

Copernicus Capital TFI S.A.

Al. Jana Pawła II 22, 00-133 Warszawa

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ 2017 – 2019 – wybrane zagadnienia i ich wpływ na przedsiębiorstwa obrotu

podstawa wykonania pracy: umowa z dnia 27 stycznia 2020 r.

Kierownik Zespołu autorskiego: Marek Kulesa

Warszawa, marzec 2020 r.

Wykonawca: Alians Energetyczny Sp. o. o. z siedzibą w Warszawie

wpisany do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy
XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod nr KRS 0000365117
ul. Nowogrodzka 18/5, 00-511 Warszawa, tel./fax +48 22 412 80 07
alians@aliansenergetyczny.pl www.aliansenergetyczny.pl

SPIS TREŚCI:

1. Wprowadzenie, podstawa opracowania	4
2. Hurtowy rynek energii elektrycznej	5
2.1 Podmioty na hurtowym rynku energii, struktura rynku i jej wpływ na tzw. niezależne spółki obrotu	5
2.1.1. Wprowadzenie.....	5
2.1.2. Infrastruktura techniczna rynku energii elektrycznej – „Plac handlowy”	6
2.1.3. Infrastruktura prawna rynku energii elektrycznej	8
2.1.4. Koncesje na działalność przedsiębiorstwa energetycznego	10
2.1.5. Przedsiębiorstwa wytwórcze jako podmioty na rynku energią.....	11
2.1.6. Przedsiębiorstwa energetyczne uczestniczące obrocie energią elektryczną	13
2.1.7. Niezależne spółki obrotu energią	14
2.2. Struktura zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w przedsiębiorstwach obrotu	16
2.2.1. Przedsiębiorstwa obrotu zasiedziałe - spółki obrotu energią typu PO _{SD}	16
2.2.2. Przedsiębiorstwa obrotu niezależne - spółki obrotu energią typu PO	18
2.3. Rola Towarowej Giełdy Energii – wolumeny i rodzaje produktów i indeksów	21
2.3.1. Zasady obrotu towarami giełdowymi na TGE	22
2.3.2. Rynki towarów giełdowych na TGE.....	23
2.3.3. Rynek dnia następnego RDN na TGE	23
2.3.4. Rynek Dnia Bieżącego RDB na TGE	25
2.3.5. Rynek Towarowy Terminowy RTT na TGE.....	25
2.3.6. Rynek Praw Majątkowych RPM na TGE	26
2.3.7. Rynek Gwarancji Pochodzenia RGP na TGE	27
2.4. Produkty na rynku hurtowym a rynek detaliczny	28
2.5. Podsumowanie – wpływ sytuacji na rynku hurtowym 2017 – 2019 na przedsiębiorstwa obrotu	31
3. Detaliczny rynek energii elektrycznej	33
3.1. Podmioty rynku i relacje między nimi, rola i zadania spółek obrotu na rynku detalicznym	34
3.1.1. Koncesjonowanie działalności obrotu a rynek detaliczny	34
3.1.2. Podmioty rynku detalicznego	36
3.1.3. Generalne umowy dystrybucji GUD i GUD-K	37
3.1.4. Działania Prezesa URE w zakresie ochrony uzasadnionych interesów odbiorców	39
3.1.5. Relacje pomiędzy podmiotami na rynku detalicznym – modele sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych	40
3.1.6. Wpływ RODO na uczestników rynku energii	43
3.2. Rodzaje odbiorców i grup taryfowych - podziały w przedsiębiorstwach obrotu (detalicznych)	45
3.2.1. Grupy taryfowe A, B, C i G.....	45
3.2.2. Grupy wg rocznego wolumenu zakupu.....	45
3.2.3. Grupy przyłączeniowe	47
3.2.4. Podziały sprzedażowe (wewnętrzne w spółkach obrotu)	47
3.2.5. Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych na rynku detalicznym w latach 2017-2018	49
3.2.5. Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych na rynku detalicznym w pierwszym półroczu 2019 roku	52

3.3. Uwarunkowania polskie zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA) – rola i zadania sprzedawców	55
3.3.1. Wprowadzenie.....	55
3.3.2. Zasada TPA – dane ogólnokrajowe.....	56
3.3.3. Zasada TPA – dane w podziale na OSD.....	58
3.3.4. Odbiorcy w gospodarstwach domowych, którzy wybrali ofertę wolnorynkową u sprzedawcy z urzędu.....	61
3.4 Podsumowanie – wpływ sytuacji na rynku detalicznym 2017 – 2019 na przedsiębiorstwa obrotu	62
4. Kształtowanie cen na rynku energii elektrycznej w Polsce i ich wpływ na przedsiębiorstwa obrotu	64
4.1. Rynek hurtowy, w tym giełdowy (RDN i RTT)	64
4.1.1. Ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym	64
4.1.2. Ceny energii elektrycznej na rynku giełdowym TGE S.A. w roku 2017.....	67
4.1.3. Ceny energii elektrycznej na rynku giełdowym TGE S.A. w roku 2018.....	68
4.1.4. Ceny energii elektrycznej na rynku giełdowym TGE S.A. w roku 2019.....	69
4.1.5. Ceny energii elektrycznej na giełdach europejskich w roku 2018 i 2019	70
4.2. Taryfy i ceny energii elektrycznej na rynku detalicznym.....	71
4.2.1. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe 2017 i 2018.....	71
4.2.2. Obowiązek zatwierdzania taryf a konkurencyjny rynek energii elektrycznej	73
4.2.2. Ustawa prądowa 2018/2019	76
4.2.3. Ceny sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych w pierwszej połowie 2019 roku.....	77
4.3. Wybrane uwarunkowania sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych a strategię handlowe przedsiębiorstw obrotu	84
4.3.1. Uwarunkowania sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych	84
4.3.2. Strategia handlowa przedsiębiorstw obrotu energią	85
4.4. Wyniki finansowe wybranych grup przedsiębiorstw energetycznych	86
4.4.1. Wyniki finansowe sektora elektroenergetycznego 2017/2018.....	86
4.4.2. Wyniki finansowe w przedsiębiorstwach obrotu typu PO _{SD} 2017/2018.....	89
4.4.3. Wyniki finansowe w przedsiębiorstwach obrotu typu PO 2017/2018	90
4.4.4. Wyniki finansowe sektora elektroenergetycznego w pierwszej połowie 2019 roku.....	92
4.4.5. Wyniki finansowe w przedsiębiorstwach obrotu typu PO _{SD} w pierwszej połowie 2019 roku....	94
4.4.6. Wyniki finansowe w przedsiębiorstwach obrotu typu PO w pierwszej połowie 2019 roku	95
4.5 Podsumowanie - wpływ zmienności cen na przedsiębiorstwa obrotu	97
5. Wnioski	100
6. Zastosowane skróty, pojęcia i oznaczenia	104
7. Spis literatury i dokumentów wykorzystanych w opracowaniu	106

1. WPROWADZENIE, PODSTAWA OPRACOWANIA

Przedmiotem niniejszego opracowania analitycznego pt. „**RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ 2017 – 2019 – wybrane zagadnienia i ich wpływ na przedsiębiorstwa obrotu**” (Opracowanie, praca) była analiza oraz późniejszy opis wybranych elementów hurtowego i detalicznego rynku energii elektrycznej, a także opis kształtowania się cen na rynku energii elektrycznej w Polsce i ich wpływu na przedsiębiorstwa obrotu. Lata 2017 – 2019 były czasem gwałtownych zmian w sektorze elektroenergetycznym i gazowym, które wpłynęły na licznych uczestników tych rynków. Podstawą wykonania opracowania była **umowa zawarta w dniu 27 stycznia 2020 r.** w Warszawie pomiędzy Copernicus Capital TFI S.A. z siedzibą w Warszawie (TFI, Zamawiający) a Alians Energetyczny Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (Alians, Wykonawca, zespół autorski).

Opracowanie zostało podzielone na trzy główne części obejmujące, zgodnie z ww. umową:

- 1) **hurtowy rynek energii elektrycznej** – rozdział 2, w tym:
 - podmioty na tym rynku, jego struktura i jej wpływ na tzw. niezależne spółki obrotu;
 - struktura zakupu i sprzedaży energii elektrycznej na tym rynku w przedsiębiorstwach obrotu;
 - rola Towarowej Giełdy Energii (TGE) – wolumeny i rodzaje produktów i indeksów;
 - produkty na rynku hurtowym a rynek detaliczny;
- 2) **detaliczny rynek energii elektrycznej** – rozdział 3, w tym:
 - podmioty tego rynku i relacje między nimi, rola i zadania spółek obrotu na nim;
 - rodzaje odbiorców i grup taryfowych - podziały w przedsiębiorstwach obrotu;
 - uwarunkowania i polskie zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA);
- 3) **kształtowanie cen na rynku energii elektrycznej** w Polsce i ich wpływ na przedsiębiorstwa obrotu – rozdział 4, w tym:
 - ceny na rynku hurtowym, w tym giełdowym (RDN i RTT);
 - taryfy i ceny energii elektrycznej na rynku detalicznym;
 - wybrane uwarunkowania sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych a strategie handlowe przedsiębiorstw obrotu;
 - wyniki finansowe wybranych grup przedsiębiorstw energetycznych.

Każda z ww. części zawiera **podsumowanie**, w którym uwypuklono wpływ danego rynku/obszaru w latach 2017 – 2019 na przedsiębiorstwa obrotu.

Rozdział 5 zawiera kluczowe wnioski i jednocześnie streszczenie Opracowania.

Na końcu Opracowania przytoczono zastosowane skróty i oznaczenia oraz wykorzystaną w Opracowaniu literaturę i dokumenty. W szczególności w Opracowaniu szerzej wykorzystano raporty i sprawozdania roczne URE, TOE i ARE oraz kwartalniki ARE (poz. [20] - [34]).

Wykonane zgodnie ze stanem wiedzy oraz prawa na **29 lutego 2020 r.** Opracowanie ma charakter opartej na wiedzy autorskiej analizy analitycznej.

2. HURTOWY RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

2.1 Podmioty na hurtowym rynku energii, struktura rynku i jej wpływ na tzw. niezależne spółki obrotu

2.1.1. Wprowadzenie

W polskiej elektroenergetyce został wybrany i wdrożony w praktyce model konkurencyjnego zdecentralizowanego rynku energii. Na zdecentralizowanym rynku energii podmioty dopuszczone przez ustawę - Prawo energetyczne [14] do obrotu energią elektryczną, mogą swobodnie zawierać umowy na sprzedaż i zakup energii elektrycznej bez pośrednictwa jakiegokolwiek instytucji lub podmiotu gospodarczego. Odpowiedzialność za realizację umów oraz uwzględnienie ograniczeń technicznych i technologicznych związanych z realizacją przeniesiona jest na podmiot organizujący i prowadzący rynek. Jest nim obecnie Operator Systemu Przesyłowego (OSP) w przedsiębiorstwie energetycznym Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE).

Działanie rynku energii i jego stały rozwój opiera się na regulacjach prawnych, niestety stale rozbudowywanych i nowelizowanych w miarę zebranych doświadczeń, jak i pojawiania się kolejnych dyrektyw Unii Europejskiej (UE) dotyczących krajowych rynków energii i budowy rynku łączącego kraje członkowskie.

Regulacje prawne stanowią infrastrukturę prawną rynku energii. Infrastruktura prawna określa zasady, na jakich mogą i powinny być realizowane transakcje sprzedaży i zakupu energii.

Infrastruktura techniczna rynku energii jest bardziej stabilna, choć także jest modernizowana i rozbudowywana. Stanowi ona tzw. „plac handlowy”, na którym dokonywane są transakcje sprzedaży, zakupu oraz następnie dostawy energii.

Korzystający z rynku sprzedawcy energii elektrycznej wykorzystują obie infrastruktury. W dużym stopniu funkcjonują one i rozwijają się niezależnie od siebie, ale ich rozwój jest koordynowany. Zmiany w infrastrukturze technicznej pociągają za sobą zmiany w infrastrukturze prawnej (np. pojawienie się mikroinstalacji wytwarzania energii odnawialnej wymagały zmian w regulacjach prawnych). Zmiany infrastruktury prawnej (np. unijny wymów integracji rynków energii Unii Europejskiej) wymagają rozbudowy powiązań sąsiednich krajów liniami wysokiego napięcia, zarówno napowietrznymi, jak podmorskimi.

Funkcjonowanie i stały rozwój obu rodzajów infrastruktury wymaga rozwoju infrastruktury informatycznej i teleinformatycznej. Bez tej infrastruktury konkurencyjny rynek energii, ani nie mógłby powstać, ani nie może funkcjonować. Jednym z elementów tej infrastruktury jest System Wymiany Informacji Rynku Energii – skrót WIRE. Jest to system informatyczny obejmujący cały kraj i łączący wszystkich uczestników rynku energii. Wykorzystuje wiele niezależnych łączy teleinformatycznych pomiędzy użytkownikami. Jest zabezpieczony przed niepożądanym lub wrogim dostępem najwyższym w kraju poziomem zabezpieczeń i kodów.

Bardzo mało prawdopodobna awaria tego systemu informatycznego (choć brana pod uwagę w awaryjnych procedurach kierowania systemem elektroenergetycznym) powoduje natychmiastowe unieruchomienie rynku energii elektrycznej i powrót do sytuacji sprzed 30 lat, gdy rynku energii nie było, a jedyny monopolistyczny sprzedawca sprzedawał energię wszystkim odbiorcom na określonych przez siebie warunkach. Reasumując, bez informatyki nie może funkcjonować rozwinięty rynek energii elektrycznej.

Na rynku energii występują oddzielnie i niezależnie dwa produkty: energia elektryczna i usługa dostawy (przesyłu lub dystrybucji) energii do partnera umowy o jej sprzedaży.

Głównymi podmiotami prawnymi funkcjonującymi na rynku energii elektrycznej są przedsiębiorstwa energetyczne oraz odbiorcy końcowi energii.

Na rynek energii wchodzi i na nim funkcjonują podmioty – uczestnicy rynku energii elektrycznej. Uczestnicy zawierając pomiędzy sobą umowy na sprzedaż i zakup produktów i usług występujących na rynku uwzględniają reguły, zasady i ograniczenia wynikające z wymienionych wyżej infrastruktur.

2.1.2. Infrastruktura techniczna rynku energii elektrycznej – „Plac handlowy”

Placem handlowym rynku energii elektrycznej jest sieć elektroenergetyczna, obejmująca linie i stacje poszczególnych napięć – 400 kV, 220 kV, 110 kV, SN (30, 20, 15, 6 kV) oraz nN (400/220 V). Transport energii elektrycznej pomiędzy jej sprzedawcami i odbiorcami dokonywany jest poprzez sieci elektroenergetyczne. Transport energii siecią wysokiego napięcia (400 i 220 kV) stanowi usługę przesyłania. Wykonują ją PSE pełniące rolę OSP.

Natomiast transport energii sieciami dystrybucyjnymi wysokiego, średniego i niskiego napięcia (WN, SN i nN) stanowi usługę dystrybucji. Dokonywany jest przez dystrybucyjne przedsiębiorstwa energetyczne - Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD).

Co ważne, w sieci przesyłowej może być i jest tylko jeden OSP i jest nim PSE SA.

W sieciach dystrybucyjnych równolegle funkcjonuje pięciu dużych OSD (patrz też rozdział 3 - Detaliczny rynek energii elektrycznej). Ich sieci dystrybucyjne są połączone z siecią przesyłową OSP, stąd stosowana jest nazwa OSDp – OSD połączony. Czterech z pięciu OSDp funkcjonuje w ramach grup kapitałowych, w których większościowe pakiety akcji posiada Skarb Państwa. W imieniu Skarbu Państwa nadzór właścicielski nad tymi grupami kapitałowymi sprawuje Minister Aktywów Państwowych (MAP). W przypadku jednego OSDp - innogy Stoen Operator - właścicielem jest spółka, niezależna od Skarbu Państwa (niemiecka). Operatorzy OSDp mają ustawowy zakaz łączenia działalności dystrybucyjnej z działalnością obrotu energią lub wytwarzaniem. Ma to zapobiec preferowaniu własnej energii przy świadczeniu usług dystrybucyjnych. Funkcjonuje również około 170 mniejszych przedsiębiorstw dystrybucyjnych, mających także status operatorów systemów dystrybucyjnych lecz działających na znacznie mniejszą skalę niż pięciu dużych OSD. Ze względu na niewielkie rozmiary swojej sieci są oni często uprawnieni także do prowadzenia obrotu energią lub nawet jej wytwarzania. Ich sieć dystrybucyjna nie jest bezpośrednio połączona z siecią przesyłową OSP, stąd stosowana jest nazwa OSDn – OSD niepołączony.

Największymi **OSDp** w kraju są: PGE Dystrybucja SA, Energa Operator SA, Enea Operator Sp. z o.o., Tauron Dystrybucja SA oraz innogy Stoen Operator sp. z o.o. Charakteryzują je następujące dane (uwaga: dane dotyczące liczby odbiorców obejmują usługę dystrybucji, nie są one, ze względu na zasadę TPA (patrz dalej rozdział 3), tożsame z liczbą Klientów sprzedawców należących do tych samych grup kapitałowych):

- **Tauron Dystrybucja SA:** Liczba odbiorców usług dystrybucyjnych 5,5 mln, obszar działania - 57 940 km², długość linii – 267 489 km.
- **PGE Dystrybucja SA:** Liczba odbiorców usług dystrybucyjnych 5,3 mln, obszar działania 122 433 km², długość linii 285 701 km.
- **Enea Operator Sp. z o.o.:** Liczba odbiorców usług dystrybucyjnych 2,5 mln, obszar działania 58 213 km², długość linii 101 661 km.
- **Energa-Operator SA:** Liczba odbiorców usług dystrybucyjnych 2,9 mln, obszar działania 75 000 km², długość linii 184 786 km.
- **innogy Stoen Operator Sp. z o.o.:** Liczba odbiorców usług dystrybucyjnych 997 tys., obszar działania 510 km², długość linii 14 960 km.

Obszary działania ww. OSD przedstawiono na rysunku poniżej.



Źródło: ARE

Rys. 2.1. Obszary działania energetycznych przedsiębiorstw dystrybucyjnych – Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD, OSDp), których sieć jest bezpośrednio połączona z siecią przesyłową Operatora Systemu Przesyłowego.

Aby sprzedaż lub zakup energii na placu handlowym mogły być zrealizowane konieczny jest równoczesny udział dwóch grup operatorów:

- opisanych wyżej Operatorów Systemów Elektroenergetycznych – OSP, OSDp i OSDn oraz tzw.
- Operatorów Rynku.

Operatorzy Rynku nie uczestniczą w obrocie energią, nie są stroną umów sprzedaży i zakupu energii i nie świadczą usług przesyłania czy dystrybucji energii. Ich zadaniem jest świadczenie usług wspierających uczestników rynku przy realizacji zawartych umów handlowych. Pośredniczą oni pomiędzy z jednej strony OSD i OSP a z drugiej strony uczestnikami rynku energii. Ich działalność jest konieczna dla wykonania umów handlowych dla ponad 17 milionów odbiorców końcowych przez znacznie mniejszą liczbą operatorów systemów (sieci) elektroenergetycznych. Przy realizacji umów handlowych Operatorzy Systemów Elektroenergetycznych kontaktują się z uczestnikami rynku energii wyłącznie za pośrednictwem Operatorów Rynku. Liczba Operatorów Rynku aktualnie wynosi 46 podmiotów. Jest to 21 Operatorów Handlowo – Technicznych (skrót OHT) oraz 25 Operatorów Handlowych (skrót OH).

W procesach hurtowego rynku energii Operatorzy Rynku obsługiwali 120 uczestników rynku, w tym 21 wytwórców, 9 wielkich odbiorców końcowych, 80 dużych przedsiębiorstw obrotu energią, Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE) oraz 5 OSDp oraz OSP. Odbiorcy końcowi w dostępie do rynku hurtowego korzystają z pośrednictwa przedsiębiorstw obrotu.

2.1.3. Infrastruktura prawna rynku energii elektrycznej

Przedsiębiorstwa energetyczne funkcjonują na rynku energii jako spółki prawa handlowego realizując interesy swoich właścicieli. Podstawą wzajemnych relacji jest Kodeks cywilny, którego uzupełnieniem jest Prawo energetyczne stanowiące „lex specialis”. Prawo energetyczne zawiera dodatkowe regulacje prawne obowiązujące tylko w elektroenergetyce.

Poniżej są one wymienione w porządku hierarchicznym, co oznacza, że każda niżej wymieniona regulacja prawna musi być zgodna z wymienionymi wyżej na liście (rozdział 7 opracowania „Spis literatury i dokumentów wykorzystanych w opracowaniu” podaje miejsce publikacji wymienionych regulacji prawnych w Dziennikach Ustaw RP).

- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003;
- 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;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady Unii z 5 czerwca 2019 r. o rynku energii elektrycznej;
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;

- Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
- Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy;
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;
- Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej;
- Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi;
- Ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw;
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, z późniejszymi zmianami.

W oparciu o powyższe regulacje prawne opracowywane są i systematycznie aktualizowane szczegółowe dokumenty określające funkcjonowanie rynku energii elektrycznej. Są nimi:

- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. PSE S.A. Konstancin – Jeziorna, tekst jednolity obowiązujący od dnia 1 września 2019 r.;
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Część ogólna. PSE S.A. Konstancin – Jeziorna, tekst jednolity obowiązujący od dnia 1 grudnia 2017 r.;
- koncesje Prezesa URE;
- zasady, regulaminy, instrukcje, w tym w szczególności: Regulamin Rynku Mocy, Regulaminy Towarowej Giełdy Energii oraz Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych, opracowane przez OSD i zatwierdzone przez Prezesa URE.

Zgodnie z wymienionymi regulacjami podmioty uczestniczące w rynku energii elektrycznej opracowują, negocjują i zawierają dwustronne i wielostronne umowy sprzedaży zakupu produktów i usług występujących na rynku energii, w tym przede wszystkim energii elektrycznej oraz usług przesyłowych i dystrybucyjnych.

Ustawa - Prawo energetyczne wprowadza pewne dodatkowe zakazy i zobowiązania dla przedsiębiorstw energetycznych, które ograniczają ich prawa określone w Kodeksie cywilnym:

- Żadne przedsiębiorstwo energetyczne nie ma obowiązku sprzedaży energii odbiorcom. Wyjątkiem są tzw. sprzedawcy z urzędu, którzy zobowiązani są do sprzedaży energii odbiorcom w gospodarstwach domowych na terenie swojego obszaru działania.
- Nikt nie ma obowiązku zakupu od energii wytwórców. Wyjątek stanowi energia wyprodukowana ze źródeł odnawialnych (OZE). Obowiązek zakupu tej energii mają sprzedawcy zobowiązani, ale po cenach nie wyższych niż ustalone przez Prezesa URE (na przykład, jako ceny z rynku konkurencyjnego z poprzedniego kwartału).

- Operatorzy Systemów Elektroenergetycznych są zobowiązani do odbioru energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (nawet, jeśli nie ma nabywcy tej energii).
- Art. 49a ustawy - Prawo energetyczne wprowadza obowiązek sprzedaży energii elektrycznej dla wytwórców wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo w drodze: publicznego przetargu, na giełdzie towarowej lub np. na internetowej platformie obrotu. Jest to tzw. „obligo giełdowe”. Regulacja ma wyeliminować sprzedaż energii elektrycznej w ramach jednej grupy energetycznej po cenie odbiegającej od ceny rynkowej, jaka występuje na zewnątrz grupy. Ponadto regulacja ma wykluczyć możliwość blokowania dostępu do energii elektrycznej podmiotom spoza grupy skonsolidowanych przedsiębiorstw energetycznych.

2.1.4. Koncesje na działalność przedsiębiorstwa energetycznego

Aby przedsiębiorstwa energetyczne mogły uczestniczyć w obrocie energią muszą uzyskać koncesję. Działalność bez koncesji jest niedozwolona i sankcjonowana. Na podstawie ustawy - Prawo energetyczne koncesji udziela Prezes URE. Prezes URE wypełnia zadania przypisane mu w Prawie energetycznym, w tym, oprócz wydawania koncesji, monitorowanie i nadzór nad rynkiem energii oraz zatwierdzanie części cen i taryf sprzedaży energii i usług przesyłowych i dystrybucyjnych.

Udział przedsiębiorstwa energetycznego w rynku energii wymaga uzyskania jednej z niżej wymienionych koncesji:

- koncesja na prowadzenie działalności przesyłowej (jest tylko jedna koncesja ustawowo przeznaczona dla PSE),
- koncesje na prowadzenie działalności dystrybucyjnej,
- koncesje na prowadzenie działalności obrotu energią,
- koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej.

Zakup energii przez odbiorców końcowych na swoje potrzeby nie wymaga koncesji.

Działalność przesyłową i dystrybucyjną prowadzą przedsiębiorstwa energetyczne dysponujące sieciami elektroenergetycznymi. Mają obowiązek zapewnić transport energii elektrycznej pomiędzy stronami umów o sprzedaż i zakup energii elektrycznej.

Działalność obrotu energią prowadzą przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się zakupem i sprzedażą energii. Sprzedają energię odbiorcom końcowym lub innym uczestnikom rynku energii. Sprzedawcami, ale tylko swojej energii, są też wytwórcy posiadający koncesje na wytwarzanie.

Wytwarzaniem energii zajmują się wytwórcze przedsiębiorstwa energetyczne jak: np. elektrownie, elektrociepłownie, farmy wiatrowe, biogazownie czy instalacje wykorzystujące jako odnawialne źródło energii (OZE) fotowoltaikę.

Ustawa - Prawo energetyczne zwalnia z obowiązku uzyskania koncesji:

- obrót energią elektryczną za pomocą instalacji elektrycznej o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy;
- wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW, niezaliczanych do instalacji wykorzystującej odnawialne źródła energii lub do jednostek kogeneracji, czyli skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej razem z energią cieplną;
- wywarzanie energii ze źródeł odnawialnych w mikroinstalacji o mocy do 50 kW (instalacje fotowoltaiczne, instalacje wiatrakowe) gdzie wystarczy zgłoszenie do operatora systemu dystrybucyjnego lub w małej instalacji do 500 kW (potrzebne jest tylko zgłoszenie do specjalnego Rejestru Prezesa URE).

Według danych z końca lutego 2020 r. Prezes URE wydał:

- jedną koncesję na działalność przesyłową w sieci najwyższych napięć 400 i 220 kV;
- 192 koncesję na dystrybucję energii elektrycznej, w tym 5 dla największych przedsiębiorstw, których dystrybucyjne sieci są połączone z siecią przesyłową;
- 449 koncesji na działalność obrotu energią.
- 1373 koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

Liczba koncesji jest zmienna, gdyż Prezes URE wydaje je na okres określony w ustawie Prawo energetyczne, a ponadto nadzoruje ich wykonywanie. Jeżeli koncesja nie jest wykonywana zgodnie z jej warunkami lub nie jest w ogóle wykorzystywana – Prezes URE ją odbiera (wycofuje jej wydanie).

2.1.5. Przedsiębiorstwa wytwórcze jako podmioty na rynku energią

W wytwarzaniu energii z przeznaczeniem na rynek hurtowy uczestniczą przede wszystkim duże elektrownie konwencjonalne, wykorzystujące paliwa kopalne (węgiel kamienny i brunatny). Przeważają tu przedsiębiorstwa wytwórcze z dominującym udziałem polskiego Skarbu Państwa w kapitale akcyjnym. Są to wytwórcy wymienieni poniżej w pozycjach a) do e). Pozostali wytwórcy są własnością podmiotów prywatnych, w tym zagranicznych (pozycje g, i, j).

- a) **Grupa PGE:** Elektrownie Bełchatów, Turów, Opole, Rybnik, Dolna Odra oraz 17 elektrociepłowni;
- b) **Grupa Tauron:** Elektrownie Siersza, Jaworzno III, Jaworzno 910 MW, Łaziska, Łagisza, Stalowa Wola;
- c) **Grupa Energa:** Elektrownia Ostrołęka + 4 elektrociepłowni (m.in. Kalisz, Grudziądz);
- d) **Grupa Enea:** Elektrownie Połaniec, Kozienice;

- e) **PGNiG** Termika (PGNiG S.A.): EC Warszawskie (Siekierki, Żerań, Wola, Kawęczyn i Pruszków);
- f) **Zespół Elektrowni PAK S.A.** Elektrownie: Pątnów, Adamów, Konin;
- g) **Veolia Energia S.A.:** Elektrociepłownie i sieci ciepłownicze w Poznaniu i w Łodzi, sieć ciepłownicza w Warszawie;
- h) **Polenergia Holding** (Kulczyk Investments): Elektrociepłownia Nowa Sarzyna;
- i) **CEZ:** Elektrociepłownie Skawina i Chorzów;
- j) **Fortum:** Elektrociepłownie w Częstochowie i Zabrze.

Największy udział w wytwarzaniu energii ma grupa kapitałowa PGE S.A. Dysponuje ona około 17 GW mocy zainstalowanej, co stanowi 45% całej mocy energetyki zawodowej.

Trzej najwięksi wytwórcy energii z udziałem większościowym Skarbu Państwa (Grupy: PGE Polska Grupa Energetyczna, TAURON Polska Energia, ENEA) dysponują w sumie około 80% mocy wytwórczych w energetyce zawodowej.

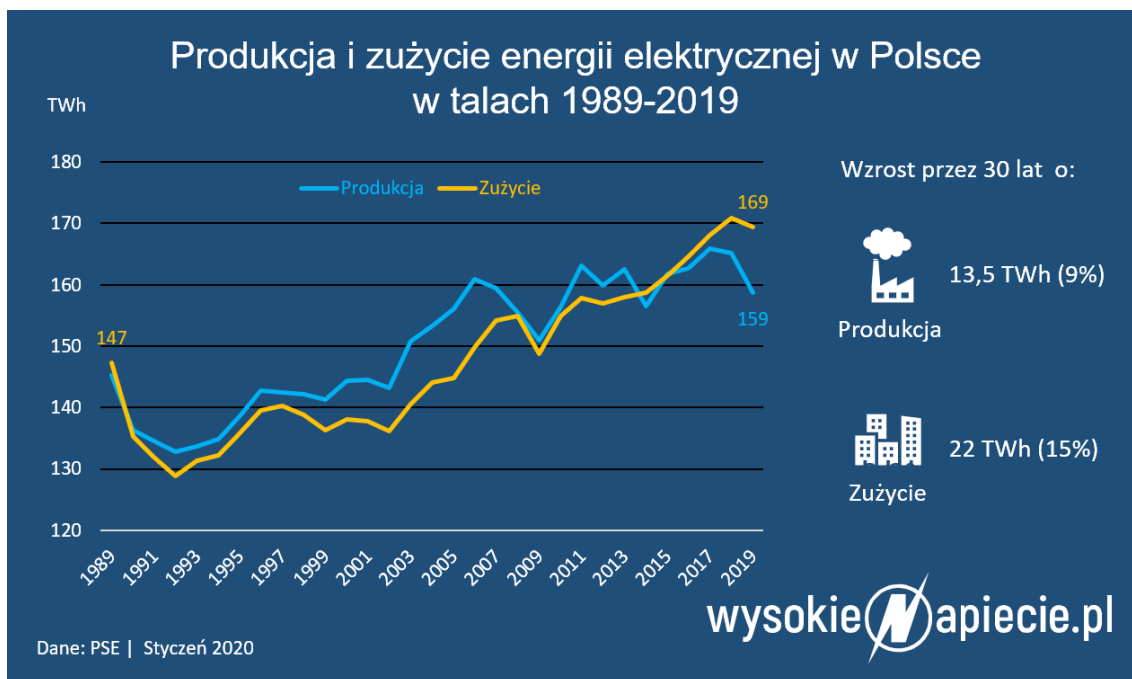
Znaczącą i rosnącą rolę odgrywają tzw. autoproducenci, czyli energochłonni odbiorcy końcowi, którzy swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną w dużej części pokrywają własną produkcją i dodatkowo zaspokajają swoje potrzeby energii cieplnej (np. PKN Orlen, Anwil, Zakłady Azotowe Puławy itd.).

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2017 r. wyniósł 165,9 TWh. W roku 2018 produkcja zmniejszyła się do 165,2 TWh, to jest o 0,38%. Produkcja polskich elektrowni w 2019 roku w wysokości 158,8 TWh było najniższym wynikiem w tej dekadzie.

W 2017 roku krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 168,1 TWh, w roku 2018 170,9 TWh a w 2019 około 169,4 TWh. Prognoza na 2030 rok wynosi 180 TWh. Zużycie krajowe brutto oznacza, że zawiera ono również energię zużywaną w elektroenergetyce na potrzeby produkcji u wytwórców oraz energię na potrzeby wykonywania usług przesyłowych i dystrybucyjnych.

Różnica pomiędzy produkcją energii a jej zużyciem została pokryta importem, w roku 2017 - 2,287 TWh, w 2018 - 5,718 TWh a w 2019 - 10,6 TWh.

Rysunek 2.2 prezentuje produkcję i zużycie energii elektrycznej brutto w latach 1989 – 2019. Obrazuje on rozmiary krajowego hurtowego rynku energii w Polsce oraz jego zmiany w ostatnich 30 latach.



Źródło: wysokienapiecie.pl

Rys. 2.2. Produkcja i zużycie energii elektrycznej brutto w latach 1989 – 2019, obrazujące rozmiary krajowego hurtowego rynku energii w Polsce

2.1.6. Przedsiębiorstwa energetyczne uczestniczące obrocie energią elektryczną

Podmiotami uczestniczącymi w obrocie energią elektryczną są:

- przedsiębiorstwa wytwórcze – elektrownie, elektrociepłownie oraz instalacje wykorzystujące odnawialne źródła energii OZE;
- przedsiębiorstwa obrotu energią – sprzedawcy energii;
- odbiorcy końcowi - kupujący energię i niemający uprawnienia do jej odsprzedaży, (jeśli nie uzyskali koncesji Prezesa URE na obrót).

Prezes URE wydał około 440 koncesji na obrót energią elektryczną, ale nie wszystkie są systematycznie i w sposób ciągły wykorzystywane. Ich działalność jest monitorowana przez Prezesa URE. Wydane koncesje, oprócz największych przedsiębiorstw obrotu energią wchodzących w skład energetycznych grup kapitałowych, obejmują około 180 sprzedawców w zakładach przemysłowych, dysponujących własną siecią dystrybucyjną dla obsługi swoich odbiorców oraz około 220 innych, mniejszych na ogół sprzedawców, z których stale aktywnych jest około 50.

Wśród największych przedsiębiorstw obrotu energią Prezes URE wyznaczył pięciu tzw. sprzedawców z urzędu, sprzedających głównie energię elektryczną do odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych. Ich rola jest podobna do sądowych „obrońców z urzędu”. Po wyznaczeniu sprzedawcy z urzędu, Prezes URE dokonuje zmian w koncesji udzielonej temu sprzedawcy, stosownie do nałożonego nowego obowiązku. Jeżeli odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym zwróci się do sprzedawcy z urzędu o zawarcie umowy sprzedaży

energii to jest on zobowiązany do jej zawarcia. Cena energii w takiej umowie jest kontrolowana i zatwierdzana przez Prezesa URE (patrz też rozdział 4.2)

Ponadto funkcjonują na rynku energii elektrycznej:

- sprzedawcy zobowiązani wyznaczeni przez Prezesa URE dla zakupu energii wytworzonej w instalacji i mikroinstalacji wykorzystującej odnawialne źródła energii (OZE). Charakteryzują się największym obrotem energii w danej sieci dystrybucyjnej. Ich rolą jest zapewnienie odbioru droższej energii wyprodukowanej z OZE i tą drogą wspieranie ekologicznego wytwarzania energii elektrycznej; cenę zakupu takiej energii określa i publikuje na swojej stronie internetowej Prezes URE;
- sprzedawcy rezerwowi (tzw. awaryjni), których obowiązkiem jest przejęcie sprzedaży energii do odbiorców, których dotychczasowy sprzedawca nie był w stanie ze względu na sytuację rynkową lub z innych powodów kontynuować sprzedaży i zakończył działalność.

2.1.7. Niezależne spółki obrotu energią

Energetyczne przedsiębiorstwa obrotu energią – spółki obrotu energią (SO, PO) - tworzą dwie grupy spółek, odrębnie prezentowane w sprawozdaniach Prezesa URE i w sprawozdawczości ARE. Dzielą się one na (patrz także rozdział 3 Opracowania):

- przedsiębiorstwa obrotu - tzw. „zasiedziałe”, (oznaczane jako PO_{SD}) które wcześniej funkcjonowały jako Zakłady Energetyczne, a następnie jako zintegrowane z działalnością dystrybucji energii spółki dystrybucyjne oraz
- pozostałe przedsiębiorstwa obrotu tzw. niezależne spółki obrotu (oznaczane jako PO), które w dokumentach URE nazywane są też alternatywnymi.

Podział zastosowano ze względu na charakter prowadzonej działalności obrotowej. Przedsiębiorstwa pierwszej grupy, tzn. przedsiębiorstwa obrotu PO_{SD} sprzedaż prowadzą głównie na rynku detalicznym, natomiast pozostałe przedsiębiorstwa – głównie, choć nie wyłącznie, na rynku hurtowym. Bardziej szczegółowe informacje zawiera rozdział 2.2. pokazujący strukturę zakupu i sprzedaży obu typów spółek obrotu oraz rozdział 3.

Spółki obrotu energią PO_{SD} powstały w wyniku wydzielenia z byłych zintegrowanych spółek dystrybucyjnych działalności obrotu energią i pozostawienie tam działalności dystrybucji energii elektrycznej.

Niezależne (alternatywne) spółki obrotu energią PO powstały w wyniku ich zorganizowania bez wsparcia przedsiębiorstwa energetycznego, którego byłyby częścią. Uzyskały one nowe koncesje Prezesa URE na prowadzenie wyłącznie działalności obrotu energią. Funkcjonują poza strukturą polskich grup kapitałowych.

W konsekwencji niezależne spółki obrotu energią PO funkcjonują na rynku energii bez przejęcia od poprzednio działających spółek dystrybucyjnych setek tysięcy, a nawet milionów końcowych odbiorców energii. Takie zasoby przejęły natomiast takie spółki obrotu PO_{SD}, które wydzieliły się z Grup PGE, Tauron, Enea, Energa oraz innogy Polska (kiedyś RWE).

Oznacza to, że z punktu widzenia działalności rynkowej PO_{SD} dysponują aktywami po stronie sprzedaży energii, czyli licznymi grupami odbiorców, w znacznej części nieposzukujących i niewybierających alternatywnych sprzedawców energii. Mogą w znacznie większym stopniu skupić się na wyszukiwaniu najkorzystniejszych ofert zakupu energii dla swoich odbiorców niż na poszukiwaniu i pozyskiwaniu nowych.

Niezależne spółki obrotu PO nie mają takich aktywów. W swojej działalności muszą nie tylko poszukiwać najkorzystniejszych ofert zakupu, ale przede wszystkim poszukiwać i pozyskiwać odbiorców, dla których ma być przeznaczona zakupiona energia. Nie mają one w takim stopniu zapewnionej sprzedaży energii jak spółki PO_{SD}, które przejęły odbiorców i w dalszym ciągu są częścią kapitałowych grup energetycznych.

Innym cennym zasobem spółek obrotu może być dysponowanie aktywami po stronie wytwarzania energii. Własne aktywa wytwórcze ograniczają ryzyko związane z uzyskaniem korzystnych ekonomicznie dostaw energii dla odbiorców. Dostęp do aktywów wytwórczych stanowi bardzo silną przewagę konkurencyjną. Z tego powodu ustawa - Prawo energetyczne w artykule 49a ograniczyła możliwości wykorzystywania takiego uprzywilejowanego dostępu w grupach energetycznych i wprowadziła tzw. obligo giełdowe. Zobowiązuje ono wytwórców do sprzedaży energii na otwartym, ogólnodostępnym rynku to jest poprzez publiczny przetarg, za pośrednictwem giełdy, lub na internetowej platformie obrotu. Regulacja ta ma wykluczyć możliwość blokowania dostępu do energii elektrycznej spółkom spoza grupy skonsolidowanych przedsiębiorstw energetycznych.

W ciągu ostatnich lat obligo giełdowe wzrosło z poziomu 15% do 100%. Przy obligu giełdowym, zarówno niezależne spółki obrotu energią jak spółki działające w grupach energetycznych, mają dostęp do zakupu energii na tych samych warunkach i przy tych samych cenach. Różnice w portfelach kontraktów mogą wynikać tylko z wybranych przez nie terminów zakupu energii oraz z długości okresów zakupu. Choć dla wszystkich spółek są one te same, to w poszczególnych spółkach ich indywidualne „zestawy” mogą się znacząco różnić średnią ceną zakupu. Umiejętność takiego skonstruowania portfela kontraktów zakupu aby średnia cena zakupu była w nim najniższa, stanowi najważniejszą i najcenniejszą kompetencję spółek obrotu energią.

Reasumując, posiadając aktywa nawet tylko po jednej stronie obrotu energią, dużo łatwiej jest utworzyć portfel kontraktów zakupu i sprzedaży, zrównoważyć go dopasowując wolumen zakupu do wolumenu sprzedaży, czyli „domknąć portfel kontraktów”. Znacznie łatwiej jest też ograniczyć ryzyko związane z tym ewentualnym „niedomknięciem” i pozostawieniem go „otwartym” bądź po stronie zakupu bądź sprzedaży.

Niezależne spółki obrotu energią, podobnie jak pozostałe spółki obrotu, uczestniczą w obrocie energią według tych samych reguł i przy tych samych uprawnieniach. Zadaniem Prezesa URE jest pilnowanie, aby nie była w stosunku do nich wykorzystywana niedozwolona przewaga konkurencyjna, a także, aby i one nie stosowały niedozwolonych praktyk cenowych, przede wszystkim tzw. „zmów cenowych”.

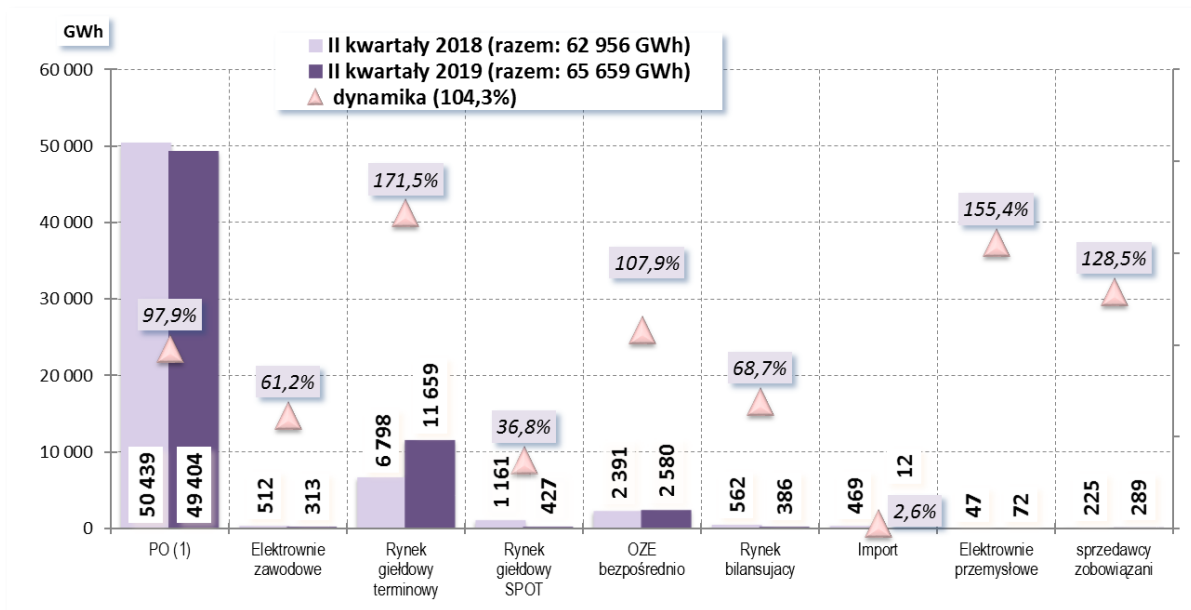
2.2. Struktura zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w przedsiębiorstwach obrotu

Dla zobrazowania struktury i cen zakupu i sprzedaży energii w dwóch grupach przedsiębiorstw obrotu i oraz wykazania różnic w ich działalności a zwłaszcza w uzyskiwanej efektywności ekonomicznej wybrano dwa typowe okresy ich działalności: pierwsze półrocze 2018 i pierwsze półrocze 2019.

2.2.1. Przedsiębiorstwa obrotu zasiedziałe - spółki obrotu energią typu PO_{SD}

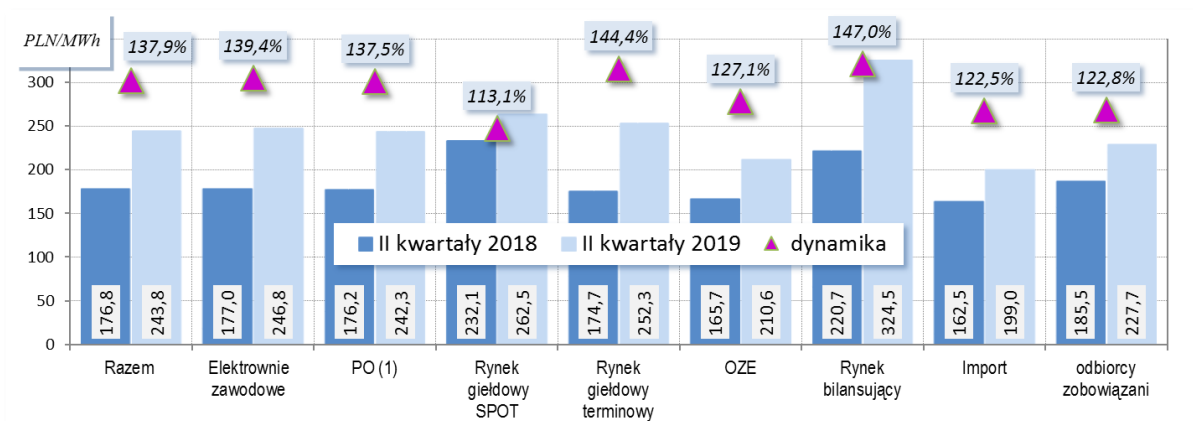
Przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziałe”, zaspokajają głównie potrzeby odbiorców końcowych. Na rynku hurtowym są w zdecydowanej większości nabywcami energii. W pierwszej połowie 2019 roku przedsiębiorstwa te kupiły 65 673,4 GWh energii elektrycznej, więcej niż rok wcześniej o 2 717,4 GWh (tj. o 4,3%).

Konsekwentnie głównym dostawcą dla PO_{SD} pozostają przedsiębiorstwa obrotu (PO), które na rynku energii odgrywają rolę pośrednika w obrocie energią elektryczną. W I półroczu 2019 roku zakup od PO stanowił 75% w strukturze zakupu energii, a zakupiony wolumen zmniejszył się o 1 035,5 GWh. Trzy PO_{SD} (na 5 wchodzących w skład grup energetycznych) pokrywały gros swojego zapotrzebowania, kupując energię z przedsiębiorstw obrotu (od 95,8% do 99,6% w strukturze zakupu). Na rynku giełdowym PO_{SD} kupiły sporo więcej energii niż rok wcześniej (o 51,8 tj. o 4 127,0 GWh), co znalazło odzwierciedlenie we wzroście udziału tego kierunku, w analizowanym okresie z 12,6% do 18,4%.



Źródło: ARE

Rys. 2.3. Kierunki zakupu energii elektrycznej w przedsiębiorstwach obrotu typu PO_{SD}



Źródło: ARE

(1) PO i PO_{SD}

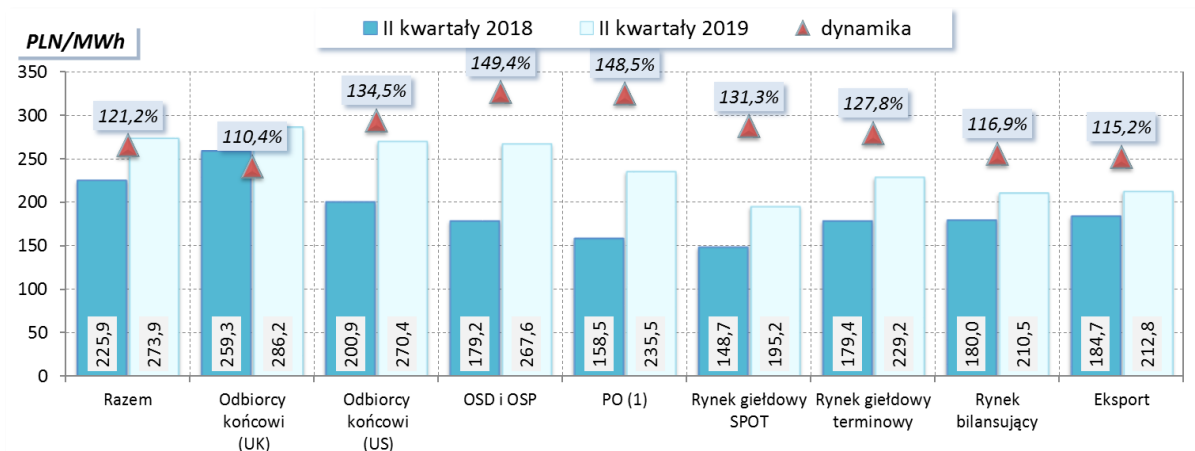
Rys. 2.4. Ceny zakupu energii elektrycznej w spółkach PO_{SD} wg kierunków zakupu

Rysunek 2.4 pokazuje kierunki zakupu energii spółek PO_{SD} oraz ceny płacone za energię w latach 2018 - 2019. Wynika z nich, że najkorzystniejsze ceny uzyskiwały one bądź importując energię z zagranicy bądź kupując ją na giełdowym rynku terminowym w kontraktach o dłuższych okresach dostaw (kwartały lub rok), choć ilości kupowanej energii nie były znaczące. Najwyższe ceny były w zakupach uzupełniających dokonywanych tuż przed terminem sprzedaży energii do odbiorców, a zwłaszcza zakup niedoboru energii na rynku bilansującym w dniu realizacji jej dostawy. Ilości kupowanej energii przy tych cenach nie były duże.

Porównanie roku 2019 do 2018 pokazuje, że w roku 2019 średnio płacono 243,8 PLN/MWh czyli zdecydowanie drożej niż rok wcześniej (o 67,0 PLN/MWh tj. o 37,5%). Na rynku terminowym TGE zakup był droższy (o 77,6 PLN/MWh; tj. o 44,4% - około 17,8% w strukturze zakupu energii). Najmniejszy wzrost ceny dotyczył rynku SPOT TGE o (30,4 PLN/MWh, tj. o 13,1% - tylko 0,7% w strukturze). Od wytwórców kupowano energię drożej (o 69,8 PLN/MWh tj. o 39,4% – tylko 0,48% w strukturze zakupu). Mocno wzrosła cena zakupu z rynku bilansującego o 103,8 PLN/MWh (tj. o 47,0%), choć ten kierunek zajmował nieznaczny udział w strukturze (0,59%).

Od stycznia do czerwca 2019 roku PO_{SD} sprzedały 65 502,8 GWh energii elektrycznej, więcej (o 4,1%, tj. o 2 597,9 GWh) w zestawieniu z pierwszym półroczem 2018 roku. Przeszło 89,6% portfela sprzedaży dotyczyło głównej grupy klientów - odbiorców końcowych, do których sprzedano nieznacznie więcej energii niż rok wcześniej (o 1,3%). Procentowo, znacznie więcej energii PO_{SD} sprzedały na rynku hurtowym (o 37,5%, tj. o 1 855,9 GWh). Mocno wzrosła sprzedaż na TGE (dynamika 277,6%), gdzie ponad 61% energii sprzedano na rynku SPOT.

Przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziały” typu PO_{SD}, jako dominujący sprzedawcy energii elektrycznej na rynku detalicznym, w pierwszym półroczu 2019 roku posiadały 87,9% tego rynku o, czyli więcej niż rok wcześniej (85,7%). Grupa tych przedsiębiorstw w trakcie sześciu miesięcy 2019 roku sprzedała odbiorcom końcowym 58 704,2 GWh, czyli nieznacznie więcej (o 1,3% tj. o 741,9 GWh), niż w pierwszej połowie roku 2018.



Źródło: ARE

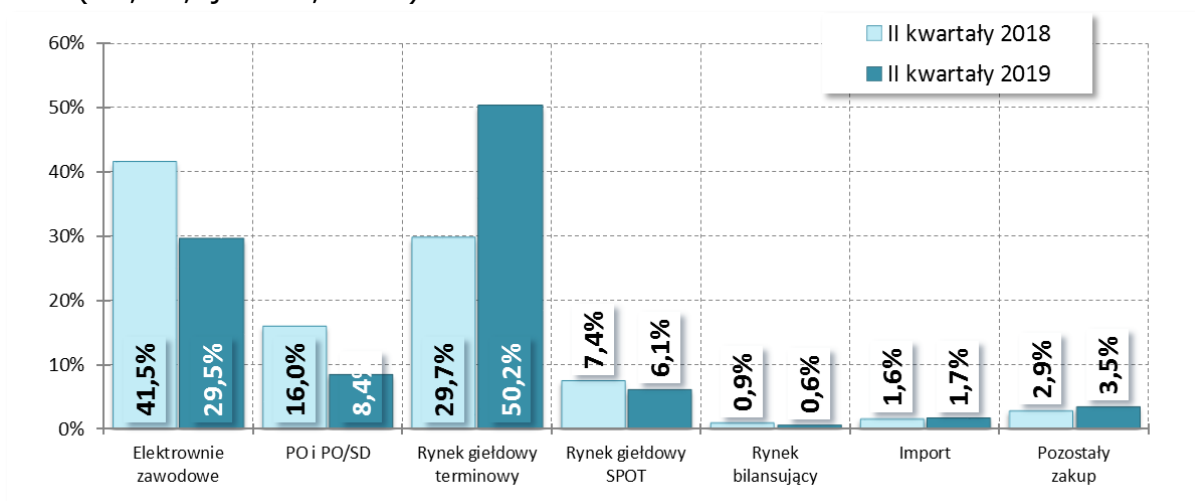
(1) PO i PO_{SD}

Rys. 2.5. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez PO_{SD} wg kierunków sprzedaży

Rysunek 2.5 pokazuje kierunki sprzedaży energii przez spółki PO_{SD} oraz uzyskiwane ceny w latach 2018 - 2019. Wynika z nich, że najkorzystniejsza była sprzedaż od odbiorców końcowych, natomiast najmniej korzystna była odsprzedaż nadwyżek do innych spółek obrotu, na spotowy rynek giełdowy a zwłaszcza na rynek bilansujący.

2.2.2. Przedsiębiorstwa obrotu niezależne - spółki obrotu energią typu PO

Grupa niezależnych przedsiębiorstw obrotu (alternatywnych) kupiła w roku 2019 116 387,2 GWh energii i był to wolumen minimalnie mniejszy niż w pierwszej połowie roku 2018 (o 0,5%; tj. o 524,5 GWh).

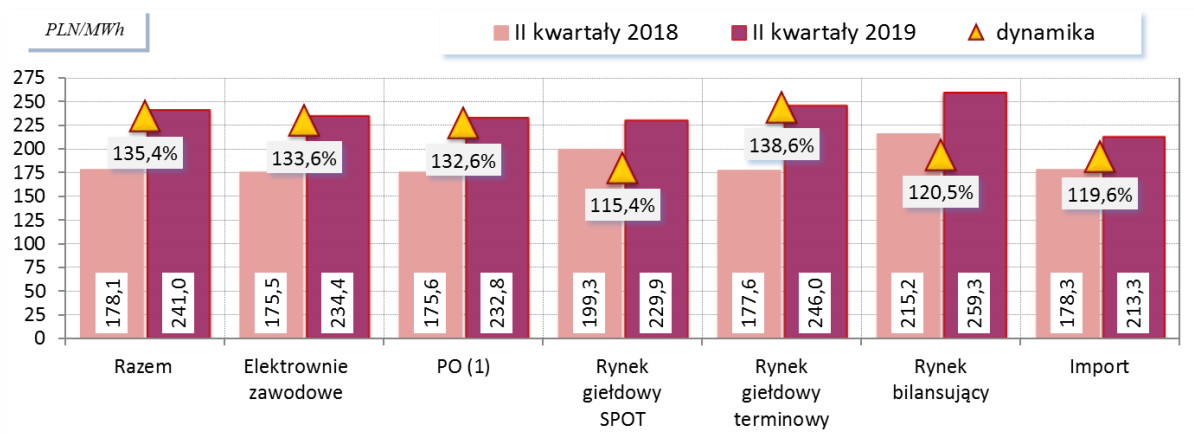


Źródło: ARE

Rys. 2.6. Struktura zakupu energii elektrycznej w przedsiębiorstwach obrotu PO

Zdecydowanie mniej energii kupiono z przedsiębiorstw obrotu, o 47,4% (tj. o 8 853,4 GWh) i kolejno z elektrowni zawodowych (o 29,2; tj. o 14 199,29 GWh). Mniejszy był również zakup z rynku bilansującego (o 37,6%; tj. o 389,9 GWh).

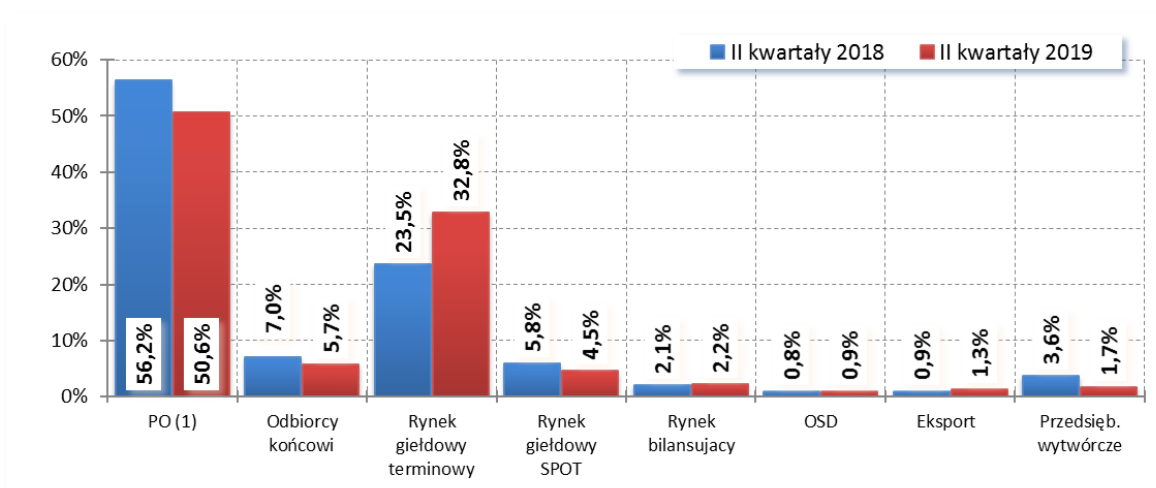
Wyraźnie, bo o ponad połowę, zwiększono zakup z rynku giełdowego (tj. o 22 113,8 GWh), przy czym więcej energii kupiono na rynku terminowym (o 68,2%). Zakup z rynku giełdowego SPOT był mniejszy niż w pierwszej połowie 2018 roku (dynamika 81,8%).



Źródło: ARE

Rys. 2.7. Średnie ceny zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu (PO) wg kierunków

Rysunek 2.7 pokazuje kierunki zakupu spółek obrotu PO wraz z odpowiadającymi im cenami płaconymi za energię w latach 2018 - 2019. Spółki obrotu PO w pierwszym półroczu 2019 roku kupowały energię drożej niż rok wcześniej (średnio o 63,0 PLN/MWh; tj., o 35,4%) czyli po 241,0 PLN/MWh. Droższy był zakup ze wszystkich kierunków: z przedsiębiorstw obrotu (o 57,2 PLN/MWh, tj. o 32,6%), od wytwórców (o 58,9 PLN/MWh, tj. o 33,6%), na rynku terminowym TGE (o 68,4 PLN/MWh; tj. o 38,6%), na rynku SPOT TGE (o 30,6 PLN/MWh, tj. o 15,4%), na rynku bilansującym (o 44,1 PLN/MWh, tj. o 20,5%) i z importu (o 35 PLN/MWh; tj. o 19,6%). Najdroższy (bez rynków bieżących SPOT i bilansującego) był zakup na rynku terminowym TGE (246,0 PLN/MWh), droższy niż od wytwórców (o 11,6 PLN/MWh) i z przedsiębiorstw obrotu (o 13,2 PLN/MWh). Rok wcześniej ceny zakupu z tych trzech kierunków różniły się nieznacznie.

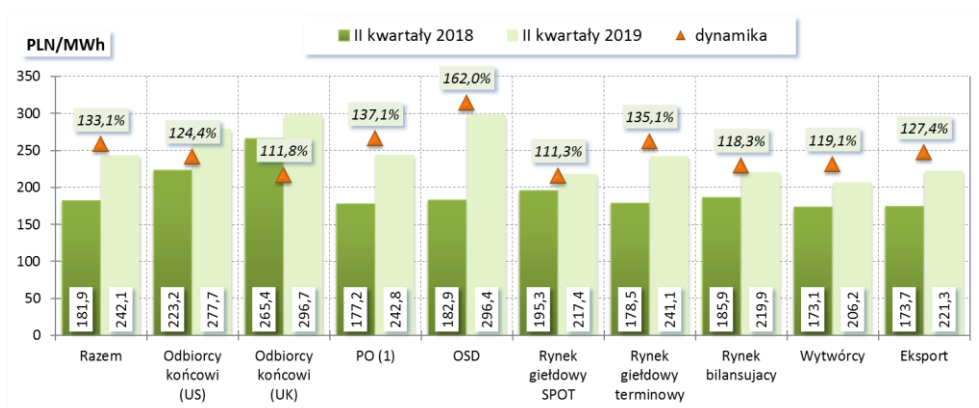


Źródło: ARE

(1) PO i PO_{SD}

Rys. 2.8. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w spółkach obrotu typu PO

Grupa PO minimalnie więcej energii sprzedała na rynku hurtowym, na rynku detalicznym sprzedaż była mniejsza o 18,7%. Na dominującym kierunku sprzedaży - do innych przedsiębiorstw obrotu - sprzedano mniej energii o 10,8% (tj. o 6 998,5 GWh). Wzrost wolumen energii sprzedanej na TGE o 25,9% (tj. o 8 823,3 GWh), więcej sprzedano na rynku terminowym (o 38,0%) i mniej na rynku SPOT (o 22,9%). Do wytwórców sprzedano o 52,9% mniej energii (tj. o 2 225,0 GWh). Mniejszy wolumen trafił do odbiorów końcowych (o 1 513,5 GWh) a ich udział w strukturze sprzedaży obniżył się do 5,7% (z 7%). Z zaprezentowanych danych wynika, że grupa spółek PO koncentruje swoją działalność na rynku hurtowym. Więcej energii sprzedano na rynku bilansującym (o 7,0%, tj. o 167,6 GWh) i więcej energii skierowano na eksport (o 48,5%; tj. o 483,7 GWh), choć nie są to duże ilości.



Źródło: ARE

(1) PO i PO_{SD}

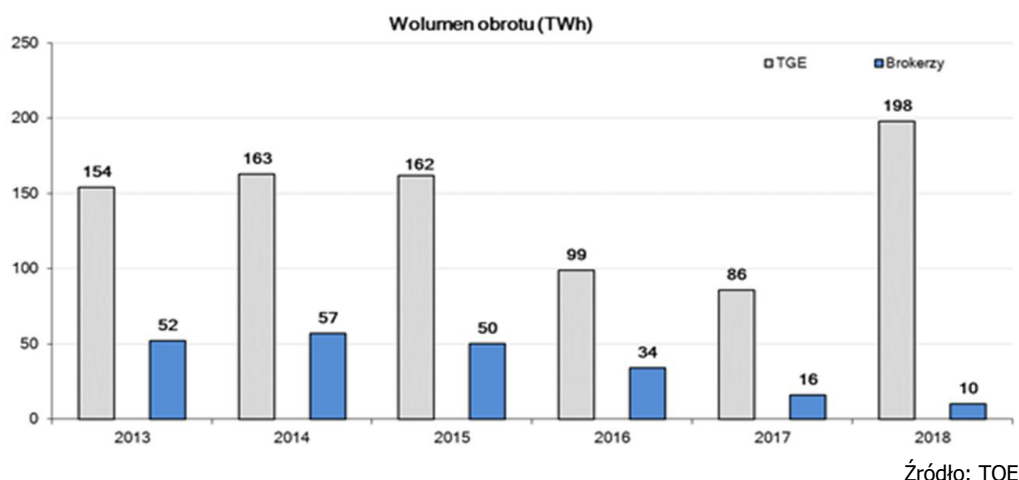
Rys. 2.9. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez przedsiębiorstwa obrotu (PO) wg kierunków sprzedaży

Rysunek 2.9 pokazuje kierunki sprzedaży energii przez spółki PO wraz z uzyskiwanymi cenami w latach 2018 - 2019. Wynika z nich, że podobnie jak w spółkach PO_{SD}, najkorzystniejsze warunki uzyskiwano ze sprzedaży energii do odbiorców końcowych choć ich udział w sprzedaży tych spółek jest tylko kilkuprocentowy.

Ogółem energia sprzedawana przez przedsiębiorstwa obrotu PO w roku 2019 była również sporo droższa niż rok wcześniej (o 60,2 PLN/MWh, tj. o 33,1%).

2.3. Rola Towarowej Giełdy Energii – wolumeny i rodzaje produktów i indeksów

Towarowa Giełda Energii (TGE) jest niezbędnym elementem konkurencyjnego hurtowego rynku energii. W wyniku wprowadzenia dla wytwórców ustawowego obowiązku sprzedaży swojej energii na rynku giełdowym, dominuje on pod względem ilości sprzedawanej i kupowanej na nim energii. Celem wprowadzonego obowiązku jest zapewnienie wszystkim uczestnikom rynku hurtowego równoprawnego dostępu do energii na rynku. Rysunek 2.10 obrazuje dominującą rolę rynku giełdowego, wynikającą z wielkości obliża giełdowego i jego zmian w kolejnych latach 2015 -2018.



Rys. 2.10. Wolumeny obrotu na terminowym hurtowym rynku energii elektrycznej w Polsce

Obrót energią elektryczną na TGE jest preferowany bo zapewnia następujące korzyści:

- Uczestniczący w rynku giełdowym mają ten sam i jednakowy dostęp do informacji rynkowych. Obszerne, publikowane codziennie informacje o sytuacji na rynku pomagają uczestnikom na zawieranie optymalnych transakcji zakupu i sprzedaży energii. a pozostałym uczestnikom rynku hurtowego dostarczają obiektywnej informacji o bieżącej rynkowej wartości energii. Przy równowadze podaży i popytu giełda sprawia, że cena giełdowa jest równa wartości energii. Stąd ceny giełdowe są podstawą do transakcji rynkowych dokonywanych poza rynkiem giełdowym.

- Zapewnia uczestnikom jawne, przejrzyste i jednakowe dla wszystkich reguły zawierania transakcji handlowych.
- Zapewnia redukcję kosztów negocjacji transakcyjnych poprzez automatyzację procesu wyszukiwania i akceptacji najlepszej oferty.
- Zapewnia dużą elastyczność przy zawieraniu transakcji w zakresie ilości energii, terminu dostawy i okresu jej trwania.
- Umożliwia skuteczne zarządzanie ryzykiem handlowym wynikającym ze zmienności cen i zmienności wolumenu potrzebnej energii.
- Likwiduje ryzyko kredytowe, gdyż rynek giełdowy gwarantuje uzyskanie należności za sprzedaną energię.

Według danych TGE na koniec 2019 roku w obrocie energią elektryczną na Giełdzie uczestniczyło 77 przedsiębiorstw krajowych i zagranicznych. Wolumen obrotu energią wyniósł 228 905 528 MWh, co oznacza wzrost o 1,3 % do roku 2018. Rekordowe były także wolumeny na RDN i RDB, a na całym rynku spot wolumen wzrósł o 22,4 %, do poziomu 33 915 069 MWh. Wolumen na RDN wyniósł 33 740 542 MWh (wzrost o 22,1 proc.), a na RDB 174 527 MWh (wzrost o 125,3 proc.). Na RTT jednak wolumen obrotu zmalał o 1,7 %, do poziomu 194 990 459 MWh.

2.3.1. Zasady obrotu towarami giełdowymi na TGE

Obrót towarami giełdowymi na podstawie zgłoszonych ofert sprzedaży i zakupu jest realizowany w dwóch systemach – w systemie kursu jednolitego i w systemie notowań ciągłych.

Na podstawie składanych zleceń zakupu i sprzedaży towaru giełdowego, określających jego ilości i oczekiwane ceny, giełda określa jednolity kurs jednostki towaru giełdowego. Jednolity kurs giełda określa w taki sposób, aby osiągnąć równowagę pomiędzy deklarowanym popytem a podażą przy zachowaniu zasady maksymalizacji wolumenu obrotu, czyli przy wykonaniu maksymalnej liczby złożonych zleceń.

Po ustaleniu jednolitego kursu jednostki towaru np. 1 MWh energii, otrzymane przez giełdę zlecenia sprzedaży i zakupu są realizowane zgodnie z następującymi zasadami:

- zlecenia sprzedaży złożone z limitem ceny poniżej kursu jednostki towaru będą zrealizowane w całości;
- zlecenia kupna złożone z limitem ceny powyżej kursu jednostki towaru będą zrealizowane w całości;
- zlecenia kupna i sprzedaży złożone z limitem ceny równym kursowi jednostki towaru mogą zostać zrealizowane częściowo, w całości albo wcale,
- pozostałe zlecenia nie są realizowane.

W systemie notowań ciągłych złożone zlecenia mogą być po wysłaniu w czasie sesji giełdowej modyfikowane lub usuwane do wysokości wolumenu, który nie został jeszcze zrealizowany. Kurs transakcyjny jest ustalany na podstawie złożonych zleceń z najlepszym

limitem ceny kupna i sprzedaży umożliwiającym zawarcie transakcji. Obroty w systemie notowań ciągłych są zawierane według następujących zasad:

- w pierwszej kolejności są realizowane zlecenia o najwyższym limicie ceny w przypadku zleceń kupna i o najniższym limicie ceny w przypadku zleceń sprzedaży,
- zlecenia z równymi limitami ceny są realizowane według czasu przyjęcia zlecenia (zlecenie przyjęte wcześniej zostanie zrealizowane w pierwszej kolejności),
- zlecenia bez limitu ceny są realizowane w momencie przyjęcia zlecenia po cenie wynikającej z limitu ceny w oczekującym zleceniu przeciwnym,
- pozostałe zlecenia nie są realizowane do czasu ich modyfikacji lub usunięcia.

2.3.2. Rynki towarów giełdowych na TGE

Na rynku giełdowym TGE obrót towarami giełdowymi, dokonywany jest na następujących, odrębnie funkcjonujących i rozliczanych rynkach:

- Rynku Dnia Następnego i Bieżącego (oznaczanych jako RDN i RDB) – w zakresie obrotu energią elektryczną.
- Rynku Dnia Następnego i Bieżącego Gazu (oznaczanych jako RDN i RDB) – w zakresie obrotu gazem.
- Rynku Terminowym Towarowym (oznaczanym jako RTT) – w zakresie obrotu instrumentami terminowymi na energię elektryczną i prawa majątkowe oraz instrumentami terminowymi na gaz.
- Rynku Praw Majątkowych (oznaczanym jako RPM) – w zakresie obrotu prawami majątkowymi do świadectw pochodzenia energii elektrycznej.
- Rynku Upnień do Emisji CO₂ (oznaczanym jako RUE) – w zakresie obrotu upnieniami do emisji
- Rynku Instrumentów Finansowych (oznaczanym jako RIF).

Ponadto TGE prowadzi Rejestr Świadectw Pochodzenia oraz Rejestr wynikających z nich praw majątkowych. Prowadzone są one na zasadach określonych w ustawie Prawo energetyczne, ustawie o efektywności energetycznej i w Regulaminie Rejestru Świadectw Pochodzenia, określonym przez TGE.

2.3.3. Rynek dnia następnego RDN na TGE

Rynek Dnia Następnego (RDN) funkcjonuje od 30 czerwca 2000 r. Jest rynkiem dla bieżących transakcji dla energii (tzw. rynkiem spot). Jest on przeznaczony dla tych przedsiębiorstw obrotu, które chcą „domykać” swoje portfele wcześniejszych zakupów/sprzedaży w poszczególnych godzinach doby. W ramach RDN dostępne są kontrakty zakupu i sprzedaży na poszczególne godziny i kontrakty blokowe na zestawy godzin w poszczególnych okresach doby (godziny bazowe, godziny szczytowe oraz godziny poza szczytem).

Ceny energii elektrycznej na RDN w kontraktach blokowych (w zł/MWh) określane są obecnie przez 6 indeksów cenowych odnoszących się do dnia tygodnia oraz pory dnia dostawy:

- **TGeBase** - średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy bazowej (od 00:00 do 24:00), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych.
- **TGePeak** - średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych okresu szczytu danej doby dostawy (od 07:00 do 22:00), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych oraz blokowych i weekendowych typu PEAK.
- **TGeOffpeak** - średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych okresu spoza szczytu danej doby dostawy (od 00:00 do 07:00 oraz od 22:00 do 24:00), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych oraz blokowych i weekendowych typu OFFPEAK.
- **TGe24** - średnia arytmetyczna z cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) określonych w ramach kursu jednolitego o godz. 10:30. TGe24 stanowi również instrument bazowy dla kontraktów na rynku instrumentów finansowych.
- **TGe15** - średnia arytmetyczna z cen godzinowych okresu szczytu danej doby dostawy (od 07:00 do 22:00) określonych w ramach kursu jednolitego o godz. 10:30.
- **TGe9** - średnia arytmetyczna z cen godzinowych okresu spoza szczytu danej doby dostawy (od 00:00 do 07:00 oraz od 22:00 do 24:00) określonych w ramach kursu jednolitego o godz. 10:30.

W tabeli poniżej pokazane są przykładowe wartości wymienionych wyżej indeksów cenowych obliczonych i opublikowanych w dniu 12 lutego 2020 roku oraz wolumeny energii sprzedanych przy tych cenach na rynku giełdowym.

Tabela 2.1. Wartości cenowych indeksów giełdowych na rynku energii elektrycznej RDN w dniu 12 lutego 2020 roku. Zieloną strzałką pokazany jest kierunek zmiany indeksu od poprzedniego notowania.

Indeks	Kurs (PLN/MWh)	Zmiana	Wolumen (MWh)
TGeBase	210,64	▲	79 048,0
TGePeak	256,14	▲	42 364,5
TGeOffpeak	136,27	▲	32 507,5
TGe24	211,88	▲	59 880,3
TGe15	257,49	▲	32 819,8
TGe9	135,86	▲	27 060,5

Źródło: TGE

Ceny na RDN stanowią odniesienie dla cen energii w kontraktach dwustronnych, zawieranych poza rynkiem giełdowym.

2.3.4. Rynek Dnia Bieżącego RDB na TGE

Na rynku RDB notowane są ilości energii z dostawą w następnym dniu. Ich notowania rozpoczynają się o godzinie 14:00 na dzień przed dostawą i stopniowo wygasają na godzinę przed rozpoczęciem dostawy w dniu następnym. Rynek służy do dodatkowej, ewentualnej korekty portfela kontraktów, również w dniu, w którym realizowane są również transakcje giełdowe na rynku RDN.

2.3.5. Rynek Towarowy Terminowy RTT na TGE

Rynek Terminowy Towarowy (RTT) dla energii elektrycznej został uruchomiony 19 listopada 2008 roku i umożliwia zawieranie transakcji standardowymi produktami terminowymi na dostawę energii elektrycznej w jednakowej ilości energii w każdej godzinie wykonania kontraktu.

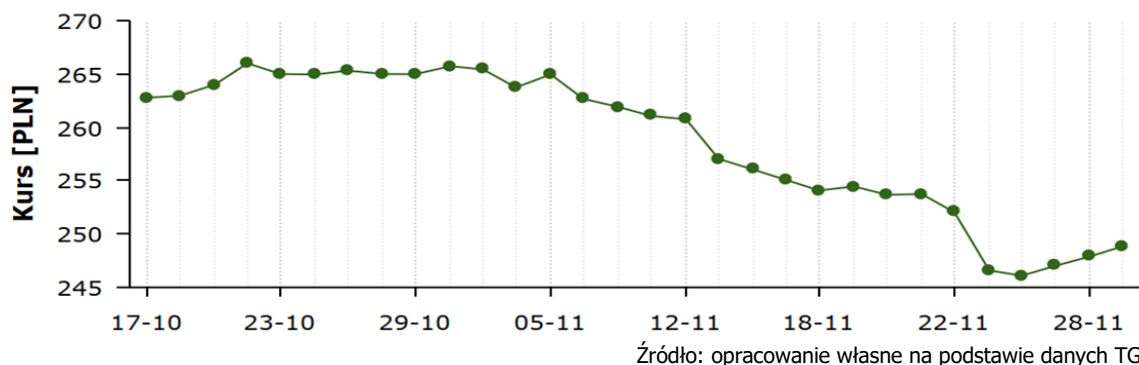
Kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej jest umową, w której sprzedający (wystawca kontraktu) zobowiązuje się do dostarczenia energii elektrycznej w określonym terminie w przyszłości i po określonej cenie, a kupujący (nabywca kontraktu) zobowiązuje się do nabycia tej energii w określonym terminie i po określonej cenie. Kontrakty terminowe pozwalają w ten sposób wyznaczyć cenę energii elektrycznej w dłuższym horyzoncie czasowym, co stwarza istotną informację cenową dla inwestorów planujących budowę nowych mocy wytwórczych. Obserwowanie notowań kontraktów na rynku terminowym pozwala spółkom obrotu prognozować ceny i optymalizować swoje koszty sprzedaży/zakupu energii elektrycznej w dłuższym horyzoncie czasowym.

Pod względem wolumenów obrotu RTT jest największym z giełdowych rynków energii. Do obrotu wprowadzone zostały cztery rodzaje kontraktów terminowych wyróżnionych ze względu na ich termin wykonania i czas ich trwania. Symbol kontraktu informuje o czasie trwania kontraktu (tydzień W, miesiąc M, kwartał Q, rok Y) oraz wskazuje termin rozpoczęcia realizacji kontraktu poprzez podanie numeru tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku. Symbol BASE oznacza dostawę całodobową, PEAK5 oznacza, że kontrakt dotyczy godzin szczytu tylko w 5 dniach roboczych tygodnia, OFFPEAK oznacza dostawę w godzinach pozaszczytowych od 00:00 do 07:00 oraz od 22:00 do 24:00.

Dokonywany jest obrót następującymi kontraktami terminowymi:

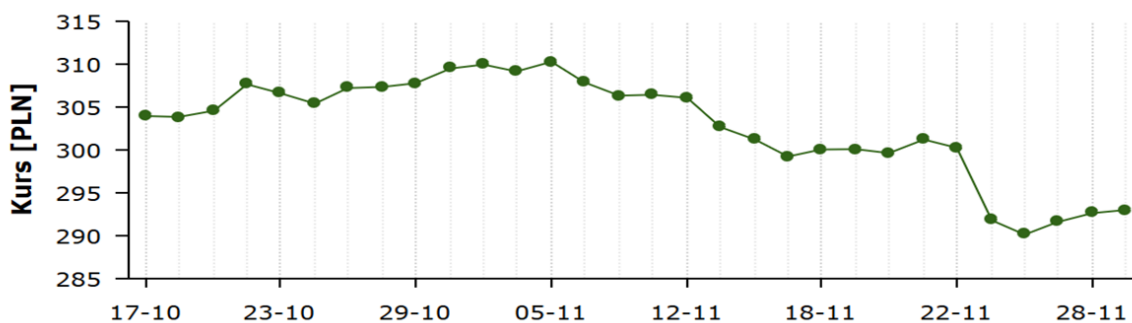
- **tygodniowe** (BASE_W, PEAK5_W, OFFPEAK_W),
- **miesięczne** (BASE_M, PEAK5_M, OFFPEAK_M),
- **kwartalne** (BASE_Q, PEAK5_Q, OFFPEAK_Q),
- **roczne** (BASE_Y, PEAK5_Y, OFFPEAK_Y).

Obrót kontraktami prowadzony jest wyłącznie w systemie notowań ciągłych.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rys. 2.11. Notowania kontraktu rocznego na energię bazową całodobową BASE_Y_20 (dostawa w ciągu całego roku 2020) na Rynku Terminowym Towarowym RTT w październiku i listopadzie 2019 roku



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rys. 2.12. Notowania kontraktu rocznego na energię szczytową PEAK5_Y_20 (dostawa w całym roku 2020) na Rynku Terminowym Towarowym RTT w październiku i listopadzie 2019 roku

2.3.6. Rynek Praw Majątkowych RPM na TGE

Prawa majątkowe, są instrumentem wsparcia wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, wytwórców energii w kogeneracji oraz promowania efektywności energetycznej. Stanowią osobną kategorię towarów giełdowych na TGE.

Rynek Praw Majątkowych (RPM) dla OZE funkcjonuje od 28 grudnia 2005 r. Pozwala on wytwórcom korzystnie sprzedać uzyskane od Prezesa URE prawa majątkowe, a spółkom energetycznym wywiązać się z ustawowego obowiązku ich zakupu.

Na rynku odbywa się obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia odnoszącymi się do:

- produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (PMOZE, PMOZE_A), tzw. „zielone certyfikaty”;
- produkcji energii elektrycznej w biogazowniach rolniczych (PMOZE-BIO) tzw. „błękitne certyfikaty”;

- produkcji biogazu rolniczego i wprowadzenia go do sieci dystrybucyjnej (PMBG), tzw. „brązowe certyfikaty”;
- poprawy efektywności energetycznej, które otrzymywane są przez podmioty prowadzące inwestycje mające na celu zmniejszenie ilości zużywanej energii (PMEF, PMEF_F, PMEF-2019 i PMEF-2020), tzw. „białe certyfikaty”.

Tabela poniżej zawiera notowania kontraktów na wyżej wymienione rodzaje praw majątkowych, przy czym na kontrakty PMOZE, PMBG, PMEF-2019 i PMEF – 2020 w dniu 18 lutego 2020 r. nie było ani zleceń sprzedaży ani zakupu.

Tabela 2.2. Notowania kontraktów na prawa majątkowe w transakcjach na sesji giełdowej w dniu 18 lutego 2020 r.

	Notowania ciągłe				
	Kurs min (PLN/MWh)	Kurs max (PLN/MWh)	Wolumen (MWh)	Kurs jednolity (PLN/MWh)	Wolumen (MWh)
PMOZE	-	-	-	-	-
PMOZE_A	149,51	150,20	112 754	150,00	24 010
PMBG	-	-	-	-	-
PMOZE-BIO	300,00	300,05	5839	300,03	656
	Kurs min (PLN/toe)	Kurs max (PLN/toe)	Wolumen (toe)	Kurs jednolity (PLN/toe)	Wolumen (toe)
PMEF	1885,00	1920,00	2137	1 880,00	300
PMEF_F	1900,00	1900,00	20	1 900,00	63
PMEF-2019	-	-	-	-	-
PMEF-2020	-	-	-	-	-

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych TGE

Prawa majątkowe można sprzedać bądź kupić na trzy sposoby:

- w transakcjach na sesji giełdowej RPM i wtedy rozliczanych przez TGE,
- w transakcjach pozasesyjnych z gwarancją rozliczenia przez TGE (na wniosek stron kontraktu w celu zagwarantowania sobie terminowego rozliczenia należności),
- w transakcjach pozasesyjnych poza TGE i nierozliczanych wtedy przez TGE.

Notowania sesyjne i rejestrowanie transakcji pozasesyjnych odbywają się zgodnie z publikowanymi przez TGE harmonogramem, który znajduje się w szczegółowych warunkach obrotu dla poszczególnych rodzajów praw majątkowych.

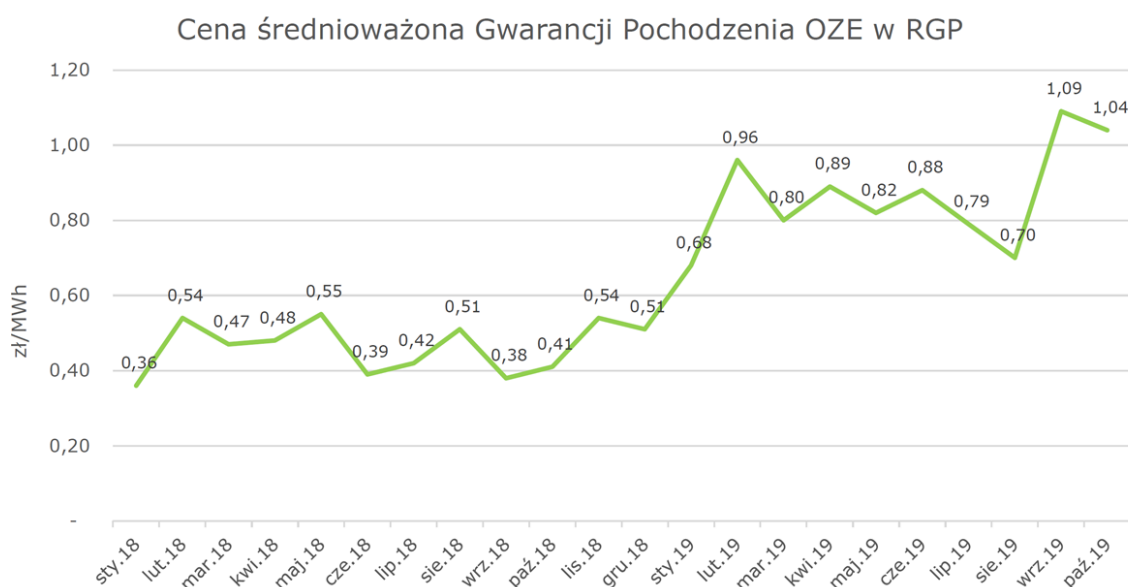
2.3.7. Rynek Gwarancji Pochodzenia RGP na TGE

Gwarancje pochodzenia energii są dodatkowym elementem polityki klimatycznej Unii Europejskiej, mającym na celu wsparcie źródeł proekologicznych. W związku z tym stworzono system dokumentów (gwarancji), które powstają wraz z proekologiczną produkcją

energii i tracą ważność z chwilą ich przekazania odbiorcy końcowemu wraz ze sprzedaną energią.

- Gwarancje pochodzenia w pierwszej kolejności wprowadzono dla OZE. Szereg spółek obrotu gwarantuje swoim odbiorcom końcowym, że 100% kupowanej przez nich energii pochodzi ze źródeł odnawialnych, czy nawet z konkretnych instalacji. W 2014 roku na TGE SA uruchomiono Rejestr Gwarancji Pochodzenia (RGP). Rejestr skierowany jest do wytwórców energii z OZE, spółek obrotu, brokerów oraz wszystkich zainteresowanych podmiotów, którym zależy na poświadczeniu pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł odnawialnych.
- Gwarancje wystawia Prezes URE, które następnie „wczytywane” są do Rejestru. Ich posiadacze mogą następnie handlować nimi lub przekazywać je odbiorcom jako dowody zakupu energii OZE.

Rysunek 2.13 pokazuje notowania średnioważonych cen gwarancji pochodzenia energii z OZE na rynku giełdowym w okresie 2018 i 2019 roku.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rys. 2.13. Średnioważona cena gwarancji pochodzenia energii z OZE w latach 2018 – 2019

2.4. Produkty na rynku hurtowym a rynek detaliczny

Rynek hurtowy w elektroenergetyce to obszar obrotu „zajmujący się” zakupem energii od producentów, przedsiębiorstw obrotu energią i sprzedawców, a następnie jej sprzedażą innym przedsiębiorstwom w celu dalszej odsprzedaży. Rynek hurtowy jest rynkiem konkurencyjnym, na którym ceny określa relacja podaży do popytu. Obrót energią dokonywany jest po cenach hurtowych, które są kształtowane głównie przez TGE, gdzie dokonywana jest większość obrotu. Ceny giełdowe zmieniają się co godzinę. Zależą od daty

zawarcia transakcji, terminu dostawy i okresu dostawy. Podstawową jednostką ilości energii na rynku hurtowym jest 1 megawatogodzina – 1 MWh czyli 1000 kWh. Dla porównania Odbiorca w gospodarstwie domowym aktualnie zużywa rocznie około 2 MWh czyli około 2000 kWh.

Rynek Hurtowy od rynku detalicznego odróżnia nie wolumen sprzedawanej energii, ale sposób jej wykorzystania przed nabywcę. Na rynku detalicznym zakup dokonywany jest w celu jej zużycia. Ceny na rynku detalicznym w umowach sprzedaży są kształtowane z reguły na dłuższe okresy, na ogół na rok, choć niekiedy w transakcjach uzupełniających zakup roczny - na kwartał lub miesiąc. Ilość energii nie ma tu zasadniczego znaczenia dla jej ceny.

Różnice pomiędzy cenami rynku hurtowego a cenami rynku detalicznego wynikają z obciążenia cen detalicznych składnikami wynikającymi z obowiązku sprzedawców zakupu dodatkowych produktów rynkowych oraz obowiązkiem zapłaty podatku akcyzowego.

Na rynku hurtowym (zarówno w obrocie giełdowym jak i pozagiełdowym) ze względu na **terminy dostaw** zawierane kontrakty zakupu i sprzedaży dzieli się na:

- natychmiastowe (spot) z terminem wykonania krótszym niż 2 dni,
- terminowe z dłuższym terminem rozpoczęcia dostawy.

Ze względu na **długość trwania dostaw** kontrakty dzieli się na:

- krótkoterminowe - tj. trwające do kilku miesięcy, w tym
 - ✓ godzinowe (jedna lub kilka godzin),
 - ✓ dobowe (jedna lub kilka dób),
 - ✓ tygodniowe (jeden do 4 tygodni),
 - ✓ miesięczne,
 - ✓ kwartalne.
- średnioterminowe (pół roku do dwóch lat),
- długoterminowe (ponad 18 miesięcy).

Na hurtowym rynku energii produktami tworzącymi hurtową cenę energii są:

- energia elektryczna konwencjonalna tzw. czarna.
- usługi Operatorów Rynku (OH lub OHT).

Przedsiębiorstwo obrotu energią, oferując swoją energią do sprzedaży na rynku hurtowym, uwzględnia powyższe składniki. Wynikają one z kosztu zakupu energii na TGE lub od wytwórcy oraz z kosztów wykonania sprzedaży obejmujących koszt usługi Operatora Rynku, z własnych kosztów handlowych (finansowych i operacyjnych) oraz z marży na sprzedaży. Na hurtowe ceny energii wpływa sytuacja na rynku węgla kamiennego, rynku gazu oraz rynku uprawnień do emisji CO₂.

Obecnie energia wyprodukowana ze źródeł odnawialnych (energetyka wodna, wiatrowa fotowoltaiczna czy biogazownie) a także wyprodukowana w skojarzeniu (kogeneracji) z energią ciepłą sprzedawane są po tych samych cenach, co energia konwencjonalna, wytworzona z paliw kopalnych. Wyższe koszty produkcji tych energii są pokrywane przez odbiorców końcowych poprzez dodatkowe składniki cen detalicznych oraz przez dodatkowe składniki cen usług dystrybucyjnych i przesyłowych.

W konsekwencji, sprzedawca energii do odbiorców końcowych do hurtowej ceny energii dolicza koszt energii bilansującej oraz marżę detaliczną na pokrycie kosztów swojej działalności. Energia bilansująca dokupywana jest od OSP. Uzupełnia ona ilość energii kupionej przez sprzedawcę na rynku hurtowym w sytuacji, gdy odbiorca pobierając energię z sieci zużyje jej więcej niż to przewidział dla niego sprzedawca.

Ponadto zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii i ustawą o efektywności sprzedawca energii na rynku detalicznym ma obowiązek zakupu praw majątkowych w ilości proporcjonalnej do ilości sprzedawanej energii Są to prawa majątkowe do:

- świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych - certyfikat zielony – prawo majątkowe do świadectwa typu PMOZE;
- świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w biogazowniach - certyfikat błękitny – prawo majątkowe do świadectwa typu PMOZE- BIO;
- świadectw efektywności energetycznej – potwierdzenie uzyskania oszczędności energii w wyniku działań proefektywnościowych - certyfikat biały – prawo majątkowe do PME (trzy rodzaje świadectw: PME, PME 20xx, PME-F).

Część odbiorców końcowych jest zainteresowanych wzmocnieniem swojej pozycji konkurencyjnej na rynku usług i produktów. Stąd dodatkowo zakupują oni od sprzedawców produkty, które nie stanowią obowiązkowego składnika ceny detalicznej. Są to:

- gwarancje pochodzenia energii elektrycznej z OZE;
- gwarancje pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

Zakup gwarancji ma przekonać nabywców ich produktów, że zostały one wykonane tylko z wykorzystaniem ekologicznych rodzajów energii a więc ich zakup wspiera ochronę środowiska i klimatu. Przykładem tego rodzaju działania jest oferta sprzedawcy energii innogy Polska. Oferuje on energię z gwarancją, że pochodzi ona wyłącznie ze źródeł odnawialnych. Cena tej energii jest wyższa niż tej bez gwarancji.

Ważnym składnikiem cen energii na rynku detalicznym jest koszt ryzyka sprzedawcy. Ryzyko to wiąże się głównie z okolicznością, że odbiorcy wymagają stabilnej ceny w okresie, co najmniej rocznym lub dłuższym, a hurtowe ceny zakupywanej dla odbiorców energii są zmienne, niekiedy w sposób trudno przewidywalny i zaskakujący. Nieuwzględnienie tego ryzyka poprzez odpowiednio wyższą cenę detaliczną może prowadzić do „wypadnięcia” sprzedawcy z rynku. Ryzyko to jest przedmiotem obrotu na Rynku Instrumentów Finansowych - RIF. Takie instrumenty finansowe jak futures czy opcje pozwalają na pozbycie się przez sprzedawcę części lub całości ryzyka rynkowego i przekazanie go innemu podmiotowi płacąc mu określone przez rynek giełdowy RIF wynagrodzenie.

2.5. Podsumowanie – wpływ sytuacji na rynku hurtowym 2017 – 2019 na przedsiębiorstwa obrotu

Rok 2017 był pierwszym rokiem, podczas którego niemal wszyscy wytwórcy podlegali obowiązkowi tzw. „obligo giełdowego” na poziomie 15%. Ponieważ we względnie niskim poziomie obligo upatrywano powód zmniejszenia obrotów na TGE, stąd ustawą, która weszła w życie 3 stycznia 2018 r., zwiększono „obligo giełdowego” dla wszystkich wytwórców do poziomu 30%. Nowe zasady obejmowały energię elektryczną wyprodukowaną od stycznia 2018 roku. Ustawodawca nie przewidział jednak przepisów przejściowych, co spowodowało, że obowiązkowi podlegała energia, która już w znakomitej części została sprzedana, zaskakując tym większość wytwórców.

Rok 2018 przyniósł kolejne zmiany w ustawie - Prawo energetyczne w zakresie obligo giełdowego. Przyczynkiem do takich działań były rosnące w 2018 roku ceny energii elektrycznej w obrocie giełdowym, czego źródeł upatrywano w czynnikach innych niż wzrost cen węgla czy cen uprawnień do emisji CO₂. Stąd w dniu 9 listopada 2018 r. Sejm nowelizował ustawę - Prawo energetyczne nakładając od 1 stycznia 2019 r. na wytwórców (z pewnymi, ale dość znaczącymi wyłączeniami) obowiązek sprzedaży energii na giełdach towarowych na poziomie 100%. W efekcie w ciągu trzech lat obligo wzrosło z poziomu 15% do 100%.

Podniesienie obligo miało na celu ustabilizowanie cen na rynku hurtowym, których duże wzrosty związane były także z małą płynnością na rynku giełdowym. Jeszcze zanim zaproponowano nowelizację Minister Energii zaapelował do przedsiębiorstw energetycznych o prowadzenie obrotu wyłącznie w oparciu o rynek giełdowy, do czego dostosowały się przede wszystkim duże spółki obrotu z grup energetycznych.

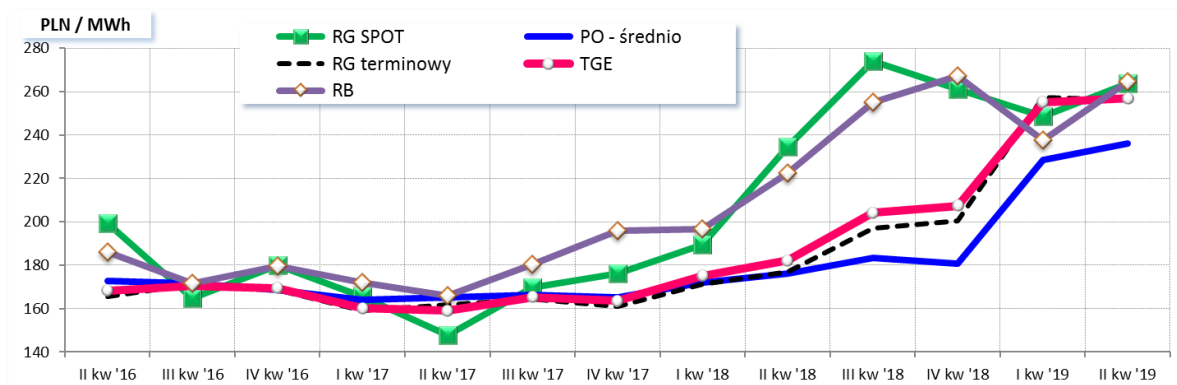
Na rynku hurtowym dominuje obrót giełdowy jedynie „uzupełniany” obrotem pozagiełdowym, ale także o opartym o ceny, jakie są ustalane w transakcjach na rynku giełdowym. Oznacza to, że sytuacja na rynku hurtowym w latach 2017 – 2019 przede wszystkim wynikała z tego, co działo się na rynku giełdowym, zwłaszcza przy stale rosnącym „obligo giełdowym” nakazującym wytwórcom sprzedaż energii wyłącznie przez TGE.

Tabela 2.3. Kierunki sprzedaży energii przez spółki obrotu w latach 2016-2017 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż
2016	131,7	90,8	5,1	2,9	116,7	19,3
2017	127,2	61,8	5,9	3,6	123,1	17,5

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE

Zestawienia danych w tabeli powyżej przedstawiają kształtowanie się form sprzedaży energii elektrycznej w segmentach obrotu w latach 2016-2017, w tym obniżenie obrotów na rynku giełdowym w roku 2017, wywołało reakcje Ministra Energii i jego inicjatywę ustawodawczą w Sejmie RP.



Rys. 2.14. Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na rynku hurtowym

Rysunek 2.14 pokazuje wzrosty cen na rynkach giełdowych, zwłaszcza na rynku RG SPOT (to jest na RDN i RDB). Wzrosty te, w opinii Ministra Energii, spowodowały konieczność podniesienia wysokości obliga giełdowego dla uzyskania wzrostu płynności obrotu energią i przez to obniżenie się cen rynków giełdowych.

Sytuacja na hurtowym rynku energii w latach 2017 – 2019 wynikała z dwóch równoległe przebiegających procesów:

- wzrostu cen energii na rynku giełdowym, nieuzasadnionym jedynie kosztami wytwarzania zwłaszcza w okresie zwłaszcza po połowie roku 2018;
- wzrostu poziomu obliga giełdowego.

Z założenia wzrost poziomu obliga giełdowego miał ograniczyć wzrost cen i zmniejszyć tempo wzrostu, a także „uspokoić” rynek. Jednak nie okazał się on w pełni skuteczny. Wzrost średnioważonych cen kwartalnych na rynku konkurencyjnym nastąpił z poziomu 170 zł/MWh w 2017 do blisko 250 zł/MWh w roku 2019, choć być może bez zmiany obliga giełdowego byłby jeszcze wyższy.

3. DETALICZNY RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Jednolita definicja detalicznego rynku energii elektrycznej, mimo jej częstego stosowania w praktyce, nie została niestety dotychczas wprowadzona na poziomie ustawy – Prawo energetyczne [14]. Jedynie pośrednio w ustawowej definicji obrotu określonego jako „działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym paliwami lub energią” można odnaleźć nawiązanie do „detalu”. Jednak przyjmowane w innych dziedzinach prawa (np. prawie podatkowym) lub komentarzach do ustaw pozaenergetycznych definicje handlu detalicznego nie do końca odpowiadają charakterowi rynku energii elektrycznej. Można w elektroenergetyce, zgodzić się ze stosowanym często ogólnym stwierdzeniem, że „handel detaliczny to ostatnie ogniwo układu producent/hurtownik/nabywca, którego najważniejszą funkcją jest doprowadzanie produktów we właściwym czasie i miejscach oraz stwarzanie dogodnych warunków obsługi dla dokonywania zakupów przez finalnych nabywców”. Jednak wskazywanie często w odniesieniu do detalu, że odbywa się on w tzw. punktach sprzedaży detalicznej, sklepach, kioskach, czy nawet na straganach, nie do końca odpowiada w pełni charakterowi energii elektrycznej jako towaru. Najbliższe zespołowi autorskiemu, jest zdefiniowane w jednym ze sprawozdań rocznych Prezesa URE i kontynuowane corocznie w sprawozdaniach URE ([22], [27]) określenie, że **rynek detaliczny jest rynkiem, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu paliw i energii na własny użytek**. W tym miejscu należy podkreślić, że na bazie tej definicji po pierwsze zostali z rynku detalicznego „wyłączeni” odbiorcy odsprzedający energię elektryczną w tzw. łańcuchu dostaw, co zdaniem autorów jest także prawidłowe i zgodne z zapisami ustawowymi, ale i podejściem URE oraz wieloletnią praktyką zespołu autorskiego. Tacy odbiorcy, zazwyczaj najwięksi odbiorcy przemysłowi (co dziś staje się standardem, kiedyś było raczej wyjątkiem) powinni posiadać koncesję na obrót energią elektryczną i być (w zakresie tzw. „odsprzedawanej dalej” energii) przedsiębiorstwem obrotu (SO). Drugą cechą charakterystyczną ww. definicji, która została przyjęta także na potrzeby niniejszego opracowania jest fakt, że nawet najwięksi przemysłowi odbiorcy końcowi (co ważne tylko w zakresie, w którym dokonują zakupu energii na własny użytek) są uczestnikami rynku detalicznego. W tym miejscu po raz kolejny widać różnicę, a nawet szerszy rozdzźwięk, pomiędzy często przyjmowanymi definicjami handlu detalicznego (na innych rynkach), gdzie jego uczestnikiem jest często określany jedynie konsument. Należy podkreślić, że przytoczona i przyjęta w pracy jedna (ale nie jedyna możliwa) z definicji detalicznego rynku, ma kluczowy wpływ na opisane dalej w pracy następujące zagadnienia:

- struktura podmiotowa rynku detalicznego - rozdział 3.1;
- rodzaje odbiorców i grup taryfowych na tym rynku - rozdział 3.2;
- zasada dostępu stron trzecich do sieci – TPA - rozdział 3.3, ale także opisane dalej;
- taryfy i ceny energii elektrycznej na rynku detalicznym - rozdział 4.2;
- wybrane uwarunkowania sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych a strategie handlowe przedsiębiorstw obrotu - rozdział 4.3 oraz oczywiście
- wyniki finansowe wybranych grup przedsiębiorstw energetycznych rozdział 4.4.

3.1. Podmioty rynku i relacje między nimi, rola i zadania spółek obrotu na rynku detalicznym

3.1.1. Koncesjonowanie działalności obrotu a rynek detaliczny

Zgodnie z art. 32 ust 1 ustawy – Prawo energetyczne **wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią** (z licznymi wyłączeniami patrz rozdz. 2.1.4) **wymaga uzyskania koncesji**, którą wydaje Prezes URE na wniosek zainteresowanego przedsiębiorcy. Zarówno ustawa – Prawo energetyczne, jak i akty wykonawcze oraz powiązana z nimi polityka koncesyjna URE, nie uwzględniają podziału koncesji na rynek detalicznych (patrz wyżej) oraz rynek hurtowy (patrz rozdział 2 opracowania). Tak więc SO posiadają jedną koncesję, która umożliwia im działanie zarówno na rynku hurtowym, jak i detalicznym. Wzbudzało to i wzbudza liczne problemy i wątpliwości, zarówno na drodze ubiegania się o koncesję wśród wnioskujących, jak i później już w ramach prowadzonej działalności koncesjonowanej.

Przedsiębiorcy występujący z wnioskami o udzielenie koncesji muszą spełniać przesłanki do jej uzyskania określone w art. 33 ustawy – Prawo energetyczne. Szczegółowe zasady udzielania koncesji, zawartości wniosków koncesyjnych, które można m.in. znaleźć na stronie internetowej [48] nie są przedmiotem niniejszego opracowania.

Jednak należy przypomnieć, że zgodnie z art. 33 ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE zawiesza postępowanie o udzielenie koncesji w przypadku wnioskodawcy, wobec którego wydano postanowienie o przedstawieniu zarzutów w sprawie popełnienia przestępstwa lub przestępstwa skarbowego, mającego związek z prowadzoną przez niego działalnością gospodarczą, lub gdy wydano takie postanowienie wobec osób oraz członków, o których mowa w art. 33 ust. 3a, do czasu zakończenia postępowań przygotowawczego oraz sądowego. Ponadto należy zauważyć, że zgodnie z art. 41 ust. 2 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne **Prezes URE cofa koncesję** w przypadku niespełniania któregokolwiek z warunków, o których mowa w art. 33 ust. 1, lub w przypadku wystąpienia okoliczności, o których mowa w art. 33 ust. 3 pkt 2-6 lub ust. 3a.

Według stanu na 14 lutego 2020 r. koncesję na obrót energią elektryczną (OEE) posiadało aż **449 koncesjonariuszy**, którzy mogli wykonywać określoną w art. 32 ust 1 ustawy – koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną. Liczbę koncesji OEE w poszczególnych latach analizy przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 3.1. Liczba koncesji OEE udzielonych przez Prezesa URE

Data	1.01.2017 r.	1.01.2018 r.	1.01.2019 r.	1.01.2020 r.
Liczba koncesji	383	414	427	444

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych URE

Jak wynika z powyższej tabeli, **z roku na rok rosła liczba koncesjonowanych SO, rosło także zainteresowanie tych spółek działaniem na rynku detalicznym, co zwiększało konkurencję i stawiało nowe wyzwania przed istniejącymi już graczami na rynku.**

Przedsiębiorcy, którym została udzielona koncesja są zobowiązani do obliczania i wnoszenia corocznej opłaty do budżetu państwa, która obciąża koszty ich działalności. Obowiązek ten wynika z art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz z § 3 ust. 1 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2018 r. w sprawie opłaty koncesyjnej (Dz. U. z 2018 r, poz. 2277). **Wysokość opłaty koncesyjnej** stanowi iloczyn przychodów przedsiębiorstwa energetycznego, uzyskanych ze sprzedaży towarów lub usług w zakresie jego działalności objętej koncesją, osiągniętych w roku powstania obowiązku wniesienia opłaty oraz odpowiedniego współczynnika, określonego w przepisach wykonawczych. Opłata koncesyjna dla każdego rodzaju działalności objętej koncesją nie może być mniejsza niż 1 000 zł i większa niż 2 500 000 zł (art. 34 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne).

Co ważne zgodnie z art. 37 ust. 2c ustawy – Prawo energetyczne w przypadku zmiany danych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 (oznaczenie podmiotu, jego siedziby lub miejsca zamieszkania oraz ich adres) i pkt 7 (numer w rejestrze przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym, o ile przedsiębiorca taki numer posiada, lub numer równoważnego rejestru państw członkowskich Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji oraz numer identyfikacji podatkowej – NIP), przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane złożyć wniosek o zmianę koncesji najpóźniej w terminie 7 dni od dnia zaistnienia tych zmian. Ponadto, zgodnie z art. 41 ust. 4 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE może cofnąć koncesję albo zmienić jej zakres w przypadku niewykonania obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c w zakresie art. 37 ust. 1 pkt 1 i 7, a zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt. 49 ustawy, karze pieniężnej podlega ten, kto nie realizuje obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c. W zakresie pozostałych danych, w tym w szczególności dotyczących rodzaju i zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, której dotyczy udzielona koncesja, **zmiany należy zgłaszać organowi koncesyjnemu w terminie 14 dni od dnia ich powstania.** Ponadto należy mieć na uwadze obowiązek przestrzegania, określonych w udzielonej koncesjonariuszowi koncesji, warunków wykonywania działalności koncesjonowanej w zakresie sprawozdawczości i udzielania informacji.

Mając na uwadze wyżej przytoczone artykuły ustawowe, ale i znane autorom pracy zapisy szczegółowe koncesji, w przypadku zmiany warunków udzielenia koncesji, **SO powinna poinformować Prezesa URE o ich zmianie, celem weryfikacji możliwości prowadzenia koncesjonowanej działalności,** jednak z praktyki wynika, że mimo znaczących różnic faktycznego zakresu, a nawet standingu koncesjonariusza, (zdaniem autorów opracowania łamiąc zapisy koncesji, a często i ustawę - Prawo energetyczne) bardzo rzadko SO występują do Prezesa URE z informacją o zmianie warunków prowadzenia koncesjonowanej działalności, bojąc się utraty koncesji. Prezes URE dopiero od 2017 roku rozpoczął z własnej inicjatywy szersze badania wybranych SO, co do których zaistniały (wg Prezesa URE) zmiany wniosków oraz przesłanki do zmiany albo nawet cofnięcia koncesji.

3.1.2. Podmioty rynku detalicznego

Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych (a więc na rynku detalicznymi) mają tzw. **sprzedawcy z urzędu** (zwani przez URE „zasiedziały” (*incumbent suppliers*)), którzy pozostali po wyodrębnieniu OSD ze skonsolidowanych struktur zakładów energetycznych jako strona umów kompleksowych. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. W latach 2017 - 2019 r. działało na rynku detalicznym **pięciu** największych **sprzedawców z urzędu**:

- **TAURON Sprzedaż** Sp z o.o. (oraz TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. spółka z Grupy TAURON działająca kiedyś jako Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny Sp. z o.o.), która sprzedawała w 2018 roku (ostatnie dostępne dane) energię elektryczną do największej w Polsce grupy klientów – wynoszącej około 5,5 mln;
- **PGE – Obrót** S.A. około 5,3 mln odbiorców końcowych;
- **ENERGA – Obrót** S.A. około 3,1 mln odbiorców końcowych;
- **ENEA** S.A., około 2,5 mln odbiorców końcowych;
- **innogy Polska** (wcześniej RWE Polska) S.A. około 0,9 mln odbiorców końcowych;

oraz zdaniem zespołu autorskiego ponad **150 aktywnych, tzw. alternatywnych przedsiębiorstw obrotu**, określanych często jako niezależne spółki obrotu, zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Na rynku detalicznym, co należy podkreślić działają także liczni sprzedawcy (w liczbie ponad 180) funkcjonujący w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

Zgodnie z danymi URE [48] na terenach 5 „dużych” OSD działało od 123 do 169 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym dla gospodarstw domowych. Przedział liczbowy aktywnych sprzedawców URE łączy (zresztą słusznie) z liczbą zawartych tzw. generalnych umów dystrybucyjnych (GUD).

Największym towarzystwem branżowym zrzeszającym, wg stanu na 14 lutego 2020 r., 34 spółki obrotu energią elektryczną w Polsce jest Towarzystwo Obrotu Energią (TOE) [47]. Listę Członków Wspierających TOE zawiera **załącznik nr 1** do Opracowania

Wszyscy sprzedawcy energii elektrycznej dokonujący sprzedaży tej energii odbiorcom końcowym są zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży oraz warunkach ich stosowania.

Uczestnikami rynku detalicznego, obok sprzedawców i opisanych w kolejnym rozdziale odbiorców (końcowych), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną, tzw. **operatorzy systemów dystrybucyjnych** (OSD). Ich rola jednak jako właścicieli sieci dystrybucyjnej (tzw. monopol sieciowy), jest zdecydowanie inna niż opisanych wyżej SO. W latach 2017 - 2019 (podobnie jak sprzedawcy z urzędu) na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 5 dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej

(OSP) PSE S.A. i którzy mają obowiązek oddzielenia prowadzonej działalności dystrybucyjnej od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (*unbundling*), w tym, co ważne od obrotu energią elektryczną, w tym od sprzedaży. Ponadto, zgodnie z danymi URE na 14 lutego 2020 r. działało 185 przedsiębiorstw wyznaczonych na OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku unbundlingu. Należy za URE [48] podkreślić, że **kluczowe znaczenie dla realizacji funkcji OSD ma niezależność operatora, który zapewnia równy dostęp do sieci wszystkim uczestnikom rynku** (patrz dalej TPA). Duże znaczenie dla funkcjonowania rynku detalicznego mają przyjmowane przez OSD Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), w których są określone zasady działania rynku detalicznego energii elektrycznej, w tym (co ważne dla tego rynku) m.in.:

- procedura zmiany sprzedawcy,
- zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych przez OSD,
- zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- zasady postępowania w przypadku utraty dotychczasowego sprzedawcy przez odbiorców w gospodarstwach domowych (sprzedaż rezerwowa).

Należy podkreślić, że liczne SO [48] bardzo często w procesach konsultacji zmian IRiESD zgłaszały i zgłaszają daleko idące wątpliwości do ważnych dla rozwoju rynku zapisów ww. dokumentów. Niestety jedynie część z nich udaje się zmienić w procesach konsultacji i później w procesie zatwierdzania przez Prezesa URE zmian do IRiESD.

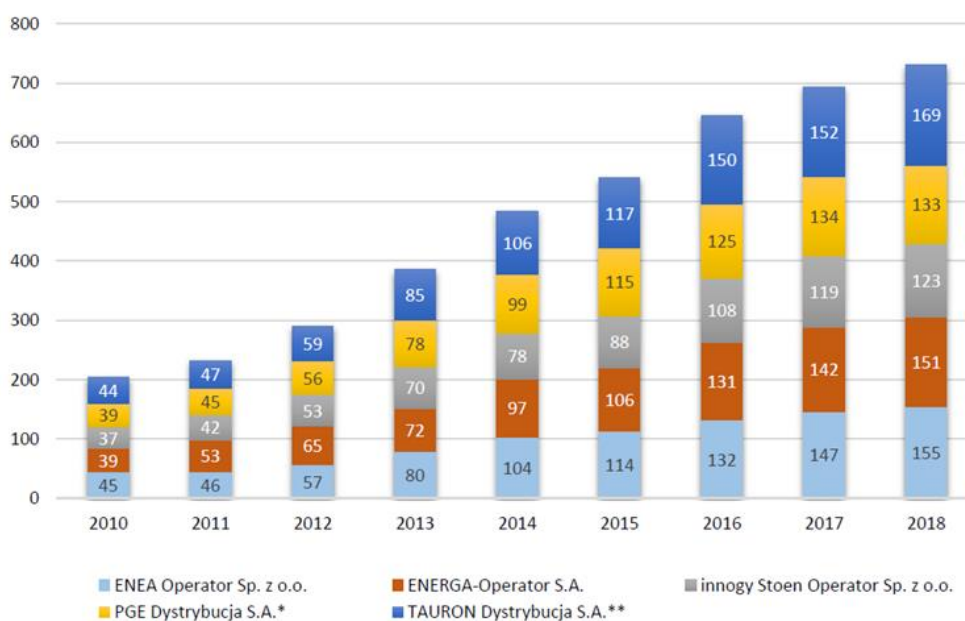
3.1.3. Generalne umowy dystrybucji GUD i GUD-K

Zgodnie z zasadą TPA (patrz też dalej), każdy sprzedawca energii elektrycznej ma prawo oferować sprzedaż tej energii dowolnym odbiorcom końcowym na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Warunkiem realizacji zawartych umów sprzedaży jest jednak zawarcie przez sprzedawcę umowy o świadczenie usług dystrybucji tzw. generalnej umowy dystrybucji (GUD) z OSD, do którego sieci przyłączony jest wybrany odbiorca. Natomiast realizacja umów kompleksowych wymaga zawarcia z OSD tzw. generalnej umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K). Na OSD spoczywa obowiązek zawarcia GUD lub GUD-K ze sprzedawcą, który o to wystąpi. Sprzedawcy natomiast nie mają obowiązku zawierania umów GUD i GUD-K, a tym samym obowiązku sprzedaży energii do poszczególnych grup odbiorców z określonych obszarów (za wyjątkiem sprzedawców pełniących funkcje sprzedawców z urzędu). Sprzedaż zależy od ich suwerennych decyzji biznesowych. W latach 2017-2019 funkcjonował wzorzec GUD i GUD-K opracowany przez TOE oraz zrzeszające największych OSD, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE). Warto przypomnieć, że dzięki wypracowanemu wzorcowi każdy sprzedawca, w tym także sprzedawca alternatywny, może oferować odbiorcom w gospodarstwach domowych usługę kompleksową, co czyni jego ofertę bardziej atrakcyjną.

W 2018 i 2019 roku Prezes URE kontynuował monitorowanie stanu wdrożenia do powszechnego stosowania wzoru GUD-K. Z analizy monitoringu Prezesa URE, jak również

informacji przekazanych przez OSD wynika, że proces podpisywania GUD-K rozpoczął się już w 2014 roku. Z końcem 2018 r. (ostatnie dostępne dane) odnotowano, w zależności od OSDp, od 25 do 31 ważnych GUD-K zawartych z poszczególnymi sprzedawcami, co może świadczyć w porównaniu np. z liczbą zawieranych GUD przez sprzedawców o braku powszechności przyjęcia się tego wzorca, a także ograniczonej gotowości sprzedawców do podejmowania sprzedaży energii do odbiorców w gospodarstwach domowych. Biorąc pod uwagę powyższe, od kwietnia 2018 r. (niestety bez zakończenia do lutego 2020 roku), w ramach prac prowadzonych przez PTPIREE, TOE, KIGeIT oraz OSDnEE mających na celu opracowanie nowych wzorców GUD i GUD-K GC1 – dla odbiorców z grup taryfowych G i C1, odbyły się liczne spotkania przy udziale przedstawicieli URE, na którym m.in. został omówiony zakres zmian oraz sposób ich wprowadzenia w obowiązujących IRiESD.

Na rysunku poniżej przedstawiono liczbę GUD zawartych w latach 2010-2018. Z kolei w załączniku nr 2 przytoczono przykładowe (dla jednego z OSD) zestawienie sprzedawców, którzy zawarli GUD i GUD-K z OSD. Inni OSD, podobnie jak w przedstawionym przykładzie, mają obowiązek zamieszczenia tego typu zestawień na swoich stronach internetowych.



Źródło: URE

Rys. 3.1. Liczba GUD zawartych w latach 2010-2018

Warto podkreślić, że **na rynku detalicznym** w Polsce **na danym terenie** działa zawsze tylko **jeden OSD** oraz **wielu sprzedawców**, od których odbiorcy końcowi mogą kupować energię.

3.1.4. Działania Prezesa URE w zakresie ochrony uzasadnionych interesów odbiorców

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, jednym z zadań Prezesa URE jest podejmowanie działań informacyjnych mających na celu tzw. ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym. Jednym z takich działań jest publikowanie na stronie internetowej URE [48] informacji dotyczących powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami końcowymi w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców dotyczące przedmiotowych problemów. Tego typu informacje mają wpływ zarówno na ocenę rynku energii elektrycznej przez zainteresowane podmioty, ale także na decyzje odbiorców końcowych dotyczące możliwości „skorzystania” z konkurencyjnego rynku energii i dokonania wyboru sprzedawcy.

Najbardziej znaczące działania Prezesa URE w zakresie ochrony uzasadnionych interesów odbiorców w sprawach konkretnych przedsiębiorstw znajdują się w poniższych wybranych informacjach i komunikatach opublikowanych na stronie internetowej URE [48]:

- [Postępowania URE dotyczące cofnięcia koncesji sprzedawcom gazu ziemnego](#) (22.01.2020 r.);
- [Wykaz aktualnie prowadzonych postępowań Prezesa URE w sprawie cofnięcia koncesji sprzedawcom gazu ziemnego](#) (3.09.2019 r.);
- [Cofnięcie koncesji na obrót energią elektryczną spółce Pulsar Energia](#) (25.06.2019 r.);
- [Postępowania Prezesa URE dotyczące cofnięcia koncesji sprzedawcom gazu ziemnego](#) (28.01.2019 r.);
- [Ważna informacja dla klientów Energii dla firm S.A.](#) (10.01.2019 r.);
- [Zgłoszenia wierzytelności w toku postępowania upadłościowego przez klientów Energetycznego Centrum S.A.](#) (3.01.2019 r.);
- [Istotne informacje w sprawie upadłości Energetycznego Centrum S.A. uzyskane od Syndyka](#) (19.12.2018 r.);
- [Kolejne postępowania Prezesa URE dotyczące odebrania koncesji sprzedawcom energii elektrycznej](#) (14.12.2018 r.);
- [Ważna informacja dla klientów Energetycznego Centrum S.A.](#) (13.12.2018 r.);
- [Rozliczenia za sprzedaż energii elektrycznej i gazu po zaprzestaniu działalności przez Energetyczne Centrum](#) (08.11.2018 r.);
- [Zachowanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i paliwa gazowego w przypadku utraty dotychczasowego sprzedawcy](#) (26.09.2018 r.)

- [Postępowanie administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi przedsiębiorcy Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie \(31.08.2018 r.\);](#)
- [Energetyczne Centrum bez koncesji na handel gazem. Kolejne działania Prezesa URE chroniące prawa odbiorców \(11.07.2018 r.\);](#)
- [Cofnięcie koncesji na obrót energią elektryczną spółce Ecoergia \(30.01.2018 r.\);](#)
- [Działania Prezesa URE w zakresie ochrony uzasadnionych interesów odbiorców ws. Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o. \(17.08.2017 r.\);](#)
- [Działania Prezesa URE w zakresie ochrony uzasadnionych interesów odbiorców ws. Energetycznego Centrum S.A. \(15.02.2017 r.\).](#)

W załączniku nr 3 za stroną internetową URE [48] przytoczono przykładowe informacje i jeden z komunikatów, które wskazują zarówno podstawy formalno – prawne działań, ale także (co ważne) formę informacji i problemy, które URE wskazuje w tych komunikatach.

3.1.5. Relacje pomiędzy podmiotami na rynku detalicznym – modele sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych

Na rynku detalicznym pomiędzy jego uczestnikami mają miejsce relacje na kilku płaszczyznach. Jedną z głównych płaszczyzn współpracy są tzw. relacje umowne, które tworzą umowy zawierane pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej. Do głównych rodzajów umów na rynku energii zaliczyć możemy następujące umowy:

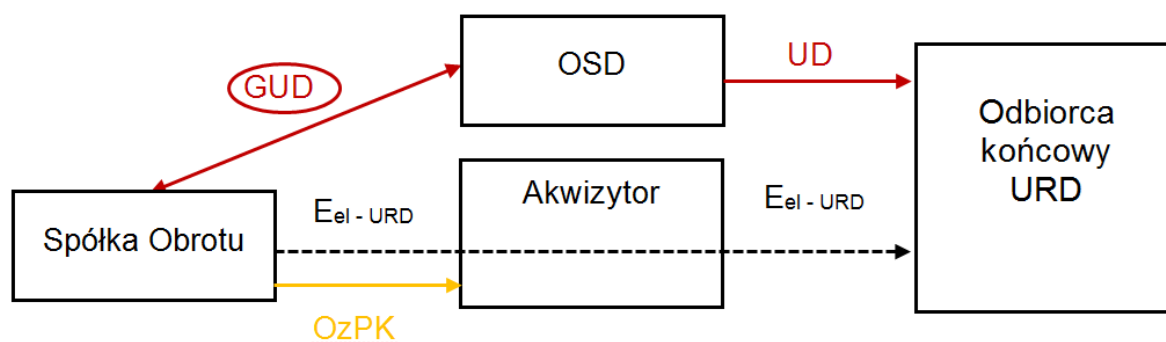
- **umowa o przyłączenie** do sieci elektroenergetycznej, zawierana pomiędzy OSD a odbiorcą końcowym (tzw. Uczestnikiem Rynku Detalicznego – URD) ustalająca głównie warunki przyłączenia do sieci;
- **umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych**, tzw. umowy dystrybucyjna (UD), zawierana pomiędzy OSD a odbiorcą końcowym ustalająca warunki świadczenia usług dystrybucji (transportu energii), przy czym do grupy tej należą także dwa rodzaje umów zawieranych pomiędzy OSD a sprzedawcami to jest GUD i GUD-K (patrz poniżej);
- **umowa sprzedaży energii elektrycznej** (US), zawierana pomiędzy sprzedawcą (spółką obrotu lub wytwórcą) a odbiorcą końcowym, ustalająca warunki sprzedaży towaru jakim jest energia elektryczna;
- **umowa kompleksowa** (UK) na sprzedaż energii elektrycznej i zapewnienie świadczenia usług dystrybucji, zawierana pomiędzy sprzedawcą (spółką obrotu lub wytwórcą) a odbiorcą końcowym;
- **Generalna Umowa Dystrybucji** (GUD) oraz **Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej** (GUD-K, GUDk), zawierana pomiędzy sprzedawcą (spółką obrotu lub wytwórcą) a OSD (patrz też rozdział 3.1.3);
- **umowa o wykonywanie usługi bilansowania handlowego** (UBH) na świadczenie usług bilansowania (UB).

Wymienione powyżej umowy obejmują następujące rodzaje produktów na rynku detalicznym (patrz też rozdział 2):

- **energia elektryczna** (EE, E_{el}),
- **usługa dystrybucji** (także jako UD – umowa dystrybucji);
- **świadczenia pochodzenia** ($\acute{S}P$),
- **bilansowanie handlowe** (BH),
- **opłata za pozyskanie** klienta (OzPK).

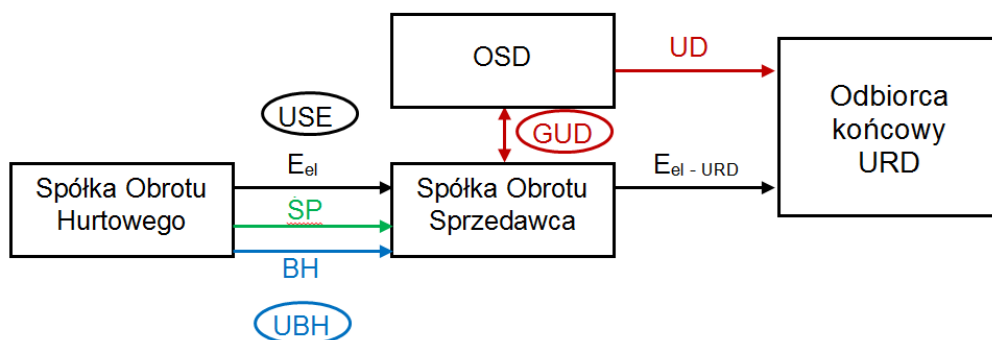
Z punktu widzenia odbiorcy końcowego – to jest Uczestnika Rynku Detalicznego - najczęściej otrzymuje on w zakresie obrotu energią elektryczną produkt „złożony”, obejmujący w przypadku umowy sprzedaży (produkt oznaczony E_{el-URD}) energią elektryczną, świadectwa pochodzenia i bilansowanie handlowe, a w przypadku umowy kompleksowej dodatkowo usługę dystrybucji.

Poniżej na kolejnych rysunkach w oparciu o powyższy zakres umowny i przedmiotowy przedstawiono różne relacje pomiędzy podmiotami na rynku detalicznym – modele sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych.



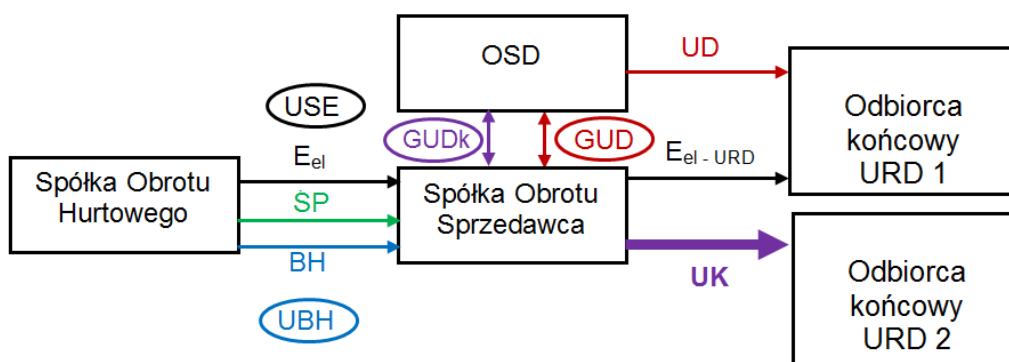
Źródło: opracowanie własne, oznaczenia w tekście

Rys. 3.2. Model akwizycyjny „handlu” energią elektryczną



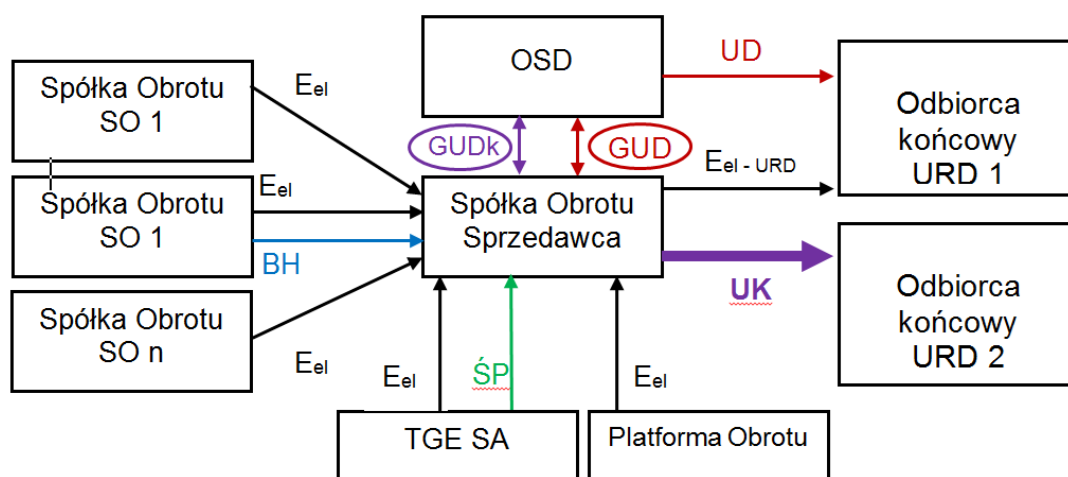
Źródło:
opracowanie własne, oznaczenia w tekście

Rys. 3.3. Model prosty handlu energią elektryczną 1 (z GUD)



Źródło: opracowanie własne, oznaczenia w tekście

Rys. 3.4. Model prosty handlu energią elektryczną 1 (z GUD i GUD-K)



Źródło: opracowanie własne, oznaczenia w tekście

Rys. 3.5. Model złożony handlu energią elektryczną

3.1.6. Wpływ RODO na uczestników rynku energii

Od momentu faktycznego rozpoczęcia funkcjonowania konkurencyjnego rynku detalicznego energii elektrycznej, czyli od 1 lipca 2007 r., bardzo ważnym elementem polityki każdego ze sprzedawców było prawidłowe przetwarzanie danych osobowych odbiorców indywidualnych energii elektrycznej. Kwestie poprawności realizacji tych procesów miały znaczenie przede wszystkim z uwagi na zagadnienia związane z tworzeniem coraz bogatszej oferty produktowej sprzedawców, w tym ofert łączonych (tzw. *bundlowanych*), zwłaszcza w sytuacji, gdy dostawcą jednego z produktów lub usług wchodzących w skład danego produktu był podmiot trzeci w stosunku do sprzedawcy. W dniu 25 maja 2018 r. zakończył się dwuletni okres dostosowawczy, przyznany przez ustawodawcę unijnego administratorom danych osobowych, a przepisy tzw. rozporządzenia RODO (rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE) zaczęły bezpośrednio obowiązywać we wszystkich państwach członkowskich UE. Nowe przepisy istotnie wpłynęły na wszystkie podmioty przetwarzające takie dane, a w ramach przedsiębiorstw energetycznych zwłaszcza na sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych działających na rynku detalicznym. W pierwszym półroczu 2018 roku sprzedawcy w zasadniczej mierze finalizowali prace nad dostosowaniem prowadzonej działalności do nowej rzeczywistości i zmodyfikowanych wymagań. Dotkliwe sankcje (w tym wysokie administracyjne kary pieniężne) spowodowały ponowne dyskusje nad formalno – prawnym uregulowaniem poszczególnych procesów przetwarzania.

Z uwagi na nadchodzące zmiany niezbędne okazały się prace nad zidentyfikowaniem właściwych podstaw prawnych dla przepływu danych odbiorców energii elektrycznej i paliw gazowych także pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu a OSD. Ten kluczowy proces przetwarzania danych osobowych, realizowany przez wszystkich sprzedawców i OSD, dotychczas nie był spójnie postrzegany przez poszczególne podmioty funkcjonujące na rynku. Prowadzone analizy umożliwiły ukształtowanie powszechnie akceptowanej i należyście dostosowanej do specyfiki rynku energetycznego formuły wzajemnego udostępniania danych osobowych odbiorców, zaimplementowanej następnie do współpracy sprzedawców i OSD w ramach GUD i GUD-K.

Działaniem czasochłonnym, a często także generującym wysokie koszty, okazało się zaadaptowanie do nowych wymagań w zakresie przekazywania osobom fizycznym informacji o przetwarzaniu ich danych osobowych (art. 13 i art. 14 RODO). W ramach dostosowania się do nowych wymagań sprzedawcy byli zobligowani m.in. do rewizji i oceny podstaw prawnych przetwarzania danych osobowych w związku z poszczególnymi działaniami (w tym do oceny ważności zgód na przetwarzanie zebranych w reżimie poprzednich przepisów), weryfikacji legalności przekazywania danych osobowych do państw trzecich (tj. państw spoza Europejskiego Obszaru Gospodarczego), a także przeglądu realizowanych procesów pod kątem tzw. zautomatyzowanego podejmowania decyzji, w tym opartego o profilowanie. Wszystkie te obszary miały zasadnicze znaczenie przy tworzeniu nowych klauzul informacyjnych. O wadze przedmiotowego obowiązku świadczy fakt, że pierwsza decyzja

Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych (PUODO) nakładająca karę pieniężną w oparciu RODO dotyczyła zaniechania realizacji obowiązku informacyjnego.

RODO wprowadziło szereg nowych uprawnień osób fizycznych, a przygotowanie do realizacji żądań odbiorców wymagało podjęcia przez sprzedawców działań o charakterze techniczno – organizacyjnym (takich jak zmiany w systemach IT, szkolenia pracowników odpowiedzialnych za obsługę odbiorców, wdrożenie nowych procedur). Po 25 maja 2018 r. wielu sprzedawców, zwłaszcza pełniących funkcje sprzedawców z urzędu, odnotowało bowiem ponadprzeciętny wzrost zapytań i zgłoszeń odbiorców związanych z przetwarzaniem ich danych osobowych, przy jednoczesnym pojawieniu się w sferze ich działalności nowego organu kontrolno – regulacyjnego.

Za kluczową zmianę wynikającą z RODO należy uznać obowiązek zgłaszania przez administratorów danych osobowych do PUODO własnych naruszeń – tzw. incydentów bezpieczeństwa (art. 33 RODO). Mechanizm znany dotychczas przedsiębiorstwom telekomunikacyjnym został przeniesiony przez prawodawcę unijnego także do systemu ochrony danych osobowych, co spowodowało konieczność stworzenia lub zaostrożenia procedur stałego monitorowania i reagowania na incydenty, a także ustalenia zasad ewaluacji ryzyka związanego z naruszeniem, ponieważ to od jego poziomu zależą dalsze działania sprzedawcy.

Istotnym przedsięwzięciem była także konieczność wdrożenia do umów powierzenia przetwarzania danych osobowych i zmian dostosowujących je do licznych wymagań określonych w RODO (art. 28). Ustawodawca unijny uzależnił legalność korzystania z innych podmiotów przetwarzających (tzw. procesorów) od wprowadzenia do umów określonych instrumentów kontrolnych i mechanizmów zapewniających współdziałanie procesora z administratorem danych osobowych. Zawarte umowy powierzenia wymagały więc daleko idących zmian, zapewniających ich zgodność z nowymi regulacjami.

Konsekwencją rozpoczęcia stosowania RODO jest niewątpliwie wzrost znaczenia ochrony danych osobowych w ramach realizowanych przez sprzedawców działań z obszaru *compliance*. Szczególnie istotną rolę pełnią w tym zakresie IODO (Inspektorzy Ochrony Danych Osobowych), którzy w ramach reformy zastąpili tzw. ABI (Administratorów Bezpieczeństwa Informacji), a ich powołanie w przypadku części sprzedawców miało charakter obligatoryjny (art. 37 RODO).

Rozpoczęcie stosowania RODO **wygenerowało nowy, niezwykle ważny obszar codziennej działalności wszystkich przedsiębiorstw energetycznych. Sprzedawcy energii elektrycznej i paliw gazowych, z uwagi na skalę przetwarzanych danych osobowych odbiorców końcowych, charakteryzują się w tym zakresie szczególną ekspozycją na ryzyko.** Determinuje to konieczność stałej obserwacji zarówno procesów przetwarzania – zarówno tych już zaimplementowanych, będących w toku, jak i wszelkich dopiero planowanych – pod kątem zgodności z wymogami RODO.

3.2. Rodzaje odbiorców i grup taryfowych - podziały w przedsiębiorstwach obrotu (detałicznych)

3.2.1. Grupy taryfowe A, B, C i G

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się odbiorcy końcowi. Jest ich ponad 17,5 mln, z czego około 91% to odbiorcy z tzw. **grupy taryfowej G**, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 15,1 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący **do grup taryfowych A, B i C**. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani kolejno z sieci wysokiego (WN) i średniego napięcia (SN) i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia (nN), pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi. Wszyscy ci **odbiorcy są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.**

3.2.2. Grupy wg rocznego wolumenu zakupu

W sprawozdawczości regulacyjnej, oprócz podziału na ww. grupy taryfowe (wynikającego z historycznego nazewnictwa przyjętego na potrzeby zatwierdzania taryf), stosowany jest podział wg skali zakupu energii elektrycznej odpowiednio:

- odbiory kupujący powyżej **2 000 MWh** energii elektrycznej (rocznie);
- odbiory kupujący energię elektryczną w przedziale **50 – 2000 MWh** energii elektrycznej (rocznie);
- odbiorcy kupujący poniżej **50 MWh** energii elektrycznej (rocznie).

Poniżej za rocznymi sprawozdaniami URE [22] i [27] przedstawiono informacje w zakresie dostawy energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych, w tym do odbiorców wg ww. podziałów, z wyszczególnieniem odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w 2017 i 2018 roku (sprawozdanie URE za 2019 rok w dacie wykonania opracowania nie było dostępne).

Tabela 3.2. Informacje w zakresie dostawy energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych, w tym do odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, łącznie z liczbą zmian sprzedawcy w 2017 roku

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem w 2017 r. [szt.]	Energia dostarczona ogółem w 2017 r. [MWh]	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych		Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych [MWh]	
			A, B, C	G	A, B, C	G
OSD przyłączeni do sieci NN						
> 2 000	5 493	64 021 320	3 218	38	50 140 292	154 376
50 – 2 000	112 655	26 327 081	47 037	2 820	10 698 007	474 944
< 50	17 234 072	42 884 224	184 253	484 021	2 129 004	876 996
RAZEM	17 352 220	133 232 625	234 508	486 879	62 967 303	1 506 316
OSD Energetyki Przemysłowej						
> 2 000	364	5 697 322	147	2	1 868 772	2 570
50 – 2 000	4 593	1 099 897	787	30	304 911	9 008
< 50	60 874	383 962	840	126	14 293	302
RAZEM	65 831	7 181 181	1 774	158	2 187 976	11 880
OSD RAZEM						
> 2 000	5 857	69 718 642	3 365	40	52 009 063	156 946
50 – 2 000	117 248	27 426 978	47 824	2 850	11 002 919	483 952
< 50	17 294 946	43 268 186	185 093	484 147	2 143 297	877 298
SUMA OSD	17 418 051	140 413 806	236 282	487 037	65 155 279	1 518 196

Źródło: URE.

Tabela 3.3. Informacje w zakresie dostawy energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych, w tym do odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, łącznie z liczbą zmian sprzedawcy w 2018 roku

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem stan na 2018 r. [szt.]	Energia dostarczona ogółem w 2018 r. [MWh]	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych (stan na 2018 r. narastająco)		Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych [MWh] w 2018 r.	
			A, B, C	G	A, B, C	G
OSD przyłączeni do sieci NN						
> 2000	6 290	64 386 663	3 919	16	53 795 974	56 677
50-2000	119 904	27 742 873	43 455	3 354	11 174 227	474 913
< 50	17 435 389	44 130 020	152 391	601 463	2 103 499	830 283
RAZEM	17 561 583	136 259 556	199 765	604 833	67 073 700	1 361 873
OSD Energetyki Przemysłowej						
> 2000	619	6 471 710	200	2	2 003 127	29 151
50-2000	5 084	1 208 959	947	33	343 010	9 669
< 50	69 942	445 331	1 047	136	20 782	412
RAZEM	75 645	8 126 000	2 194	171	2 366 919	39 233
OSD RAZEM						
> 2000	6 909	70 858 373	4 119	18	55 799 101	85 829
50-2000	124 988	28 951 832	44 402	3 387	11 517 238	484 582
< 50	17 505 331	44 575 351	153 438	601 599	2 124 281	830 695
SUMA OSD	17 637 228	144 385 556	201 959	605 004	69 440 619	1 401 106

Źródło: URE.

Zgodnie z informacją URE [22] w 2018 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Podobnie jak w 2017 r., sprzedawcy często działali za pośrednictwem akwizytorów (patrz rozdział 3.1.5), którzy przedstawiali się jako pracownicy URE lub przedstawiciele

dotychczasowego sprzedawcy energii. Nagminną praktyką sprzedawców wg URE było niestety nieinformowanie konsumentów o wszystkich elementach oferty np. o dodatkowych opłatach (opłata handlowa) lub wprowadzanie ich w błąd, co prowadziło do zawierania przez odbiorców niekorzystnych dla nich umów. Takie działania podejmowane przez sprzedawców często noszą znamiona praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz nieuczciwych praktyk rynkowych lub czynów nieuczciwej konkurencji. W 2018 r., zgodnie z właściwością, przekazano Prezesowi UOKiK do oceny 159 spraw mogących wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców. Rok wcześniej Prezesowi UOKiK przekazano do oceny jeszcze więcej, bo 183 sprawy mogące wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców.

3.2.3. Grupy przyłączeniowe

Innym kryterium podziału odbiorców, stosowanym głównie na etapie ubiegania się o przyłączenie oraz otrzymanie warunków przyłączenia, jest podział odbiorców na grupy, zwane „grupami przyłączeniowymi”, według następujących kryteriów:

- **grupa I** - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- **grupa II** - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;
- **grupa III** - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV;
- **grupa IV** - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A;
- **grupa V** - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A;
- **grupa VI** - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

3.2.4. Podziały sprzedażowe (wewnętrzne w spółkach obrotu)

Oprócz ogólnie przyjętych przedstawionych wyżej podziałów sprzedawcy stosują także często inne wewnętrzne podziały klientów np. na następujące grupy:

- klienci strategiczni - ważni z punktu widzenia danego sprzedawcy, przy czym nie zawsze są to tylko najwięksi odbiorcy przemysłowi;
- klienci biznesowi – przedsiębiorcy, z wyłączeniem strategicznych;
- masowi – gospodarstwa domowe, czasami także mali przedsiębiorcy.

Taki podział stosuje i przedstawia w swoich rocznych sprawozdaniach np. Grupa Tauron, co wskazuje przytoczona tabela poniżej.




Tabela 3.4. Wolumen sprzedanej energii elektrycznej detalicznej oraz liczba klientów w 2018 r. Grupy Kapitałowej TAURON

Lp.	Rodzaj klientów	Wolumen sprzedanej energii elektrycznej (TWh)	Liczba klientów (tys.)
1.	Klienci strategiczni	7,1	0,5
2.	Klienci biznesowi	12,9	198
3.	Klienci masowi, w tym:	11,2	5 247
	<i>gospodarstwa domowe</i>	9,5	4 889
4.	Sprzedaż do TAURON Dystrybucja na pokrycie różnic bilansowych	2,9	0,001
5.	Pozostałe (eksport, potrzeby własne)	0,4	-
Segment Sprzedaż		34,5	5 445,5

Źródło: TAURON

Inna z grup kapitałowych - Grupa PGE – (jak wynika z poniższej tabeli) dzieli w sprawozdaniach klientów jedynie na biznesowych (przedsiębiorcy) oraz gospodarstwa domowe.

Tabela 3.5. Wolumen sprzedanej energii elektrycznej detalicznej w 2018 r. Grupy Kapitałowej PGE

Opis	Jednostka	2017	2018
 Odbiorcy biznesowi	GWh	14 502,0	16 954,0
 Gospodarstwa domowe	GWh	4 414,0	4 503,0
 Razem	GWh	18 916,0	21 457,0

Źródło: PGE

Kolejny sprzedawca ENEA, co przytoczono w tabeli poniżej, z kolei w sprawozdawczości stosuje przedstawiony wcześniej podział na grupy taryfowe - A, B, C i G łącząc grupę C z odbiorcami kupującymi energię elektryczną w tzw. ryczałcie – R

Tabela 3.6. Wolumen sprzedanej energii elektrycznej detalicznej w 2018 r.
Grupy ENEA

Taryfy	Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)		
	2018	2017	zmiana
Grupa taryfowa A	153	167	-14
Grupa taryfowa B	11 718	11 553	165
Grupa taryfowa C+R	447 081	435 771	11 310
Grupa taryfowa G	4 812 012	4 731 621	80 391
RAZEM	5 270 964	5 179 112	91 852

Źródło: ENEA

Dodatkowo należy także zwrócić uwagę, że liczni sprzedawcy (większość niezależnych) w ogólnodostępnych danych, nie podają, ani liczby klientów, ani wolumenów sprzedawanej energii elektrycznej, traktując te dane jak poufne – wewnętrzne.

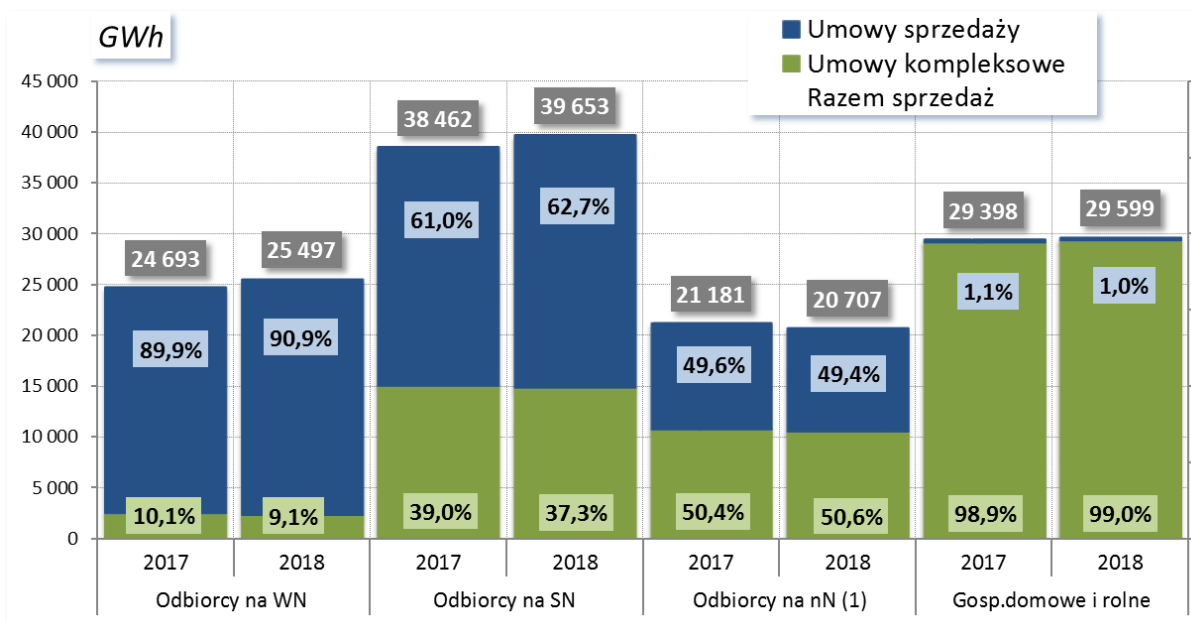
3.2.5. Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych na rynku detalicznym w latach 2017-2018

Wolumen energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym w kraju w 2018 roku, wynoszący 137,6 GWh, był większy niż zanotowany w 2017 roku o 2 485 GWh, tj. o 1,8%.

Przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziały” (PO_{SD}), jako dominujący sprzedawcy energii elektrycznej, **w 2018 roku posiadały 84,7% rynku detalicznego**, przy udziale zbliżonym do roku poprzedniego (85%). Grupa PO_{SD} w trakcie 2018 roku sprzedała odbiorcom końcowym 116 603,2 GWh, czyli o 1,5% więcej (tj. o 1 760,1 GWh) niż w roku 2017.

Klienci przyłączeni do sieci wysokich napięć zakupili w PO_{SD} więcej energii niż rok wcześniej (o 3,3% tj. o 804,2 GWh). Na taką zmianę wpłynął wzrost sprzedaży w czterech spółkach. Sprzedaż energii klientom przyłączonym do sieci SN wzrosła (o 3,1%; tj. o 1 190,9 GWh). Odbiorcom biznesowym przyłączonym do sieci nN w 2018 roku PO_{SD} sprzedały 20 707,2 GWh energii, mniej niż w roku poprzednim (o 2,2%, tj. o 473,4 GWh). Sprzedaż do gospodarstw domowych minimalnie wzrosła (o 0,8% tj. o 201,2 GWh).

Sprzedaż energii przez PO_{SD} przedstawioną na rysunku poniżej prowadzona jest zarówno w ramach umów kompleksowych (UK), jak i w ramach umów rozdzielonych (US).



Źródło: ARE

(1) bez odbiorców, których instalacje nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe

Rys. 3.6. Struktura sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym (umowy kompleksowe i umowy sprzedaży) z PO_{SD} (styczeń - grudzień)

Zmiana na minus w obszarze sprzedaży energii w ramach umów kompleksowych w PO_{SD} była nieznaczna (-) 0,6% (tj. o 353 GWh), przy czym spadki dotyczyły tylko tzw. odbiorców komercyjnych. Największa, procentowo, zmiana dotyczyła odbiorców przyłączonych do sieci WN (spadek o 7,7%; tj. o 194 GWh), mniejsza w przypadku odbiorców przyłączonych do Sn (o 1,6%; tj. 239 GWh) i nN (o 1,7%; tj. o 183 GWh). W gospodarstwach domowych sprzedaż w ramach umów kompleksowych nieco wzrosła między innymi za sprawą możliwości zawierania tego rodzaju umów z nowym zmienionym sprzedawcą (TPA).

Tabela 3.7. Sprzedaż energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym posiadającym umowy kompleksowe w przedsiębiorstwach obrotu (PO_{SD}) wg grup odbiorców (styczeń - grudzień)

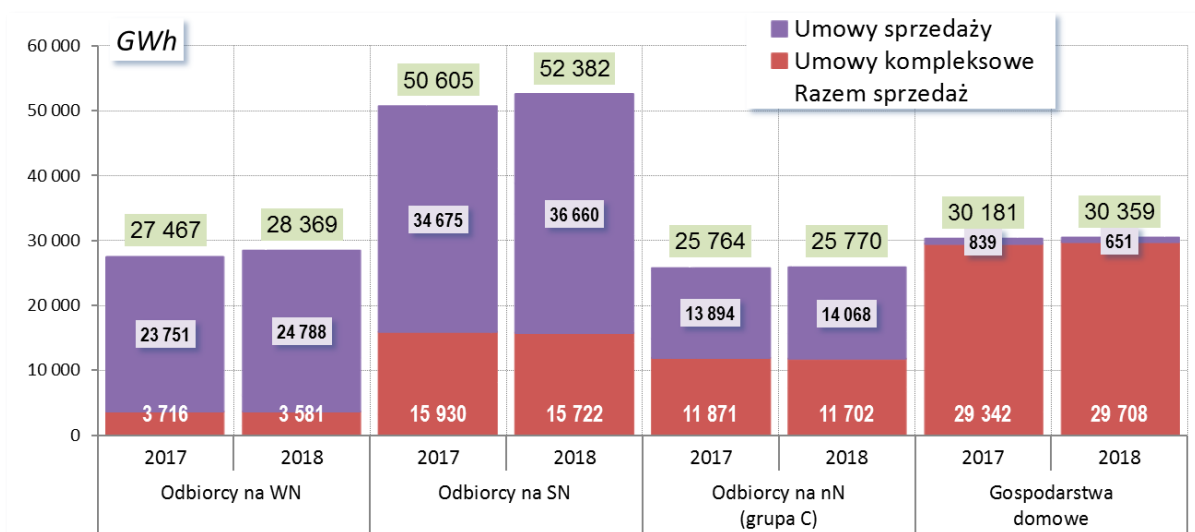
Wyszczególnienie	2017	2018	Dynamika
	GWh		%
Ogółem	58 364,6	58 011,2	99,4
<i>w tym:</i> odbiorcy na WN (grupa A)	2 505,8	2 312,3	92,3
odbiorcy na SN (grupa B)	15 013,5	14 774,5	98,4
odbiorcy na nN (grupa C)	10 669,8	10 486,7	98,3
gospodarstwa domowe	29 065,5	29 290,6	100,8

Źródło: ARE

W segmencie umów rozdzielonych „zasiedziały” przedsiębiorstwa obrotu sprzedały w 2018 roku 58 592 GWh energii elektrycznej, zwiększając tym samym wolumen sprzedaży o 2 113,5 GWh tj. o 3,7%. Odbiorcom przyłączonym do sieci WN przedsiębiorstwa „zasiedziały”, w ramach umów rozdzielonych, sprzedały 23 184,8 GWh czyli o 997,7 GWh (tj. o 4,5%) energii więcej niż w 2017 roku. Do odbiorców średnich napięć trafił wolumen energii większy o 1 429,9 GWh (tj. o 6,1%). Ostatnia grupa klientów komercyjnych (drobni,

odbierający energię na niskich napięciach) kupiła mniej energii (o 290,2 GWh, czyli o 2,8%). Wolumen energii sprzedanej przez przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziały” do grupy gospodarstw domowych był mniejszy o 7,2% (tj. o 23,9 GWh) w zestawieniu z 2017 rokiem.

Kolejni uczestnicy rynku detalicznego – alternatywne **przedsiębiorstwa obrotu (PO)** – **zwiększyły w analizowanym okresie udział w rynku detalicznym energii elektrycznej (z 12,5% do 13,1%)**. Grupa sprzedała odbiorcom końcowym 17 972,2 GWh energii. W zestawieniu z rokiem poprzednim, był to wzrost (o 6,1%; tj. o 1 029,2 GWh). Do klientów w ramach umów kompleksowych trafił wolumen w wysokości 417,6 GWh, czyli więcej o 51% (tj. o 141,1 GWh) niż rok wcześniej. W ramach umów rozdzielonych sprzedano 17 554,5 GWh, więcej niż rok wcześniej o 5,3%; tj. o 888,1 GWh.



Źródło: ARE

Rys. 3.7. Sprzedaż energii elektrycznej wg grup odbiorców końcowych (przedsiębiorstwa obrotu oraz wytwórcy bez Ec przemysłowych i Ec niezależnych) (styczeń - czerwiec)

Wytwórcy mają niewielki udział w sprzedaży energii odbiorcom końcowym, w roku 2018 około 2,2% i rok wcześniej 2,5%. Ilościowo w bieżącym okresie wytwórcy sprzedali do odbiorców końcowych 3 067,3 GWh (dynamika 91%).

Podsumowując rynek detaliczny w 2017/2018 roku:

- wolumen energii sprzedanej odbiorcom końcowym (137 642,6 GWh) był większy niż rok wcześniej (o 1,8%); odbiorcom przyłączonym do sieci WN sprzedano więcej energii o 3,3%, do odbiorców komercyjnych przyłączonych do sieci średnich napięć więcej o 3,5%, sprzedaż do klientów biznesowych przyłączonych do sieci niskich napięć pozostała na poziomie z roku poprzedniego, a przy sprzedaży do gospodarstw domowych odnotowano niewielką zmianę na plus (o 0,6%);
- wolumen energii sprzedanej w ramach umów kompleksowych, w analizowanym okresie zmienił się minimalnie na minus (dynamika 99,8%), mniej energii sprzedano do odbiorców przyłączonych do sieci WN (o 3,6%); spadła również sprzedaż do odbiorców komercyjnych przyłączonych do sieci średnich napięć (o 1,3%) i niskich napięć (o 1,4%). Wzrosła natomiast do gospodarstw domowych (o 1,2%);

- odbiorcom z umowami rozdzielonymi sprzedano więcej energii (o 4,1%): klientom przyłączonym do sieci WN (o 4,4%), więcej zakupili odbiorcy biznesowi przyłączeni do sieci średnich napięć (o 5,7%) i nieznacznie więcej odbiorcy komercyjni przyłączeni do sieci niskich napięć (o 1,3%), sprzedaż dla gospodarstw domowych spadła (o 22,4%).

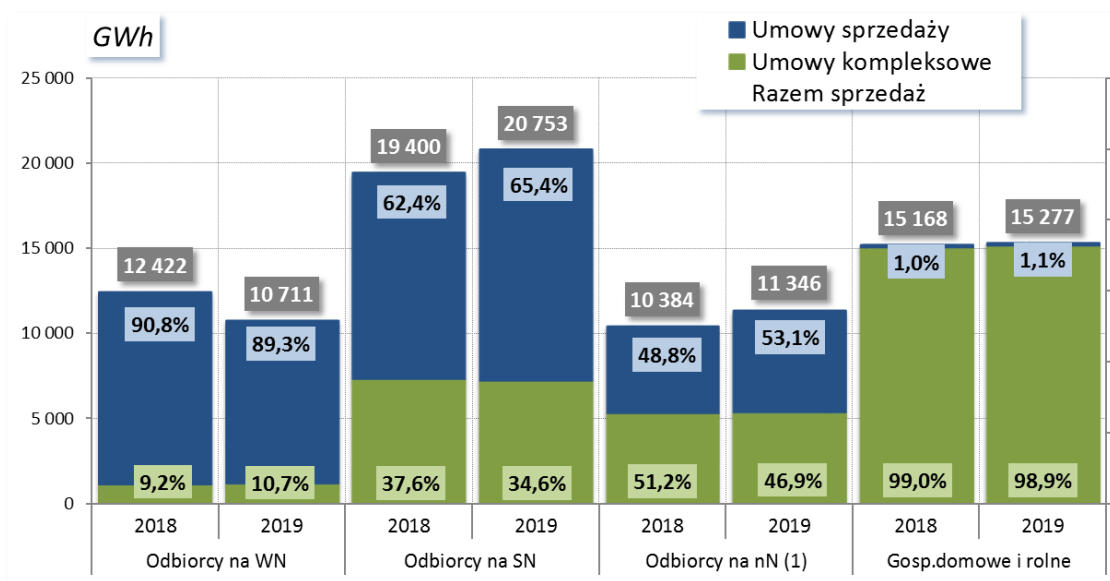
3.2.5. Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych na rynku detalicznym w pierwszym półroczu 2019 roku

Wolumen energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym w kraju w pierwszej połowie 2019 roku (66 804,9 GWh), był mniejszy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego (o 863,3 GWh, tj. o 1,3%). Dane za cały 2019 rok nie były jeszcze niestety dostępne w czasie wykonania opracowania.

Przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziały” (PO_{SD}), jako tzw. dominujący sprzedawcy energii elektrycznej, **w pierwszym półroczu 2019 roku posiadały 87,9% rynku** detalicznego, czyli więcej niż rok wcześniej (85,7%). Grupa ta w trakcie sześciu miesięcy 2019 roku sprzedała odbiorcom końcowym 58 704,2 GWh, czyli nieznacznie więcej (o 1,3% tj. o 741,9 GWh), niż w pierwszej połowie roku 2018.

Klienci korzystający z sieci wysokich napięć zakupili w PO_{SD} mniej energii niż rok wcześniej (o 13,8% tj. o 1 711 GWh). Sprzedaż energii klientom przyłączonym do sieci średnich napięć, przez grupę przedsiębiorstw obrotu zasiedziały, wzrosła (o 7,0%; tj. o 1 352,9 GWh). Odbiorcom biznesowym niskich napięć PO_{SD} sprzedały 11 346 GWh energii, był to wolumen większy niż w roku poprzednim (o 9,3%, tj. o 962,6 GWh). Sprzedaż do gospodarstw domowych w PO_{SD} zmieniła się minimalnie na plus (o 0,7% tj. o 109,7 GWh). [20]

Sprzedaż energii przez PO_{SD} prowadzona jest zarówno w ramach umów kompleksowych (UK) jak i w ramach umów rozdzielonych (US), co przedstawia rysunek poniżej.



Źródło: ARE

(1) bez odbiorców, których instalacje nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe

Rys. 3.8. Struktura sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym (umowy kompleksowe i umowy sprzedaży) z PO_{SD} (styczeń - czerwiec)

Wolumen energii sprzedanej w ramach umów kompleksowych w PO_{SD} nie zmienił się praktycznie w zestawieniu z pierwszą połową 2018 roku (+) 0,1% (tj. o 23,8 GWh). Ograniczenie sprzedaży dotyczyło tylko odbiorców komercyjnych przyłączonych do sieci średnich napięć (spadek o 1,7%; tj. o 124,8 GWh). Na pozostałych napięciach sprzedano minimalnie więcej energii niż rok wcześniej: na wysokich napięciach (o 0,5%; tj. o 5,7 GWh), odbiorcom przyłączonym do sieci niskich napięć (o 0,2% tj. o 12,6 GWh) i do gospodarstw domowych (o 0,7%; tj. o 102,2 GWh).

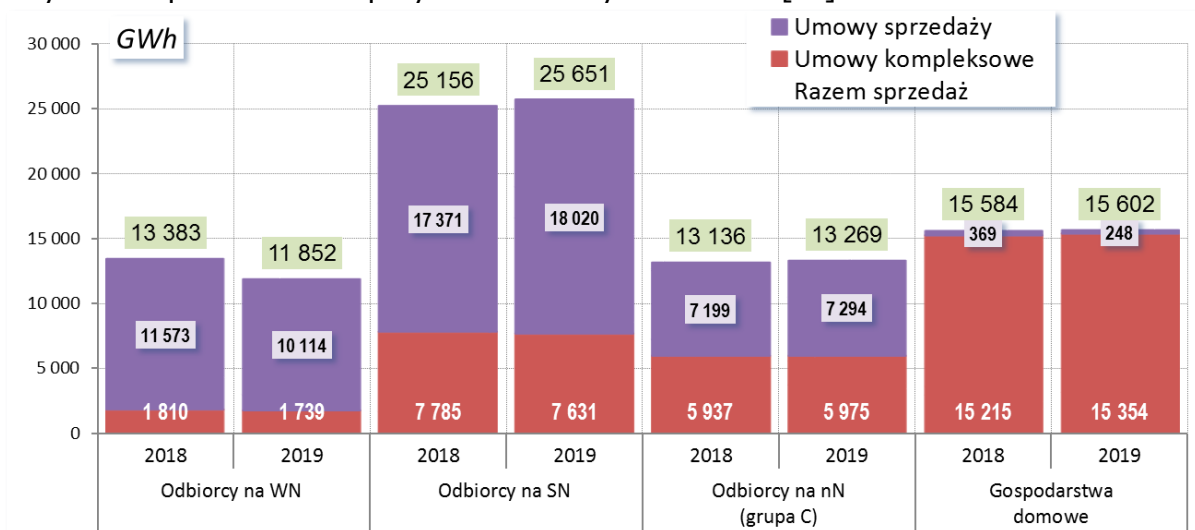
Tabela 3.8. Sprzedaż energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym posiadającym umowy kompleksowe, w przedsiębiorstwach obrotu (PO_{SD}) wg grup odbiorców (styczeń - czerwiec)

Wyszczególnienie	2018	2019	Dynamika %
	GWh		
Ogółem	29 360,3	29 384,1	100,1
w tym: odbiorcy na WN (grupa A)	1 143,6	1 149,3	100,5
odbiorcy na SN (grupa B)	7 303,2	7 178,3	98,3
odbiorcy na nN (grupa C)	5 313,1	5 325,8	100,2
gospodarstwa domowe	15 011,8	15 114,0	100,7

Źródło: ARE

W segmencie tzw. umów rozdzielonych¹ w pierwszym półroczu 2019 roku, PO_{SD} sprzedały 29 320,2 GWh energii elektrycznej, zwiększając tym samym portfel sprzedaży o 718,1 GWh tj. o 2,5%. Mniej energii przedsiębiorstwa te sprzedały jedynie odbiorcom przyłączonym do sieci WN, (o 1 717,1 GWh; tj. o 15,2%). Do odbiorców średnich napięć trafił wolumen energii większy niż w pierwszej połowie roku poprzedniego, o 1 477,8 GWh (tj. o 12,2%), do klientów komercyjnych przyłączonych do sieci niskich napięć większy o 950,0 GWh (tj. o 18,7%). Do grupy gospodarstw domowych sprzedaż wzrosła o 4,8% (tj. o 7,5 GWh). [20]

Kolejni uczestnicy rynku detalicznego – **alternatywne przedsiębiorstwa obrotu (PO) – zmniejszyły udział w rynku, z 12,0% w pierwszym półroczu 2018 roku do 9,9% w bieżącym okresie.** Od stycznia do czerwca 2019 roku grupa sprzedała odbiorcom końcowym 6 589,4 GWh energii. W zestawieniu z rokiem poprzednim, był to spadek (o 18,7%; tj. o 1 513,5 GWh). W związku z sytuacją na rynku hurtowym jaka miała miejsce w drugiej połowie 2018 roku część przedsiębiorstw PO wstrzymywała sprzedaż do odbiorców końcowych i ogłaszała upadłość. Konsekwencją sytuacji był również mocny spadek aktywności sprzedawców w pozyskiwaniu nowych klientów. [20]



Źródło: ARE

Rys. 3.9. Sprzedaż energii elektrycznej wg grup odbiorców końcowych (przedsiębiorstwa obrotu oraz wytwórcy bez Ec przemysłowych i Ec niezależnych) (styczeń - czerwiec)

Wytwórcy mają niewielki udział w sprzedaży energii odbiorcom końcowym, w pierwszym półroczu 2019 roku około 2,3% i rok wcześniej 2,4%. Ilościowo od stycznia do czerwca 2019 roku wytwórcy sprzedali do odbiorców końcowych 1511,2 GWh (dynamika 94,3%).

Podsumowując rynek detaliczny w pierwszym półroczu 2019 roku:

- wolumen energii sprzedanej odbiorcom końcowym (66 804,9 GWh) był nieznacznie mniejszy niż rok wcześniej (o 1,3%); odbiorcom przyłączonym do sieci WN sprzedano mniej energii o 11,4%, wzrosła sprzedaż do odbiorców komercyjnych przyłączonych do sieci średnich napięć (o 2,0%) i do sieci niskich napięć (o 1,0%). Sprzedaż do

¹ Wielkości mogą obejmować również odbiorców, którzy zawarli umowę sprzedaży ze sprzedawcą wyodrębnionym z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo działającym na terenie OSD do którego sieci są przyłączeni.

gospodarstw domowych pozostała praktycznie na poziomie pierwszej połowy 2018 roku;

- wolumen energii sprzedanej w ramach umów kompleksowych, w analizowanym okresie pozostał praktycznie na niezmiennym poziomie (dynamika 99,8%). Mniej energii sprzedano do odbiorców przyłączonych do sieci WN (o 3,9 %) oraz do sieci średnich napięć (o 2,0%). Minimalnie wzrosła sprzedaż do odbiorców przyłączonych do sieci niskich napięć (o 0,6%) i do gospodarstw domowych (o 0,9%);
- odbiorcom z umowami rozdzielonymi sprzedano mniej energii (o 2,3%): klientom przyłączonym do sieci WN sporo mniej (o 12,6%), więcej zakupili odbiorcy biznesowi przyłączeni do sieci średnich napięć (o 3,7%) i odbiorcy komercyjni przyłączeni do sieci niskich napięć (o 1,3%), sprzedaż dla gospodarstw domowych spadła (o 32,9%).

3.3. Uwarunkowania polskie zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA) – rola i zadania sprzedawców

3.3.1. Wprowadzenie

Zgodnie z zasadą TPA każdy sprzedawca energii elektrycznej ma prawo oferować sprzedaż tej energii odbiorcom końcowym na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Warunkiem realizacji zawartych umów sprzedaży jest jednak, o czym była mowa wyżej, podpisanie z OSD umowy GUD lub GUD-K. Na OSD spoczywa obowiązek zawarcia GUD lub GUD-K ze sprzedawcą, który o to wystąpi. Sprzedawcy natomiast nie mają obowiązku zawierania umów GUD i GUD-K, a tym samym sprzedawać energii do poszczególnych grup odbiorców z określonych obszarów. Zależy to wyłącznie od ich suwerennych decyzji biznesowych.

Faktyczna swoboda wyboru sprzedawcy, której miernikiem jest liczba aktywnych na rynku odbiorców oraz liczba dokonanych w danym okresie zmian sprzedawcy, jest wynikiem nakładania się na siebie wielu okoliczności, począwszy od stopnia świadomości odbiorców końcowych, poprzez ich motywację do zmiany sprzedawcy, aż po łatwość dokonania zmiany czy dostępność konkurencyjnych ofert na rynku.

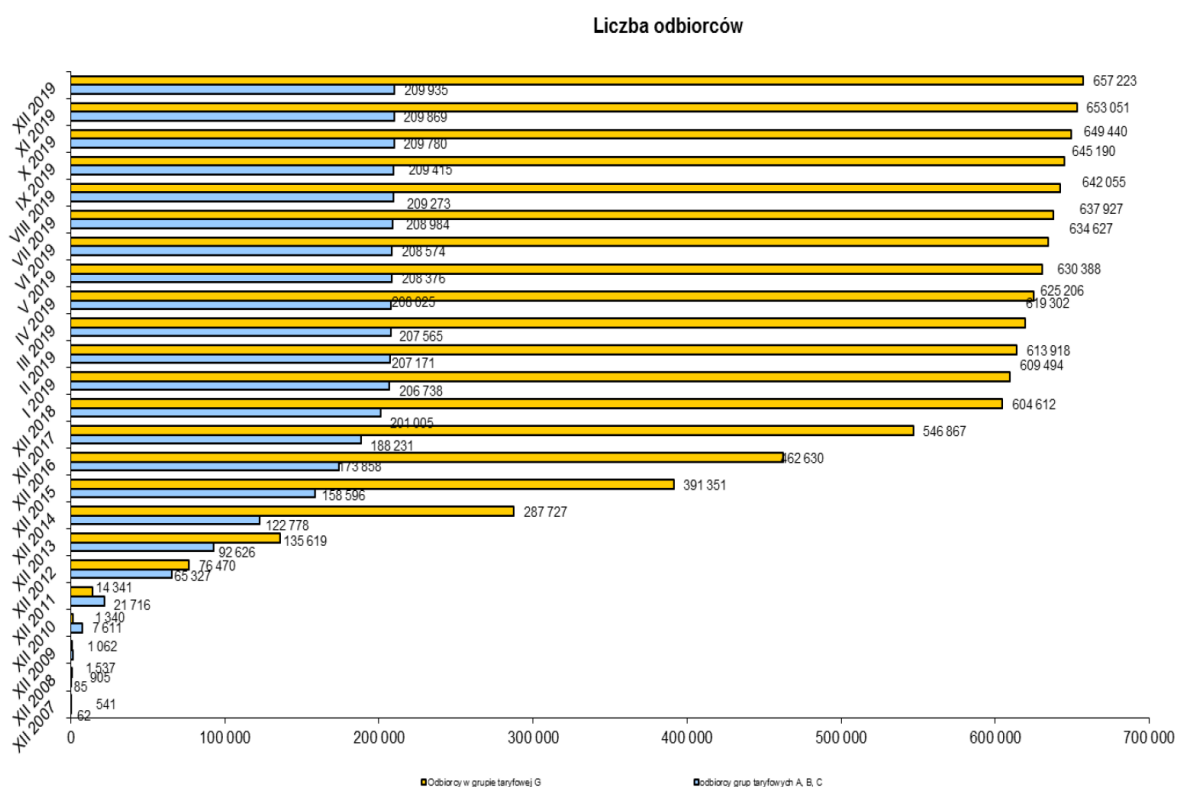
W Polsce od momentu uzyskania prawa przez wszystkich odbiorców do zmiany sprzedawcy, tj. od 1 lipca 2007 r., stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 6% z liczby wszystkich odbiorców) skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Mimo tej stosunkowo małej aktywności odbiorców, monitorowanie zmiany sprzedawcy pozwala dostrzegać jego pozytywne i negatywne strony oraz definiować bariery rozwoju rynku konkurencyjnego.

3.3.2. Zasada TPA – dane ogólnokrajowe

Zgodnie z danymi URE **Liczba odbiorców TPA** z grupy taryfowej **A, B, C** wg stanu na koniec grudnia 2019 r. wyniosła **209 935**, a więc zwiększyła się od końca XII 2018 r. o 8 930, co stanowi wzrost o 4,4%.

Natomiast liczba odbiorców TPA **w gospodarstwach domowych** wg stanu na koniec grudnia 2019 r. (grupa taryfowa G), wyniosła **657 223**, a więc zwiększyła się od końca XII 2018 r. o 52 611, co stanowi wzrost o 8,7%.

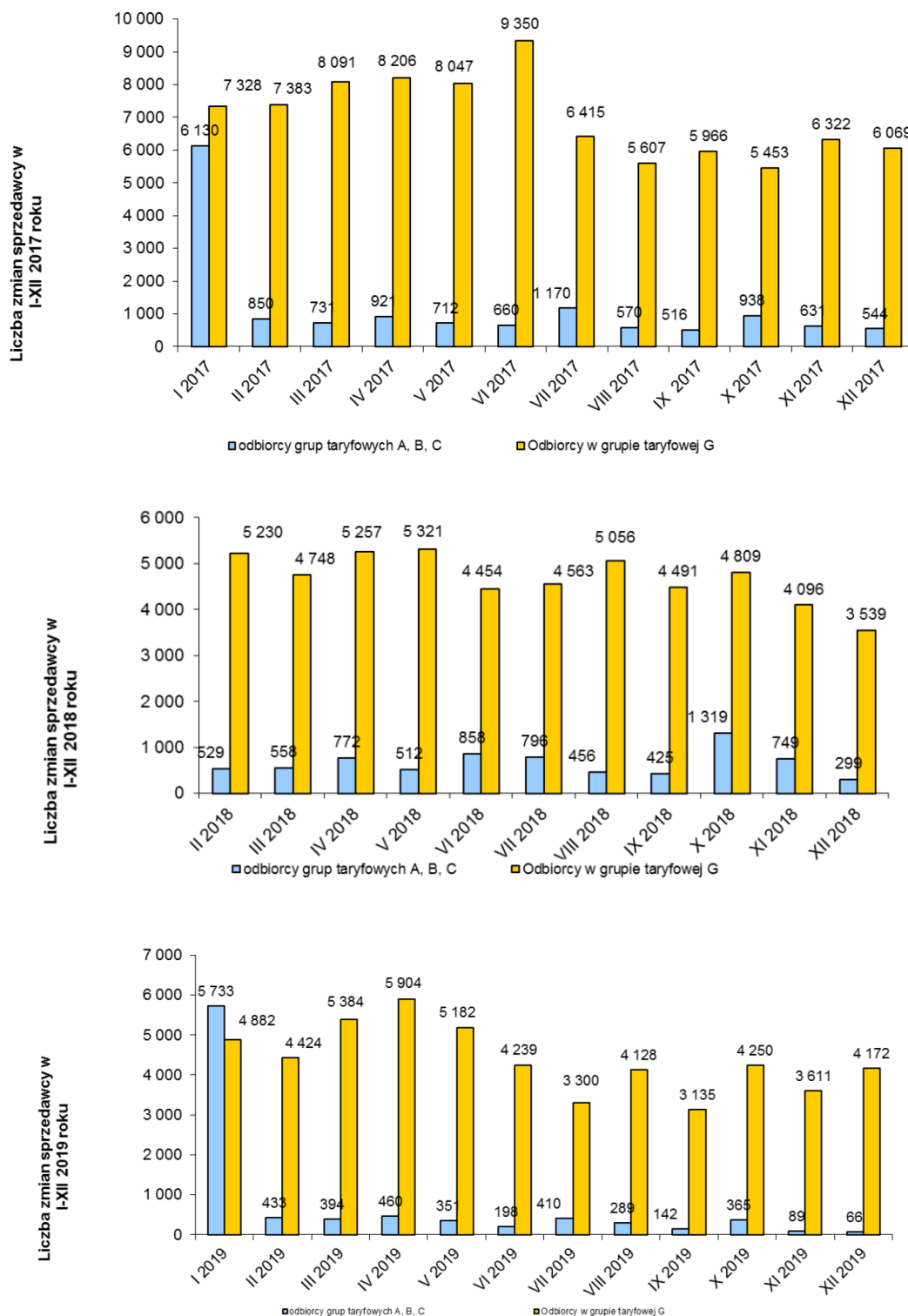
Dane powyższe zestawiono na rysunku poniżej.



Źródło: URE

Rys. 3.10. Liczba odbiorców końcowych, którzy zmienili sprzedawcę

Na kolejnych trzech rysunkach przedstawiono z kolei dane dotyczące zmiany sprzedawcy w kolejnych miesiącach 2017, 2018 i 2019 roku. Jak widać liczba to corocznie zmniejsza się, można jednak zaobserwować charakterystyczne miesiąca, w których głównie przedsiębiorcy dokonują większej liczby zmian, co wiąże się z tzw. rocznym budżetowaniem kosztów, w tym kosztów zakupu energii elektrycznej (przy czym rok 2018 ze względu na tzw. ustawę prądową przebiegał nieco inaczej w zakresie TPA).



Źródło: URE

Rys. 3.11. Miesięczna liczba zmian sprzedawcy w latach 2017 – 2019

3.3.3. Zasada TPA – dane w podziale na OSD

W 2018 roku monitorowaniem URE dotyczących TPA objętych zostało 41 OSD, tj. 5 dużych, wydzielonych w procesie unbundlingu oraz 36 tzw. OSD „przemysłowych”, działających jako przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, tzn. prowadzące równocześnie działalność sieciową i obrotową. Sytuacja w zakresie korzystania z TPA przez odbiorców przyłączonych do sieci poszczególnych OSD została przedstawiona w tabeli poniżej.

Tabela 3.9. Prawo wyboru sprzedawcy, stan na koniec 2018 r.

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA*		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]	Udział energii dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej en. dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo [%]
	stan na koniec 2018 r. (narastająco)		w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2018 r.	w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2018 r.
		w tym jedn. samorządu terytorialnego		
PGE Dystrybucja S.A.	211 173	1 531	16 504 702	45,35
ENERGA OPERATOR S.A.	182 638	2 355	10 196 849	45,39
TAURON Dystrybucja S.A.	223 895	631	29 105 837	58,33
ENEA Operator Sp. z o.o.	114 599	486	8 369 873	42,11
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	72 293	32	4 258 312	55,83
Razem 5 dużych OSD	804 598	5 035	68 435 573	50,22
OSD Energetyki Przemysłowej	2 365	x	2 406 151	29,61
Suma OSD	806 963	x	70 841 725	49,06

* Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów dystrybucji. Liczba odbiorców liczona według NIP.

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Kolejna tabela URE zawiera dane przedstawiające, w jaki sposób kształtowała się sytuacja w zakresie wyboru sprzedawcy na terenie poszczególnych OSD z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

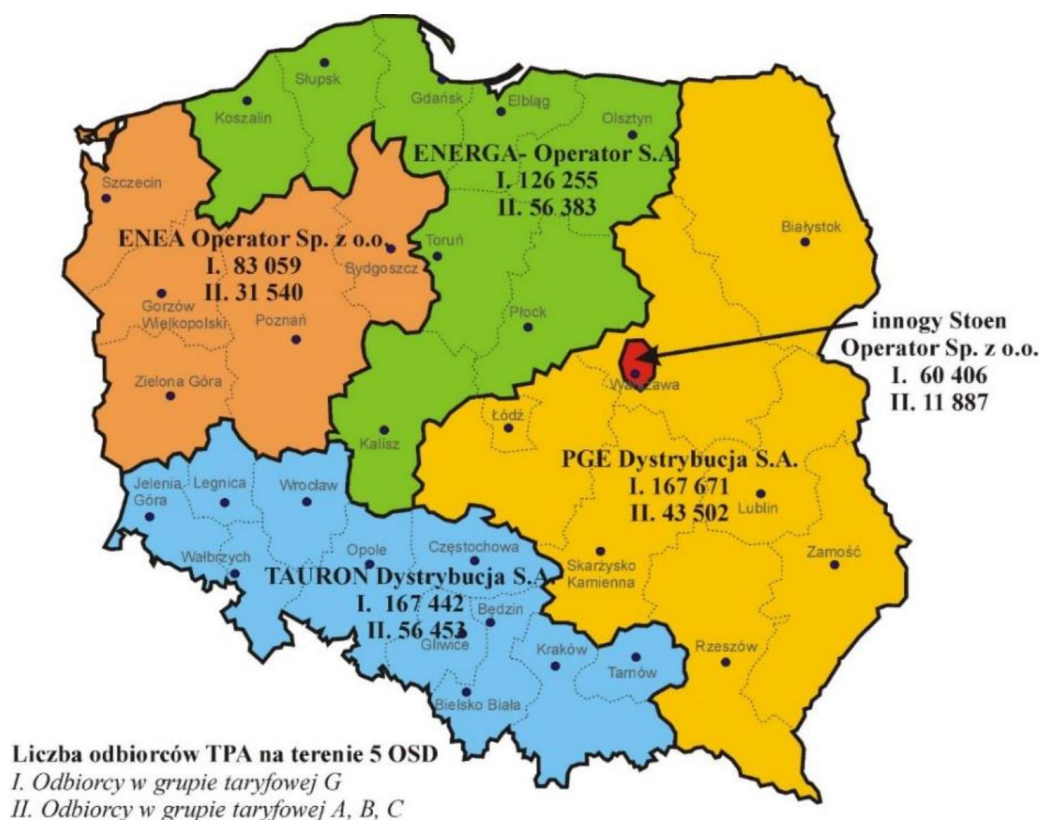
Tabela 3.10. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach odbiorców przemysłowych/komercyjnych i w gospodarstwach domowych (stan na koniec 2018 r.)

OSD przyłączeni do sieci NN

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba obiorców TPA*		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]	
	stan na koniec 2018 r. (narastająco)		w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2018 r.	
	A, B, C	G	A, B, C	G
PGE Dystrybucja S.A.	43 502	167 671	16 139 908	364 794
ENERGA OPERATOR S.A.	56 383	126 255	9 947 281	249 568
TAURON Dystrybucja S.A.	56 453	167 442	28 753 450	352 387
ENEA Operator Sp. z o.o.	31 540	83 059	8 176 489	193 384
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	11 887	60 406	4 056 572	201 740
Razem 5 dużych OSD	199 765	604 833	67 073 700	1 361 873
OSD Energetyki Przemysłowej	2 194	171	2 366 918	39 233
Suma OSD	201 959	605 004	69 440 618	1 401 106

* Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów dystrybucji. Liczba odbiorców liczona według NIP.

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.



Źródło: URE

Rys. 3.12. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych (stan na koniec 2018 r., narastająco)

W 2018 r. w dalszym ciągu Prezes URE udostępniał na stronach internetowych także tzw. porównywarke ofert cenowych dla gospodarstw domowych, dzięki której odbiorcy w gospodarstwach domowych mogli dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. Na koniec 2018 r. kalkulator zawierał oferty 36 sprzedawców (zarówno sprzedawców „zasiedziały”, jak i alternatywnych). Czynnikiem wpływającym na zaobserwowany stan był spadek aktywności w pozyskiwaniu nowych klientów przez spółki obrotu energią elektryczną, m.in. przez alternatywnych sprzedawców.

Z kolei w 2019 roku dane, które przytoczono w tabelach poniżej, do tzw. newslettera TPA URE pozyskiwało z „Ankiety miesięcznych dot. informacji o odbiorcach, którzy zmienili sprzedawcę oraz postępach prac nad Generalnymi Umowami Dystrybucyjnymi (GUD) oraz Generalnymi Umowami Dystrybucyjnymi dla Usługi Kompleksowej (GUD-K)”.

Tabela 3.11. Liczba odbiorców TPA w grupie taryfowej G w odniesieniu do poszczególnych obszarów dystrybucji - operatorów, według stanu na koniec grudnia 2019

Lp	OSD	Liczba odbiorców TPA* (stan na ostatni dzień badanego miesiąca- narastająco)		Energia dostarczona odbiorcom TPA [MWh] (w okresie styczeń/grudzień 2019 r.)
		XII 2018	XII 2019	I-XII 2019
1.	PGE Dystrybucja S.A.	209 571	219 123	17 374 110
2.	Energa Operator S.A.	182 552	197 222	10 002 691
3.	Tauron Dystrybucja S.A.	223 895	238 220	33 082 824
4.	ENEA Operator Sp. z o.o.	113 694	115 972	8 253 218
5.	innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	71 410	90 444	4 070 166
6.	PKP Energetyka S.A.	1 139	1 250	1 201 824
7.	Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.	522	545	197 771
8.	Spółki z Grupy Kapitałowej ESV	224	260	176 527
9.	Best-Eko Sp. z o. o.	8	8	1 056
10.	Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	18	21	318 179
11.	Grupa Energia GE Sp. z oo. Sp.k.	436	465	47 252
12.	Terma- Dom Sp. z o.o.	0	3	258
13.	Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.	0	10	22 363
14.	Fenice Poland Sp. z o.o.	0	6	2 195
15.	Arcelor Mittal Poland S.A.	0	6	51 384
16.	PGE GiEK S.A.	8	19	24 346
17.	Power 21 Sp. z o.o.	219	223	14 309
18.	ENESTA Sp. z o.o.	0	22	0
19.	Energit Sp. z o.o.	75	89	10 628
20.	Grupa Energia Obrót GE Sp. z oo. Sp.k.	96	103	4 993
21.	Zarząd Morskiego Portu Gdańsk S.A.	0	7	0
22.	ENERGIA EURO PARK Sp. z o.o.	0	39	293 410
23.	ZAEL-ENERGO Sp. z o. o.	0	65	3 878
24.	Zakład Usług Technicznych MEGA Sp. z o.o.	2	2	705
25.	ZAMET Budowa Maszyn S.A.	0	1	0
26.	Towarzystwo Inwestycyjne Elektrownia-Wschód S.A.	0	8	96
27.	ERGO Energy Sp. z o.o.	0	10	5 347
28.	Green Lights Sp. z o.o.	0	45	11 268
29.	Green Lights Dystrybucja Sp. z o.o.	0	12	1 027
30.	TERAWAT Dystrybucja Sp. z o.o.	0	60	16 625
31.	Lewandpol ProEnergia Sp. z o.o.	52	56	2 780
32.	PLUS Energia Sp. z o.o.	0	41	5 547
33.	Energomedia Sp. z o.o.	0	13	1 951
34.	Zespół Elektrowni Wodnych Nidzica	0	2	660
35.	PKN Orlen S.A.	7	7	45 590
36.	Elektrociepłownia Amdrychów Sp. z o.o.	0	54	10 217
37.	Grupa Azoty S.A.	0	16	13 349
38.	Synthos Dwory 7 Sp. z o.o.	4	4	891
	Razem	803 932	864 453	75 269 435

Źródło: URE

3.3.4. Odbiorcy w gospodarstwach domowych, którzy wybrali ofertę wolnorynkową u sprzedawcy z urzędu

Poniższe zestawienie, uzupełniające wcześniej przedstawione dane dotyczące zmian sprzedawcy, przedstawia za URE liczbę odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy skorzystali z oferty rynkowej sprzedawcy z urzędu, po rezygnacji z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE albo z oferty rynkowej innego sprzedawcy (stan na 31 grudnia 2019 r.).

Tabela 3.12. Liczby odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy wybrali ofertę taryfową oraz wolnorynkową sprzedawcy z urzędu

Stan na 31 grudnia 2019 r.	Liczba odbiorców w gosp. dom., wobec których stosowano ceny określone w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE	Liczba odbiorców w gosp. dom., którzy skorzystali z cennika - oferta pozataryfowa (wolnorynkowa) sprzedawcy	RAZEM	Udział odbiorców na ofercie wolnorynkowej w całkowitej ilości odbiorców %
PGE Obrót S.A.	3 728 500	906 800	4 635 300	19,56
ENERGA Obrót S.A.	1 841 980	763 565	2 605 545	41,45
Tauron Sprzedaż Sp. z o.o.	2 393 328	1 497 666	3 890 994	38,49
ENEA S.A.	1 744 623	354 109	2 098 732	16,87
Innogy Polska S.A.	X	920 540	906 075	100,00
Tauron Sprzedaż GZE Sp. z o. o.	X	1 021 197	1 021 197	100,00
Razem:	9 708 431	5 463 877	15 157 843	36,05

Źródło: URE

Największa liczba odbiorców w gospodarstwach domowych wobec, których stosowano ceny określone w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE występuje w spółce PGE Obrót S.A. i wynosi 3 728 500 odbiorców. Natomiast najmniejsza liczba odbiorców w gospodarstwach domowych, wobec których stosowano ceny określone w taryfie, występuje w spółce Enea S.A. i wynosi 1 744 623. Największa liczba odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy skorzystali z cennika - oferty pozataryfowej (wolnorynkowej) sprzedawcy „zasiedziałego” występuje w spółce Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. i wynosi 1 497 666 (udział 38,49% w stosunku do całkowitej liczby odbiorców). Natomiast najmniejsza liczba odbiorców, którzy skorzystali z oferty pozataryfowej występuje w spółce Enea S.A. i wynosi 354 109 (udział 16,87% w stosunku do całkowitej liczby odbiorców). Średni udział odbiorców na ofercie wolnorynkowej „sprzedawców zasiedziały” w stosunku do całkowitej liczby odbiorców wynosi 36,05%.

3.4 Podsumowanie – wpływ sytuacji na rynku detalicznym 2017 – 2019 na przedsiębiorstwa obrotu

Na potrzeby sektora elektroenergetycznego przyjmuje się, że rynek detaliczny jest rynkiem, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu paliw i energii na własny użytek.

Zgodnie z art. 32 ust 1 ustawy – Prawo energetyczne wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią (z licznymi wyłączeniami) wymaga uzyskania koncesji, którą wydaje Prezes URE na wniosek zainteresowanego przedsiębiorcy. Należy jednak podkreślić, że zarówno ustawa – Prawo energetyczne, jak i akty wykonawcze oraz powiązana z nimi polityka koncesyjna URE, nie uwzględniają podziału koncesji na rynek detalicznych czy hurtowy. Tak więc spółki obrotu posiadają jedną koncesję, która umożliwia im działanie zarówno na rynku hurtowym, jak i detalicznym. Wzbudzało to i wzbudza liczne problemy i wątpliwości, zarówno już na drodze ubiegania się o koncesję wśród wnioskujących, jak i później już w ramach prowadzonej działalności koncesjonowanej

Z roku na rok rosła liczba koncesjonowanych spółek obrotu, rosło także zainteresowanie tych spółek działaniem na rynku detalicznym, co zwiększało konkurencję i stawiało nowe wyzwania przed istniejącymi już graczami na rynku. Według stanu na koniec 14 lutego 2020 r. koncesję na obrót energią elektryczną (OEE) posiadało aż 449 koncesjonariuszy. W latach 2017-2019 mimo, coraz trudniejszej sytuacji na rynku (patrz rozdział 4.4. Wyniki finansowe wybranych grup przedsiębiorstw energetycznych), liczba koncesjonowanych spółek obrotu wzrosła z 383 do 444.

W przypadku zmiany warunków udzielenia koncesji każda koncesjonariusz powinien poinformować Prezesa URE o takiej zmianie, celem weryfikacji możliwości prowadzenia koncesjonowanej działalności. Z praktyki wynika, że mimo znaczących różnic faktycznego zakresu, a nawet pogarszającego się standingu koncesjonariusza, bardzo rzadko spółki występują do URE z informacją o zmianie warunków prowadzenia koncesjonowanej działalności, bojąc się utraty koncesji. Prezes URE dopiero od 2017 roku rozpoczął z własnej inicjatywy szersze badania wybranych koncesjonowanych spółek, co do których zaistniały (wg Prezesa URE) zmiany warunków udzielenia koncesji oraz przesłanki do zmiany albo nawet cofnięcia koncesji.

Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej na rynku detalicznym mają tzw. „zasiedziali” (PO_{SD}), którzy pozostali po wyodrębnieniu OSD ze skonsolidowanych struktur zakładów energetycznych (nie do końca właściwie kiedyś nazywanych spółkami dystrybucyjnymi), jako strona umów kompleksowych. Pełnią oni funkcję tzw. sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. W latach 2017 - 2019 r. działało na rynku detalicznym pięciu największych sprzedawców z urzędu oraz ponad 150 aktywnych, tzw. alternatywnych przedsiębiorstw obrotu, określanych często jako niezależne spółki obrotu. Na rynku detalicznym, co należy podkreślić działają także liczni sprzedawcy (w liczbie ponad 170) funkcjonujący w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

Uczestnikami rynku detalicznego, obok sprzedawców i odbiorców (końcowych), są operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). W latach 2017 - 2019 (podobnie jak sprzedawcy z urzędu) na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 5 dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSD) PSE S.A. i którzy mają obowiązek oddzielenia prowadzonej działalności dystrybucyjnej od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (*unbundling*). Kluczowe znaczenie dla realizacji funkcji OSD ma niezależność operatora, który zapewnia równy dostęp do sieci wszystkim uczestnikom rynku (patrz dalej TPA), co stanowiło w latach 2017-2019 podstawę konkurencji na rynku energii elektrycznej. Na rynku detalicznym w Polsce na danym terenie działa zawsze tylko jeden OSD oraz wielu sprzedawców, od których odbiorcy końcowi mogą kupować energię.

Zgodnie z zasadą TPA (zasada dostępu stron trzecich od sieci, każdy sprzedawca energii elektrycznej ma prawo oferować sprzedaż tej energii odbiorcom końcowym na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Warunkiem realizacji zawartych umów sprzedaży jest jednak zawarcie przez sprzedawcę umowy o świadczenie usług dystrybucji tzw. generalnej umowy dystrybucji (GUD) z OSD, do którego sieci przyłączony jest odbiorca. Natomiast realizacja umów kompleksowych wymaga zawarcia z OSD tzw. generalnej umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K). W latach 2017 - 2019 co roku rosła liczba sprzedawców, którzy podpisywali umowy GUD i GUD-K z OSD, co świadczy o zwiększającej się konkurencji w elektroenergetyce polskiej.

W Polsce jest 17,5 mln odbiorców końcowych, z czego około 91% to odbiorcy z tzw. grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 15,1 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to przedsiębiorcy - odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Wszyscy ci odbiorcy są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii. Wolumen energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym w kraju w 2018 roku, wynoszący 137,6 TWh, był większy niż zanotowany w 2017 roku o 2,485 TWh, tj. o 1,8%. Przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziały” (PO_{SD}), jako dominujący sprzedawcy energii elektrycznej na detalicznym rynku, w 2018 roku posiadały 84,7% rynku detalicznego, przy udziale zbliżonym do roku poprzedniego (85%). Grupa PO_{SD} w trakcie 2018 roku sprzedała odbiorcom końcowym 116 603 GWh (116,603 TWh), czyli o 1,5% więcej (tj. o 1 760 GWh, czyli 1,760 TWh) niż w roku 2017.

W latach 2017 -2019 r. rosła liczba odbiorców końcowych, którzy zmieniali sprzedawcę, która wśród przedsiębiorców (grupy taryfowe A, B, C) wg stanu na koniec grudnia 2019 r. wyniosła 209 935, a więc zwiększyła się od końca XII 2018 r. o 8 930, co stanowi wzrost o 4,4%. Natomiast liczba odbiorców TPA w gospodarstwach domowych wg stanu na koniec grudnia 2019 r. (grupa taryfowa G), wyniosła 657 223, a więc zwiększyła się od końca XII 2018 r. o 52 611, co stanowi wzrost o 8,7%. Dodatkowo należy podkreślić, że w latach 2017 – 2019 w przypadku dużej grupy odbiorców w gospodarstwach domowych PO_{SD} stosowały cenniki – tzw. oferty pozataryfowe (wolnorynkowe). Średni udział odbiorców na ofercie wolnorynkowej „sprzedawców zasiedziały” w stosunku do całkowitej liczby odbiorców wynosił pod koniec 2019 roku aż 36,05% (około 5 464 tys. odbiorców końcowych). Wskazuje to, że oprócz spółek niezależnych, także PO_{SD} na szeroką skalę proponowały odbiorcom końcowym oferty wolnorynkowe, zwiększając w latach 2017 – 2019 konkurencję na detalicznym rynku energii.

4. KSZTAŁTOWANIE CEN NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE I ICH WPŁYW NA PRZEDSIĘBIORSTWA OBROTU

4.1. Rynek hurtowy, w tym giełdowy (RDN i RTT)

4.1.1. Ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym

Struktura i mechanizmy funkcjonowania krajowego rynku hurtowego nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów rynków konkurencyjnych, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich. Uczestnicy rynku, na równych prawach, mają szeroki dostęp do różnych form zakupu i sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich kontraktowana i sprzedawana jest energia na rynku hurtowym.

Prezes URE ma ustawowy obowiązek monitorowania działania rynku oraz obserwacji wolumenów energii na rynku i cen hurtowych. Realizując ten obowiązek Prezes URE oblicza i systematycznie publikuje na swojej stronie internetowej:

- średnią kwartalną i średnią roczną cenę sprzedaży energii elektrycznej na hurtowym rynku konkurencyjnym,
- Średnią kwartalną cenę sprzedaży energii niepodlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży wynikającym z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy - Prawo energetyczne.

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej **na rynku konkurencyjnym** jest wyznaczana na podstawie danych dotyczących sprzedaży:

- do spółek obrotu spoza własnej grupy kapitałowej w ramach kontraktów dwustronnych,
- na giełdę energii.

Ceny są wyznaczone na podstawie umów sprzedaży energii do spółek obrotu, zawartych przez przedsiębiorstwa wytwórcze, zobowiązane do sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz na podstawie cen giełdowych. Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący do OSP nie jest uwzględniana przy wyznaczaniu ww. cen ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

Algorytm obliczania średniej kwartalnej ceny sprzedaży na rynku konkurencyjnym jest analogiczny, jak w przypadku średniej rocznej ceny sprzedaży. W dużej mierze uwzględnia wolumeny energii sprzedawanej na rynku giełdowym, co pozwala uczestnikom hurtowego rynku z dużym przybliżeniem szacować jej wielkość jeszcze przed oficjalną publikacją tej ceny przez Prezesa URE.

Tabela 4.1. Średnie roczne i średnie kwartalne ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w latach 2008 – 2019 (wg www.ure.gov.pl)

Rok	Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]*			
		I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
2019		241,81	247,21	252,65	
2018	194,30	174,95	186,21	208,83	205,50
2017	163,70	160,60	162,50	167,86	164,05
2016	169,70	167,45	171,14	171,52	168,88
2015	169,99	–	170,19	172,75	167,36
2014	163,58	–	–	–	–
2013	181,55	–	–	–	–
2012	201,36	–	–	–	–
2011	198,90	–	–	–	–
2010	195,32	–	–	–	–
2009	197,21	–	–	–	–
2008	155,44	–	–	–	–

Źródło: URE

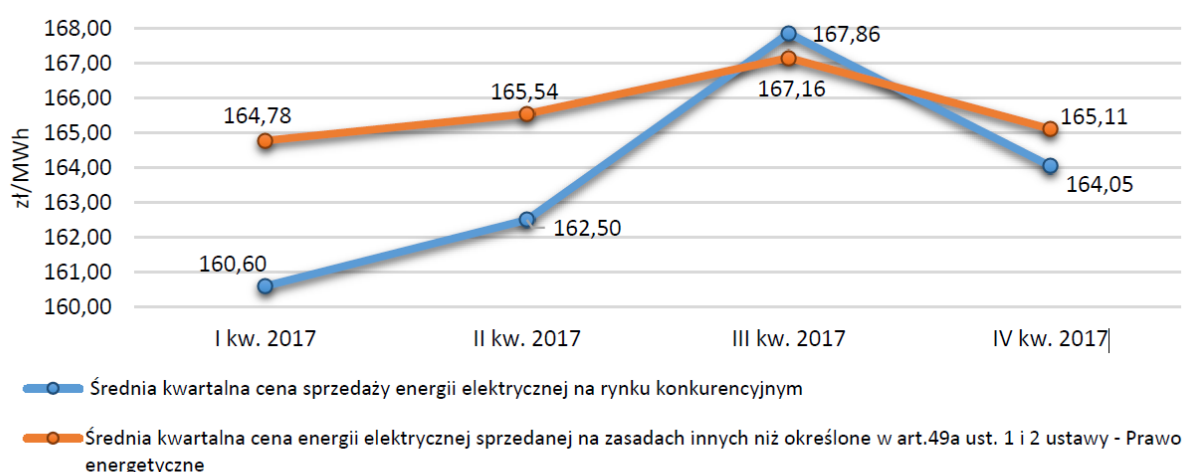
Średnia kwartalna cena sprzedaży **energii niepodlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży** wynikającego z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne obliczana jest przez Prezesa URE w oparciu o sprawozdania wytwórców realizujących sprzedaż poza rynkiem giełdowym, w reguły w dwustronnych kontraktach.

Tabela 4.2. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii niepodlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży w latach 2008 – 2019 (www.ure.gov.pl)

Rok	Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży [zł/MWh]				Wolumen sprzedanej energii elektrycznej [TWh]			
	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
2019	221,28	214,07	213,60	223,36	15,08	10,79	9,79	12,08
2018	171,85	174,23	183,69	180,25	22,65	20,39	21,35	22,81
2017	164,78	165,54	167,16	165,11	22,89	20,98	21,07	22,22
2016	169,13	173,50	172,34	169,57	14,56	11,38	10,52	12,69
2015	172,22	172,39	174,74	171,87	15,15	12,20	12,90	14,42
2014	158,14	164,70	167,92	167,97	11,06	9,13	9,42	10,84
2013	195,52	194,77	196,35	195,84	15,27	11,61	11,93	13,93
2012	203,40	201,09	203,37	202,12	11,90	8,66	8,21	10,87
2011	196,05	198,03	197,93	197,58	13,30	9,80	9,90	12,95
2010	–	–	186,44*	186,31	–	–	15,20*	28,50

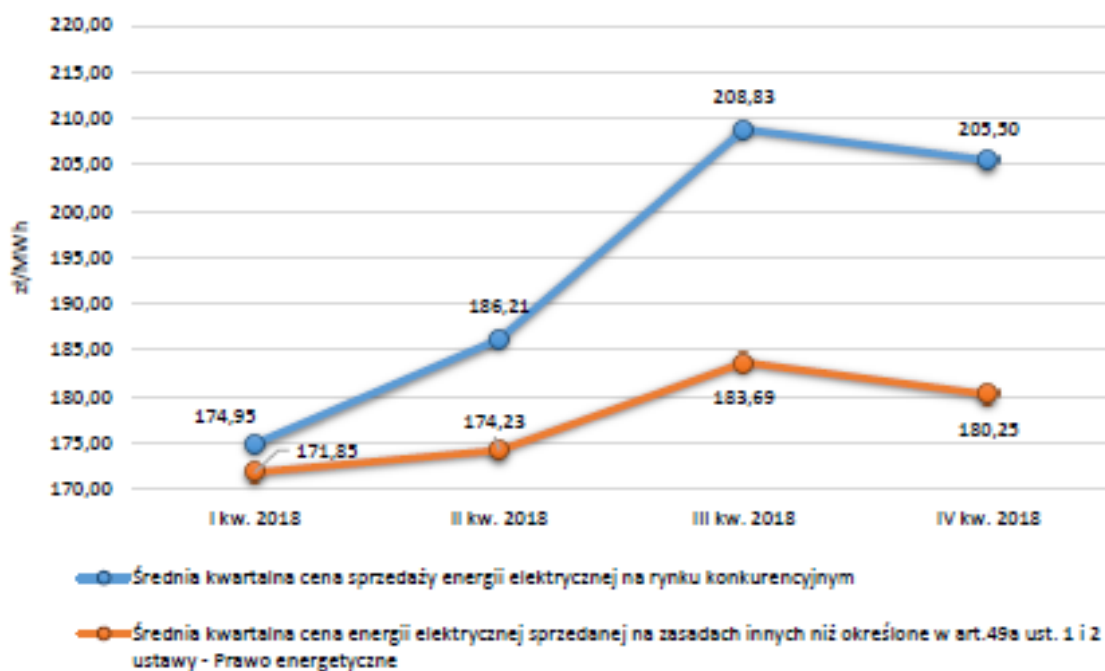
Źródło: URE

Rysunki 4.1 i 4.2 obrazują relacje pomiędzy kwartalnymi średnimi cenami sprzedaży na rynku konkurencyjnym (głównie giełdowym) oraz cenami w kontraktach dwustronnych (poza rynkiem giełdowym). Ceny w kontraktach dwustronnych, zawieranych na ogół na dłuższe okresy dostaw, są bardziej stabilne niż ceny giełdowe.



Źródło: Opracowanie własne URE.

Rys. 4.1. Porównanie średnich kwartalnych cen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne ze średnimi kwartalnymi cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r.



Rys. 4.2. Porównanie średnich kwartalnych cen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne ze średnimi kwartalnymi cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2018 r

4.1.2. Ceny energii elektrycznej na rynku giełdowym TGE S.A. w roku 2017

W 2017 r. odnotowano wzrost cen energii elektrycznej na RTT na TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest wzrost cen rok do roku kontraktów terminowych BASE_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE_Y-18 w całym 2017 r. ukształtowała się na poziomie 167,50 zł/MWh, podczas gdy w 2016 r. cena analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-17 wyniosła 159,26 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-18 zawieranych w grudniu 2017 r. wyniosła 177,63 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-17 zawieranych w grudniu 2016 r. wyniosła 160,44 zł/MWh. Oznaczało to wzrost ceny tych kontraktów o 10,7%.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2017 r. na wszystkich giełdowych rynkach energii TGE S.A. wyniósł 111,7 TWh, co oznacza spadek o 11,8% w stosunku do 2016 r., w którym całkowity wolumen transakcji wyniósł 126,7 TWh. Natomiast licząc po dacie dostawy, sprzedaż energii elektrycznej z dostawą w 2017 r. wyniosła 110,0 TWh, co stanowiło 66,3% produkcji energii elektrycznej brutto w 2017 r.

Największy wolumen obrotu realizowany jest na RTT. W 2017 r. na tym rynku zawarto 16 369 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 86,4 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem w 2017 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2018 r. (BASE_Y-18).

Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2017 r. wyniósł 46,3 TWh – stanowi to 53,6% łącznego wolumenu odnotowanego na parkiecie RTT w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w tym roku.

W 2017 r. na RDN zawarto 1 292 757 transakcji. Jednocześnie członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie około 25,2 TWh, co oznacza spadek o 9% w stosunku do roku poprzedniego.

W 2017 r. na RDB zawarto 6 313 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 90,6 GWh. Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2017 r. wyniosła 157,96 zł/MWh i była niższa względem 2016 r. o 3,78 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 161,74 zł/MWh.

Pod koniec 2017 roku i w roku 2018 zwiększono obligo giełdowe. Od stycznia 2018 roku, obowiązek handlu energią elektryczną na RTT TGE zwiększono do 30% a w końcu roku 2018 obowiązek sprzedaży energii elektrycznej przez giełdę został podniesiony do 100 proc. Przyczyną był istotny spadek obrotów na TGE w 2017 roku, a następnie dążenie do uspokojenia rynku, po gwałtownych wzrostach cen w drugiej połowie 2018 roku.

4.1.3. Ceny energii elektrycznej na rynku giełdowym TGE S.A. w roku 2018

W 2018 r. odnotowano znaczący wzrost cen energii elektrycznej na RTT na TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest wzrost cen rok do roku kontraktów terminowych BASE_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE_Y-19 w całym 2018 r. ukształtowała się na poziomie 242,40 zł/MWh, podczas gdy w 2017 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-18 wyniosła 167,50 zł/MWh.

Jednocześnie na RTT średnia miesięczna cena kontraktów rocznych BASE_Y-19 zawieranych w grudniu 2018 r. wyniosła 281,17 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-18 zawieranych w grudniu 2017 r. wyniosła 177,63 zł/MWh. Oznacza to wzrost ceny tych kontraktów o 58,3%.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2018 r. wyniosła 224,71 zł/MWh i była wyższa względem 2017 r. o 66,75 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 157,96 zł/MWh.

Na rynku hurtowym RDB w 2018 roku ceny bardzo mocno rosły osiągając maksymalny poziom we wrześniu 276,5 PLN/MWh.

Od marca do maja 2018 roku ceny energii rosły. Średnioważona cena na TGE w maju ukształtowała się na poziomie 212,8 PLN/MWh. W czerwcu, po zapowiedzi Prezesa URE kontroli na rynku hurtowym, ceny energii nieznacznie spadły. Po czym nastąpił ich dynamiczny wzrost sięgając we wrześniu 2018 roku poziomu 291,5 PLN/MWh, a w listopadzie maksymalnego poziomu 295,5 PLN/MWh.

Wystąpiły w krótkim czasie gwałtowne wzrosty cen, które trudno uzasadnić wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂ i cen węgla. W ostatnim tygodniu maja 2018 roku wzrosła cena kontraktu z dostawą w trzecim kwartale 2018 roku (o prawie 100 PLN/MWh) dla kontraktów szczytowych, przy transakcjach o łącznym wolumenie 27 MW (0,12% zapotrzebowania

rynku). Podobnie kontrakty na energię elektryczną z dostawą w czwartym kwartale 2018 roku wyceniane były prawie 80 PLN/MWh drożej niż energia na pierwszy kwartał 2019 roku.

Powyższe zachowania monitorował Prezes URE. Według niego wzrost cen prądu na giełdzie od września do grudnia 2018 roku nie był spowodowany wyłącznie rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO₂ i węgla, ale także możliwą manipulacją na kontraktach rocznych na 2019 rok. W efekcie Prezes URE wszczął postępowania wyjaśniające mające na celu sprawdzenie, czy notowane wzrosty cen wypełniają znamiona „manipulacji na rynku” lub „próby manipulacji na rynku”. Postępowanie zostało zakończone złożeniem w maju 2019 roku zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa manipulacji lub próby manipulacji. W sierpniu 2019 r. Prokuratura Okręgowa w Warszawie wszczęła w tej sprawie dochodzenie.

4.1.4. Ceny energii elektrycznej na rynku giełdowym TGE S.A. w roku 2019

W pierwszym kwartale 2019 roku ceny obniżały się, od 246,3 PLN/MWh w styczniu, do 213,3 PLN/MWh w lutym i do najniższego poziomu w marcu 198,5 PLN/MWh, czyli praktycznie do poziomu z kwietnia 2018 roku. Do znacznego spadku cen przyczyniła się głównie pogoda. Średnia temperatura w pierwszym kwartale 2019 roku była wyższa od średniej z lat 1971 – 2000. Z uwagi na silną wietrzność wysoka była generacja wiatrowa, farmy wiatrowe pracowały ze średnim obciążeniem na poziomie 39%. W poszczególnych miesiącach drugiego kwartału 2019 roku ceny systematycznie rosły do najwyższego poziomu w czerwcu 256,4 PLN/MWh.

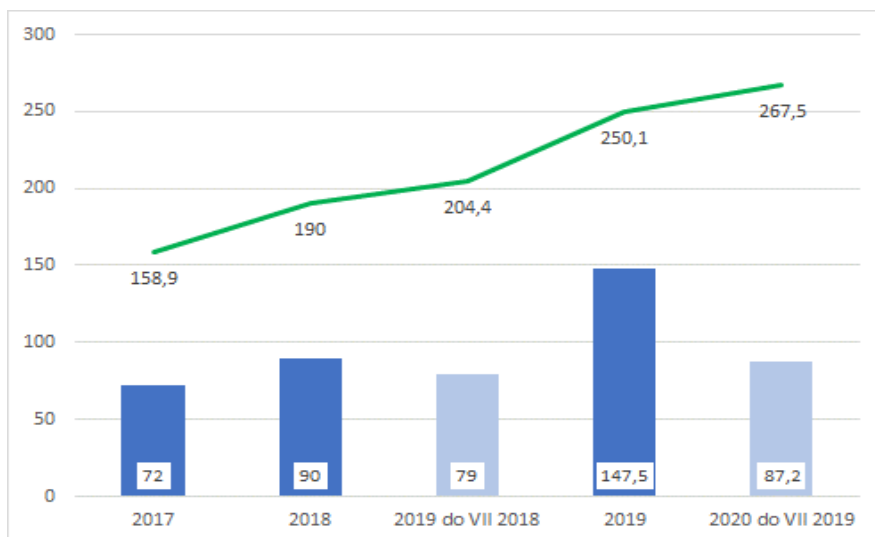
Sumarycznie średnia ważona cena energii elektrycznej na rynku SPOT TGE (RDN i RDB) w okresie styczeń – czerwiec 2019 roku ukształtowała się na poziomie 230,6 PLN/MWh i była wyższa o 30,1 PLN/MWh (tj. o 15,0%) w odniesieniu do ceny z pierwszego półrocza 2018 roku. W odniesieniu do średniej ceny z 2018 roku była wyższa o 5,8 PLN/MWh.

Wolumen obrotu w pierwszej połowie 2019 roku wyniósł 16 904,8 GWh i był o 23,3% (tj. o 3 199,5 GWh) wyższy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Na rynkach terminowych na koniec czerwca 2019 roku średnia ważona cena (BASE, PEAK i OFFPEAK) dla kontraktów terminowych na rok 2019 (liczona dla kontraktów zawieranych od stycznia 2016 roku do czerwca 2019 roku) kształtowała się na poziomie 249,3 PLN/MWh. Była to więc cena wyższa o 58,3 PLN/MWh niż dla energii z dostawą w 2018 roku wynoszącej 191,0 PLN/MWh.

W marcu 2019 roku średnia ważona cena na rynku terminowym z dostawą w 2019 roku obniżyła się do 262,2 PLN/MWh (BASE, PEAK i OFFPEAK), w kwietniu nastąpił wzrost ceny do 280,1 PLN/MWh i w kolejnych dwóch miesiącach niewielkie spadki, do 273,3 PLN/MWh w czerwcu, przy zmniejszonych obrotach. Wolumen transakcji (BASE, PEAK i OFFPEAK) zawartych na rynku terminowym (na rok 2019) od stycznia 2016 roku do końca czerwca 2019 roku wyniósł 175 413,9 GWh.

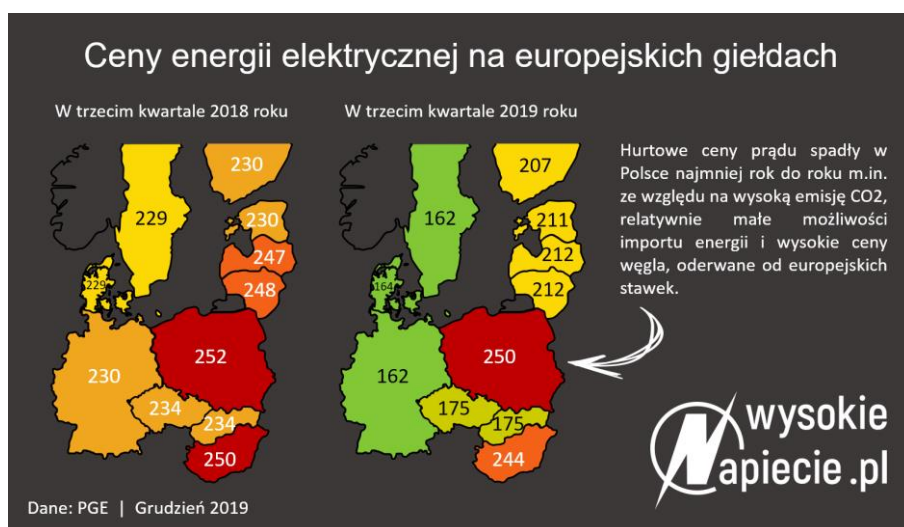
Porównanie cen za pierwszy i drugi kwartał 2019 roku wskazuje na wyhamowanie wzrostu cen w segmencie rynku terminowego RTT na TGE (spadek o 1,1 PLN/MWh).



Rys. 4.3. Ceny i wolumeny energii w kontraktach Base TGE na kolejne lata [TWh w słupkach i zł/MWh w wykresie liniowym]

Na rys. 4.3 widać rosnące wolumeny energii w kontraktach BASE na TGE od 2017 roku oraz ich rosnące ceny, wpływające na ogólny poziom cen energii na krajowym rynku hurtowym.

4.1.5. Ceny energii elektrycznej na giełdach europejskich w roku 2018 i 2019



Źródło: wysokienapiecie.pl

Rys. 4.4. Ceny energii elektrycznej na europejskich giełdach i w Polsce w latach 2018 i 2019,

Jak wynika z Rys. 4.4 polski rynek hurtowy energii elektrycznej należy do najdroższych w Europie, a krajowi producenci energii przegrywają konkurencję z energią napływającą z państw o większym udziale elektrowni atomowych i źródeł odnawialnych. Efektem tej sytuacji jest znaczny wzrost importu energii od 2,3 TWh w roku 2017, 5,7 TWh w roku 2018 do 10,6 TWh w 2019. W konsekwencji nastąpił spadek produkcji w krajowych elektrowniach wykorzystujących paliwa kopalne a zapotrzebowanie odbiorców końcowych uzupełniono tańszym importem.

4.2. Taryfy i ceny energii elektrycznej na rynku detalicznym

4.2.1. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe 2017 i 2018

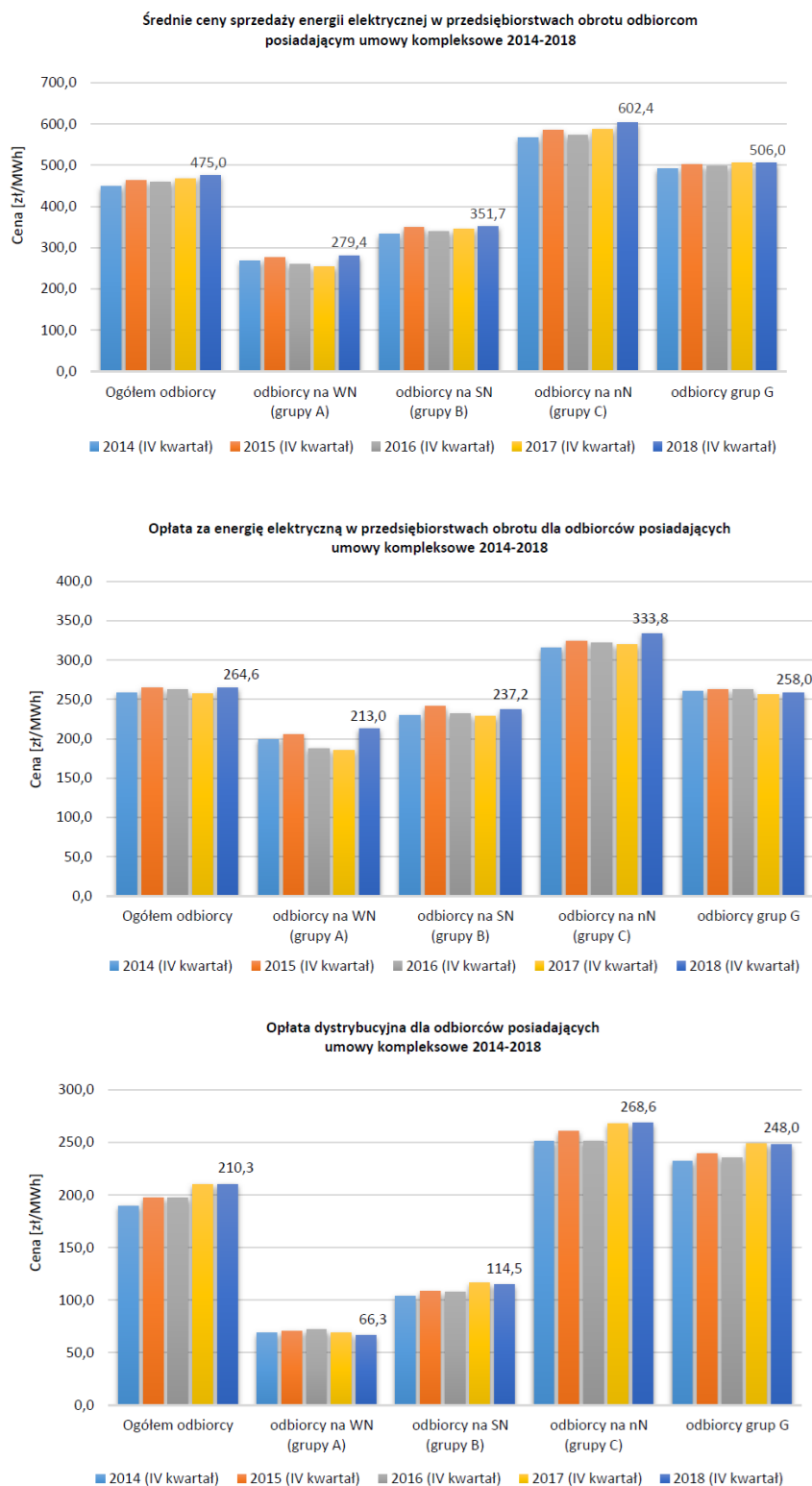
Po uwolnieniu w 2008 r. cen w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych i biznesowych – sprzedawcy wykonujący zadania sprzedawców z urzędu oraz sprzedawcy funkcjonujący w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo, niezobowiązani do rozdzielania działalności, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną dla innych odbiorców niż gospodarstwa domowe. Należy zaznaczyć, że sprzedawcy, którzy pełnią również funkcję sprzedawcy z urzędu, są uprawnieni do przedstawiania ofert rynkowych wszystkim odbiorcom, w tym odbiorcom grupy taryfowej G przyłączonym do sieci operatora, na obszarze którego sprzedawcy realizują zadania sprzedawcy z urzędu pod warunkiem, że sprzedawcy ci uprzednio poinformowali odbiorcę o wysokości cen energii elektrycznej określonej w aktualnie obowiązującej taryfie, a w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych – także o obowiązku, o którym mowa w art. 5a ustawy – Prawo energetyczne.

Zaprezentowane poniżej za URE dane dotyczą cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych, zastosowanych we wskazanych okresach u odbiorców posiadających umowy kompleksowe. Pomiędzy IV kwartałem 2017 r. a IV kwartałem 2018 r. ceny za energię elektryczną wzrosły dla wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców z grupy taryfowej A – o 14,8%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej G oraz odbiorców w gospodarstwach domowych – o 0,8%. Opłaty dystrybucyjne w 2018 r. spadły dla wszystkich grup taryfowych za wyjątkiem odbiorców grupy taryfowej C. Największy spadek opłaty dystrybucyjnej nastąpił dla odbiorców w grupie taryfowej A – o 3,9%, a najmniejszy dla odbiorców w grupie taryfowej G – o 0,4%. Dla odbiorców z grupy taryfowej C opłata dystrybucyjna wzrosła o 0,3%.

Tabela 4.3. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2017 r.			IV kwartał 2018 r.		
	średnia cena sprzedaży	w tym:		średnia cena sprzedaży	w tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna
[zł/MWh]						
Ogółem odbiorcy	467,4	257,2	210,1	475,0	264,6	210,3
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	254,5	185,5	69,0	279,4	213,0	66,3
odbiorcy na SN (grupy B)	344,3	228,2	116,1	351,7	237,2	114,5
odbiorcy na nN (grupy C)	587,2	319,3	267,9	602,4	333,8	268,6
odbiorcy grup G	505,0	255,9	249,0	506,0	258,0	248,0
w tym: gospodarstwa domowe	504,6	255,8	248,9	505,6	257,9	247,7

Źródło: Dane Ministerstwa Energii.



Źródło: URE

Rys. 4.5. Zmiana cen za energię elektryczną i opłat dystrybucyjnych – porównanie IV kwartału w latach 2014-2018

4.2.2. Obowiązek zatwierdzania taryf a konkurencyjny rynek energii elektrycznej

Należy podkreślić, że w latach 2017 – 2019, pomimo oczekiwań sprzedawców energii nie odnotowano znaczących zmian w zakresie podejścia Prezesa URE do zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych. Kontynuowana była dotychczasowa polityka Prezesa URE (tj. utrzymanie obowiązku przedkładania do zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla gospodarstw domowych przez wybranych sprzedawców energii elektrycznej) podyktowana, jak wynika z wielu wystąpień przedstawicieli tego organu, przede wszystkim troską o ochronę klientów (odbiorców końcowych) przed nieuzasadnionym wzrostem cen w segmencie gospodarstw domowych.

W dniu 15 grudnia 2016 r. Prezes URE zatwierdził **obowiązujące w 2017 roku taryfy** dla energii elektrycznej OSP oraz czterech największych OSD, tj. PGE Dystrybucja SA, Tauron Dystrybucja SA, Enea Operator Sp. z o.o. oraz Energa Operator SA. Natomiast taryfa innogy Stoen Operator Sp. z o.o. w wyniku postępowania prowadzonego przez URE została zaakceptowana częściowo, wyłącznie w zakresie kosztów, które nie są zależne od przedsiębiorstwa, tzn. stawki opłaty przejściowej, stawki opłaty OZE i stawki jakościowej. Co należy podkreślić, wg URE, wszystkie wnioski taryfowe przedłożone wcześniej przez OSD zawierały wyższe kwoty i różniły się znacząco od tych uznanych oraz zatwierdzonych przez Regulatora. W sumie dla wszystkich OSD średni wzrost stawek opłat w dystrybucji dla grupy gospodarstw domowych wynosi 5,9 %. Wzrost stawki w dystrybucji wynikał przede wszystkim ze znacznego wzrostu stawek opłaty przejściowej, które zamieszczone zostały w art. 11 a) ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz z nowej stawki opłaty OZE, opublikowanej w Informacji Prezesa URE Nr 62/2016 z dnia 22 listopada 2016 r., której podstawą jest art. 98 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

Także 15 grudnia 2016 r. przez Prezesa URE zatwierdził trzem przedsiębiorstwom - pełniącym funkcję sprzedawców z urzędu - taryfy dla energii elektrycznej w obrocie dla gospodarstw domowych. Jako ostatnia 16 grudnia została zatwierdzona taryfa dla Energa Obrót, wg URE, z powodu opóźnienia w dostarczeniu do URE uzasadnionego wniosku. Średnio dla odbiorców czterech sprzedawców z urzędu spadek cen w obrocie energią elektryczną wynosi 4,6 %. Spadek cen energii elektrycznej wynika głównie z niższych kosztów zakupu energii oraz tzw. zielonych certyfikatów. Skutki zatwierdzonych taryf na 2017 roku dla poszczególnych grup odbiorców przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.4. Skutki zatwierdzonych taryf na 2018 rok dla poszczególnych grup odbiorców

Operator Systemu Dystrybucyjnego/Sprzedawca z urzędu	Zmiana taryfy w dystrybucji ogółem	Zmiana taryfy w dystrybucji dla odbiorców w grupach G	Zmiana taryfy sprzedawców z urzędu dla odbiorców w grupach G	Łączna zmiana rachunku w grupie G11 przy średnim zużyciu 1777 kWh	Łączna zmiana rachunku w grupie G12 przy średnim zużyciu 3335 kWh
	%	%	%	%	%
ENEA Operator Sp. z o.o./ ENEA SA	5,2	5,6	- 4,8	1,7	- 0,04
ENERGA Operator SA/ENERGA Obrót SA	4,2	4,5	- 4,3	2,14	0,56
PGE Dystrybucja SA/PGE Obrót SA	6,1	6,8	- 4,6	od 2,56 do 3,86	od -2,88 do 1,76
TAURON Dystrybucja SA/TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.	6,0	6,0	- 4,7*	od 1,43 do 2,13*	od -0,27 do 0,16*
innogy Stoen Operator**	6,6***	6,9***	**	**	**
RAZEM	5,6	5,9	- 4,6****		

*skutki tylko dla odbiorców Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. (Tauron Sprzedaż GZE Sp. z o.o. nie przedkłada taryfy do zatwierdzenia).

**przedsiębiorstwo obrotu innogy Polska SA nie przedkłada taryfy do zatwierdzenia.

***dla innogy Stoen Operator taryfa została zatwierdzona tylko w części dotyczącej stawki jakościowej, stawki OZE i stawek opłaty przejściowej.

**** średnia nie obejmuje Tauron Sprzedaż GZE Sp. z o.o. oraz innogy Polska SA.

Źródło: URE

W połowie grudnia 2017 roku Prezes URE zatwierdził taryfy dla energii elektrycznej dla OSP oraz pięciu największych OSD: PGE Dystrybucja SA, Tauron Dystrybucja SA, Enea Operator Sp. z o.o., Energa Operator SA oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Średni spadek stawek opłat w dystrybucji wyniósł 0,8% (wynika to przede wszystkim z obniżenia ustalonej przez Prezesa URE stawki opłaty OZE, która na 2018 rok wynosi 0,00 zł/MWh). Jednocześnie Prezes URE zatwierdził taryfy dla energii elektrycznej dla gospodarstw domowych przedsiębiorstw pełniącym funkcję sprzedawców z urzędu tj. ENEA SA, PGE Obrót SA, ENERGA Obrót SA i TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., w których średnio dla odbiorców grupy taryfowej G czterech największych sprzedawców energii elektrycznej wzrost cen w obrocie wynosi ok. 0,5%, niewiele różniąc się między poszczególnymi przedsiębiorstwami; skutki zatwierdzonych taryf przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4.5. Skutki zatwierdzonych taryf na 2018 rok dla poszczególnych grup odbiorców

Operator Systemu Dystrybucyjnego /Sprzedawca z urzędu	Zmiana średniej stawki w dystrybucji ogółem	Zmiana średniej stawki w dystrybucji dla odbiorców w grupach G	Zmiana średniej ceny w obrocie (sprzedawców z urzędu) dla odbiorców w grupach G	Łączna zmiana rachunku w grupie G11 przy średnim zużyciu 1790 kWh	Łączna zmiana rachunku w grupie G12 przy średnim zużyciu 3388 kWh
	%	%	%	%	%
ENEA Operator Sp. z o.o. / ENEA SA	-1,1	-0,7	0,3	-0,2	- 0,3
ENERGA Operator SA/ENERGA Obrót SA	-1,8	-1,1	0,3	-0,35	-0,5
PGE Dystrybucja SA/PGE Obrót SA	-0,4	-0,3	0,5	od -0,1 do 1,5	od -2,5 do 0,25
TAURON Dystrybucja SA / TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.	-0,2	0,15	0,8*	od -0,2 do 0,95	od -0,4 do -0,1
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.**	-2,9	-2,2	**	**	**
RAZEM	-0,8	-0,5	0,5***		

*Skutki tylko dla odbiorców Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. (Tauron Sprzedaż GZE Sp. z o.o. nie przedkłada taryfy do zatwierdzenia)

**Przedsiębiorstwo obrotu innogy Polska SA nie przedkłada taryfy do zatwierdzenia

***Średnia nie obejmuje Tauron Sprzedaż GZE Sp. z o.o. oraz innogy Polska SA

Źródło: URE

Konsekwencją zliberalizowanego w 2015 roku stanowiska Prezesa URE, dotyczącego możliwości stosowania innych niż taryfa ofert sprzedaży energii elektrycznej, wzrosły możliwości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców z grup taryfowych G na zasadach wolnorynkowych. Działalność sprzedawców energii oferujących różne produkty dostosowane do rzeczywistych potrzeb odbiorców końcowych została pozytywnie odebrana przez rynek energii elektrycznej. W portfolio produktowym sprzedawców można było odnaleźć coraz szerszą, bardziej spersonalizowaną ofertę do szerszej grupy odbiorców. Zmiana ta przyczyniła się do dalszego rozwoju rynku konkurencyjnego, co powinno stanowić kolejny krok do jego pełnego uwolnienia.

Należy jednak w tym miejscu ponownie podkreślić, że zdaniem autorów opracowania, wymóg zatwierdzania taryf jest poważnym ograniczeniem działalności gospodarczej przedsiębiorstw obrotu – sprzedawców energii elektrycznej, a dla części z nich odgórna regulacja przychodu może oznaczać ponoszenie znaczących strat finansowych na sprzedaży energii do segmentu gospodarstw domowych. Na znane wcześniej praktyczne uwarunkowania sprzedaży detalicznej w 2019 roku główny wpływ miała przyjęta przez Sejm pod koniec 2018 roku ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw [7] oraz późniejsze jej nowelizacje (łącznie zwane ustawą prądową lub cenową), które od 2019 roku zmieniły obowiązek przedkładania przez część sprzedawców taryf do zatwierdzania przez Prezesa URE. Mimo wcześniejszego przedłożenia (pod koniec 2018 roku) przez zobowiązanych sprzedawców taryf do zatwierdzenia, nowe taryfy na 2019 r. nie zostały przez Prezesa URE zatwierdzone. Prezes URE na mocy decyzji wydanych pod koniec marca 2019 r. uwzględniając zapisy ustawy o zamrożeniu cen, umorzył postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców w grupach taryfowych G. Tym samym właśnie z mocy ustawy nastąpiło przedłużenie stosowania cen ustalonych w taryfach stosowanych w dniu 31 grudnia 2018 r. - do dnia 31 grudnia 2019 r.

4.2.2. Ustawa prądowa 2018/2019

W dniu 31 grudnia 2018 r. w dzienniku ustaw została opublikowana, przyjęta w trybie nagłym - przez Sejm RP w dniu 28 grudnia 2018 r., ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw [7], tzw. ustawa prądowa (cenowa). Ustawa prądowa wprowadziła zmniejszenie stawki akcyzy na energię elektryczną z 20 do 5 zł za MWh oraz obniżenie o 95 % opłaty przejściowej, uiszczanej w ramach płatności za usługi dystrybucji przez odbiorców energii elektrycznej. Ustawa miała na celu tzw. „zamrożenie” cen dla wszystkich odbiorców końcowych na poziomie 30 czerwca 2018 r., przy jednoczesnym wprowadzeniu rekompensat dla sprzedawców energii elektrycznej, którzy musieliby sprzedawać energię po historycznej (z połowy 2018 roku) cenie, bez uwzględnienia realiów i cen rynku hurtowego. Ustawa od początku 2019 roku wpływała na działalność uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce. W sposób szczególny wpływała ona na działalność spółek obrotu, w tym sprzedawców energii elektrycznej do odbiorców końcowych, a także samych odbiorców końcowych. Oprócz obniżenia stawek opłaty przejściowej, ustawa [19] zamrażała w 2019 roku ceny i stawki opłat brutto usług dystrybucyjnych stosowane w dniu 31 grudnia 2018 r.

Od początku opublikowania projektu ustawy budziła ona daleko idące wątpliwości zarówno dotyczące kierunku zmian, jak i konkretnych jej zapisów, mających skutkować „zamrożeniem” cen energii. Wątpliwości wzbudzały niejednoznacznie określone grupy odbiorców objęte ustawą, możliwość jej implementacji na rozwiniętym rynku energii elektrycznej w kontekście ofert sprzedawców, ale także liczne zapisy dotyczące przyjętego modelu rekompensat dla spółek obrotu. Kluczowym deficytem przyjętych przepisów był i jest (po kolejnych jej nowelizacjach) brak zastosowania indywidualnego sposobu rozliczania rekompensat na podstawie faktycznie utraconych przychodów przez każdą ze spółek obrotu.

Przyjęte rozwiązania nie uwzględniają zróżnicowanej sytuacji kontraktowej poszczególnych spółek i z wpłynęły negatywnie na kontynuację działalności wielu sprzedawców na rynku.

Niejednoznaczne zapisy ustawy prądowej (w tym ww. wątpliwości), ale przede wszystkim prowadzone przez Ministerstwo Energii (ME) dyskusje na szczeblu unijnym, poskutkowały koniecznością pilnych zmian ustawy. Już w dniu 21 lutego 2019 r. Sejm RP przyjął pierwszą nowelizację ustawy dotyczącą ważnych dla sektora obrotu artykułów (m.in. art. 5 – 8). Niestety przyjęta nowelizacja nie rozwiązała licznych ww. wątpliwości. Ważne dla sprzedawców energii jednak, że zmieniono termin wdrożenia zmian cen w umowach z odbiorcami końcowymi – z 1 kwietnia 2019 r. na „ 30 dni od dnia wejścia w życie rozporządzenia wykonawczego”. Uszczegółowiono także delegację do wydania odpowiedniego rozporządzenia Ministra Energii w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia. Kolejne nowelizacje ustawy (ustawami z 13 czerwca 2019 r. (Dz.U. 2019 poz. 1210), 31 lipca 2019 r. (Dz.U. 2019 poz. 1495) oraz 19 lipca 2019 r. (Dz.U. 2019 poz. 1532), zmieniały zapisy pierwotne ustawy, wciąż jeszcze jednak budziły i budzą dalsze wątpliwości legislacyjne i prawne. Po ww. nowelizacjach rozliczenia w roku 2019 zostały podzielone na dwa półrocza (patrz dalej).

Co ważne **efektem ustawy prądowej było znaczne ograniczenie przez sprzedawców ofert sprzedaży energii elektrycznej we wszystkich segmentach odbiorców końcowych.**

4.2.3. Ceny sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych w pierwszej połowie 2019 roku

Ceny towarów i usług konsumpcyjnych w pierwszej połowie 2019 roku wzrosły, w skali roku, o 1,8%, czyli w większym stopniu niż przed rokiem. Łączna „statystyczna” średnia cena sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych, posiadających umowy kompleksowe w PO_{SD} wzrosła w odniesieniu do roku poprzedniego o 2,5%; (tj. o 11,9 PLN/MWh).

Cena łączna dla odbiorców przyłączonych do sieci wysokich napięć wzrosła najwyraźniej o 23,8% (tj. o 62,0 PLN/MWh). Dla klientów przyłączonych do sieci średnich napięć cena wzrosła o 61,9 PLN/MWh (tj. o 18,0%). Dla odbiorców komercyjnych przyłączonych do sieci niskich napięć wzrost ceny wyniósł 17,4 PLN/MWh, a gospodarstwa domowe zapłaciły mniej o 18,5 PLN/MWh.

Tabela 4.6. Ceny energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych posiadających umowy kompleksowe w PO_{SD} wg grup odbiorców (styczeń - czerwiec)

Wyszczególnienie	2018	2019	Dynamika
	PLN/MWh		%
Ogółem	469,0	480,9	102,5
<i>w tym: odbiorcy na WN (grupa A)</i>	260,3	322,4	123,8
<i>odbiorcy na SN (grupa B)</i>	343,2	405,1	118,0
<i>odbiorcy na nN (grupa C)</i>	587,6	605,0	103,0
<i>gospodarstwa domowe</i>	502,5	484,0	96,3

Źródło: ARE

Opłaty dystrybucyjne, stanowiące średnio w pierwszym półroczu 2019 roku **40,5% łącznej ceny** (rok wcześniej więcej - 44,7%), obniżyły się (-) 15,0 PLN/MWh. Spadek opłaty dystrybucyjnej to w dużym stopniu efekt obniżenia opłaty przejściowej² (o 95%³). Stawka opłaty OZE w 2019 roku pozostaje na poziomie 0,00 PLN/MWh⁴. Opłata ma służyć finansowaniu nowych inwestycji w OZE i jest pobierana od 1 lipca⁵ 2016 roku, ale zarówno w roku 2018 jak i 2019 została obniżona do 0,00 PLN/MWh). Decyzja o obniżeniu opłaty to przede wszystkim efekt wyraźnej nadwyżki, w 2017 roku, na rachunku opłaty OZE.

W 2019 roku na rachunkach odbiorców po raz pierwszy pojawiła się opłata kogeneracyjna, na poziomie 1,58 PLN za 1 MWh (jako wsparcie dla kogeneracji).

Dnia 18 stycznia 2018 roku weszła w życie ustawa o rynku mocy, nowa pozycja opłaty za moc pojawi się w rachunkach dla odbiorców od dnia 1 października 2020 roku. Opłata może wynieść średnio około 40 PLN/MWh i będzie pobierana od zużytej energii elektrycznej pobieranej w godzinach określonych w rozporządzeniu ministra właściwego ds. energii.

Ustawa o rynku mocy przewiduje system ulg w opłacie mocowej, która ma zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii. Komisja Europejska zaakceptowała polski rynek mocy, dnia 7 lutego 2018 roku wydała decyzję o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym UE (która jest związana z przewidzianym w ustawie o rynku mocy wynagrodzeniem za wykonywanie obowiązku mocowego).

Opłata dystrybucyjna⁶ dla odbiorców (posiadających umowy kompleksowe) przyłączonych do sieci wysokich napięć spadła (o 14,1% tj. (-) 9,2 PLN/MWh), w odniesieniu do pierwszego półrocza 2018 roku. Opłata dla klientów przyłączonych do sieci średnich napięć zmniejszyła się (o 7,2%, tj. o 9,2 PLN/MWh), dla odbiorców komercyjnych przyłączonych do sieci niskich napięć (o 5,2%, tj. o 13,7 PLN/MWh) i dla gospodarstw domowych (o 8,1%, tj. o 20,1 PLN/MWh).

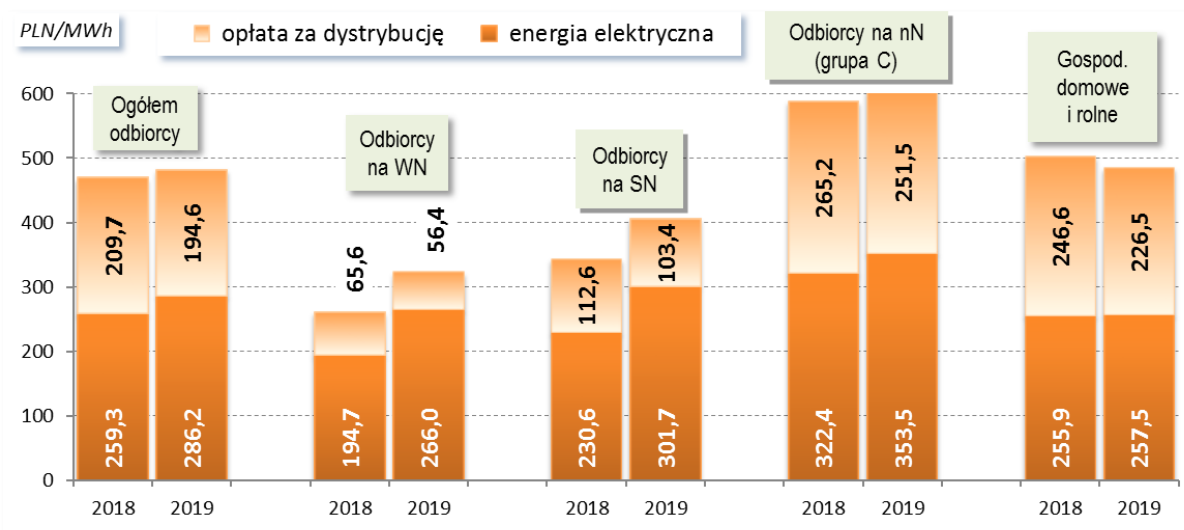
² Opłata przejściowa jest efektem likwidacji kontraktów długoterminowych

³ Ustawa z dnia 28 grudnia 2018 roku - O zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (i zmieniającą z dnia 21 lutego 2019 roku)

⁴ Informacją Prezesa URE nr 100/2018 z dnia 30 listopada 2018 roku

⁵ Z dniem wejścia rozdziału 4 ustawy OZE

⁶ Suma opłat pobieranych przez OSD



Źródło: ARE

Rys. 4.6. Łączne ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych posiadających umowy kompleksowe w przedsiębiorstwach obrotu (PO_{SD}) wg grup odbiorców (styczeń - czerwiec)

Ceny energii elektrycznej dla odbiorców z umowami kompleksowymi wzrosły w odniesieniu do pierwszego półrocza 2018 roku (o 26,9 PLN/MWh; tj. o 10,4%). Mocno wzrosły ceny dla odbiorców przyłączonych do sieci wysokich napięć o 71,3 PLN/MWh (tj. o 36,6%) i kolejno przyłączonych do sieci średnich napięć o 71,1 PLN/MWh, (tj. o 30,8%). Dla odbiorców biznesowych nN ceny wzrosły o 31,1 PLN/MWh (tj. o 9,7%), a dla gospodarstw domowych zmiana była minimalna o 1,5 PLN/MWh (tj. o 0,6%). Z danych statystycznych, za pierwsze półrocze 2019 roku, wynika więc, że część umów na dostawy prądu dla odbiorców końcowych została zawarta po wyższych stawkach.

W celu ochrony odbiorców przed gwałtownym wzrostem cen, po silnych wzrostach cen na rynku giełdowym (w drugiej połowie 2018 roku), przyjęta została ustawa z dnia 28 grudnia 2018 roku⁷, oraz ustawa zmieniająca z dnia 21 lutego 2019 roku:

- zmniejszono podatek akcyzowy z 20 PLN/MWh do 5 PLN/MWh;
- obniżono opłatę przejściową o 95%,
- zaplanowano mechanizm utrzymania cen energii dla odbiorców końcowych w 2019 roku, na poziomie z roku 2018 (w dniu 30 czerwca 2018 roku), uszczegółowiony rozporządzeniem Ministra Energii⁸.
- na mocy ustawy ceny regulowane przez prezesa URE, ustalone w taryfach funkcjonujących w dniu 31 grudnia 2018 roku zostały przedłużone do końca 2019 roku.

⁷ O zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw

⁸ Projekt rozporządzenia Ministra Energii, które miało stanowić podstawę do określenia wysokości rekompensaty dla spółek obrotu został opublikowany 14 marca 2019 roku, natomiast dnia 23 lipca 2019 roku opublikowano Rozporządzenie ME w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia z dnia 19 lipca 2019 roku.

Dnia 13 czerwca Sejm uchwalił nowelizację „ustawy zmieniającej ustawę o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę o efektywności energetycznej oraz ustawę o biokomponentach i biopaliwach ciekłych”. Z uzasadnienia wynika, że rozliczenie I półrocza 2019 roku ma nastąpić na takich zasadach, jakie przewidują obowiązujące w tym czasie przepisy, czyli ustawa przed zmianą. Co oznacza, że firmy energetyczne (do 14 września) musiały skorygować wszystkie faktury wystawione między styczniem, a czerwcem 2019 roku i dostosować ceny energii elektrycznej do stawek z 30 czerwca 2018 roku. Za niedopełnienie obowiązków ustawowych grozi kara nawet do 5% obrotów.

W drugim półroczu 2019 roku obowiązek „zamrożenia” cen został natomiast ograniczony. Zamrożone ceny energii będą mieli odbiorcy z "grupy taryfowej G", w tym gospodarstwa domowe, mikro- i małe firmy, szpitale, jednostki sektora finansów publicznych, w tym samorządy oraz państwowe jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej (np. Lasy Państwowe). Odbiorcy ci, z wyjątkiem gospodarstw domowych, musieli złożyć (do 13 sierpnia) specjalne oświadczenie o spełnianiu wymogów ustawowych. Tak więc przez cały 2019 rok ceny nie wzrosły dla 15,1 mln gospodarstw domowych. Od 1 lipca zamrożenie objęło też ok. 1000 szpitali, 61,4 tys. instytucji sektora finansów publicznych - w tym samorządów, 1,937 mln mikrofirm i 57 tys. małych firm. Od 1 lipca 2019 r. przedsiębiorstwa obrotu nie mają już natomiast obowiązku oferowania cen energii elektrycznej na poziomie z 30 czerwca 2018 roku dla średnich i dużych przedsiębiorstw. Dla średnich i dużych przedsiębiorstw (niekwalifikowanych jako energochłonne) nowelizacja wprowadza możliwość ubiegania się o dopłatę do każdej kupionej, a zużytej w II połowie 2019 roku ilości energii w ramach dozwolonej przepisami UE pomocy *de minimis*⁹. Nieco inaczej wygląda sytuacja w przypadku przedsiębiorstw energochłonnych, które zgodnie z zapisami ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych¹⁰, mogą ubiegać się o rekompensatę tylko w sytuacji kiedy w pierwszej połowie 2019 roku zrzekną się stosowania ustawy o cenach. Pierwsze wypłaty rekompensat – za rok 2019 – nastąpią w roku 2020.

Spółki obrotu - sprzedawcy energii, którzy po 1 lipca będą dostarczać energię odbiorcom po ustalonej ustawowo cenie, mogą ubiegać się o rekompensatę finansową z tytułu świadczenia usługi publicznej, a w przypadku pierwszego półrocza o „kwotę różnicy ceny” wypłacane z Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny. Zarządzanie Funduszem powierza się Zarządcy Rozliczeń Cen (Zarządca Rozliczeń SA). Przewidziano, że sprzedawcy będą mogli ubiegać się u Prezesa URE o określenie indywidualnych pozostałych kosztów jednostkowych, używanych do określenia wysokości wypłaty kwoty różnicy ceny.

Za okres pierwszego półrocza 2019 roku przedsiębiorstwa obrotu oraz podmioty dokonujące zakupu energii elektrycznej na własny użytek na giełdzie towarowej składają jednorazowo wniosek do zarządcy rozliczeń o wypłatę kwoty różnicy ceny w terminie 40 dni od dnia wejścia w życie obwieszczenia¹¹. W przypadku drugiego półrocza 2019 roku przedsiębiorstwo

⁹ Pomoc *de minimis* może być udzielana do wysokości 200 000 EUR w okresie trzech lat podatkowych.

¹⁰ Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych

¹¹ Minister Energii ogłasza obwieszczenie w terminie 14 dni od dnia wejścia w życie Rozporządzenia Wykonawczego.

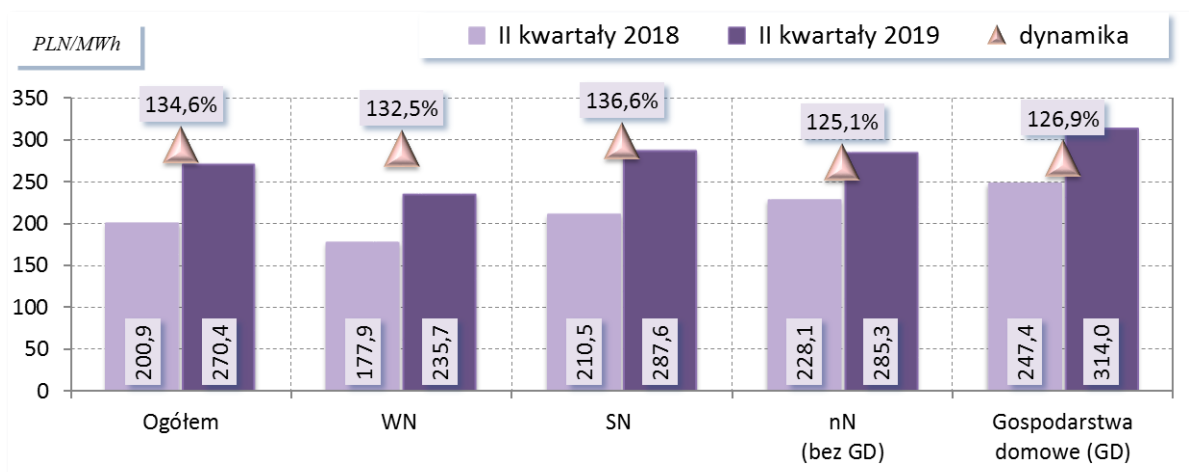
obrotu składa wniosek do zarządcy rozliczeń o wypłatę rekompensaty finansowej, za okres pełnego miesiąca kalendarzowego najpóźniej do dnia 31 stycznia 2020 roku. Niezłożenie wniosku w terminie powoduje utratę prawa do otrzymania kwoty różnicy ceny oraz rekompensaty finansowej. Wypłata kwoty różnicy ceny albo rekompensaty finansowej następuje w terminie 30 dni od dnia otrzymania przez zarządcę rozliczeń prawidłowo sporządzonego wniosku. Przedsiębiorstwo może złożyć wniosek o korektę otrzymanej kwoty różnicy ceny oraz rekompensaty finansowej po uzyskaniu potwierdzenia danych od OSD o wolumenie sprzedanej i zużytej energii elektrycznej. Wniosek taki składany jest jednorazowo w terminie od 1.01.2020 roku do dnia 30.09.2020 roku.

Dla średnich i dużych przedsiębiorców w ramach pomocy *de minimis* wniosek o wypłatę dofinansowania, zgodnie z ustawą prądową, może zostać złożony do dnia 30 czerwca 2020 roku również pod rygorem utraty prawa do otrzymania dofinansowania.

W pierwszej połowie 2019 roku w PO_{SD} nadal sprzedawano energię taniej odbiorcom z umowami rozdzielonymi, niż kupującym energię w ramach umów kompleksowych.

Energia elektryczna dla grupy klientów z umowami sprzedaży była natomiast droższa niż rok wcześniej o 69,5 PLN/MWh (tj. o 34,6%). W pierwszym półroczu 2019 roku odbiorcy PO_{SD}, pobierający energię na WN płacili drożej o 57,8 PLN/MWh (tj. o 32,5%) niż rok wcześniej, przyłączeni do sieci SN o 77,1 PLN/MWh (tj. o 36,6%). Dla odbiorców biznesowych przyłączonych do sieci nN ceny były wyższe o 57,2 PLN/MWh, (tj. o 25,1%). Dla ostatniej grupy - gospodarstw domowych ceny wzrosły o 66,6 PLN/MWh (tj. o 26,9%). Tak znaczący wzrost cen dla odbiorców w gospodarstwach domowych ma związek ze sprzedażą energii przez spółki pełniące funkcję sprzedawcy rezerwowego, po znacznie wyższych cenach. W drugiej połowie 2018 roku część alternatywnych przedsiębiorstw obrotu wstrzymywała bowiem sprzedaż do odbiorców końcowych.

Zgodnie z ustawą cenową wysokość cen pierwszego półroczu 2019 dla tych grup klientów będzie również korygowana.



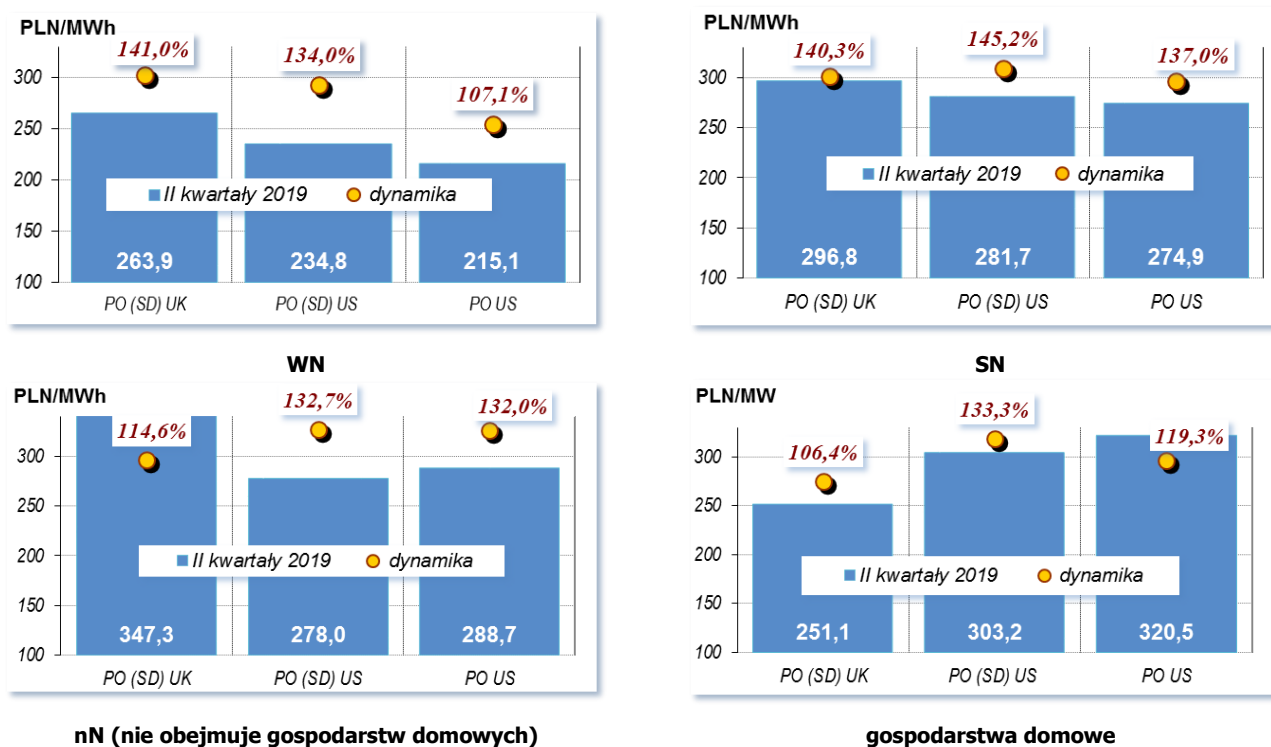
Źródło: ARE

Rys. 4.7. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej dla odbiorców posiadających umowy sprzedaży w PO_{SD}

Czynnikiem wpływającym na poziom cen jest podatek akcyzowy. Na mocy ustawy podatek akcyzowy od 1 stycznia 2019 roku został obniżony do 5 PLN/MWh (z 20 PLN/MWh). W pierwszym półroczu 2019 roku przedsiębiorstwa obrotu nie odprowadzały akcyzy od 37,5% energii sprzedawanej odbiorcom końcowym w ramach umów sprzedaży i tylko od 3,7% energii w ramach umów kompleksowych. Samodzielnie podatek akcyzowy opłacali w zdecydowanej większości odbiorcy z umowami sprzedaży na wysokich napięciach.

Przy porównywaniu cen energii pomiędzy grupami odbiorców (z uwzględnieniem rodzajów umów i grup sprzedawców), czytelniejszy obraz sytuacji daje zestawienie cen po „oczyszczeniu” z tego podatku.

U odbiorców biznesowych na wysokich, średnich i niskich napięciach, najwyższe ceny (po korekcie o podatek akcyzowy) dotyczyły odbiorców PO_{SD} z umowami kompleksowymi. W PO_{SD} w ramach umów sprzedaży, tylko odbiorcy przyłączeni do sieci niskich napięć (komercyjni i w gospodarstwach domowych) kupowali energię taniej niż klienci przedsiębiorstw alternatywnych PO.



Źródło: ARE

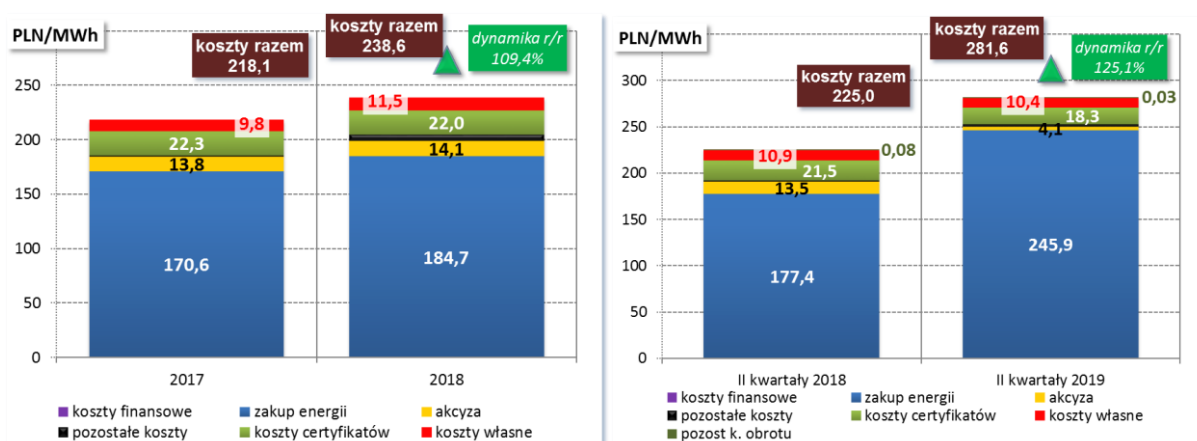
Rys. 4.8. Ceny sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców końcowych (po korekcie o podatek akcyzowy)

Obciążeniem dla odbiorców końcowych są również tzw. „koszty kolorów” (czyli świadectw pochodzenia energii) zawarte w cenie energii elektrycznej¹² oraz, przede wszystkim dla gospodarstw domowych, podatek VAT (prezentowane ceny nie zawierają podatku VAT).

¹² W roku 2019 z ceny energii zniknęły kolory wspierające kogenerację, z końcem 2018 roku wygasł bowiem system wsparcia kogeneracji oparty na świadectwach pochodzenia

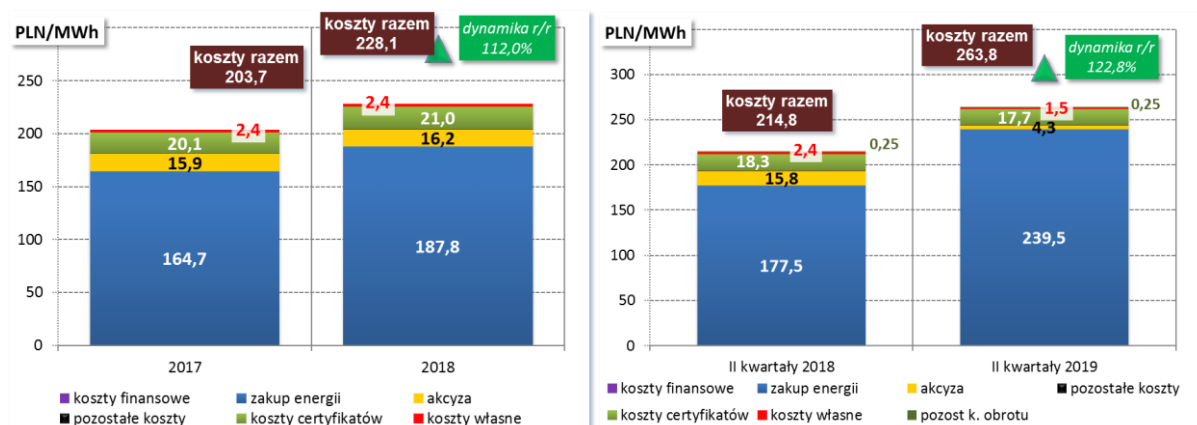
Jednostkowe średnie koszty „kolorowania”¹³ zawarte w cenie energii dla odbiorców końcowych, wg wstępnego szacunku w 2018 roku wyniosły około 31,7¹⁴ PLN/MWh, a rok wcześniej około 26 PLN/MWh (nie obejmują opłaty OZE). Przyczyną wzrostu kosztów kolorów były głównie wzrosty cen certyfikatów OZE.

Na rysunkach poniżej przedstawiono dodatkowo składniki tzw. jednostkowego kosztu energii sprzedanej do odbiorców końcowych w dwóch rodzajach przedsiębiorstw obrotu (PO i PO_{SD}). Jak widać największy koszt stanowi dla tego rodzaju spółek zakup energii elektrycznej (tzw. czarnej), następnie koszt certyfikatów oraz akcyza i koszty własne.



Źródło: ARE

Rys. 4.9. Składniki jednostkowego kosztu energii sprzedanej do odbiorców końcowych w przedsiębiorstwach obrotu (PO_{SD})



Źródło: ARE

Rys. 4.10. Składniki jednostkowego kosztu energii sprzedanej do odbiorców końcowych w przedsiębiorstwach obrotu (PO_S)

¹³ Kolory: „zielony”, „błękitny”, (od drugiej połowy roku 2016), „czerwony”, „żółty”, „fioletowy” i „biały”

¹⁴ Dla odbiorcy końcowego innego niż odbiorca przemysłowy, który skorzystał z przyznanych ulg (dla kosztów wsparcia OZE)

4.3. Wybrane uwarunkowania sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych a strategie handlowe przedsiębiorstw obrotu

4.3.1. Uwarunkowania sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych

Ważnym uwarunkowaniem sprzedaży do odbiorców końcowych, które ma wpływ na strategię przedsiębiorstw obrotu jest konieczność przeniesienia cen i warunków zakupu energii na rynku hurtowym na ceny i warunki sprzedaży do odbiorców końcowych.

Ceny na rynku giełdowym zmieniają się z godziny na godzinę, a od roku 2021, w związku z wejściem w życie funkcjonowania nowych zasad rynku bilansującego, będą się zmieniać co 15 minut. Odbiorcy końcowi dla planowania kosztów własnej produkcji czy świadczenia swoich usług nie akceptują takiej zmienności cen w umowach zakupu. Z reguły wymagają cen stałych w okresach rocznych, a nawet dłuższych. Równocześnie odbiorcy wymagają, aby ze względu na swoje potrzeby produkcyjne mogli uzyskać dostawy energii w pewnych ilościowych granicach a nie w ściśle określonej ilości tak, jak to ma miejsce w transakcjach na rynku hurtowym.

Aby zapewnić wymagania odbiorców końcowych przedsiębiorstwa obrotu są zmuszone podjąć i następnie uwzględnić w cenie sprzedawanej energii dwa podstawowe rodzaje ryzyka rynkowego. Pierwsze - wolumenowe – wynika z niepewności, w jakich terminach i w jakich ilościach kupować energię dla pokrycia zmiennego w trakcie roku zapotrzebowania odbiorców. Drugie – cenowe – wynika z niepewności, jakie będą ceny na rynku hurtowym, gdy konieczny będzie zakup energii dla odbiorcy.

Ryzyko cenowe jest związane z ewentualną niekorzystną fluktuacją cen na rynku hurtowym, nieuwzględnioną w kalkulacji cen dla odbiorców.

Ryzyko wolumenowe związane jest z trudnością prognozowania zapotrzebowania obsługiwanych odbiorców i dostosowywaniem do portfela zakupu energii do tego zapotrzebowania. Nietrafna prognoza może prowadzić do niedoboru lub nadmiaru zakupionej energii, a w konsekwencji jej sprzedaż lub zakup w okresach niekorzystnych poziomów cen energii na rynku. Ryzyko to powoduje możliwość poniesienia straty finansowej na obrocie energią.

Oba rodzaje ryzyka rynkowego można ograniczać różnicując i stale aktualizując portfel kontraktów zakupu i sprzedaży energii. Portfel kontraktów powinien być aktualizowany pod względem terminów i okresów ich realizacji, ilości zakontraktowanej energii, zestawu i liczby kontraktów.

Oprócz wyżej wymienionych rodzajów ryzyka w działalności obrotu energią występuje także ryzyko kontraktowe i ryzyko kredytowe. Ryzyko kontraktowe występuje w przypadku braku zdolności wykonania zobowiązań przez stronę będącą stroną umowy zakupu energii dla spółki obrotu. Ryzyko kredytowe to możliwość nie otrzymania zapłaty za sprzedaną energię elektryczną lub za wykonane usługi. Ograniczenie obu tych rodzajów ryzyka może i powinno

nastąpić poprzez stosowanie efektywnych zabezpieczeń na wypadek braku realizacji zobowiązań stron umów ze spółką obrotu energią.

Wymienione wyżej cztery rodzaje ryzyka dotyczą wszystkich spółek obrotu energią są jednak większe w spółkach niezależnych PO niż w spółkach PO_{SD}, które dysponują aktywami po stronie sprzedaży i ponadto wchodzi w skład energetycznych grup kapitałowych, stanowiących wsparcie w razie trudności finansowych.

4.3.2. Strategia handlowa przedsiębiorstw obrotu energią

Uwzględniając opisane wyżej rodzaje ryzyka w swojej działalności handlowej spółki mają do rozważenia wybór strategii pomiędzy wariantami:

1. Zakup na początku roku całej przewidywanej ilości energii potrzebnej odbiorcom, z pewnym zapasem i po cenach z daty zakupu.
2. Sukcesywny zakup energii w ciągu roku po cenach aktualnych w danym momencie.

Zapewnienie niezmiennej ceny odbiorcy powoduje, że w pierwszym wariantcie, gdy ceny hurtowe w ciągu roku spadną to odbiorca może zażądać obniżki albo odejść do innego sprzedawcy. W konsekwencji przedsiębiorstwo obrotu poniesie stratę.

W wariantcie sukcesywnego zakupu energii przy zagwarantowaniu odbiorcy niezmiennej ceny ryzyko przedsiębiorstwa obrotu jest analogiczne. Jeżeli ceny hurtowe spadną odbiorca zażąda obniżki, jeżeli wzrosną odbiorca nie zgodzi się na wzrost i w konsekwencji powstanie strata na sprzedaży. W roku 2018 kilkanaście przedsiębiorstw obrotu znalazło w sytuacji nieoczekiwanego wzrostu cen hurtowych i zanotowało dotkliwe straty.

Na rozwiniętym rynku energii zarówno przedsiębiorstwa obrotu – sprzedawcy – jak i odbiorcy końcowi mają świadomość istnienia tych ryzyk i świadomość poniesienia kosztów tych ryzyk. W efekcie, w trakcie negocjacji umowy sprzedawca i odbiorca oceniają swoje możliwości poniesienia ryzyka i koszty jego ewentualnego wystąpienia. Na podstawie tej oceny ustalają oni zasady podziału kosztów tego ryzyka i uwzględniają je w wysokości ceny energii.

W negocjacjach wybierany jest wariant pośredni pomiędzy dwoma skrajnymi, optymalny dla stron umowy:

- W pierwszym skrajnym wypadku całe ryzyko rynkowe bierze na siebie sprzedawca i gwarantuje stałą cenę bez względu na ewentualne zmiany zapotrzebowania na energię ze strony odbiorcy. Jest to wariant stosowany powszechnie dla odbiorców w gospodarstwach domowych stąd nazywany jest wariantem: „zakup przez przekręcenie wyłącznika”.
- W drugim skrajnym wypadku całe ryzyko rynkowe bierze na siebie odbiorca i akceptuje wszystkie zmiany ceny kupowanej energii w trakcie obowiązywania umowy.

W pierwszym wypadku sprzedawca uwzględnia koszt ryzyka rynkowego w cenie energii, która jest odpowiednio wyższa niż w drugim wypadku. W drugim wypadku odbiorca akceptuje ryzyko zmian ceny w zamian za jej odpowiednio niższą wysokość.

W stosowanych w praktyce wariantach rynkowych (poza sprzedażą do gospodarstw domowych) strony wybierają rozwiązania pośrednie – część energii ma gwarantowaną cenę a część ma cenę powiązaną z ceną na rynku hurtowym. Na przykład do pewnej uzgodnionej ilości energii cena jest stała ale przy wzroście zapotrzebowania ponad tę ilość przyjmowane są ceny hurtowe z danego momentu roku. Przyjmowany jest także wariant, że cena dla odbiorcy jest stała niezależnie od zmian zapotrzebowania, jeżeli ceny hurtowe nie wykraczają poza uzgodniony w umowie przedział cenowy.

Umiejętności sprzedawcy uzgodnienia z odbiorcą zasad podziału ryzyka i uzgodnienia ceny jest podstawową kompetencją przedsiębiorstwa obrotu energią. Umiejętność ta i przyjęcie na siebie części ryzyka, a nie wyłącznie pośrednictwo pomiędzy rynkiem hurtowym a detalicznym uzasadnia prawo sprzedawcy do odpowiedniej marży na sprzedaży energii. Jak ważna jest to kompetencja wskazuje wysokość typowej marży uzyskiwanej przez sprzedawców na rozwiniętych rynkach energii w Europie zachodniej i w USA. Waha się ona w granicach 10 do 15% ceny sprzedawanej energii. Na krajowym rynku energii elektrycznej marże sprzedawców to jedynie 1 - 3 %. Tak niskie marże skutkują albo ponoszeniem strat na sprzedaży energii (głównie spółki PO_{SD}) albo często upadłością i zakończeniem działalności (niektóre spółki PO).

Reasumując, najważniejszą kompetencją w budowaniu strategii spółki obrotu na rynku detalicznym jest z jednej strony umiejętność budowy portfela zakupu optymalnego pod względem terminu i okresu dostawy a z drugiej strony umiejętność uzgodnienia i „podzielenia” się z odbiorcą ryzykiem rynkowym. Te dwie umiejętności są niezbędne dla ustalenia ceny energii, a konsekwencji przesądzają o sukcesie rynkowym lub porażce. Równocześnie kompetencje te uzasadniają prawo spółki obrotu do satysfakcjonującej marży na obrocie energią.

4.4. Wyniki finansowe wybranych grup przedsiębiorstw energetycznych

4.4.1. Wyniki finansowe sektora elektroenergetycznego 2017/2018

W 2018 roku, sektor elektroenergetyczny, obejmujący wytwarzanie, obrót energią elektryczną i ciepłem dla wytwórców, dystrybucję dla OSD oraz sprzedaż energii elektrycznej dla przedsiębiorstw obrotu wypracował **zysk w wysokości 8 068,5 mln PLN**, był on wyższy o 893,4 mln PLN niż rok wcześniej. Wspomnieć należy, że przeprowadzane odpisy aktualizujące wartość aktywów w większości grup wytwórców sprawiają, że wyniki stają się trudne do zinterpretowania.

Co ciekawe, **największą rolę w tworzeniu zysku sektora elektroenergetycznego w obu latach odegrali OSD** (47,2% zysku sektora w okresie 2018 roku i więcej, bo 49,8% rok wcześniej), których działalność podlega regulacji ze strony Prezesa URE, w tym poprzez zatwierdzanie cen świadczenia usług dystrybucji (taryfowanie). Wypracowany przez OSD w roku 2018 zysk na poziomie 3 805,0 mln PLN, był większy (o 232,9 mln PLN) niż w roku poprzednim. **Drudzy w kolejności byli wytwórcy:** 44,8% w 2018 roku i 18,9% rok wcześniej. Wypracowany w 2018 roku zysk na poziomie 3 615,6 mln PLN, był zdecydowanie wyższy o 2 262,6 mln PLN, niż rok wcześniej. Największy zysk wykazały elektrownie

wiatrowe (1 341,5 mln PLN), które rok wcześniej generowały stratę. W elektrociepłowniach na węglu kamiennym wynik na poziomie 1 081,8 mln PLN był o 371,1 mln PLN mniejszy niż rok wcześniej. Elektrownie na węglu brunatnym również odnotowały spadek zysku (o 236,6 mln PLN) do poziomu 955,2 mln PLN. Podobna sytuacja wystąpiła w elektrociepłowniach gazowych, gdzie spadek wyniku był bardzo duży (o 569,1 mln PLN; tj. o 68,0%). Elektrownie na węglu kamiennym ponownie odnotowały stratę, ale jej poziom był niższy niż rok wcześniej. Poprawę wyniku wykazały elektrownie wodne (o 59,6 mln PLN, tj. o 34,2%), oraz elektrociepłownie na biomasę, które osiągnęły zysk na poziomie 13,4 mln PLN. Operator Systemy Przesyłowego z wynikiem 712,3 mln PLN, wyższym niż rok wcześniej (o 60,8 mln PLN), zapewnił 8,8% zysku sektora, rok wcześniej więcej (9,1%).

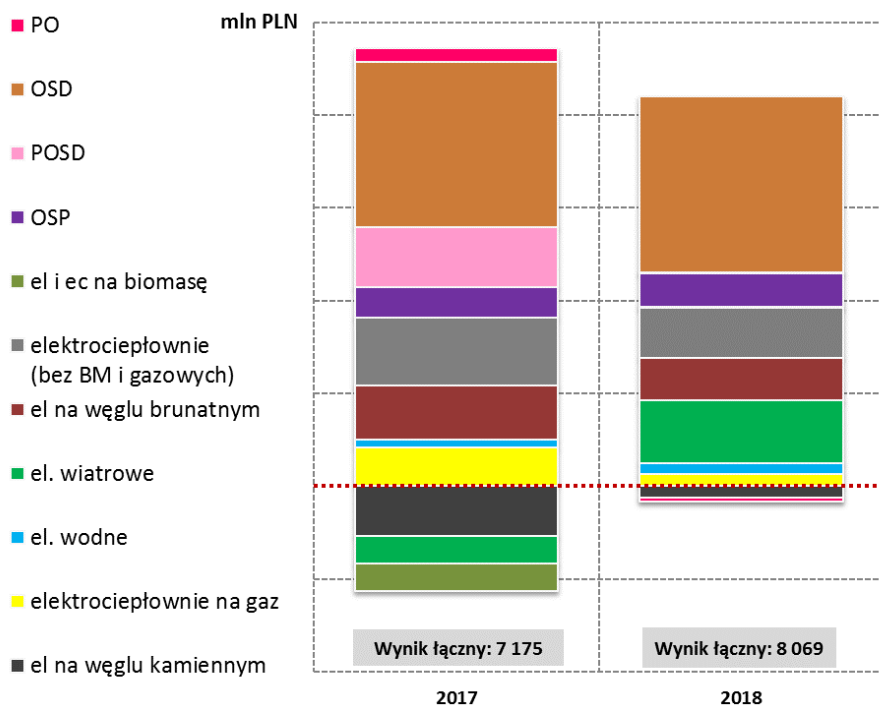
Spółki handlujące energią tzw. „zasiedziałe” wygenerowały **niewielki zysk** na poziomie **26,7 mln PLN**, który był **zdecydowanie mniejszy niż w roku 2017** (o 97,1%, tj. o 1 273,7 mln PLN). Tak mały zysk stanowił tylko 0,3% wyniku sektora rok wcześniej 18,1%. Z pozycji kosztowych grupy wzrosły koszty zakupu droższej energii oraz koszty działalności własnej. **Sprzedawcy alternatywni** natomiast w 2018 roku wykazali stratę.

Na przedstawione w tabeli 4.7 i na rysunku 4.11 wyniki finansowe, w tym wyniki sprzedawców wpłynęły głównie silne wzrosty cen na rynku hurtowym oraz przyjęta ustawa z dnia 28 grudnia 2018 roku.

Tabela 4.7. Łączny wynik na działalności energetycznej (styczeń - grudzień)

Wyszczególnienie	2017	2018	Dynamika %
	mln PLN		
Wytwórcy	1 353,1	3 615,6	267,2
w tym: elektrownie ciepłe na węglu brunatnym	1 161,8	925,2	79,6
elektrownie na węglu kamiennym	-1 065,5	-247,5	x
elektrownie ciepłe na biomasę	-601,7	13,4	x
elektrociepłownie gazowe	836,5	267,4	32,0
elektrociepłownie (bez BM i gazowych)	1 453,5	1 081,8	74,4
elektrownie wodne	174,2	233,8	134,2
elektrownie wiatrowe	-605,8	1 341,5	x
OSP	651,6	712,3	109,3
PO_{SD}	1 300,4	26,7	2,1
OSD	3 572,1	3 805,0	106,5
PO	298,0	-91,1	x
Wynik	7 175,1	8 068,5	112,5

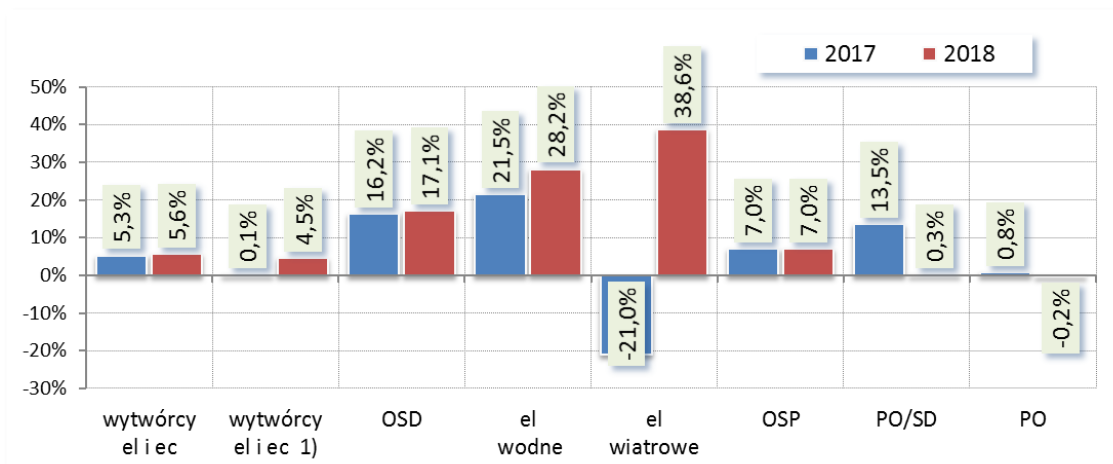
Źródło: ARE



Źródło: ARE

Rys. 4.11. Wynik na działalności energetycznej

Zmiana wielkości uzyskanych wyników odzwierciedlona jest w poziomie rentowności poszczególnych grup, przedstawionej na rysunku poniżej.



Źródło: ARE

1) elektrownie – bez zaliczek na pokrycie kosztów osieroconych

Rys. 4.12. Wskaźniki rentowności na działalności energetycznej w poszczególnych podsektorach

4.4.2. Wyniki finansowe w przedsiębiorstwach obrotu typu PO_{SD} 2017/2018

W spółkach obrotu powstałych 1 lipca 2007 r. w wyniku tzw. *unbundlingu* (PO_{SD}, tzw. „zasiedziałe”) przychody, przedstawione w tabeli poniżej obejmują głównie sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym oraz usług dystrybucyjnych dla odbiorców z umowami kompleksowymi.

Tabela 4.8. Wynik na działalności energetycznej w PO_{SD} (styczeń - grudzień)

Wyszczególnienie	2017	2018	Dynamika %
	mln PLN		
Przychody ze sprzedaży	39 991,4	41 803,0	104,5
w tym: ze sprzedaży odbiorcom końcowym	38 354,5	39 616,3	103,3
w tym: sprzedawca z urzędu	9 361,5	9 169,5	97,9
Razem koszty uzyskania przychodów	38 783,9	41 165,3	106,1
w tym: koszty energii zakupionej	21 390,0	23 551,4	110,1
koszty zakupionych usług dystrybucyjnych	12 269,9	12 218,8	99,6
pozostałe opłaty w zakresie obrotu	5,9	6,4	107,4
koszty umorzonych praw majątkowych i opłaty zastępczej	2 403,6	2 389,7	99,4
w tym: świadectw efektywności energetycznej	121,9	94,7	77,7
koszty działalności własnej	1 223,5	1 464,0	119,7
akcyza	1 491,0	1 534,9	102,9
Wynik na sprzedaży	1 207,5	637,7	52,8
Pozostałe przychody	187,9	113,2	60,2
Pozostałe koszty	150,7	761,0	505,1
Przychody finansowe	103,4	69,4	67,1
Koszty finansowe	47,7	32,5	68,1
Wynik	1 300,4	26,7	2,1

Źródło: ARE

W 2018 roku „zasiedziałe” przedsiębiorstwa obrotu uzyskały przychody ze sprzedaży w wysokości 41 803 mln PLN, był to wzrost (o 1 811,6 mln PLN; tj. o 4,5%). Wzrosły przychody uzyskane z obrotu hurtowego, oraz przychody ze sprzedaży na rynku detalicznym. **Koszty uzyskania przychodów uległy zwiększeniu w stopniu silniejszym (o 2 381,4 mln PLN, tj. o 6,1%) niż przychody.** Przyczyną wzrostu kosztów były:

- wyższe koszty zakupu energii (o 10,1%, tj. o 2 161,4 mln PLN), spowodowane wzrostem cen energii (o 8%) oraz większym wolumenem kupowanej energii (o 1,6%);
- znacznie wyższe koszty działalności własnej (o 19,7%, tj. o 240,5 mln PLN).

Koszty zakupionych usług dystrybucyjnych zmieniły się minimalnie na minus (-) 0,4% tj. o 51 mln PLN, podobnie koszty umorzenia praw majątkowych (o 0,6%, tj. o 13,9 mln PLN). Koszty akcyzy wzrosły natomiast o 2,9% (tj. o 43,9 PLN/MWh). **Wynik na sprzedaży zmniejszył się wyraźnie (o 47,2%) z 1 207,5 mln PLN w 2017 roku, do 637,7 mln PLN w**

roku 2018, czyli o 569,8 mln PLN. Pozostała działalność operacyjna generowała sporą stratę (-) 647,9 mln PLN, z uwagi na pięciokrotny wzrost pozostałych kosztów, będący wynikiem zawartej w kosztach (w jednej z firm) korekty o rezerwę na umowy rodzące obciążenia. Działalność finansowa generowała zysk (36,9 mln PLN). W konsekwencji **wynik na działalności energetycznej PO_{SD} spadł gwałtownie do 26,7 mln PLN i był niższy (o 98%; tj. o 1 273,7 mln PLN) niż rok wcześniej**. W 2018 roku dwie spółki „zasiedziały” generowały stratę na działalności energetycznej, rok wcześniej wszystkie wykazały zysk. **Rentowność dla działalności energetycznej, prowadzonej przez przedsiębiorstwa „zasiedziały” była bardzo niska (0,06%), rok wcześniej ukształtowała się na poziomie 3,2%**. Wartość tego wskaźnika dla poszczególnych przedsiębiorstw należących do grupy wahała się pomiędzy (-) 4,6%, a 8,8%.

4.4.3. Wyniki finansowe w przedsiębiorstwach obrotu typu PO 2017/2018

Pozostałe przedsiębiorstwa obrotu (tzw. niezależne), dla których głównym obszarem działania pozostaje handel energią na rynku hurtowym, w 2018 roku uzyskały 46 021 mln PLN przychodu. Większy wolumen obrotu, przy wyższych o 12,6% cenach sprzedawanej energii, znalazł odzwierciedlenie we wzroście przychodów ze sprzedaży (o 7 744,4 mln PLN; tj. o 20,2%). Koszty uzyskania przychodów również wzrosły, przy czym tempo było nieco szybsze (o 1,4 punktu procentowego) od dynamiki przychodów. Wzrost kosztów wynikał głównie ze wzrostu kosztów zakupionej energii (o 7 949,2 mln PLN), na co miały wpływ, wyższe o 14,4% ceny i o 6,7% wolumen zakupionej energii. Wzrosły również koszty zakupionych usług dystrybucyjnych (o 138,5 mln PLN) oraz koszty umorzonych praw majątkowych (o 45,3 mln PLN) i koszty działalności własnej (o 35,9 mln PLN). **Wynik na sprzedaży spadł drastycznie**, grupa poniosła stratę w 2018 roku (-) 118,8 mln PLN, wobec 322,1 mln PLN, jaki spółki odnotowały w 2017 roku. Niewielkie zyski odnotowane na działalności pozostałej i finansowej podniosły nieznacznie stratę na działalności energetycznej do (-) 91,1 mln PLN. Był to **wynik diametralnie gorszy niż w roku poprzednim** (o 389 mln PLN). Wynik na działalności energetycznej w PO zawarto w poniższej tabeli.

Tabela 4.9. Wynik na działalności energetycznej w PO (styczeń - grudzień)

Wyszczególnienie	2017	2018	Dynamika %
	mln PLN		
Przychody ze sprzedaży	38 276,9	46 021,3	120,2
<i>w tym: ze sprzedaży odbiorcom końcowym</i>	4 744,3	5 319,7	112,1
Razem koszty uzyskania przychodów	37 954,8	46 140,1	121,6
<i>w tym: koszty energii zakupionej</i>	35 949,0	43 898,2	122,1
koszty zakupionych usług dystrybucyjnych	881,3	1 019,8	115,7
pozostałe opłaty w zakresie obrotu	61,7	51,0	82,7
koszty umorzonych praw majątkowych i opłaty zastępczej	332,6	377,9	113,6
w tym: świadectw efektywności energetycznej	13,9	8,5	61,3
koszty działalności własnej	467,1	503,1	107,7
akcyza	263,1	290,1	110,3
Wynik na sprzedaży	322,1	-118,8	x
Pozostałe przychody	65,8	140,0	212,9
Pozostałe koszty	59,6	117,4	196,9
Przychody finansowe	25,8	48,6	188,2
Koszty finansowe	56,1	43,5	77,5
Wynik	298,0	-91,1	x

Źródło: ARE

Rentowność na działalności energetycznej w grupie PO w 2018 roku miała wartość ujemną, rok wcześniej wyniosła 0,8%. Aż 69 (na 92 badanych) przedsiębiorstw z tej grupy wykazało stratę na działalności energetycznej. Obserwowane w drugiej połowie 2018 roku silne wzrosty cen na rynku hurtowym TGE spowodowały, że sytuacja większości alternatywnych przedsiębiorstw obrotu była bardzo trudna, część z nich ogłosiła upadłość. We wrześniu trzy spółki z grupy handlujących energią elektryczną, w tym Energia dla Firm i Energetyczne Centrum wstrzymały sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Spółki mające duże kłopoty nie zabezpieczyły prawdopodobnie swojego zapotrzebowania kontraktami długoterminowymi ze stałą ceną, tylko bazowały na zakupach bieżących, a na tych rynkach wzrost cen był bardzo duży. Tym samym klienci tych spółek zmuszeni zostali do zakupu energii u sprzedawcy rezerwowego po znacznie wyższych stawkach.

Należy podkreślić, że w grudniu 2018 roku, po analizie posiadanych dokumentów finansowych, Prezes URE wszczął z urzędu kolejne postępowania administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji na obrót energią elektryczną kilkunastu podmiotom. Zachodziło bowiem uzasadnione podejrzenie, iż firmy te nie dysponowały środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej w zakresie obrotu energią elektryczną. Na opublikowanej przez URE liście firm zagrożonych utratą koncesji znalazły się: Audax Energia, Barton Energia, Caldoris Polska, CRE Energia, Energy Match, Energy Polska, Enrex Energy, Horizon Telecommunication, Proton Polska Energia, Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowo-Produkcyjne Ger-Pol oraz Pulsar Energia [48].

4.4.4. Wyniki finansowe sektora elektroenergetycznego w pierwszej połowie 2019 roku

Od stycznia do czerwca 2019 roku [20] (ostatni okres, za który dostępne były dane w czasie wykonania Opracowania), sektor elektroenergetyczny wypracował **zysk w wysokości 6 914,6 mln PLN**, był on wyższy o 1 825,1 mln PLN niż w odpowiadającym okresie rok wcześniej.

Największą rolę w tworzeniu zysku sektora w pierwszej połowie 2019 roku odegrali wytwórcy (54,0%), rok wcześniej OSD (patrz wyżej). Wypracowany w tym okresie zysk na poziomie 3 731,1 mln PLN, był blisko dwukrotnie wyższy (tj. o 1 809,3 mln PLN), niż rok wcześniej. Największy zysk wykazały elektrociepłownie na węglu kamiennym (947,7mln PLN), większy niż rok wcześniej (o 52,5 mln PLN). Podobny poziom zysku (947,5 mln PLN) wykazały elektrownie na węglu kamiennym, ponad ośmiokrotnie wyższy niż rok wcześniej (tj. o 832,3 mln PLN). Elektrownie wiatrowe, przy sprzyjających warunkach pogodowych, wygenerowały wysoki zysk (861,2 mln PLN), podczas gdy rok wcześniej znacznie mniejszy (60,3 mln PLN). Elektrownie na węglu brunatnym odnotowały wzrost zysku (o 137,0 mln PLN) do poziomu 671,3 mln PLN. Poprawę wyniku wykazały również elektrownie wodne (o 67,9 mln PLN, tj. o 48,3%%) do wielkości 208,4 mln PLN, oraz elektrociepłownie na biomasę, które osiągnęły zysk na poziomie 21,0 mln PLN, rok wcześniej generując stratę. Spadek wyniku u wytwórców odnotowano tylko w grupie elektrociepłowni gazowych (o 116,2 mln PLN; tj. o 61,1%). Z uwagi na wygaśnięcie dotychczasowego systemu wsparcia dla kogeneracji (z końcem 2018 roku), grupa ta w opisywanym okresie nie otrzymała przychodów ze sprzedaży praw majątkowych. Poniżej w tabeli i na rysunku przedstawiono wynik na działalności energetycznej w pierwszej połowie 2018 i 2019 roku. **Drudzy w kolejności byli operatorzy systemów dystrybucyjnych (27,6% zysku sektora w pierwszym półroczu 2019 roku i więcej bo 43,8% rok wcześniej).** Wypracowany zysk na poziomie 1 905,6 mln PLN, był mniejszy (o 322,0 mln PLN) niż w roku poprzednim.

Tabela 4.10. Łączny wynik na działalności energetycznej (*styczeń - czerwiec*)

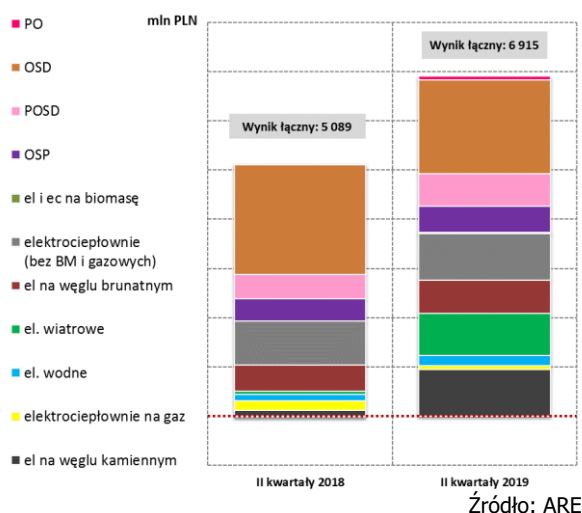
Wyszczególnienie	2018	2019	Dynamika
	mln PLN		%
Wytwórcy	1 921,9	3 731,1	194,1
<i>w tym:</i> elektrownie ciepłe na węglu brunatnym	534,3	671,3	125,6
elektrownie na węglu kamiennym	115,2	947,5	822,4
elektrownie ciepłe na biomasę	-13,9	21,0	x
elektrociepłownie gazowe	190,1	74,0	38,9
elektrociepłownie (bez BM i gazowych)	895,2	947,7	105,9
elektrownie wodne	140,5	208,4	148,3
elektrownie wiatrowe	60,3	861,2	1 427,7
OSP	451,9	530,7	117,4
PO_{SD}	487,2	663,1	136,1
OSD	2 227,6	1 905,6	85,5
PO	1,0	84,0	8 625,3
Wynik	5 089,5	6 914,6	135,9

Źródło: ARE

Spółki handlujące energią - „zasiedziały” (PO_{SD}) wygenerowały zysk w wysokości 663,1 mln PLN, który był wyższy niż w pierwszej połowie 2018 roku (o 36,1%, tj. o 175,9 mln PLN). Stanowił on 9,6% wyniku sektora, podobnie jak rok wcześniej.

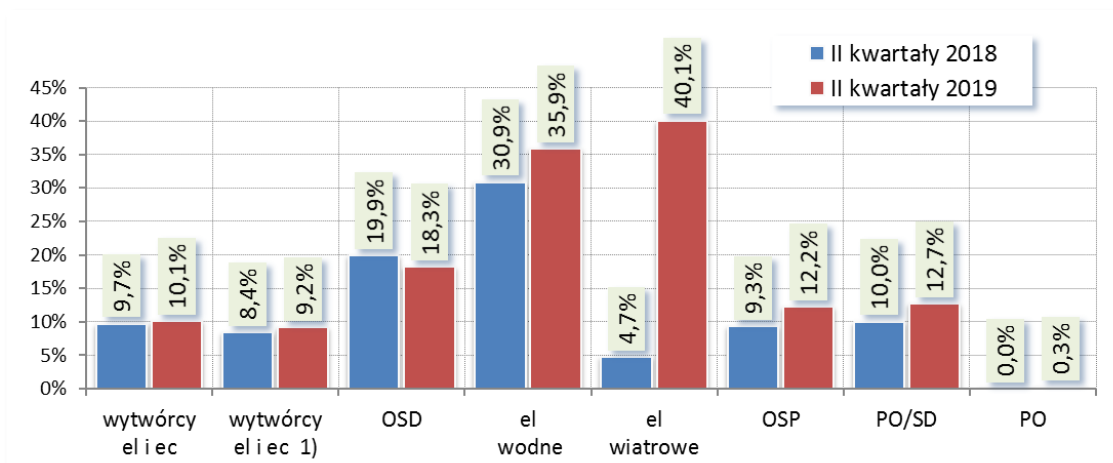
Operator Systemy Przesyłowego z wynikiem 530,7 mln PLN, wyższym niż rok wcześniej (o 78,8 mln PLN), zapewnił 7,7% zysku sektora, rok wcześniej więcej (8,9%).

Sprzedawcy niezależni (alternatywni) natomiast w pierwszym półroczu 2019 roku wykazali zysk na poziomie 84,0 mln PLN, wielokrotnie większy niż rok wcześniej. Wielkość ta stanowiła tylko 1,2% wyniku sektora, rok wcześniej grupa nie miała praktycznie wpływu na wynik sektora.



Rys. 4.13. Wynik na działalności energetycznej

Zmiana wielkości generowanych wyników odzwierciedlona jest w poziomie rentowności poszczególnych grup przedstawionym na rysunku poniżej.



Źródło: ARE

1) elektrownie – bez zaliczek na pokrycie kosztów osieroconych

Rys. 4.14. Wskaźniki rentowności na działalności energetycznej w poszczególnych podsektorach

4.4.5. Wyniki finansowe w przedsiębiorstwach obrotu typu PO_{SD} w pierwszej połowie 2019 roku

Jak wspomniano wcześniej PO_{SD} przychody, przedstawione w tabeli poniżej obejmują głównie sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym oraz usług dystrybucyjnych dla odbiorców z umowami kompleksowymi.

Tabela 4.11. Wynik na działalności energetycznej w PO_{SD} (styczeń - czerwiec)

Wyszczególnienie	2018	2019	Dynamika %
	mln PLN		
Przychody ze sprzedaży	20 413,5	23 929,0	117,2
<i>w tym:</i> ze sprzedaży odbiorcom końcowym	19 511,6	22 183,8	113,7
w tym: sprzedawca z urzędu	4 773,0	4 562,9	95,6
Razem koszty uzyskania przychodów	19 920,4	23 759,7	119,3
<i>w tym:</i> koszty energii zakupionej	11 160,9	16 108,2	144,3
koszty zakupionych usług dystrybucyjnych	6 171,5	5 721,4	92,7
pozostałe opłaty w zakresie obrotu	4,8	2,2	46,9
koszty umorzonych praw majątkowych i opłaty zastępczej	1 164,7	1 018,1	87,4
w tym: świadectw efektywności energetycznej	51,8	113,8	219,6
koszty działalności własnej	688,0	684,1	99,4
akcyza	730,5	225,6	30,9
Wynik na sprzedaży	493,1	169,4	34,3
Pozostałe przychody	49,9	642,0	1 286,3
Pozostałe koszty	84,2	149,9	178,0
Przychody finansowe	40,6	33,6	82,7
Koszty finansowe	12,2	31,9	261,6
Wynik	487,2	663,1	136,1

Źródło: ARE

Przez pierwszych sześć miesięcy 2019 roku przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziały” uzyskały przychody ze sprzedaży w wysokości 23 929,0 mln PLN, był to wzrost o 3 515,5 mln PLN (tj. o 17,2%). Wzrosły przychody uzyskane z obrotu hurtowego oraz przychody ze sprzedaży na rynku detalicznym z uwagi na mocny wzrost cen sprzedawanej energii. Koszty uzyskania przychodów uległy zwiększeniu w stopniu silniejszym o 3 839,2 mln PLN (tj. o 19,3%) niż przychody. **Przyczyną wzrostu kosztów były głównie wyższe koszty zakupu energii o 44,3%, (tj. o 4 947,3 mln PLN), spowodowane silnym wzrostem cen energii (o 37,9% (tj. o 67,0 PLN/MWh) oraz większym wolumenem kupowanej energii o 4,3% (tj. o 2 717,4 GWh).** Koszty zakupionych usług dystrybucyjnych spadły (o 450,1 mln PLN), podobnie koszty umorzenia praw majątkowych o 12,6% (tj. o 146,6 mln PLN) i nieznacznie koszty działalności własnej o 0,6% (tj. o 3,9 mln PLN) oraz mocno koszty akcyzy o 69,1% (tj. o 504,9 mln PLN) - po obniżeniu podatku akcyzowego do 5 PLN/MWh (z 20 PLN/MWh).

Wynik na sprzedaży po pierwszych sześciu miesiącach 2019 roku porównując z takim samym okresem 2018 roku zmniejszył się wyraźnie (o 65,7%) z 493,1 mln PLN w pierwszym półroczu 2018 roku, do 169,4 mln PLN, czyli o 323,8 mln PLN. Dwie firmy

wykazały stratę na sprzedaży. Pozostała działalność operacyjna generowała zysk 492 mln PLN (rozwiązana została część rezerw na umowy rodzące obciążenia¹⁵ i zawiązano nowe, ale o mniejszej wartości). Nieznaczny zysk generowała działalność finansowa (1,7 mln PLN). **W konsekwencji wynik na działalności energetycznej grupy wzrósł do 663,1 mln PLN i był wyższy niż rok wcześniej** o 175,9 mln PLN (tj. o 36,1%). W pierwszym półroczu 2019 roku jedna spółka „zasiedziała” generowała stratę na działalności energetycznej, rok wcześniej podobnie.

Rentowność dla działalności energetycznej, prowadzonej przez przedsiębiorstwa „zasiedziały” wyniosła 2,7%, rok wcześniej ukształtowała się na poziomie 2,4%. Wartość tego wskaźnika dla poszczególnych przedsiębiorstw należących do grupy wahała się w dużej granicy pomiędzy (-)1,8%, a 5,7%. Dla ratowania swojej sytuacji finansowej pod koniec 2018 roku firmy tworzyły rezerwy i część z nich została, jak wspomniano, rozwiązana w 2019 roku.

4.4.6. Wyniki finansowe w przedsiębiorstwach obrotu typu PO w pierwszej połowie 2019 roku

Niezależne przedsiębiorstwa obrotu (PO), dla których głównym obszarem działania pozostaje rynek hurtowy, w pierwszym półroczu 2019 roku osiągnęły zysk 28 713,2 mln PLN. Wolumen sprzedanej energii zmniejszył się minimalnie w odniesieniu do pierwszego półrocza 2018 roku (o 0,9%), mocno **znacznie wzrosły natomiast ceny sprzedawanej energii (o 33,1%)**, co znalazło odzwierciedlenie we wzroście przychodów ze sprzedaży o 6 847,2 mln PLN (tj. o 31,3%).

Koszty uzyskania przychodów również wzrosły (o 6 750,3 mln PLN), przy czym tempo było minimalnie mniejsze od dynamiki przychodów. Wzrost kosztów wynikał głównie ze wzrostu kosztów zakupionej energii (o 6 999,2 mln PLN), na co miały wpływ, wyższe o 35,4% ceny zakupu. Koszty zakupionych usług dystrybucyjnych pozostały praktycznie na niezmiennym poziomie (+) 0,5%, spadły koszty umorzonych praw majątkowych (o 32,9 mln PLN), koszty działalności własnej (o 104,0 mln PLN) oraz koszty akcyzy (o 114,0 mln PLN).

Wynik na sprzedaży zmienił się ze straty (-)15,4 mln PLN w pierwszej połowie 2018 roku do zysku na poziomie 81,6 mln PLN w pierwszej połowie 2019 roku. Wyniki na działalności pozostałej i finansowej nie miały znaczącego wpływu na **wynik na działalności energetycznej, który ukształtował się na poziomie 84,0 mln PLN. Był to wynik dużo lepszy niż w roku poprzednim (o 83,0 mln PLN).**

Informacje nt. wyników na działalności energetycznej w PO zawarto w poniższej tabeli.

¹⁵ W związku z wejściem w życie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw.

Tabela 4.12. Wynik na działalności energetycznej w PO (styczeń – czerwiec)

Wyszczególnienie	2018	2019	Dynamika %
	mln PLN		
Przychody ze sprzedaży	21 866,0	28 713,2	131,3
w tym: ze sprzedaży odbiorcom końcowym	2 639,6	2 764,4	104,7
Razem koszty uzyskania przychodów	21 881,4	28 631,6	130,8
w tym: koszty energii zakupionej	20 792,7	27 791,9	133,7
koszty zakupionych usług dystrybucyjnych	460,8	463,3	100,5
pozostałe opłaty w zakresie obrotu	29,2	28,8	98,5
koszty umorzonych praw majątkowych i opłaty zastępczej	170,8	137,9	80,7
w tym: świadectw efektywności energetycznej	5,9	9,7	165,5
koszty działalności własnej	280,3	176,3	62,9
akcyza	147,5	33,5	22,7
Wynik na sprzedaży	-15,4	81,6	x
Pozostałe przychody	37,8	32,1	84,8
Pozostałe koszty	44,0	28,1	63,7
Przychody finansowe	40,8	24,5	60,0
Koszty finansowe	18,3	26,1	143,1
Wynik	1,0	84,0	8 625,3

Źródło: ARE

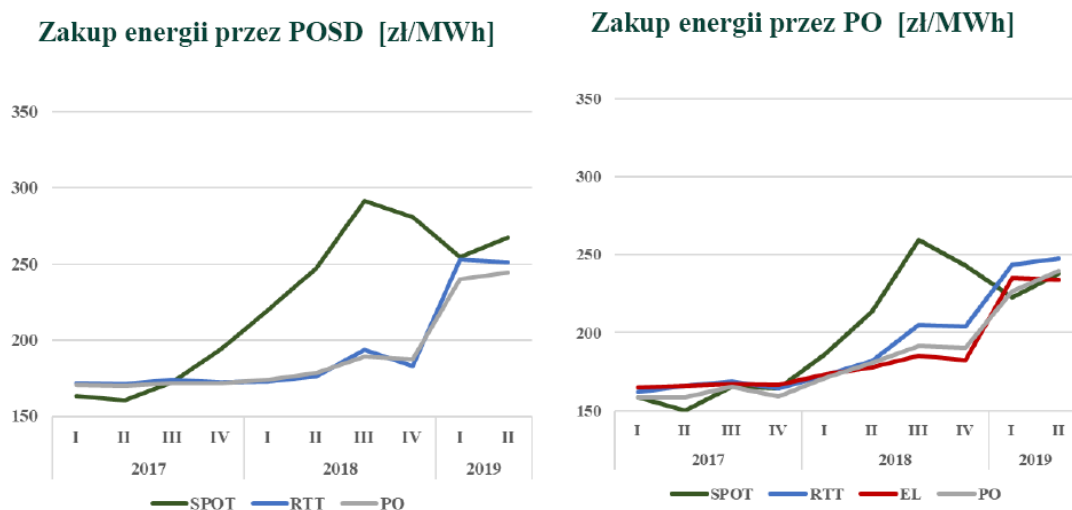
Rentowność na działalności energetycznej w grupie PO w pierwszym półroczu 2019 roku ukształtowała się na niskim poziomie 0,29%, rok wcześniej wyniosła tylko 0,004%.

Aż 35 (na 73 badane) przedsiębiorstw z grupy wykazało stratę na działalności energetycznej. Rok wcześniej badana grupa była większa, obejmowała ponad 90 firm.

Także w pierwszej połowie 2019 roku (podobnie jak w grudniu 2018 roku, patrz wcześniej) po analizie posiadanych dokumentów finansowych, Prezes URE wszczął z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji na obrót energią elektryczną kolejnym kilkunastu podmiotom. Zachodziło bowiem uzasadnione podejrzenie, iż firmy te nie dysponują środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej w zakresie obrotu energią elektryczną.

4.5 Podsumowanie - wpływ zmienności cen na przedsiębiorstwa obrotu

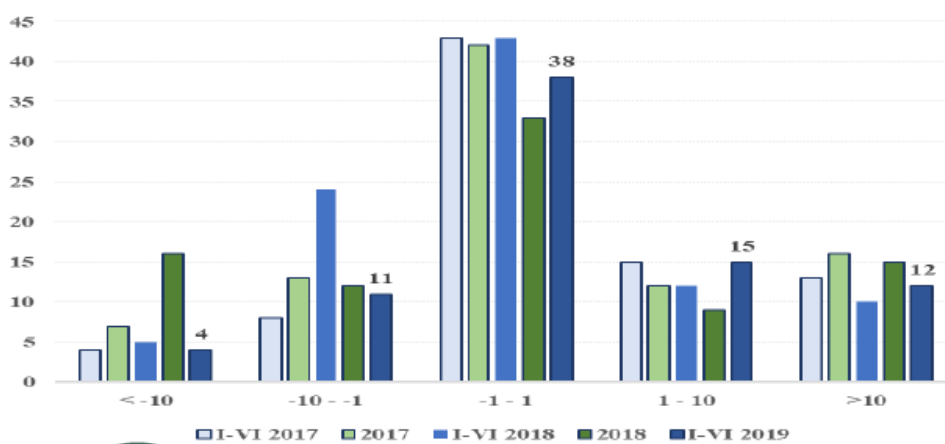
W latach 2017 – 2019, co przedstawiono na rysunkach poniżej, wystąpiły silne zmiany cen na rynku hurtowym, w tym szczególnie na giełdowym rynku SPOT, obejmującym rynki RDN i RDB. Miały one wpływ na wszystkie spółki obrotu, ale zwłaszcza na niezależne, z których część miała „otwarty” portfel zakupu energii dla swoich odbiorców.



Rys. 4.15. Ceny hurtowe energii kupowanej przez POSD i PO w latach 2017 – 2019 w TWh. SPOT – zakup na rynkach RDN i RDB na TGE, RTT – zakup na rynku terminowym TGE, EL – zakup od elektrowni zawodowych, PO – zakup od innych niezależnych spółek obrotu.

W efekcie zmian cen hurtowych energii, rentowność działalności energetycznej w spółkach obniżyła się, co przedstawiono na rysunku poniżej.

Liczba przedsiębiorstw w zależności od osiąganego zysku brutto



Rys. 4.16. Liczba przedsiębiorstw (spółek obrotu energią) w zależności od osiąganego zysku brutto.

Z zamieszczonego rysunku wynika, że liczba czynnych przedsiębiorstw obrotu zmniejszyła się w latach 2017 – 2019 o 15%. Około połowy wszystkich spółek obrotu uzyskiwała wynik w granicach od – 1 mln do +1 mln zł. Spadła liczba spółek z ujemnym wynikiem poniżej 10 mln zł, co jest jednak efektem zaprzestania ich działalności. W konsekwencji ich wyjścia z rynku wzrosła liczba firm z wynikiem w granicach 1-10mln zł.

W efekcie silnych i nieprzewidzianych zmian cen hurtowych, trudniejsza sytuacja zaistniała w grupie niezależnych spółek obrotu. W pierwszym półroczu 2019 roku ich rentowność ukształtowała się na niskim poziomie 0,29%, przy czym rok wcześniej wyniosła tylko 0,004%. W roku 2019 trzydzieści pięć (na 73) niezależnych spółek obrotu wykazało stratę na działalności energetycznej. Rok wcześniej grupa tych spółek była większa i obejmowała 90 firm.

W latach 2017 – 2019, pomimo oczekiwań sprzedawców energii nie odnotowano znaczących zmian w zakresie podejścia Prezesa URE do zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych. Kontynuowana była dotychczasowa polityka Prezesa URE (tj. utrzymanie obowiązku przedkładania do zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla gospodarstw domowych przez wybranych sprzedawców) podyktowana, jak wynika z wielu wystąpień przedstawicieli tego organu, przede wszystkim troską o ochronę klientów (odbiorców końcowych) przed nieuzasadnionym wzrostem cen w segmencie gospodarstw domowych. Po uwolnieniu cen w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych i biznesowych w 2008 r. – sprzedawcy wykonujący zadania sprzedawców z urzędu oraz sprzedawcy funkcjonujący w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo, niezobowiązani do rozdzielania działalności, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Stwarzało to podstawę konkurencyjnego rynku energii w latach 2017 – 2019. Należy dodatkowo zaznaczyć, że sprzedawcy, którzy pełnią również funkcję sprzedawcy z urzędu w ww. latach byli uprawnieni do przedstawiania ofert rynkowych wszystkim odbiorcom, w tym odbiorcom grupy taryfowej G przyłączonym do sieci operatora, na obszarze którego realizują oni zadania sprzedawcy z urzędu pod warunkiem, że sprzedawcy ci uprzednio poinformowali odbiorcę o wysokości cen energii elektrycznej określonej w aktualnie obowiązującej taryfie, a w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych. Pomiędzy IV kwartałem 2017 r. a IV kwartałem 2018 r. ceny za energię elektryczną wzrosły dla wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców z grupy taryfowej A – o 14,8%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej G oraz odbiorców w gospodarstwach domowych – o 0,8%.

W 2019 roku główny wpływ na ceny energii elektrycznej miała przyjęta przez Sejm pod koniec 2018 roku ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw oraz późniejsze jej nowelizacje (łącznie zwane ustawą prądową lub cenową), które od 2019 roku zmieniły obowiązek przedkładania przez część sprzedawców taryf do zatwierdzania przez Prezesa URE. Mimo wcześniejszego przedłożenia (pod koniec 2018 roku) przez zobowiązanych sprzedawców taryf do zatwierdzenia, nowe taryfy na 2019 r. nie zostały przez Prezesa URE zatwierdzone. Prezes URE na mocy decyzji wydanych pod koniec marca 2019 r. uwzględniając zapisy ustawy o zamrożeniu cen, umorzył postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf sprzedażowych. Ustawa prądowa miała na celu tzw. „zamrożenie” cen dla wszystkich odbiorców końcowych na

poziomie 30 czerwca 2018 r., przy jednoczesnym wprowadzeniu rekompensat dla sprzedawców energii elektrycznej, którzy musieliby sprzedawać energię po historycznej (z połowy 2018 roku) cenie, bez uwzględnienia realiów i cen rynku hurtowego. Ustawa od początku 2019 roku wpływała na działalność uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce. W sposób szczególny wpływała ona na działalność spółek obrotu. Ustawa budziła daleko idące wątpliwości zarówno dotyczące kierunku zmian, jak i konkretnych jej zapisów, mających skutkować „zamrożeniem” cen energii. Wątpliwości wzbudzały niejednoznacznie określone grupy odbiorców objęte ustawą, możliwość jej implementacji na rozwiniętym rynku energii elektrycznej, ale także liczne zapisy dotyczące przyjętego modelu rekompensat dla spółek obrotu. Kluczowym deficytem przyjętych przepisów był i jest (po kolejnych jej nowelizacjach) brak zastosowania indywidualnego sposobu rozliczania rekompensat na podstawie faktycznie utraconych przychodów przez każdą ze spółek obrotu.

W 2018 roku „zasiedziały” przedsiębiorstwa obrotu wygenerowały przychody ze sprzedaży w wysokości 41 803 mln PLN, był to wzrost (o 1 811,6 mln PLN; tj. o 4,5%). Wzrosły przychody uzyskane z obrotu hurtowego, oraz przychody ze sprzedaży na rynku detalicznym. Koszty uzyskania przychodów uległy zwiększeniu w stopniu silniejszym o 2 381,4 mln PLN, (tj. o 6,1%) niż przychody. Wynik na sprzedaży zmniejszył się wyraźnie, aż o 47,2% z 1 207,5 mln PLN w 2017 roku, do 637,7 mln PLN. Pozostała działalność operacyjna generowała dużą stratę (-) 647,9 mln PLN, z uwagi na pięciokrotny wzrost pozostałych kosztów, będący wynikiem zawartej w kosztach (w jednej z firm) korekty o rezerwę na umowy rodzące obciążenia. Wynik na działalności energetycznej w tej grupie spadł gwałtownie do 26,7 mln PLN i był niższy aż o 98%, o 1 273,7 mln PLN, niż rok wcześniej w 2017 roku)

W 2018 roku w porównaniu z 2017 roku wynik na sprzedaży energii elektrycznej przez niezależne spółki obrotu drastycznie spadł - grupa ta poniosła stratę (-) 118,8 mln PLN, wobec zysku 322,1 mln PLN jaki odnotowała w 2017 roku. Niewielkie zyski odnotowane na działalności pozostałej i finansowej, podniosły nieznacznie wynik - stratę na działalności energetycznej do (-) 91,1 mln PLN. Był to wynik diametralnie gorszy niż w roku poprzednim (o 389 mln PLN). Rentowność na działalności energetycznej w grupie tzw. niezależnych spółek obrotu w 2018 roku miała wartość ujemną, rok wcześniej wyniosła 0,8%. Aż 69 (na 92 badanych) przedsiębiorstw z tej grupy wykazało stratę na działalności energetycznej.

Obserwowane w drugiej połowie 2018 roku silne wzrosty cen na rynku hurtowym TGE spowodowały że sytuacja większości alternatywnych przedsiębiorstw obrotu była bardzo trudna, część z nich postanowiła zaprzestać działalności sprzedażowej, część ogłosiła upadłość.

5. WNIOSKI

1. Energetyczne przedsiębiorstwa obrotu energią – spółki obrotu energią - tworzą dwie grupy spółek:

- przedsiębiorstwa obrotu - tzw. „zasiedziały”, (oznaczane jako PO_{SD}) które wcześniej funkcjonowały jako zakłady energetyczne, a następnie jako zintegrowane z działalnością dystrybucji energii spółki dystrybucyjne;
- pozostałe przedsiębiorstwa obrotu tzw. niezależne spółki obrotu (oznaczane jako PO), nazywane są też alternatywnymi.

Różnią się one charakterem prowadzonej działalności obrotowej. Przedsiębiorstwa obrotu PO_{SD} prowadzą sprzedaż głównie na rynku detalicznym, natomiast pozostałe – głównie, choć nie wyłącznie, na rynku hurtowym. Wśród kilkudziesięciu spółek obrotu energią na rynku krajowym tylko 5 jest „zasiedziały”, które przejęły od poprzednio działających spółek dystrybucyjnych setki tysięcy, a nawet miliony końcowych odbiorców energii. Są to spółki PO_{SD}, które wydzieliły się z grup: PGE – Polskiej Grupy Energetycznej, TAURON, ENEA, ENERGA SA oraz innogy Polska (kiedyś RWE). Niezależne spółki obrotu PO nie mają aktywów obejmujących taką liczbę odbiorców. Jest im trudniej utworzyć portfel kontraktów zakupu i sprzedaży, zrównoważyć go dopasowując wolumen zakupu do wolumenu sprzedaży, czyli „domknąć portfel kontraktów”. Znacznie trudniej jest też ograniczyć ryzyko związane z tym ewentualnym „niedomknięciem” i pozostawieniem go „otwartym” bądź po stronie zakupu bądź sprzedaży.

2. Towarowa Giełda Energii (TGE) jest niezbędnym elementem konkurencyjnego hurtowego rynku energii. W wyniku wprowadzenia dla wytwórców ustawowego obowiązku sprzedaży swojej energii na rynku giełdowym (tzw. obligo giełdowe), dominuje on na rynku hurtowym pod względem ilości sprzedawanej i kupowanej na nim energii. Zapewnia wszystkim uczestnikom rynku hurtowego równoprawny dostęp do energii na rynku. Na TGE uczestnicy mają ten sam jednakowy dostęp do informacji rynkowych. Obszerne, publikowane codziennie informacje o sytuacji na rynku pomagają uczestnikom na zawieranie optymalnych transakcji zakupu i sprzedaży energii, a pozostałym uczestnikom rynku hurtowego dostarczają obiektywnej informacji o bieżącej rynkowej wartości energii. Przy równowadze podaży i popytu giełda sprawia, że cena giełdowa jest równa wartości energii. Stąd ceny giełdowe są podstawą do transakcji rynkowych dokonywanych poza rynkiem giełdowym.

3. Na rynku hurtowym obrót giełdowy jedynie uzupełniany obrotem pozagiełdowym, ale także o opartym o ceny, jakie są ustalane w transakcjach na rynku giełdowym. Oznacza to, że sytuacja na rynku hurtowym w latach 2017 – 2019 przede wszystkim wynikała z tego, co działo się na rynku giełdowym, zwłaszcza przy stale rosnącym obligu giełdowym nakazującym wytwórców sprzedaż energii wyłącznie przez TGE.

4. Polski hurtowy rynek energii elektrycznej należy do jednych najdroższych w Europie, a krajowi producenci energii przegrywają konkurencję z energią napływającą z państw o większym udziale elektrowni atomowych i źródeł odnawialnych. Efektem tej sytuacji

jest znaczny wzrost importu energii od 2,3 TWh w roku 2017, 5,7 TWh w roku 2018 do 10,6 TWh w 2019. W konsekwencji nastąpił spadek produkcji w krajowych elektrowniach wykorzystujących paliwa kopalne, a zapotrzebowanie odbiorców końcowych uzupełniono tańszym importem.

5. Uwarunkowaniem sprzedaży do odbiorców końcowych, które ma wpływ na strategię przedsiębiorstw obrotu, jest konieczność „przeniesienia” cen i warunków zakupu energii na rynku hurtowym na ceny i warunki sprzedaży do odbiorców końcowych. Wymaga to uwzględnienia w cenie sprzedawanej energii podstawowych rodzajów ryzyka rynkowego. Pierwsze - wolumenowe – wynika z niepewności, w jakich terminach i w jakich ilościach kupować energię dla pokrycia zmiennego w trakcie roku zapotrzebowania odbiorców. Drugie – cenowe – wynika z niepewności, jakie będą ceny na rynku hurtowym, gdy konieczny będzie zakup energii dla odbiorcy. W działalności spółek obrotu energią występuje także ryzyko kontraktowe i ryzyko kredytowe. Ryzyko kontraktowe występuje w przypadku braku zdolności wykonania zobowiązań przez stronę będącą stroną umowy zakupu energii dla spółki. Ryzyko kredytowe to możliwość nie otrzymania zapłaty za sprzedaną energię elektryczną.
6. Wymienione wyżej rodzaje ryzyka dotyczą wszystkich spółek obrotu energią są jednak większe w spółkach niezależnych PO niż w spółkach PO_{SD}, które dysponują aktywami w formie licznych grup odbiorców końcowych i ponadto wchodzi w skład energetycznych grup kapitałowych, stanowiących wsparcie w razie trudności finansowych.
7. Dla spółek obrotu energią najważniejszą kompetencją w budowaniu strategii na rynku detalicznym jest z jednej strony umiejętność budowy portfela zakupu optymalnego pod względem terminu i okresu dostawy, a z drugiej strony umiejętność uzgodnienia i „podzielenia się” z odbiorcą ryzykiem rynkowym. Te dwie umiejętności są niezbędne dla ustalenia ceny sprzedaży energii a konsekwencji przesądzają o sukcesie rynkowym lub porażce. Równocześnie kompetencje te uzasadniają prawo spółki obrotu do satysfakcjonującej marży na obrocie energią.
8. Rok 2017 był ostatnim, podczas którego polski sektor elektroenergetyczny cechował stabilny rozwój i zmiany idące zdecydowanie w stronę rozwoju konkurencji. Podział na rynek hurtowy, z transakcjami giełdowymi (na TGE) oraz poza giełdowy, z transakcjami na rynku bilateralnym (tzw. OTC) wzajemnie się uzupełniał, umożliwiając rozwój działalności licznym spółkom obrotu zarówno nastawionym zarówno na hurt (tzw. trading), detal (sprzedaż do odbiorców końcowych), ale spółkom łączącym oba te obszary działalności.
9. Rok 2018 charakteryzował się znaczącymi podwyżkami hurtowych cen energii elektrycznej, wynikającym m.in., ale nie tylko, ze zmian tzw. czynników fundamentalnych – głównie praw do emisji CO₂ oraz kosztów paliwa (w Polsce głównie węgla). Część z nich, ze względu na przyjęty w Polsce model (obowiązek) zatwierdzania przez Prezesa URE taryf największych sprzedawców z urzędu (PO_{SD}) ex-ante, nie mógł być wcześniej uwzględniony w kalkulacjach cenowych dla odbiorców końcowych, szczególnie dla grupy gospodarstw domowych. Sprzedawcy, którzy nie zabezpieczyli transakcji na rynkach terminowych, musieli dokonywać zakupu na rynkach bieżących, po

cenach znacznie wyższych niż często wcześniej planowali. Mimo, nieco wolniejszego niż wcześniej, ale wciąż postępującego o czym świadczy wzrost liczby koncesji na obrót, wzrost liczby klientów i wolumenu sprzedawanego w ramach zasady TPA na otwartym rynku energii, rozwoju rynku sprzedawcy szczególnie PO z coraz większą trudnością osiągały zysk na działalności energetycznej.

10. Spółki handlujące energią tzw. „zasiedziały” (PO_{SD}) wygenerowały w 2018 roku niewielki zysk na poziomie 26,7 mln PLN, który był zdecydowanie mniejszy niż w roku 2017 (o 97,1%, tj. o 1 273,7 mln PLN). Tak mały zysk stanowił tylko 0,3% wyniku sektora rok wcześniej 18,1%. Z pozycji kosztowych grupy wzrosły koszty zakupu, droższej energii oraz koszty działalności własnej. Rentowność dla działalności energetycznej, prowadzonej przez przedsiębiorstwa „zasiedziały” była bardzo niska (0,06%), rok wcześniej ukształtowała się na poziomie 3,2%. Wartość tego wskaźnika dla poszczególnych przedsiębiorstw należących do grupy wahała się pomiędzy (-) 4,6%, a 8,8%. Sprzedawcy alternatywni (PO) natomiast w 2018 roku wykazali stratę. W tej grupie wynik na sprzedaży spadł drastycznie, poniosła ona stratę w 2018 roku (-) 118,8 mln PLN, wobec 322,1 mln PLN, jaki spółki odnotowały w 2017 roku. Niewielkie zyski odnotowane na działalności pozostałej i finansowej podniosły nieznacznie stratę na działalności energetycznej do (-) 91,1 mln PLN. Był to wynik diametralnie gorszy niż w roku poprzednim (o 389 mln PLN). Obserwowane w drugiej połowie 2018 roku silne wzrosty cen na rynku hurtowym TGE spowodowały że sytuacja większości alternatywnych przedsiębiorstw obrotu była bardzo trudna, część z nich kończyła działalność, nawet ogłaszając upadłość. Spółki mające największe kłopoty nie zabezpieczały prawdopodobnie swojego zapotrzebowania kontraktami długoterminowymi ze stałą ceną (np. poprzez RTT), tylko bazowały na zakupach bieżących (SPOT), a na tych rynkach wzrost cen był bardzo duży. Tym
11. W rok 2019 na rynku detalicznym sprzedawcy weszli z zapisami, uchwalonej na samym końcu 2018 roku, tzw. ustawy prądowej, która miała „zamrozić” ceny energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców końcowych. W celu ochrony odbiorców przed gwałtownym wzrostem cen, po silnych wzrostach cen na rynku giełdowym (w drugiej połowie 2018 roku, patrz wyżej), przyjęta przez Sejm 28 grudnia 2018 roku ustawa:
- zmniejszyła podatek akcyzowy z 20 PLN/MWh do 5 PLN/MWh;
 - obniżyła opłatę przejściową (w części dystrybucji) o 95%;
 - wprowadziła mechanizm utrzymania cen energii dla odbiorców końcowych w 2019 roku, na poziomie z roku 2018 (w dniu 30 czerwca 2018 roku), uszczegółowiony odpowiednim rozporządzeniem Ministra Energii;
 - na mocy ustawy ceny zatwierdzone przez Prezesa URE, ustalone w taryfach funkcjonujących w dniu 31 grudnia 2018 roku, zostały przedłużone do końca 2019 roku.

Od początku opublikowania projektu ustawy budziła ona daleko idące wątpliwości zarówno dotyczące kierunku zmian, jak i konkretnych jej zapisów, mających skutkować „zamrożeniem” cen energii. Wątpliwości wzbudzały niejednoznacznie określone grupy odbiorców objęte ustawą, możliwość jej implementacji na rozwiniętym rynku energii

elektrycznej w kontekście ofert sprzedawców, ale także liczne zapisy dotyczące przyjętego modelu. Ustawa negatywnie wpłynęła na wszystkich sprzedawców energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Pomimo nowelizacji przyjęte rozwiązania nie uwzględniają dalej zróżnicowanej sytuacji kontraktowej poszczególnych spółek i wpłynęły negatywnie na kontynuację działalności wielu sprzedawców na rynku. Mimo zmian „zasad gry” na rynku detalicznym rynek hurtowy działał jak wcześniej uwzględniając zmiany cen wynikające z czynników fundamentalnych (patrz wyżej).

12. Wyniki finansowe sektora elektroenergetycznego w pierwszej połowie 2019 roku (ostatnie dostępne dane w czasie wykonywania Opracowania), szczególnie w przypadku spółek obrotu, zmienił się dosyć znacznie. Spółki „zasiedziały” (PO_{SD}) wygenerowały zysk w wysokości 663,1 mln PLN, który był wyższy niż w pierwszej połowie 2018 roku (o 36,1%, tj. o 175,9 mln PLN). Przy dwie z tej grupy firmy wykazały stratę na sprzedaży, a jedna spółka „zasiedziała” generowała nawet stratę na działalności energetycznej. Rentowność dla działalności energetycznej, prowadzonej przez przedsiębiorstwa „zasiedziały” wyniosła 2,7%, rok wcześniej ukształtowała się na poziomie 2,4%. Wartość tego wskaźnika dla poszczególnych przedsiębiorstw należących do grupy wahała się w dużej granicy pomiędzy (-)1,8%, a 5,7%. Dla ratowania swojej sytuacji finansowej pod koniec 2018 roku firmy tworzyły rezerwy i część z nich została, rozwiązana w 2019 roku. Z kolei sprzedawcy niezależni (alternatywni) w pierwszym półroczu 2019 roku wykazali zysk na poziomie 84,0 mln PLN, wielokrotnie większy niż rok wcześniej. Wynik na sprzedaży zmienił się ze straty (-)15,4 mln PLN w pierwszej połowie 2018 roku do zysku na poziomie 81,6 mln PLN w pierwszej połowie 2019 roku. Wyniki na działalności pozostałej i finansowej nie miały znaczącego wpływu na wynik na działalności energetycznej. Rentowność na działalności energetycznej w grupie PO w pierwszym półroczu 2019 roku ukształtowała się na niskim poziomie 0,29%, rok wcześniej wyniosła tylko 0,004%. Co ważne aż 35 (na 73 badane) przedsiębiorstw z grupy wykazało stratę na działalności energetycznej.
13. Także w pierwszej połowie 2019 roku (podobnie jak w grudniu 2018 roku) po analizie posiadanych dokumentów finansowych, Prezes URE wszczął z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji na obrót energią elektryczną kolejnym kilkunastu podmiotom. Zachodziło bowiem uzasadnione podejrzenie, iż firmy te nie dysponują środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej w zakresie obrotu energią elektryczną.

6. ZASTOSOWANE SKRÓTY, POJĘCIA I OZNACZENIA

ACER	- z ang. Agency for the Cooperation of Energy Regulators - Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z siedzibą w Lublanie. Jest to agencja unijna posiadająca m.in. kompetencje w zakresie monitorowania hurtowego rynku energii i zapobiegania nadużyciom
ARE	- Agencja Rynku Energii
BH	- bilansowanie handlowe
CEP	- Pakiet unijny „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (też: pakiet zimowy)
Ec	- elektrociepłownie
energia	- energia elektryczna, E_{EI}
GB	- Grupa Bilansująca obsługiwana przez Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie Handlowe
GK	- Grupa Kapitałowa
GUD	- Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	- Generalna Umowa Dystrybucji umożliwiająca zawieranie umów kompleksowych
GUS	- Główny Urząd Statystyczny
IODO	- Inspektor Ochrony Danych Osobowych
IRGiT	- Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.
IRIESD	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KE	- Komisja Europejska
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
MAP	- Ministerstwo Aktywów Państwowych
ME	- Ministerstwo Energii
NEMO	- Nominowani Operatorzy Rynku Energii Elektrycznej
OH	- Operator Handlowy
OHT	- Operator Handlowo – Techniczny
OR	- Operator Rynku
OSD	- Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	- Operator Systemu Przesyłowego – PSE S.A.
OTC	- z ang. over-the-counter, rynek pozagiełdowy
OZE	- odnawialne źródła energii
OzPK	- opłata za pozyskanie klienta

PO	- przedsiębiorstwo obrotu (też SO)
PO _{SD}	- przedsiębiorstwo obrotu tzw. zasiedziałe, wywodzące się ze spółek dystrybucyjnych (PO _{SD})
POB	- Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie Handlowe (POzBH,)
PSE	- Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PTPiREE	- Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii
PUODO	- Prezes Urzędu Ochrony Danych Osobowych
RB	- Rynek Bilansujący
RDB	- Rynek Dnia Bieżącego (także RBB)
RDN	- Rynek Dnia Następnego (także RBN)
RTT	- Rynek Terminowy Towarowy
SO	- Spółka obrotu (też PO)
ŚP	- świadectwa pochodzenia
TGE	- Towarowa Giełda Energii S.A.
TOE	- Towarzystwo Obrotu Energią
toe	- tona oleju ekwiwalentnego
TPA	- Third-party Access, dostęp osób trzecich, zasada dostępu stron trzecich
UBH	- umowa na bilansowanie handlowe, umowa bilansująca
UD	- umowa dystrybucji
UE	- Unia Europejska
UK	- umowa kompleksowa
URB	- Uczestnik Rynku Bilansującego
URD	- Uczestnik Rynku Detalicznego
URE	- Urząd Regulacji Energetyki
USE, US	- Umowa Sprzedaży Energii Elektrycznej

7. SPIS LITERATURY I DOKUMENTÓW WYKORZYSTANYCH W OPRACOWANIU

Materiały i dokumenty legislacyjne (unijne i polskie):

- [1] 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 158 z dnia 14 czerwca 2019 r., s. 54 i n.)
- [2] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE. L 158 z dnia 14 czerwca 2019 r., s. 125 i n.)
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE. L 328 z dnia 21 grudnia 2018 r., s. 82 i n.)
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE. L 328 z dnia 21 grudnia 2018 r., s. 210 i n.)
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE. L 156 z dnia 19 czerwca 2018 r., s. 75 i n.)
- [6] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (RODO)
- [7] Ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2018 poz. 2538 z późn. zmianami)
- [8] Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. 2019 poz. 42 z późn. zm.)
- [9] Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz.U. 2018 poz. 317 z późn. zm.)
- [10] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. 2018 poz. 9 z późn. zm.)
- [11] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii Dz.U. 2015 poz. 478 z późn. zm.)
- [12] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. 2016 poz. 831 z późn. zm.)
- [13] Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2018 r. poz. 2286 z późn. zm.)
- [14] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 2012 r. poz. 1059 z późn. zm.)

- [15] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 sierpnia 2008 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2008 nr 162 poz. 1005)
- [16] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 lutego 2008 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2008 nr 30 poz. 178)
- [17] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. 2007 nr 93 poz. 623)
- [18] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. PSE S.A. Konstancin – Jeziorna, tekst jednolity obowiązujący od dnia 1 września 2020 r.
- [19] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Część ogólna. PSE S.A. Konstancin – Jeziorna, tekst jednolity obowiązujący od dnia 1 grudnia 2017 r.

Raport i sprawozdania roczne, kwartalniki

- [20] Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. II kwartały 2019. ARE S.A. Warszawa, wrzesień 2019
- [21] Rynek energii elektrycznej w Polsce - stan na 31 marca 2019 r. Raport TOE. Warszawa, 31 maja 2019 r.
- [22] Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2018 r. URE, Warszawa, kwiecień 2019 r.
- [23] Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. IV kwartały 2018. ARE S.A. Warszawa, marzec 2019
- [24] Statystyka elektroenergetyki polskiej 2018. ARE SA, Warszawa, 2019.

- [25] Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. II kwartały 2018. ARE S.A. Warszawa, wrzesień 2018
- [26] Rynek energii elektrycznej w Polsce - stan na 31 marca 2018 r. Raport TOE. Warszawa, 31 maja 2018 r.
- [27] Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2017 r. Biuletyn URE 2/2018, nr 2 (104). Warszawa, 29 czerwca 2018 r.
- [28] Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. IV kwartały 2017. ARE S.A. Warszawa, marzec 2018
- [29] Statystyka elektroenergetyki polskiej 2017. ARE SA, Warszawa, 2018.

- [30] Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. II kwartały 2017. ARE S.A. Warszawa, wrzesień 2017
- [31] Rynek energii elektrycznej w Polsce - stan na 31 marca 2017 r. Raport TOE. Warszawa, 12 kwietnia 2017 r.
- [32] Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2016 r. Warszawa, kwiecień 2017

- [33] Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. IV kwartały 2016. ARE S.A. Warszawa, marzec 2017
- [34] Statystyka elektroenergetyki polskiej 2016. ARE SA, Warszawa, 2017.

Pozostałe materiały:

- [35] Kulesa M.: Handel energią elektryczną. Studia Podyplomowe Funkcjonowanie Rynku Energii. Szkoła Główna Handlowa, Warszawa, 7 grudnia 2019 r.
- [36] Koncepcja zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce. Wersja 1.0. PSE S.A. Konstancin – Jeziorna, 7 listopada 2019 r.
- [37] Kaliś H.: Konkurencyjny rynek energii elektrycznej dla odbiorcy przemysłowego. XXV Konferencja Naukowo – Techniczna „Rynek Energii Elektrycznej”. Kazimierz Dolny, 7-9 października 2019 r.
- [38] Kulesa M.: Rynek mocy – pierwsze doświadczenia certyfikacji i aukcji. XXV Konferencja Naukowo – Techniczna „Rynek Energii Elektrycznej”. Kazimierz Dolny, 7-9 października 2019 r.
- [39] Małymi krokami do wielkich zmian. Wpływ pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” na energetykę. Opracowanie i prezentacja. Forum Energii, Warszawa, wrzesień 2019
- [40] Mikołajuk H.: Sytuacja polskiej elektroenergetyki 2019 – obrót detaliczny i hurtowy, klienci na rynku energii elektrycznej ARE S.A., TARGI ENERGII, Jachranka 26-27 września 2019 r.
- [41] Sikorski T.: Wpływ zmian na europejskim rynku energii elektrycznej na polską elektroenergetykę. PSE S.A., TARGI ENERGII, Jachranka 26-27 września 2019 r.
- [42] Kulesa M.: Ustawa o rynku mocy jako nowy element architektury modelu polskiej elektroenergetyki. Materiały XXIV Konferencji Naukowo – Technicznej: Rynek Energii Elektrycznej: Kazimierz Dolny, 24-26 kwietnia 2018 r.
- [43] Europejski rynek energii elektrycznej. Diagnoza, Konstancin – Jeziorna, czerwiec 2018
- [44] Matusiak B.: Model biznesowe na nowym, zintegrowanym rynku energii. Uniwersytet Łódzki, Łódź 2013
- [45] Szczygieł L.: Model rynku energii elektrycznej. URE, Warszawa, 13 czerwca 2005 r.

Strony internetowe:

- [46] www.pse.pl
- [47] www.toe.pl
- [48] www.ure.gov.pl
- [49] www.wysokienapiecie.pl

Spis rysunków:

Rys. 2.1. Obszary działania energetycznych przedsiębiorstw dystrybucyjnych – Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD, OSDp), których sieć jest bezpośrednio połączona z siecią przesyłową Operatora Systemu Przesyłowego.....	7
Rys. 2.2. Produkcja i zużycie energii elektrycznej brutto w latach 1989 – 2019, obrazujące rozmiary krajowego hurtowego rynku energii w Polsce.....	13
Rys. 2.3. Kierunki zakupu energii elektrycznej w przedsiębiorstwach obrotu typu PO _{SD}	16
Rys. 2.4. Ceny zakupu energii elektrycznej w spółkach PO _{SD} wg kierunków zakupu	17
Rys. 2.5. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez PO _{SD} wg kierunków sprzedaży	18
Rys. 2.6. Struktura zakupu energii elektrycznej w przedsiębiorstwach obrotu PO	18
Rys. 2.7. Średnie ceny zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu (PO) wg kierunków	19
Rys. 2.8. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w spółkach obrotu typu PO	20
Rys. 2.9. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez przedsiębiorstwa obrotu (PO) wg kierunków sprzedaży	20
Rys. 2.10. Wolumeny obrotu na terminowym hurtowym rynku energii elektrycznej w Polsce.....	21
Rys. 2.11. Notowania kontraktu rocznego na energię bazową całodobową BASE_Y_20 (dostawa w ciągu całego roku 2020) na Rynku Terminowym Towarowym RTT w październiku i listopadzie 2019 roku	26
Rys. 2.12. Notowania kontraktu rocznego na energię szczytową PEAK5_Y_20 (dostawa w całym roku 2020) na Rynku Terminowym Towarowym RTT w październiku i listopadzie 2019 roku	26
Rys. 2.13. Średnioważona cena gwarancji pochodzenia energii z OZE w latach 2018 – 2019	28
Rys. 3.1. Liczba GUD zawartych w latach 2010-2018	38
Rys. 3.2. Model akwizycyjny „handlu” energią elektryczną	41
Rys. 3.3. Model prosty handlu energią elektryczną 1 (z GUD).....	42
Rys. 3.4. Model prosty handlu energią elektryczną 1 (z GUD i GUD-K)	42
Rys. 3.5. Model złożony handlu energią elektryczną	42
Rys. 3.6. Struktura sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym (umowy kompleksowe i umowy sprzedaży) z PO _{SD} (styczeń - grudzień)	50
Rys. 3.7. Sprzedaż energii elektrycznej wg grup odbiorców końcowych (przedsiębiorstwa obrotu oraz wytwórcy bez Ec przemysłowych i Ec niezależnych) (styczeń - czerwiec).....	51
Rys. 3.8. Struktura sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym (umowy kompleksowe i umowy sprzedaży) z PO _{SD} (styczeń - czerwiec)	53
Rys. 3.9. Sprzedaż energii elektrycznej wg grup odbiorców końcowych (przedsiębiorstwa obrotu oraz wytwórcy bez Ec przemysłowych i Ec niezależnych) (styczeń - czerwiec).....	54
Rys. 3.10. Liczba odbiorców końcowych, którzy zmienili sprzedawcę.....	56
Rys. 3.11. Miesięczna liczba zmian sprzedawcy w latach 2017 – 2019.....	57
Rys. 3.12. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych (stan na koniec 2018 r., narastająco).....	59
Rys. 4.1. Porównanie średnich kwartalnych cen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne ze średnimi kwartalnymi cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r.	66
Rys. 4.2. Porównanie średnich kwartalnych cen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne ze średnimi kwartalnymi cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2018 r	67
Rys. 4.3. Ceny i wolumeny energii w kontraktach Base TGE na kolejne lata [TWh w słupkach i zł/MWh w wykresie liniowym]	70
Rys. 4.4. Ceny energii elektrycznej na europejskich giełdach i w Polsce w latach 2018 i 2019,	70
Rys. 4.5. Zmiana cen za energię elektryczną i opłat dystrybucyjnych – porównanie IV kwartału w latach 2014-2018	72
Rys. 4.6. Łączne ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych posiadających umowy kompleksowe w przedsiębiorstwach obrotu (PO _{SD}) wg grup odbiorców (styczeń - czerwiec).....	79
Rys. 4.7. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej dla odbiorców posiadających umowy sprzedaży w PO _{SD} ..	81
Rys. 4.8. Ceny sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców końcowych (po korekcie o podatek akcyzowy)	82
Rys. 4.9. Składniki jednostkowego kosztu energii sprzedanej do odbiorców końcowych w przedsiębiorstwach obrotu (PO _{SD}).....	83
Rys. 4.10. Składniki jednostkowego kosztu energii sprzedanej do odbiorców końcowych w przedsiębiorstwach obrotu (PO _S)	83
Rys. 4.11. Wynik na działalności energetycznej.....	88
Rys. 4.12. Wskaźniki rentowności na działalności energetycznej w poszczególnych podsektorach	88
Rys. 4.13. Wynik na działalności energetycznej.....	93
Rys. 4.14. Wskaźniki rentowności na działalności energetycznej w poszczególnych podsektorach	93
Rys. 4.15. Ceny hurtowe energii kupowanej przez PO _{SD} i PO w latach 2017 – 2019 w TWh.....	97
Rys. 4.16. Liczba przedsiębiorstw (spółek obrotu energią) w zależności od osiąganego zysku brutto.	97

Spis tabel:

Tabela 2.1. Wartości cenowych indeksów giełdowych na rynku energii elektrycznej RDN w dniu 12 lutego 2020 roku. Zieloną strzałką pokazany jest kierunek zmiany indeksu od poprzedniego notowania.....	24
Tabela 2.2. Notowania kontraktów na prawa majątkowe w transakcjach na sesji giełdowej w dniu 18 lutego 2020 r.	27
Tabela 2.3. Kierunki sprzedaży energii przez spółki obrotu w latach 2016-2017 [TWh]	31
Tabela 3.1. Liczba koncesji OEE udzielonych przez Prezesa URE	34
Tabela 3.2. Informacje w zakresie dostawy energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych, w tym do odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, łącznie z liczbą zmian sprzedawcy w 2017 roku	46
Tabela 3.4. Wolumen sprzedanej energii elektrycznej detalicznej oraz liczba klientów w 2018 r. Grupy Kapitałowej TAURON	48
Tabela 3.5. Wolumen sprzedanej energii elektrycznej detalicznej w 2018 r. Grupy Kapitałowej PGE.....	48
Tabela 3.6. Wolumen sprzedanej energii elektrycznej detalicznej w 2018 r. Grupy ENEA	49
Tabela 3.7. Sprzedaż energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym posiadającym umowy kompleksowe w przedsiębiorstwach obrotu (PO _{SD}) wg grup odbiorców (styczeń - grudzień)	50
Tabela 3.8. Sprzedaż energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym posiadającym umowy kompleksowe, w przedsiębiorstwach obrotu (PO _{SD}) wg grup odbiorców (styczeń - czerwiec)	53
Tabela 3.9. Prawo wyboru sprzedawcy, stan na koniec 2018 r.	58
Tabela 3.10. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach odbiorców przemysłowych/komercyjnych i w gospodarstwach domowych (stan na koniec 2018 r.).....	58
Tabela 3.11. Liczba odbiorców TPA w grupie taryfowej G w odniesieniu do poszczególnych obszarów dystrybucji - operatorów, według stanu na koniec grudnia 2019	60
Tabela 3.12. Liczby odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy wybrali ofertę taryfową oraz wolnorynkową sprzedawcy z urzędu.....	61
Tabela 4.1. Średnie roczne i średnie kwartalne ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w latach 2008 – 2019 (wg www.ure.gov.pl).....	65
Tabela 4.2. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii niepodlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży w latach 2008 – 2019 (www.ure.gov.pl)	66
Tabela 4.3. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe.....	71
Tabela 4.4. Skutki zatwierdzonych taryf na 2018 rok dla poszczególnych grup odbiorców	74
Tabela 4.5. Skutki zatwierdzonych taryf na 2018 rok dla poszczególnych grup odbiorców	75
Tabela 4.6. Ceny energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych posiadających umowy kompleksowe w PO _{SD} wg grup odbiorców (styczeń - czerwiec).....	77
Tabela 4.7. Łączny wynik na działalności energetycznej (styczeń - grudzień).....	87
Tabela 4.8. Wynik na działalności energetycznej w PO _{SD} (styczeń - grudzień)	89
Tabela 4.9. Wynik na działalności energetycznej w PO (styczeń - grudzień).....	91
Tabela 4.10. Łączny wynik na działalności energetycznej (styczeń - czerwiec)	92
Tabela 4.11. Wynik na działalności energetycznej w PO _{SD} (styczeń - czerwiec)	94
Tabela 4.12. Wynik na działalności energetycznej w PO (styczeń - czerwiec)	96

Oznaczenie kontrolne – nazwa pliku: 20_03_02_alians_ree_2017-2019_tfi_v15_final.doc

Liczba stron z załącznikami: 124

Załącznik nr 1. Zestawienie członków wspierających Towarzystwa Obrotu Energią (wg stanu na 31.12.2019 r.)

1. Alpiq Energy SE Spółka europejska Oddział w Polsce
2. Axpo Polska Sp. z o.o.
3. CEZ, a.s.
4. EDF TRADING LIMITED
5. ELEKTRIX S.A.
6. ENEA S.A.
7. ENEA Trading Sp. z o.o.
8. ENEFIT Sp. z o.o.
9. ENERGA Oświetlenie Sp. z o.o.
10. ENERGA-OBROT S.A.
11. ENERGOMEDIA Sp. z o.o.
12. ENGIE Zielona Energia Sp. z o.o.
13. ENIQ Sp. z o.o.
14. Fortum Marketing and Sales Polska S.A.
15. GET EnTra Sp. z o.o.
16. Grupa Azoty S.A.
17. Hermes Energy Group S.A.
18. innogy Polska S.A.
19. Noble Securities S.A.
20. Orange Polska S.A.
21. PGE Obrót S.A.
22. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
23. PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
24. PGNiG S.A.
25. PKP Energetyka S.A.
26. Polenergia Obrót S.A.
27. Polkomtel Sp. z o. o.
28. Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.
29. TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.
30. TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.
31. Towarzystwo Inwestycyjne „Elektrownia – Wschód” S.A.
32. TRMEW Obrót Sp. z o.o.
33. UNIMOT Energia i Gaz Sp. z o.o.
34. Veolia Energia Polska S.A.

Załącznik nr 2. Przykładowa Lista Sprzedawców posiadających zawarte Generalne Umowy Dystrybucji (GUD, GUD-k) z OSD

Lista Sprzedawców z którymi **ENERGA-OPERATOR SA** posiada zawarte Generalne Umowy Dystrybucji (GUD, GUD-k), stan aktualny na dzień 1 lutego 2020 r.

Lp	Nazwa sprzedawcy	Dane adresowe	zawarta GUD	zawarta GUD-k dla gospodarstw domowych	zawarta GUD-k
1.	3 Wings S.A.	Gdańsk 80–307, ul. Abrahama 1A	tak		
2.	ALPIQ ENERGY SE	Warszawa 00–609, Al. Armii Ludowej 26	tak		
3.	AMB Energia Sprzedaż Sp. z o.o.	Warszawa 00–656, ul. Domaniewska 39A	tak		
4.	ArcelorMittal Warszawa Sp. z o.o.	Warszawa 01–949, ul. Kasprzowicza 132	tak		
5.	Audax Energia Sp. z o.o.	Warszawa 00–503, ul. Żurawia 6/12	tak		
6.	Axpo Polska Sp. z o.o.	Warszawa 02–017, Al. Jerozolimskie 123	tak		tak
7.	Axpo Solutions AG	Baden CH-5401, Parkstrasse 23 (Szwajcaria)	tak		
8.	Barton Energia Sp. z o.o.	Raszyn 05–090, Al. Krakowska 48	tak*		
9.	Beskidzka Energetyka Sp. z o.o.	Bielsko Biała 43–300, ul. Warszawska 5	tak		
10.	Boryszew S.A.	Warszawa 03–301, ul. Jagiellońska 76	tak		
11.	CEZ Polska Sp. z o.o.	Warszawa 00–697, Al. Jerozolimskie 63	tak		
12.	Cofen Energy Sp. z o. o	Warszawa 00–132, ul. Grzybowska 5A	tak		
13.	Control Process S.A.	Kraków 30–733, ul. Obrońców Modlina 16	tak		
14.	CORRENTE Dla Domu Sp. z o.o. Sp. k.	Jawczyce 05–850, ul. Poznańska 86/88	tak		
15.	D-Energia Sp. z o.o.	Strzelno 88–320, Wymysłowice 1	tak		
16.	DGM Energia Sp. z o.o.	Warszawa 02–822, ul. Poleczki 23	tak*		

Lp	Nazwa sprzedawcy	Dane adresowe	zawarta GUD	zawarta GUD-k dla gospodarstw domowych	zawarta GUD-k
17.	E2 Energia Sp. z o.o.	Katowice 40–110 ul. Agnieszki 5/1	tak	tak	
18.	EDON Sp. z o.o.	Pruszcz Gdański 83–000, Al. ks. Józefa Waląga 2	tak*		
19.	EDP Energia Polska Sp. z o.o.	Warszawa 00–807, Al. Jerozolimskie 98	tak		
20.	EHN S.A.	Studzienice 43–215, ul. Jaskółek 12	tak		
21.	EKOVOLTIS Sp. z o.o.	Wrocław 50–020, ul. Piłsudskiego 74 lok. 320	tak*		
22.	ELANA-ENERGETYKA Sp. z o.o.	Toruń 87–100, ul. M. Skłodowskiej – Curie 73	tak		
23.	Elektra S.A.	Warszawa 01–230, ul. Skierniewicka 10A	tak		
24.	ELEKTRIX S.A.	Warszawa 02–650, ul. Bukietowa 5 lok. U1	tak	tak	
25.	Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o.	Andrychów 34–120, ul. Krakowska 83	tak*	tak*	
26.	ENEA Elektrownia Połaniec S.A.	Połaniec 28–230, Zawada 26	tak		
27.	ENEA S.A.	Poznań 60–201, ul. Górecka 1	tak	tak	
28.	Enefit Sp. z o.o.	Warszawa 00–640, ul. Mokotowska 1	tak		
29.	ENERGA-OBRÓT S.A.	Gdańsk 80–309, Al. Grunwaldzka 472	tak	tak	
30.	Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A.	Opole 45–118, ul. Harcerska 15	tak		
31.	ENERGIA EURO PARK Sp. z o.o.	Mielec 39–300, ul. Wojska Polskiego 3	tak		
32.	Energia i Gaz Sp. z o.o.	Poznań 60–689, ul. Obornicka 330	tak		
33.	Energia Polska Sp. z o.o.	Wrocław 53–125, Al. Kasztanowa 5	tak	tak	
34.	EnergiaOK Sp. z o.o.	Warszawa 02–146, ul. 17 Stycznia 48	tak		
35.	EnergiaON Sp. z o.o.	Legnica 59–220, ul. Św. M. Kolbe 18	tak		
36.	Energio Operator Sp. z o.o.	Warszawa 00–697, Al. Jerozolimskie 65/79 lok. 18.12	tak		

Lp	Nazwa sprzedawcy	Dane adresowe	zawarta GUD	zawarta GUD-k dla gospodarstw domowych	zawarta GUD-k
37.	Energomedia Sp. z o.o.	Trzebinia 32–540, ul. Fabryczna 22	tak		
38.	ENERGOSERWIS KLESZCZÓW Sp. z o.o.	Rogowiec 97–427, ul. Instalacyjna 2	tak		
39.	Energy Match Sp. z o.o.	Warszawa 00–675, ul. Koszykowa 54	tak*	tak*	
40.	ENERGY Polska Sp. z o.o.	Sopot 81–874, ul. Mikołaja Reja 13/15	tak		
41.	ENESTA Sp. z o.o.	Stalowa Wola 37–450, ul. Kwiatkowskiego 1	tak		
42.	ENGIE Zielona Energia Sp. z o.o.	Katowice 40–007, ul. Uniwersytecka 13	tak		
43.	ENIGA Edward Zdrojek	Słupsk 76–200, ul. Nowowiejska 6	tak		tak
44.	Enrex Energy Sp. z o.o.	Warszawa 00–893 ul. Ogrodowa 7	tak		
45.	ENTRADE Sp. z o.o.	Jawczyce 05–850, ul. Poznańska 86/88	tak	tak	
46.	ERGO ENERGY Sp. z o.o.	Gdynia 81–366, ul. S. Batorego 28–32	tak		
47.	ESV S.A.	Siechnice 55–011, ul. Polna 12	tak		
48.	ESV Wisłosan Sp. z o.o.	Nowa Dęba 39–460, ul. Szypowskiego 1	tak		
49.	EWE Energia Sp. z o.o.	Międzyrzecz 66–300, ul. 30 Stycznia 67	tak		tak
50.	EWG Elektrownie Wiatrowe Sp. z o.o. – Sp. k.	Legnica 59–220, ul. Okrzei 17	tak		
51.	FITEN S.A.	Katowice 40–568, ul. Ligocka 103	tak		
52.	Fortum Marketing and Sales Polska S.A.	Gdańsk 80–890, ul. Heweliusza 9	tak	tak	
53.	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.	Wrocław 50–304, ul. Antoniego Słomińskiego 1a	tak		
54.	Fortum Sprzedaż Sp. z o.o.	Warszawa 02–672, ul. Domaniewska 39A	tak		
55.	GAS AND ENERGY TRADING Sp. z o.o.	Warszawa 02–672, ul. Domaniewska 39a	tak		
56.	Gaspol S.A.	Warszawa 00–175, Al. Jana Pawła II 80	tak		

Lp	Nazwa sprzedawcy	Dane adresowe	zawarta GUD	zawarta GUD-k dla gospodarstw domowych	zawarta GUD-k
57.	GEON Sp. z o.o.	Warszawa 00–764 ul. Jana III Sobieskiego 102A, lok U7	tak		
58.	GESA Polska Energia S.A. w upadłości	Katowice 40–019, ul. Krasińskiego 29	tak*		
59.	Ignitis Polska Sp. z o.o.	Warszawa 02–566, ul. Puławska 2, Budynek B	tak		
60.	GET EnTra Sp. z o.o.	Warszawa 00–854, Al. Jana Pawła II 23	tak		
61.	GOEE Energia Sp. z o.o.	Warszawa 01–651, ul. Gwiazdzista 7C/2	tak*		
62.	Goodvalley Agro S. A	Przechlewo 77–320, ul. Dworcowa 25	tak		
63.	GPEC ENERGIA Sp. z o.o.	Gdańsk 80–435, ul. Biała 1b	tak*		
64.	Green Lights Dystrybucja Sp. z o.o.	Warszawa 02–796, ul. Migdałowa 4/68	tak		
65.	Green Lights Holding Sp. z o.o.	Warszawa 02–796, ul. Migdałowa 4/68	tak		
66.	Green Lights Obrót Sp. z o.o.	Warszawa 02–796, ul. Migdałowa 4/68	tak		
67.	Green Lights Sp. z o.o.	Warszawa 02–796, ul. Migdałowa 4/68	tak		
68.	Green S.A. w restrukturyzacji	Wrocław 50–304, ul. Antoniego Słonimskiego 6	tak	tak	
69.	Grupa Energia GE Sp. z o.o. Sp.K	Warszawa 00–609, Al. Armii Ludowej 28	tak		
70.	Grupa Energia Obrót GE Sp. z o.o. Sp.K	Warszawa 00–609, Al. Armii Ludowej 28	tak		
71.	Grupa PSB Handel S.A.	Busko-Zdrój 28–100, Wełecz 142	tak		
72.	Handen Sp. z o.o.	Warszawa 02–672, ul. Domaniewska 37	tak		
73.	Hermes Energy Group S.A.	Warszawa 02–676 ul. Postępu 18 A	tak*	tak*	
74.	i- Energia Sp. z o.o.	Katowice 40–384, ul. Ks. bpa Herberta Bednorza 2A-6	tak		
75.	IEN ENERGY SP. Z O.O.	Warszawa 02–691, ul. Kolady 3	tak		
76.	InfoEngine S.A.	Warszawa 00–498, ul. Książęca 4	tak		

Lp	Nazwa sprzedawcy	Dane adresowe	zawarta GUD	zawarta GUD-k dla gospodarstw domowych	zawarta GUD-k
77.	Innogy Polska S.A.	Warszawa 00–347, ul. Wybrzeże Kościuszkowskie 41	tak	tak	
78.	Inter Energia S.A.	Warszawa 00–499, Plac Trzech Krzyży 10/14	tak		
79.	INTRENCO Sp. z o.o.	Warszawa 00–030, Plac Powstańców Warszawy 2	tak		
80.	IRL Polska Sp. z o.o.	Warszawa 00–105, ul. Twarda 18	tak		
81.	Jasny Sp. z o.o.	Czeladź 41–250, Dehnelów 4	tak		
82.	Kogeneracja Zachód S.A.	Poznań 61–102, ul. Czartoria 1/27	tak	tak	
83.	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	Olsztyn 10–710, ul. Słoneczna 46	tak		
84.	Mirowski i Spółka „KAMIR” Sp. J.	Łódź 92–516, ul. Puszkina 80	tak		
85.	Next Kraftwerke GmbH	Koln 50825, Lichstr. 43g (Niemcy)	tak		
86.	Nida Media Sp. z o.o.	Pińczów 28–400, Leszcze 15	tak		
87.	Nobilis Sp. z o.o.	Kraków 30–644, ul. Kamieńskiego 11	tak		
88.	NOVUM S.A.	Warszawa 00–043, ul. Tadeusza Czackiego 7/9/11	tak		
89.	Orange Energia Sp. z o.o.	Warszawa 02–326, Al. Jerozolimskie 160	tak	tak	
90.	Orange Polska S.A.	Warszawa 02–326, Al. Jerozolimskie 160	tak	tak	
91.	Orlen Paliwa Sp. z o.o.	Widziałka 36–145, Widziałka 869	tak		
92.	OZE Energy Sp. z o.o.	Kraków 30–081, ul. Królewska 65a/1	tak		
93.	PAK-Volt S.A.	Warszawa 00–834, ul. Pańska 77/79	tak		
94.	PCC Rokita SA	Brzeg Dolny 56–120, ul. Henryka Sienkiewicza 4	tak		
95.	Pegaz S.A.	Warszawa 00–697, Al. Jerozolimskie 65/79	tak*		

Lp	Nazwa sprzedawcy	Dane adresowe	zawarta GUD	zawarta GUD-k dla gospodarstw domowych	zawarta GUD-k
96.	PGB Dystrybucja Sp. z o.o.	Warszawa 02–683, ul. Gotarda 9	tak		
97.	PGE Energia Ciepła S.A.	Warszawa 00–120, ul. Złota 59	tak		
98.	PGE Obrót S.A.	Rzeszów 35–959, ul. 8-go Marca 6	tak		
99.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Warszawa 00–496, ul. Mysia 2	tak		
100.	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	Warszawa 01–248, ul. Jana Kazimierza 3	tak	tak	
101.	PGNiG S.A.	Warszawa 01–224, ul. M. Kasprzaka 25	tak		
102.	PKP Energetyka S.A.	Warszawa 00–681, ul. Hoża 63/67	tak	tak	
103.	Plus Energia Sp. z o.o.	Warszawa 00–132, ul. Grzybowska 5a	tak		
104.	PNB Sp. z o.o.	Kałków 48–364, Nadziejów-Kamienna Góra	tak		
105.	Po Prostu Energia S.A.	Warszawa 00–609, Al. Armii Ludowej 26	tak	tak	
106.	POENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.	Warszawa 00–526, ul. Krucza 24/26	tak		
107.	Polenergia Obrót S.A.	Warszawa 00–526, ul. Krucza 24/26	tak		
108.	POLKOMTEL Sp. z o.o.	Warszawa 02–673, ul. Konstruktorska 4	tak	tak	
109.	Polska Energia Sp. z o.o.	Warszawa 00–682, ul. Hoża 86/410	tak		
110.	Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.	Płock 09–411 ul. Chemików 7	tak		
111.	Polski Operator Energetyczny Sp. z o.o.	Warszawa 02–017, Al. Jerozolimskie 123A	tak	tak	
112.	Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o.	Warszawa 02–017, Al. Jerozolimskie 123A	tak		
113.	Polskie Przedsiębiorstwo Energetyczne Konerg SA	Kraków 30–081, ul. Królewska 57	tak	tak	
114.	POWERPOL Sp. z o.o.	Jelcz-Laskowice 55–221, ul. Inżynierska 3	tak		
115.	PROPOWER 21 Sp. z o.o.	Warszawa 00–838, ul. Prosta 51	tak		
116.	Proton Polska Energia Sp. z o.o.	Warszawa 02–691, ul. Obrzeźna 7a/73	tak	tak	

Lp	Nazwa sprzedawcy	Dane adresowe	zawarta GUD	zawarta GUD-k dla gospodarstw domowych	zawarta GUD-k
117.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej "Legionowo" Sp. z o.o.	Legionowo 05-120, ul. Sowińskiego 37	tak		
118.	Pulsar Energia Sp. z o.o.	Warszawa 03-901, ul. Aleja Księcia Józefa Poniatowskiego 1	tak	tak	
119.	RE Alloys Sp. z o.o.	Łaziska Górne 43-170, ul. Cieszyńska 23	tak		
120.	RoKo Sp. z o.o.	Warszawa 02-370, ul. Białobrzaska 15/170	tak		
121.	SATOR Marek Szymkowiak	Cedry Małe 83-020, ul. Długa 17	tak		
122.	SIME Polska Sp. z o.o.	Sochaczew 96-500, ul. Warszawska 31	tak*	tak*	
123.	Slovenske Elektrarne a.s. S.A. Oddział w Polsce	Warszawa 02-222, Al. Jerozolimskie 181B	tak		
124.	Synergia Polska Energia Sp. z o.o.	Warszawa 00-030, Pl. Powstańców Warszawy 2	tak		
125.	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	Szczecin 70-653, ul. Zbożowa 4	tak		
126.	Świat sp. z o.o.	Warszawa 02-554, Al. Niepodległości 156 lok.6	tak*		
127.	Talent Investment S.A.	Gdańsk 80-307, ul. Abrahama 1A	tak		
128.	Tańsza Energia Konsultanci Energetyczni Sp. z o.o.	Warszawa 00-342, ul. Topiel 23	tak		
129.	TAURON Polska Energia S.A.	Katowice 40-114, ul. ks. Piotra Ściegiennego 3	tak		
130.	TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.	Gliwice 44-100, ul. Barlickiego 2	tak	tak	
131.	TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.	Kraków 30-417, ul. Łagiewnicka 60	tak	tak	
132.	Technika Energetyczna Sp. z o.o.	Łubna 05-532, Łubna 38C	tak	tak	
133.	Terawat Dystrybucja Sp. z o.o.	Bytom 41-902, ul. Wrocławska 94	tak		
134.	Towarzystwo Inwestycyjne „Elektrownia-Wschód” S.A.	Lublin 20-209, ul. Projektowa 1	tak		
135.	TRADEA Sp. z o.o.	Częstochowa 42-202, Aleja Kościuszki 27 lok. 4	tak		
136.	TRMEW OBRÓT S.A.	Grudziądz 86-300, Al. Królowej Jadwigi 1	tak		

Lp	Nazwa sprzedawcy	Dane adresowe	zawarta GUD	zawarta GUD-k dla gospodarstw domowych	zawarta GUD-k
137.	Unimot Energia i Gaz Sp. z o.o.	Warszawa 03–901, Al. Księcia Józefa Poniatowskiego 1	tak	tak	
138.	UTYLIS Sp. z o.o.	Warszawa 02–675, ul. Wołoska 24	tak		
139.	Veolia Energia Polska S.A.	Warszawa 02–566, ul. Puławska 2	tak		
140.	Veolia Energia Poznań S.A.	Poznań 61–016, ul. Energetyczna 3	tak		
141.	VERVIS Sp. z o.o.	Włocławek 87–800, ul. Zielna 47	tak	tak	
142.	Vortex Energy-Obrót Sp. z o.o.	Szczecin 70–419, Plac Rodła 8	tak		
143.	WM MALTA Sp. z o.o.	Dąbrowa Górnicza 41–303, ul. Budowlanych 4	tak		
144.	Zakład Energetyczny Użyteczności Publicznej S.A.	Ząbki 05–091, ul. Radzymińska 326	tak		
145.	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	Białogard 78–200, ul. Słowińska 1	tak	tak	

Załącznik nr 3. Przykładowe komunikaty Prezesa URE w zakresie ochrony uzasadnionych interesów odbiorców

*Postępowania URE dotyczące cofnięcia koncesji sprzedawcom gazu ziemnego. Informacja z dnia **22 stycznia 2020 r.***

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prowadzi obecnie 10 postępowań administracyjnych w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi (OPG) lub obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ). Działania urzędu mają na celu ochronę interesów odbiorców¹.

Zgodnie z prawem energetycznym, Prezes URE cofa koncesję w przypadku, gdy przedsiębiorca rażąco narusza warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określone przepisami prawa. Jednym z warunków obligujących Prezesa URE do cofnięcia koncesji jest również przypadek nie dysponowania przez koncesjonariusza środkami finansowymi w wysokości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności.

Podmioty, wobec których aktualnie toczą się postępowania o odebranie koncesji (w związku z powyższą przesłanką):

- Blue Cold Sp. z o.o. (dot. koncesji OPG),
- Blue Line Engineering S.A. (dot. koncesji OGZ),
- Energia i Gaz Sp. z o.o. (dotyczy koncesji OPG),
- Fiten S.A. (dotyczy koncesji OPG),
- Green S.A. w restrukturyzacji (dotyczy koncesji OPG),
- Hermes Energy Group S.A. (dotyczy koncesji OPG),
- Polski Operator Energetyczny S.A. (dawniej: Polski Operator Energetyczny Sp. z o.o., dawniej: Energetyka dla Domu Sp. z o.o.) (dotyczy koncesji OPG),
- Pulsar Energia Sp. z o.o. (dotyczy koncesji OPG),
- UP Energy Sp. z o.o. (dot. koncesji OPG i OGZ).

URE przypomina o prawach odbiorców:

- W przypadku zaprzestania dostarczania do odbiorcy w gospodarstwie domowym gazu przez dotychczasowego sprzedawcę z przyczyn leżących po stronie tego sprzedawcy, gaz do odbiorcy dostarcza tzw. „sprzedawca rezerwowy”. Procesem uruchamiania sprzedaży rezerwowej zarządza dystrybutor, przełączając klientów na usługi sprzedawcy rezerwowego, którego odbiorcy gazu wskazali w umowie. Jeśli zaś w umowie nie został wskazany sprzedawca rezerwowy zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, paliwa gazowe do tego odbiorcy dostarcza „sprzedawca rezerwowy” na podstawie umowy kompleksowej. W takiej sytuacji dystrybutor działając w imieniu

i na rzecz konsumenta przyłączonego do jego sieci, zawiera ze sprzedawcą pełniącym obowiązki sprzedawcy z urzędu - tj. z PGNiG Obrót Detaliczny - umowę kompleksową.

- W przypadku naruszenia warunków zawartej umowy należy się zwrócić do przedsiębiorstwa energetycznego (sprzedawcy) z reklamacją. Przedsiębiorstwo ma 14 dni na rozpatrzenie takiej reklamacji (o ile umowa nie stanowi inaczej). Jeżeli przedsiębiorstwo nie odpowie na reklamację w terminie dwóch tygodni, odbiorcy przysługuje prawo do wystąpienia z wnioskiem o wypłacenie bonifikaty za każdy dzień zwłoki w udzieleniu odpowiedzi.
- Organem właściwym do rozstrzygnięcia sporu z tytułu umów cywilnoprawnych jest sąd powszechny.

Warto wiedzieć:

- na stronie internetowej www.ure.gov.pl w zakładce [Konsument](#) znajdują się przydatne informacje dla odbiorców gazu w gospodarstwach domowych - wśród nich **Zbiór praw konsumenta paliw gazowych** oraz **Ostrzeżenia konsumenckie**.

Prezes URE systematycznie monitoruje rynek i ostrzega konsumentów m.in. podając informacje o przedsiębiorcach, wobec których toczą się postępowania o odebranie koncesji. [Ostatnio taki wykaz został opublikowany we wrześniu 2019 r.](#)

Wykaz przedsiębiorstw energetycznych, którym w okresie ostatnich 3 lat cofnięta została koncesja, wraz z podaniem podstawy i daty wydania takiej decyzji, dostępny jest na stronie URE: <https://rejstry.ure.gov.pl>.

*Wykaz aktualnie prowadzonych postępowań Prezesa URE w sprawie cofnięcia koncesji sprzedawcom gazu ziemnego, Informacja z dnia **5 września 2019 r.***

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy – Prawo energetyczne, który ustanawia obowiązek podejmowania działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki informuje, że prowadzi obecnie 11 postępowań administracyjnych w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi (OPG) lub obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ).

Postępowania prowadzone są na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten zobowiązuje Prezesa URE do cofnięcia koncesji, w przypadku niespełniania któregokolwiek z warunków, o których mowa w art. 33 ust. 1, lub w przypadku wystąpienia okoliczności, o których mowa w art. 33 ust. 3 pkt 2-6 lub ust. 3a.

Warto podkreślić, że jeden z warunków obligujących Prezesa URE do cofnięcia koncesji dotyczy przypadków nie dysponowania przez koncesjonariusza środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności (art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy- Prawo energetyczne).

Poniżej wykaz podmiotów, w porządku alfabetycznym, wobec których toczą się ww. postępowania:

- Elgas Energy Sp. z o.o. (dot. koncesji OPG),
- Elgas Energy Sp. z o.o. (dot. koncesji OGZ),
- Energetyka dla Domu Sp. z o.o.,
- Energia i Gaz Sp. z o.o.,
- Energia Polska Sp. z o.o.,
- Gas and Energy Trading Sp. z o. o.,
- Gaselle Sp. z o.o.,
- Green S.A. w restrukturyzacji,
- Ineon Sp. z o.o. sp. k.,
- IPE Trading Sp. z o. o.,
- Pulsar Energia Sp. z o.o.

Poprzedni wykaz prowadzonych postępowań został opublikowany w styczniu 2019 r.

*Kolejne postępowania Prezesa URE dotyczące odebrania koncesji sprzedawcom energii elektrycznej. Informacja z dnia **14 grudnia 2018 r.***

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy - Prawo energetyczne, który ustanawia obowiązek podejmowania działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki informuje, że po analizie posiadanych dokumentów finansowych zostało wszczęte z urzędu, na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 4 tej ustawy, postępowanie administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji na obrót energią elektryczną udzielonej Pulsar Energia Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Warszawie.

Z dokumentów i informacji będących w posiadaniu Prezesa URE wynika, że zachodzi uzasadnione podejrzenie, iż Pulsar Energia nie dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej w zakresie obrotu energią elektryczną.

W świetle powołanych przepisów Prezes URE cofa koncesję albo zmienia jej zakres, w przypadku niespełniania któregokolwiek z warunków, o których mowa w art. 33 ust. 1, lub w przypadku wystąpienia okoliczności, o których mowa w art. 33 ust. 3 pkt 2-6 lub ust. 3a. art. 33 ust. 1 pkt 2 ww. ustawy, tj. m.in. nie dysponowania środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe jej wykonywanie.

Jednocześnie postępowania takie (wszczęte na tej samej podstawie prawnej) toczą się w odniesieniu do następujących wymienionych, w porządku alfabetycznym, podmiotów:

- Audax Energia Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,
- Barton Energia Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,
- Caldoris Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,
- CRE ENERGIA Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,
- Energetyczne Centrum Spółka Akcyjna,
- Energia Dla Firm Spółka Akcyjna,
- Energy Match Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,
- Energy Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,
- Enrex Energy Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,
- Horizon Telecommunication Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,
- Proton Polska Energia Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,
- Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowo-Produkcyjne "GER-POL" Andrzej Będkowski, Jolanta Będkowska Spółka Jawna.

*Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki **Nr 11/2017** w sprawie podjętych działań mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców, **14 luty 2017 r.***

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220) statuującego obowiązek podejmowania działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców Prezes Urzędu Regulacji Energetyki informuje, iż dnia 27 stycznia 2017 r., na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 58 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2016 r. poz. 1829, z późn. zm.), zostało wszczęte z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi przedsiębiorcy Energetyczne Centrum S.A. z siedzibą w Warszawie. W świetle powołanych przepisów Prezes URE cofa koncesję w przypadku, gdy przedsiębiorca rażąco narusza warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określone przepisami prawa.

Z dokumentów i informacji będących w posiadaniu Prezesa URE wynika, że zachodzi podejrzenie, iż Koncesjonariusz, w szczególności, wprowadzał odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych w błąd co do warunków dostarczania im tych paliw, a także nie udzielał im pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków, co spowodowało wpływ skarg do Prezesa URE.

Aktualna treść koncesji na obrót paliwami gazowymi Energetycznego Centrum S.A. jest dostępna w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki, w zakładce „Rejestry i bazy” pod następującą ścieżką dojścia: „Rejestry i wykazy koncesyjne” > „Koncesje w zakresie innym niż paliwa ciekłe”.

Zauważyć należy, że warunek 2.2.2. koncesji na obrót paliwami gazowymi zobowiązuje Koncesjonariusza „do *przestrzegania chronionych prawem interesów odbiorców, w tym poprzez udzielanie odbiorcom końcowym pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków. Koncesjonariusz nie może stosować praktyk powodujących wprowadzenie odbiorców w błąd co do ich uprawnień lub obowiązków. W szczególności postanowienia umów zawieranych z odbiorcami powinny być czytelne i zrozumiałe, a postanowienia inne niż związane z dostarczaniem paliw gazowych (art. 5 ustawy – Prawo energetyczne), powinny być odrębnie i wyraźnie oznaczone. Umowa powinna wyraźnie określać koszty wynikające z postanowień innych niż dotyczących realizacji usług związanych z dostarczaniem paliw gazowych*”.

Zgodnie zaś z art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu działania Prezesa URE należy podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, w szczególności publikowanie na stronie internetowej URE informacji dotyczących powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców dotyczące tych problemów.