie stopień, w jakim uda się pokonać zidentyfikowane bariery.

6.4. *Business case* wdrożonego modelu

Przyjęta w UE koncepcja rynku elastyczności jest konsekwencją współwystępowania:

- paradygmatu rynkowego – UE wywodzi się z idei jednolitego rynku, a zatem podstawowym i preferowanym sposobem rozwiązywania problemów koordynacji w politykach publicznych jest mechanizm rynkowy;
- polityki energetyczno-klimatycznej UE, która od początku za jeden z celów (a nie jedynie środków w procesie dekarbonizacji) obrała sobie wzrost wykorzystania energii z OZE, co przełożyło się na zmianę charakterystyki funkcjonowania systemów elektroenergetycznych.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 19 15/09/2026 12:06

Sekcja 2

Mapa interesariuszy rynku elastyczności

W niniejszej sekcji prezentujemy interesariuszy rynku elastyczności celem zobrazowania układu sił i wpływu na polskim rynku oraz wpływu instytucji unijnych. Tabela nr 2 zawiera wykaz kluczowych podmiotów, ich role oraz wpływ na rynek elastyczności.

Tabela nr 2: wykaz kluczowych podmiotów, ich role oraz wpływ na rynek elastyczności

Podmiot	Rola obecnie	Rola potencjalnie	Specyfika wpływu na rynek elastyczności
PSE (OSP, OIRE)	OSP – w polskim modelu systemu elektroenergetycznego (zintegrowany proces grafikowania, *a.k.a. central dispatch*) najważniejszy podmiot w funkcjonowaniu systemu. *Explicite* narzędzie polityki państwa, o silnym autorytecie w administracji publicznej. OIRE – operator *central data hub*. Opracowuje analizę potrzeb w zakresie elastyczności zgodnie z art. 19e rozporządzenia 2019/943.	Operator korzystający z usług elastyczności świadczonych na rzecz OSD także do usuwania ograniczeń na styku sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Jako *monopson* na rynku bilansującym – konkurent OSD o zasoby rozproszone: w przewidywalnej przyszłości brak możliwości świadczenia jednocześnie usługi bilansującej i elastyczności. Jako OIRE – potencjalny przyszły operator systemu informacyjnego elastyczności (FIS), jeśli Polska wybierze model jednolitego rejestru.	M.in. ze względu na model centralnego dysponowania (zintegrowany proces grafikowania) wszelkie formy elastyczności mieszczą się w zainteresowaniu OSP. Jako OIRE oraz operator innych systemów rynkowych (WIRE, SOWE) PSE ma największą praktykę w zarządzaniu platformami współpracy z użytkownikami systemu. Projekt NC DR jest dość korzystny dla kontynuacji stosowania modelu *central dispatch*, m.in. zawiera kluczowe wyjątki dla zintegrowanego procesu grafikowania: obowiązek prekwalifikacji produktowej oraz tzw. dezagregacji zasobów.
Enea Operator	Zob. sekcję 3 – OSD, który jako pierwszy wprowadził usługi elastyczności w swojej sieci.	*Zob. PTPiREE.*	Pierwszy OSD, który wdrożył usługę elastyczności w dotychczasowych ramach prawnych – IDC (interwencyjna dostawa mocy czynnej). Znacząca moc zainstalowana farm wiatrowych – duże zapotrzebowanie na usługi. Rzucił wyzwanie PSE, określając w swoim projekcie IRiESD własne zasady pozyskiwania usług elastyczności, odmienne od koncepcji PSE z września 2024 r. *Zob. uwagi dot. PTPiREE.*
Energa-Operator	Zob. sekcję 3 – OSD z rozbudowanym zakresem zakupu usług elastyczności.	*Zob. PTPiREE.*	Organizuje przetargi na usługi elastyczności. Również znacząca moc zainstalowana farm wiatrowych – duże zapotrzebowanie na usługi. *Zob. uwagi dot. PTPiREE.*
PGE Dystrybucja	Zob. sekcję 3 – obecnie najmniej zaawansowany OSD w dziedzinie usług elastyczności, ale z najbardziej rozbudowanymi taryfami strefowymi.	*Zob. PTPiREE.* Prawdopodobnie będzie wdrażać usługi elastyczności dopiero w nowym modelu wynikającym z rozp. systemowego.	Obecnie najmniej zaawansowany w rozwoju usług elastyczności; konieczna jest także pilna aktualizacja IRiESD, która jest nieaktualna w kilku innych aspektach. Prawdopodobnie będzie wdrażać usługi elastyczności od razu w nowym modelu, tj. po wejściu w życie rozporządzenia systemowego. *Zob. uwagi dot. PTPiREE.*
Tauron Dystrybucja	Zob. sekcję 3 – drugi z OSD z rozbudowanym zakresem zakupu usług elastyczności.	*Zob. PTPiREE.*	Najbardziej rozwinięty interfejs do oferowania usług elastyczności. *Zob. uwagi dot. PTPiREE.*

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 20 15/09/2026 12:06

Podmiot	Rola obecnie	Rola potencjalnie	Specyfika wpływu na rynek elastyczności
PTPiREE (Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej)	Forum koordynacji działań OSD związanych ze zmianą modelu zarządzania systemem – m.in. wymuszenia dostosowania urządzeń do możliwości transmisji danych i zdalnego sterowania. Reprezentuje zbiorczo interes 6 największych OSD (5 tzw. OSDp + PGE Energetyka Kolejowa). Dawniej członkiem PTPiREE były także PSE.	Forum koordynacji działań OSD związanych z wdrażaniem NC DR. W przypadku zmiany prawa prowadzącej do ustanowienia np. formalnego samorządu OSD (zależnie od sposobu wdrożenia art. 4 NC DR) – prawdopodobnie zalążek nowej instytucji.	Współautor i promotor projektu rozporządzenia systemowego z 22 maja 2026 r. Kładzie nacisk na problemy: – planów pracy z SO GL i braku wglądu w generację rozproszoną w czasie rzeczywistym oraz brak możliwości sterowania (np. przepis uprawniający OSD do wyłączania mikroinstalacji o mocy > 10 kW mocy zainstalowanej – martwy, OSD nie mają zdalnego dostępu); – braku regulacji wymagających dostosowania MWE typu A oraz magazynów energii do współpracy z systemem w czasie rzeczywistym (telemetria, zdalne sterowanie).
OSDNEE (Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów niezależnych Energii Elektrycznej)	Reprezentacja instytucjonalna (zwł. w procesie legislacyjnym) części środowiska OSDn, głównie innych niż OSD przemysłowi. Członkami zwyczajnymi stowarzyszenia są osoby fizyczne – kadra kierownicza; osoby prawne mogą być członkami wspierającymi (inne rozwiązanie niż w PTPiREE).	Forum koordynacji działań związanych z wdrażaniem NC DR przez część OSDn, zapewne głównie podmioty dysponujące małymi systemami odbiorczymi (np. centra handlowe).	Potencjalnie jedna ze stron sporu o implementację procesu „*all system operators*" z NC DR – zgodnie z projektem wszyscy OSD powinni być w jakiś sposób uwzględnieni. Zorganizowanie transparentnego, a jednocześnie sprawnego procesu dla prawie 200 podmiotów będzie dużym wyzwaniem. W praktyce większość systemów OSDn nie będzie się nadawać do wdrożenia lokalnych rynków ze względu na zbyt mało przyłączonych użytkowników systemu. OSDn zapewne będą w znacznej mierze występować o różne derogacje, względnie będą pośredniczyć w świadczeniu usług na rzecz OSDp. Trzeba także odnotować, że obecnie instytucja operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego (OZSD) jest błędnie transponowana w prawie polskim i nie umożliwia pełnienia roli na rynku elastyczności, którą przewiduje prawo UE, czyli zasadniczo jednolitego dostawcy usług dla innych OSD.
Towarowa Giełda Energii	Jeden z trzech nominowanych operatorów rynku energii elektrycznej (NEMO) działających w Polsce, z największym wolumenem obrotu. Podmiot realizujący liczne obowiązki z ustaw szczególnych związane z systemami wsparcia (OZE, kogeneracja), zwł. publikujący ceny mające znaczenie w tych systemach.	Nowe zadania związane m.in. z obsługą systemu świadectw pochodzenia (przejęcie zadań od URE).	Konkuruje z NordPool i EPEX Spot na hurtowym rynku polskim. Obecnie jednak TGE obsługuje największy wolumen handlu. TGE planuje stworzenie wspólnej platformy usług elastyczności. W styczniu br. podpisała porozumienie o współpracy w tym celu z PSE i Tauron Dystrybucja, a w lipcu – z Eneą Operator, Energą-Operator oraz PGE Dystrybucja. Ogólny charakter dostępnych informacji nie pozwala precyzyjnie określić na tym etapie, na czym dokładnie będzie polegać rola giełdy. Inicjatywa pokazuje jednak, że kluczowi interesariusze ciążą w kierunku modelu, w którym proces składania i aktywowania ofert na usługi elastyczności oraz rozliczania tych usług odbywa się przez jedno narzędzie, niezależnie od tego, że usługi te będą służyć rozwiązywaniu ograniczeń w różnych miejscach systemu.
agregatorzy	Deklaratywnie mają możliwość działać na wszystkich rynkach energii elektrycznej; w praktyce – niezależna agregacja występuje na rynku mocy oraz może występować na rynku usług bilansujących (poprzez mechanizm korekty niezbilansowania). Nie ma regulacji wymuszających od dostawców i POB umożliwienie wydzielenia określonych wolumenów energii elektrycznej pobranych lub wprowadzonych poza umową sprzedaży energii.	Zgodnie z wiodącą narracją, agregatorzy powinni być fundamentem rynku usług elastyczności, zwłaszcza od użytkowników na niskim napięciu – w praktyce z powodów opisanych w kolumnie „Rola obecnie" wydaje się, że tę funkcję będą pełnić raczej sprzedawcy energii elektrycznej. Sytuacja mogłaby także ulec zmianie, jeśli nowe regulacje realnie umożliwią co najmniej wykorzystanie DMD obok liczników w punktach poboru energii.	Teoretycznie kluczowi adresaci regulacji jako podmioty w praktyce niezbędne do aktywizacji zasobów rozproszonych, a zatem jako przyszli dostawcy usług (SPs). W praktyce agregatorzy niezależni (tj. od sprzedawców i POB) mają obecnie mały wpływ na ramy regulacyjne i ograniczone pole działania – postulaty regulacyjne dotyczące realnego umożliwienia działania niezależnie od sprzedawcy, a także zagwarantowania możliwości używania DMD, nie zostały dotąd uwzględnione.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 21 15/09/2026 12:06

Podmiot	Rola obecnie	Rola potencjalnie	Specyfika wpływu na rynek elastyczności
sprzedawcy energii (spółki obrotu)	Oferenci istniejących mechanizmów elastyczności, zwł. taryf dynamicznych (obowiązkowo oferowanych w przypadku sprzedawców >200k odbiorców).	W praktyce – ze względu na ramy regulacyjne dot. niezależnej agregacji (zob. wyżej) – potencjalni dostawcy usług elastyczności.	Potencjalni dostawcy usług (SPs) korzystający z efektu skali. Najwięksi sprzedawcy występują w zintegrowanych grupach, w których występują także POB, i można się spodziewać opozycji wobec wszelkich rozwiązań uniezależniających użytkowników systemu od POB, lub narażających POB na koszty.
odbiorcy przemysłowi (energochłonni)	Najwięksi odbiorcy energii elektrycznej przyłączeni na NN, WN, ale częściowo także SN. Istotna grupa dostawców DSR (ze względu na wolumeny poboru i częściowo elastyczny popyt). Częściowo korzystają z ulg w opłatach finansujących transformację systemu (obowiązek umorzenia zielonych certyfikatów, opłaty OZE i opłaty kogeneracyjnej).	Dostawcy usług elastyczności (lub właściciele zasobów elastyczności). W przypadku przemysłowych OSD – także teoretycznie nabywcy usług, praktycznie jednak raczej kandydaci do derogacji od obowiązku zakupu, której udziela Prezes URE. Potencjalni aktorzy w procesie prekwalifikacji zasobów przyłączonych do sieci OSDn.	Obecnie kluczowy segment aktywnych odbiorców (DSR). Potencjalnie zainteresowani rozwojem rynku elastyczności, ale w sposób uwzględniający ograniczenia techniczne konkretnych procesów technologicznych – wiele z nich nie pozwala na elastyczny pobór energii. Dla tej grupy najważniejsze są jednak *realne* koszty systemowe przenoszone w taryfach – przychody z usług dla OSE są mniej lub bardziej hipotetyczne. Odbiorcy z tej grupy są sceptyczni wobec wszelkich rozwiązań regulacyjnych, które wiążą się ze zwiększeniem obciążeń regulacyjnych i taryfowych, nawet jeśli hipotetycznie mogą z nich uzyskiwać korzyści.
odbiorcy C&I z segmentu MŚP	Odbiorcy w tzw. grupach taryfowych B i C, którzy płacą najwyższe stawki opłat sieciowych oraz ponoszą większość ciężaru opłat w systemach wsparcia – nie mają możliwości uzyskania ulg.	Dostawcy usług elastyczności (lub właściciele zasobów elastyczności).	Drugi segment dostawców usług DSR. Grupa płacąca najwyższe jednostkowe ceny za energię elektryczną (taryfa C). Potencjanie zainteresowani rozwojem rynku elastyczności. Sektor C&I co do zasady stanowczo oponuje wobec jakiegokolwiek zwiększenia obciążeń taryfowych w związku z koniecznością wdrożenia rynku elastyczności (np. inwestycji w infrastrukturę IT).
prosumenci	Głównie 13 GW instalacji PV przyłączonych do sieci nN, z których część działa niezgodnie z parametrami określonymi w zgłoszeniach o przyłączeniu. W ramach istniejących systemów wsparcia – zasadniczo źródło mało przewidywalnej i sztywnej cenowo podaży energii, zwł. w systemie *net metering*.	Teoretycznie – duża i ważna grupa właścicieli zasobów elastyczności.	Duża grupa obywateli, najmniej dotknięta kosztami systemowymi dostaw energii elektrycznej. Debata publiczna wokół projektu rozporządzenia systemowego z 22 maja 2026 wskazuje, że reprezentanci środowiska są raczej zainteresowani otrzymaniem i utrzymaniem wsparcia niż dostosowaniem swoich instalacji do świadczenia usług – nie wykazują chęci zaangażowania w sterowanie systemem. Aby prosumenci popierali zmiany regulacyjne, muszą one zawierać ewidentną propozycję wartości. Poziom merytoryczny debaty publicznej niestety tego nie ułatwia.
Prezes URE	Krajowy organ regulacyjny. Podmiot o dużym autorytecie z perspektywy administracji publicznej w kwestiach merytorycznych, aczkolwiek małym w kwestiach budżetowych – permanentnie niedofinansowany, na razie bez perspektyw na realną zmianę podejścia (np. finansowanie z opłat koncesyjnych).	Właściwy organ zatwierdzający propozycje operatorów na gruncie NC DR.	Zatwierdza dokumenty, które będą przesądzać o faktycznej postaci rynku elastyczności (instrukcje sieciowe) oraz w przyszłości rynków lokalnych w rozumieniu NC DR (krajowe T&C). Zatwierdza taryfy OSP i OSD, a więc decyduje o budżecie na zakup usług elastyczności albo jego rozłożeniu w czasie (w przypadku kont regulacyjnych). Główny interesariusz rządu w dyskusjach o regulacji taryfowej, np. będzie miał kluczowy wpływ na decyzję o reformie regulacji kosztowej OSD w kierunku uzasadniającym zakup usług elastyczności w miejsce inwestycji sieciowych. Na forum ACER – członek Board of Regulators, reprezentuje interesariuszy polskiego systemu elektroenergetycznego.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 22 15/09/2026 12:06

Podmiot	Rola obecnie	Rola potencjalnie	Specyfika wpływu na rynek elastyczności
Minister Energii (min. wł. ds. energii)	Zgodnie z właściwością minister odpowiada za wdrożenie dyrektywy 2019/944, czyli również za usługi elastyczności.	Zgodnie z właściwością będzie w praktyce realizować zadania państwa członkowskiego określone w NC DR. Najprawdopodobniej PL zdecyduje się utrzymać domyślną zasadę, że organem zatwierdzającym T&C na gruncie NC DR jest organ regulacyjny – Prezes URE.	Główny projektant rynku elastyczności od strony administracji – jako minister wydający rozporządzenie systemowe i taryfowe oraz odpowiedzialny za opracowanie projektów zmian ustawy – Pr. en. Ministerstwo Energii jest kluczową platformą rozgrywania spornych interesów między różnymi graczami na rynku energii. W procesie komitologii w NC DR – reprezentuje państwo członkowskie w Electricity Cross-Border Committee, czyli we właściwym komitecie. Zaangażowanie ME w ten proces będzie istotne dla uwzględnienia interesów operatorów i użytkowników polskiego systemu elektroenergetycznego.
Minister Cyfryzacji (min. wł. ds. informatyzacji)	Bierze udział – poprzez porozumienie z min. wł. ds. energii – w wydaniu rozporządzeń do ustawy – Pr. en. dotyczących systemu pomiarowego oraz standardów komunikacji LZO z urządzeniami odbiorcy w gosp. domowym.	W obecnym projekcie rozporządzenia kwestie standardów komunikacji pozostawiono do określenia w umowie, ale można się spodziewać stanowiska min. wł. ds. informatyzacji w uzgodnieniach międzyresortowych. Ponadto, na etapie wdrażania NC DR, niewykluczone, że prawodawca przewidzi określoną rolę dla ministra.	Prawdopodobnie będzie zaangażowany w proces utworzenia i wdrożenia FIS lub innych systemów informatycznych, a także proces określania standardów wymiany danych, w zakresie analogicznym do CSIRE.
Minister Klimatu i Środowiska (min. wł. ds. klimatu)	Rozwój i wykorzystanie OZE oraz promocja technologii niskoemisyjnych wchodzą w zakres działu administracji – klimat. Jest upoważniony do określenia w drodze rozporządzenia wymagań technicznych dot. mikroinstalacji – w porozumieniu z min. wł. ds. energii oraz min. wł. ds. gospodarki.	Jeśli nie będzie zmian w ustawie – Pr. en., rola pozostanie zasadniczo niezmieniona.	Jako minister odpowiedzialny za OZE może ingerować w różne zagadnienia związane z wdrażaniem rynku elastyczności, np. jeśli wdrożenie mechanizmów rynkowych miałoby się wiązać ze zwiększeniem obowiązków regulacyjnych prosumentów lub wytwórców OZE.
Interesariusze na poziomie UE			
ACER	Zaplecze merytoryczne KE w dziedzinie regulacji. Teoretycznie – agencja *współpracy* NRA, w praktyce od czasu przyjęcia IV pakietu – coraz bardziej europejski regulator energetyki (proces tzw. *„zanikania C w ACER"*).	Jeśli wystąpią problemy z wdrożeniami krajowymi NC DR – pojawi się presja na kolejną zmianę przepisów w kierunku przenoszenia uprawnień regulacyjnych na poziom ACER.	Autor merytoryczny *Framework Guideline* oraz ostatecznego projektu kodeksu kierowanego do KE; projektant wielu szczegółowych rozwiązań. Będzie zatwierdzać dokumenty wykonujące NC DR o zasięgu pan-UE (opracowania ENTSO-E i EU DSO Entity), a także wydawać opinie na wniosek krajowych regulatorów. Można się spodziewać, że będzie w procesie monitorowania krajowych wdrożeń NC DR zabierać głos w kierunku możliwej harmonizacji albo przynajmniej zbieżności rozwiązań krajowych.
Komisja Europejska	Zgodnie z upoważnieniem legislacyjnym – wydaje kodeksy sieci, w tym NC DR.	W kolejnym pakiecie energetycznym – nowe upoważnienia legislacyjne (trudno wskazać obecnie).	Prawodawca, dysponent procesu – największy wpływ na horyzont czasowy przyjęcia (poprzez wybór priorytetów prac Komisji).
ENTSO-E	Opracowanie projektów kodeksów sieci – w tym NC DR, przy czym wspólnie z EU DSO Entity. Opracowuje, wspólnie z EU DSO Entity, metodę analizy potrzeb w zakresie elastyczności (*flexibility needs assesment*). Monitorowanie wdrażania kodeksów sieci. Rzecznictwo interesów TSOs na etapie procesów legislacyjnych.	Zgodnie z zadaniami nałożonymi w projektowanym NC DR ENTSO-E, obok EU DSO Entity, ma być odpowiedzialne za stopniową harmonizację lokalnych rynków. ENTSO-E jest także punktem nacisku europejskich interesariuszy – jak smartEn.	Współautor projektu kodeksu NC DR, podmiot współzobowiązany do wdrożenia. Sekretariat i zarząd ENTSO-E częściowo moderował stanowiska TSOs w kierunku większej strawności dla KE i ACER. Wysoka aktywność PSE w ENTSO-E oraz URE w *Board of Regulators* ma kluczowe znaczenie dla odzwierciedlenia specyfiki polskiego systemu w NC DR.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 23 15/09/2026 12:06

Podmiot	Rola obecnie	Rola potencjalnie	Specyfika wpływu na rynek elastyczności
EU DSO Entity	Opracowanie wybranych kodeksów sieci. Opracowuje, wspólnie z ENTSO-E, metodę analizy potrzeb w zakresie elastyczności (*flexibility needs assesment*). Monitorowanie wdrażania kodeksów sieci. Rzecznictwo interesów DSOs na etapie procesów legislacyjnych – obok pozostałych organizacji (zob. sposób wpływu).	Generalnie jedną z idei KE w IV pakiecie energetycznym (dyrektywa 2019/944) było uczynienie z DSOs kluczowych partnerów transformacji energetycznej – jako przeciwwagi dla TSOs. Zgodnie z zadaniami nałożonymi w projektowanym NC DR EU DSO Entity ma być, obok ENTSO-E, odpowiedzialne za stopniową harmonizację lokalnych rynków. Podobnie jak ENTSO-E, EU DSO Entity jest punktem nacisku europejskich stowarzyszeń, jak smartEn.	Współautor projektu kodeksu NC DR, podmiot współzobowiązany do wdrożenia. Know-how instytucjonalny (procedury, ład organizacyjny, agenda, styl działania) dopiero tworzyły się w toku pisania projektu NC DR. Większe zróżnicowanie interesów niż w ENTSO-E; wątpliwy unbundling niektórych członków – obecne są interesy nie tylko OSD. OSD są ponadto reprezentowani w kilku organizacjach – także w EDSO (37 dużych OSD) i w Eurelectric. Aktywność polskich OSD w EU DSO Entity ma mniejsze pole oddziaływania niż aktywność PSE w ENTSO-E, niemniej jest zauważalna (obecnie do 24-osobowego zarządu należy przedstawiciel PGE Dystrybucja).

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 24 15/09/2026 12:06

Sekcja 3

Stan rynku elastyczności w Polsce dziś

1. Wprowadzenie – struktura sekcji

W niniejszej sekcji, znając już mapę interesariuszy rynku usług elastyczności w Polsce nakreśloną w Sekcji 2, opisujemy, jak obecnie wygląda rynek, na którym te podmioty działają. Przy tym opis ten nie obejmuje wyłącznie usług elastyczności w ich ścisłym prawnym rozumieniu, lecz także inne usługi, które opierają się na zagospodarowaniu *elastyczności* rozumianej jako zdolność zasobu przyłączonego do sieci elektroenergetycznej do zmiany jego punktu pracy w odpowiedzi na zewnętrzny sygnał.

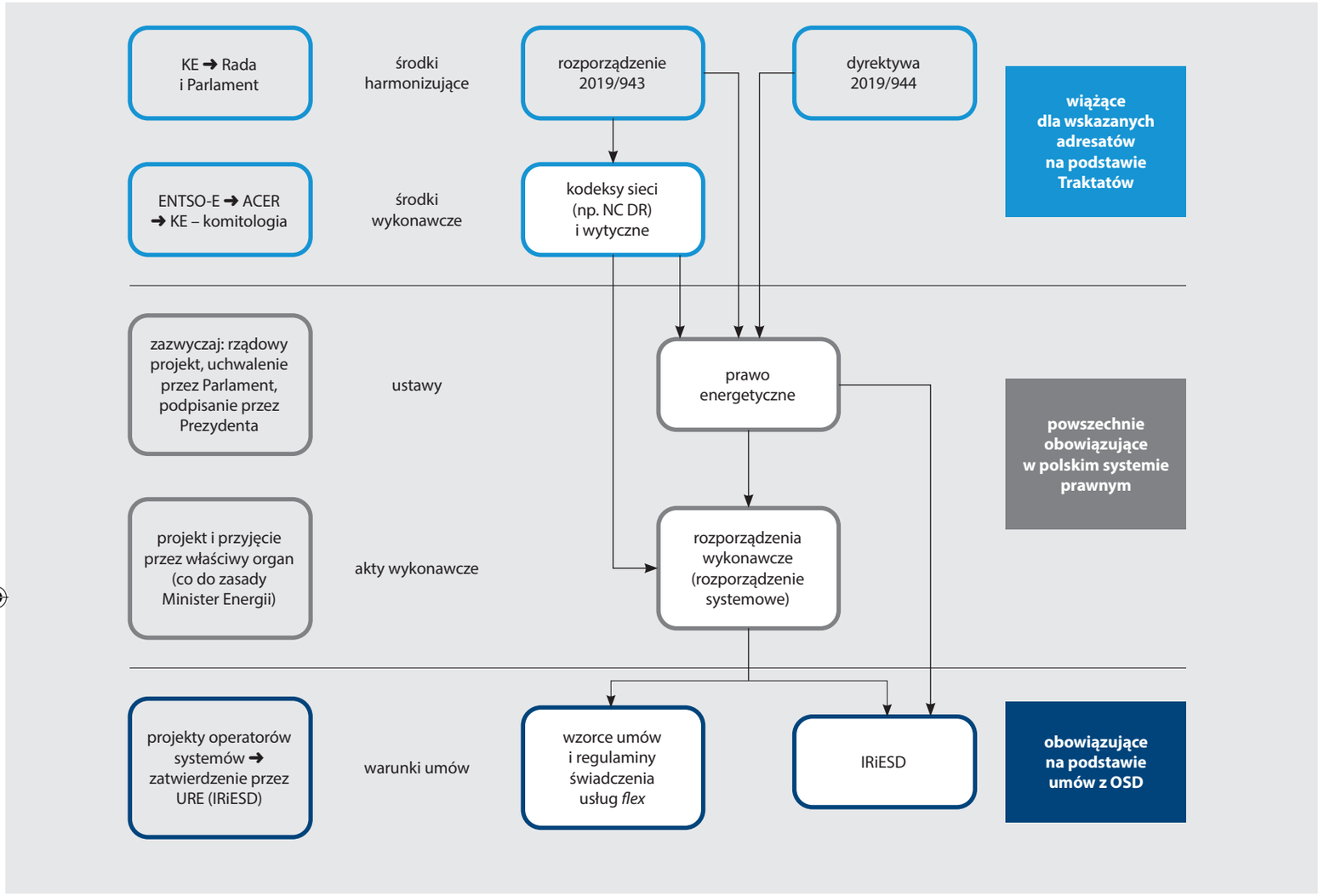
W pkt. 2 opisaliśmy ramy prawne rynku usług elastyczności. Rysunek nr 1 obrazuje, w jaki sposób powstają w Polsce regulacje mające znaczenie dla tworzenia się i funkcjonowania tego rynku. Rysunek nr 2 obrazuje zaś ewolucję unijnych ram regulacyjnych w obszarze usług elastyczności – wyjaśnia, dlaczego równolegle powstają rozwiązania krajowe i trwają prace nad harmonizacją tych rozwiązań. W formie schematu blokowego przedstawiliśmy ten złożony, dwutorowy proces. Dla uproszczenia pominęliśmy kwestie regulacyjne związane z rynkiem usług bilansujących (przepisy w zakresie opracowania Warunków dotyczących bilansowania oraz zmiany w wytycznych EB GL i innych rozporządzeniach związane z opracowaniem NC DR).

Pkt 3 pokazuje umiejscowienie usług elastyczności w szerszym ekosystemie usług, jakie od użytkowników systemów elektroenergetycznych nabywają ich operatorzy. Pkt 4 przedstawia zaś w sposób schematyczny *model* rynku usług elastyczności, tj. jego strukturę podmiotowo-przedmiotową, co w uproszczeniu stanowi odpowiedź na pytanie: *kto oferuje co, komu i jak*. Ponadto w tej części opisaliśmy krótko, jakie decyzje zapadły już w kwestii skoordynowania rynku usług bilansujących z rynkiem usług elastyczności. W pkt. 5-9 przedstawiliśmy zaś, jak różne podmioty i grupy interesariuszy korzystają obecnie z elastyczności występując po stronie nabywcy albo dostawcy usług, a w przypadku jednego podmiotu – giełdy energii – w roli potencjalnego organizatora rynku.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 25 15/09/2026 12:06

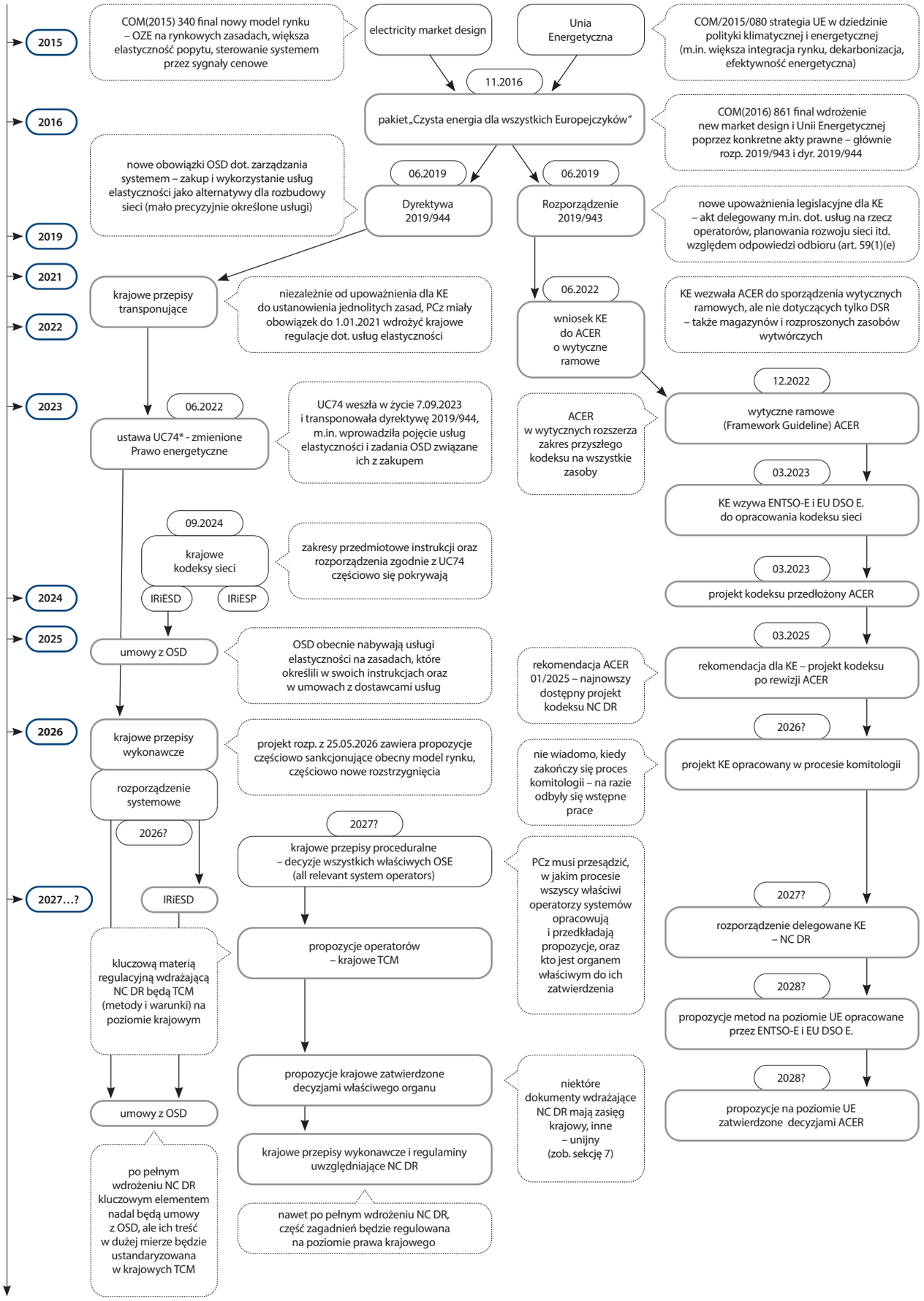
2. Ramy prawne: regulacje rynku elastyczności i pojęcie usług elastyczności

Rysunek nr 1: Jak powstają krajowe regulacje kształtujące rynek elastyczności?



Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 26 15/09/2026 12:06

Rysunek nr 2: Jak ewoluowały unijne ramy regulacyjne rynku elastyczności?



Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 27 15/09/2026 12:06

Zgodnie z art. 3 pkt 11k Prawa energetycznego usługi elastyczności, to „*usługi świadczone na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez agregatora lub przez użytkowników systemu będących odbiorcami aktywnymi, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej, których sieci, instalacje lub urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV, w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV*". Ustawowa definicja precyzuje, że usługami elastyczności są tylko te świadczone na rzecz OSD, a więc usługi świadczone na rzecz OSP nie spełniają ustawowych przesłanek zaliczenia ich do tej kategorii. Usługi elastyczności mogą świadczyć podmioty wymienione w definicji, przyłączone do sieci dystrybucyjnej, jednak z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV. Regulacja ustawowa określa ponadto cel usług elastyczności: zapewnienie bezpieczeństwa i zwiększenie efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzanie ograniczeniami sieciowymi.

Przepis ustawy milczy natomiast w kwestii wynagrodzenia za świadczenia usług elastyczności. Zasadę odpłatności usług elastyczności można jednak wyprowadzić z prawa cywilnego. Usługi elastyczności świadczone są na podstawie umów cywilnoprawnych zawieranych między OSD a dostawcami usług elastyczności. W obrocie cywilnoprawnym, w szczególności profesjonalnym, domniemywa się natomiast ekwiwalentność świadczeń stron, a zatem skoro operator uzyskuje określoną wartość, powinien wypłacić dostawcy wynagrodzenie. W obecnej praktyce występowanie i zakres wynagrodzenia zależą jednak od konkretnej usługi, co opisano poniżej.

Usługi elastyczności będą ponadto przedmiotem regulacji Rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Rozporządzenie systemowe). Zgodnie z przepisami projektu tego rozporządzenia z 22 maja 2026 r. OSD ma pozyskiwać oraz aktywować usługi elastyczności na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych (§ 38 ust. 1 projektu Rozporządzenia systemowego). Świadczenie usług elastyczności ma polegać na zmianie wielkości:

1) poboru mocy czynnej z sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV lub

2) wprowadzania mocy czynnej do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV

   – w stosunku do profilu odniesienia (§ 38 ust. 2 projektu Rozporządzenia systemowego).

Natomiast w § 45 ust. 1 projektu Rozporządzenia systemowego wprost wskazano, że za świadczenie usług elastyczności dostawcy usług elastyczności przysługuje wynagrodzenie. Należy jednak mieć na względzie, że powołane przepisy Rozporządzenia systemowego znajdują się na razie na etapie projektowania i konsultacji i nie weszły jeszcze do porządku prawnego. Niemniej trzeba odnotować, że proponowane przepisy dość istotnie precyzują to, co wynika z przepisów ustawy.

W kontekście powyższych uwag, jeśli rozporządzenie systemowe weszłoby w życie w proponowanym kształcie, część usług wprowadzonych już przez polskich operatorów systemów elektroenergetycznych nie będzie spełniała wymogów usług elastyczności, głównie ze względu na brak wprowadzenia wynagrodzenia dla ich dostawców – np. usługi IDC rozliczane za pomocą zwolnienia dostawcy z określonych opłat (zob. niżej).

3. Miejsce usług elastyczności wśród usług w systemie elektroenergetycznym i innych narzędzi operatorów systemów

3.1. Usługi elastyczności a inne usługi

Wyczerpujące opisanie i wyjaśnienie taksonomii usług świadczonych na rzecz operatorów systemów elektroenergetycznych jest obszernym zadaniem, które wykracza poza ramy niniejszego raportu. Warto jednak wskazać kluczowe kategorie tych usług oraz krótko wyjaśnić, na czym polegają relacje między usługami elastyczności a innymi usługami.

Zgodnie z przepisami prawa oraz IRiESP, OSP pozyskuje od użytkowników systemu:

- usługi bilansujące;
- usługi systemowe niedotyczące częstotliwości (*napięciowe*):
  - usługi regulacji napięcia: ARNE, praca kompensatorowa;
  - usługę odbudowy systemu (tzw. *black start*);
- usługi sieciowe: GWS, korzystanie z usług częstotliwościowych wykorzystywane z przyczyn sieciowych;
- usługi interwencyjne dotyczące częstotliwości: IRP, IZP, korzystanie z usługi GWS z przyczyn bilansowych.

OSD pozyskuje zaś od użytkowników swojego systemu tylko dwie kategorie usług:

- usługi elastyczności;
- usługi systemowe niedotyczące częstotliwości (napięciowe).

Na gruncie obecnych regulacji i procesów w krajowym systemie elektroenergetycznym nie jest możliwe jednoczesne świadczenie kilku usług z wykorzystaniem tego samego zasobu. Pod pewnymi warunkami, opisanymi w pkt 5.1 poniżej, jest jednak możliwe zakwalifikowanie tego samego zasobu do świadczenia usług bilansujących oraz świadczenie z jego wykorzystaniem usług

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 28 15/09/2026 12:06

elastyczności. Wydaje się także, że specyfika usług IRP i IZP, opisana w pkt 4.1 poniżej, pozwala połączyć aktywność w ramach tych usług ze świadczeniem usług elastyczności. Ponadto możliwość świadczenia niektórych usług na rzecz danego operatora jest także ograniczona tym, do sieci o jakim napięciu znamionowym jest przyłączony dany użytkownik.

Szukanie powiązań pomiędzy powyższymi kategoriami usług prowadzi do wniosku, że usługi elastyczności są w gruncie rzeczy nabywanym przez OSD odpowiednikiem usług sieciowych nabywanych przez OSP. Wydaje się, że tak przyjęta klasyfikacja w prawie Unii Europejskiej, a następnie prawie krajowym, jest raczej wynikiem konwencji i w jakimś stopniu przypadku (dynamiki procesu legislacyjnego) niż np. przekonania, że zdolność zmiany tzw. punktu pracy po stronie zasobu w sieci dystrybucyjnej jest elastycznością, a po stronie zasobu w sieci przesyłowej – już nie.

3.2. Usługi elastyczności a redysponowanie (redispatching)

Choć zakres raportu nie obejmuje obszernego i złożonego zagadnienia, jakim jest redysponowanie, trzeba to pojęcie wyjaśnić co najmniej w zarysie oraz wytłumaczyć, jaka relacja łączy je z usługami elastyczności.

Definicja legalna redysponowania znalazła się w rozporządzeniu 2019/943. Art. 2 pkt 26 należy rozumieć w ten sposób, że redysponowanie to środek aktywowany przez jednego lub większą liczbę OSP lub OSD, który polega na zmianie grafików wytwarzania energii elektrycznej, odbioru tej energii, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie elektroenergetycznym i zmniejszyć występujące w nim fizyczne ograniczenia lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu. Przepisy materialne rozporządzenia – art. 13 – przewidują, że redysponowanie co do zasady ma się odbywać na zasadach rynkowych, tzn. zasoby w systemie mają być wybierane do redysponowania po pierwsze spośród dostępnych technologii, a po drugie – w konkurencyjnym procesie. Oczywiście ponieważ redysponowanie jest zasadniczo związane z ograniczeniami, które mają charakter, potencjał konkurencji będzie zwykle niewielki albo zerowy. Z tego względu przepisy – w duchu rynkowego paradygmatu, który opisaliśmy już powyżej – przewidują przesłanki, w których operatorzy mogą korzystać z redysponowania, które nie opiera się na zasadach rynkowych (non-market based redispatching), potocznie redysponowania nierynkowego, które jednak co do zasady podlega wynagrodzeniu (art. 13 ust. 2 oraz ust. 7 rozporządzenia 2019/943). Kluczową różnicą między rynkowym i nierynkowym redysponowaniem jest okoliczność, czy odbywa się ono na podstawie dobrowolnie złożonej oferty użytkownika systemu (lub na podstawie zawartej umowy na świadczenie odrębnej usługi), czy na podstawie polecenia operatora, które ten jest władny wydać na podstawie przepisów prawa oraz umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. W tym sensie wyszczególnione w poprzednim punkcie usługi sieciowe świadczone na rzecz OSP można zakwalifikować jako redysponowanie rynkowe. Podobnie zakres pojęcia usługi elastyczności w ścisłym prawnym rozumieniu opisanym powyżej niewątpliwe zawiera elementy, które należy zrównać znaczeniowo z redysponowaniem rynkowym, a na pewno wtedy, gdy dotyczą mocy czynnej. Można mieć wątpliwości co do poprawności legislacji unijnej w tym względzie, a konkretnie kolizji przepisów rozporządzenia 2019/943 i dyrektywy 2019/944, lecz jest to zagadnienie w dużej mierze teoretyczne – rozstrzygnięcie tych kolizji nie nastręcza większych trudności.

Zagadnieniem praktycznym jest jednak doświadczenie ostatnich kilku lat, tj. od czasu wprowadzenia przepisów art. 9c ust. 7a-7o ustawy – Prawo energetyczne, które pokazało, że nierynkowe redyspowanie – zwłaszcza redukcja wytwarzania z OZE, tzw. *curtailment* – jest zasadą, a rynkowe – wyjątkiem. Oba narzędzia służą jednak zasadniczo temu samemu – zarządzaniu ograniczeniami sieciowymi. Świadczą o tym przepisy projektu rozporządzenia systemowego z 22 maja 2025 r. W § 2 pkt 15 zdefiniowano „jednostronne redysponowanie nierynkowe", tj. taką zmianę wprowadzania lub poboru mocy czynnej, która nie jest skompensowana redysponowaniem w innym kierunku; w § 32 ust. 2 wskazano zaś trzy narzędzia, którymi OSD ma rozwiązywać ograniczenia sieciowe w swoim systemie: środki topologiczne, jednostronne redysponowanie nierynkowe oraz usługi elastyczności.

Z powyższej analizy płynie wniosek, że jednym z celów wprowadzania rynku usług elastyczności jest ograniczenie potrzeby stosowania redysponowania nierynkowego.

4. Usługi świadczone na rzecz Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE) i rynek mocy – doświadczenia dla rynku usług elastyczności

4.1. Usługi Interwencyjnej Redukcji Poboru (IRP) oraz Interwencyjnego Zwiększenia Poboru (IZP)

Interwencyjna Redukcja Poboru (IRP) oraz Interwencyjne Zwiększenie Poboru (IZP) nie stanowią usług elastyczności w ścisłym rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne (w szczególności nie są świadczone na rzecz OSD), można je jednak określić jako produkty elastyczności *sensu largo*. Ich dotychczasowe funkcjonowanie dostarcza doświadczeń oraz sprawdzonych rozwiązań technicznych i rynkowych, które mogą stanowić punkt wyjścia do projektowania i wdrażania lokalnych usług elastyczności dla OSD.

Usługi IRP oraz IZP służą głównie do interwencyjnego równoważenia bilansu mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Funkcjonują niezależnie od rynku bilansującego oraz rynku mocy. Obiekty Redukcji (ORed) wykorzystywane do świadczenia tych usług

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 29 15/09/2026 12:06

pozostają poza strukturą obiektową rynku bilansującego. Zgodnie z instrukcją sieciową OSP – IRiESP – mogą jednak także być wykorzystywane do zarządzania ograniczeniami sieciowymi poza zintegrowanym procesem grafikowania (mechanizmem *central dispatch*).

Podstawowym wymogiem technicznym jest zdolność do świadczenia danej usługi na poziomie minimum 1 MW. Podmioty dysponujące mniejszą mocą nie mogą uczestniczyć w procesie samodzielnie – ich potencjał musi zostać połączony przez podmiot pełniący funkcję agregatora. Świadczenie usług wymaga wcześniejszej certyfikacji technicznej i uzyskania statusu aktywnego Obiektu Redukcji. Są to usługi wyłącznie z płatnością za wykorzystanie – uczestnicy otrzymują wynagrodzenie wyłącznie za faktycznie zrealizowaną redukcję lub zwiększenie poboru energii na polecenie OSP.

Charakterystyka produktów:

- **Interwencyjna Redukcja Poboru (IRP)**
- **Pełna nazwa** – Interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy przez odbiorców.
- **Status prawny** – usługa systemowa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej, realizowana na podstawie dwustronnej umowy z operatorem systemu przesyłowego (OSP). Nie jest to usługa elastyczności w rozumieniu definicji ustawowej ani wg koncepcji z projektu rozporządzenia systemowego z 22 maja br.
- **Skala** – systemowa (obejmuje cały KSE lub jego wyznaczone obszary); wg informacji dostępnych na stronie PSE certyfikaty ORed ma obecnie 40 podmiotów; brak danych nt. zakontraktowanego wolumenu; wg informacji PSE na 13.06.2024, operator zawarł 5 umów na świadczenie IRP (otrzymanie certyfikatu ORed nie jest równoznaczne ze świadczeniem usługi).
- **Moment uruchomienia** – usługa wdrożona, funkcjonuje w ramach bieżących struktur OSP (zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej).

Interwencyjne Zwiększenie Poboru (IZP)

- **Pełna nazwa** – Interwencyjne ofertowe zwiększenie poboru mocy przez odbiorców.
- **Status prawny** – usługa systemowa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej, realizowana na podstawie dwustronnej umowy z OSP. Nie jest to usługa elastyczności w rozumieniu definicji ustawowej ani wg koncepcji z projektu rozporządzenia systemowego z 22 maja br.
- **Skala** – systemowa (obejmuje cały KSE lub jego wyznaczone obszary). Brak danych nt. zakontraktowanego wolumenu i liczby zawartych umów.
- **Moment uruchomienia** – usługa wdrożona, funkcjonuje w ramach bieżących struktur OSP.

4.2. Rynek mocy

Rozwój usług elastyczności w Polsce nie odbywa się w instytucjonalnej próżni. Naturalnym punktem odniesienia i rynkowym „poligonem" dla budowy nowoczesnych relacji między operatorami sieci a stroną popytową jest funkcjonujący w Polsce mechanizm rynku mocy. To w jego ramach usługi redukcji zapotrzebowania (DSR – *Demand Side Response*) ewoluowały z wczesnej fazy koncepcyjnej do etapu dojrzałego, pełnoprawnego produktu rynkowego, dostarczając bezcennego *know-how* zarówno operatorowi systemu, jak i uczestnikom rynku.

Podstawę prawną funkcjonowania tego mechanizmu w Polsce stanowi ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. Jej wejście w życie oznaczało dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przejście z jednotowarowego rynku energii (gdzie towarem jest wyłącznie wyprodukowana i dostarczona energia elektryczna) na rynek dwutowarowy. W nowej architekturze odrębną wartość ekonomiczną uzyskała sama moc dyspozycyjna – rozumiana jako zobowiązanie dostawcy mocy do gotowości dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu lub gotowości do proporcjonalnego zmniejszenia jej poboru, w okresach największego obciążenia systemu (tzw. okresach zagrożenia).

Zarządzającym rynkiem mocy jest Operator Systemu Przesyłowego (PSE), dla którego mechanizm ten stanowi narzędzie zapewnienia średnio- i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, neutralizujące ryzyko braku wystarczających rezerw w KSE.

Kluczową innowacją rynku mocy było urzeczywistnienie zasady neutralności technologicznej, która zrównała status tradycyjnych jednostek wytwórczych (elektrowni) ze stroną popytową. Usługi DSR polegają na dobrowolnym, czasowym obniżeniu poboru mocy z sieci przez odbiorców końcowych (np. zakłady przemysłowe, obiekty komercyjne) na wezwanie OSP, w zamian za ustalone wynagrodzenie.

DSR w ramach rynku mocy udowodnił, że odbiorca energii nie musi być wyłącznie biernym konsumentem. Poprzez aktywne zarządzanie swoim profilem zużycia (np. przesunięcie procesów produkcyjnych w czasie, uruchomienie własnych rezerwowych źródeł zasilania), staje się on aktywnym uczestnikiem rynku, świadczącym usługi systemowe. Mechanizm ten zapoczątkował również rozwój usług agregacji – łączenia potencjału redukcyjnego wielu mniejszych odbiorców w jedną jednostkę rynku mocy przez wyspecjalizowane podmioty (agregatorów), co umożliwia pokonanie barier wejścia na rynek.

Z perspektywy projektowania docelowych regulacji dla usług elastyczności, istotnym doświadczeniem płynącym z funkcjonowania rynku mocy jest kwestia wyznaczania profilu bazowego (*baseline*). Profil bazowy odzwierciedla wolumen energii elektrycznej, który odbiorca zużyłby, gdyby nie otrzymał wezwania do redukcji. Stanowi on punkt odniesienia do wyliczenia rzeczywistego poziomu zrealizowanej usługi.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 30 15/09/2026 12:06

W ramach rynku mocy metody wyznaczania profilu bazowego zostały uregulowane w § 8 – 10 Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym. Powyższe przepisy przewidują dwie dopuszczalne metody wyznaczania profilu bazowego – metodę profilu historycznego oraz metodę profilu planowanego. Pierwsza z nich, metoda podstawowa, polega na przyjęciu, na podstawie danych statystycznych, typowego (średniego) profilu poboru energii elektrycznej danego odbiorcy, a następnie skorygowaniu go o wielkość charakterystyczną dla danego dnia. Metoda profilu planowanego, stosowana jedynie na wniosek dostawcy mocy, polega natomiast na przyjęciu zgłoszonego grafiku poboru energii elektrycznej jako profilu bazowego w okresie zagrożenia.

Doświadczenie funkcjonowania rynku mocy pokazało, że uregulowanie metody wyznaczania baseline bezpośrednio na poziomie przepisów powszechnie obowiązujących nie stanowi bariery regulacyjnej dla rozwoju rynku. Wręcz przeciwnie – może być jego katalizatorem. Zapewnienie odgórnego, jasnego algorytmu wyliczania profilu bazowego gwarantuje pewność i przewidywalność obrotu gospodarczego. Z tego względu niezasadne i ryzykowne wydaje się pozostawienie kwestii definiowania baseline do uregulowania poszczególnym OSD w ich wzorcach umów o świadczenie usług elastyczności. Taki model doprowadziłby do prawnej i technicznej fragmentacji rynku, w której dostawcy usług elastyczności musieliby dostosowywać systemy telemetryczne i rozliczeniowe do odmiennych wymagań każdego operatora dystrybucyjnego. Ustandaryzowany baseline jest warunkiem koniecznym dla skalowalności i płynności przyszłego rynku usług elastyczności.

5. Model rynku elastyczności *as is*

5.1. Ogólne uwagi nt. usług elastyczności nabywanych przez OSD

OSD rozpoczęli wdrażanie usług elastyczności w ramach obowiązujących przepisów na długo przed opracowaniem projektu rozporządzenia systemowego z 22 maja 2026 r. Choć rozporządzenie wyklucza niektóre z dzisiejszych rozwiązań, w zakresie pozostałych będzie je w praktyce legitymizować, czy też nadawać im rangę „wynikających z przepisów prawa".

OSD wdrażają podobne praktyki, i czynią to w sposób skoordynowany. Decyzje Prezesa URE zatwierdzające karty aktualizacji IRiESD dotyczące tych samych zagadnień są zazwyczaj skoordynowane czasowo.

W powyższym kontekście warto odnotować, że już obecnie – na mocy 4 decyzji Prezesa URE z 9 czerwca br. – OSD przesądzili na poziomie IRiESD jedną z zasad organizacji rynku, która dopiero ma być usankcjonowana w przepisach prawa, mianowicie zasadę pierwszeństwa wykorzystania zasobów elastyczności przez OSD w jego sieci, zanim zostaną wykorzystane do świadczenia usług bilansujących na rzecz OSP. OSD wprowadzili zasadę, że dostawca usługi na ich rzecz będzie informowany o planowanym wykorzystaniu zasobów do jej świadczenia do godziny 14:00 w dniu d-1. Oznacza to, że w stosunku do tych zasobów dostawcy usług bilansujących, którzy chcą złożyć na rynku bilansującym tzw. oferty portfolio na moce bilansujące, nie mają pewności, że będą mogli objąć nimi zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, ponieważ oferty portfolio składa się w dniu d-1 w godzinach 8:30-9:00.

Ponadto reguły koordynacji pomiędzy wykorzystaniem zasobów dla potrzeb OSD a świadczeniem usług bilansujących znacząco ograniczają odpowiedzialność OSD wobec dostawcy usług bilansujących, w zasadzie wyłącznie do przypadków, w których DUB poniósł koszty ze względu na wykorzystanie zasobów do usług na rzecz OSD, a OSD nie poinformował o tym dostawcy wcześniej niż w oknie czasowym opisanym powyżej. OSD ma nie odpowiadać wobec DUB nawet w przypadku, gdy ten nie dostarczy mocy bilansujących ze względu na sytuację w sieci dystrybucyjnej – nie tylko awarię, ale również „pogorszenie warunków pracy".

Koordynacja TSO-DSO jest w praktyce wysoce złożonym zagadnieniem, w którym interesy stricte biznesowe przeplatają się z realnymi ograniczeniami technicznymi. Powyższa sytuacja świadczy jednak także o tym, że polskie ramy regulacyjne są w rzeczywistości dość płynne w kwestii podziału norm pomiędzy różne poziomy prawa – ustawę, akty wykonawcze i decyzje administracyjne.

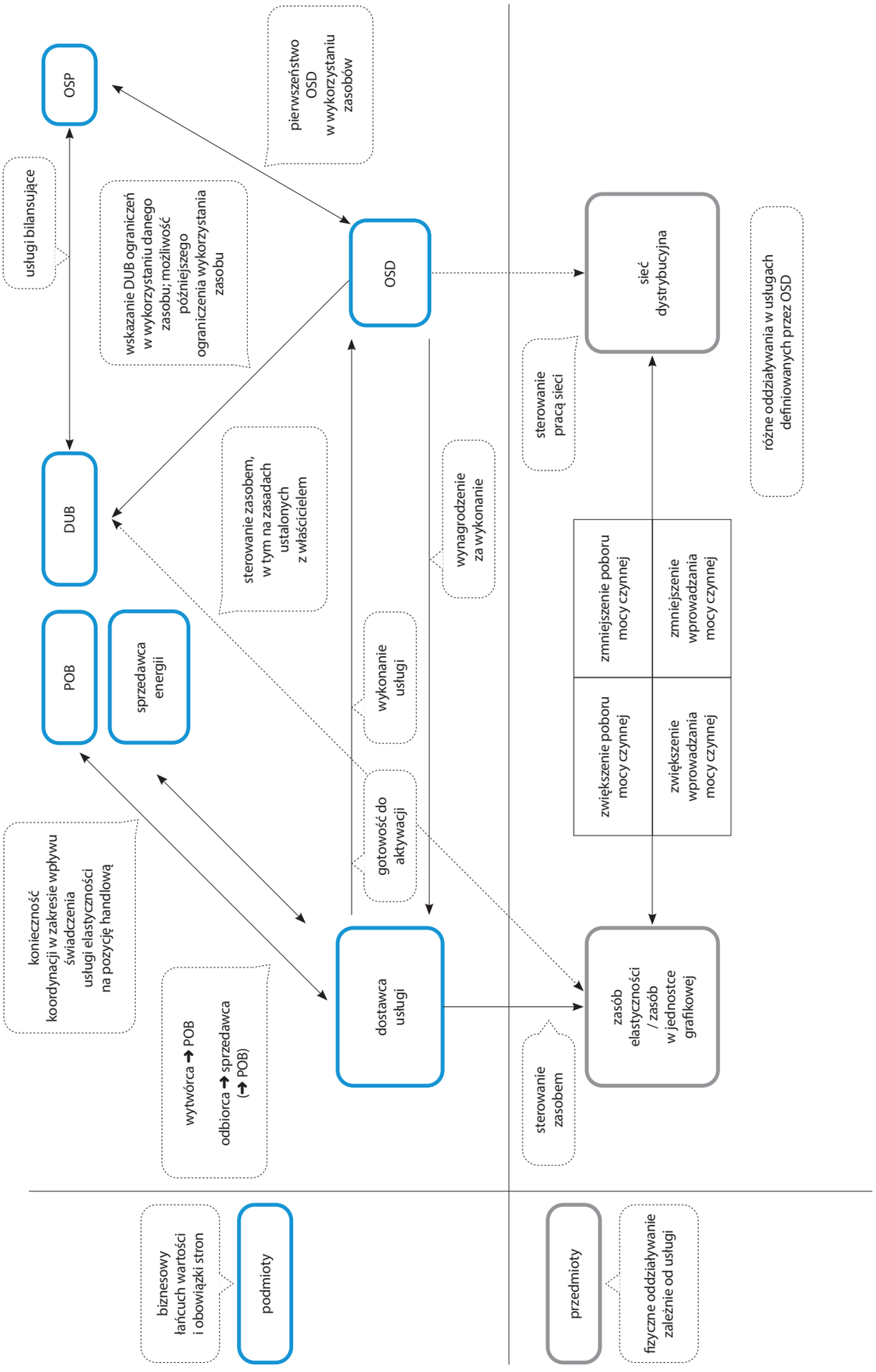
5.2. Model rynku

Poniżej na rysunkach nr 3.1 i 3.2 przedstawiliśmy schematycznie model rynku. Zasady koordynacji ze świadczeniem usług bilansujących wymagają, aby rozróżnić dwa przypadki: przypadek świadczenia usług za pomocą zasobu, który jednocześnie jest częścią jednostki grafikowej, tj. jest wykorzystywany do świadczenia usług bilansujących, oraz prostszy przypadek usług z wykorzystaniem zasobu poza rynkiem usług bilansujących.

Trzeba podkreślić, że dla uproszczenia model przedstawiono z pominięciem rozliczeń na rynku energii elektrycznej (np. schematu obiegu danych pomiarowo-rozliczeniowych czy zgłaszania operatorowi umów do realizacji).

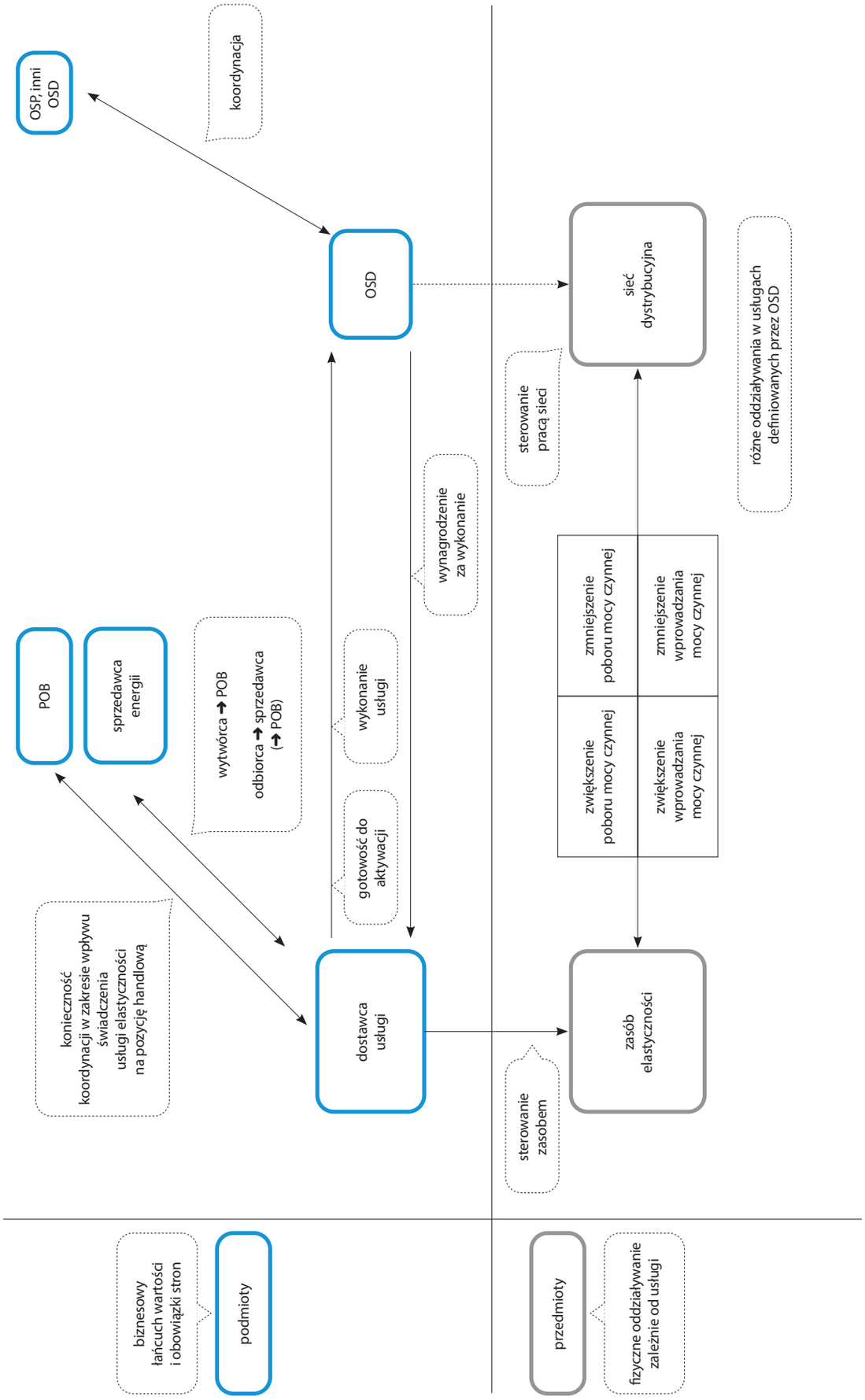
Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 31 15/09/2026 12:06

Rysunek nr 3.1 – Model rynku w bardziej złożonym przypadku zasobu ujętego w jednostce grafikowej



Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 32 15/09/2026 12:06

Rysunek nr 3.2 – Model rynku w prostszym przypadku zasobu poza rynkiem usług bilansujących



Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 33 15/09/2026 12:06

5.3. OSD

5.3.1. Enea Operator

5.3.1.1. Wdrożone produkty i usługi elastyczności: usługi Interwencyjnej Dostawy Mocy Czynnej (IDC) oraz Interwencyjnej Regulacji Mocy Biernej (IRB)

W ramach rozwoju obszaru elastyczności, Enea Operator opracowała i wdrożyła dwa autorskie mechanizmy: Interwencyjną Dostawę Mocy Czynnej (IDC)[97] oraz Interwencyjną Regulację Mocy Biernej (IRB)[98]. Ewolucja tych usług opierała się na systematycznym dostosowywaniu ram formalnych – od wprowadzania zapisów do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), aż po usankcjonowanie produktów w zatwierdzonej przez URE taryfie.

Usługa IDC to mechanizm reagowania na nadpodaż energii z odnawialnych źródeł energii (OZE). Pozwala ona odbiorcom komercyjnym na zwiększenie poboru mocy czynnej ponad wartość mocy umownej, do poziomu nieprzekraczającego mocy bezpiecznej (tj. do 150% mocy umownej) w wyznaczonych przez operatora oknach czasowych. Za skorzystanie z IDC nie jest przewidziane dodatkowe wynagrodzenie dla Klientów. Korzyścią (zamiennikiem wynagrodzenia) jest zwolnienie z opłaty za przekroczenie mocy umownej do wysokości mocy bezpiecznej, co ma umożliwiać dodatkowy pobór energii po niskich cenach w okresach nadpodaży.

Z kolei usługa IRB polega na interwencyjnej zmianie poboru lub wprowadzania mocy biernej do sieci dystrybucyjnej, ponad wartość wynikającą ze współczynnika mocy zgodnie z Rozporządzeniem 2016/631 (kodeks sieci NC RfG). Wymaga ona od wytwórców OZE oddania swoich instalacji (np. farm wiatrowych) do dyspozycji OSD w celu zdalnego sterowania generacją lub poborem mocy biernej. Pomaga to operatorowi stabilizować poziomy napięć w sieci, a wytwórcom zapewnia dodatkowe wynagrodzenie i zwolnienie z opłaty przekroczenie mocy umownej oraz za ponadumowny pobór.

Usługa IRB jest odpłatna. Cenę usług – wyrażoną jako jednostkową cenę energii biernej – ustala się w drodze negocjacji umowy. Podobnie jak w przypadku innych obecnie nabywanych usług, wynagrodzenie nie obejmuje płatności za samą gotowość do realizacji usługi.

Z dostępnych informacji dokumentów wynika, że Enea Operator podpisała w 2026 r. co najmniej jedną umowę na świadczenie usługi IRB za pomocą farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV, a także planuje się kolejne postępowanie przetargowe w III kw. 2026 r.

Charakterystyka produktów:

Interwencyjna Dostawa Mocy Czynnej (IDC)

- **Status prawny** – usługa regulacyjna (autorskie rozwiązanie OSD, pierwsza usługa nazywana oficjalnie „usługą elastyczności"). Uregulowana w IRiESD oraz w taryfie dystrybucyjnej. Jest to usługa elastyczności w rozumieniu ustawy, natomiast jako usługa nieodpłatna nie odpowiada koncepcji z projektu rozporządzenia systemowego – projekt przewiduje, że usługi elastyczności muszą być odpłatne.
- **Skala** – lokalna i regionalna. Usługa skierowana do odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych A, B lub C2, posiadających zamówioną moc umowną powyżej 40 kW.
- **Moment uruchomienia** – usługa funkcjonuje od 1 marca 2025 r.

Interwencyjna Regulacja Mocy Biernej (IRB)

- **Status prawny** – usługa regulacyjna (autorskie rozwiązanie OSD). Uregulowana w IRiESD oraz w taryfie dystrybucyjnej. Świadczona odpłatnie na podstawie umów zawieranych z OSD w drodze przetargu. W komunikacji operatora usługa ta należy do usług elastyczności, jednak na gruncie definicji ustawowej oraz projektu rozporządzenia systemowego jest to raczej usługa systemowa niedotycząca częstotliwości.
- **Skala** – regionalna. W pierwszym etapie dedykowana aktywnym wytwórcom OZE przyłączonym do sieci wysokiego napięcia (110 kV) innej niż węzły NN/110 kV.
- **Moment uruchomienia** – usługa funkcjonuje od 25 sierpnia 2025 r.

5.3.1.2. Pilotaże i inicjatywy w toku: Projekt BlueBird

Enea Operator współpracuje z Poznańskim Centrum Superkomputerowo-Sieciowym (PCSS) nad wykorzystaniem sztucznej inteligencji do zarządzania elastycznością energetyczną. Pilotaż obejmuje predykcję temperatur i optymalizację sterowania zapotrzebowaniem w budynkach należących do OSD, w tym w Głównych Punktach Zasilających (GPZ). Celem projektu BlueBird jest integracja budynków z sieciami energetycznymi w celu optymalizacji zużycia energii oraz zwiększenia ich roli jako aktywnych uczestników rynku energii świadczących usługi elastyczności. Wykorzystanie zaawansowane algorytmów sztucznej inteligencji oraz metod analizy danych pozwoli na zwiększenie efektywności energetycznej, poprawę zarządzania elastycznością popytu i wsparcie transformacji energetycznej zgodnie z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu[99]. Obecnie jest to projekt dotyczący wyłącznie infrastruktury OSD, jednak pozyskane doświadczenia mogą w przyszłości być wykorzystane przy formułowaniu oferty produktowej dla odbiorców – obiektów mających zdolność zarządzania swoim poborem mocy lub energii.

[97] https://www.operator.enea.pl/uslugi-dystrybucyjne/elastycznosc#idc
[98] https://www.operator.enea.pl/uslugi-dystrybucyjne/elastycznosc#irb
[99] https://www.pcss.pl/projekty/bluebird/

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 34 15/09/2026 12:06

5.3.1.3. Taryfy i produkty regulowane zatwierdzone przez URE

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził w taryfie Enea Operator 2025 r. postanowienia zwalniające z opłat za przekroczenie mocy umownej w ramach świadczenia usług IDC i IRB. Stanowi to podstawę finansową do funkcjonowania obu mechanizmów.

Poza tym taryfa Enea Operator zawiera regulowany mechanizm elastyczności w postaci taryf:

- dwustrefowych A22sezON, B22sezON, B12sezON, C22sezON, C12sezON, oraz G12sezON dla układów 1-fazowych i 3-fazowych; w tym modelu taryfy składnik zmienny stawki sieciowej ma różną wartość dla „strefy zalecanego poboru" oraz „pozostałych godzin doby", przy czym:
  - dla grup taryfowych A-C: strefa zalecanego poboru to godziny 22.00-6.00 dla okresu październik-luty oraz 9.00-17.00 dla okresu marzec-wrzesień;
  - dla grup taryfowych G godziny „strefy zalecanego poboru" to 22.00-6.00 i 11.00-13.00 dla okresu październik-luty oraz 4.00-6.00 i 9.00-17.00 dla okresu marzec-wrzesień;
- trzystrefowych A23active, B23active, B13active, C23active, C13active i G13active; w tym modelu składnik zmienny ma różną wartość dla „strefy zalecanego ograniczania", „strefy zalecanego poboru" oraz „pozostałych godzin doby", przy czym strefy określono różnie dla różnych miesięcy (tabela z pkt 2.2.11 taryfy):

Miesiąc	Strefa zalecanego ograniczania	Pozostałe godziny doby	Strefa zalecanego poboru
Styczeń	$7^{00} \div 10^{00}$ i $15^{00} \div 20^{00}$	$6^{00} \div 7^{00}$ i $10^{00} \div 15^{00}$ i $20^{00} \div 23^{00}$	$23^{00} \div 6^{00}$
Luty	$7^{00} \div 9^{00}$ i $16^{00} \div 21^{00}$	$6^{00} \div 7^{00}$ i $9^{00} \div 16^{00}$ i $21^{00} \div 23^{00}$	$23^{00} \div 6^{00}$
Marzec	$6^{00} \div 9^{00}$ i $16^{00} \div 23^{00}$	$9^{00} \div 10^{00}$ i $23^{00} \div 6^{00}$	$10^{00} \div 16^{00}$
Kwiecień	$6^{00} \div 9^{00}$ i $18^{00} \div 23^{00}$	$9^{00} \div 10^{00}$ i $16^{00} \div 18^{00}$ i $23^{00} \div 6^{00}$	$10^{00} \div 16^{00}$
Maj	$6^{00} \div 9^{00}$ i $18^{00} \div 23^{00}$	$17^{00} \div 18^{00}$ i $23^{00} \div 6^{00}$	$9^{00} \div 17^{00}$
Czerwiec	$6^{00} \div 9^{00}$ i $18^{00} \div 23^{00}$	$17^{00} \div 18^{00}$ i $23^{00} \div 6^{00}$	$9^{00} \div 17^{00}$
Lipiec	$6^{00} \div 9^{00}$ i $18^{00} \div 23^{00}$	17^{00} -:- 18^{00} i $23^{00} \div 6^{00}$	$9^{00} \div 17^{00}$
Sierpień	$6^{00} \div 9^{00}$ i $18^{00} \div 23^{00}$	$17^{00} \div 18^{00}$ i $23^{00} \div 6^{00}$	$9^{00} \div 17^{00}$
Wrzesień	$6^{00} \div 9^{00}$ i $17^{00} \div 23^{00}$	$9^{00} \div 10^{00}$ i $16^{00} \div 1\ 7^{00}$ i $23^{00} \div 6^{00}$	$10^{00} \div 16^{00}$
Październik	$7^{00} \div 9^{00}$ i $16^{00} \div 23^{00}$	$9^{00} \div 10^{00}$ i $23^{00} \div 7^{00}$	$10^{00} \div 16^{00}$
Listopad	$7^{00} \div 9^{00}$ i $14^{00} \div 21^{00}$	$6^{00} \div 7^{00}$ i $9^{00} \div 14^{00}$ i $21^{00} \div 23^{00}$	$23^{00} \div 6^{00}$
Grudzień	$7^{00} \div 10^{00}$ i $13^{00} \div 20^{00}$	$6^{00} \div 7^{00}$ i $10^{00} \div 13^{00}$ i $20^{00} \div 23^{00}$	$23^{00} \div 6^{00}$

5.3.1.4. Partnerstwa i porozumienia z innymi aktorami rynku: ogólnopolska platforma usług elastyczności (TGE, Tauron Dystrybucja, PSE, Enea Operator, Energa Operator, PGE Dystrybucja)

Enea Operator jest stroną podpisanego w lipcu 2026 r. porozumienia o współpracy w celu budowy ogólnopolskiej platformy obrotu dla usług elastyczności, omówionego w pkt 5.4.1. poniżej.

5.3.2. Energa-Operator

Sieć zarządzana przez Energa-Operator charakteryzuje się jednym z najwyższych w kraju wskaźników nasycenia instalacjami odnawialnych źródeł energii (OZE). Z tego względu spółka od kilku lat intensywnie testowała rozwiązania z zakresu elastyczności w ramach międzynarodowych projektów badawczych (m.in. EUniversal, OneNet), by w maju 2026 r. oficjalnie uruchomić komercyjne, rynkowe zakupy tych usług. Ponadto, Energa-Operator wdrożyła usługę Interwencyjnej Dostawy Mocy Czynnej (IDC). Została ona uregulowana w IRiESD oraz taryfie dystrybucyjnej analogicznie jak w przypadku Enea Operator.

5.3.2.1. Wdrożone produkty i usługi elastyczności: IDC i lokalne usługi elastyczności

Wdrożony przez operatora model opiera się na dwóch instrumentach. Pierwszym z nich jest Interwencyjna Dostawa Mocy Czynnej (IDC)[100] – bezkosztowy mechanizm uregulowany w IRiESD, w którym profit użytkownika ogranicza się do zwolnienia z opłat karnych za przekroczenie mocy umownej w zamian za zwiększenie

[100] https://energa-operator.pl/uslugi/usluga-idc

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 35 15/09/2026 12:06

poboru we wskazanych przez OSD okresach nadpodaży generacji OZE. Drugi filar stanowią rynkowe usługi elastyczności[101]. Pozwalają one na odpłatne pozyskiwanie od wytwórców, właścicieli magazynów energii oraz agregatorów zwiększenia lub zmniejszenia produkcji bądź poboru energii, w celu rozwiązywania lokalnych ograniczeń sieciowych w ściśle zidentyfikowanych strefach.

W ofercie na usługę potencjalny dostawca ujmuje cenę ofertową, która w przypadku usług dotyczących mocy czynnej wyraża się w PLN/MW/h (złotych za megawat w godzinie), a w przypadku usługi regulacji napięcia w stanach ustalonych – w PLN/MVarh (złote za megawatogodzinę). Wynagrodzenie oblicza się jako iloraz energii (czynnej albo biernej) niedostarczonej do sieci albo z niej pobranej w ramach świadczonej usługi oraz jednostkowej ceny usługi. Co istotne, obecnie zasady nabywania usług nie obejmują płatności za gotowość – tj. nawet jeśli dostawca będzie pozostawać w gotowości, a OSD ostatecznie nie skorzysta z oferty, operator nie wynagradza za to dostawcy (dostawca nie ma pokrycia tzw. *opportunity cost*). W pewnym stopniu tę niedogodność dla dostawców mogą ograniczać zasady koordynacji świadczenia usług elastyczności oraz usług bilansujących, jednak z zastrzeżeniem priorytetu dostępu OSD do zasobów przyłączonych do jego sieci, także w sytuacjach nieprzewidzianych.

W IRiESD Energa Operator uregulowana została ponadto usługa IRB. Na stronie internetowej operatora brak jednak informacji o możliwości świadczenia takiej usługi, nie została ona jeszcze wdrożona.

Charakterystyka produktów:

Interwencyjna Dostawa Mocy Czynnej (IDC)

- **Status prawny** – usługa regulacyjna (rozwiązanie zapożyczone z Enea Operator). Uregulowana w IRiESD oraz w taryfie dystrybucyjnej. Pozostałe uwagi – analogicznie jak w Enea Operator.
- **Skala** – lokalna i regionalna. Usługa skierowana do odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych A, B lub C2. Zgodnie z postanowieniami IRiESD, ustawowy próg wejścia obejmuje podmioty z zamówioną mocą umowną powyżej 40 kW (choć w ramach etapowego wdrażania usługi, operator początkowo kierował oferty do podmiotów o mocy powyżej 300 kW, a następnie 100 kW).
- **Moment uruchomienia** – usługa funkcjonuje od jesieni 2025 r.

Lokalne usługi elastyczności

- **Status prawny** – zakup usług realizowany na podstawie ustawy Prawo energetyczne. Umowy zawierane są w drodze postępowań przetargowych. Według dostępnych informacji[102] usługi te odpowiadają konstrukcją prawną zarówno definicji ustawowej, jak i koncepcji przedstawionej w projekcie rozporządzenia systemowego (szczegóły poniżej).
- **Skala** – regionalna i lokalna (ściśle zidentyfikowane strefy ograniczeń sieciowych, np. obszar Kaszub); postępowanie zakupowe, którego dotyczy poniższa informacja, zostało przygotowane dla konkretnego obszaru sieci: oferty mają dotyczyć zasobów przyłączonych do linii SN (15 kV) Sierakowice-Węsiory (w Sierakowicach znajduje się główny punkt zasilania – stacja 110/15 kV).
- **Moment uruchomienia** – faza komercyjna (start pierwszych postępowań przetargowych) została uruchomiona 12 maja 2026 r.

Dokumentacja zakupowa przewiduje zakup 5 usług:

- Zabezpieczenie systemu – zmniejszenie mocy czynnej oddawanej do sieci dystrybucyjnej,
- Zabezpieczenie systemu – zwiększenie poboru mocy czynnej z sieci dystrybucyjnej,
- Dynamiczna reakcja – zmniejszenie mocy czynnej oddawanej do sieci dystrybucyjnej,
- Dynamiczna reakcja – zwiększenie poboru mocy czynnej z sieci dystrybucyjnej,
- Usługi dostarczanie w ramach umowy: usługi systemowej niedotyczącej częstotliwości – regulacji napięcia w stanach ustalonych – usługa realizowana w sposób zdalny przez dyspozytora Energa-Operator; dotyczy płynnej regulacji mocy biernej źródeł wytwórczych ponad zakres wymagany kodeksem NC RfG;

Zgodnie z dokumentacją zakupową:

- minimalna moc zasobu lub zagregowanych zasobów, z jaką będą świadczyć, wynosi **100 kW** (czyli znacznie więcej niż przewiduje się jako wymaganie w projekcie rozp. systemowego);
- dla poszczególnych usług definiuje się produkty, czyli konkretne parametry usług, obejmujące przede wszystkim czas aktywacji (*full activation time*), wolumen mocy i czas świadczenia usługi (*full delivery period*);
- dla produktów z zakresu usługi „zabezpieczenie systemu" sygnał o aktywacji ma mieć 1-dniowe wyprzedzenie, przy czym dokładne wyprzedzenie ma określać sam dostawca zgodnie ze swoimi możliwościami technicznymi i organizacyjnymi („formalnymi");
- dla usługi „dynamiczna reakcja" – niezwłocznie po zidentyfikowaniu potrzeby aktywacji; co istotne – ew. dodatkowe koszty wynikające ze zmiany grafiku pracy dostawca ma uwzględnić w koszcie usługi, tj. OSD nie będzie ponosić kosztu rekompensat (np. dla POB w związku z niezbilansowaniem).
- koszt świadczenia usługi – cena ofertowa – ma być wyrażony w PLN/MW/h (megawat w godzinie),

[101] https://energa-operator.pl/aktualnosci/869683/energa-operator-zakupi-uslugi-elastycznosci
[102] Wszystkie informacje dot. koncepcji Energa-Operator pochodzą z dokumentacji przetargowej dostępnej na stronie https://connect.orlen.pl/app/outRfx/598914/supplier/status

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 36 15/09/2026 12:06

a w przypadku usługi regulacji napięcia w stanach ustalonych – w PLN/MVarh;

- wynagrodzenie będzie obliczane jako iloraz energii w ramach świadczonej usługi (czyli niedostarczonej do sieci albo z niej pobranej) oraz jednostkowej ceny usługi (brak płatności za gotowość);
- rozliczenia mają się odbywać na podstawie raportów z aktywacji, w podziale na okresy 15-minutowe, przy czym wynagrodzenie będzie należne tylko za każdą pełną godzinę świadczenia;
- profil odniesienia w przypadku generacji mocy wyznacza się jako prognoza przekazana OSD na dany dzień (w systemie Portal Wytwórcy), a w przypadku odbioru – na podstawie profilu bazowego z określonej liczby dni roboczych (opis zamówienia stanowi o 10, ale również, że ta liczba jest „do dyskusji"; we wzorze umowy podano zaś 28 dni);
- minimalny standard wykonania usługi to 75% mocy podanej w wezwaniu do aktywacji – poniżej tego standardu nie przysługuje wynagrodzenie;
- świadczenie usług nie jest obowiązkowe (nie ma kar za niedostępność), ale w przypadku braku możliwości świadczenia usługi dostawca powinien poinformować OSD o przyczynie tej niemożliwości;
- komunikacja w ramach usługi opiera się na poczcie elektronicznej (pliki .xlsx) oraz SMS – tymi drogami przychodzą wezwania do aktywacji.

5.3.2.2. Taryfy i produkty regulowane zatwierdzone przez URE

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził taryfę Energa-Operator zawierającą postanowienia zwalniające z opłat za przekroczenie mocy umownej w ramach świadczenia usług IDC i IRB.

Ponadto, taryfa Energa-Operator na 2026 r. zawiera regulowany mechanizm elastyczności *sensu largo* w postaci taryf:

- dwustrefowych: B22 i C22a, dla których składnik zmienny stawki sieciowej ma różną wartość dla „strefy szczytowej" i „strefy pozaszczytowej", które określono różnie dla poszczególnych miesięcy zgodnie z tabelą z pkt 3.2.2. taryfy:

Miesiąc	Strefa szczytowa	Strefa pozaszczytowa
Styczeń	$8^{00} \div 11^{00}$ i $16^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 16^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Luty	$8^{00} \div 11^{00}$ i $16^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 16^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Marzec	$8^{00} \div 11^{00}$ i $18^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 18^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Kwiecień	$8^{00} \div 11^{00}$ i $19^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 19^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Maj	$8^{00} \div 11^{00}$ i $20^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 20^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Czerwiec	$8^{00} \div 11^{00}$ i $20^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 20^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Lipiec	$8^{00} \div 11^{00}$ i $20^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 20^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Sierpień	$8^{00} \div 11^{00}$ i $20^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 20^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Wrzesień	$8^{00} \div 11^{00}$ i $19^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 19^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Październik	$8^{00} \div 11^{00}$ i $18^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 18^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Listopad	$8^{00} \div 11^{00}$ i $16^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 16^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Grudzień	$8^{00} \div 11^{00}$ i $16^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 16^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$

- dwustrefowych: C22b, C12b, C12o, G12, G12w, G12as, dla których składnik zmienny stawki sieciowej ma różną wartość dla „strefy dziennej" i „strefy nocnej", przy czym:
  - dla grupy taryfowej C22b strefa dzienna to 6.00 – 21.00 a strefa nocna to 21.00 – 6.00,
  - dla grup taryfowych C12b i G12 strefa dzienna to 6.00 – 13.00 i 15.00 – 22.00 a strefa nocna to 13.00 – 15.00 i 22.00 – 6.00,
  - dla grup taryfowych C12 i G12w strefa dzienna to 6.00 – 13.00 i 15.00 – 22.00 a strefa nocna to 13.00 – 15.00 i 22.00 – 6.00, ponadto do strefy nocnej zaliczane są wszystkie godziny sobót i niedziel oraz wszystkie godziny innych dni ustawowo wolnych od pracy,
  - dla grupy taryfowej C12o od 1 kwietnia do 30 września strefa dzienna to 7.00 – 17.00 i 19.00 – 22.00 a strefa nocna to 17.00 – 19.00 i 22.00 – 7.00 a od 1 października do 31 marca strefa dzienna to 7.00 – 21.00 a strefa nocna to 21.00 – 7.00,

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 37 15/09/2026 12:06

– dla grupy taryfowej G12as strefa dzienna to 6.00 – 22.00 a strefa nocna to 22.00 – 6.00,

- dwustrefowych: C12a i G12r, dla których składnik zmienny stawki sieciowej ma różną wartość dla „strefy szczytowej" i „strefy pozaszczytowej", przy czym:

  – dla grupy taryfowej C12a od 1 kwietnia do 30 września strefa szczytowa to 8.00 – 11.00 i 20.00 – 21.00 a od 1 października do 31 marca strefa szczytowa to 8.00 – 11.00 i 17.00 – 21.00,

  – dla grupy taryfowej G12r strefa szczytowa to 7.00 – 16.00 i 16.00 – 22.00,

- trójstrefowych: A23, B23, C23, dla których składnik zmienny stawki sieciowej ma różną wartość dla stref: „szczyt przedpołudniowy", „szczyt popołudniowy" i „pozostałe godziny doby", które określono zgodnie z tabelą z pkt 3.2.1. taryfy:

Strefa doby	Pora roku	
	Lato (1 kwietnia – 30 września)	Zima (1 października – 31 marca)
szczyt przedpołudniowy	$7^{00} \div 13^{00}$	$7^{00} \div 13^{00}$
szczyt popołudniowy	$19^{00} \div 22^{00}$	$16^{00} \div 21^{00}$
pozostałe godziny doby *) **)	$13^{00} \div 19^{00}$ $22^{00} \div 7^{00}$	$13^{00} \div 16^{00}$ $21^{00} \div 7^{00}$

5.3.2.3. Partnerstwa i porozumienia z innymi aktorami rynku: ogólnopolska platforma usług elastyczności (TGE, Tauron Dystrybucja, PSE, Enea Operator, Energa Operator, PGE Dystrybucja)

Energa-Operator jest stroną podpisanego w lipcu 2026 r. porozumienia o współpracy w celu budowy ogólnopolskiej platformy obrotu dla usług elastyczności, omówionego w pkt 5.4.1. poniżej.

5.3.3. PGE Dystrybucja

W przeciwieństwie do pozostałych omawianych OSD, PGE Dystrybucja znajduje się obecnie na wczesnym etapie wdrażania rynkowych usług elastyczności. PGE utożsamia dziś elastyczność przede wszystkim z rozbudową własnej infrastruktury wspierającej (magazyny energii, inteligentne liczniki, łączność), która w przyszłości ma dopiero stanowić bazę pod wdrożenie usług elastyczności.

5.3.3.1. Pilotaże i inicjatywy w toku

Rozwój własnych magazynów energii – zamiast kontraktować elastyczność od rynkowych dostawców, spółka inwestuje w aktywa infrastrukturalne. W czerwcu 2026 r. PGE Dystrybucja rozstrzygnęła przetargi na budowę magazynów energii. Mają one za zadanie stabilizować pracę lokalnych węzłów i pochłaniać nadwyżki generacji z instalacji OZE.

Program akceleracyjny GridUP! – uruchomiona jesienią 2025 r. inicjatywa skierowana do startupów technologicznych. Jednym z wyznaczonych celów programu jest pozyskanie z rynku i przetestowanie na infrastrukturze operatora systemów informatycznych wspierających m.in. usługi elastyczności (DSR) i zarządzanie popytem.

5.3.3.2. Taryfy i produkty regulowane zatwierdzone przez URE

Warto zwrócić uwagę, że pomimo najmniejszego stopnia rozwoju usług elastyczności w ich obecnej postaci, PGE Dystrybucja ma najbardziej rozbudowany mechanizm elastyczności sensu largo w postaci mechanizmu regulowanego – taryf. Taryfa PGE Dystrybucja na 2026 r. składa się bowiem z taryf:

- czterostrefowych: A24, B24, C24, dla których składnik zmienny stawki sieciowej ma różną wartość dla stref: „szczyt przedpołudniowy", „szczyt popołudniowy", „pozostałe godziny doby" i „godziny doliny obciążenia", które określono zgodnie z tabelą z pkt 2.2.1. taryfy:

numer strefy	strefa doby	okres czasowy		
		lato		zima
		Od 1 kwietnia do 31 maja i od 1 sierpnia do 30 września	Od 1 czerwca do 31 lipca	Od 1 stycznia do 31 marca i od 1 października do 31 grudnia
1	2	3	4	5
poniedziałek-piątek				
I	szczyt przedpołudniowy	$7^{00} – 13^{00}$	$7^{00} – 13^{00}$	$7^{00} – 13^{00}$
II	szczyt popołudniowy	$19^{00} – 22^{00}$	$21^{00} – 22^{00}$	$16^{00} – 21^{00}$
III	pozostałe godziny doby	$5^{00} – 7^{00}$ $13^{00} – 19^{00}$ $22^{00} – 1^{00}$	$5^{00} – 7^{00}$ $13^{00} – 19^{00}$ $22^{00} – 1^{00}$	$5^{00} – 7^{00}$ $13^{00} – 16^{00}$ $21^{00} – 1^{00}$
IV	godziny doliny obciążenia	$1^{00} – 5^{00}$	$1^{00} – 5^{00}$	$1^{00} – 5^{00}$

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 38 15/09/2026 12:06

sobota		
III	pozostałe godziny doby	$5^{00} – 1^{00}$
IV	godziny doliny obciążenia	$1^{00} – 5^{00}$
niedziele i dni ustawowo wolne od pracy		
IV	cała doba	

• trójstrefowych: A23, B23, C23, dla których składnik zmienny stawki sieciowej ma różną wartość dla stref: „szczyt przedpołudniowy”, „szczyt popołudniowy” i „pozostałe godziny doby”, które określono zgodnie z tabelą z pkt 2.2.2. taryfy:

numer strefy	strefa doby	okres czasowy	
		Lato (od 1 kwietnia do 30 września)	Zima (od 1 października do 30 marca)
1	2	3	4
I	szczyt przedpołudniowy	$7^{00} – 13^{00}$	$7^{00} – 13^{00}$
II	szczyt popołudniowy	$19^{00} – 22^{00}$	$16^{00} – 21^{00}$
III	pozostałe godziny doby*	$13^{00} – 19^{00}$ $22^{00} – 7^{00}$	$13^{00} – 16^{00}$ $21^{00} – 7^{00}$

* w grupie taryfowej C23 do strefy trzeciej (pozostałe godziny doby) zaliczane są wszystkei godziny (cała doba) sobót, niedziel i innych dni ustawowo wolnych od pracy, natomiast w grupach A23 i B23 o ile urządzenia pomiarowo rozliczeniowe będące w posiadaniu odbiorcy na to pozwalają.

• dwustrefowych: B22, C22a i C12a, dla których składnik zmienny stawki sieciowej ma różną wartość dla „strefy szczytowej” i „strefy pozaszczytowej”, przy czym:

– dla grup taryfowych B22 i C22a strefy te określono różnie dla poszczególnych miesięcy zgodnie z tabelą z pkt 2.2.3. taryfy:

Miesiące	Strefa szczytowa	Strefa pozaszczytowa
Styczeń	$8^{00} \div 11^{00}$ i $16^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 16^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Luty	$8^{00} \div 11^{00}$ i $16^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 16^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Marzec	$8^{00} \div 11^{00}$ i $18^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 18^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Kwiecień	$8^{00} \div 11^{00}$ i $19^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 19^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Maj	$8^{00} \div 11^{00}$ i $20^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 20^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Czerwiec	$8^{00} \div 11^{00}$ i $20^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 20^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Lipiec	$8^{00} \div 11^{00}$ i $20^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 20^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Sierpień	$8^{00} \div 11^{00}$ i $20^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 20^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Wrzesień	$8^{00} \div 11^{00}$ i $19^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 19^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Październik	$8^{00} \div 11^{00}$ i $18^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 18^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Listopad	$8^{00} \div 11^{00}$ i $16^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 16^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$
Grudzień	$8^{00} \div 11^{00}$ i $16^{00} \div 21^{00}$	$11^{00} \div 16^{00}$ i $21^{00} \div 8^{00}$

– dla grupy taryfowej C12a od 1 kwietnia do 30 września strefa szczytowa to 8.00 – 11.00 i 20.00 – 21.00 a od 1 października do 31 marca strefa szczytowa to 8.00 – 11.00 i 17.00 – 21.00,

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 39 15/09/2026 12:06

• dwustrefowych: C22b, C12b, G12, G12n, C12n, C12w, G12w, G12e, G12as, dla których składnik zmienny stawki sieciowej ma różną wartość dla „strefy dziennej" i „strefy nocnej", przy czym:

– dla grupy taryfowej C22b strefa dzienna to 6.00 – 21.00 a strefa nocna to 21.00 – 6.00,

– dla grup taryfowych C12b i G12 od 1 kwietnia do 30 września strefa dzienna to 6.00 – 15.00 i 17.00 – 22.00 a od 1 października do 31 marca strefa dzienna to 6.00 – 13.00 i 15.00 – 22.00,

– dla grup taryfowych G12n i C12n strefy te określono zgodnie z tabelą z pkt. 2.2.7. taryfy:

numer strefy	strefa doby	okres czasowy		
		poniedziałek-piątek	sobota	niedziela i inne dni ustawowo wolne od pracy
1	2	3	4	5
I	strefa dzienna	$5^{00} – 1^{00}$	$5^{00} – 1^{00}$	–
II	strefa nocna	$1^{00} – 5^{00}$	$1^{00} – 5^{00}$	cała doba

– dla grup taryfowych C12w, G12w i G12e strefy te określono zgodnie z tabelą z pkt. 2.2.8. taryfy:

numer strefy	strefa doby	okres czasowy		
		poniedziałek-piątek		sobota, niedziela i inne dni ustawowo wolne od pracy
		Lato (od 1 kwietnia do 30 września)	Zima (od 1 października do 30 marca)	CAŁY ROK (od 1 stycznia do 31 grudnia)
1	2	3	4	5
I	strefa dzienna	$6^{00} – 15^{00}$ $17^{00} – 22^{00}$	$6^{00} – 13^{00}$ $15^{00} – 22^{00}$	–
II	strefa nocna	$15^{00} – 17^{00}$ $22^{00} – 6^{00}$	$13^{00} – 15^{00}$ $22^{00} – 6^{00}$	cała doba

* szczegółowy sposób stosowania stref grupy taryfowej G12e i obszar ich stosowania określa pkt 2.2.9.

zgodnie zaś z pkt. 2.2.9. taryfy, w przypadku odbiorców grupy taryfowej G12e znajdujących się na obszarze działania Operatora wskazanym na stronie www.pgedystrybucja.pl/taryfaelastyczna do rozliczeń stosuje się godziny stref czasowych tam opublikowane. Dla odbiorców poza tym obszarem mają zastosowanie strefy czasowe określone w pkt. 2.2.8;

– dla grupy taryfowej G12as strefa dzienna to 6.00 – 22.00 a strefa nocna to 22.00 – 6.00.

5.3.3.3. Partnerstwa i porozumienia z innymi aktorami rynku: ogólnopolska platforma usług elastyczności (TGE, Tauron Dystrybucja, PSE, Enea Operator, Energa Operator, PGE Dystrybucja)

PGE Dystrybucja jest stroną podpisanego w lipcu 2026 r. porozumienia o współpracy w celu budowy ogólnopolskiej platformy obrotu dla usług elastyczności, omówionego w pkt 5.4.1. poniżej.

5.3.4. Tauron Dystrybucja

5.3.4.1. Wdrożone produkty i usługi elastyczności: IDC i lokalne usługi elastyczności

Tauron Dystrybucja rozróżnia mechanizmy elastyczności[103], obejmujące usługi IDC i IRB, oraz usługi elastyczności[104]. Usługi IDC i IRB zostały uregulowane w IRiESD Tauron Dystrybucja analogicznie do rozwiązań przyjętych przez Enea i Energa-Operator. Ze strony internetowej operatora wynika jednak, że usługa IRB nie jest jeszcze dostępna dla klientów, spółka finalizuje prace związane z jej wdrożeniem[105].

Charakterystyka produktów:

Interwencyjna Dostawa Mocy Czynnej (IDC)

• **Status prawny** – usługa regulacyjna (autorskie rozwiązanie OSD). Uregulowana w IRiESD oraz w taryfie dystrybucyjnej.

• **Skala** – cały obszar działania Tauron Dystrybucja. Usługa dedykowana jest odbiorcom komercyjnym i przemysłowym rozliczanym w grupach taryfowych A, B oraz C, posiadającym zdalne układy pomiarowo-

[103] https://www.tauron-dystrybucja.pl/elastycznosc-sieci/mechanizmy-elastycznosci
[104] https://www.tauron-dystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/uslugi-elastycznosci
[105] https://www.tauron-dystrybucja.pl/elastycznosc-sieci/mechanizmy-elastycznosci

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 40 15/09/2026 12:06

rozliczeniowe. Ze względów operacyjnych operator wdrażał usługę etapowo – początkowo (w fazie pierwszych zaproszeń) kierując ją do największych podmiotów o zamówionej mocy umownej powyżej 300 kW, z docelowym zamiarem obniżenia tego progu.

- **Moment uruchomienia** – podstawy prawne dla usługi wprowadzono w zaktualizowanej IRiESD w 2025 roku. Pełną operacyjność (uruchomienie procesów dyspozytorskich i publikację pierwszych harmonogramów dostępności tzw. okien IDC dla klientów) mechanizm osiągnął na przełomie 2025 i 2026 roku.

Lokalne usługi elastyczności

- **Status prawny** – zakup usług realizowany na podstawie ustawy – Prawo energetyczne. Umowy zawierane są w drodze postępowań przetargowych, prezentowanych na osobnej podstronie przetargowej spółki[106].
- **Skala** – lokalna i regionalna. Usługi są kontraktowane dla ściśle zidentyfikowanych stref sieci średniego (SN) i niskiego (nN) napięcia na obszarze obsługiwanym przez Tauron Dystrybucja, w których występują ograniczenia przepustowości. Produkt dedykowany jest podmiotom zarządzającym sterowalnymi zasobami, w szczególności agregatorom, niezależnym wytwórcom OZE oraz właścicielom magazynów energii. Postępowania zakupowe dotyczą konkretnych linii.
- **Moment uruchomienia** – faza komercyjna, powiązana z uruchomieniem dedykowanej platformy zakupowej oraz ogłoszeniem pierwszych celowych postępowań przetargowych na zakup elastyczności w wyznaczonych lokalizacjach, wystartowała operacyjnie w pierwszej połowie 2026 roku.

Ten OSD prowadzi odrębne postępowania zakupowe na poszczególne usługi; najnowsze dokumenty to:

- *Ogłoszenie Usługi elastyczności w zakresie zwiększenia poboru mocy czynnej przez użytkowników systemu, przyłączonych do linii 15 kV Łączany – postępowanie zakupowe zakończone (brak oferentów)* – usługa ma następujące elementy:
  - najkrótszy czas aktywacji wynosi 30 minut, zaś okno aktywacji wynosi pełną godzinę lub jej wielokrotność, z możliwością ew. wcześniejszej dezaktywacji;
  - minimalne wymagane zwiększenie poboru mocy to 40 kW, zaś oczekiwane – do 700 kW;
  - dostawca usługi jest obowiązany ją wykonać w przypadku aktywacji, jednak w przypadku niewykonania ryzykuje jedynie utratę wynagrodzenia;
  - poza tym warunki świadczenia są analogiczne jak przewidziane w dokumentacji zakupowej Energa-Operator opisanej powyżej.
- *Ogłoszenie Usługi elastyczności w zakresie zmniejszenia mocy czynnej wytworzonej w instalacji wytwórczej przez użytkowników systemu, przyłączonych do linii 15 kV Łączany – postępowanie zakupowe zakończone (jeden oferent) – usługa ma następujące elementy:*
  - najkrótszy czas aktywacji wynosi 30 minut, zaś okno aktywacji wynosi pełną godzinę lub jej wielokrotność, z możliwością ew. wcześniejszej dezaktywacji;
  - minimalne wymagane zmniejszenie generacji to 40 kW, zaś oczekiwane – do 700 kW;
  - dostawca usługi jest obowiązany ją wykonać w przypadku aktywacji, jednak w przypadku niewykonania ryzykuje jedynie utratę wynagrodzenia;
  - poza tym warunki świadczenia są analogiczne jak przewidziane w dokumentacji zakupowej Energa-Operator opisanej powyżej.
- *Ogłoszenie Usługi elastyczności w zakresie zmniejszenia mocy biernej indukcyjnej wprowadzanej przez użytkowników systemu, przyłączonych do linii 15 kV Łączany – postępowanie zakupowe zakończone (jeden oferent)* – usługa ma następujące elementy:
  - wielkość wykonania ocenia się wg mocy biernej indukcyjnej zmierzonej w chwili otrzymania wezwania do aktywacji, a także na podstawie wartości tg φ określonego w umowie o świadczenie usług dystrybucji, która łączy dostawcę z OSD;
  - minimalna wymagana zdolność redukcji mocy biernej indukcyjnej wprowadzanej do sieci to 40 kVAr, a oczekiwany stopień zmniejszenia – 700 kVar; OSD prognozował, że usługa będzie potrzebna przez ok. 800h/rok;
  - usługę wycenia się w złotych za kVar za 1 godzinę świadczenia usługi (PLN/kVar/h); okres rozliczeniowy wynagrodzenia wynosi miesiąc, zaś świadczenie usługi rozlicza się w rozdzielczości godzinowej;
  - minimalny poziom wykonania usługi uprawniający do otrzymania wynagrodzenia to 75%;
  - dostawca usługi jest obowiązany ją wykonać w przypadku aktywacji, jednak w przypadku niewykonania ryzykuje jedynie utratę wynagrodzenia;
  - komunikacja w zakresie wykorzystania usługi odbywa się za pomocą poczty elektronicznej (pliki .xlsx) oraz SMS.

W przypadku wszystkich usług dostawca musi uzyskać od Tauron Dystrybucja Certyfikat elastyczności, jednak o jego przyznanie może także wystąpić w ramach samego procesu zakupowego.

5.3.4.2. Taryfy i produkty regulowane zatwierdzone przez URE

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził w taryfie Tauron Dystrybucja postanowienia zwalniające z opłat za przekroczenie mocy umownej w ramach świadczenia usług IDC i IRB.

[106] https://www.tauron-dystrybucja.pl/przetargi/uslugi-elastycznosci

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 41 15/09/2026 12:06

Ponadto, taryfa Tauron Dystrybucja na 2026 r. zawiera regulowany mechanizm elastyczności *sensu largo* w postaci taryf:

- trójstrefowej G13, w której składnik zmienny stawki sieciowej ma różną wartość dla każdej ze stref: „szczyt przedpołudniowy", „szczyt popołudniowy" i „pozostałe godziny doby", przy czym strefy te określono zgodnie z tabelą z pkt. 2.2.2. taryfy poniżej:

strefa doby	okres czasowy	
	Lato (od 1 kwietnia do 30 września)	Zima (od 1 października do 30 marca)
szczyt przedpołudniowy	$7^{00} – 13^{00}$	$7^{00} – 13^{00}$
szczyt popołudniowy	$19^{00} – 22^{00}$	$16^{00} – 21^{00}$
pozostałe godziny doby*	$13^{00} – 19^{00}$ $22^{00} – 7^{00}$	$13^{00} – 16^{00}$ $21^{00} – 7^{00}$

* do strefy trzeciej (pozostałe godziny doby), zaliczane są wszystkie godziny (cała doba) sobót, niedziel i innych dni ustawowo wolnych od pracy.

- trójstrefowej G13s, w której składnik zmienny stawki sieciowej ma różną wartość dla każdej ze stref: „dzienna pozaszczytowa", „dzienna szczytowa" i „nocna", przy czym strefy te określono zgodnie z tabelą z pkt. 2.2.2a. taryfy poniżej:

strefa doby	okres czasowy	
	Lato (od 1 kwietnia do 30 września)	Zima (od 1 października do 30 marca)
dzienna pozaszczytowa	$9^{00} – 17^{00}$	$10^{00} – 15^{00}$
dzienna szczytowa	$7^{00} – 9^{00}$	$7^{00} – 10^{00}$
nocna	$17^{00} – 21^{00}$ $21^{00} – 7^{00}$	$15^{00} – 21^{00}$ $21^{00} – 7^{00}$

- sterowanej dynamicznie G14dynamic, w której strefy czasowe stosowane w rozliczeniach są zgodne ze strefami w Energetycznym kompasie publikowanym przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. na dedykowanej stronie internetowej www.energetycznykompas.pl (pkt. 2.2.10. taryfy).

5.3.4.3. Partnerstwa i porozumienia z innymi aktorami rynku: ogólnopolska platforma usług elastyczności (TGE, Tauron Dystrybucja, PSE, Enea Operator, Energa-Operator, PGE Dystrybucja)

Tauron Dystrybucja jest stroną podpisanego w styczniu 2026 r. porozumienia o współpracy w celu budowy ogólnopolskiej platformy obrotu dla usług elastyczności, omówionego w pkt. 5.4.1. poniżej.

5.4. Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE)

5.4.1. Partnerstwa i porozumienia z innymi aktorami rynku: ogólnopolska platforma usług elastyczności (TGE, Tauron Dystrybucja, PSE, Enea Operator, Energa-Operator, PGE Dystrybucja)

W styczniu 2026 r. Towarowa Giełda Energii (TGE), Tauron Dystrybucja oraz PSE zawarły porozumienie o współpracy w celu budowy ogólnopolskiej platformy obrotu dla usług elastyczności[107]. Następnie w lipcu 2026 r. porozumienie podpisały ponadto PGE Dystrybucja, Enea Operator oraz Energa-Operator.

Kluczowe założenia platformy:

- **Cel projektu** – utworzenie scentralizowanego, rynkowego narzędzia do kojarzenia dostawców i odbiorców usług elastyczności. Platforma ma docelowo zastąpić rozproszone, autorskie systemy wdrażane indywidualnie przez poszczególnych OSD.
- **Koordynacja OSP-OSD** – system ma ustandaryzować i zoptymalizować przepływ informacji pomiędzy operatorami. Oferty dostępne na platformie, choć dedykowane głównie rozwiązywaniu lokalnych problemów dystrybucyjnych, posłużą również OSP do efektywniejszego zarządzania siecią przesyłową.
- **Otwarta formuła** – porozumienie ma charakter otwarty. Umożliwia dołączenie kolejnym OSD w celu konsolidacji całego krajowego rynku elastyczności.
- **Rola TGE** – Towarowa Giełda Energii będzie pełnić funkcję operatora platformy.
- **Termin realizacji** – zgodnie z wypowiedziami prasowymi platforma miałaby powstać w 2027 r.

Z dostępnych informacji wynika, że platforma ma służyć jako system do składania i aktywowania ofert na usługi elastyczności oraz rozliczania tych usług.

Oznacza to, że scentralizowana platforma częściowo zastąpiłaby obecne procesy biznesowe indywidualnie realizowane przez poszczególnych OSD. Zgodnie z projektowanym modelem rynku, wciąż jednak kwalifikacja do świadczenia usług elastyczności oraz zawieranie umów z ich dostawcami będą w gestii operatorów. Bez daleko idących zmian prawnych trudno także przyjąć, że procesy te będą realizowane bez zastosowania w jakimś stopniu procedur z zakresu zamówień publicznych.

Z informacji medialnych nie wynika także, aby platforma powstała pod auspicjami TGE miała pełnić funkcję rejestru podmiotowego (dostawców usług) lub przedmiotowego (zasobów elastyczności). Platformy rynkowe i rejestry mogą być niezależnymi bytami, jednak – podobnie jak w przypadku ram funkcjonowania CSIRE – docelowo, tj. w ramach wdrożenia NC DR, każda platforma usług

[107] https://www.tge.pl/aktualnosci-tge-czytaj?cmn_id=92047&title=TGE,+Tauron+Dystrybucja+oraz+PSE+uruchomi%C4%85+platform%C4%99+us%C5%82ug+elastyczno%C5%9Bci

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 42 15/09/2026 12:06

elastyczności będzie musiała korzystać z danych ujętych w stosownych rejestrach. Możliwe zatem, że platforma z inicjatywy TGE powstanie wraz z jakimś zalążkiem przyszłego FIS.

5.5. Agregatorzy zarejestrowani w URE

Agregatorzy w KSE pełnią rolę techniczną i handlową, przekształcając rozproszone zasoby energii w certyfikowane jednostki redukcji zdolne do świadczenia usług systemowych. Aktualnie wykaz agregatorów prowadzony przez URE liczy 22 podmioty[108].

Dotychczasowa działalność agregatorów koncentrowała się wokół usług systemowych świadczonych dla PSE. Podstawowe obszary agregacji obejmowały:

- **Rynek Mocy** – usługa polegająca na gwarantowaniu dostępności określonej mocy dla systemu w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Agregator odpowiada za agregację potencjału wielu jednostek w jeden blok, który pełni funkcję rezerwy systemowej.
- **Interwencyjna Redukcja Poboru (IRP)** – usługa o charakterze awaryjnym, bezpośrednio wspierająca bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Agregator na mocy umowy z PSE zobowiązuje się do zdalnej redukcji poboru u swoich klientów w odpowiedzi na nagłe deficyty mocy w systemie.

Wnioski z dotychczasowych doświadczeń działalności agregatorów:

- **Bariera technologiczna** – głównym ograniczeniem jest brak automatyzacji po stronie odbiorcy. Agregator musi zainwestować w systemy sterowania (EMS) u klienta, co wydłuża cykl sprzedaży (często powyżej 6-12 miesięcy).
- **Bariera regulacyjna** – wyłącznie w zasadach funkcjonowania rynku usług bilansujących przewidziano możliwość, aby kto inny świadczył te usługi z wykorzystaniem danego zasobu, a kto inny odpowiadał za jego bilansowanie – poprzez mechanizm tzw. korekty niezbilansowania; na rynku hurtowym energii elektrycznej i innych rynkach nie ma możliwości wykorzystania zasobów odbiorców w formie zagregowanej niezależnie od decyzji biznesowych POB. Powyższe zagadnienie jest kontrowersyjne, ponieważ niektórzy uczestnicy rynku (zwł. duzi sprzedawcy) argumentują, tak rozumiana niezależna agregacja nie wnosi żadnej wartości do systemu, a przy tym powoduje problemy koordynacyjne. Innym przykładem prawdopodobnej bariery regulacyjnej są postanowienia zawarte we wzorach umów na świadczenie przedstawionych powyżej usług elastyczności nabywanych przez Energa-Operator i Tauron Dystrybucja. Wzory te przewidują, że dostawca usługi jest *przyłączony* do sieci OSD oraz wykluczają możliwość podwykonawstwa – a zatem nie jest jasne, czy dostawcą usługi może być agregator, mimo że zgodnie z przepisami prawa OSD powinien dać taką możliwość.
- **Efektywność kosztowa** – przychód z usług elastyczności (IRP/rynek mocy) pokrywa średnio od 5% do 15% rocznych kosztów energii dużego zakładu przemysłowego. Dla MŚP (małych i średnich) przychody te są często zbyt niskie w relacji do kosztów wdrożenia systemu.
- **Rynek oligopolistyczny** – mimo rosnącej liczby podmiotów, rynek agregacji w Polsce jest silnie skoncentrowany w rękach 4-5 dużych podmiotów (w tym Enel X i Enspirion).

5.6. Odbiorcy przemysłowi i prosumenci

5.6.1. Odbiorcy przemysłowi

Jest jeszcze zbyt wcześnie, aby formułować wnioski dotyczące udziału odbiorców przemysłowych w świadczeniu usług elastyczności. Pewnych informacji mogą jednak dostarczyć doświadczenia na gruncie świadczenia przez odbiorców przemysłowych usług IRP na rzecz PSE. O skali ich udziału może świadczyć zamieszczona na stronie internetowej PSE lista podmiotów posiadających Certyfikaty dla ORed niezbędne w celu uczestnictwa w świadczeniu usługi IRP[109] (lista ta obejmuje jedynie podmioty, które wyraziły zgodę na publikację swoich danych adresowych; jest to ponadto lista podmiotów, które uzyskały certyfikat – nie koniecznie zaś świadczyły usługę). Powyższa lista obejmuje obecnie 85 podmiotów.

5.6.2. Prosumenci

Segment prosumentów, ze względu na znaczne rozproszenie tych zasobów, ma obecnie, w kontekście usług elastyczności znaczenie teoretyczne, stanowiąc potencjał jeszcze niewykorzystywany na rynku. Do jego wykorzystania niezbędna będzie zarówno agregacja, jak i cyfryzacja (m.in. upowszechnienie systemów zarządzania energią w domu oraz cyfryzacja końcowych punktów pomiarowych).

Aktualnie głównym narzędziem „zarządzania elastycznością" prosumentów pozostają mechanizmy cenowe. Taryfy dynamiczne czy strefowe mogą teoretycznie motywować prosumentów do dostosowania zużycia do sygnałów cenowych, co pośrednio odciąża sieć w szczytach podaży OZE.

Tego samego nie można powiedzieć o aktualnie stosowanych systemach wsparcia, zwł. systemie opustowym (*net metering*), który – w połączeniu z taryfami jednostrefowymi – całkowicie izoluje odbiorców od sygnałów cenowych. Również system rozliczenia wartościowego – *net billing* – nie jest narzędziem rozwoju elastyczności, ponieważ prosumenci są rozliczani według średnich cen miesięcznych, a nie wartości energii elektrycznej blisko czasu rzeczywistego. Powyższe, w połączeniu z brakiem dostępu operatorów do danych

[108] https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/wykaz-agregatorow/4713,Wykaz-agregatorow.html
[109] https://www.pse.pl/uslugi-dsr/lista-odbiorcow-posiadajacych-certyfikaty-dla-ored

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 43 15/09/2026 12:06

z inwerterów, sprawia, że ok. 13 GW fotowoltaiki prosumenckiej nie jest obecnie źródłem elastyczności, lecz jedną z głównych przyczyn, dla których występuje zapotrzebowanie na usługi w tym zakresie.

6. Jak wdrożone usługi wpisują się w model rynku wynikający z obowiązujących i projektowanych ram prawnych?

Spośród rozwiązań, które do tej pory pojawiły się na polskim rynku, definicję usług elastyczności spełniają lokalne usługi elastyczności wdrożone przez Energa-Operator i Tauron Dystrybucja. W obydwu przypadkach usługi świadczone są na rzecz OSD, w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Za świadczenie tych usług przewidziano dla ich dostawców wynagrodzenie. Proces wyceny usług jest prosty – potencjalni wykonawcy uwzględniają w ofercie cenę (PLN/MW/h albo PLN/MVarh, zależnie od usługi), a OSD wybiera dostawców kierując się kryterium wyboru najtańszych ofert (mamy więc do czynienia z modelem *pay-as-bid*).

Usługi elastyczności świadczone są na podstawie umów zawieranych w drodze postępowań przetargowych. Obecnie postępowania te realizowane są za pośrednictwem stron internetowych poszczególnych operatorów, jednak porozumienie zawarte między TGE, PSE a czterema OSD wskazuje, że planowane jest stworzenie wspólnej platformy do zakupu usług elastyczności.

Za usługi elastyczności *sensu stricto* nie można natomiast uznać obecnych w ofercie operatorów usług IDC, z uwagi na brak wynagrodzenia za ich świadczenie (rozliczenie z dostawcą następuje w ich przypadku poprzez zwolnienie z opłat za przekroczenie mocy umownej). Kwestię tę odnotowano w różnych IRiESD, które zawierają zastrzeżenie, że postanowienia dotyczące niektórych usług, w szczególności IDC, obowiązują tylko do 31 grudnia 2027 r.

Tak jak wskazano na początku, usługi świadczone na rzecz PSE nie mieszczą się w ustawowej definicji, nawet w przypadku, gdy ich treść i cel odpowiadają usługom elastyczności. Art. 3 pkt 11k Prawa energetycznego kwalifikuje bowiem jako usługi elastyczności jedynie te świadczone na rzecz OSD. Jednakże doświadczenia zebrane w ramach usług na rzecz OSP są cennym budulcem rynku usług elastyczności.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 44 15/09/2026 12:06

Sekcja 4

Wdrożenie NC DR w Polsce. Analiza zgodności

1. Wprowadzenie – struktura sekcji

Niniejsza sekcja ma na celu zidentyfikować luki zgodności polskiego rynku w modelu, jaki przedstawiono w sekcjach 2 i 3, względem modelu wynikającego z aktualnego projektu *Network Code on Demand Response* według rekomendacji ACER 01/2025.

W chwili sporządzania niniejszego raportu sekcji NC DR jest na etapie procesu komitologii, ale to nie powinno wstrzymywać prac nad przygotowaniem polskich ram regulacyjnych do wdrożenia tego kodeksu. Praktyka powstawania prawa unijnego, w tym kodeksów sieci i wytycznych, pokazuje, że rzadko na etapie komitologii mają miejsce daleko idące zmiany w najważniejszych aspektach regulacji. Można już obecnie wskazać elementy styczne i rozbieżne pomiędzy istniejącymi usługami elastyczności, projektem rynku według projektu rozporządzenia systemowego z 22 maja 2026 oraz projektem NC DR.

Projekt NC DR zawiera ambitną propozycję dość daleko idącej harmonizacji rynków usług elastyczności w UE, lecz wciąż pozostawia krajowym prawodawcom i organom regulacyjnym, a także operatorom systemów, wiele swobody co do konkretnego kształtu regulacji. Na obecnym etapie można dokonać ogólnej, kierunkowej oceny zgodności aktualnego stanu rynku usług elastyczności z rozwiązaniami zaprojektowanymi w NC DR. Natomiast dyskusję nt. z jakimi zmianami wiązałoby się wdrożenie kodeksu – przy założeniu, że Komisja Europejska wydałaby rozporządzenie w z grubsza niezmienionym kształcie – należy poprzedzić dyskusją na temat zmian pożądanych w samym modelu krajowym.

Z powyższego względu opracowanie o konkretnych zmianach w krajowych regulacjach, które byłyby wymagane do zapewnienia zgodności z NC DR, ujęliśmy w sekcji 6 poniżej.

2. 10 kluczowych aspektów regulacyjnych NC DR

2.1. FIS (Flexibility Information System)

Projekt NC DR przewiduje, że podstawowym narzędziem rynku usług elastyczności jest FIS, czyli system informacji o elastyczności (rejestr elastyczności). FIS ma się składać z modułu podmiotowego – *SP module* (od *service providers)* oraz *CU module* (od *controllable units*), czyli modułu przedmiotowego (zob. pkt 2.9 poniżej). Rolą FIS ma być rejestrowanie, przechowywanie i udostępnianie danych dotyczących tego, kto świadczy jakie usługi jakiemu operatorowi oraz z wykorzystaniem jakich zasobów – zob. definicje w art. 2 pkt 15-17 projektu NC DR. Warto podkreślić, jakkolwiek może się to wydawać oczywiste, że FIS nie jest sam w sobie platformą rynkową – miejscem oferowania i zakupu usług elastyczności. Np. jak opisaliśmy w sekcji 1, holenderska platforma GOPACS służy kojarzeniu ofert dostawców i zapotrzebowania nabywców usług, ale warunkiem korzystania z tej platformy jest wcześniejsza rejestracja w systemach, które prowadzą poszczególni operatorzy.

Projekt NC DR wskazuje domyślnie jednego lub większą liczbę operatorów systemów jako podmioty odpowiedzialne za prowadzenie FIS (art. 24-28), jednak ma tutaj zastosowanie art. 8 projektu. Przepis ten ma umożliwiać operatorom delegowanie zadań na inne podmioty – przy zachowaniu prawnej odpowiedzialności za ich realizację (art. 8 ust. 1-3) – oraz dawać państwom członkowskim prawo do przypisywania odpowiedzialności za konkretne zadania innym podmiotom, jeśli wykażą, że są zdolne do ich wykonywania (art. 8 ust. 4-5).

Co bardzo istotne, prowadzenie rejestru podmiotowego lub przedmiotowego wiąże się z dostępem do znacznej ilości informacji o dużej wartości rynkowej. Dlatego projekt NC DR kładzie nacisk na to, aby podmiot prowadzący FIS był wolny od wszelkiego konfliktu interesów, który mógłby wynikać z np. równoległego występowania w roli uczestnika rynku albo operatora platformy, na której dochodzi do zawierania transakcji w ramach usług elastyczności. Projekt NC DR zawiera w tym względzie restrykcyjny wymóg, wyrażony w art. 26 ust. 4, aby ewentualny podmiot trzeci prowadzący FIS pozostawał w należytym rozdziale biznesowym od podmiotów, które mają interes handlowy w usługach, do których oferowania i świadczenia wykorzystuje się ten rejestr. Wymóg ten obejmuje nie tylko dostawców usług, ale także ewentualnego operatora platformy rynkowej.

2.2. Prekwalifikacja dostawców

Aby dostawcy usług – *service providers* – mogli świadczyć usługi, muszą przejść proces tzw. prekwalifikacji (lub kwalifikacji wstępnej). Definicję kwalifikacji dostawcy ujęto w art. 2 pkt 21 projektu NC DR – dotyczy ona wyłącznie spełnienia wymagań formalnych, tj. po stronie podmiotu, lecz jeszcze sama z siebie nie pozwala na świadczenie usług.

Świadczenie usług jest możliwe dopiero po przejściu kwalifikacji jednostki świadczącej usługi – czyli zasobu (*controllable unit*) przypisanego do dostawcy usług. Istotne

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 45 15/09/2026 12:06

jest, że NC DR przewiduje dwa rodzaje kwalifikacji (art. 2 pkt 25-26):

- prekwalifikację produktową (*product prequalification*), czyli sprawdzenie *ex ante* zdolności technicznych do wykonania usługi;
- weryfikację produktową (*product verification*), czyli w istocie sprawdzenie *ex post* po przywołaniu do wykonania usługi, czy rzeczywiście dana jednostka ma możliwości ją wykonywać; do tego czasu jednostka korzysta z tymczasowej kwalifikacji (*temporary qualification* – art. 2 pkt 32).

2.3. Metoda wyznaczania profilu odniesienia (baseline)

Jak wskazaliśmy w sekcji 1, zastosowane metody wyznaczania profilu odniesienia mają istotne znaczenie dla poprawnego i efektywnego funkcjonowania rynków usług elastyczności. Z tego względu autorzy projektu NC DR położyli duży nacisk na sposób określania tych metod.

Art. 14 projektu NC DR przewiduje obowiązek opracowania krajowego TCM – regulaminu – zawierającego wspólną propozycję wszystkich operatorów w zakresie procesu określania, obliczania i walidacji profilu odniesienia. Co więcej, metody te będą potencjalnie podlegać harmonizacji na poziomie unijnym – zgodnie z art. 14 ust. 4 streszczenia metod krajowych w języku angielskim będą publikowane w rejestrze metod prowadzonym przez ENTSO-E i EU DSO Entity.

2.4. Koordynacja TSO-DSO

Właściwa koordynacja pomiędzy OSP i OSD jest niezbędnym warunkiem zaistnienia rynku elastyczności. Operatorzy ci mogą konkurować o te same zasoby, a ponadto aktywacja usług w różnych miejscach sieci może wpływać nie tylko na operatora, który jest ich nabywcą. Z tego względu w projekcie NC DR ujęto cały rozdział (art. 45-52) poświęcony koordynacji OSP-OSD oraz OSD między sobą. Opracowanie szczegółowych zasad w tym względzie – *national terms and conditions for TSO-DSO and DSO-DSO coordination* (art. 45) – jest jednym z pierwszych zadań, jakie mają wykonać operatorzy celu wdrożenia kodeksu, w terminie 6 miesięcy od ustanowienia procesu regulacyjnego *all relevant system operators* (zob. sekcję 7).

Projekt NC DR umożliwia także różne przypisywanie zadań pomiędzy operatorami – art. 8 ust. 4. Oznacza to, że NC DR ma dopuszczać specyficzną polską konstrukcję prawna, jaką jest koordynowana sieć 110 kV – sieć należąca do OSD i w związku z tym kwalifikowana jako dystrybucyjna, ale podlegająca zarządzaniu przez OSP (zob. sekcję 3).

2.5. Lokalne rynki elastyczności

Terminologia użyta w NC DR wprowadza do słownika europejskiej regulacji energetyki nowe pojęcia, jakim są „lokalny rynek" (*local market*) i „usługi lokalne" (*local services*) – zob. definicje art. 2 pkt 5 i 6 NC DR. Co istotne – choć nie rozwijamy tego znacząco w niniejszym raporcie – pojęcie to obejmuje także usługi zarządzania ograniczeniami świadczone na rzecz OSP[110], a zatem w pewnym zakresie nie pokrywa się z pojęciem usługi elastyczności tak jak zdefiniowano je w prawie krajowym (przy czym definicja ta opiera się na interpretacji art. 32 dyrektywy 2019/944). Dlatego na potrzeby niniejszego raportu posługujemy się konsekwentnie pojęciem usług elastyczności, które na gruncie NC DR należy rozumieć jako te usługi lokalne, które są świadczone na rzecz OSD.

Choć NC DR daje w założeniu operatorom swobodę co do definiowania konkretnych produktów na potrzeby swoich lokalnych rynków, wymaga, aby zasady te były jednak zharmonizowane na poziomie kraju we wszystkich aspektach mających znaczenie dla progu wejścia w świadczenie usług. Świadczy o tym obszerny i szczegółowy zakres przedmiotowy kolejnego kluczowego TCM, jakim są zasady i warunki dla dostawców usług (*national terms and conditions for service providers*) – art. 11 projektu NC DR.

NC DR nie przesądza także, w jakiej konkretnej formie operator ma zorganizować proces nabywania, aktywowania i rozliczania usług – czy też ogół procesów składających się na *local market*. Projektowane przepisy formułują liczne obowiązki dot. min. zakresu i dokładności publikowanych danych; wśród tych przepisów znajduje się wymóg, aby operator informował o „platformie, na której działa" (art. 37 ust. 1 projektu NC DR). Projekt kodeksu nie zawiera jednak wymogu tworzenia takich platform ani szczegółowych przepisów odnoszących się konkretnie do roli operatora platformy rynkowej – podobnie jak w przypadku operatora FIS, kwestię te rozstrzygną zgodnie z zasadami ujętymi w art. 8 projektu NC DR albo przepisy krajowe regulacje przypisujące innemu podmiotowi odpowiedzialność za określone działania, albo sami operatorzy w trybie delegacji zadań. Wzmiankę o stronach trzecich wykonujących zadania operatorów rynków można znaleźć w przytoczonym już art. 26 ust. 4 projektu NC DR w kontekście rozdziału biznesowego od zadań związanych z FIS.

2.6. Dane AMI i dostęp do danych pomiarowych

Projekt NC DR przewiduje, że dane pomiarowe umożliwiające rozliczanie usług elastyczności będą pochodziły z urządzeń pomiarowych zainstalowanych w punktach przyłączenia danego zasobu (art. 12 ust. 1). Jednakże powyższe przepisy zastrzegają, że jeśli użytkownik systemu posiada jedynie licznik konwencjonalny albo zainstalowany licznik zdalnego odczytu nie zapewnia danych odpowiedniej jakości lub granulacji, wówczas ma być możliwe świadczenie usług z wykorzystaniem specjalnych urządzeń pomiarowych – DMD (*dedicated measurement devices*).

[110] Na marginesie można wskazać, że jest to jeden z aspektów budzących kontrowersje co do tego, czy zakres uregulowany w projekcie NC DR mieści się w upoważnieniu legislacyjnym dla Komisji Europejskiej z art. 59 ust. 1 lit. e.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 46 15/09/2026 12:06

2.7. Zarządzanie zgodami

Zgody użytkowników systemu, aby dostawcy usług działali w ich imieniu, będą niezbędne do świadczenia usług z wykorzystaniem należących do nich zasobów (zob. np. art. 53 ust. 5 lit. d projektu NC DR). Same ramy prawne dotyczące udzielania upoważnień będą przedmiotem regulacji krajowych.

2.8. Rozliczenia usług

Rozliczenia z tytułu świadczenia usług elastyczności (usług lokalnych) mają być jednym z przedmiotów krajowego TCM pn. zasady rynkowego zakupu usług lokalnych (zob. art. 35 projektu NC DR). Przepisy wyznaczają minimalne standardy, jakim mają odpowiadać reguły rozliczeń, m.in. zasady walidacji wyliczeń (art. 35 ust. 4) oraz granulację danych (ust. 5). Wszelkie stosowane przez operatorów narzędzia, w tym dostarczane przez podmioty trzecie – np. platformy rynkowe – będą musiały działać zgodnie z tymi minimalnymi standardami.

2.9. Rejestr jednostek sterowalnych (CU)

Projekt NC DR przewiduje, że w każdym państwie członkowskim ma funkcjonować co najmniej jeden moduł przedmiotowy – rejestr jednostek sterowalnych (CU – *controllable units*) w ramach FIS. Celem modułu jest, zgodnie z definicją w art. 2 pkt 16 projektu NC DR, zapisywanie danych dotyczących jednostek sterowalnych, zarządzanie tymi danymi i udostępnianie ich stosownym podmiotom. Art. 28 projektu zawiera ponadto wykaz wymaganych procedur dla *CU module*. Rozwiązania te są generalnie w dużej mierze podobne do rozwiązań regulacyjnych zastosowanych wobec CSIRE, którego architektura opiera się na punktach pomiarowych.

2.10. Interoperacyjność

W duchu unijnego paradygmatu swobodnej konkurencji, projekt NC DR kładzie duży nacisk na interoperacyjność rozwiązań stosowanych w państwach członkowskich w ramach wdrażania rynku usług elastyczności. Zagadnienie to jest szczególnie silnie zaakcentowane w wymaganiach prawnych dla rejestru elastyczności – FIS (art. 24-26 projektu NC DR). Celem tych przepisów jest m.in. zapewnienie możliwości łatwego przenoszenia danych z jednego modułu rejestru do innego.

Ponadto w art. 34 projektu NC DR ujęto także inny aspekt interoperacyjności, mianowicie interoperacyjność ofert dostawców usług na różnych rynkach. Założeniem autorów projektu jest, aby oferty składane na rynkach hurtowych mogły także być wykorzystywane w innych celach, w tym do rozwiązywania ograniczeń sieciowych. Zagadnienie to, choć w teorii brzmi jak oczywiste rozwiązanie z zakresu poszukiwania efektywności w systemie, w praktyce może być bardzo trudne do wdrożenia.

3. Model rynku w projekcie rozporządzenia systemowego a wymagania NC DR

Na poziomie fundamentalnego modelu rynku, zaprezentowanego na rysunkach 2.1 i 2.2 w sekcji 2, rozwiązania zaproponowane w projekcie rozporządzenia systemowego z 22 maja br. są w znacznej mierze zgodne z modelem ujętym w projekcie NC DR. Jednakże kilka elementów może budzić zastrzeżenia, tj. przede wszystkim mechanizm definiowania produktów elastyczności oraz realne zasady możliwości świadczenia usług przez agregatorów. Zagadnienia te omówiliśmy w sekcji 6.

4. Podsumowanie – wybrane elementy NC DR i ich wdrożenie na poziomie poszczególnych podmiotów

Biorąc pod uwagę aktualny stan prawny oraz stan rynku usług elastyczności opisany w sekcjach 2 i 3, w tabeli nr 4 poniżej przedstawiliśmy, jaka relacja obecnie łączy poszczególne podmioty z danym zagadnieniem (np. występowanie procesu odpowiadającego swoją istotą wymaganiom NC DR lub będącego prawdopodobnym punktem wyjścia do sposobu wdrożenia NC DR). Tabela będzie oczywiście wymagać aktualizacji 1) po kolejnym etapie procesu komitologii 2) po wejściu w życie.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 47 15/09/2026 12:06

Tabela nr 3 cz. 1: wybrane elementy NC DR i ich wdrożenie na poziomie poszczególnych podmiotów

	PSE	Enea Operator	Energa Operator	PGE Dystrybucja	Tauron Dystrybucja
FIS (Flexibility Information System)	**niewdrożone** / OSP wykorzystuje kilka systemów, pomiędzy które dzielą się funkcjonalności przyszłego FIS – m.in. PREU (portal rynku energii i usług), WIRE – system wymiany informacji o rynku energii	**niewdrożone** / OSD przyjmuje od dostawców usług po prostu zgłoszenia do ich świadczenia albo zawiera umowę na świadczenie usługi	**niewdrożone** / OSD przyjmuje od dostawców usług po prostu zgłoszenia do ich świadczenia (*usługa IDC – analogicznie jak Enea Operator)*	**niewdrożone** / brak informacji na stronie internetowej, brak stosownych postanowień IRiESD	**niewdrożone** / OSD zawiera umowy z dostawcami, ale nie działa funkcjonalność mapy certyfikowanych zasobów elastyczności na stronie internetowej
Prekwalifikacja dostawców	**w toku** / OSP prowadzi proces prekwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, który w przypadku DUB i zasobów innych niż elektrownie systemowe (JWCD) jest na etapie *uczenia* (np. magazyny, agregatorzy) **wdrożone** / na potrzeby usług DSR występuje tzw. proces certyfikacji obiektów redukcji (ORed) – zob. poniżej – rejestr CU	**w toku** / usługa IDC nie wymaga kwalifikacji, usługa optymalizacji pracy sieci z wykorzystanie magazynu – weryfikacja możliwości dostawcy (*produkt w przygotowaniu*); usługa IRB – interwencyjna dostawa mocy biernej – kwalifikacja wytwórcy **w toku** / usługi bilansujące i DSR: zadania OSD związane z prekwalifikacją zasobów oraz OReD w sieci OSD	**w toku** / usługa IDC nie wymaga kwalifikacji; OSD zawiera umowy na świadczenie usług (postępowania trwają) **w toku** / usługi bilansujące i DSR: zadania OSD związane z prekwalifikacją zasobów oraz OReD w sieci OSD	**niewdrożone** / OSD nie zamawia usług wymagających kwalifikacji **w toku** / usługi bilansujące i DSR: zadania OSD związane z prekwalifikacją zasobów oraz OReD w sieci OSD	**w toku** / OSD wydaje Certyfikaty Elastyczności oraz zawiera umowy na świadczenie usług (ostatnia dostępna dokumentacja – listopad 2025) **w toku** / usługi bilansujące i DSR: zadania OSD związane z prekwalifikacją zasobów oraz OReD w sieci OSD
Metoda *baseline*	**wdrożone/w toku** / OSP stosuje różne metody *baselining* dla odpowiedzi strony popytowej; na rynku mocy stosuje się dwie metody: profil historyczny (domyślna), profil planowany (na wniosek dostawcy mocy, wymaga potwierdzenia poprawności); dla usług IRP/ IZP – (załącznik nr 4 do Umowy IRP) – domyślnie metoda profilu historycznego, rozwiązanie zapasowe – metoda wartości okołoredukcyjnej (*before-after*), na wniosek dostawcy – metoda (*before*) dla MWE i MEE na potrzeby usług bilansujących – zasady określa WDB (m.in. estymaty dla OZE określane w programach pracy)	**w toku** / usługa IDC nie wymaga baseliningu – wykonanie polega na poborze mocy ponad umowną, a poniżej ustalonej bezpiecznej; usługa magazynowania – pobór lub wprowadzanie w ramach wartości wskazanych przez OSD; usługa IRB – pobór lub wprowadzanie mocy biernej ponad wartości wynikające z umowy albo praca kompensatorowa (rozliczenie wg pomiaru) *w zakresie usług bilansujących oraz IRP i IZP – zob. PSE*	**w toku** / *usługa IDC – analogicznie jak Enea Operator* **w toku** / w ramach usług na podstawie umów: generacja – prognoza przekazana OSD, pobór – profil historyczny *w zakresie usług bilansujących oraz IRP i IZP – zob. PSE*	**niewdrożone** / brak usług elastyczności u tego OSD *w zakresie usług bilansujących oraz IRP i IZP – zob. PSE*	**wdrożone/w toku** / zasady określone w umowie o świadczenie usług – profil historyczny; dla mocy biernej – pobór zmierzony po aktywacji *w zakresie usług bilansujących oraz IRP i IZP – zob. PSE*

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 48 15/09/2026 12:06

Koordynacja TSO-DSO	**w toku** / zasady koordynacji OSP-OSD na rynku usług bilansujących określa WDB (zgodnie z wytycznymi EB GL, SO GL) **niewdrożone/w toku** / koordynacja wykorzystania usług elastyczności jest przedmiotem IRiESD, a potem będzie przedmiotem nowego rozporządzenia systemowego; fundamenty: 1) pierwszeństwo OSD w wykorzystaniu usług ze swojej sieci 2) ścisły rozdział usług elastyczności i bilansujących; możliwość zarejestrowania tych samych zasobów, ale znaczące ograniczenia wykorzystania; wąska odpowiedzialność OSD za brak możliwości świadczenia usług na rzecz OSP 3) w ks. 110 kV ograniczeniami zarządza OSP	*zob. PSE*	*zob. PSE*	*zob. PSE*	*zob. PSE*
Lokalne rynki elastyczności	**w toku** / w przypadku OSP usługi lokalne obejmują cały system; IRP/IZP – system kwalifikowania dostawców	**w toku** / usługa IDC, optymalizacja z wykorzystaniem magazynu; platforma zakupowa – IRB	**w toku** / zakup usług od zasobów przyłączonych do konkretnych linii *usługa IDC – analogicznie jak Enea Operator*	**niewdrożone** / brak informacji na stronie internetowej, brak stosownych postanowień IRiESD	**w toku** / platforma zakupowa – ogłoszenia dotyczące zakupu, mapa zapotrzebowania na usługi – wskazane obszary sieci i wolumeny; zakup usług od zasobów przyłączonych do konkretnych linii
Dane AMI i dostęp do danych pomiarowych	**w toku** / system SPR – system pomiarowo-rozliczeniowy OSP – gromadzi dane pomiarowe OSP, OSD i otrzymane od innych podmiotów poprzez system WIRE zasady pozyskiwania danych pomiarowych określają IRiESP oraz WDB w przypadku zasobów w sieci OSD – weryfikacja danych przez OSD	**w toku** / świadczenie usług wymaga LZO **wdrożone/w toku** / usługi na rzecz OSP: zgodnie z rolą OSD w rozliczeniu usług DSR i bilansujących	**w toku** / świadczenie usług wymaga LZO **wdrożone/w toku** / usługi na rzecz OSP: zgodnie z rolą OSD w rozliczeniu usług DSR i bilansujących	**wdrożone/w toku** / usługi na rzecz OSP: zgodnie z rolą OSD w rozliczeniu usług DSR i bilansujących	**w toku** / świadczenie usług wymaga LZO **wdrożone/w toku** / usługi na rzecz OSP: zgodnie z rolą OSD w rozliczeniu usług DSR i bilansujących
Zarządzanie zgodami	**wdrożone/w toku** / w zakresie usług bilansujących i poszczególnych innych usług, w tym DSR – przedmiot WDB/ umów dotyczących usług	**wdrożone/w toku** / przedmiot regulaminów świadczenia poszczególnych usług lub umów o ich świadczenie	**wdrożone/w toku** / *usługa IDC – analogicznie jak Enea Operator*	*zob. PSE*	**wdrożone/w toku** / przedmiot umów o świadczenie usług elastyczności

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 49 15/09/2026 12:06

Rozliczenia usług	**wdrożone/w toku** / rozliczenia wg danych z SPR (poprzez system WIRE)	**wdrożone/w toku** / IDC – ustalenie, czy nie doszło do przekroczenia mocy bezpiecznej; IRB – rozliczenie na podstawie zmierzonych jednostek mocy biernej; optymalizacja – na podstawie zmierzonej mocy	**wdrożone/w toku** / *usługa IDC – analogicznie jak Enea Operator*; przedmiot umów o świadczenie usług elastyczności	**niewdrożone** / brak usług elastyczności u tego OSD **wdrożone/w toku** / zgodnie z rolą OSD w rozliczeniu usług DSR	**wdrożone/w toku** / przedmiot umów o świadczenie usług elastyczności
Rejestr jednostek sterowalnych (CU)	**niewdrożone** / niezależne zbiory danych lub rejestry: usługi DSR: rejestr ORed – system IP DSR, Lista Odbiorców posiadających Certyfikaty dla ORed - PSE usługi bilansujące: PREU, WIRE – dane o jednostkach grafikowych	**niewdrożone** / *zob. uwagę dot. FIS*	**niewdrożone** / *zob. uwagę dot. FIS*	**niewdrożone** / brak usług elastyczności u tego OSD	**niewdrożone** / *zob. uwagę dot. FIS*
Interoperacyjność	zasady koordynacji świadczenia usług bilansujących i usług elastyczności określają IRiESD	zasady koordynacji świadczenia usług bilansujących i usług elastyczności określają IRiESD	zasady koordynacji świadczenia usług bilansujących i usług elastyczności określają IRiESD	zasady koordynacji świadczenia usług bilansujących i usług elastyczności określają IRiESD	zasady koordynacji świadczenia usług bilansujących i usług elastyczności określają IRiESD

Tabela nr 3 cz. 2: wybrane elementy NC DR i ich wdrożenie na poziomie poszczególnych podmiotów – cd.

	agregatorzy	odbiorcy przemysłowi	prosumenci	Minister Energii
FIS (Flexibility Information System)	**nie dotyczy** / działalność agregatora wymaga wpisania do rejestru, ale to tylko rejestr regulatora – będzie warunkiem kwalifikacji, lecz o niej nie przesądza	**nie dotyczy**	**nie dotyczy**	**niewdrożone** / w projekcie rozp. sys. z 22 maja 2026 r. nie ma wymagań dotyczących systemu teleinformatycznego stosowanego w kwalifikacji dostawców usług lub jednostek sterowalnych, ani obowiązków dotyczących przystosowania istniejących systemów do takiej funkcji
Prekwalifikacja dostawców	**wdrożone / w toku** / w przypadku usług na rzecz OSP – rola agregatorów zależy od progu mocy: IRP/IZP – 1 MW; rynek bilansujący – 200 kW	**niewdrożone/w toku** / niektórzy odbiorcy przemysłowi są także OSDn i mają obowiązki jako OSD – *zob. PSE*	**niewdrożone/w toku** / obecnie większość usług przewiduje zbyt wysokie progi wejścia, żeby umożliwić efektywne kosztowo świadczenie usług za pomocą zasobów prosumentów – rozp. sys. z 22 maja przewiduje próg usług elastyczności 1 kW dla sieci nN, który będzie niższy niż jakiekolwiek progi obecnie	**niewdrożone/w toku** / w projekcie rozp. sys. z 22 maja przewidziano ogólne zasady kwalifikacji dostawców, jednak bez zastrzeżenia harmonizacji – będzie to przedmiot instrukcji poszczególnych OSE
Metoda *baseline*	**wdrożone / w toku** / *zob. PSE*	**wdrożone / w toku** / *zob. PSE, OSD*	**niewdrożone/w toku** / *zob. wyżej*	**niewdrożone/w toku** / w projekcie rozp. sys. z 22 maja przewidziano, że zasady baseliningu będą przedmiotem umów o świadczenie usług elastyczności z poszczególnymi OSD

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 50 15/09/2026 12:06

Koordynacja TSO-DSO	**nie dotyczy**	**w toku** / niektórzy odbiorcy przemysłowi są także OSDn i mają obowiązki jako OSD – *zob. PSE*	**nie dotyczy**	**niewdrożone/w toku** / *zob. PSE – projekt rozp. sys. z 22 maja przewiduje zasady koordynacji, obecne przepisy prawa niewystarczająco precyzują wiele kwestii, np. ks. 110 kV*
Lokalne rynki elastyczności	**nie dotyczy**	**niewdrożone/w toku** / zob. wyżej; w przypadku większości przemysłowych OSDn wystąpi problem niewystarczającego zakresu zasobów do powstania efektywnego lokalnego rynku → zajdzie potrzeba udzielenia derogacji przez Prezesa URE	**nie dotyczy**	**nie dotyczy**
Dane AMI i dostęp do danych pomiarowych	**niewdrożone** / na gruncie CSIRE agregator może mieć dostęp do danych, ale występuje systemowa bariera dla agregacji niezależnej od sprzedawcy/ POB – nie ma mechanizmów (poza instytucją korekty niezbilansowania POB w wyniku aktywacji usług bilansujących) rozstrzygających konflikt interesów niezależnego agregatora *vs* POB; brak zasad dotyczących wykorzystania podliczników (DMD); ew. istnieje możliwość ustanowienia odrębnego PPE – ale to raczej na potrzeby zakupu energii od różnych sprzedawców	**wdrożone / w toku** / *zob. PSE, OSD*	**niewdrożone/w toku** / *zob. wyżej*; prosumenci są wyposażeni w LZO, ale masowym problemem jest brak informacji bezpośrednio z inwerterów oraz brak możliwości sterowania – *zob. Minister Energii*	**niewdrożone** / projekt rozp. sys. z 22 maja nie zawiera przepisów gwarantujących rzeczywistą możliwość prowadzenia niezależnej agregacji oraz możliwość wykorzystania danych spoza licznika (z DMD) do świadczenia usług na rzecz OSE **w toku** / projekt rozp. sys. z 22 maja przewiduje nałożenie na prosumentów (wytwórców z MWE typu A) obowiązku wyposażenia (lub umożliwienia wyposażenia) instalacji w urządzenia zdalnej transmisji danych i sterowania, z określonym czasem na dostosowanie
Zarządzanie zgodami	**niewdrożone** / teoretycznie zgodnie z prawem jeśli użytkownik systemu chce korzystać z usług niezależnego agregatora, ma taką możliwość, ale bez przepisów dot. korekty niezbilansowania jest to martwa regulacja	**wdrożone/w toku** / przedmiot regulaminów świadczenia poszczególnych usług lub umów o ich świadczenie	**niewdrożone/w toku** / *zob. wyżej*	**w toku** / zgodnie z projektem rozp. sys. z 22 maja kwestię zgód mają regulować umowy o świadczenie usług elastyczności
Rozliczenia usług	**niewdrożone/w toku** / *zob. wyżej*	**wdrożone / w toku** / *zob. PSE, OSD*	**niewdrożone/w toku** / *zob. wyżej*	**w toku** / projekt rozp. sys. z 22 maja przewiduje uregulowanie zasad rozliczania usług elastyczności (w tym baseliningu) w umowach, a wynagradzania – w instrukcjach OSE (również obecnie przepisy prawa kwestię rozliczeń pozostawiają instrukcjom lub WDB)
Rejestr jednostek sterowalnych (CU)	**nie dotyczy**	**nie dotyczy**	**nie dotyczy**	**niewdrożone** / *zob. uwagę dot. FIS*
Interoperacyjność	**nie dotyczy**	**nie dotyczy**	**nie dotyczy**	**niewdrożone** / w projekcie rozp. sys. z 22 maja 2026 r. nie ma wymagań dotyczących interoperacyjności informacji na temat dostawców usług oraz jednostek sterowalnych

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 51 15/09/2026 12:06

Sekcja 5

Optymalny model dla Polski. Wnioski z analizy i rekomendacja

1. Wprowadzenie – cel funkcjonowania rynku usług elastyczności. Wybór i opis możliwych modeli

Rozważanie na temat możliwych *konkretnych* modeli wdrożenia rynku usług elastyczności mogą dotyczyć różnych aspektów tego rynku.

W początkowej części sekcji 3 przedstawiliśmy schematycznie model rynku w sensie jego struktury podmiotowej i przedmiotowej. Ponadto z pozostałej części sekcji 3 oraz z sekcji 4 można wyciągnąć pewne wnioski co do modelu rynku głównie w aspekcie produktów definiowanych przez OSP i OSD. Operatorzy formalnie robią to niezależnie, jednak czerpią wzajemnie ze swoich doświadczeń i przede wszystkim koordynują swoją taktykę regulacyjną, o czym świadczy np. umieszczanie w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych tych identycznych postanowień i prowadzenie skoordynowanych postępowań przed Prezesem URE.

W niniejszej sekcji przytaczamy ponownie wnioski z sekcji 1 w świetle przeprowadzonej analizy. Następnie opisujemy – przez pryzmat ról uczestników, ładu organizacyjnego i modeli finansowania – jakie szczegółowe modele w zakresie produktów na rynku usług elastyczności są możliwe do wdrożenia w istniejących i przyszłych ramach regulacyjnych. W końcowej części sekcji prezentujemy rekomendację – tj. jaki model wydaje się dla Polski optymalny.

Oczywiście żeby zajmować stanowisko co do wyboru najlepszych rozwiązań, trzeba wiedzieć, jaki chce się osiągnąć cel. Konsekwentnie z wnioskami przedstawionymi w sekcji 3 należy stwierdzić, że celem usług elastyczności jest ograniczenie potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej poprzez środki o charakterze nierynkowym czy też administracyjnym. W systemie, w którym rośnie udział wytwarzania energii ze źródeł przyłączonych do sieci promieniowej o niższych napięciach, odpowiednio skonstruowany system zachęt powinien docelowo prowadzić także do sytuacji większej równowagi między wytwarzaniem i odbiorem energii elektrycznej na tym poziomie systemu[111]. Powyższe dwa cele – doraźny i strategiczny – mamy na uwadze formułując rekomendacje ujęte w raporcie.

W tym miejscu należy także poczynić uwagę metodyczną: w rozumieniu niniejszej sekcji „produkt" w zakresie usług elastyczności obejmuje wszystkie aspekty definiujące jednostkę takiej usługi, czyli nie tylko jej kluczowe fizyczne aspekty – jak zmniejszenie albo zwiększenie poboru albo wprowadzania mocy czynnej, czas aktywacji czy wolumen – ale także istotne cechy handlowe: zasady składania ofert i wypłacania wynagrodzenia, standardy jakościowe (próg tolerancji odchylenia od zadanej wielkości) czy stosowaną metodę *baseline*.

2. Wnioski z doświadczeń z innych krajów UE

Na podstawie analizy doświadczeń rynków usług elastyczności wybranych krajów Unii Europejskiej (Wielka Brytania, Holandia, Belgia – zob. Sekcja 1), wskazać można na kilka czynników, które przyczyniły się do ich rozwoju:

- jedna platforma wykorzystywania usług elastyczności zarządzana wspólnie przez OSP i największych OSD – doświadczenia holenderskie oparte na platformie GOPACS pokazały, że możliwość kontraktowania usług elastyczności z różnymi operatorami – i koordynowania ich wykorzystania pomiędzy nimi – za pomocą jednej platformy upraszcza ten proces dostawcom usług, niezależnie od faktu, że do składania ofert wykorzystują platformy giełdowe, zaś współdzielenie jednej platformy i jednego procesu przez wielu operatorów (w tym OSP) rozwiązuje na poziomie instytucjonalnym problem koordynacji między OSP a OSD;
- standaryzacja produktów, wzorców umów i formuł cenowych – upraszcza i skraca czas kontraktowania;
- powszechne inteligentne opomiarowanie oraz edukacja potencjalnych dostawców usług elastyczności – zwiększają liczbę uczestników rynku i upowszechniają korzystanie z usług elastyczności;
- mechanizm zachęt TOTEX – zachęca OSD do wyboru najbardziej efektywnych kosztowo rozwiązań, w tym usług elastyczności jako alternatywy dla inwestycji sieciowych;
- zasada pierwszeństwa dla elastyczności – promuje wybór usług elastyczności zamiast rozbudowy sieci.

Analiza polskiego rynku usług elastyczności w jego obecnym kształcie wskazuje natomiast, że zbliża się on do modelu holenderskiego. Na dzień sporządzenia

[111] Niekiedy potocznie określa się to „lokalnym bilansowaniem", jednak określenie to jest o tyle niefortunne, że bilansowanie w ścisłym tego słowa znaczeniu (usankcjonowanym prawnie) dotyczy skali całego systemu, a realizuje je wyłącznie OSP.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 52 15/09/2026 12:06

niniejszego raportu usługi elastyczności wdrożone zostały przez niektórych największych OSD. Skala tych usług jest, jak na razie, niewielka a poszczególni operatorzy wykorzystują do przeprowadzania procesów zakupowych swoje platformy. Informacje o zawartych między TGE, PSE i największych OSD porozumieniach dotyczących stworzenia wspólnej platformy zakupu usług elastyczności świadczą jednak o tym, że najwięksi uczestnicy polskiego rynku zmierzają do organizacji pozyskiwania i koordynacji korzystania z usług elastyczności na jednej platformie zbliżonej do holenderskiego GOPACS, lecz prawdopodobnie dodatkowo rozbudowanej o funkcje typowo handlowe. Z dotychczasowych informacji medialnych nie wynika co prawda, jak skonstruowana ma być ta platforma, wspólne zaangażowanie największych operatorów powtarza jednak założenia modelu holenderskiego i stwarza możliwości dla lepszej koordynacji działań OSP i OSD. Kwestią otwartą pozostaje jednak, jak konkretnie *know how* instytucjonalny TGE jako giełdy energii przełoży się na wartość dodaną w takim rozwiązaniu, oraz czy „polski GOPACS" zawierałby w sobie także komponent typowej platformy handlowej, tj. miejsca, w którym dostawcy usług składaliby oferty oraz podlegaliby rozliczeniom.

3. Kontekst i opis wybranych modeli w zakresie produktów elastyczności

Obecnie każdy OSD może definiować własne produkty w ramach szerokiej swobody, jaką daje ustawowa definicja usług elastyczności. Każdy z OSD prowadzi także na własną rękę rejestrację przedmiotów i podmiotów usług elastyczności, jak i realizuje proces zakupowy. Dla wszystkich powyższych elementów istotne są obecnie dwie kwestie:

1) usługi elastyczności są zjawiskiem nowym i na razie dość niszowym; m.in. dostępne na stronie Tauron Dystrybucja informacje świadczą o tym, że rynek nie jest płynny ani konkurencyjny – przy tym należy mieć świadomość, że „konkurencja" na rynku usług związanych z usuwaniem ograniczeń na poziomie np. konkretnej linii SN nigdy nie będzie przypominać konkurencji na rynkach giełdowych, gdyż rynki te będą mieć odmienną naturę i rolę;

2) większość polskich OSD o skali systemowej jest obowiązana pozyskiwać odpłatne usługi elastyczności w tych samych ramach prawnych, co każde inne usługi, tj. na podstawie Prawa zamówień publicznych; z tego powodu mechanizm kwalifikacji dostawców ma, poza aspektami technicznymi, także aspekt procesu zakupowego, który z natury jest sformalizowany i długotrwały.

Ewentualne rozstrzygnięcia co do ujednolicenia produktów w ramach usług elastyczności powinny brać pod uwagę następujące aspekty:

- model zarządzania polskim systemem, tj. centralne dysponowanie (wykorzystywanie zintegrowanego procesu grafikowania) i wynikającą z niego konieczność szczególnie ścisłej koordynacji między centralnym rynkiem usług bilansujących i lokalnymi rynkami usług elastyczności; z założenia centralne dysponowanie ma na celu rozwiązywanie ograniczeń sieciowych w jednym procesie z bilansowaniem systemu;
- pozytywne doświadczenia jednolitej operatorskiej platformy GOPACS w Holandii; trzeba także mieć na uwadze fakt, że zidentyfikowane w sekcji 1 bariery czy też przeszkody we wdrażaniu i działaniu rynków elastyczności wynikają z wielu uwarunkowań innych niż taka czy inna architektura, w tym z kwestii stricte technicznych – jak niewystarczająca skala zainstalowania liczników zdalnego odczytu;
- jak już wskazano w sekcji 4, choć proces tzw. komitologii w Komisji Europejskiej dopiero się rozpoczyna (zob. także sekcję 6), rozwiązania w projekcie kodeksu NC DR zgodnie z rekomendacją ACER 01/2025 należy potraktować jako swoiste warunki brzegowe, ponieważ wydaje się mało prawdopodobne, aby Komisja Europejska chciała znacząco ingerować w projekt kodeksu; niezależnie od dość odległego harmonogramu pełnego wdrożenia, nie warto na tym etapie projektować w państwach członkowskich rozwiązań, które będą znacząco wykraczać poza ramy przewidziane w NC DR.

Z powyższych względów do opisu w tej sekcji wybrano dwa modele rynku w aspekcie definiowania produktów:

- scentralizowany, tj. utworzenie jednolitego katalogu usług elastyczności dla wszystkich OSD na poziomie przepisów prawa;
- hybrydowy, tj. możliwość tworzenia i współistnienia różnych produktów elastyczności u różnych operatorów, które jednak będą podlegać wspólnym minimalnym standardom, a także zasadom koordynacji ze świadczeniem usług bilansującym.

Nie jest zasadne rozważanie kontynuacji obecnego modelu, tj. modelu w praktyce całkowicie zdecentralizowanego, w którym każdy operator definiuje swoje usługi w ramach szerokiej prawnej swobody. Regulacje unijne kładą słuszny nacisk na interoperacyjność, standaryzację i niskie progi wejścia na różne lokalne rynki, a uwarunkowania krajowe wymagają sprawnej koordynacji działań różnych operatorów.

3.1. Role uczestników

W obu modelach występują następujące identyczne role uczestników:

- pierwsza fundamentalna rola: dostawca usług elastyczności – rola podobna do dostawcy usług bilansujących; podmiot występujący wobec operatora, odpowiadający za przejście kwalifikacji do świadczenia usług, a następnie ich oferowanie i wykonanie, oraz pobierający wynagrodzenie;
- użytkownik systemu – właściciel lub inny podmiot rozporządzający zasobem elastyczności, który decyduje o wejściu w relację z dostawcą usług elastyczności celem

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 53 15/09/2026 12:06

ich świadczenia (w tym kontekście warto zwrócić uwagę na zastrzeżenie w sekcji 3 w pkt 8 dotyczącym możliwości działania agregatorów w obecnym modelu rynku);

- podmiot odpowiedzialny za bilansowanie – POB, który pełni swoją rolę na wszystkich rynkach energii elektrycznej; w kontekście rynku usług elastyczności istotne jest, że ich aktywacja może być niezależna od kontraktów na rynku hurtowym energii elektrycznej i wpływać na pozycję handlową POB, jeśli aktywacja nie została odpowiednio odzwierciedlona w zgłoszeniach grafików lub nie występuje w parze z przeciwną aktywacją zasobu z tego samego portfela (na gruncie polskich regulacji – jednostki bilansowej);
- sprzedawca energii elektrycznej – podmiot realizujący sprzedaż energii elektrycznej do odbiorcy końcowego, w wielu przypadkach zajmujący się także nabywaniem energii elektrycznej od wytwórców; podobnie jak w przypadku POB, zasady świadczenia usług elastyczności muszą uwzględniać wpływ na wykonywanie umowy sprzedaży energii elektrycznej;
- inny upoważniony podmiot – np. niezależny agregator, który na podstawie upoważnienia użytkownika systemu ma dostęp do jego danych pomiarowych i może świadczyć usługi w założeniu niezależnie od POB i sprzedawcy energii – dlatego zasady rynku usług elastyczności muszą przesądzać kwestię ewentualnych korekt niezbilansowania i ilości energii pobieranych i wprowadzanych na podstawie umowy energii elektrycznej (zob. sekcję 6);
- ew. operator platformy usług elastyczności – podmiot realizujący proces składania ofert na usługi elastyczności, aktywowania ich i rozliczania; może to mieć postać scentralizowanej platformy obsługiwanej przez podmiot zewnętrzny, np. giełdę energii, a może polegać na realizacji powyższych procesów przez każdego operatora niezależnie; wreszcie, podobnie jak ma to miejsce w przypadku GOPACS, można rozdzielić narzędzia z funkcją polegającą na oferowaniu usług od tych z funkcją polegającą na kojarzeniu dostawców usług z ich nabywcami.

Modele różnią się jednak specyfiką drugiej fundamentalnej roli:

- operator systemu – nabywca usług, który:
  - w modelu scentralizowanym wyłącznie organizuje proces nabywania usług, aktywuje je i rozlicza;
  - w modelu hybrydowym ponadto definiuje produkty w ramach usług elastyczności, które następnie nabywa, aktywuje i rozlicza, lecz definiowanie odbywa się to w granicach określonych w regulacjach prawnych.

3.2. Ład organizacyjny

Ład organizacyjny (*governance*) modeli obejmuje następujące zagadnienia:

- w jakiej procedurze i w jakiej formie prawnej wprowadza się zasady kształtujące funkcjonowanie rynku usług elastyczności, a także zmiany tych zasad;
- jakie podmioty biorą udział w powyższych procedurach.

Obecnie prawo poddaje ramy regulacyjne rynku usług elastyczności tym samym zasadom, które dotyczą każdego aspektu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, czyli:

- regulacje dzielą się pomiędzy trzy warstwy legislacyjne (zob. rysunek nr 1 w sekcji 2):
  - przepisy ustawy – Prawo energetyczne, które przede wszystkim transponują przepisy unijne (głównie przepisy dyrektyw);
  - przepisy rozporządzenia systemowego i innych aktów wykonawczych, które przesądzają pewne zagadnienia dotyczące sposobu implementacji przepisów unijnych, standaryzują treść instrukcji ruchu lub wyznaczają operatorom i Prezesowi URE warunki brzegowe przy opracowaniu i zatwierdzaniu dokumentów rangi regulaminów;
  - postanowienia dokumentów rangi regulaminów – przede wszystkim instrukcji sieciowych (IRiESD i IRiESP) oraz warunków dotyczących bilansowania (WDB), a także innych tzw. TCM wynikających z kodeksów sieci; dokumenty te zawierają szczegółowe regulacje i w praktyce, z punktu widzenia uczestników danego rynku, mają kluczowe znaczenie;
- podział zagadnień między powyższe trzy warstwy w praktyce nie jest efektem działania jednolitych, obiektywnie ustawionych zasad, lecz raczej wynikiem procesu politycznego – negocjacji między interesariuszami; na przykład:
  - zdarza się, że Prezes URE odmawia operatorom zatwierdzenia określonych propozycji co do treści instrukcji lub innych dokumentów, stając na stanowisku, że zagadnienia te należy przesądzić na poziomie przepisów prawa, lub np. że dane postanowienie wykracza poza upoważnienie do treści danego dokumentu;
  - w toku prac nad aktem wykonawczym może się pojawić opór wobec regulowania danego zagadnienia na tym poziomie, a w konsekwencji decyzja o przeniesieniu na poziom ustawy;
  - w przypadku pilnych rozwiązań regulacyjnych kluczowym kryterium może się okazać istnienie tzw. okienka legislacyjnego, tj. np. możliwość dodania przepisów nowelizujących do innej nowelizacji będącej przedmiotem procesu legislacyjnego.

W powyższym kontekście istotne jest, że nie ma obecnie formalnej procedury kolektywnego podejmowania decyzji ze strony różnych interesariuszy.

W przypadku postępowań dotyczących zatwierdzenia dokumentów rangi regulaminów, interesariusze jedynie składają uwagi w konsultacjach, a stronami procesu są wyłącznie Prezes URE i operator ubiegający się

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 54 15/09/2026 12:06

o jego zatwierdzenie[112]. Obaj działają w znacznej mierze dyskrecjonalnie – operator w aspekcie rozpatrywania wnoszonych uwag, a organ regulacyjny – w aspekcie zatwierdzenia przedłożonego projektu instrukcji.

W procesach legislacyjnych kolektywność przybiera formę:

- w przypadku aktów wykonawczych – dyskusji w konsultacjach publicznych, które w charakterze arbitra przesądza minister wydający rozporządzenie; w przypadku projektów, które podlegają opiniowaniu przez komitety Rady Ministrów, toczy się następnie dyskusja w danym komitecie, gdzie przedstawiciele poszczególnych członków Rady Ministrów także mogą reprezentować wpływ różnych grup interesariuszy;
- w przypadku przepisów ustawowych – przede wszystkim prac w komisjach sejmowych, w których często biorą udział przedstawiciele różnych branż, jednak ostatecznie wynik zależy od składu komisji, a ostatecznie – od składu izb parlamentu.

Ewentualne formy współdziałania operatorów i innych podmiotów mają charakter nieformalny, jak np. inicjatywa PSE pod nazwą Mapa Rynku Energii (MAPRE).

Aby omawiane powyżej modele zadziałały właściwie, np. ze zmniejszonym ryzykiem wprowadzania rozwiązań nieakceptowalnych dla większości rynku, niewątpliwie wymagają pewnych dostosowań. Konkretne cechy ładu organizacyjnego obu modeli mogłyby być następujące:

- w modelu scentralizowanym, ze względu na konieczność przeniesienia kluczowych rozstrzygnięć regulacyjnych z poziomu regulaminów na poziom rozporządzeń, a zatem znaczące przesunięcie ciężaru kompetencji w kierunku prawodawcy, a potencjalnie także Prezesa URE, ważne byłoby zapewnienie sformalizowanego udziału interesariuszy rynkowych w procesach organizowanych przez te podmioty wykraczającego poza zwykłe konsultacje publiczne;
- w modelu hybrydowym istotne byłoby zapewnienie narzędzi regulacyjnych do standaryzacji, jeśli jest to uzasadnione, zasad stosowanych przez różnych operatorów, a co najmniej zapewnienia m.in. porównywalności produktów (zob. kwestię tabeli ekwiwalencji w sekcji 6).

W przypadku obu modeli, lecz z pewnością szczególnie w przypadku modelu hybrydowego, warto rozważyć wprowadzenie narzędzi regulacyjnych, które stanowiłyby warstwę pośrednią między dokumentami rangi regulaminów indywidualnych operatorów i przepisami rozporządzenia, tak aby zapewnić z jednej strony koordynację, z drugiej – odpowiednio łatwą adaptację szczegółowych rozwiązań.

Dla uproszczenia należy przyjąć, że w polskim systemie prawnym nie występują rozstrzygnięcia administracyjne o zasięgu ogólnym, a zatem takie narzędzia mogłyby mieć na początek postać choćby wytycznych Prezesa URE co do oczekiwanej standardowej treści instrukcji w zakresie definicji produktów.

3.3. Model finansowania

Sposoby sfinansowania zakupu usług elastyczności można dla uproszczenia sprowadzić do dwóch podstawowych rozwiązań:

- socjalizacja na wszystkich użytkowników danego systemu, czyli przeniesienie całkowitych kosztów zakupu usług jako kosztów uzasadnionych w taryfie dystrybucyjnej;
- częściowa internalizacja kosztów zakupu – w zakresie organizacji procesu zakupowego – czyli przeniesienie kosztów w opłatach za transakcje zawierane za pośrednictwem danego narzędzia.

Można jako prostą zasadę przyjąć, że socjalizacja powinna występować tam, gdzie:

- samo korzystanie z danego narzędzia – np. przejście kwalifikacji do świadczenia usług elastyczności – jeszcze nie daje gwarancji żadnych korzyści, a ponadto są argumenty, że powinno być nieodpłatne;
- korzyści ze świadczenia usługi także mają charakter dobra wspólnego, tj. np. wszyscy odbiorcy energii elektrycznej w danym systemie dystrybucyjnym w równym stopniu korzystają z jego większej stabilności osiąganej dzięki usługom elastyczności.

Z kolei internalizować koszty należy tam, gdzie użytkownicy mają przynajmniej perspektywę odniesienia korzyści.

Przełożenie powyższej zasady na praktykę oznaczałoby, że koszty samego zakupu usług elastyczności (koszty wynagrodzeń) powinny podlegać socjalizacji, natomiast koszty platform służących do zakupu i rozliczania usług elastyczności mogą być internalizowane w opłatach pobieranych od ich użytkowników.

W tym miejscu warto pogłębić powyższe zagadnienie, odnosząc się ponownie do przykładu GOPACS. Mówiąc o „platformie rynkowej" w ramach rynku lokalnego powinniśmy przede wszystkim mieć na myśli narzędzie służące do składania i akceptowania ofert, a następnie potencjalnie do aktywacji i rozliczania świadczonych usług. GOPACS takiej funkcji nie pełni, natomiast drugą istotną rolą „platformy rynku elastyczności" może być właśnie funkcja koordynacyjna, tj. łączenie ofert na usługi elastyczności z zapotrzebowaniem na te usługi, ale także – co bardzo istotne z punktu widzenia koordynacji rynku elastyczności i rynku bilansującego – łączenia ofert wzajemnie się kompensujących (*bids and counterbids*), co zapewnia neutralność bilansową aktywowanych usług. Powyższe rozróżnienie ma również istotne znaczenie dla zagadnienia finansowania. Platformy rynkowe – w znaczeniu „obsługujące transakcje" – można finansować opłatami od uczestników danego rynku, ale tutaj znowu należy mieć na uwadze skalę działania rynków

[112] Orzecznictwo polskich sądów praktycznie wyklucza możliwość wniesienia odwołania od decyzji Prezesa URE zatwierdzającej instrukcję danego operatora przez osobę inną niż operator. Dlatego interesariusze mają obecnie mocno ograniczone prawne środki nacisku na treść szczegółowych regulacji.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 55 15/09/2026 12:06

usług elastyczności. Jeśli konkurencja ma się odbywać zasadniczo w granicach promienia sieci dystrybucyjnej, trudno będzie osiągnąć płynność na rynku, która zapewni, że opłaty transakcyjne będą miały akceptowalną wysokość. Platforma koordynacyjna ma z kolei charakter bardziej zbliżony do narządzania z zakresu zarządzania systemem, a zatem zadań *stricte* operatorskich, których wykonywanie finansuje się co do zasady z taryfy, tj. socjalizuje. Konieczna jest zatem dyskusja o zakresie i skali socjalizacji kosztów, a także zasadności pełnej standaryzacji procesów rynkowych. Wydaje się, że występuje tutaj ryzyko poniesienia znaczących kosztów w początkowych etapach projektu (*upfront costs*), które albo będą socjalizowane zanim będzie można stwierdzić, czy idzie to w parze z jasną wartością dodaną dla użytkowników systemu, albo spowodują nadmiernie wysokie opłaty transakcyjne i tym będą wstrzymywać rozwój rynku.

Jeżeli powstałaby – zgodnie z założeniami TGE i jej partnerów, jakie można wyinterpretować z dostępnych informacji medialnych – jednolita platforma zakupu, albo chociaż koordynacji usług elastyczności, pewnym punktem odniesienia i praktyką, która mogłaby posłużyć za inspirację do opracowania szczegółowego modelu podziału kosztów pomiędzy operatorów systemów i operatorów rynków, jest sposób dzielenia kosztów wdrażania market coupling pomiędzy europejskich OSP i giełdy (NEMO).

Pewną przewagą modelu scentralizowanego nad modelem hybrydowym w powyższym aspekcie byłaby większa łatwość socjalizacji kosztów zakupu produktów według jednolitego katalogu w stosunku do socjalizacji kosztów usług definiowanych przez poszczególnych operatorów. Na etapie procesu taryfowania każdy operator powinien bowiem się także wylegitymować przed organem regulacyjnym, że zdefiniował usługi zgodnie z potrzebami systemu w sposób optymalny kosztowo.

4. Porównanie modeli w wybranych aspektach

kryterium	model scentralizowany	model hybrydowy
stopień penetracji AMI	założenie podobnie jak przy CSIRE – docelowo 100% punktów poboru energii objęte AMI; ewentualne zasady wykorzystania DMD także musiałyby podlegać standaryzacji	potencjalnie pozwala w większym stopniu na szybsze wykorzystanie DMD na obszarach, gdzie niska podaż usług wynika z braku AMI – OSD mogliby przyjąć zróżnicowane podejście zgodnie z możliwościami swoimi i użytkowników systemu
struktura rynku	alokacja kompetencji głównie do ministra wł. ds. energii oraz Prezesa URE, wymuszona standaryzacja – potencjalnie wolniejsze wdrożenie, ale większa trwałość	większa autonomia i decyzyjność po stronie OSD, możliwy szybszy rozwój lokalnych rynków zależnie od możliwości i potrzeb
liczba i dojrzałość agregatorów	model jest tutaj bez znaczenia – rynek bilansujący jest jeden, dlatego model agregacji musi także być jeden w całym systemie; kluczowe będą zasady dot. korekt i kryteria kwalifikacji, które muszą być ustandaryzowane w tej skali	
harmonogram NC DR	wczesne przygotowanie systemu na kierunek standaryzacji i harmonizacji – zasadność wdrożenia procesu regulacyjnego zbliżonego do procedury *all relevant system operators* jeszcze przed wejściem w życie kodeksu; znacząco uproszczony proces wdrożenia tabeli ekwiwalencji (art. 16 NC DR)	wczesne zebranie doświadczeń związanych z definiowaniem produktów w ramach swobody dopuszczonej w NC DR oraz identyfikacja elementów, które w dłuższej perspektywie powinny podlegać harmonizacji
doświadczenia europejskie (BE, GB, NL)	GOPACS – dobra praktyka, wspólna platforma koordynacyjna OSE wydaje się, że mimo doświadczenia z NL z impasem co do warunków umów – w PL za wcześnie na koncepcję regulowanych cen usług elastyczności	doświadczenia z BE i GB wskazują, że potrzebny jest nacisk na standaryzację produktów różnych OSD; również bez regulacji cen w pierwszym etapie

5. Rekomendacja

Choć na obecnym, wczesnym etapie rozwoju rynku usług elastyczności, standaryzacja mogłaby potencjalnie obniżać próg wejścia na ten rynek, zwłaszcza wobec agregatorów, rozwiązaniem odpowiedniejszym dla dużego, zróżnicowanego podmiotowo systemu, jakim jest krajowy system elektroenergetyczny, wydaje się rozwiązanie drugie, tj. hybrydowe.

OSD różnią się i będą różnić charakterystyką swoich systemów oraz poziomem ambicji i możliwości w dziedzinie wdrażania nowego modelu zarządzania ograniczeniami systemowymi. Istnieje ryzyko, że ustanowienie już na tym etapie scentralizowanego katalogu produktów byłoby rozwiązaniem na wyrost, skoro rynek usług elastyczności dopiero przechodzi z fazy w zasadzie eksperymentalnej do wczesnej fazy regulowanej.

Przy tym zaproponowane 25 maja br. ramy regulacyjne przewidują, jak się wydaje, zbyt daleko idącą swobodę i możliwość zróżnicowania rynków lokalnych, ponieważ przenoszą ciężar kluczowych rozstrzygnięć co do produktów w zakresie usług elastyczności – takich jak metoda *baseline* – na umowy, a zatem poza nadzór regulacyjny. Może więc powstać ryzyko, że operatorzy będą na początku oferować zbyt restrykcyjne zasady świadczenia usług.

Model hybrydowy zaproponowany powyżej rozwiązywałby ten problem, prowadziłby jednak do wzrostu złożoności procesu regulacji, a tym

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 56 15/09/2026 12:06

samym większego zaangażowania Prezesa URE. Bez odpowiedniego wzmocnienia organu regulacyjnego nowymi zasobami trudno będzie zrealizować założenia tego modelu.

Z powyższego powodu warto dodać, że model scentralizowany także da się wdrożyć, jednak powinno się go raczej traktować jako rozwiązanie zapasowe, zwłaszcza na okoliczność, gdyby okazało się, że nie ma widoków na zapewnienie organowi regulacyjnemu wystarczających zasobów do bardziej złożonego i rozproszonego nadzoru regulacyjnego.

Na marginesie warto poruszyć kwestię wyceny produktów elastyczności definiowanych w takim czy innym modelu. Jeśli rynek usług elastyczności ma być atrakcyjny dla ich dostawców i stymulować inwestycje w zasoby pozwalające świadczyć takie usługi, a jednocześnie reguły mają zapewniać przejrzystą koordynację z rynkiem usług bilansujących oraz respektować pierwszeństwo OSD w wykorzystaniu zasobów rozproszonych, w pewnym momencie trzeba jasno przesądzić kwestię płatności za zapewnioną gotowość do aktywacji usługi, a nie wyłącznie za jej aktywację (por. art. 35 ust. 3 pkt 1 projektu NC DR). Poważną barierą zniechęcającą potencjalnych uczestników rynku może być perspektywa nie tylko braku pokrycia kosztu alternatywnego (*opportunity cost*), lecz nawet braku możliwości wykonania usługi sprzedanej na innym rynku wskutek działań interwencyjnych OSD – zgodnie z obecnie obowiązującymi postanowieniami IRiESD (zob. pkt 5.1 sekcji 3).

Powyższa identyfikacja barier rozwoju rynku elastyczności jest także częściowo zbieżna z diagnozą OSP ujętą w analizie potrzeb elastyczności (*flexibility needs assessment*), opracowanej zgodnie z wymaganiem z art. 19e rozporządzenia 2019/943[113].

Analiza przedstawiona w sekcji 6 oraz mapa drogowa w sekcji 8 są konsekwencją powyższej rekomendacji.

[113] *Sprawozdanie na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności w odniesieniu do lat 2030 i 2035 dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, https://www.pse.pl/documents/20182/51490/sprowazdanie_FNA.pdf/d2c35eb1-712a-458f-a28d-15d880c22d06

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 57 15/09/2026 12:06

Sekcja 6 Analiza regulacyjna

W niniejszej sekcji opisano krótko, co musi się zmienić w prawie polskim – także tym przyszłym, czyli projektowanym rozporządzeniu systemowym – aby możliwe było wdrożenie modelu rynku usług elastyczności przewidzianego w projekcie NC DR według rekomendacji ACER 01/2025.

Warto dodać, że – zgodnie z rekomendacją ujętą w sekcji 5 – zasadne jest podjęcie pewnych kroków regulacyjnych już teraz, zanim NC DR wejdzie w życie, a co najmniej przeprowadzenie dyskusji na temat pewnych rozstrzygnięć (zob. sekcję 8).

1. Kwestie regulacyjne do rozstrzygnięcia w polskim prawie – wymagane do wdrożenia NC DR

Poniżej opisano, co musiałoby się zmienić w polskich przepisach prawa, aby możliwe było wdrożenie wybranych kluczowych elementów przewidzianych w modelu regulacyjnym NC DR.

1.1. Definicja i rola niezależnego agregatora

W ustawie – Prawo energetyczne są już wszystkie niezbędne definicje i formalny zakaz dyskryminacji agregatorów przez sprzedawców (art. 5a[1]), lecz niezależni od POB i sprzedawcy agregatorzy w praktyce nie mają możliwości działania, ponieważ nie zależy ona od takiego czy innego zakazu, ale od tzw. modelu agregacji. Zgodnie z propozycją ACER model agregacji to (tłum. własne) „interakcje i podział odpowiedzialności między uczestnikiem rynku zaangażowanym w agregację, a pozostałymi uczestnikami danego rynku [energii elektrycznej]"[114]. Model agregacji może przyjąć różne postaci, np. nie zawsze konieczne jest, aby pomiędzy agregatorem a POB lub innym podmiotem (zwłaszcza sprzedawcą) dochodziło do formalnego transferu własności pobieranej lub wprowadzanej energii elektrycznej.

Obecnie w polskich regulacjach istnieje tylko jeden mechanizm umożliwiający niezależną agregację – tzw. korekta niezbilansowania, którą stosuje się, ponieważ dostawcą usług bilansujących dla danego zasobu może być inny podmiot niż POB, w którego jednostce bilansowej dany zasób jest ujęty. Bez uzgodnień między agregatorem i POB oraz sprzedawcami – którymi ci ostatni nie są specjalnie zainteresowani – nie ma możliwości przeprowadzenia analogicznych korekt dla agregacji na hurtowym rynku energii elektrycznej. Podobnie obecnie projekt rozporządzenia systemowego z 22 maja nie przewiduje korekt dla rynku usług elastyczności. Zatem jeśli dostawcą usług elastyczności byłby inny podmiot niż POB, a świadczenie tych usług wpływałoby na pozycję handlową tego POB, mogą tu powstać koszty, których pokrycia nie przewidują proponowane zasady rynku.

Co gorsza, przepisy prawa UE – art. 17 dyrektywy 2019/944 – już od dawna przewidują, że państwo członkowskie powinno rozstrzygnąć tę kwestię, co jednak się nie zadziało – prawodawca polski poprzestał na formalnym czy wręcz deklaratywnym zapewnieniu możliwości działania.

Od czasu zmian wprowadzonych ustawą UC84 jest ponadto możliwość zawarcia kilku umów sprzedaży energii elektrycznej dzięki ustanowieniu odrębnych PPE (punktów poboru energii), jednak to nie zastępuje realnej możliwości niezależnej agregacji. W takim przypadku bowiem agregator występowałby jako pełnowymiarowy sprzedawca energii – ze wszystkimi obowiązkami regulacyjnymi.

Trzeba zatem wprowadzić przepisy krajowe dotyczące korekt; krótko mówiąc: wybrać model agregacji i przesądzić, w jakim zakresie korekty będą stosowane, czy będzie dochodzić do przeniesienia energii (*energy transfer*) itd. Powinno to przybrać formę przede wszystkim przepisów rozporządzenia systemowego. Obecny projekt rozporządzenia systemowego z 22 maja br. nie zawiera w tym względzie propozycji. Jedynym konkretnym przesądzeniem wykraczającym poza dotychczasowe ramy jest rozdział 8, który wyznacza zasady grupowania zasobów na potrzeby świadczenia usług elastyczności, w tym zasadę, że mogą one być grupowane wyłącznie w ramach pojedynczego promienia sieci dystrybucyjnej (§ 46 ust. 2 projektu).

1.2. Dostęp do danych pomiarowych dla podmiotów spoza łańcucha sprzedaży

Już obecnie teoretycznie CSIRE ma umożliwiać dostęp tzw. użytkownika uprawnionego (*Consented Party*, zob. SWI CSIRE), który może otrzymywać dane użytkownika systemu, np. w celu świadczenia dodatkowych usług. Z punktu widzenia planowanego wejścia w życie rozporządzenia systemowego, NC DR oraz harmonogramu

[114] Załącznik 2 do rekomendacji 01/2025 – propozycje zmian do rozporządzenia EB GL (2017/2195). ACER uznał, że ponieważ kwestia modeli agregacji dotyczy głównie rozliczania niezbilansowania, przepisy na ten temat powinny się znaleźć w kodeksie bilansowania, a nie NC DR – zob. załącznik 6 (uzasadnienie propozycji zmian EB GL).

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 58 15/09/2026 12:06

wdrażania NC DR, raczej nie jest celowe rozpatrywanie sytuacji przed kluczowym zasileniem CSIRE, które ma się odbyć do 19 października.

Większym problemem z powyższego punktu widzenia są:

- po pierwsze, brak przepisów dotyczących modelu agregacji (zob. pkt 1.1 powyżej);
- po drugie, brak przepisów dotyczących specjalnych urządzeń pomiarowych (DMD – *dedicated measurement devices*) mimo, że Polska miała obowiązek je wprowadzić na etapie wdrażania tzw. reformy rynku (wymaga tego art. 7b rozporządzenia 2019/943), a zatem powinno się było to zadziać w ustawie UC84; w tym kontekście zob. także pkt 3.1.

1.3. Elastyczne umowy przyłączeniowe jako instrument prawny

Elastyczne i konfigurowalne umowy przyłączeniowe to nowy instrument prawny, który wprowadzono do ustawy – Prawo energetyczne ustawą UC84. Na razie według wiedzy autorów OSD są na etapie prac koncepcyjnych dotyczących podejścia do ich zawierania.

Powyższe umowy są w istocie alternatywą dla usług elastyczności, dlatego projekt NC DR przewiduje zasady koordynacji pomiędzy wykorzystaniem obu środków zarządzania ograniczeniami.

Niestety, projekt rozporządzenia systemowego na tym etapie nie przewiduje żadnej relacji pomiędzy tymi mechanizmami, a jednocześnie aktywacja elastycznej umowy przyłączeniowej nie spełnia definicji „jednostronnego redysponowania nierynkowego", o której mowa w projekcie rozporządzenia (definicja § 2 pkt 15 projektu).

Niewątpliwie powyższe zagadnienie wymaga dopracowania w regulacjach krajowych.

1.4. Ramy lokalnego rynku elastyczności dla OSD

Koncepcję ram rynków lokalnych ujęto w projekcie rozporządzenia systemowego, jednak są to regulacje dość zgrubne. Projektodawca pozostawia dużą swobodę OSD, którzy praktycznie kształtowaliby swoje lokalne rynki poprzez postanowienia instrukcji oraz opracowane przez siebie wzorce umów. Zgodnie z § 43 projektu rozporządzenia, umowa o świadczenie usług elastyczności ma zawierać: 1) warunki świadczenia i korzystania z usług elastyczności; 2) wykaz zasobów wykorzystywanych do świadczenia usług elastyczności; 3) określenie produktu elastyczności na potrzeby świadczenia usług elastyczności; 4) okresy dostępności usług elastyczności; 5) sposób prowadzenia rozliczeń, w tym zasady określania profilu odniesienia; 6) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy; 7) warunki obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania; 8) inne postanowienia niezbędne do prawidłowej realizacji usług elastyczności. O ile nie ma wątpliwości, że pkt 2, 6, 7 i 8 są typową materią umowną, o tyle pkt 1, 3, 4 i 5 wydają się zasługiwać na standaryzację na wyższym poziomie, w szczególności instrukcji sieciowej danego OSD.

Jest to model regulacji istotnie odmienny od projektu NC DR, który generalnie pozwala operatorom definiować swoje produkty, ale wymaga opracowania tzw. tabel ekwiwalencji (art. 16 projektu NC DR), które zapewnią dostawcom usług możliwość zorientowania się w porównywalnych warunkach ich świadczenia. Także kwestia standaryzacji wyznaczania *baseline* ma doniosłe znaczenie na gruncie NC DR – zob. art. 14 projektu. Nie wydaje się więc zasadne, aby tę kwestię regulować wyłącznie na poziomie umowy.

Na początkowym etapie rozwoju rynku szczegółowa regulacja wszystkich produktów (model scentralizowany z sekcji 5) może być zbyt daleko idąca i nie jest wskazana, jednak z drugiej strony zbyt duża swoboda OSD może doprowadzić do nierównych warunków rozwoju usług w poszczególnych systemach.

1.5. Mandat Prezesa URE do ustanowienia TCM *(Terms, Conditions and Methodologies)*

Projekt NC DR przewiduje w art. 4 utworzenie procesu regulacyjnego *all relevant system operators*. Samo udzielenie Prezesowi URE mandatu do zatwierdzania propozycji operatorów systemów jest łatwe. Większym wyzwaniem – zarówno prawnym, jak i faktycznym – będzie zdefiniowanie *all relevant SO process*, który w uproszczeniu można określić jako kolektywne zatwierdzanie instrukcji ruchu.

Projekt NC DR wymaga, aby wszyscy OSD w danym kraju mieli możliwość zajęcia stanowiska (szczegółowe wymagania określono w art. 4 ust. 2). W tej chwili na gruncie prawa polskiego – co ważne! – większość OSDn, jako tzw. zintegrowani OSD (zwolnieni z obowiązku unbundlingu na podstawie art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetycznie) jest zwolnionych z obowiązku przedkładania instrukcji Prezesowi URE do zatwierdzenia. *All relevant system operators process* tworzy zatem całkowicie nowe wyzwania regulacyjne. Można się spodziewać, że PTPiREE pewnie będzie zabiegało o wiodącą rolę OSDp – co z pewnością jest uzasadnione skalą działalności operatorów zrzeszonych w tej organizacji, lecz obowiązkiem państwa członkowskiego jest zapewnić reprezentację także ze strony OSDn. Trudno jednak sobie wyobrazić kolektywny proces obejmujący prawie 200 podmiotów, jeśli proces ten ma być także sprawny.

Z powyższych względów potrzebna jest możliwie wczesna refleksja ze strony przedstawicieli administracji publicznej nt. jak wyobrażają sobie zorganizowanie nowego, skomplikowanego procesu regulacyjnego.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 59 15/09/2026 12:06

1.6. Sposób finansowania platformy elastyczności (taryfa przesyłowa vs opłata transakcyjna)

Jak wskazano w rekomendacji w sekcji 5, koszty zakupu usług elastyczności zasadniczo powinny być przeniesione w taryfach, natomiast finansowanie z opłat transakcyjnych powinno dotyczyć platform zakupu i rozliczania usług elastyczności. Jeśli zgodnie z intencją TGE oraz największych operatorów systemów elektroenergetycznych powstałaby jedna scentralizowana platforma zakupowa, opłaty transakcyjne powinny być regulowane, jako że byłby to w praktyce – i być może w przyszłości także w świetle prawa – monopol.

W tym kontekście trzeba ponownie wskazać, że rynek usług elastyczności jeszcze długo nie będzie płynny ani konkurencyjny, a w każdym razie nie tak jak rynki hurtowe. Sama nazwa „rynek lokalny" częściowo sugeruje taką postać rzeczy, co może stanowić pewną przeszkodę w finansowaniu platformy z opłat transakcyjnych. Opłaty tego typu raczej mają sens na dużych, płynnych rynkach – w przeciwnym razie jednostkowy koszt transakcji może stanowić zbyt wysoki próg wejścia. Alternatywą byłoby częściowe socjalizowanie także kosztów platformy.

1.7. Kto ma prawny dostęp do jakich danych

Obecnie przede wszystkim sprzedawca i POB mają dostęp do danych użytkownika systemu, które pochodzą od operatora systemu. Agregator także może mieć do nich dostęp, ale sam dostęp do danych, jak wyjaśniono w pkt 1.1, jeszcze nie przesądza o możliwości prowadzenia niezależnej agregacji. W tym aspekcie obecne ramy prawne dostępu do danych pomiarowych wydają się zatem wystarczające, ale do poprawnego spełnienia swojej funkcji wymagają wprowadzenia innych zmian.

W powyższym kontekście istotne będzie także inne zagadnienie, tj. jakiemu podmiotowi przypisze się odpowiedzialność za prowadzenie FIS. W tym miejscu ponownie warto wskazać, że podmiot prowadzący FIS będzie mieć uprzywilejowany dostęp do danych ujętych w rejestrze. W związku z tym nie powinna mieć miejsca sytuacja, w której podmiot ten jednocześnie jest uczestnikiem procesów rynkowych innym niż nabywca – operator; w szczególności należy zapewnić, że w przypadku tzw. przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo wyklucza się dostęp tych części przedsiębiorstwa, które działają na rynkach konkurencyjnych, do poufnych danych handlowych ujętych w FIS. Również podmioty prowadzące platformy rynkowe powinny być odpowiednio oddzielone od dostępu do FIS – w tym względzie należy ponownie przytoczyć art. 26 ust. 4 projektu NC DR, który nakazuje, aby strony trzecie, którym powierzono prowadzenie funkcji FIS (lub wybranych funkcji), cechował należyty rozdział biznesowy od stron mających jakikolwiek interes handlowy w usługach.

2. Ocena możliwości wpływu na kształt NC DR

2.1. Kwestia derogacji

Czy polska specyfika – CSIRE jako unikalna infrastruktura danych, niska penetracja AMI, struktura czterech dużych OSD – uzasadnia wnioskowanie o derogacje lub modyfikacje w NC DR podczas procedury komitologii?

Wydaje się, że nie uzasadnia. Raczej w procesie komitologii należy się skupić na utrzymaniu obecnego kształtu regulacji, a czas pozostały do jej wejścia w życie wykorzystać między innymi na opracowanie sposobu dostosowania CSIRE do obsługiwania innego przedmiotowego punktu styku użytkownika systemu z operatorem niż PPE – mianowicie specjalnych urządzeń pomiarowych.

Co do niskiej penetracji AMI, która zgodnie z danymi ze sprawozdania URE za 2024 rok wyniosła ok. 63% w grupie B i ok. 35% w grupie G[115], nie jest ona najniższa w UE, choć na tle krajów, z którymi warto się porównywać, jest niska. Niemniej trudno tutaj znaleźć uzasadnienie dla derogacji – nie tylko dyrektywa 2019/944, ale także projekt NC DR także przewiduje obowiązek umożliwienia świadczenia usług na rzecz operatorów poprzez DMD, a nie tylko przez podstawowy licznik. Uzasadnione jest zatem przyjęcie, że najwyższy czas wprowadzić regulacje, których wymagają przepisy unijne, a nie występowanie o derogacje.

Co do struktury 4-6 dużych OSD i ponad 180 OSD, to także nie uzasadnia poszukiwania odstępstw. Na etapie prac nad NC DR polscy operatorzy, podobnie jak operatorzy z innych dużych krajów, gdzie występuje wielu OSD, zabiegali o to, aby przepisy nie wymagały bezwzględnie osobistego udziału wszystkich OSD w *all relevant SO process*. Należy się oczywiście spodziewać burzliwej dyskusji nt. podziału uprawnień między OSDp i OSDn w tym względzie.

Co do innych kwestii specyficznych dla Polski, wydaje się, że projekt NC DR autorstwa ACER jest w większości zgodny z oczekiwaniami polskiego OSP, ponieważ przewiduje różne wyjątki dla systemów stosujących zintegrowany proces grafikowania (central dispatch), m.in. wymóg prekwalifikacji produktowej jako podstawowej procedury, tj. sprawdzanie *ex ante* możliwości świadczenia usług, a nie weryfikowanie jej *ex post* (*product verification*). Nie można jednak wykluczyć, że na etapie komitologii pojawi się nacisk na eliminowanie takich wyjątków, i potencjalnie pojawi się wymóg uzyskania określonych derogacji.

2.2. Aktualny status procesu legislacyjnego na poziomie UE

Według stanu na 28 czerwca, Komitet ds. Transgranicznej Wymiany Energii Elektrycznej (*Electricity Cross-Border Committee*, numer C08200) spotkał się ostatnio 26 marca 2026 r.[116]. Komisja Europejska zadeklarowała wówczas

[115] https://www.ure.gov.pl/download/9/15446/Sprawozdanie2024.pdf
[116] https://ec.europa.eu/transparency/comitology-register/core/api/integration/ers/524394/114631/1/attachment

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 60 15/09/2026 12:06

powrót do prac nad NC DR „latem 2026". Państwa członkowskie miały czas na uwagi do 14 kwietnia 2026. Przedstawicieli Polski nie było na spotkaniu.

W powyższej dacie nie było w kalendarzu prac Komisji jakichkolwiek informacji na temat procesu komitologii dla NC DR.

2.3. Okno czasowe na zgłoszenie uwag przez Polskę (URE, Ministerstwo Energii, PSE)

Jak wskazano wyżej, jedno z okien na zgłoszenie uwag zamknęło się 14 kwietnia br. Na tym etapie trzeba przede wszystkim zabiegać, aby przedstawiciele Ministerstwa Energii brali udział w kolejnych pracach.

Można ostrożnie przyjąć, że obecne okno czasowe jest otwarte do końca lipca; w sierpniu Komisja Europejska zasadniczo nie pracuje.

2.4. Procedura komitologii przy przyjmowaniu NC DR

Przyjmowanie Network Code on Demand Response (NC DR) odbędzie się w ramach tzw. procedury sprawdzającej (*examination procedure*), określonej w art. 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011. Jest to procedura, w której Komisja Europejska (KE) musi uzyskać formalną akceptację państw członkowskich dla proponowanego aktu wykonawczego.

Poniżej przedstawiono przebieg procesu w skrócie:

- Faza projektowa (Pre-comitology), wstępne prace nad projektem NC DR: w jej ramach następuje m.in. przeprowadzenie analiz wpływu regulacji na polski system elektroenergetyczny, sformułowanie oficjalnego stanowiska rządu oraz wstępne budowanie koalicji z państwami o zbliżonych interesach.
- Faza obrad w Komitecie ds. Transgranicznej Wymiany Energii Elektrycznej (ECBC): formalne przedstawienie projektu Komitetowi, w którym zasiadają przedstawiciele wszystkich państw UE i kluczowe negocjacje, w tym:
  - zgłaszanie propozycji poprawek do projektu,
  - wnioskowanie o derogacje (wyłączenia): w przypadku przepisów, których np. Polska nie jest w stanie wdrożyć w krótkim czasie bez ryzyka dla bezpieczeństwa dostaw, resort występuje o ustanowienie okresów przejściowych lub wyłączeń (derogacji) dopuszczonych w akcie podstawowym (Rozporządzenie 2019/943),
  - lobbing koalicyjny: prowadzenie rozmów z innymi państwami członkowskimi w celu stworzenia bloku mniejszościowego, co zmusza Komisję Europejską do ustępstw i modyfikacji projektu przed głosowaniem.
- Głosowanie: wydanie formalnej opinii przez Komitet. Zgodnie z procedurą sprawdzającą, opinia ta jest przyjmowana większością kwalifikowaną głosów państw członkowskich (55% państw członkowskich reprezentujących co najmniej 65% ludności UE).

Polska oddaje głos (za, przeciw lub wstrzymuje się) zgodnie z wypracowanym stanowiskiem.

- Skutki opinii:
  - Opinia pozytywna: KE przyjmuje akt wykonawczy.
  - Opinia negatywna: KE nie może przyjąć projektu. Musi wtedy zaniechać prac, albo zmodyfikować projekt i przedstawić go ponownie, albo skierować sprawę do komitetu odwoławczego.
  - Brak opinii: w procedurze sprawdzającej KE może przyjąć projekt, nawet jeśli Komitet nie osiągnął większości (chyba że akt podstawowy stanowi inaczej).

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 61 15/09/2026 12:06

Sekcja 7

Harmonogram obowiązków NC DR

Sekcji 7 nadaliśmy formę tabeli. Tabela nr 5 obrazuje harmonogram terminów regulacyjnych wynikających z obecnego projektu NC DR dla kluczowych polskich lub unijnych aktorów w procesie przy założeniu, że kodeks wszedłby w życie 1 czerwca 2027 r. Powyższe założenie jest raczej optymistyczne biorąc pod uwagę aktualny status prac (zob. Sekcję 6). Ponadto, sam projekt NC DR według rekomendacji ACER 01/2025 przewiduje wejście w życie dwudziestego dnia od opublikowania w Dzienniku Urzędowym UE, dlatego mało prawdopodobne wydaje się, aby kodeks wchodził życie od pierwszego dnia pełnego miesiąca, kwartału czy półrocza.

Dodatkowo, w tabeli przedstawiliśmy podstawy prawne poszczególnych zadań oraz wskazaliśmy punkty w czasie, od którego liczy się ich nadejście.

Trzeba dodać jeszcze dwa zastrzeżenia.

Po pierwsze, zgodnie z art. 5 projektu NC DR – podobnie jak ma to miejsce w innych wytycznych i kodeksach sieci – operatorzy mają możliwość zawnioskować o wydłużenie terminów. Co do zasady organy regulacyjne (ACER albo właściwy organ krajowy) mają 6 miesięcy na zatwierdzenie propozycji. Mogą w tym terminie wezwać wnioskodawców do wprowadzenia zmian w ciągu 2 miesięcy od wezwania, po czym znowu mają 2 miesiące na decyzję. Oznacza to, że procedura zatwierdzania poszczególnych dokumentów, jeśli wszyscy jej uczestnicy dochowają podstawowych terminów, powinna trwać od 6 do 10 miesięcy (raczej nie jest zasadne, aby organ poświęcał na proces mniej niż 6 miesięcy). W tabeli przyjęto zatem najprostszy (także optymistyczny) scenariusz, tj. brak wniosków o wydłużenie terminów oraz podstawowe czasy trwania postępowań.

Po drugie, przyjęto, że w Polsce rolę kompetentnego organu regulacyjnego będzie pełnić Prezes URE, a nie inny podmiot.

Tabela nr 5: harmonogram terminów regulacyjnych wynikających z obecnego projektu NC DR

obowiązek regulacyjny	termin	podstawa prawna NC DR	liczba mies. od zdarzenia	zdarzenie uruchamiające termin	poziom regulacji: państwo/UE	podmiot odpowiedzialny	zaangażowany organ regulacyjny
termin dla PCz na zdecydowanie o wskazaniu innego organu niż NRA jako kompetentny do zatwierdzania propozycji	1.09.2027	art. 4 ust. 1	3	wejście w życie	państwo	minister wł. ds. energii, Rada Ministrów	Prezes URE
krajowy proces opracowania i zatwierdzania T&C przez NRA	1.06.2028	art. 4 ust. 1	12	wejście w życie	państwo	minister wł. ds. energii, Rada Ministrów	Prezes URE
opracowanie propozycji pan-UE metody uproszczenia procesu prekwalifikacji produktowej, w tym m.in. zastąpienia prekwalifikacji weryfikacją, szczególnie dla małych CU	1.06.2028	art. 21	12	wejście w życie	UE	ENTSO-E i EU DSO Entity	ACER
ustalenie listy relewantnych informacji w ramach monitorowania, które ENTSO-E i EU DSO E. mają przekazywać ACER	1.06.2028	art. 56 ust. 2	12	wejście w życie	UE	ACER	nie dotyczy
opracowanie propozycji krajowych T&C dotyczących koordynacji OSP-OSD oraz pomiędzy OSD	1.12.2028	art. 45 ust. 1	6	ustanowienie krajowej procedury z art. 4	państwo	wszyscy OSE zgodnie z krajowym procesem	Prezes URE
opracowanie propozycji krajowych T&C dla dostawców usług lokalnych oraz propozycji aktualizacji warunków dotyczących bilansowania (art. 18 rozp. 2017/2195 - EB GL)	1.06.2029	art. 11 ust. 2	12	ustanowienie krajowej procedury z art. 4	państwo	wszyscy OSE zgodnie z krajowym procesem	Prezes URE

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 62 15/09/2026 12:06

opracowanie propozycji definicji, obliczania i walidacji metod baselining	1.06.2029	art. 14 ust. 1	12	ustanowienie krajowej procedury z art. 4	państwo	wszyscy OSE zgodnie z krajowym procesem	Prezes URE
publikacja rejestru metod baseliningu - zbiór wszystkich zatwierdzonych metod, co najmniej roczna aktualizacja, wyjaśnienie w języku angielskim	1.06.2029	art. 14 ust. 4	24	wejście w życie	UE	ENTSO-E i EU DSO Entity	ACER
przeprowadzenie co 2 lata oceny potrzeb i możliwości zakupu usług będących alternatywami wobec rozbudowy sieci, konsultacje publiczne i uwzględnienie w planie rozwoju sieci	1.06.2029	art. 29 ust. 1	24	wejście w życie	państwo	wszyscy OSE zgodnie z krajowym procesem	Prezes URE
przeprowadzenie co 2 lata analizy różnych podejść do zapewniania neutralności bilansowej aktywacji umów elastycznych oraz usług elastyczności, a także ich wpływu na ceny hurtowe i wymiarowanie rezerw	1.06.2029	art. 51 ust. 4	24	wejście w życie	UE	ENTSO-E i EU DSO Entity	ACER
przegląd nie rzadziej niż raz na 2 lata zakresu i sposobu wymiany danych, celem zapewnienia, że są spójne z postępem rynkowego zakupu usług lokalnych oraz możliwościami wykorzystania tych danych	1.06.2029	art. 52 ust. 9	24	wejście w życie	państwo	wszyscy OSE zgodnie z krajowym procesem	nie dotyczy
raport operatorów (poziom UE) o odpowiedzi odbioru, nierzadziej niż raz na 2 lata	1.06.2029	art. 55 ust. 1	24	wejście w życie	UE	ENTSO-E i EU DSO Entity	ACER
opracowanie propozycji krajowych T&C dla FIS	1.12.2029	art. 24 ust. 1	18	ustanowienie krajowej procedury z art. 4	państwo	wszyscy OSE zgodnie z krajowym procesem	Prezes URE
ustalenie obszaru obserwowalności każdego OSD oraz przedłożenie do NRA opisu obszaru i wykazu OSE, na których wpływa (bez zatwierdzenia przez NRA)	1.12.2029	art. 46 ust. 5 lit. a	6	zatwierdzenie krajowych T&C dotyczących koordynacji OSE	państwo	każdy OSD	nie dotyczy
opracowanie propozycji pan-UE metody szczegółowego określenia oraz harmonizacji wybranych aspektów rynkowego nabywania usług zarządzania ograniczeniami (koordynacja z innymi rynkami; metody zakupu i obliczania wolumenu aktywacji, w tym DMD; publikacja informacji; wykaz atrybutów produktów)	1.06.2030	art. 32 ust. 6	36	wejście w życie	UE	ENTSO-E i EU DSO Entity	ACER
standaryzacja procedur, formatu, zakresu i środków wymiany danych	1.06.2031	art. 11 ust. 4 lit. i pkt iii	48	wejście w życie	państwo	wszyscy OSE zgodnie z krajowym procesem	Prezes URE
zapewnienie pełnej interoperacyjności wymiany danych we wdrożonym FIS	1.06.2031	art. 24 ust. 2 lit. a	48	wejście w życie	państwo	wszyscy OSE zgodnie z krajowym procesem	Prezes URE
zapewnienie, że FIS istniejące w dniu wwż. NC DR zostaną dostosowane do wymogów NC DR albo zastąpione nowymi FIS	1.06.2032	art. 57 ust. 2	24	zatwierdzenie krajowych T&C dla FIS	państwo	minister wł. ds. energii, Rada Ministrów	Prezes URE
zapewnienie funkcjonalności usług FIS	1.06.2033	art. 57 ust. 3	36	zatwierdzenia krajowych T&C dla FIS	państwo	wyznaczony operator FIS	Prezes URE

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 63 15/09/2026 12:06

Sekcja 8

Mapa drogowa dla Polski. Rekomendacje strategiczne dla poszczególnych aktorów

W niniejszej sekcji przedstawiono rekomendacje strategiczne dotyczące działań skoordynowanych oraz indywidualnych dla poszczególnych faz:

- Faza 1. Uruchomienie. Budowa podstaw koordynacyjnych, otwarcie dialogu, analizy gotowości.
- Faza 2. Decyzje i konsolidacja. Wypracowanie wspólnego modelu, start prac legislacyjnych, kluczowe decyzje strategiczne.
- Faza 3. Wdrożenie. Implementacja wybranego modelu, testy, uruchomienie platformy rynkowej. Faza 3 jest poza zakresem analizy w niniejszym raporcie.

Biorąc pod uwagę aktualny etap prac nad rozporządzeniem systemowym, faza 2 teoretycznie się już rozpoczęła. Wydaje się jednak, że nie miał miejsca realny dialog. Nie jest tajemnicą, że strona operatorska – PSE oraz PTPiREE – opracowała większość rozwiązań ujętych w projekcie. W październiku 2025 r. odbyły się tzw. prekonsultacje projektu rozporządzenia, ale składane wówczas uwagi nie spotkały się z informacją zwrotną ani kontynuacją.

Można powiedzieć, że projekt rozporządzenia nieco zaskoczył rynek. Niektóre rozwiązania okazały się mocno kontrowersyjne i spotkały się ze stanowczym oporem interesariuszy. Teraz jest więc szansa na powrót do dyskusji. Dlatego „start prac legislacyjnych" w pierwotnym sformułowaniu fazy 2 należy w istocie rozumieć jako ich kolejny etap.

Tabela nr 6: mapa drogowa

faza	1	2
działania wspólne	1) dyskusja w ramach istniejących (Ponadsektorowy Akcelerator przy Prezesie URE) oraz powstających (MAPRE) gremiów, m.in. na temat modelu agregacji oraz zależności pomiędzy rynkiem bilansującym i rynkiem elastyczności 2) dyskusja na temat brakujących obecnie elementów z regulacji unijnych (niepoprawna transpozycja przepisów dot. zamkniętego systemu dystrybucyjnego, brak przepisów o DMD)	1) dopracowanie modelu rynku usług elastyczności – zwłaszcza w zakresie standaryzacji produktów 2) niezależnie od wyboru modelu z sekcji 5 – ustalenie sposobu zwiększenia roli interesariuszy w opracowaniu regulacji rangi regulaminów
ME	1) zaangażowanie w proces komitologii NC DR 2) zwiększenie transparentności działań regulacyjnych wobec innych interesariuszy niż OSP i OSD	1) finalizacja nowego rozporządzenia systemowego 2) opracowanie projektu nowelizacji ustawy dostosowującego przepisy do wymagań rynku elastyczności (model agregacji, DMD, taryfowanie OSD) 3) uporządkowanie ram regulacyjnych dla mniejszych OSD (przemysłowych, OZSD)
Prezes URE	1) określenie możliwości prowadzenia procesu regulacji w różnych modelach 2) określenie ogólnych poglądów na standardowe zasady rynków lokalnych	1) zabieganie o zwiększone zasoby finansowe do prowadzenia regulacji w zmienionym modelu rynku (zwiększenie możliwości kadrowych i narzędziowych) 2) opracowanie praktyki w zakresie nowego modelu taryfowania OSD
PSE	rozpoznanie możliwości koordynacji między istniejącymi systemami do obsługi RB a nowymi systemami do obsługi procesu zakupu usług elastyczności	zależnie od wyboru modelu – ew. określenie preferencji OSD co do standardowych produktów elastyczności z punktu widzenia koordynacji z RB
OSD	1) opracowanie koncepcji dotyczących zależności usług elastyczności i innych instrumentów, zwł. elastycznych umów 2) opracowanie koncepcji zmienionej regulacji taryfowej, sprzyjającej elastyczności	zależnie od wyboru modelu – zaangażowanie w proces scentralizowanej lub hybrydowej standaryzacji produktów elastyczności
TGE	określenie możliwej oferty giełdy dla operatorów i dostawców usług – jak w praktyce miałaby działać platforma giełdowa	zależnie od wyboru modelu – ew. określenie preferencji giełdy co do standardowych produktów elastyczności z punktu widzenia ich obsługi przez platformę
grupy innych podmiotów	agregatorzy: opracowanie konkretnych koncepcji i propozycji legislacyjnych dotyczących modelu agregacji OSDn i OSDn przemysłowi: zdefiniowanie swoich możliwości i potrzeb w zakresie elastyczności, w tym podstaw do derogacji	*uzależnione od wybranego modelu*

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 64 15/09/2026 12:06

Załącznik nr 1: Dokumenty źródłowe – rynek usług elastyczności w Wielkiej Brytanii[117]

1. Kryteria wyszukiwania źródeł

Oś	Wymiar	Dokumenty pokrywające (ID)
i	**Lokalna elastyczność DSO / zarządzanie ograniczeniami (congestion management, platformy lokalne) – oś główna**	UK-001, UK-003, UK-004, UK-005, UK-006, UK-008, UK-009, UK-010, UK-011, UK-012, UK-016, UK-017, UK-026, UK-027, UK-028, UK-029, UK-030, UK-032, UK-034, UK-035, UK-036, UK-037, UK-038, UK-039, UK-040, UK-041, UK-042, UK-043, UK-045, UK-046, UK-047, UK-048, UK-049, UK-050, UK-051, UK-052, UK-053, UK-054, UK-057, UK-058, UK-061, UK-063, UK-064, UK-065, UK-066, UK-069, UK-070, UK-071, UK-073, UK-074, UK-075, UK-078, UK-081, UK-083, UK-084
ii	Status i bariery agregatora niezależnego (FSP; UK poza Dyr. 2019/944 – krajowe ramy Ofgem/DESNZ: VLP, load control licensing)	UK-001, UK-002, UK-006, UK-009, UK-015, UK-016, UK-017, UK-018, UK-019, UK-020, UK-029, UK-035, UK-039, UK-051, UK-054, UK-057, UK-058, UK-059, UK-062, UK-063, UK-067, UK-070, UK-071, UK-072, UK-075, UK-076, UK-077, UK-080, UK-081, UK-082; DFS: UK-086…UK-099, UK-101, UK-102, UK-103, UK-105, UK-107
iii	Koordynacja TSO-DSO (interfejs, wymiana danych) - wpływ na rynek usług elastyczności	UK-001, UK-003, UK-004, UK-005, UK-012, UK-016, UK-017, UK-022, UK-025, UK-026, UK-027, UK-028, UK-031, UK-036, UK-038, UK-041, UK-049, UK-051, UK-053, UK-069, UK-072, UK-079; UK-090, UK-091, UK-098, UK-099, UK-101, UK-102, UK-104, UK-108, UK-109
iv	Cyfryzacja: data sharing / smart metering / MHHS / API / telemetria	UK-001, UK-002, UK-004, UK-006, UK-014, UK-015, UK-016, UK-017, UK-018, UK-019, UK-020, UK-021, UK-025, UK-026, UK-027, UK-028, UK-031, UK-057, UK-062, UK-064, UK-067, UK-093, UK-094, UK-097, UK-100, UK-103, UK-104
v	Dane liczbowe: wolumeny, ceny, liczba FSP, koszty, rachunek ekonomiczny	UK-007, UK-008, UK-009, UK-010, UK-011, UK-013, UK-014, UK-017, UK-021, UK-022, UK-023, UK-030, UK-032, UK-033, UK-035, UK-036, UK-038, UK-041, UK-042, UK-045, UK-046, UK-049, UK-050, UK-052, UK-053, UK-055, UK-056, UK-059, UK-060, UK-065, UK-066, UK-068, UK-073, UK-076, UK-078, UK-080, UK-081, UK-082, UK-085; DFS: UK-086, UK-087, UK-088, UK-089, UK-100, UK-106
vi	Krytyczny głos: audyt publiczny / akademia / think-tank niezależny od regulatora i TSO/DSO	UK-001, UK-008, UK-011, UK-012, UK-015, UK-021, UK-022, UK-023, UK-024, UK-037, UK-044, UK-049, UK-051, UK-052, UK-054, UK-055, UK-056, UK-064, UK-066, UK-068, UK-080, UK-081, UK-082, UK-083, UK-084, UK-085; DFS: UK-086, UK-087, UK-089, UK-090, UK-098, UK-099, UK-100, UK-102, UK-105, UK-106, UK-107, UK-108

2. Mapa instytucjonalna

1. **Regulator: Ofgem – Office of Gas and Electricity Markets** (Londyn).
2. **TSO: NESO – National Energy System Operator** (wcześniej National Grid ESO). Operator programu DFS.
3. **Market Facilitator rynków flex: Elexon –** wyznaczony decyzją Ofgem 29.07.2024 buduje FMAR (Flexibility Market Asset Registration – wspólna rejestracja aktywów flex).
4. **Główni DSO** (w UK: DNO – Distribution Network Operator):
   a) **UK Power Networks (UKPN)** (Londyn, South East, East) – największy brytyjski DSO.
   b) **SSEN Distribution** (Scottish and Southern Electricity Networks; północna Szkocja + środkowo-południowa Anglia).
   c) **Northern Powergrid** (North East, Yorkshire).
   d) **NGED – National Grid Electricity Distribution** (Midlands, South West, Walia; dawniej Western Power Distribution).
   e) **SP Energy Networks (SPEN)** (południowa Szkocja, North Wales, Merseyside).
   f) **Electricity North West (ENWL)** (North West).
5. **Stowarzyszenie operatorów: ENA – Energy Networks Association,** program Open Networks (od 2017).
6. **Operator marketplace flex: Piclo** (platforma Piclo Flex) – niezależna platforma przetargów flex DNO w Wielkiej Brytanii.
7. **Ministerstwo właściwe: DESNZ – Department for Energy Security and Net Zero** (od 2023; wcześniej BEIS).
8. **Krajowa izba kontroli: NAO – National Audit Office.**
9. **Doradca ds. klimatu: CCC – Climate Change Committee.**
10. **Rzecznik konsumentów energii: Citizens Advice.**
11. **Niezależne think-tanki / ośrodki akademickie krajowe:**
    a) **University of Oxford** (Project LEO / Environmental Change Institute).
    b) **Imperial College London** (zespół G. Strbaca).
    c) **UKERC** (UK Energy Research Centre) – sieć badawcza.
    d) **Energy Systems Catapult** (quasi-akademicki), **Regen, Carbon Trust, CSE** (Centre for Sustainable Energy – partner LEO), **EnergyREV** (konsorcjum UKRI), **CNZ** (Centre for Net Zero – ośrodek badawczy Octopus Energy).
    e) Stowarzyszenie strony popytowej: **ADE** (Association for Decentralised Energy).

[117] Wyszukiwanie źródeł zostało przeprowadzone przy pomocy Claude Code.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 65 15/09/2026 12:06

3. Lista dokumentów

Tabela podzielona według typu autora, w obrębie każdej sekcji sortowanie po wadze (1 ➜ 2 ➜ 3), wewnątrz wagi – po roku malejąco. Waga: **1** – fundamentalne; **2** – istotne uzupełnienie / krytyka; **3** – kontekst. Warstwa DFS (UK-086…UK-109) wydzielona do osobnej sekcji na końcu listy.

3.1. Akty prawne

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-063	Standard conditions of the Electricity Distribution Licence (tekst skonsolidowany)	Skonsolidowany tekst warunków licencji dystrybucyjnej (*consolidated* 2025-06-10). Zawiera **SLC31E** (*Electricity Distribution Standard Licence Condition 31E: Procurement and use of Distribution Flexibility Services*)	Ofgem	2025	EN	1	Ofgem - Consolidated SLC	i, ii
UK-062	Energy Act 2023 (c. 52) - zwłaszcza Part 9: Energy Smart Appliances & load control (ss. 238-243)	Podstawowa brytyjska ustawa energetyczna.	UK Parliament	2023	EN	1	legislation.gov.uk - Energy Act 2023	ii, iv

3.2. Regulator (Ofgem)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-008	Modification to SLC31E of the Electricity Distribution Licence (Removal of reporting requirements) - consultation	Najnowszy projekt zmiany SLC31E – dotyczy zdjęcia z DNO obowiązku raportowania potrzeb i zakupów *flex* z przeniesieniem danych do Market Facilitatora (03.2026).	Ofgem	2026	EN	1	Ofgem - SLC31E removal consultation	i, v, vi
UK-011	RIIO-2 Electricity Distribution Annual Report 2024-25	Najnowszy raport roczny wykonania RIIO-ED2 (pięcioletnie ramy regulacyjne wyznaczane przez Ofgem – *Electricity Distribution Price Control*) przez DNO (01.2026).	Ofgem	2026	EN	1	Ofgem - ED Annual Report 2024-25	i, ii, v, vi
UK-004	Decision: Market facilitator policy framework	Ramy polityki dla roli Market Facilitatora: zakres funkcji, obowiązki Elexon i interesariuszy. Definiuje docelowy model zarządzania lokalnymi rynkami *flex DNO* w UK (06.2025).	Ofgem	2025	EN	1	Ofgem - MF policy framework	i, ii, iii, iv
UK-006	Decision: Flexibility Market Asset Registration (FMAR)	Decyzja powierzająca Elexon budowę wspólnej rejestracji aktywów *flex*. Rdzeń infrastruktury cyfrowej rynków *flex DNO*. Ma rozpocząć działanie od 2027 r. (03.2025).	Ofgem	2025	EN	1	Ofgem - FMAR Decision	i, ii, iv
UK-012	ED3 Framework Decision	Decyzja ramowa dla okresu regulacyjnego ED3 (od 2028). Sygnalizuje zwrot narracji Ofgem od *flexibility-first* ku obawie o niedoinwestowanie sieci (30.04.2025).	Ofgem	2025	EN	1	Ofgem - ED3 Framework Decision	i, iii, vi
UK-064	Flexibility Digital Infrastructure: Strategic direction setting (open letter)	Stanowisko Ofgem ws. wspólnej infrastruktury cyfrowej dla rynków *flex* NESO i DSO (04.11.2025).	Ofgem	2025	EN	1	Ofgem - FDI Strategic direction	i, iv, vi
UK-003	Decision: Market facilitator delivery body	Decyzja wyznaczająca Elexon (zamiast NESO) na Market Facilitatora lokalnych rynków *flex* (29.07.2024).	Ofgem	2024	EN	1	Ofgem - MF delivery body decision	i, ii, iii
UK-001	Call for Input: The Future of Distributed Flexibility	Pierwszy dokument dotyczący reformy *flex DNO* w Wielkiej Brytanii (03.2023).	Ofgem	2023	EN	1	Ofgem - CfI Distributed Flexibility	i, ii, iii, iv, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 66 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-009	RIIO-ED2 Final Determinations - Overview document	Ustalenia taryfowe ED2 2023-2028. Fundament regulacyjny obecnego modelu zakupu *flex* przez DNO (11.2022).	Ofgem	2022	EN	1	Ofgem - RIIO-ED2 Final Determinations	i, ii, v
UK-005	Coordinating flexibility: the market facilitator blueprint (consultation)	Operacyjny plan wdrożenia funkcji Market Facilitatora (09.2025).	Ofgem	2025	EN	2	Ofgem - MF blueprint	i, ii, iii
UK-015	SSES: Implementing the load control licensing regime - consultation	Konsultacja dot. licencjonowania *load control* (sterowanie ESA/EV na sygnał cyfrowy). Tworzy nową kategorię licencji dla podmiotów agregujących/ sterujących *flex* po stronie odbiorcy (12.2025).	Ofgem	2025	EN	2	Ofgem - load control licensing	ii, iv, vi
UK-065	Distribution System Operation Incentive Governance Document (ODI-F)	Dokument zarządczy dot. zachęt dla DSO w RIIO-ED2. Przewodnik mechanizmu motywującego DNO m.in. do zakupu *flex* (01.2025).	Ofgem	2025	EN	2	Ofgem - DSO Incentive Governance v1.1	i, v
UK-066	Distribution System Operation Incentive annual report 2024-25	Roczny raport *Distribution System Operation Incentive*. Mierzy realną skuteczność DNO m.in. w zakupie *flex* (09.2025).	Ofgem	2025	EN	2	Ofgem - DSO Incentive Report 2024-25	i, v, vi
UK-010	RIIO-2 Electricity Distribution Annual Report 2023-24	Poprzednia edycja raportu rocznego ED2 (04.2025).	Ofgem	2025	EN	2	Ofgem - ED Annual Report 2023-24	i, ii, v
UK-007	Procurement and Use of Flexibility - Reporting Guidance for Electricity Distribution Licensees (SLC31E)	Wytyczne definiujące, jak DNO mają raportować usługi elastyczności (03.2024).	Ofgem	2024	EN	2	Ofgem - SLC31E Reporting Guidance v2	i, iv, v
UK-014	Decision on updates to Data Best Practice Guidance and Digitalisation Strategy Guidance (v3.0)	Zaktualizowane wytyczne (10.2024).	Ofgem	2024	EN	2	Ofgem - Data Best Practice v3.0	iv, v
UK-002	Technical Annex to the Call for Input on The Future of Distributed Flexibility	Aneks techniczny do CfI: architektura cyfrowa, rejestracja aktywów i przepływy danych w lokalnych rynkach *flex* (03.2023).	Ofgem	2023	EN	2	Ofgem - CfI Technical Annex	i, ii, iv
UK-013	RIIO-3 Final Determinations - Overview	Ostateczne ustalenia dla RIIO-3 (12.2025).	Ofgem	2025	EN	3	Ofgem - RIIO-3 Final Determinations	i, iii, v

3.3. Państwo (BEIS / DESNZ)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-017	Clean Flexibility Roadmap	Następca SSFP 2021; zunifikowana strategia trzech instytucji. Aktualny dokument kierunkowy całego ekosystemu *flex* (07.2025).	DESNZ + Ofgem + NESO	2025	EN	1	gov.uk - Clean Flexibility Roadmap	i, ii, iii, iv, v
UK-016	Smart Systems and Flexibility Plan 2021	Decyzja projektowa; wspólny plan rządu i Ofgem ustanawiający kierunek *smart/flex* (07.2021).	BEIS + Ofgem	2021	EN	1	parliament.uk - SSFP 2021	i, ii, iii, iv
UK-067	SSES Programme: Enduring Governance - government response	Odpowiedź rządu na konsultację *Enduring Governance* (28.11.2025).	DESNZ	2025	EN	2	gov.uk - SSES governance response	ii, iv
UK-019	SSES Programme: First Phase Energy Smart Appliances Regulations - consultation	Konsultacja o regulacjach pierwszej fazy dla urządzeń *energy-smart* (EV, pompy ciepła) – techniczne warunki uczestnictwa rozproszonych zasobów konsumenckich we *flex* (12.2025).	DESNZ	2025	EN	2	gov.uk - SSES ESA regulations	ii, iv

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 67 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-020	SSES Programme: Licensing (load control) - consultation	Projekt regulacji i warunków licencji *load control* od strony ministerstwa; razem z konsultacją Ofgem (UK-015) definiuje status prawny agregatora/ load controllera w UK (12.2025).	DESNZ	2025	EN	2	gov.uk - SSES load control licensing	ii, iv
UK-018	SSES Programme: Enduring Governance - consultation	Konsultacja dot. modelu zarządzania SSES (ramy techniczne/ bezpieczeństwa dla ESA, *load controllers*, FSP), 08.2025.	DESNZ	2025	EN	2	gov.uk - SSES governance consultation	ii, iv

3.4. Audyt publiczny (NAO) i doradca ustawowy (CCC)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-021	Update on the rollout of smart meters (summary)	Audyt NAO oceniający postęp i koszty wdrażania inteligentnych liczników (smart meterów), 06.2023.	NAO	2023	EN	2	NAO - smart meters update	iv, v, vi
UK-022	Decarbonising the power sector	Audyt NAO o ryzykach dekarbonizacji systemu (sieci, rynki, zachowania konsumentów), 03.2023.	NAO	2023	EN	2	NAO - Decarbonising the power sector	iii, v, vi
UK-068	Electricity networks (audyt ram RIIO-1)	Audyt NAO. Krytyka ram regulacyjnych, w których osadzone są zachęty *flex DNO* (30.01.2020).	NAO	2020	EN	2	NAO - Electricity networks	v, vi
UK-023	Department for Energy Security & Net Zero - Departmental Overview 2024-25	Najnowszy przegląd NAO działalności DESNZ: wydatki, programy, ryzyka realizacji *Clean Power 2030* (11.2025).	NAO	2025	EN	3	NAO - DESNZ Overview 2024-25	v, vi
UK-024	Progress in reducing emissions - 2025 Report to Parliament	Raport CCC do Parlamentu; sekcje o energetyce i *demand-side flexibility* (25.06.2025).	CCC (Climate Change Committee)	2025	EN	3	CCC - Progress Report 2025	i, vi

3.5. Market Facilitator (Elexon)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-026	Elexon flexibility vision & action plan (plan dojścia do 12,5 GW flex do 2030)	Pierwsza wizja Market Facilitatora (10.07.2025).	Elexon (Market Facilitator)	2025	EN	1	Elexon - flexibility vision (strona docelowa)	i, iii, iv
UK-027	Market Facilitator Draft Delivery Plan 2026-2028	Projekt planu wdrożenia funkcji Market Facilitatora – harmonogram przejmowania standaryzacji od ENA Open Networks (10.2025).	Elexon (Market Facilitator)	2025	EN	2	Elexon - Draft Delivery Plan (strona docelowa)	i, iii, iv
UK-025	Elexon Annual Report & Financial Statements 2024/25	Kontekst instytucjonalny nowego Market Facilitatora – finanse, ład korporacyjny, programy (06.2025).	Elexon	2025	EN	3	Elexon - Annual Report 2024/25	iii, iv

3.6. Branżowe (ENA Open Networks i stowarzyszenia)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-032	Open Networks 2025 Flexibility Figures	Roczne zagregowane dane dotyczące zakontraktowanej mocy (GW) dla wszystkich DNO UK. Źródło branżowe (operatorzy).	ENA Open Networks	2025	EN	1	ENA - Flexibility Figures 2025 (ZIP/ XLSX)	i, v
UK-069	Open Networks: Primacy Rules Framework (v3)	Ramowy dokument ustalający zasady pierwszeństwa (*primacy*) i rozstrzygania konfliktów usług DSO, ANM i NESO.	ENA Open Networks	2023	EN	1	ENA - Primacy Rules v3	i, iii
UK-030	Common Evaluation Methodology (CEM) - flex vs reinforcement	Wspólna metodyka oceny „*flex* vs rozbudowa sieci" (v3.0), obowiązkowa dla wszystkich brytyjskich DNO od 2021.	ENA Open Networks	2023	EN	1	ENA - CEM v3.0	i, v

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 68 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-071	ENA response to Elexon Flexibility Market Rules consultation	Stanowisko ENA (stowarzyszenia DSO) wobec projektu reguł rynkowych Market Facilitatora (03.10.2025).	ENA	2025	EN	2	ENA - response to Elexon FMR	i, ii
UK-033	Open Networks 2024 Flexibility Figures	Poprzednia edycja zagregowanych danych.	ENA Open Networks	2024	EN	2	ENA - Flexibility Figures 2024 (ZIP/ XLSX)	v
UK-034	Review of Standard Flexibility Products (Rationalisation of DSO flexibility products)	Rewizja katalogu czterech standardowych produktów *flex DNO* (12.2024).	ENA Open Networks	2024	EN	2	ENA - Review of Standard Flexibility Products	i
UK-070	Open Networks: Flexibility Products Review and Alignment	Przegląd i harmonizacja standardowych produktów *flex DSO* (*Sustain/Secure/Dynamic/Restore*; 02.2024).	ENA Open Networks	2024	EN	2	ENA - Products Review and Alignment	i, ii
UK-072	NESO and DSO All Product Technical Requirements	Arkusz wymagań technicznych wszystkich produktów *flex DSO* i NESO (12.2024).	ENA Open Networks	2024	EN	2	ENA - All Product Technical Requirements (ZIP/XLSX)	ii, iii
UK-076	ADE + UKPN joint report	Wspólny raport stowarzyszenia strony popytowej i największego DNO (09.2024) – perspektywa FSP na rynki *flex DSO*; bariery i rekomendacje.	ADE + UK Power Networks	2024	EN	2	ADE/UKPN - joint report	ii, v
UK-028	Open Networks: Strategic Roadmap for Flexibility (2023)	Mapa drogowa standaryzacji rynków *flex DNO* (02.2023).	ENA Open Networks	2023	EN	2	ENA - Strategic Roadmap V3	i, iii, iv
UK-029	Open Networks WS1A-P3: Active Power Services - Final Implementation Plan	Definicja czterech standardowych produktów *flex DNO* (*Sustain/Secure/ Dynamic/Restore*; 23.12.2020) i plan wdrożenia.	ENA Open Networks	2020	EN	2	ENA - Active Power Services Plan	i, ii
UK-031	Queue Management User Guide (v6.0)	Zarządzanie kolejką przyłączeniową – *flexible connections,* jako alternatywa/ uzupełnienie rynków *flex* (09.2025).	ENA Open Networks	2025	EN	3	ENA - Queue Management v6.0	iii, iv

3.7. DSO (DNO)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-073	Distribution Flexibility Services Procurement Report 2026 (rok 2025/26) + Supporting Data	Najnowszy raport licencyjny SLC31E ENWL (30.04.2026).	Electricity North West	2026	EN	1	ENWL - DFSPR 2026	i, v
UK-036	DSO Performance Panel Report 2024/25	Roczne sprawozdanie UKPN przed niezależnym panelem. Źródło danych do *ENA Flexibility Figures* (04.2025).	UK Power Networks	2025	EN	1	UKPN - DSO Performance Panel 2024/25	i, iii, v
UK-038	SLC31E Flexibility Services Procurement Report 2024/25	Wzorcowy licencyjny raport wynikowy SSEN (29.04.2025).	SSEN Distribution	2025	EN	1	SSEN - SLC31E Report 2024/25	i, iii, v
UK-035	Distribution Flexibility Services Procurement Statement 2024	Licencyjny (SLC31E) plan zakupu *flex* największego brytyjskiego DSO (06.2023).	UK Power Networks	2023	EN	1	UKPN - Procurement Statement 2024	i, ii, v
UK-039	SLC31E Flexibility Services Procurement Statement 2026/27	Najnowszy plan zakupu SSEN (03.2026; cykl Q1-Q2 2026).	SSEN Distribution	2026	EN	2	SSEN - SLC31E Statement 2026/27	i, ii
UK-074	Distribution Flexibility Services Procurement Statement 2026 (rok 2026/27)	Plan zakupu *flex* ENWL na 2026/27 (01.04.2026) – cykl Q2 2026.	Electricity North West	2026	EN	2	ENWL - DFS Statement 2026	i
UK-037	UK Power Networks DSO - 2 Years On	Samoocena dwóch lat funkcjonowania DSO UKPN (05.2025).	UK Power Networks (via IET)	2025	EN	2	UKPN - DSO 2 Years On	i, iii, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 69 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-041	SSEN DSO Submission 2025 („Smart, Fair, Now")	Roczne sprawozdanie DSO SSEN do Ofgem.	SSEN Distribution	2025	EN	2	SSEN - DSO Submission 2025	i, iii, v
UK-042	Distribution Flexibility Services Procurement Report 2024-25	Licencyjny raport wynikowy NPg (05.2025).	Northern Powergrid	2025	EN	2	NPg - DFS Report 2024-25	i, v
UK-043	Distribution Flexibility Services Procurement Statement 2025-26	Plan zakupu *flex* NPg (03.2025).	Northern Powergrid	2025	EN	2	NPg - DFS Statement 2025-26	i
UK-045	DSO Market Insights Report (June 2025)	Dane rynkowe Flexible Power / NGED.	NGED / Flexible Power	2025	EN	2	NGED - DSO Market Insights	i, v
UK-046	C31E Flexibility Procurement Report 2025 (SPD + SP Manweb)	Licencyjny raport wynikowy SPEN (05.2025).	SP Energy Networks	2025	EN	2	SPEN - C31E Report 2025	i, v
UK-047	C31E Flexibility Procurement Statement 2025	Plan zakupu *flex* SPEN (04.2025).	SP Energy Networks	2025	EN	2	SPEN - C31E Statement 2025	i
UK-048	Flexibility Strategy (*Social DSO*)	Strategia *flex* ENWL (2025).	Electricity North West	2025	EN	2	ENWL - Flexibility Strategy	i
UK-040	Flexibility Roadmap 2024/2025	Strategia *flex* SSEN.	SSEN Distribution	2024	EN	2	SSEN - Flexibility Roadmap 2024	i
UK-049	Distribution Flexibility Services Procurement Report 2024 (rok 2023/24)	Licencyjny raport ENWL (04.2024).	Electricity North West	2024	EN	2	ENWL - DFSPR 2024	i, iii, v, vi
UK-075	Smart Optimisation Output: Collaboration Plan	Plan UKPN dot. inteligentnej optymalizacji sieci zgodnie z wytycznymi Ofgem (05.2025).	UK Power Networks	2025	EN	3	UKPN - Smart Optimisation 2025	i, ii
UK-044	DSO Review Panel Annual Report 2024-25	Raport niezależnego panelu nadzorczego DSO NPg.	Northern Powergrid	2025	EN	3	NPg - DSO Review Panel AR	vi

3.8. Operator rynku flex (Piclo)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-077	Accelerated Community Energy (white paper)	Najnowszy *white paper* Piclo i WattCarbon (2026) dotyczący modelu Accelerated Community Energy (ACE).	Piclo + WattCarbon	2026	EN	3	Piclo - Accelerated Community Energy	ii
UK-050	SP Energy Networks Month-Ahead Market: a success story for shorter-term flex in Great Britain	Studium przypadku wdrożenia pierwszego w Wielkiej Brytanii rynku *month-ahead* przez SP Energy Networks. Artykuł internetowy.	Piclo	2025	EN	3	Piclo - SPEN month-ahead (HTML)	i, v
UK-078	Piclo Case Study: UKPN flexibility contracts	Wyniki przetargów *flex* UKPN przez Piclo Flex (07.2020).	Piclo	2020	EN	3	Piclo - UKPN case study 2020	i, v

3.9. TSO (NESO – interfejs TSO-DSO)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-079	Publicly Available Regional Development Programme update 2024	Przegląd programów RDP (06.2024).	NESO (d. National Grid ESO)	2024	EN	2	NESO - RDP update 2024	iii

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 70 15/09/2026 12:06

3.10. Akademia (Oxford LEO / Imperial / UKERC / EnergyREV)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-052	The economics of flexibility service contracting in local energy markets: A review	Flagowy artykuł UKERC: analiza kosztów transakcyjnych *flex*, testowana na Project LEO (04.2025).	UKERC	2025	EN	1	UKERC - Economics of flexibility contracting	i, v, vi
UK-051	Project LEO Final Report: a digest of key learnings	Raport końcowy jednego z największych brytyjskich projektów pilotażowych dotyczących lokalnych rynków elastyczności DSO (02.2023).	University of Oxford + Low Carbon Hub + SSEN	2023	EN	1	Project LEO - Final Report	i, ii, iii, vi
UK-053	Flexibility in Great Britain (full report)	Raport dotyczący modelowania systemowej wartości elastyczności w Wielkiej Brytanii (05.2021).	Carbon Trust + Imperial College London (zespół Strbaca)	2021	EN	1	Carbon Trust/ Imperial - Flexibility in GB	i, iii, v
UK-083	D3.10 Report - Learning from the Smart and Fair Neighbourhood Trials	Raport podsumowujący sześć lokalnych pilotaży elastyczności sieci (*grid edge*) w Oxfordshire (08.2023).	Project LEO / Low Carbon Hub	2023	EN	2	Project LEO - D3.10 SFN Trials	i, vi
UK-082	Residential Demand Side Response: An Aggregator's Report on Local Flexibility	Perspektywa agregatora (FSP) dotycząca rekrutacji i aktywizacji gospodarstw domowych na potrzeby lokalnych usług elastyczności (25.04.2023).	Project LEO (Gemserv + equiwatt)	2023	EN	2	Project LEO - Aggregator Report	ii, v, vi
UK-081	Project LEO and TRANSITION Market Trials Report (Period 2)	Ewaluacja drugiego okresu prób rynkowych *flex* w Oxfordshire (30.11.2022).	Project LEO / SSEN / University of Oxford	2022	EN	2	Project LEO - Market Trials TP2	i, ii, v, vi
UK-084	Building and unlocking flexibility with smart local energy systems (SLES)	Systematyczny przegląd barier rozwoju elastyczności w inteligentnych lokalnych systemach energetycznych (SLES) w Wielkiej Brytanii (04.2022).	EnergyREV (UCL; konsorcjum UKRI)	2022	EN	3	EnergyREV - Flexibility review	i, vi

3.11. Think-tanki i rzecznicy konsumentów

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-080	Access to Flexibility - a report for National Grid Electricity Distribution	Analiza uczestników domowych rynków elastyczności DNO oraz barier dostępu do tych usług (03.2025).	Centre for Sustainable Energy (CSE)	2025	EN	1	CSE - Access to Flexibility	ii, v, vi
UK-058	Innovating to Net Zero 2026: Scaling flexibility to meet the five peaks challenge	Modelowanie skali usług elastyczności niezbędnej w przyszłym systemie elektroenergetycznym Wielkiej Brytanii (02.2026).	Energy Systems Catapult	2026	EN	2	ESC - Innovating to Net Zero 2026 (strona docelowa)	i, ii
UK-054	Local flexibility markets - what are they and how can community energy get involved	Przewodnik Regen (11.2025) po lokalnych rynkach *flex* DNO.	Regen (+ Community Energy England)	2025	EN	2	Regen - Local flexibility markets	i, ii, vi
UK-055	Smart timing: making time-of-use tariffs work for consumers	Krytyka konsumencka rynku *flex/smart* (09.2025).	Citizens Advice	2025	EN	2	Citizens Advice - Smart timing	v, vi
UK-057	Enabling Distributed Flexibility for Net Zero	Raport dotyczący uwolnienia potencjału rozproszonej elastyczności (*behind-the-meter*) oraz rekomendacji dla lokalnych rynków energii i bardziej granularnych sygnałów cenowych (10.2024).	Energy Systems Catapult	2024	EN	2	ESC - Enabling Distributed Flexibility (strona docelowa)	i, ii, iv

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 71 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-056	Consumer advocacy and advice - Annual report 2024/25	Roczny raport rzecznika konsumentów energii (07.2025).	Citizens Advice	2025	EN	3	Citizens Advice - Annual Report 2024/25	v, vi
UK-085	United Kingdom 2024 - Energy Policy Review	Przegląd polityki energetycznej UK (2024).	IEA	2024	EN	3	IEA - UK 2024 Energy Policy Review	v, vi

3.12. Konsultanci

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-060	Revenue Stacking for Flexibility	Analiza możliwości łączenia przychodów FSP (*revenue stacking*) z usług DSO i szerszych rynków (02.2024).	Cornwall Insight (dla NGED)	2024	EN	2	Flexible Power - Revenue Stacking	v
UK-059	Beyond Tariffs: GB Household Flexibility Market Monitor	Monitor rynku elastyczności dla gospodarstw domowych w Wielkiej Brytanii (12.2025).	LCP Delta	2025	EN	3	LCP Delta - Beyond Tariffs	ii, v

3.13. Warstwa UE

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-061	Local flexibility benchmark for DSO (summary)	Europejski benchmark lokalnych rynków elastyczności DSO z analizami krajowymi (11.2021) – kontekst porównawczy dla Wielkiej Brytanii.	Eurelectric	2021	EN	3	Eurelectric - Local flexibility benchmark	i

3.14. NESO DFS – Demand Flexibility Service

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-099	DFS Ofgem EBR Article 18 Submission Document	Wniosek NESO do Ofgem (02.2026) o zatwierdzenie zmian w usłudze DFS: strefowy (*zonal*) zakup elastyczności, dwukierunkowa elastyczność oraz mechanizm *DNO Primacy* zapobiegający konfliktom TSO – DSO.	NESO	2026	EN	1	NESO - DFS EBR Art. 18 Submission	ii, iii, vi
UK-089	DFS Winter 2024/25 Overview Report	Raport z pierwszego sezonu funkcjonowania DFS jako całorocznej usługi typu *in-merit* (07.2025).	NESO	2025	EN	1	NESO - DFS Winter 2024/25 Report	ii, v, vi
UK-104	Open Networks: Standardised Baselining Methodologies	Harmonizacja metodyk *baseliningu* NESO/DNO (08.2025).	ENA Open Networks	2025	EN	1	ENA - Standardised Baselining v1.0	iii, iv
UK-090	DFS - July 2024 Consultation	Konsultacja NESO (07.2024) dotycząca ewolucji DFS z sezonowej usługi kryzysowej do całorocznego narzędzia zwiększania marginesu bezpieczeństwa systemu.	NESO	2024	EN	1	NESO - DFS July 2024 Consultation	ii, iii, vi
UK-102	Decision on the DFS in relation to an EBR Article 18 derogation	Decyzja Ofgem (21.11.2024) zatwierdzająca zmianę modelu DFS na całoroczną usługę elastyczności wspierającą margines bezpieczeństwa systemu.	Ofgem	2024	EN	1	Ofgem - DFS EBR Art. 18 decision	ii, iii, vi
UK-087	DFS Winter 2023/24 End of Year Report	Raport z drugiego sezonu funkcjonowania DFS.	NESO	2024	EN	1	NESO - DFS Winter 2023/24 Report	ii, v, vi
UK-086	DFS Winter 2022/23 Review	Raport z pierwszego sezonu funkcjonowania DFS.	NESO (wówczas National Grid ESO)	2023	EN	1	NESO - DFS Winter 2022/23 Review	ii, v, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 72 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-106	The Impact of Demand Response on Energy Consumption and Economic Welfare	Badanie eksperymentalne wpływu programu *Saving Sessions Octopus* na zużycie energii i dobrobyt ekonomiczny; analiza *Demand Response* metodą *randomized encouragement* na próbie 1,4 mln klientów (11.2023).	Centre for Net Zero (Octopus)	2023	EN	1	CNZ - Impact of Demand Response	v, vi
UK-097	DFS Participation Guidance Document (v17)	Instrukcja uczestnictwa w *Demand Flexibility Service* dla providerów (v17); wymagania dotyczące rejestracji, baseline'ów, telemetrii, API i rozliczania dostarczonej elastyczności (04.2026).	NESO	2026	EN	2	NESO - DFS Participation Guidance v17	ii, iv
UK-109	Market Facilitator: Flexibility Market Rules - Primacy Rules	Reguły Market Facilitatora dotyczące priorytetu DNO (*DNO Primacy*) w rynkach elastyczności UK; zasady zarządzania konfliktami między NESO i DNO przy aktywacji zasobów *flex* oraz koordynacji rynków lokalnych i krajowych (2026).	Elexon (Market Facilitator)	2026	EN	2	Elexon - FMR Primacy Rules	iii
UK-098	DFS EBR Article 18 Consultation (list + pytania)	Konsultacja NESO dotycząca dalszej ewolucji *Demand Flexibility Service* w ramach EBR Article 18; proponowane zmiany obejmujące dwukierunkową elastyczność, zakup strefowy (*zonal procurement*), próg 0,1 MW, zasady *Primacy* i *self-nominated baseline* (11.2025).	NESO	2025	EN	2	NESO - DFS EBR Art. 18 consultation	ii, iii, vi
UK-100	DFS Smart Meter Evaluation Report	Ewaluacja roli inteligentnych liczników (*smart meters*) w *Demand Flexibility Service*; analiza ich znaczenia dla pomiaru, weryfikacji i skalowania elastyczności po stronie odbiorców (11.2025).	NESO	2025	EN	2	NESO - DFS Smart Meter Evaluation	iv, v, vi
UK-101	Enabling Demand-side Flexibility in NESO Markets (December 2025 Update)	Aktualizacja NESO dotycząca umożliwienia udziału *Demand-Side Flexibility* w rynkach usług systemowych; przegląd barier wejścia, wymagań uczestnictwa i ścieżek dostępu dla zasobów po stronie popytu (12.2025).	NESO	2025	EN	2	NESO - Enabling DSF in NESO Markets	ii, iii
UK-091	DFS - September 2024 Submission	Wniosek NESO do Ofgem o zmianę warunków usługi (24.09.2024).	NESO	2024	EN	2	NESO - DFS September 2024 Submission	ii, iii
UK-093	DFS Service Terms (wersja całoroczna/ *in-merit*)	Warunki świadczenia DFS w modelu całorocznym (*in-merit*); zasady uczestnictwa, kwalifikacji, aktywacji i rozliczania usług elastyczności (obowiązuje od 27.11.2024).	NESO	2024	EN	2	NESO - DFS Service Terms 2024	ii, iv
UK-094	DFS Procurement Rules (wersja całoroczna/*in-merit*)	Zasady zakupu usług elastyczności w DFS w modelu całorocznym (*in-merit*); reguły kwalifikacji ofert, wyboru aktywacji i rozliczania dostarczonej *flex* (obowiązuje od 27.11.2024).	NESO	2024	EN	2	NESO - DFS Procurement Rules 2024	ii, iv
UK-105	Energy UK response to DFS (EBR Article 18) consultation	Stanowisko branży dostawców/ providerów (08.2024) do reformy *in-merit*.	Energy UK	2024	EN	2	Energy UK - DFS response	ii, vi
UK-107	Domesticating energy flexibility. Learning from GB's 2022-2023 demand flexibility service	Recenzowany artykuł (Energy Efficiency 17:88, 2024; *open access* przez Oxford ORA): teoria domestykacji na DFS 2022/23 – motywacje pozafinansowe, bariery, ryzyko wykluczenia.	University of Oxford ECI (Mihalache, Hampton, Darby)	2024	EN	2	Oxford ORA - Domesticating energy flexibility	ii, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 73 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UK-108	Quantifying Demand Flexibility: Towards a Standardised Approach	Analiza standaryzacji metod wyznaczania baseline'ów dla *Demand-Side Flexibility*; identyfikuje 4 zasady i 5 archetypów baseliningu dla wiarygodnego pomiaru dostarczonej elastyczności.	Centre for Net Zero + NGED, Enedis, Enel X	2024	EN	2	CNZ - Quantifying Demand Flexibility (strona docelowa)	iii, vi
UK-103	Decision P415: Facilitating Access to Wholesale Markets for Flexibility Dispatched by VLPs	Decyzja P415 dotycząca ułatwienia dostępu *Virtual Lead Parties (VLP)* do hurtowych rynków energii dla zasobów elastyczności; reforma zasad uczestnictwa umożliwiająca niezależne wykorzystanie i rozliczanie aktywowanej *flex* (GB).	Ofgem	2023	EN	2	Ofgem - P415 decision	ii, iv
UK-092	DFS Post Consultation Update	Podsumowanie konsultacji i potwierdzenie przejścia na model *in-merit* od 27.11.2024 (31.10.2024).	NESO	2024	EN	3	NESO - DFS Post Consultation Update	ii
UK-088	DFS Overview of Winter 23/24 and What's Next	Slajdowe podsumowanie zimy 23/24 + zapowiedź ewolucji usługi.	NESO	2024	EN	3	NESO - DFS Overview 23/24	v
UK-095	DFS Service Terms (model kryzysowy)	Wcześniejsza wersja warunków świadczenia DFS (08.2023).	NESO	2023	EN	3	NESO - DFS Service Terms 2023	ii
UK-096	DFS Procurement Rules (model kryzysowy)	Wcześniejsze warunki zakupu (2023).	NESO	2023	EN	3	NESO - DFS Procurement Rules 2023	ii

4. Zewnętrzne źródła interaktywne (linkowane)

Najważniejsze serwisy:

1. **UKPN Open Data –** dyspozycje flex i dane przetargowe wg kodu pocztowego: ukpowernetworks.opendatasoft.com (zbiory danych Flexibility Dispatches, Flexibility Tender Data); Tender Hub: dso.ukpowernetworks.co.uk
2. **Northern Powergrid Open Data –** zbiór danych SLC31E: northernpowergrid.opendatasoft.com
3. **SP Energy Networks Open Data –** SPD Flex: spenergynetworks.opendatasoft.com
4. **Electricity North West Open Data –** zbiór danych SLC31E: electricitynorthwest.opendatasoft.com
5. **NGED FlexPortal:** flex.squid.energy
6. **Piclo Flex marketplace** (aukcje i nabory na żywo): picloflex.com; publikacje: piclo.com/publications
7. **ENA Flexibility Figures** (strona interaktywna; zbiory danych XLSX – UK-032/033): energynetworks.org
8. **Elexon - Market Facilitator hub:** elexon.co.uk
9. **NESO – strona serwisowa DFS** (indeks aktualnych wersji Service Terms / Procurement Rules / stref GeoJSON): neso.energy

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 74 15/09/2026 12:06

Załącznik nr 2: Dokumenty źródłowe – rynek usług elastyczności w Holandii[118]

1. Kryteria wyszukiwania źródeł

Oś	Wymiar	Dokumenty pokrywające (ID)
i	**Lokalna elastyczność DSO / zarządzanie ograniczeniami (congestion management, platformy lokalne) – oś główna**	NL-001, NL-002, NL-004, NL-005, NL-007, NL-008, NL-009, NL-010, NL-011, NL-014, NL-015, NL-016, NL-017, NL-019, NL-020, NL-021, NL-022, NL-023, NL-024, NL-025, NL-026, NL-027, NL-028, NL-030, NL-031, NL-032, NL-033, NL-034, NL-037, NL-038, NL-039, NL-040, NL-041, NL-042, NL-044, NL-045, NL-048, NL-050, NL-051, NL-052, NL-053, NL-054, NL-055, NL-056, NL-057, NL-058, NL-059, NL-060, NL-061, NL-065, NL-066, NL-067, NL-068, NL-069, NL-070, NL-072, NL-073, NL-074
ii	Status i bariery agregatora niezależnego (FSP, transpozycja Dyr. 2019/944 art. 17)	NL-001, NL-002, NL-003, NL-004, NL-005, NL-006, NL-007, NL-008, NL-026, NL-029, NL-032, NL-044, NL-045, NL-050, NL-062, NL-066, NL-068, NL-075
iii	Koordynacja TSO-DSO (interfejs, wymiana danych, wspólne zamówienia) - w zakresie wpływu na rynek usług elastyczności	NL-002, NL-014, NL-015, NL-016, NL-019, NL-020, NL-021, NL-022, NL-023, NL-027, NL-030, NL-034, NL-038, NL-041, NL-042, NL-045, NL-051, NL-052, NL-053, NL-058, NL-059, NL-061, NL-069, NL-073
iv	Cyfryzacja: data hub / smart metering / API / telemetria	NL-001, NL-002, NL-006, NL-020, NL-032, NL-045, NL-062
v	Dane liczbowe: wolumeny lokalnych usług elastyczności, ceny, liczba FSP, koszty, business case	NL-006, NL-010, NL-012, NL-013, NL-017, NL-018, NL-022, NL-023, NL-024, NL-025, NL-027, NL-028, NL-030, NL-031, NL-036, NL-037, NL-039, NL-040, NL-041, NL-042, NL-046, NL-047, NL-049, NL-051, NL-052, NL-053, NL-054, NL-055, NL-056, NL-057, NL-058, NL-059, NL-060, NL-061, NL-063, NL-065, NL-066, NL-067, NL-068, NL-073, NL-074, NL-075, NL-076
vi	Krytyczny głos: audyt publiczny / akademia / think-tank niezależny od regulatora i TSO/DSO	NL-004, NL-007, NL-009, NL-011, NL-017, NL-018, NL-033, NL-034, NL-035, NL-036, NL-038, NL-040, NL-041, NL-042, NL-043, NL-048, NL-049, NL-061, NL-063, NL-065, NL-069, NL-070, NL-071, NL-072, NL-076

2. Mapa instytucjonalna

1. **Regulator: ACM** – Autoriteit Consument & Markt (Den Haag). Niezależny organ administracyjny powołany 2013 r. Kompetencje regulacyjne w sektorze energii na podstawie *Elektriciteitswet 1998* (NL-003), a od 01.01.2026 *Energiewet* (NL-001).

2. **TSO: TenneT TSO B.V.** (Arnhem; spółka skarbu państwa Holandii). Również operator TSO w Niemczech (TenneT TSO GmbH, Bayreuth; obecnie z udziałem inwestorów instytucjonalnych). W zakresie raportu istotny jako współoperator GOPACS (joint TSO-DSO platform - NL-019/020) oraz w zakresie interfejsu TSO-DSO przy obsłudze ograniczeń sieciowych.

3. **Główni DSO:**

   a) **Stedin** (Rotterdam) – DSO w regionie Randstad południowy: Zuid-Holland (bez Den Haag), Utrecht, Zeeland. ~2,3 mln klientów.

   b) **Liander / Alliander N.V.** (Arnhem; spółka samorządów) – DSO w regionach Noord-Holland, Friesland, Flevoland, Gelderland, większość Utrechtu. ~3,2 mln klientów; największy DSO Holandii wg liczby przyłączeń.

   c) **Enexis** (Den Bosch; spółka samorządów Noord-Brabant, Limburg, Overijssel, Drenthe, Groningen) – DSO na południu i północy Holandii. ~2,9 mln klientów.

4. **Wspólne podmioty DSO:**

   a) **Netbeheer Nederland** (Den Haag) – stowarzyszenie wszystkich DSO + TSO; reprezentuje branżę wobec regulatora, koordynuje pracę nad Netcode elektriciteit (NL-002).

   b) **EDSN** (Energie Data Services Nederland, Baarn) – wspólny operator data hub branży energetycznej (rozliczenia, pomiary, switching).

   c) **MFFBAS** – Marktfaciliterend Bedrijf voor Aanbieders en Stakeholders (Den Haag) – wspólny operator standardów wymiany informacji rynkowej.

   d) **GOPACS** – Grid Operators Platform for Congestion Solutions (joint TSO-DSO platform: TenneT + Stedin + Liander + Enexis + Westland Infra + Coteq), działa od 2019 r. Wzorzec europejski rynku ciągłego *flex DSO* (produkty IDCONS, Redispatch, CSC, CLC, MBC na ETPA + Epex Spot).

5. **Ministerstwo właściwe: Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG)** – od 2024 r. resort spraw klimatycznych i energetycznych; poprzednik: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) do 2024 r.

6. **Krajowa izba kontroli: Algemene Rekenkamer** (Den Haag). Jedyny podmiot z mandatem do publicznej krytycznej oceny LAN (Landelijk Actieprogramma Netcongestie –holenderski program rządowy i branżowy, którego celem jest walka z przeciążeniem sieci energetycznych (*netcongestie*) w Holandii. Został powołany w 2022 roku, a jego zadaniem jest lepsze wykorzystanie obecnej sieci i przyspieszenie jej rozbudowy oraz programów *netcongestie* ACM/DSO. Uzupełniająco: **Randstedelijke Rekenkamer** (Den Haag) – wspólna izba kontroli czterech prowincji

[118] Wyszukiwanie źródeł zostało przeprowadzone przy pomocy Claude Code.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 75 15/09/2026 12:06

Randstad (Flevoland, Noord-Holland, Utrecht, Zuid-Holland).

7. Niezależne think-tanki / ośrodki akademickie krajowe

a) TU Delft – Faculty of Technology, Policy and Management (TPM), sekcja Energy & Industry; prof. Rudi Hakvoort, prof. Zofia Lukszo, prof. Laurens de Vries, prof. Simon Tindemans; jeden z głównych europejskich hubów badawczych nad zarządzaniem ograniczeniami w sieci i lokalnymi rynkami *flex*.

b) PBL – Planbureau voor de Leefomgeving (Den Haag); niezależna agencja państwowa do analiz polityki klimatyczno-energetycznej.

c) CE Delft – niezależny konsultant techniczno-ekonomiczny (Delft), częste zlecenia ACM/KGG/DSO; ekspertyzy o *flex*, *netcongestie*.

d) TNO – Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (Den Haag); państwowa organizacja badań stosowanych; sekcja Energy & Materials Transition (ETS).

e) Berenschot (Utrecht) – duża holenderska firma konsultingowa, raporty na zlecenie EZK/KGG/ACM/Netbeheer Nederland.

f) Ecorys (Rotterdam) – niezależny konsultant ekonomiczny.

g) SEO Economisch Onderzoek (Amsterdam) – niezależny konsultant ekonomiczny.

8. Inne podmioty

a) RVO – Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (Den Haag); agencja wykonawcza pod KGG. Publikuje raporty dot. flexibilizacji odbioru przez biznes (NL-068) oraz administruje subsydiami *flex-related* (program *Flex-e* od kwietnia 2025).

b) RAP – Regulatory Assistance Project (biuro UE w Brukseli) – niezależny doradca regulatorów energetycznych.

c) NVDE – Nederlandse Vereniging Duurzame Energie (Utrecht) – branżowa organizacja OZE.

d) VNO-NCW + MKB-NL – pracodawcy (duże + małe/średnie firmy).

3. Lista dokumentów

Tabela podzielona według typu autora, w obrębie każdej sekcji sortowanie po wadze (1 ➜ 2 ➜ 3), wewnątrz wagi – po roku malejąco. Waga: **1** – fundamentalne; **2** – istotne uzupełnienie / krytyka; **3** – kontekst.

3.1. Akty prawne

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-045	Systeemcode elektriciteit 2026 – Hoofdstuk 7 t/m 9	Kodeks sieciowy zastępujący *Netcode elektriciteit* po wejściu *Energiewet* 01.01.2026; rozdz. 9 – *congestion management*.	ACM	2026	NL	1	Systeemcode 2026 H7-H9	i, ii, iii, iv
NL-001	Energiewet - Wet van 4 december 2024 houdende regels over energiemarkten en energiesystemen	Ustawa o rynkach i systemach energetycznych transponująca pakiet CEP/EMD; zastąpiła *Elektriciteitswet 1998* z dn. 01.01.2026.	Eerste/Tweede Kamer	2024-2025	NL	1	Stb. 2025-12	i, ii, iv
NL-002	Netcode elektriciteit - geconsolideerde versie v40 (BWBR0037940)	Holenderski kodeks sieciowy w wersji obowiązującej do wejścia *Systeemcode 2026* (NL-045).	ACM / publikacja: Netbeheer Nederland	2024	NL	1	Netcode v40 PDF	i, ii, iii, iv
NL-003	Elektriciteitswet 1998 (BWBR0009755)	Historyczna holenderska ustawa elektryczna – uchylona 01.01.2026 wraz z wejściem *Energiewet*.	Tweede/ Eerste Kamer; konsolidacja Min. BZK	1998-2025	NL	2	BWBR0009755	i, ii

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 76 15/09/2026 12:06

3.2. Regulator (ACM)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-011	Focus op Energie 2026	Strategia priorytetów ACM na rok 2026: *netcongestie*, sprawiedliwy podział kosztów sieciowych, *flex*.	ACM	2026	NL	1	Focus op Energie 2026	i, vi
NL-046	Ontwerpmethodebesluit distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031 (REG2027)	Projekt decyzji metodycznej ACM – przejście na *cost-based regulation* DSO.	ACM	2025	NL	1	Ontwerp methodebesluit DSB-E 2027-2031	v
NL-044	Codebesluit verplichte deelname GDS aan congestiemanagement	Decyzja ACM rozszerzająca obowiązek z NL-007 na zamknięte systemy dystrybucyjne (*Gesloten Distributiesystemen*).	ACM	2025	NL	1	Stcrt. 2025-43262	i, ii
NL-008	Codebesluit capaciteitssturingscontract (ACM/UIT/662511)	Decyzja ACM zastępująca pojęcie *capaciteitsbeperking* szerszym *capaciteitssturing* (min/max sterowanie mocą po obu stronach).	ACM	2025	NL	1	Stcrt. 2025-42474	i, ii
NL-007	Codebesluit verplichting aanbieden congestiemanagementdiensten (ACM/UIT/626951)	Decyzja ACM zmieniająca kodeks sieciowy i wprowadzająca obowiązek oferowania usług zarządzania ograniczeniami sieciowymi (*congestion management*) przez podmioty przyłączone o mocy powyżej 1 MW; progi obowiązków indywidualnych i pełnych dla dużych przyłączeń.	ACM	2024	NL	1	Stcrt. 2024-27562	i, ii, vi
NL-005	Codebesluit alternatieve transportrechten (ACM/UIT/619367)	Decyzja ACM wprowadzająca alternatywne formy prawa do transportu energii; cztery modele dostępu do przepustowości sieci: stałe, zmienne, zależne od czasu trwania oraz zależne od przedziałów czasowych.	ACM	2024	NL	1	Stcrt. 2024-23594	i, ii
NL-004	Codebesluit congestiemanagement - herziening (ACM/UIT/618381)	Decyzja ACM zmieniająca kodeksowe zasady zarządzania ograniczeniami sieciowymi (*congestion management*); rewizja reguł stosowania mechanizmów elastyczności przy niedoborze przepustowości sieci.	ACM	2024	NL	1	Stcrt. 2024-12275	i, ii, vi
NL-010	Marktscan elektriciteitsopslag (ACM/INT/467135)	Analiza ACM barier taryfowych dla magazynów BESS jako FSP w lokalnych rynkach *flex* DSO (22 s.). Ekspertyza regulatora dot. *business case* magazynów energii w roli *flex DSO*.	ACM	2024	NL	1	Marktscan opslag 2024	i, v
NL-009	Evaluatiedocument congestiemanagement (ACM/UIT/604592)	Samokrytyka regulatora z 25.09.2023 (20 s.) – fundament dla decyzji korygujących z 2024 r. (NL-004 do NL-008).	ACM	2023	NL	1	Evaluatiedocument 2023	i, vi
NL-063	Brief ACM aan minister van EZK over toets investeringsplannen 2024 (ACM/UIT/581935)	List ACM do ministra EZK – krytyczny głos regulatora o jakości planów inwestycyjnych 2024 (Enexis/Liander/Stedin/TenneT).	ACM	2024	NL	2	ACM Brief Toetsing IP 2024	v, vi
NL-006	Codebesluit tijdgebonden transporttarieven hoogspanningsnetten (ACM/UIT/622421)	Decyzja ACM wprowadzająca taryfy zależne od pory na sieciach wysokiego napięcia (TAVT) – bezpośredni instrument cenowego sterowania popytem.	ACM	2024	NL	2	Stcrt. 2024-23593	ii, iv, v
NL-013	Gewijzigd methodebesluit regionale netbeheerders elektriciteit 2022-2026	Korekta metodyki regulacji DSO wydana przez ACM po unieważnieniu pierwotnego *methodebesluit* w wyroku CBb z 04.07.2023.	ACM	2023	NL	2	Gewijzigd methodebesluit	v
NL-047	Staat van de Markt 2026	Coroczny raport ACM o stanie konkurencji w Holandii (drugi cykl).	ACM	2026	NL	3	Staat van de Markt 2026	v (kontekst)

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 77 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-012	Energiemonitor Klantbeleving 2025	Badanie konsumenckie ACM dotyczące wiedzy, doświadczeń i zachowań odbiorców na rynku energii; analiza postaw wobec taryf dynamicznych, aktywnego zarządzania zużyciem i inteligentnego ładowania.	ACM (A. Kamphuis)	2025	NL	3	Energiemonitor 2025	v (kontekst detal)

3.3. Ministerstwo (EZK / KGG)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-041	Derde Voortgangsrapportage Landelijk Actieprogramma Netcongestie (april 2026)	Trzeci roczny raport KGG (*LAN 3.0*). Najnowsza całościowa ocena rządu.	KGG	2026	NL	1	LAN VR3 2026	i, iii, vi
NL-016	Tweede Voortgangsrapportage Landelijk Actieprogramma Netcongestie (maart 2025)	Druga roczna ocena LAN – LAN 2.0.	KGG	2025	NL	1	LAN VR2 2025	i, iii, vi
NL-015	Voortgangsrapportage Landelijk Actieprogramma Netcongestie (juni 2024)	Pierwsza roczna ocena postępu LAN przygotowana przez resort EZK.	EZK	2024	NL	1	LAN VR1 2024	i, iii, vi
NL-014	Landelijk Actieprogramma Netcongestie	Flagowy program rządu Niderlandów dotyczący ograniczeń sieciowych (*netcongestie*); trzy filary działań: przyspieszenie rozbudowy sieci (*Sneller Bouwen*), lepsze wykorzystanie istniejącej przepustowości poprzez elastyczność i nowe mechanizmy rynkowe (*Beter Benutten*) oraz rozwój narzędzi informacyjnych i cyfryzacji (*Slimmer Inzicht*). Jeden z kluczowych dokumentów politycznych wprowadzających *flex* jako element zarządzania ograniczoną przepustowością sieci.	EZK + Netbeheer Nederland + ACM	2022	NL	1	LAN 2022	i, iii, vi
NL-042	Actualisatie voortgang Landelijk Actieprogramma Netcongestie Q2/ Q3 2025	Aktualizacja postępu LAN między VR2 (marzec 2025, NL-016) a VR3 (kwiecień 2026, NL-041).	KGG	2025	NL	2	LAN Actualisatie 2025-09	i, iii, vi
NL-050	Actieagenda netcongestie laagspanningsnetten	Dedykowany program działań rządu Niderlandów dotyczący kongestii w sieciach niskiego napięcia (LV); pakiet środków dla gospodarstw domowych i małych odbiorców obejmujący przyspieszenie rozbudowy sieci, lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury oraz rozwój inteligentnego zarządzania zużyciem energii (01.2024).	EZK (min. Jetten)	2024	NL	2	Actieagenda LV 2024	i, ii
NL-043	Kamerbrief „Voortgang beleid aanpak netcongestie"	List min. Hermans do Tweede Kamer z 06.10.2025.	KGG (min. Hermans)	2025	NL	3	Kamerbrief Hermans 2025-10	i, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 78 15/09/2026 12:06

3.4. Audyt publiczny

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-017	Tariefstelsels energienetten en knelpunten in energietransitie	Raport CE Delft dla Algemene Rekenkamer z 06.07.2022 – krytyka taryf sieciowych jako bariery elastyczności. Cytowany przez wszystkie kolejne LAN-y.	Algemene Rekenkamer / CE Delft	2022	NL	1	Tariefstelsels 2022	i, v, vi
NL-018	Resultaten verantwoordingsonderzoek 2024 Ministerie van Economische Zaken en Klimaat	Roczny audyt budżetowy EZK przygotowany przez Algemene Rekenkamer, z sekcjami o sieci, *netcongestie* i *flex*.	Algemene Rekenkamer	2025	NL	2	Verantwoording-sonderzoek EZK 2024	v, vi
NL-048	Een vol stroomnet - De rol van de provincie bij de aanpak van netcongestie (Utrecht)	Raport prowincjonalnego audytu publicznego – *Goudvink 2025*; ocena 4 prowincji Randstad; zalecenia transferowalne dla wszystkich prowincji.	Randstedelijke Rekenkamer	2025	NL	2	Randstedelijke Rekenkamer 2025	i, vi

3.5. TSO i platforma joint TSO-DSO (GOPACS)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-019	Algemene Voorwaarden GOPACS	Umowa ramowa platformy GOPACS.	GOPACS B.V. (TenneT + Stedin + Liander + Enexis + Westland Infra + Coteq)	2024	NL	1	GOPACS AV 2024	i, iii
NL-020	Productvoorwaarden GOPACS Q4 2024	Specyfikacja produktów GOPACS: IDCONS, Redispatch, CSC, CLC, MBC.	GOPACS B.V.	2024	NL	1	GOPACS PV Q4-2024	i, iii, iv
NL-022	Ontwerpinvesteringsplan Net op land 2024-2033	Plan inwestycyjny TenneT dla sieci lądowej; rozdziały Ao *congestiemanagement* i interfejsie TSO-DSO.	TenneT TSO B.V.	2024	NL	1	TenneT IP Net op land 2024	iii, v

3.6. DSO (Stedin / Liander / Enexis)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-051	Investeringsplan Stedin 2026-2028 inclusief zienswijzen	Plan inwestycyjny Stedin 2026-2028.	Stedin Netbeheer	2026	NL	1	Stedin IP 2026	i, iii, v
NL-027	Investeringsplan 2024 Liander Elektriciteit en Gas	Plan inwestycyjny Liander.	Liander N.V.	2024	NL	1	Liander IP 2024	i, iii, v
NL-030	Investeringsplan 2024 Enexis Netbeheer	Plan inwestycyjny Enexis.	Enexis Netbeheer B.V.	2024	NL	1	Enexis IP 2024	i, iii, v
NL-023	Investeringsplan 2024 Stedin Netbeheer	Plan inwestycyjny Stedin.	Stedin Netbeheer	2023-2024	NL	1	Stedin IP 2024	i, iii, v
NL-054	Alliander Annual Report 2025 / Jaarverslag 2025	Raport roczny Alliander 2025.	Alliander N.V.	2026	NL/EN	2	Alliander AR 2025	i, v
NL-055	Jaarverslag 2025 Enexis Holding N.V.	Raport roczny Enexis Holding 2025.	Enexis Holding N.V.	2026	NL	2	Enexis Holding AR 2025	i, v
NL-056	Enexis Netbeheer Jaarverslag 2025	Raport roczny ściśle *netbeheerdera* Enexis.	Enexis Netbeheer B.V.	2026	NL	2	Enexis Netbeheer Jaarverslag 2025	i, v
NL-053	Ontwerp Investeringsplan 2026 Enexis Netbeheer	Projekt planu inwestycyjnego Enexis 2026.	Enexis Netbeheer B.V.	2026	NL	2	Enexis IP 2026 ontwerp	i, iii, v
NL-031	Jaarverslag 2024 Enexis Holding N.V.	Raport roczny Enexis Holding.	Enexis Holding N.V.	2025	NL	2	Enexis Jaarverslag 2024	i, v

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 79 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-028	Alliander Jaarverslag 2024 / Annual Report 2024	Raport roczny Alliander w wersji dwujęzycznej (NL/EN).	Alliander N.V.	2025	NL/EN	2	Alliander AR 2024	i, v
NL-024	Jaarbericht 2024 Stedin Netbeheer B.V.	Sprawozdanie roczne Stedin Netbeheer B.V.; operacyjny raport operatora sieci dystrybucyjnej dotyczący działalności, wyników finansowych i realizacji zadań sieciowych w 2024 r.	Stedin Netbeheer	2025	NL	2	Stedin Jaarbericht 2024	i, v
NL-025	Stedin Groep Jaarverslag 2024	Pełny roczny raport holdingu Stedin.	Stedin Holding N.V.	2025	NL	2	Stedin Jaarverslag Groep 2024	i, v
NL-026	Toekomstbestendige flexibiliteit in het elektriciteitssysteem	Stanowisko Stedin nt. instrumentów *flex*: CBC, CSC, *dynamische capaciteitssturing*.	Stedin	2025	NL	2	Stedin whitepaper flex 2025	i, ii
NL-052	Investeringsplan Liander 2026 Elektriciteit en Gas - consultatieversie	Plan inwestycyjny Liander 2026 – wersja konsultacyjna.	Liander N.V.	2025	NL	2	Liander IP 2026 consult	i, iii, v
NL-057	Halfjaarbericht 2025 Enexis Holding N.V.	Półroczny raport Enexis Holding.	Enexis Holding N.V.	2025	NL	2	Enexis Halfjaarbericht 2025	i, v
NL-029	Rapport Pilot Netbewust Thuisladen	Raport końcowy pilota *smart-charging* EV (08.04.2025).	Liander + ElaadNL	2025	NL	3	Liander Netbewust Thuisladen 2025	i, ii

3.7. Branżowy

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-061	FIEN26 - Financieel--Investerings-Effecten-Netbeheer 2026 Finaal Rapport	Raport NBNL o kosztach *netcongestie* i potencjale usług elastyczności (27.03.2026).	Netbeheer Nederland	2026	NL	1	FIEN26	i, iii, v, vi
NL-062	Energy Data Intelligence Roadmap 2026 Q1 v5	Roadmapa branżowa *„Data delen voor het nieuwe energiesysteem”*. Wspólny dokument NBNL, EDSN i MFFBAS – odpowiedź na pytanie *„jak FSP komunikują się z DSO”*.	Netbeheer Nederland + EDSN + MFFBAS	2026	NL	1	NBNL Energy Data Intelligence Roadmap 2026Q1	ii, iv
NL-058	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025	Branżowy dokument scenariuszowy; trzy scenariusze (*Koersvaste Middenweg*, *Eigen Vermogen*, *Gezamenlijke Balans*), 12.05.2025.	Netbeheer Nederland + TenneT + Gasunie + DSO	2025	NL	1	NBNL Scenarios 2025	i, iii, v
NL-059	Stand van de Uitvoering - Halfjaarpublicatie 2025	Coroczny statusowy raport branży DSO + TSO o realizacji LAN (październik 2025).	Netbeheer Nederland	2025	NL	1	NBNL Stand van de Uitvoering 2025	i, iii, v
NL-060	Keuzes Integraal Energiesysteem (KIES)	Branżowy dokument strategiczny o wyborach dla zintegrowanego systemu energetycznego (listopad 2025).	Netbeheer Nederland	2025	NL	2	NBNL KIES 2025	i, v
NL-032	Onderzoeksroadmap Flexibiliteit v2.0	Wspólny dokument badawczy wszystkich DSO + TSO Holandii; 9 obszarów R&D *flex*: prekwalifikacja, *baseline*, telemetria, *settlement* (marzec 2024). Roadmapa techniczna branżowa.	Netbeheer Nederland	2024	NL	2	Onderzoeksroadmap Flex 2024	i, ii, iv
NL-021	ETPA Whitepaper GOPACS	*Whitepaper* ETPA opisujący mechanizm IDCONS w ramach GOPACS; wykorzystanie istniejących platform *intraday* (ETPA, EPEX SPOT) do rynkowego pozyskiwania elastyczności dla zarządzania ograniczeniami sieciowymi zamiast tworzenia odrębnego rynku.	Stefano Zambotti / ETPA B.V.	po 2023	EN	3	ETPA whitepaper	i, iii

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 80 15/09/2026 12:06

3.8. Akademia (TU Delft)

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-034	Congestion Management in the Day-Ahead Timeframe: Lessons from The Netherlands	Artykuł akademicki – krytyczna ocena holenderskich instrumentów *flex* (maj 2025).	T. Dubbeling, S.H. Tindemans - TU Delft	2025	EN	1	Dubbeling 2025 EEM	i, iii, vi
NL-070	Risk vs. restriction - An investigation of capacity-limitation based congestion management in electric distribution grids	Artykuł akademicki – *case studies* NL i DE (2024).	R.J. Hennig, L.J. de Vries, S.H. Tindemans - TU Delft	2024	EN	1	Hennig 2024 Energy Policy	i, vi
NL-033	Congestion Management in Electricity Distribution Networks: Smart Tariffs, Local Markets and Direct Control	Artykuł akademicki taksonomicznie porównujący trzy modele zarządzania *netcongestie* po stronie DSO (grudzień 2023).	R.J. Hennig, L.J. de Vries, S.H. Tindemans - TU Delft TPM	2023	EN	1	Hennig 2023 Utilities Policy	i, vi
NL-035	Adapting to Limited Grid Capacity: Perceptions of Injustice Emerging from Grid Congestion in the Netherlands	Artykuł akademicki – analiza socjotechniczna *„queue"* i niesprawiedliwości w przydziale mocy (2025).	E. de Winkel, Z. Lukszo, M.A. Neerincx, R. Dobbe - TU Delft	2025	EN	2	de Winkel 2025 ERSS	vi
NL-071	A Review of Fairness Conceptualizations in Electrical Distribution Grid Congestion Management	Artykuł akademicki komplementarny do NL-035; przegląd literatury nt. *fairness* w algorytmach przydziału mocy (październik 2024).	E. de Winkel, Z. Lukszo, M.A. Neerincx, R. Dobbe - TU Delft	2024	EN	2	de Winkel 2024 IEEE ISGT	vi

3.9. Think-tanki

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-069	Eindrapport Aansluitoffensief: Acht doorbraken voor beter benutten van het net	Pierwszy w Holandii dokument o *flex* podpisany wspólnie przez rząd (KGG) + ACM + branżę (Netbeheer NL, NVDE) + biznes (VNO-NCW, MKB-NL).	Berenschot (proces) + KGG + NVDE + VNO-NCW + MKB-NL + ACM + Netbeheer NL	2026	NL	1	Aansluitoffensief 2026	i, iii, vi
NL-036	Klimaat- en Energieverkenning 2025	Coroczna prognoza systemowa Holandii: emisje, energia, sieć elektroenergetyczna, scenariusze 2030/2035/2040; sekcje o elastyczności i *netcongestie* (wrzesień 2025).	PBL - Planbureau voor de Leefomgeving	2025	NL	1	KEV 2025	v, vi
NL-049	De netto maatschappelijke kostprijs van netcongestie - Vervolgonderzoek	Raport ekonomiczny (21.08.2025).	Ecorys + SEO Amsterdam (zlec. KGG/ RVO)	2025	NL	1	Ecorys + SEO Vervolg 2025	v, vi
NL-038	TNO 2025 R12517 - Stronger Steering: improving grid capacity utilization through updated regulations, flexible contracts and incentivizing users	Raport TNO o usprawnieniu wykorzystania zdolności sieci poprzez nowelizację prawa, usługi elastyczności i bodźce dla użytkowników (grudzień 2025).	TNO - Energy & Materials Transition	2025	EN	2	TNO Stronger Steering 2025	i, iii, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 81 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor/ Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
NL-039	Eindrapport: Verkenning alternatief nettarief kleinverbruik	Raport rekomendacyjny Berenschot dla Netbeheer Nederland w sprawie alternatywnej taryfy sieciowej dla małych odbiorców jako instrumentu *netcongestie* na LV (21.02.2025).	Berenschot	2025	NL	2	Berenschot 2025	i, v
NL-065	Informatieblad Netverzwaring en Netcongestie (PBL 5667)	Biuletyn informacyjny PBL o *netcongestie* i wzmocnieniach sieci LV (luty 2025).	PBL	2025	NL	2	PBL Informatieblad 2025	i, v, vi
NL-066	Dynamische elektriciteitscontracten en netcongestie	Analiza wpływu dynamicznych taryf detalicznych na *netcongestie* 2030/2040, wykonana przez CE Delft i Motivaction (czerwiec 2025).	CE Delft + Motivaction (zlec. KGG/ LAN)	2025	NL	2	CE Delft + Motivaction 2025	i, ii, v
NL-068	Flexibilisering van elektriciteitsverbruik door bedrijven en instellingen	Raport RVO o fleksybilizacji odbioru przez biznes i instytucje (luty 2025).	RVO	2025	NL	2	RVO Flexibilisering 2025	i, ii, v
NL-037	Oplossingen voor netcongestie bij bedrijven - Praktijkvoorbeelden met toekomstig potentieel en kosten per oplossing	Raport wskazujący 7 skalowalnych rozwiązań *netcongestie* (czerwiec 2024).	CE Delft + Merosch	2024	NL	2	CE Delft + Merosch 2024	i, v
NL-040	Maatschappelijke kostprijs van netcongestie - Eindrapport	Raport ekonomiczny Ecorys (na zlecenie EZK) szacujący *gross cost price netcongestie* (29.04.2024).	Ecorys (na zlecenie EZK)	2024	NL	2	Ecorys koszty 2024	v, vi
NL-067	Impact van ToU-nettarief op thuisbatterijen, elektrische auto's en netcongestie	Analiza skutków taryf *time-of-use* po stronie odbiorców LV, wykonana przez CE Delft (listopad 2024).	CE Delft (zlec. sektora)	2024	NL	2	CE Delft ToU 2024	i, v
NL-072	Gridlock in the Netherlands	Raport RAP dedykowany Holandii; przegląd LAN 2022, instrumenty rządu (*Sneller Bouwen* / *Beter Benutten* / *Slimmer Inzicht*) z perspektywy zewnętrznego think-tanku UE (styczeń 2024).	Zsuzsanna Pató - RAP (Regulatory Assistance Project)	2024	EN	2	RAP Pató 2024	i, vi
NL-073	Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 (TVKN)	Raport główny PBL ramujący KEV 2025 (kwiecień 2024).	PBL	2024	NL	2	PBL TVKN 2024	i, iii, v
NL-074	Verkenning van toekomstige ontwikkelingen en uitdagingen voor het elektriciteitssysteem in Nederland 2030-2050	Raport analityczny TNO przygotowany na potrzeby TVKN; scenariusze rozwoju niderlandzkiego systemu elektroenergetycznego do 2050 r., obejmujące zapotrzebowanie na elastyczność, rozbudowę sieci i integrację OZE.	TNO	2024	NL	2	TNO Verkenning 2024	i, v
NL-075	Elektrolysers, nettarieven en het elektriciteitssysteem	Analiza wpływu taryf sieciowych na *business case* elektrolizerów, wykonana przez CE Delft (grudzień 2024).	CE Delft (zlec. NLHydrogen)	2024	NL	3	CE Delft Elektrolysers 2024	ii, v
NL-076	Second opinion maatschappelijke kosten netcongestie	Niezależna ocena metodyki NL-040 (Ecorys) przeprowadzona przez SEO Amsterdam (lipiec 2024).	SEO Economisch Onderzoek (zlec. RVO)	2024	NL	3	SEO Second Opinion 2024	v, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 82 15/09/2026 12:06

4. Zewnętrzne źródła interaktywne (linkowane)

1. **GOPACS Data Dashboard** - https://www.gopacs.eu/en/data/ - interaktywne wolumeny, ceny IDCONS, lokalizacje aktywacji per DSO/TenneT, dane od 2019 r.
2. **GOPACS Public Announcements** - https://app.gopacs.eu/public/announcements - bieżące ogłoszenia o występowaniu netcongestie w konkretnych obszarach DSO/TenneT.
3. **TenneT Netcapaciteitskaart** - https://www.tennet.eu/nl/de-elektriciteitsmarkt/congestiemanagement/netcapaciteitskaart - interaktywna mapa dostępnej zdolności przesyłowej.
4. **ACM Capaciteitskaart** - https://capaciteitskaart.netbeheernederland.nl/ - wspólna mapa Netbeheer Nederland z analogicznymi danymi dla DSO.

Załącznik nr 3: Dokumenty źródłowe – rynek usług elastyczności w Belgii[119]

1. Kryteria wyszukiwania źródeł

Oś	Wymiar	Dokumenty pokrywające (ID)
i	Lokalna elastyczność DSO / zarządzanie ograniczeniami (congestion management, platformy lokalne) – oś główna	BE-001, BE-004, BE-005, BE-006, BE-007, BE-008, BE-009, BE-011, BE-012, BE-013, BE-014, BE-019, BE-021, BE-024, BE-025, BE-026, BE-027, BE-028, BE-029, BE-030, BE-031, BE-033, BE-035, BE-036, BE-037, BE-038, BE-040, BE-043, BE-044, BE-045, BE-046, BE-048, BE-049, BE-050, BE-051, BE-053, BE-054, BE-055, BE-058, BE-059, BE-060, BE-061, BE-062, BE-063, BE-064, BE-065, BE-067, BE-068, BE-069, BE-071, BE-072, BE-073, BE-074, BE-075, BE-080, BE-081, BE-082, BE-083, BE-085, BE-086, BE-087, BE-089, BE-090, BE-091, BE-092, BE-093, BE-095, BE-097, BE-099
ii	Status i bariery agregatora niezależnego (FSP, transpozycja Dyr. 2019/944 art. 17)	BE-001, BE-002, BE-005, BE-006, BE-007, BE-008, BE-009, BE-011, BE-013, BE-021, BE-022, BE-024, BE-027, BE-028, BE-038, BE-048, BE-053, BE-054, BE-055, BE-059, BE-063, BE-064, BE-068, BE-072, BE-073, BE-074, BE-076, BE-077, BE-079, BE-080, BE-081, BE-083, BE-085, BE-086, BE-087, BE-088, BE-090, BE-096, BE-097, BE-098
iii	Koordynacja TSO-DSO (interfejs, wymiana danych, wspólne zamówienia) – w zakresie wpływu na rynek usług elastyczności	BE-002, BE-009, BE-010, BE-011, BE-013, BE-016, BE-017, BE-026, BE-029, BE-030, BE-031, BE-037, BE-050, BE-052, BE-053, BE-054, BE-055, BE-063, BE-066, BE-067, BE-069, BE-071, BE-072, BE-075, BE-078, BE-079, BE-080, BE-081, BE-082, BE-083, BE-086, BE-087, BE-088, BE-089, BE-095, BE-098
iv	Cyfryzacja: data hub / smart metering / API / telemetria	BE-005, BE-008, BE-021, BE-022, BE-024, BE-040, BE-042, BE-051, BE-052, BE-060, BE-063, BE-067, BE-068, BE-072, BE-073, BE-076, BE-077, BE-090, BE-093, BE-096, BE-097
v	Dane liczbowe: wolumeny lokalnych usług elastyczności, ceny, liczba FSP, koszty, business case	BE-009, BE-012, BE-014, BE-015, BE-017, BE-019, BE-021, BE-022, BE-025, BE-026, BE-029, BE-030, BE-034, BE-035, BE-037, BE-039, BE-040, BE-042, BE-043, BE-045, BE-046, BE-050, BE-051, BE-058, BE-059, BE-060, BE-061, BE-062, BE-063, BE-065, BE-068, BE-069, BE-071, BE-072, BE-075, BE-078, BE-084, BE-088, BE-089, BE-091, BE-092, BE-093, BE-094
vi	Krytyczny głos: audyt publiczny / akademia / think-tank niezależny od regulatora i TSO/DSO	BE-008, BE-009, BE-011, BE-013, BE-018, BE-024, BE-030, BE-032, BE-037, BE-046, BE-049, BE-055, BE-058, BE-061, BE-062, BE-063, BE-064, BE-065, BE-066, BE-067, BE-068, BE-069, BE-070, BE-072, BE-074, BE-076, BE-078, BE-095, BE-096, BE-097, BE-098, BE-099

2. Mapa instytucjonalna

1. **Regulator federalny: CREG** – Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz / Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (Brussels). Niezależny organ administracyjny powołany w 1999 r. (*Loi Électricité / Elektriciteitswet* z 29.04.1999, BE-001). Kompetencje federalne: taryfy przesyłowe Elii, dostęp do sieci federalnej, monitoring rynku hurtowego. Z uwagi na fakt, że kompetencje związane z usługami elastyczności świadczonymi na rzecz DSO są regionalne, CREG wnosi w tym zakresie jedynie opinie (Avis / Studie) z perspektywy federalnej.
2. **Regulatorzy regionalni (kompetencje *flex DSO*)**
   a) **VREG / Vlaamse Nutsregulator** – Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (Brussels) – regulator Flandria.
   b) **CWaPE** – Commission wallonne pour l'Énergie (Namur) – regulator Walonia.
   c) **Brugel** – Bruxelles Gaz Électricité (Brussels) – regulator Bruksela.
3. **TSO: Elia Transmission Belgium SA/NV** (Brussels). Operator sieci przesyłowej 380/220/150/70/30 kV w Belgii; publikuje *Adequacy and Flexibility Study* (AFS) co 4 lata.
4. **Główni DSO:**
   a) **Fluvius System Operator** (Melle; spółka samorządów Flandrii) – DSO elektryczny + gazowy + multi-utility we Flandrii. ~3,1 mln klientów; największy DSO Belgii i jeden z największych w UE.
   b) **ORES Assets / ORES SCRL** (Louvain-la-Neuve; spółka samorządów Walonii) – DSO elektryczny + gazowy w ~75% Walonii. ~1,3 mln klientów.
   c) **Resa** – Réseaux d'Énergie de Liège SA (Liège) – DSO elektryczny + gazowy w obszarze Liège. ~0,3 mln klientów.

[119] Wyszukiwanie źródeł zostało przeprowadzone przy pomocy Claude Code.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 83 15/09/2026 12:06

d) Sibelga – Société Intercommunale Bruxelloise (Brussels) – DSO elektryczny + gazowy w 19 gminach Brukseli. ~0,8 mln klientów, *multi-fluid*.

5. Wspólny podmiot TSO + DSO: Synergrid – Federation of the Belgian Electricity and Natural Gas Network Operators (Brussels) – reprezentuje Elię i wszystkich DSO. Wydaje standardowe specyfikacje techniczne (C2/112 BE-055, C8/01 BE-056, C10/11 BE-054) regulujące przyłączenia, pomiary, *flexibility market guide*; prowadzi proces konsultacji rynkowych *PDG Flexibility* (*design notes*, *FSP-DNB agreement*, BE-085/087).

6. Ministerstwo właściwe (federalne): SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie / FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie (Brussels), Direction générale de l'Énergie. Minister federalny ds. energii (od 2024 r. Mathieu Bihet). **Bureau fédéral du Plan / Federaal Planbureau** (BFP/FPB) – niezależna agencja analityczno-prognostyczna podległa Premierowi Belgii.

7. Ministerstwa regionalne:

a) VEKA – Vlaams Energie- en Klimaatagentschap (Brussels; agencja *Vlaamse overheid*) – Flandria.

b) SPW Énergie – Service public de Wallonie, Direction de l'Énergie (Namur) - Walonia.

c) Bruxelles Environnement / Leefmilieu Brussel – Bruksela.

8. Krajowa izba kontroli: Rekenhof / Cour des comptes / Rechnungshof (Brussels) – mandat federalny + audyt rachunków regionów. Uzupełniająco: **SERV** – Sociaal-Economische Raad van Vlaanderen (Brussels) – niezależna flamandzka rada społeczno-gospodarcza opiniująca plany inwestycyjne.

9. Niezależne think-tanki / ośrodki akademickie krajowe:

a) EnergyVille (Genk) – joint venture KU Leuven + VITO + UHasselt + imec. Dominujący hub krajowy badań nad energetyką, lokalnymi rynkami energii i *flex* DSO.

b) VITO (Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek, Mol) – flamandzki instytut badań stosowanych; partner EnergyVille. Często wykonawca zleceń od regulatora lub od Synergrid.

c) KU Leuven Energy Institute (Leuven) – sekcja Electa (Electrical Engineering); prof. Ronnie Belmans, prof. Dirk Van Hertem, prof. Geert Deconinck, dr Erik Delarue. Publikuje pod brandem EnergyVille.

d) ALEXANDER – projekt badawczy VITO/EnergyVille z udziałem 4 DSO (Fluvius, Sibelga, ORES, Resa), jako grupy konsultacyjnej.

e) Spiral Research Center, ULiège – *non-EnergyVille* akademicki głos.

10. Inne podmioty

a) Febeg – Fédération belge des entreprises électriques et gazières / Federatie van de Belgische elektriciteits- en gasbedrijven (federacja dostawców energii Belgii).

b) Febeliec – Federation of Belgian Industrial Energy Consumers (federacja przemysłowych odbiorców energii – kluczowa perspektywa *flex* odbiorcy aktywnego).

3. Lista dokumentów

Tabela podzielona według typu autora, w obrębie każdej sekcji sortowanie po wadze (1 ➜ 2 ➜ 3), wewnątrz wagi – po roku malejąco. Waga: **1** – fundamentalne; **2** – istotne uzupełnienie / krytyka; **3** – kontekst.

3.1. Akty prawne

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-073	Beslissing BESL-2026-39 - wijziging Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE) - *kader voor flexibele aansluitovereenkomsten*	Decyzja regulatora wprowadzająca ramy *flexibele aansluitovereenkomsten* (elastycznych umów przyłączeniowych).	VREG / Vlaamse Nutsregulator	2026	NL	1	BESL-2026-39	i, ii, iv
BE-008	Révision globale du Règlement Technique pour la Gestion des Réseaux de Distribution d'Électricité en Région wallonne (RTDE wallon) - *projet de révision globale*	Globalna rewizja RTDE wallon – projekt z 29.04.2025. Podstawowy element wallońskiej regulacji prawnej *flex DSO*.	CWaPE	2025	FR	1	RTDE wallon - révision globale 2025	i, ii, iv, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 84 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-002	Arrêté royal du 29 novembre 2024 - règlement technique fédéral / Koninklijk besluit van 29 november 2024 - federaal technisch reglement	Federalny regulamin techniczny zarządzania siecią przesyłową elektroenergetyczną w Belgii (rozporządzenie królewskie z 29.11.2024).	Moniteur Belge / Belgisch Staatsblad (2024008672)	2024	FR+NL	1	AR 29.11.2024 (FR)	ii, iii
BE-005	Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE) - *geconsolideerde versie* po BESL-2024-106	Flamandzki regulamin techniczny sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej.	VREG / Vlaamse Nutsregulator	2024	NL	1	TRDE consolidated 2024	i, ii, iii, iv
BE-006	Règlement Technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale - *wersja consolidée* 01.01.2025	Brukselski regulamin techniczny sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej.	Brugel	2024	FR	1	RT Bruxelles 2025	i, ii
BE-001	Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité / Wet 29.04.1999 - *texte coordonné* (Justel ELI, *rolling consolidation*)	Federalna ustawa elektryczna – podstawa prawna kompetencji CREG i federalnego *règlement technique*.	Justel / Moniteur Belge / Belgisch Staatsblad	1999 /2025	FR+NL	1	Justel Loi 29.04.1999 FR	ii, iii
BE-004	Decreet 08.05.2009 - Energiedecreet / DABE - *wersja consolidée* (Codex Vlaanderen)	Flamandzki *Decreet Algemene Bepalingen Energiebeleid* – fundament regulacyjny rynku flamandzkiego.	Vlaamse overheid	2009 /2026	NL	1	Energiedecreet DABE - Codex Vlaanderen	i, ii, iii
BE-007	Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité - *texte coordonné* (CWaPE / Wallex, konsolidacja 01.01.2020)	Waloński *décret électricité* – podstawa prawna kompetencji CWaPE i RTDE wallon.	Parlement wallon / CWaPE / Wallex	2001	FR	1	Wallex Décret 12.04.2001	i, ii, iii
BE-077	Avant-projet de décret modifiant l'article 35sexies du décret électricité - *adoption 1re lecture* 11.12.2025 (Wallonia)	Pierwszy waloński projekt dekretu dotyczącego danych dla usług elastyczności w interwałach krótszych niż 15 minut (*infra quarter-hour*); określa zasady odpowiedzialności i przetwarzania danych.	Gouvernement wallon / Ministre wallon de l'Énergie	2025	FR	2	Avant-projet décret 35sexies	ii, iv
BE-003	Arrêté royal du 22 avril 2019 - *ancien règlement technique fédéral* (abrogowany 15.12.2024)	Poprzedni federalny regulamin techniczny zarządzania siecią przesyłową.	Moniteur Belge / Justel (2019012009)	2019	FR+NL	3	AR 22.04.2019 - *publication initiale*	ii, iii

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 85 15/09/2026 12:06

3.2 Regulator federalny (CREG)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-009	Rapport annuel de la CREG 2024 / Jaarverslag CREG 2024 / Annual Report CREG 2024	Roczne sprawozdanie federalnego regulatora – sekcje o transpozycji EMD 2024, agregatorach, koordynacji TSO-DSO. Trzy wersje językowe (FR/NL/EN).	CREG	2025	FR+N-L+EN	1	CREG Rapport annuel 2024 FR	i, ii, iii, v, vi
BE-011	Étude (F)2878 - Transpositions recommandées de la directive (UE) 2024/1711 et règlement (UE) 2024/1747 (EMD 2024) / Studie F2878 - Omzetting EMD 2024	Studium CREG o rekomendacjach dot. transpozycji pakietu EMD 2024 do prawa belgijskiego.	CREG	2024	FR+NL	1	CREG F2878 FR	i, ii, iii, vi
BE-013	Décision (B)3152 - Plan d'Implémentation pour l'évaluation des besoins en flexibilité (FNA) introduit par Elia	Decyzja CREG zatwierdzająca plan wdrożenia krajowej oceny potrzeb w zakresie elastyczności (*Flexibility Needs Assessment – FNA*), wymaganej reformą EMD 2024 (art. 19e rozporządzenia (UE) 2019/943) – dokument przedłożony przez Elię.	CREG	2025	FR	1	CREG B3152 FR	i, iii, vi
BE-023	Study (F)2965 - Functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market - Monitoring Report 2024	Coroczny monitoring rynku hurtowego CREG.	CREG	2025	EN	1	CREG F2965 EN	i, v
BE-010	Rapport annuel de la CREG 2023 / Jaarverslag CREG 2023	Wcześniejsza edycja sprawozdania rocznego.	CREG	2024	FR+NL	2	CREG Rapport annuel 2023 FR	i, iii, v
BE-012	Étude (F)3185 - Investissements dans la flexibilité industrielle et CRM	Studium CREG o inwestycjach w *flex* przemysłową i mechanizm zdolności wytwórczych (CRM).	CREG	2025	FR	2	CREG F3185 FR	i, v
BE-020	Étude (F)2866 - Impact de l'intégration des énergies renouvelables sur le fonctionnement des marchés à court terme	Studium CREG o wpływie integracji OZE na funkcjonowanie rynków krótkoterminowych.	CREG	2024	FR	2	CREG F2866 FR	i, iii, v
BE-016	Note (Z)2263 - Analyse de l'étude d'adéquation et de flexibilité d'Elia pour la Belgique 2022-2032	Analiza CREG poprzedniej edycji AFS Elii (2022-2032).	CREG	2022	FR	3	CREG Z2263 FR	iii

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 86 15/09/2026 12:06

3.3. Regulatorzy regionalni (VREG-VNR / CWaPE / Brugel)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-072	Vervolgrapport over de inzet van expliciete flexibiliteit op het elektriciteit-sdistributienet voor congestiebeheer 2024 (RAPP-2025-25)	Najnowszy raport o *flex* DSO Flandria.	VREG / Vlaamse Nutsregulator	2025	NL	1	VNR RAPP-2025-25	i, ii, iii, iv, vi
BE-071	Gezamenlijk rapport over de ontwikkeling van de elektriciteits- en aardgasmarkten in België - Jaar 2024 (RA250729)	Wspólny raport czterech regulatorów belgijskich (CREG + Brugel + VREG + CWaPE) o rozwoju rynków elektryczności i gazu za 2024 r.	CREG / Brugel / VREG / CWaPE	2025	NL	1	Gezamenlijk rapport 2024	i, iii, iv, v
BE-021	Marktrapport elektriciteit en gas 2023 (RAPP-2024-13)	Coroczny raport rynkowy VREG.	VREG / Vlaamse Nutsregulator	2024	NL	1	VREG Marktrapport 2023	i, ii, iv, v
BE-022	Marktmonitor 2024 (RAPP-2024-19) - *ankieta 1000 gospodarstw / 1500 firm* o *flex-opkomst*	Wyniki ankiety VREG nt. gotowości do *flex* i adopcji prosumenckiej.	VREG / Vlaamse Nutsregulator	2024	NL	1	VREG Marktmonitor 2024	ii, iv, v
BE-035	Rapport annuel général 2024 - CWaPE	Roczne sprawozdanie CWaPE – sekcje o *flex* DSO.	CWaPE	2025	FR	1	CWaPE RAG 2024	i, v, vi
BE-037	Avis 0967 sur les plans d'adaptation des GRD électricité 2026-2030 (krytyczna ocena ORES + Resa + AIEG + AIESH)	Opinia CWaPE dotycząca planów rozwoju (adaptacji) walońskich operatorów sieci dystrybucyjnych na lata 2026–2030; krytyczna ocena planów ORES, RESA, AIEG i AIESH (12.2025).	CWaPE	2025	FR	1	CWaPE Avis 0967	i, iii, v, vi
BE-038	Modèle de contrat GRD-FSP - *Annexe 4* (décision 0939) - operacyjna umowa flex DSO-FSP	Wzór umowy DSO-FSP, decyzja 0939 CWaPE z 16.05.2024.	CWaPE	2024	FR	1	CWaPE modèle de contrat FSP-DSO	i, ii, iii
BE-045	Rapport annuel 2024 - Brugel	Roczne sprawozdanie regulatora Brukseli – sekcje o *flex* DSO i planie rozwoju Sibelga.	Brugel	2025	FR	1	Brugel Rapport annuel 2024	i, iii, v
BE-076	Avis 0971 - projet de décret modifiant l'article 35sexies du décret électricité - *responsabilité et traitement de données de flexibilité infra-quart-horaire*	Opinia CWaPE do projektu dekretu dotyczącego danych dla usług elastyczności w interwałach poniżej 15 minut (*infra quarter-hour*); pierwsza regulacyjna ocena proponowanych ram odpowiedzialności i przetwarzania danych w Belgii (02.2026).	CWaPE	2026	FR	1	CWaPE Avis 35sexies	ii, iv, vi
BE-074	Beslissing BESL-2026-33 - *aanpassing productspecificatie Fall-Back Flex* (rozluźnienie warunków inwestycyjnych dla nowych przyłączeń w obszarach *netcongestie*)	Decyzja VNR rozluźniająca warunki *Fall-Back Flex* – samokrytyka regulatora korygująca pierwotną specyfikację produktu.	VREG / Vlaamse Nutsregulator	2026	NL	1	VNR BESL-2026-33	i, ii, vi
BE-024	Rapport over flexibiliteit en slimme netten - *kader voor flexibility services DSO* (RAPP-2024-01)	Rama VREG dla usług *flex DSO* Flandria.	VREG / Vlaamse Nutsregulator	2024	NL	2	VREG RAPP-2024-01	i, ii, iv, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 87 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-036	Dossier de presse - Tarifs de distribution 2025-2029	Komunikat prasowy CWaPE dot. decyzji taryfowych ORES/Resa.	CWaPE	2024	FR	2	CWaPE Tarifs distribution 2025-2029	v
BE-046	AVIS 408 - Plan développement Sibelga 2026-2030 (électricité) - krytyczne uwagi do PDD	Krytyczna ocena regulatora planu rozwoju Sibelga 2026-2030.	Brugel	2025	FR	2	Brugel Avis 408	i, v, vi
BE-047	AVIS 396 - Addendum PDD Sibelga 2025-2029	Opinia Brugel dotycząca aneksu do planu rozwoju sieci Sibelga na lata 2025–2029; ocena zmian wprowadzonych po wcześniejszych uwagach regulatora (12.2024).	Brugel	2024	FR	2	Brugel Avis 396	i, v
BE-048	Décision 284 - *prescriptions techniques production décentralisée* (plug & play, *mikro-flex*)	Decyzja techniczna Brugel o przyłączeniach generacji rozproszonej.	Brugel	2024	FR	2	Brugel Décision 284	i, ii
BE-075	Cahier thématique Rapport annuel 2024 - *Consommation* (Brugel)	Opracowanie tematyczne do raportu rocznego Brugel 2024 poświęcone prawom odbiorców oraz funkcjonowaniu rynku energii w Regionie Stołecznym Brukseli.	Brugel	2025	FR	2	Brugel Cahier Consommation	iii, v
BE-094	VREG *BESL-2025-104 - Tariefvoorstel 2026 Fluvius Antwerpen*	Cykliczna decyzja taryfowa VREG.	VREG / Vlaamse Nutsregulator	2025	NL	2	VREG BESL-2025-104	v
BE-049	Rapport 127 - *Consultation publique RT électricité* (tła decyzji RT 2025: *marché de flexibilité local, tarification avancée* 2028)	Raport Brugel z konsultacji publicznej *Règlement Technique* 2025.	Brugel	2024	FR	3	Brugel Rapport 127	i, vi

3.4. Ministerstwo (federalne + regionalne)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-014	Plan National intégré Énergie-Climat 2021-2030 - *actualisation finale* 06.10.2025 / Nationaal Geïntegreerd Energie- en Klimaatplan	Belgijski Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu (PNEC/NECP) na lata 2021–2030 – ostateczna aktualizacja przekazana Komisji Europejskiej (10.2025).	Gouvernement fédéral + régions	2025	FR+NL	1	PNEC 2025 FR	i, iv, v
BE-031	Vlaams Energie- en Klimaatplan (VEKP) 2021-2030 - *actualisatie* 12.05.2023	Flamandzki plan energetyczno-klimatyczny.	Vlaamse Regering / VEKA	2023	NL	1	VEKA VEKP actualisatie 2023	i, v
BE-044	PACE 2030 - Plan Air Climat Énergie de la Wallonie	Waloński plan klimatyczny.	SPW / Gouvernement wallon	2023	FR	1	SPW PACE 2030 Wallonie	i, v
BE-015	Belgian Energy Data Overview - *édition été 2024*	Federalna publikacja statystyczna SPF Économie / DG Énergie.	SPF Économie / DG Énergie	2024	FR	2	SPF Belgian Energy Data Overview *été 2024*	v
BE-017	Perspectives énergétiques de la Belgique à politique annoncée - *Mai 2024*	Scenariusz rozwoju belgijskiego systemu energetycznego do 2030 i 2035 przy założeniu realizacji ogłoszonych polityk; projekcje Bureau fédéral du Plan (05.2024).	Bureau fédéral du Plan (Federal Planning Bureau)	2024	FR	2	FPB Perspectives énergétiques 2024	i, iii, v
BE-033	Beleidsnota Energie en Klimaat 2024-2029 - *flamandzka nota polityki rządu*	Programowa nota *Vlaamse Regering* (minister Energie en Klimaat) na kadencję 2024-2029.	Vlaamse Regering	2024	NL	2	Beleidsnota Energie Klimaat 2024-2029	i, ii, iii

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 88 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-034	Warmtenetrapportering 2024 (dane za 2023 r.)	Sektorowy raport monitorujący sieci ciepłownicze.	VEKA	2024	NL	3	VEKA Warmtenetrapportering 2024	v
BE-052	Plan Régional Air-Climat-Énergie (PACE) Bruxelles	Brukselski plan klimatyczny.	Bruxelles Environnement	2023	FR	3	Bruxelles Env. PACE 2030	v

3.5. Audyt publiczny

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-018	Parcs éoliens offshore - Construction, raccordement et exploitation (174e cahier, art. 46)	Raport audytu publicznego – dotyczy parków wiatrowych *offshore*.	Rekenhof / Cour des comptes de Belgique	2023	FR	2	Rekenhof 174e cahier - parcs éoliens offshore	vi
BE-032	SERV Advies bij Fluvius Investeringsplan 2024-2033	Niezależna opinia flamandzkiej Rady Społeczno-Gospodarczej (SERV) dotycząca planu inwestycyjnego Fluvius na lata 2024–2033; rekomendacje dotyczące efektywności inwestycji, finansowania oraz przygotowania sieci do transformacji energetycznej.	SERV (Sociaal-Economische Raad van Vlaanderen)	2023	NL	2	SERV Advies Fluvius IP 2024-2033	v, vi

3.6. TSO (Elia)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-079	Press release *The Power of Flex* (EN + NL - dwie wersje językowe)	Komunikat prasowy Elia Group towarzyszący studium *The Power of Flex* (listopad 2023).	Elia Group	2023	EN+NL	2	Elia *Power of Flex* PR EN	ii, iii
BE-053	Press release: AdeqFlex 2024-2034 (Adequacy and Flexibility Study)	Komunikat prasowy AFS 2024-2034.	Elia	2023	EN	3	Elia AdeqFlex 2024-2034 PR	iii, v

3.7. DSO (Fluvius / ORES / Resa / Sibelga)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-027	Conceptnota - specyfikacje rynkowego zakupu *flex* DSO (*marktflexibiliteit*) v3.1 - *Fall-Back Flex*	Specyfikacja koncepcyjna produktu *Fall-Back Flex* – pierwszego operacyjnego produktu rynku lokalnego dla zakupu usług elastyczności przez flamandzkich DSO.	Fluvius	2025	NL	1	Fluvius Conceptnota *marktflexibiliteit* v3.1	i, ii, v
BE-093	Verslag vervolgonderzoek naar tijdsafhankelijke tarieven en injectie	Studium Fluvius dotyczące taryf strefowych (*Time-of-Use*) jako narzędzia wykorzystania *implicit flexibility*; analiza wpływu taryf sieciowych i opłat za wprowadzanie energii do sieci (08.2025).	Fluvius	2025	NL	1	Fluvius vervolgonderzoek *tijdsafhankelijke tarieven*	i, v
BE-089	ORES *Plan d'Adaptation 2026-2030 - Consultation publique, version finale* (143 s.)	Pełny tekst planu adaptacji ORES 2026-2030 – uzupełnienie do BE-037.	ORES	2025	FR	1	ORES Plan d'Adaptation 2026-2030	i, iii, v
BE-090	Sibelga *Plan Stratégique 2026-2030 - Energizing Tomorrow*	Strategiczny plan Sibelga na lata 2026–2030 wyznaczający kierunki rozwoju sieci i rynku energii; nadrzędne ramy dla PDD 2026–2030, obejmujące rozwój elastyczności, OZE, elektromobilności i cyfryzacji.	Sibelga	2025	FR	1	Sibelga *Energizing Tomorrow*	i, ii, iv

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 89 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-025	Activiteitenverslag / Jaarverslag Fluvius Opdrachthoudende Vereniging 2024	Roczne sprawozdanie Fluvius za 2024.	Fluvius	2025	NL	1	Fluvius Jaarverslag 2024	i, iii, v
BE-026	Investeringsplan elektriciteit & aardgas 2026-2035 (wersja złożona u VREG/VNR)	Plan inwestycyjny Fluvius – wrzesień 2025.	Fluvius	2025	NL	1	Fluvius IP 2026-2035	i, iii, v
BE-028	Productfiches *marktflexibiliteit* (*Fall-Back Flex* i pokrewne produkty flex DSO)	Karty produktowe Fluvius dla *Fall-Back Flex* i pokrewnych. Wersja v4.0, październik 2024.	Fluvius	2024	NL	1	Fluvius Productfiches *marktflexibiliteit*	i, ii, v
BE-040	ORES Assets - Rapport annuel 2023	Roczne sprawozdanie ORES Assets za 2023 – *publ.* czerwiec 2024.	ORES Assets	2023	FR	1	ORES Assets Rapport annuel 2023	i, iv, v
BE-042	Rapport annuel 2024 - Resa	Roczne sprawozdanie Resa za 2024 – *publ.* wrzesień 2025.	Resa	2025	FR	1	Resa Rapport annuel 2024	iv, v
BE-043	Plan d'Adaptation 2026-2030 - Resa (*Consultation publique*, 57 s.)	Plan adaptacji Resa 2026-2030.	Resa	2025	FR	1	Resa Plan d'Adaptation 2026-2030	i, iii, v
BE-050	Rapport annuel 2024 - Sibelga (DSO Bruxelles, *multi-fluid*)	Roczne sprawozdanie Sibelga za 2024.	Sibelga	2025	FR	1	Sibelga Rapport annuel 2024	i, v
BE-029	Investeringsplan elektriciteit & aardgas 2024-2033 (poprzedni cykl)	Wcześniejsza edycja planu inwestycyjnego Fluvius.	Fluvius	2023	NL	2	Fluvius IP 2024-2033	i, iii, v
BE-030	Memorandum Verkiezingen 2024 - 9 *adviezen* Fluvius (*flex*, *netcongestie*, ~€11 mld CAPEX)	Pre-wyborcze memorandum Fluvius z dziewięcioma rekomendacjami – samokrytyka branży.	Fluvius	2023	NL	2	Fluvius Memorandum 2024	i, iii, v, vi
BE-039	ORES Assets - Comptes annuels 2024 (*publiable*, AG 11.12.2025)	Sprawozdanie finansowe ORES Assets za 2024.	ORES Assets	2024	FR	2	ORES Assets Comptes annuels 2024	v
BE-051	Plans de développement électricité et gaz 2026-2030 - Sibelga (*résumé*, >500 M€ inwestycji; Digital Twin D+1 / D+7)	Skrót planu rozwoju Sibelga 2026-2030.	Sibelga	2025	FR	2	Sibelga PDD 2026-2030 *résumé*	i, iv, v
BE-091	Sibelga *Projets des Plans de développement 2026-2030 - Consultation publique*	Pełny projekt planu rozwoju Sibelga – uzupełnienie BE-051.	Sibelga	2025	FR	2	Sibelga *projets* PDD 2026-2030	i, v
BE-092	Sibelga *Annual Report 2024 - Highlights (EN)*	Wersja językowa EN do BE-050.	Sibelga	2025	EN	3	Sibelga RA 2024 EN	i, v

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 90 15/09/2026 12:06

3.8. Wspólne podmioty branżowe (Synergrid / Febeg / Febeliec / stowarzyszenia UE)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-086	Transfer of Energy (ToE) Design Note - Consultation Report	Operacyjny dokument *Transfer of Energy* – rama rozliczenia energii FSP-DSO-dostawca.	Synergrid	2024	EN	1	Synergrid ToE Design Note CR	iii, iv
BE-054	Prescription technique C10/11 ed. 2.4 - *plug & play production décentralisée*	Specyfikacja techniczna Synergrid dla przyłączeń generacji rozproszonej.	Synergrid	2025	FR	1	Synergrid C10/11 ed. 2.4	i, ii
BE-056	C8/01 Network Flexibility Study - pour la participation aux marchés de flexibilité	Rdzeń ram operacyjnych dla FSP – *Network Flexibility Study* Synergrid.	Synergrid	2024	FR	1	Synergrid C8/01 v13	i, ii, iii
BE-080	TSO-DSO Joint Roadmap on Distributed Flexibility	Wspólna mapa drogowa ENTSO-E + CEDEC + E.DSO + Eurelectric + GEODE.	ENTSO-E + EU DSOs	2021	EN	1	TSO-DSO Joint Roadmap *Distributed Flexibility* 2021	i, ii, iii
BE-055	C2/112 Technische voorschriften voor aansluiting op HS-distributienet (smart meter / HV)	Specyfikacja techniczna Synergrid dla przyłączeń HV.	Synergrid	2024	NL	2	Synergrid C2/112 NL	iii, iv
BE-057	Voice of the Networks - *position paper on flexibility / aggregator framework*	Mapa drogowa *flex commerciale* TSO + DSO BE.	Synergrid	2023	EN	2	Synergrid *Voice of the Networks* 2023	i, ii, iii
BE-059	„Future of Flexibility in the Electricity Market" - *keynote* prof. Leonardo Meeus (Accenture-FEBEG conference)	Wystąpienie programowe prof. Leonarda Meeusa (FSR/EUI) na konferencji Accenture–FEBEG dotyczące przyszłości rynków elastyczności i projektowania rynku energii z perspektywy akademickiej (09.2024).	Febeg + Meeus (FSR/EUI)	2024	EN	2	Febeg + Meeus *Future of Flexibility* 2024	i, v, vi
BE-060	Febeliec answer to Synergrid consultation on Flexibility v2 (perspektywa przemysłu)	Odpowiedź federacji przemysłowych odbiorców na konsultację Synergrid *Flexibility* v2 – perspektywa odbiorcy aktywnego.	Febeliec	2024	EN	2	Febeliec answer Synergrid Flex v2 2024	i, ii, v
BE-083	Eurelectric *Recommendations on the use of flexibility in distribution networks*	Operacyjne rekomendacje Eurelectric do art. 32 Dyr. 2019/944.	Eurelectric	2024	EN	2	Eurelectric Recommendations flex 2024	i, ii, iii
BE-084	smartEN *Map 2024 on Wholesale Markets* (BE jako 1 z 4 krajów z *explicit DSF participation* w *wholesale*)	Mapa smartEN dot. udziału DSF w rynkach hurtowych.	smartEN	2025	EN	2	smartEN Map 2024 Wholesale	ii, v
BE-085	Synergrid *Consultatieverslag Documenten Flexibiliteit (Document Release 2)*	Raport z konsultacji nad dokumentami *flexibiliteit* Synergrid.	Synergrid	2024	NL	2	Synergrid Consultatieverslag flex DR2	i, ii, iii
BE-087	Synergrid *PDG Flex Feedback ToE design note* - bieżące prace PDG Flex	*Feedback PDG Flexibility* do *ToE design note* (BE-086).	Synergrid	2025	EN	2	Synergrid PDG Flex Feedback ToE 2025	ii, iii
BE-088	Febeliec *Answer to Elia consultation on AdeqFlex 2026-2036 methodology*	Odpowiedź federacji przemysłowych odbiorców na konsultację Elii nt. metodyki AdeqFlex 2026-2036.	Febeliec	2024	EN	2	Febeliec Answer AdeqFlex 2026-2036	iii, v

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 91 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-081	E.DSO *Position Paper on EMD reform*	Stanowisko europejskiego stowarzyszenia dużych DSO ws. reformy EMD 2024.	E.DSO	2024	EN	3	E.DSO Position Paper EMD reform 2024	i, ii, iii
BE-082	CEDEC *Annual Report 2024* (federacja lokalnych / regionalnych DSO; Fluvius, ORES jako członkowie)	Roczne sprawozdanie europejskiej federacji lokalnych DSO.	CEDEC	2025	EN	3	CEDEC Annual Report 2024	i, iii

3.9. Akademia (EnergyVille / VITO / FSR-EUI / ALEXANDER)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-061	PATHS2050 - Scenarios towards a carbon-neutral Belgium by 2050 (*Full-Fledged Report*; zlec. Febeliec)	Scenariuszowy raport akademii BE – *Full Report* PATHS2050.	EnergyVille (Correa Laguna, Moglianesi, Vingerhoets, Nijs, Lodewijks)	2023	EN	1	EnergyVille PATHS2050 Full Report 2023	i, v, vi
BE-062	PATHS2050 SHIFT - Scenario towards a climate neutral Belgium by 2050 (*Low Energy Demand* / +16 GW *offshore wind*)	Uzupełniający scenariusz *Low Energy Demand* PATHS2050.	EnergyVille / VITO	2024	EN	1	EnergyVille / VITO PATHS2050 SHIFT 2024	i, v, vi
BE-064	Execution of specific analyses concerning the framework of the flexibility market (Étude VITO pour Brugel)	Akademicko-regulacyjny dokument o ramie rynku *flex DSO* w Belgii.	VITO / EnergyVille (zlec. Brugel)	2022	FR	1	VITO / Brugel *Flexibility Market Framework* 2022	i, ii, iii, iv, v, vi
BE-068	DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management (EUI Working Paper RSCAS 2017/65)	Hadush & Meeus cytowany w CEER 2024, CERRE 2024, EU DSO Entity 2026.	Samson Yemane Hadush, Leonardo Meeus (Florence School of Regulation, EUI)	2017	EN	1	FSR/EUI Hadush & Meeus DSO-TSO Cooperation 2017	iii, vi
BE-058	Study on the need for correction mechanisms for independent aggregation of DSO End Points	Studium VITO zlecone przez Synergrid (cyt. Elia + Fluvius).	VITO (zlec. Synergrid; cyt. Elia + Fluvius)	2024	NL+EN	1	VITO / Synergrid *Correction Mechanisms* 2024 EN	ii, iii, vi
BE-097	ALEXANDER Deliverable 3.2 - Development of a novel, grid safe concept for flexibility provision from the LV grid (*operating envelopes*)	Opracowanie projektu ALEXANDER dotyczące koncepcji *operating envelopes* dla bezpiecznego wykorzystania elastyczności z sieci niskiego napięcia; analiza koordynacji TSO–DSO i modeli zakupu usług elastyczności.	VITO / EnergyVille (BE DSO sounding board)	2024	EN	1	ALEXANDER D3.2 *LV grid-safe* 2024	i, ii, v, vi
BE-098	ALEXANDER Deliverable 3.3 - TSO-DSO Coordination for procurement and activation of system services	Opracowanie projektu ALEXANDER dotyczące koordynacji TSO–DSO w zakresie zakupu i aktywacji usług systemowych; modele współpracy operatorów przy wykorzystaniu usług elastyczności.	VITO / EnergyVille (BE DSO sounding board)	2025	EN	1	ALEXANDER D3.3 *TSO-DSO Coordination* 2025	iii, iv, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 92 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-063	The Power of Perspective - PATHS2050 Coalition (*Executive Summary* 2025)	Strategiczne podsumowanie scenariuszy rozwoju belgijskiego systemu energetycznego do 2050 r.; ścieżki transformacji w kierunku neutralności klimatycznej opracowane przez PATHS2050 Coalition (*Executive Summary* 2025).	EnergyVille / PATHS2050 Coalition	2025	EN	2	EnergyVille PATHS2050 Coalition *Executive Summary* 2025	i, v, vi
BE-096	ALEXANDER Deliverable 2.1 - Identification of Consumer Characteristics to Unlock Low Voltage Flexibility	Opracowanie projektu ALEXANDER dotyczące charakterystyki odbiorców dla uwolnienia elastyczności w sieci niskiego napięcia (LV); identyfikacja profili użytkowników, zachowań i czynników umożliwiających udział w usługach *flex*.	VITO / EnergyVille (BE DSO sounding board)	2024	EN	2	ALEXANDER D2.1 *LV Consumer Characteristics* 2024	ii, iv, vi
BE-099	EPTA Report 2025 - Transforming the Energy Mix in Belgium / Walloon Region	Akademicka analiza transformacji miksu energetycznego Belgii i regionu Walonii; wkład Uniwersytetu Liège do raportu EPTA 2025 dotyczący wyzwań technologicznych, politycznych i społecznej akceptacji transformacji energetycznej.	Sacha Frenay, Céline Parotte, Matthias Sabbe (Spiral Research Center, ULiège)	2025	EN	3	EPTA Report 2025 - ULiège	i, vi

3.10 Think-tanki (CERRE / RAP / Agora)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-070	Making the Most of Green Electricity: Principles for the Design of Flexibility Needs Assessments (FNAs)	Niezależny *framework* think-tankowy dla projektowania ocen potrzeb w zakresie elastyczności (*Flexibility Needs Assessments – FNA*); zasady identyfikacji i wyceny potrzeb *flex* w systemie elektroenergetycznym.	Agora Energiewende + Consentec GmbH	2025	EN	1	Agora / Consentec FNA 2025	i, iv, v, vi
BE-095	From last mile to first mile - Policy priorities for modernising electricity distribution grids	Raport think-tankowy Agora Energiewende dotyczący modernizacji sieci dystrybucyjnych; rekomendacje dla polityki inwestycyjnej, planowania sieci i wykorzystania elastyczności w transformacji energetycznej.	Agora Energiewende	2026	EN	2	Agora *From last mile to first mile* 2026	i, iii, vi
BE-065	Towards a More Dynamic Regulation for Energy Networks	Niezależny *position paper* CERRE dotyczący dynamicznej regulacji sieci energetycznych; rekomendacje dotyczące reformy modeli regulacyjnych DSO/TSO, zachęt inwestycyjnych i wykorzystania elastyczności w transformacji energetycznej.	CERRE (Brussels)	2024	EN	2	CERRE *Dynamic Regulation* 2024	i, ii, vi
BE-066	A Balanced Path to a Net Zero Future: Expansion, Flexibility, Integration and Innovation	Niezależny raport CERRE o wyważonej ścieżce do neutralności klimatycznej; rekomendacje dotyczące rozbudowy infrastruktury, elastyczności, integracji rynku i innowacji w systemie energetycznym.	CERRE (Brussels)	2024	EN	2	CERRE *Balanced Path* 2024	i, v, vi
BE-067	The Active Distribution System Operator (DSO) - An International Study	Międzynarodowe studium CERRE o aktywnym DSO.	CERRE (Brussels)	2022	EN	2	CERRE *Active DSO* 2022	i, iii, v, vi
BE-069	Flex-ability for all: Pursuing socially inclusive demand-side flexibility in Europe	Niezależny raport RAP o społecznie włączającej DSF.	Jessica Yule, Sarah Bennett, Ed Sunderland - Regulatory Assistance Project (RAP)	2024	EN	2	RAP *Flex-ability for All* 2024	ii, v, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 93 15/09/2026 12:06

3.11. KE-ACER (warstwa zewnętrzna)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
BE-078	Commission Staff Working Document SWD(2026) 24 final - Assessment of the Final Updated National Energy and Climate Plan of Belgium	Audyt KE finalnej aktualizacji NECP Belgia (BE-014).	Komisja Europejska	2026	EN	1	EC SWD(2026) 24 NECP Belgium	iii, v, vi
BE-019	2025 Country Report - Belgium (Commission Staff Working Document, European Semester)	Edycja 2025 *Country Report* KE w ramach *European Semester*.	Komisja Europejska (COM / SWD 2025)	2025	EN	2	EC Country Report Belgium 2025	iii, v

4. Zewnętrzne źródła interaktywne (linkowane)

1. **Elia Grid Data** - https://www.elia.be/en/grid-data - dane operacyjne sieci przesyłowej Elii (*load*, *generation*, *imbalance*) w czasie quasi-rzeczywistym; interaktywny dashboard.
2. **gridtransparency.eu** - https://gridtransparency.eu/ - wspólny dashboard publikujący dane FSR/EUI o sieciach.
3. **smartEN Market Monitor** - https://smarten.eu/market-monitor - interaktywna wersja *Market Monitor for Demand-Side Flexibility*, z danymi BE-specific.
4. **Vlaamse Nutsregulator data** - https://www.vlaamsenutsregulator.be/data - dashboards VREG (*Marktscores* DSO, *flex adoption*).
5. **Fluvius Kerncijfers** - https://www.fluvius.be/nl/over-fluvius/kerncijfers - *core figures dashboard* Fluvius.

Załącznik nr 4: Dokumenty źródłowe – rynek usług elastyczności – warstwa unijna[120]

1. Kryteria wyszukiwania źródeł

Oś	Wymiar	Dokumenty pokrywające (ID)
i	Lokalna elastyczność DSO / zarządzanie ograniczeniami (congestion management, platformy lokalne) – oś główna	UE-002 (art. 31-32), UE-012, UE-019, UE-020, UE-025, UE-026, UE-028, UE-029, UE-030, UE-031, UE-032, UE-033, UE-034, UE-036, UE-039, UE-040, UE-041, UE-046, UE-047, UE-048, UE-049, UE-051, UE-052, UE-053, UE-054, UE-055
ii	Status i bariery agregatora niezależnego (FSP, transpozycja Dyr. 2019/944 art. 17)	UE-001, UE-002, UE-010, UE-023, UE-024, UE-028, UE-032, UE-036, UE-037, UE-040, UE-046, UE-047, UE-052, UE-055
iii	Koordynacja TSO-DSO (interfejs, wymiana danych, wspólne zamówienia) - w zakresie wpływu na rynek usług elastyczności	UE-002, UE-019, UE-029, UE-030, UE-032, UE-033, UE-038, UE-044, UE-045, UE-049
iv	Cyfryzacja: data hub / smart metering / API / telemetria	UE-001 (art. 23-24), UE-002, UE-006, UE-027, UE-029, UE-042, UE-043, UE-044, UE-049, UE-050
v	Dane liczbowe: wolumeny usług elastyczności, ceny, liczba FSP, koszty, business case	UE-007, UE-008, UE-009, UE-010, UE-011, UE-020, UE-021, UE-023, UE-024, UE-025, UE-029, UE-034, UE-035, UE-038, UE-040, UE-041, UE-046, UE-047, UE-052, UE-054, UE-055
vi	Krytyczny głos: audyt publiczny / akademia / think-tank niezależny od regulatora i TSO/DSO	UE-007, UE-008, UE-009, UE-012, UE-023, UE-024, UE-028, UE-033, UE-040, UE-041, UE-046, UE-047, UE-052, UE-053, UE-054, UE-055

2. Mapa podmiotów UE

1. **Stowarzyszenie DSO (poziom UE): EU DSO Entity** – European Entity of Distribution System Operators (Bruksela). Powołane Rozp. (UE) 2019/943 art. 52-57 (rozpoczęcie działalności 2021). Skupia ponad 900 OSD z UE. Reprezentuje OSD m.in. w pracach nad kodeksami sieciowymi.
2. **Regulator (poziom UE): ACER** – Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Lublana). Podstawa prawna: Rozp. (UE) 2019/942 z 05.06.2019.
3. **Stowarzyszenie TSO (poziom UE): ENTSO-E** – European Network of Transmission System Operators for Electricity (Bruksela). Stowarzyszenie 39 TSO z 35 krajów (27 UE + UK + NO + CH + IS). Podstawa prawna: Rozp. (UE) 2019/943 art. 28-55.
4. **Stowarzyszenie regulatorów krajowych (parasolowe, poza ACER): CEER** – Council of European Energy Regulators (Bruksela). Założone w 2000 r.; obejmuje 39 regulatorów krajowych.

[120] Wyszukiwanie źródeł zostało przeprowadzone przy pomocy Claude Code.

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 94 15/09/2026 12:06

5. **Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Energii (DG ENER):** energy.ec.europa.eu. Komisarz ds. Energii: Dan Jørgensen (od 2024 r., komisja Von der Leyen II).

6. **JRC** – Joint Research Centre KE, Wspólne Centrum Badawcze (sekcja *Smart Electricity Systems* w Petten, Holandia; siedziba w Isprze, Włochy).

7. **EEA** – European Environment Agency (Kopenhaga).

8. **Audyt publiczny UE: Europejski Trybunał Obrachunkowy (ECA – European Court of Auditors, Luksemburg)**.

9. **Parlament Europejski (komitet ITRE):** europarl.europa.eu.

10. **Niezależne stowarzyszenia branżowe:**

    a) **smartEN** (Smart Energy Europe) – smarten.eu – stowarzyszenie sektora *digital* / *flex* / *storage*. Jedyny coroczny *Market Monitor for Demand-Side Flexibility* w Europie (we współpracy z LCP Delta).

    b) **Eurelectric** – stowarzyszenie elektroenergetyczne, perspektywa producentów i operatorów.

    c) **E.DSO** (edsoforsmartgrids.eu) – zrzesza duże DSO Europy Zachodniej.

    d) **GEODE** (geode-eu.org) – zrzesza średnie / regionalne DSO.

    e) **CEDEC** (cedec.com) – zrzesza lokalne i miejskie DSO.

11. **Niezależne think-tanki / akademia:**

    a) **Agora Energiewende** (Berlin / Bruksela) – agora-energiewende.org – niezależny think-tank energetyczno-klimatyczny finansowany z funduszy Mercator, ECF i in.

    b) **Florence School of Regulation (FSR) / EUI** – fsr.eui.eu – akademia regulacyjna przy European University Institute we Florencji.

    c) **CERRE** (Centre on Regulation in Europe, Bruksela) – cerre.eu – niezależny think-tank brukselski.

    d) **RAP** (Regulatory Assistance Project) – raponline.org, biuro UE w Brukseli – niezależny doradca regulatorów energetycznych.

12. **Niezależny konsultant techniczny: DNV** (Det Norske Veritas) – dnv.com.

3. Lista dokumentów

Tabela podzielona według typu autora, w obrębie każdej sekcji sortowanie po wadze (1 ➜ 2 ➜ 3), wewnątrz wagi - po roku malejąco. Waga: **1** - fundamentalne; **2** - istotne uzupełnienie / krytyka; **3** - kontekst.

3.1. Akty prawne

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-001	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona) - *tekst skonsolidowany*	Podstawowy akt prawny regulujący funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej UE. Wersja skonsolidowana z 16.07.2024 uwzględnia reformę modelu rynku energii elektrycznej (EMD) wprowadzoną rozporządzeniem (UE) 2024/1747.	Parlament Europejski i Rada UE / EUR-Lex	2019-2024	PL	1	EUR-Lex CE-LEX:02019R0943-20240716	ii, iv
UE-002	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona) - *tekst skonsolidowany*	Podstawowa dyrektywa określająca wspólne zasady funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej UE. Wersja skonsolidowana z 16.07.2024 uwzględnia reformę modelu rynku energii elektrycznej (EMD) wprowadzoną dyrektywą (UE) 2024/1711.	Parlament Europejski i Rada UE / EUR-Lex	2019-2025	PL	1	EUR-Lex CE-LEX:02019L0944-20251012	i, ii, iii, iv

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 95 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-006	Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (NC DCC)	Kodeks sieciowy NC DCC określający wymagania techniczne dotyczące przyłączania odbiorców, systemów dystrybucyjnych oraz jednostek odbiorczych świadczących usługi DSR.	Komisja Europejska / EUR-Lex	2016	PL	2	EUR-Lex CE-LEX:02016R1388-20160818	iv

3.2. Regulator (ACER, CEER)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-040	NRAs' Approach to DSO Flexibility Procurement, Justifications for Derogations from Article 32 of Electricity Directive (EU) 2019/944	Raport CEER z 07.11.2025 analizujący, jak NRAs (regulatorzy krajowi) faktycznie stosują art. 32 Dyr. 2019/944 – w tym derogacje od wymogu zakupu usług elastyczności przez DSO.	CEER	2025	EN	1	CEER *NRAs DSO Flex Procurement Art. 32*	i, ii, v, vi
UE-034	Managing the ramp-up of electricity distribution investments to better serve consumers - ACER DSO Revenue Setting Report (+ Annex)	Raport ACER (2025) dotyczący regulacji przychodów DSO. Empiryczny przegląd wykorzystania lokalnych rynków elastyczności (10 z 25 państw, 3 pilotaże) oraz rekomendacje dotyczące *non-wire alternatives* i regulacji wspierających inwestycje sieciowe.	ACER	2026	EN	1	ACER 2026 *DSO Revenue Setting Report*	i, v, vi
UE-036	ACER Recommendation 01-2026 on NRAs' reporting on barriers to non-fossil flexibility	Pierwsze zharmonizowane ramy raportowania przez NRAs barier dla elastyczności opartej na źródłach niekopalnych; wkład do krajowych ocen potrzeb w zakresie elastyczności (*FNA*) (03.2026).	ACER	2026	EN	1	ACER *Recommendation 01-2026*	i, ii, v
UE-047	Unlocking Flexibility - 2025 ACER Monitoring Report on Demand Response Barriers	Monitoring ACER barier dla *demand response* w UE.	ACER	2025	EN	1	ACER 2025 *Unlocking Flexibility*	i, ii, v, vi
UE-048	ACER Decision 05/2025 on Flexibility Needs Assessment Methodology (FNAM) - Annex I	Metodyka *Flexibility Needs Assessment*, którą każde państwo członkowskie ma stosować do złożenia krajowego *FNA* do KE/ACER do lipca 2026 r. (25.07.2025).	ACER	2025	EN	1	ACER Decision 05/2025 - *FNAM Annex I*	i
UE-039	ACER-CEER Guidance on electricity distribution network planning	Wytyczne ACER + CEER nt. planowania sieci dystrybucyjnej UE (lipiec 2025).	ACER + CEER	2025	EN	1	ACER-CEER 2025 *Distribution Network Planning Guidance*	i
UE-007	Progress of EU electricity wholesale market integration - 2025 Market Monitoring Report	Raport ACER monitorujący postępy integracji hurtowego rynku energii elektrycznej UE; analiza rynków krótkoterminowych, integracji transgranicznej i roli elastyczności w ograniczaniu zmienności cen (2025).	ACER	2025	EN	1	ACER 2025 MMR *Market Integration*	ii, v, vi
UE-010	Active consumer participation is key to driving the energy transition - ACER-CEER 2024 Market Monitoring Report on Energy Retail and Consumer Protection	Raport ACER-CEER dotyczący aktywnego udziału odbiorców w transformacji energetycznej; rekomendacje dotyczące taryf dynamicznych, inteligentnego opomiarowania i usług elastyczności (09.2024).	ACER + CEER	2024	EN	1	ACER-CEER 2024 MMR *Retail*	ii, v

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 96 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-012	Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system - joint EEA-ACER report	Wspólny raport EEA i ACER dotyczący rozwiązań zwiększających elastyczność systemu elektroenergetycznego UE; wskazuje potrzebę niemal podwojenia elastyczności do 2030 r. oraz rolę DSR, magazynów energii i współpracy transgranicznej (10.2023).	EEA + ACER	2023	EN	1	EEA-ACER *Flexibility solutions 2023*	i, vi
UE-025	Rewarding Flexibility: How retail contract choice can help unlock consumer flexibility - ACER-CEER 2025 Retail Monitoring Report	Raport ACER-CEER dotyczący wpływu konstrukcji umów sprzedaży energii na rozwój elastyczności odbiorców; rekomendacje dotyczące taryf dynamicznych, inteligentnego opomiarowania i dostępu do danych (11.2025).	ACER + CEER	2025	EN	2	ACER-CEER 2025 *Retail Monitoring*	i, v
UE-035	Key Developments in European Electricity and Gas Markets - 2026 Monitoring Report	Coroczny monitoring rynków energii UE (16.03.2026).	ACER	2026	EN	2	ACER 2026 *Key Developments*	v
UE-011	Key developments in European electricity and gas markets - 2025 Monitoring Report	Coroczny monitoring rynków energii UE (listopad 2025).	ACER	2025	EN	2	ACER 2025 *Key Developments*	v
UE-008	Progress of EU electricity wholesale market integration - 2024 Market Monitoring Report	Raport ACER monitorujący postępy integracji hurtowego rynku energii elektrycznej UE; analiza integracji rynków bilansujących, rozwoju elastyczności oraz barier wdrażania zmian rynkowych (11.2024).	ACER	2024	EN	2	ACER 2024 MMR *Market Integration*	v, vi
UE-009	Progress of EU electricity wholesale market integration - 2023 Market Monitoring Report	Raport ACER monitorujący postępy integracji hurtowego rynku energii elektrycznej UE; analiza funkcjonowania rynków terminowych i bilansujących oraz roli integracji transgranicznej w zwiększaniu odporności systemu podczas kryzysu energetycznego (11.2023).	ACER	2023	EN	2	ACER 2023 MMR *Market Integration*	v, vi
UE-026	Regulatory and Consumer Considerations for Decentralised Energy Opportunities	Raport CEER dotyczący regulacyjnych i konsumenckich aspektów rozwoju energetyki zdecentralizowanej, w tym usług elastyczności, agregacji i aktywnego udziału odbiorców (03.2025).	CEER	2025	EN	3	CEER 2025 *Decentralised Energy*	i

3.3. Komisja Europejska (DG ENER)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-027	Zalecenie Komisji (UE) C(2025) 4010 z 02.07.2025 r. w sprawie elastycznych taryf sieciowych dla elektroenergetyki - *recommendation + annex*	Pierwsze kompleksowe zalecenie Komisji dotyczące projektowania przyszłościowych taryf sieciowych; rekomenduje wprowadzenie elementów czasowych (*time-of-use*) i zależnych od mocy (*capacity-based*) oraz zachęt do świadczenia usług elastyczności (07.2025).	Komisja Europejska (DG ENER)	2025	EN	2	EC *Recommendation* C(2025) 4010	iv

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 97 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-037	Sprawozdanie KE z art. 5 Dyr. 2019/944 o market-based electricity supply prices, retail market competition and promoting remuneration of flexibility - COM(2026) 850 final	Sprawozdanie Komisji dotyczące konkurencji na detalicznym rynku energii oraz wynagradzania za elastyczność w umowach z odbiorcami; ocena wdrażania art. 5 dyrektywy 2019/944 (04.2026).	Komisja Europejska (DG ENER)	2026	EN	2	COM(2026) 850 final	ii

3.4. Audyt publiczny (ECA)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-041	Making the EU electricity grid fit for net-zero emissions - ECA Review 01/2025	Pierwszy przegląd Europejskiego Trybunału Obrachunkowego dotyczący przygotowania sieci elektroenergetycznych UE do osiągnięcia neutralności klimatycznej; analiza potrzeb inwestycyjnych, roli elastyczności i barier regulacyjnych (04.2025).	Europejski Trybunał Obrachunkowy (ECA)	2025	EN	2	ECA Review 01/2025 - *EU Electricity Grid Net-Zero*	i, v, vi

3.5. TSO (ENTSO-E)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-019	ENTSO-E Report - System Flexibility Needs for the Energy Transition	Raport ENTSO-E analizujący zapotrzebowanie na elastyczność systemu elektroenergetycznego UE do 2030 i 2040 r. oraz potencjalne luki i źródła jej zapewnienia (12.2024).	ENTSO-E	2024	EN	1	ENTSO-E *System Flexibility Needs* 2024	i, iii
UE-020	ENTSO-E Report on Flexibility from Renewable Energy Sources	Raport ENTSO-E dotyczący potencjału świadczenia usług elastyczności przez odnawialne źródła energii; analiza barier, wymagań technicznych i rekomendacji dla integracji OZE z systemem elektroenergetycznym.	ENTSO-E	2025	EN	2	ENTSO-E *Flexibility from RES* 2025	i, v
UE-021	TYNDP 2024 Scenarios Report - Final Version (Ten-Year Network Development Plan)	Raport ENTSO-E dotyczący scenariuszy rozwoju europejskiego systemu elektroenergetycznego; analiza transformacji, OZE, magazynów energii i potrzeb elastyczności (TYNDP 2024).	ENTSO-E + ENTSOG	2025	EN	2	ENTSO-E *TYNDP 2024 Scenarios Final*	v
UE-044	Joint Report on TSO-DSO Digital Twin Use Cases & Digital Twin Solutions - DESAP Joint Task Force Technical Report v3	Raport techniczny DESAP Joint Task Force dotyczący zastosowań cyfrowych bliźniaków (*digital twins*) we współpracy TSO-DSO; analiza rozwiązań wspierających monitorowanie sieci, zarządzanie danymi i wykorzystanie elastyczności systemu.	ENTSO-E + EU DSO Entity (DESAP JTF)	2026	EN	3	ENTSO-E + EU DSO Entity *TSO-DSO Digital Twin* 2026	iii, iv

3.6. Stowarzyszenia DSO (EU DSO Entity / E.DSO / GEODE / CEDEC)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-033	Report on Distributed Flexibility Practices - Markets for Local Services	Kompendium praktyk lokalnych rynków usług elastyczności w UE – retrospektywna analiza pilotaży. Sześć case studies: FR/IT/NL/PT/SE/NO (luty 2026).	EU DSO Entity	2026	EN	1	EU DSO Entity *Distributed Flexibility Practices* 2026	i, iii, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 98 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-049	EU DSO Entity Technical Vision 2024 - Final Report	Strategiczna wizja EU DSO Entity dotycząca przyszłej roli operatorów systemów dystrybucyjnych; analiza cyfryzacji sieci, integracji zasobów rozproszonych (DER), wymiany danych i wykorzystania elastyczności (2024).	EU DSO Entity	2025	EN	2	EU DSO Entity *Technical Vision 2024*	i, iii, iv
UE-038	EU DSO Entity Annual Report - Period 2025	Roczne sprawozdanie EU DSO Entity za 2025 r. (17.03.2026).	EU DSO Entity	2026	EN	3	EU DSO Entity *Annual Report 2025*	iii, v
UE-030	EU DSO Entity Annual Work Programme 2026	Program prac EU DSO Entity na 2026 r. (styczeń 2026).	EU DSO Entity	2026	EN	3	EU DSO Entity *Annual Work Programme 2026*	i, iii
UE-031	EU DSO Entity Annual Reporting 2024	Roczne sprawozdanie EU DSO Entity za 2024 r. (marzec 2025).	EU DSO Entity	2025	EN	3	EU DSO Entity *Annual Reporting 2024*	i
UE-045	European Grids Package - Joint statement for the better integration of electricity distribution	Wspólne stanowisko pięciu stowarzyszeń (CEDEC + E.DSO + EU DSO Entity + Eurelectric + GEODE) o pakiecie *European Grids Package* (26.03.2026).	CEDEC + E.DSO + EU DSO Entity + Eurelectric + GEODE	2026	EN	3	Joint DSO Associations 2026 - *Grids Package*	iii
UE-050	GEODE Report on Digitalisation of Distribution Grid Operation	Raport GEODE dotyczący cyfryzacji zarządzania siecią dystrybucyjną; analiza narzędzi cyfrowych, automatyzacji, danych sieciowych i ich roli w integracji zasobów rozproszonych oraz usług elastyczności (wrzesień 2025).	GEODE	2025	EN	3	GEODE *Digitalisation Distribution Grid 2025*	iv
UE-051	Enhancing energy system resilience: the local integrated perspective	Raport CEDEC dotyczący odporności systemu energetycznego z perspektywy lokalnych, zintegrowanych systemów energetycznych; rekomendacje dotyczące planowania, elastyczności, magazynowania energii, cyberbezpieczeństwa i integracji sektorów (październik 2025).	CEDEC	2025	EN	3	CEDEC *Energy System Resilience 2025*	i

3.7. Branżowy (smartEN / Eurelectric)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-023	2025 Market Monitor on Demand-Side Flexibility	Coroczny *Market Monitor* DSF smartEN + LCP Delta – ranking 30 rynków europejskich w segmentach *wholesale*, *balancing*, *redispatch / congestion management*, *retail* (styczeń 2026).	smartEN + LCP Delta	2026	EN	1	smartEN + LCP Delta *Market Monitor 2025*	ii, v, vi
UE-046	Implementing EU Laws: A guide to activate demand-side flexibility in the EU 27 Member States	Audyt transpozycji CEP per kraj – przewodnik smartEN po stanie wdrożenia regulacji UE w 27 państwach członkowskich (grudzień 2024).	smartEN	2024	EN	1	smartEN 2024 *Implementing EU Laws DSF*	i, ii, v, vi
UE-024	2024 Market Monitor for Demand Side Flexibility (6th edition)	Edycja 2024 – kontekst dla porównania r/r z UE-023 (luty 2025).	smartEN + LCP Delta	2025	EN	2	smartEN + LCP Delta *Market Monitor 2024*	ii, v, vi
UE-032	Eurelectric Distributed Flexibility Report - Flexibility for Distribution Grid Needs	Opis implementacji art. 32 Dyrektywy 2019/944 w praktyce DSO w państwach członkowskich UE (listopad 2025).	Eurelectric	2025	EN	2	Eurelectric *Distributed Flexibility Report 2025*	i, ii, iii

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 99 15/09/2026 12:06

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-043	Eurelectric Distribution Tariff Paper in response to the Commission's Recommendation on Future-proof Network Tariffs (C(2025) 4010)	Stanowisko Eurelectric w odpowiedzi na *Commission Recommendation* C(2025) 4010 (UE-027) (marzec 2026).	Eurelectric	2026	EN	2	Eurelectric 2026 *Distribution Tariff Paper*	iv
UE-042	smartEN Position Paper on the use of AI for Demand-Side Flexibility	Stanowisko smartEN dotyczące wykorzystania sztucznej inteligencji w elastyczności po stronie popytu (*Demand-Side Flexibility*); analiza roli AI w automatyzacji, agregacji i skalowaniu usług elastyczności (04.03.2026).	smartEN	2026	EN	3	smartEN 2026 *Position Paper AI DSF*	iv

3.8. Akademia (JRC / FSR-EUI / Parlament Europejski)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-053	Digest of the Handbook on Electricity Regulation	Zawiera rozdział 14 Tima Schittekatte *„Regulating European distribution systems […] untapping flexibility"* – krytyka konfliktu interesów DSO i koordynacji TSO-DSO w mechanizmach DER (Listopad 2025).	Florence School of Regulation Global / EUI	2025	EN	1	FSR 2025 *Digest of the Handbook on Electricity Regulation*	i, vi
UE-028	Increasing Flexibility in the EU Energy System - Study for the ITRE Committee	Studium parlamentarne dla komitetu ITRE (wrzesień 2025).	European Parliament - Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies	2025	EN	2	Parlament Europejski 2025 - *Increasing Flexibility ITRE Study*	i, ii, vi
UE-029	DSO Observatory 2024 - Distribution System Operators in the EU	Pierwszy paneuropejski przegląd OSD oparty na bezpośredniej ankiecie – dane od 68 OSD z 26 państw członkowskich. Sekcje o *flex* (rozdz. 3.2, 4): jakie usługi *flex* DSO obecnie zamawiają, jak prowadzą zamówienia, jakie bariery sygnalizują (18.06.2025).	JRC (Meletiou, Vasiljevska, Vitiello) - we współpracy z ACER i EU DSO Entity	2025	EN	2	JRC *DSO Observatory 2024*	i, iii, iv, v

3.9. Think-tanki (Agora / CERRE / RAP)

ID	Tytuł	Opis	Autor /Instytucja	Rok	Język	Waga	URL	Oś
UE-052	Boosting flexibility in distribution grids - Report for Agora Energiewende	Analiza DNV dla Agora Energiewende dotycząca wykorzystania elastyczności w sieciach dystrybucyjnych; wywiady z 7 europejskimi DSO oraz ocena barier regulacyjnych, zachęt finansowych i rozwiązań DSF (04.2024).	Agora Energiewende (DNV jako wykonawca)	2024	EN	1	Agora + DNV *Boosting Flexibility 2024*	i, ii, v, vi
UE-054	Flexibility in the Energy Sector - CERRE Report	Przekrojowy raport CERRE dotyczący roli elastyczności w transformacji systemu energetycznego; analiza ram regulacyjnych, agregacji, lokalnych rynków elastyczności, DER i cyfryzacji jako warunków skalowania usług *flex* (05.2025).	CERRE (Centre on Regulation in Europe)	2025	EN	2	CERRE 2025 *Flexibility in the Energy Sector*	i, v, vi
UE-055	Imagine all the people - Strong growth in tariffs and services for demand-side flexibility in Europe	Interaktywny *toolkit* RAP dotyczący rozwoju taryf i usług *Demand-Side Flexibility* w Europie; mapa ponad 480 rozwiązań taryfowych i usług umożliwiających elastyczne zarządzanie zużyciem energii (publikacja 11.2024; aktualizacja 03.2025).	RAP (Jaap Burger)	2024-2025	EN	2	RAP toolkit - *Strong growth in tariffs and services for DSF*	i, ii, v, vi

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 100 15/09/2026 12:06

Załącznik nr 6: Wykaz aktów prawnych i dokumentów regulacyjnych

ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2026 r. poz. 43 ze zm.)

ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (t.j. Dz. U. z 2025 r. poz. 610 ze zm.)

Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz.U. z 2024 r. poz. 1389)

projekt z dnia 22 maja 2026 r. rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.Urz.UE.L Nr 158, str. 54)

dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz.Urz.UE.L Nr 158, str. 125)

projekt kodeksu sieci dotyczącego odpowiedzi odbioru (Network Code on Demand Response, NC DR) – załącznik nr 1 do Zalecenia ACER nr 01/2025 z dnia 7 marca 2025 r. w sprawie uzasadnionego wniosku dotyczącego ustanowienia Network Code on Demand Response zgodnie z art. 59 ust. 1 lit. e rozporządzenia (UE) 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona)

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE (IRiESP), zatwierdzona decyzjami Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 19 stycznia 2024 r. oraz nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 23 lutego 2024 r., tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 28 lipca 2025 r.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) Tauron Dystrybucja, zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją nr DRR-4321-60(5)/2013/KSm z dnia 17 grudnia 2013 r., tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 11.06.2026 r.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) Energa-Operator, Instrukcja zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DRR-4321-59(6)/2013/MKo1 z dnia 16 grudnia 2013 r., tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 11 czerwca 2026 r.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) Enea Operator, zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DRR-4321-60(5)/2013/KSm z dnia 16 grudnia 2013 r., tekst ujednolicony

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) PGE Dystrybucja, zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4 z dnia 10 września 2013 r., tekst jednolity obowiązujący od dnia: 24 czerwca 2026 r.

Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S.A., tekst jednolity Taryfy PGE Dystrybucja S.A. stosowany od 01.02.2026 r. sporządzony w oparciu o dokumenty: (1) Decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki znak: DRE.WRE.4211.50.7.2025.JTr z dnia 17.12.2025 r., opublikowaną w Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna nr 269(4799) w dniu 17.12.2025 r. (wprowadzono do stosowania na obszarze PGE Dystrybucja od 01.01.2026 r.), (2) Decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki znak DRE.WPR.4211.1.4.2026.BTS z dnia 16 stycznia 2026 r. opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna Nr 5 (4819) z dnia 16 stycznia 2026 r. w zakresie zmiany Taryfy PSE S.A. (wprowadzona do stosowania od 01.02.2026 r.), Lublin, 2026 r.

Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej Energa-Operator S.A. z siedzibą w Gdańsku, Gdańsk, 2025

Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej Tauron Dystrybucja S.A. na rok 2026, Kraków, 2026 r.

Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej Enea Operator, załącznik do decyzji Prezesa URE z 17 grudnia 2025 r. nr DRE.WRE.4211.52.11.2025.TG

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 101 15/09/2026 12:06

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 102 15/09/2026 12:06

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 103 15/09/2026 12:06

Rynek uslug elastycznosci w Polsce - analiza regulacyjna_A4_v3.indd 104 15/09/2026 12:06