



**Fundacja Przyjazny Kraj**  
The Friendly State Foundation

# Jak osiągnąć konkurencyjne ceny energii przy wychodzeniu z kryzysu do 2023 roku?

Autor: dr Jan Rączka, Alternator sp. z o.o.

Warszawa, maj 2020 r.



**Fundacja Przyjazny Kraj**  
The Friendly State Foundation

Raport powstał na zamówienie Fundacji Przyjazny Kraj. Wszystkie prawa zastrzeżone.

[www.przyjaznykraj.pl](http://www.przyjaznykraj.pl)

## O Fundacji Przyjazny Kraj

Fundacja Przyjazny Kraj, powołana w 2013 roku przez prywatnych fundatorów, jest organizacją pozarządową, która w celach statutowych posiada m.in. prowadzenie badań i analiz dotyczących systemów regulacyjnych i ekonomicznych, promowanie wolności gospodarczej i rozwoju przedsiębiorczości, działalność edukacyjną, podejmowanie działań wspierających rozwój aktywności obywatelskiej i społecznej, wzrost efektywności działania instytucji państwowych i samorządowych.

Raporty, analizy oraz wydarzenia FPK znajdują się na stronie

[www.przyjaznykraj.pl](http://www.przyjaznykraj.pl)

ALTERNATOR

Raport został wykonany przez firmę analityczną Alternator sp. z o.o. zajmującą się energetyką i ochroną środowiska.

[www.alternator.pl](http://www.alternator.pl)

[jan.raczka@alternator.pl](mailto:jan.raczka@alternator.pl)

1. Wstęp.....	5
1.1 Rynek energii w przededniu epidemii koronawirusa .....	5
1.2 Główne tezy.....	6
1.3 Rekomendacje na lata 2020-2023 .....	8
2. Kontekst gospodarczy i polityczny.....	9
2.1. Struktura własnościowa .....	9
2.2. Uzależnienie od węgla .....	10
2.3. Polityka klimatyczna .....	10
2.4. Wnioski.....	11
3. Diagnoza stanu energetyki, 2015-2020 .....	12
3.1. Niedobór mocy w sierpniu 2015 roku .....	13
3.2. Inwestycje w konwencjonalne źródła wytwórcze w latach 2015-2020 .....	16
3.3. Rynek mocy.....	20
3.4. Czynniki kształtujące ceny energii .....	22
3.5. Udział kosztów energii elektrycznej w wydatkach gospodarstw domowych.....	28
4. Przebudowa <i>merit order</i> – sposób na trwałą obniżkę cen .....	31
5. Cele i instrumenty.....	34
6. Podsumowanie .....	40
7. Źródła .....	41
Objaśnienie skrótów:.....	43
Objaśnienie terminów angielskojęzycznych: .....	43



## 1.1 Rynek energii w przededniu epidemii koronawirusa

Pandemia koronawirusa i kryzys gospodarczy są nieoczekiwanymi i niezwykle trudnymi wyzwaniami, przed którymi stanął cały kraj. O ile w wielu sektorach gospodarki zjawiska te nastąpiły w okresie prosperity, o tyle energetyka już wcześniej była poddana poważnemu wstrząsowi. W drugiej połowie 2018 roku nastąpił gwałtowny wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i cen węgla kamiennego, co spowodowało ok. 60-proc. podwyżkę cen energii elektrycznej na rynku hurtowym w Polsce.

Szok cenowy na rynku hurtowym został częściowo skompensowany bezprecedensową reakcją rządu w końcu 2018 roku i w trakcie 2019 roku. Rząd zaaplikował cały arsenał środków:

1. obniżkę akcyzy o 75%,
2. obniżkę opłaty przejściowej o 90%,
3. rekompensaty dla wszystkich odbiorców w pierwszej połowie 2019 roku,
4. rekompensaty dla wybranych odbiorców w drugiej połowie 2019 roku,
5. dopuszczenie do mechanizmu tzw. *net metering* wszystkich odbiorców w przypadku przyłączenia do sieci instalacji wytwarzających energię odnawialną o mocy do 50 kW,
6. przeniesienie tylko 1/3 wzrostu cen hurtowych na regulowane ceny energii elektrycznej na potrzeby gospodarstw domowych i inne potrzeby komunalno-bytowe (w taryfie G).

Te działania bardzo ograniczyły możliwość dalszej interwencji na rynku detalicznym energii elektrycznej. Jest to o tyle kłopotliwe, że kryzys gospodarczy w roku 2020 zbiega się z głęboką reformą modelu energetyki, tzn. z przejściem z rynku jednotowarowego, na którym jedynym dobrem będącym w obrocie jest energia elektryczna, do rynku dwutowarowego, gdzie obok energii przedmiotem obrotu jest moc. Oznacza to, że od 1 października 2020 roku będzie naliczana dodatkowa opłata mocowa nałożona na odbiorców energii. Będzie to dodatkowy silny impuls cenowy, który uderzy w osłabione

przedsiębiorstwa, administrację państwową i samorządową szukającą oszczędności, oraz zubożałe gospodarstwa domowe.

Ten raport odpowiada na pytanie, **co powinien zrobić rząd, aby osiągnąć konkurencyjne ceny energii przy wychodzeniu z kryzysu gospodarczego do 2023?** Skutki gospodarcze związane z COVID-19 w wymiarze krajowym i międzynarodowym to także szansa na podniesienie konkurencyjności polskich przedsiębiorstw, która warunkowana jest m.in. cenami energii. Autor koncentruje się na wykorzystaniu tych elementów ram regulacyjnych i mechanizmów rynkowych, które mogą przełożyć się na wzrost efektywności sektora, a w konsekwencji umożliwić utrzymanie cen hurtowych i detalicznych energii na możliwie niskim poziomie.

## 1.2 Główne tezy

Przez wiele dekad elektroenergetyka była sektorem szczególnej troski, mogła liczyć na korzystne regulacje i dodatkowe finansowanie. Było to spowodowane zależnościami własnościowymi, przymierzem z górnictwem, postrzeganiem kosztów energii jako wrażliwych społecznie i politycznie.

W latach 2018-2019 konwencjonalna elektroenergetyka uzyskała szereg korzyści finansowych – pośrednich i bezpośrednich. Po pierwsze, została przeprowadzona reforma modelu rynkowego – rynek jednotowarowy, na którym przedmiotem obrotu jest tylko energia, został przekształcony w rynek dwutowarowy, na którym przedmiotem obrotu jest zarówno energia, jak i moc będąca w dyspozycji OSP. Roczny koszt tego drugiego segmentu wynosi ok. 5,4 mld zł, począwszy od 1 października 2020 roku. Ponadto rząd wprowadził osłonę finansową odbiorców przed gwałtowną podwyżką cen pod koniec 2018 roku, co zapobiegło gwałtownemu spadkowi popytu na energię elektryczną. Te działania były możliwe, bo rząd był przekonany, że państwo polskie stać na finansowanie takich mechanizmów.

Kryzys gospodarczy, wywołany epidemią koronawirusa, zmienia hierarchię priorytetów. Elektroenergetyka najprawdopodobniej utraci swoją uprzywilejowaną pozycję w obliczu licznych i bardzo wysokich wydatków niezbędnych dla ratowania innych sektorów i zapewnienia ciągłości świadczenia usług publicznych, w szczególności w obszarze ochrony zdrowia publicznego. Kryzys gospodarczy drastycznie zmniejszy wpływy do budżetu. Rząd będzie musiał oszczędzać na wszystkim, również na energetyce.

Niezależnie od tego, jak będzie kształtowana polityka energetyczna, utrzymanie niskich cen w okresie wychodzenia z kryzysu gospodarczego do 2023 roku jest ważne zarówno dla przedsiębiorców jak i sektora publicznego i gospodarstw domowych.

## Tezy tego raportu są następujące:

- Teza nr 1. Jedną z ważnych przyczyn podejmowania błędnych decyzji w elektroenergetyce jest zjawisko inercji, swoistego dryfu, który utrudnia decydującym politycznym oraz menedżerom państwowych koncernów energetycznych wyjście anachroniczny paradygmat polskiej energetyki, wyrażający się zrośnięciem wytwarzania energii z górnictwem węgla kamiennego i brunatnego.
- Teza nr 2. Nie ma potrzeby wprowadzania kolejnych, nadzwyczajnych instrumentów dla elektroenergetyki, żeby utrzymać ceny energii na umiarkowany poziomie. Wystarczy umiejętnie zaprojektować istniejące instrumenty.
- Teza nr 3. Skończył się czas stosowania prostych rozwiązań opartych na transferach pieniężnych pomiędzy grupami interesów (np. od podatników do odbiorców energii). Reformując poszczególne obszary energetyki, trzeba myśleć w kategoriach poprawy efektywności oraz poszukiwać synergii, tzn. wdrażać rozwiązania, które przynoszą wiązkę pozytywnych efektów w różnych obszarach.

## 1.3 Rekomendacje na lata 2020-2023

- **Nowe aukcje na rynku OZE.** Zakontraktować w ramach aukcji OZE i uruchomić do 2023 roku ok. 6-8 GW mocy w elektrowniach słonecznych. Podwoić tempo rozwoju energetyki solarnej do roku 2023 w celu obniżenia cen energii elektrycznej. Bardzo ważna jest taka przebudowa struktury wytwórczej, żeby zmniejszyć zależność cen energii od źródeł charakteryzujących się wysoką emisyjnością. Obecnie realizowane 3,3 GW mocy w budowanych elektrowniach wiatrowych wraz z rekomendowanymi, dodatkowymi 6-8 GW w elektrowniach słonecznych, żeby „wypchnąć” z *merit order* stare bloki węglowe.
- **Przygotowanie pakietu inwestycji w lądowe elektrownie wiatrowe.** Wskazanie w Polityce Energetycznej Państwa rozwoju energetyki wiatrowej jako priorytetu, zakładającego podwojenie mocy w tym sektorze do roku 2030, czyli osiągnięcie poziomu min. 12 GW zainstalowanej mocy. Skreślenie zapisów ustawy odległościowej w celu umożliwienia przygotowania nowych inwestycji.
- **Zwiększenie elastyczności KSE.** Wskazanie rozwoju energetyki gazowej jako priorytetu w PEP. Zastąpienie najstarszych bloków na węgiel kamienny oraz na węgiel brunatny turbinami gazowymi do roku 2030. Zapewnienie możliwości zintegrowania dużego wolumenu mocy elektrowni słonecznych i wiatrowych z KSE.
- **Reforma systemu białych certyfikatów.** Nałożyć na podmioty zobowiązane obbligo umarzenia 100% białych certyfikatów, realizując cel redukcji zużycia energii o 0,8% rocznie. Wzmocnić sankcje poprzez wykreślenie z przepisów mechanizmu opłaty zastępczej, zastępując go karami w wysokości pięciokrotności obecnej stawki tej opłaty. Przeprowadzić cyfryzację procesu wnioskowania i przydzielania białych certyfikatów, której celem będzie uproszczenie i przyspieszenie procesu. Uruchomić proces elektroniczny od 2021 roku.
- **Przedsiębiorstwa energetyczne jako promotorzy energooszczędności.** Przedsiębiorstwa energetyczne, które w świetle ustawy o efektywności energetycznej są podmiotami zobowiązanymi, muszą podjąć się roli agregatorów, tzn. pośredników pomiędzy odbiorcami wykonującymi liczne, ale drobne inwestycje w energooszczędność, a Urzędem Regulacji Energetyki, który przyznaje białe certyfikaty za trwale zmniejszenie zużycia energii.
- **Walka z ubóstwem energetycznym.** Odejść od szerokiego wsparcia w postaci rekompensat cen energii, natomiast skoncentrować się na skutecznej ochronie przed ubóstwem energetycznym gospodarstw domowych, które rzeczywiście tego potrzebują. Zmienić kryteria i metody udzielania wsparcia, a też przenieść odpowiedzialność za udzielanie wsparcia na przedsiębiorstwa energetyczne.
- **Uzdrowienie sektora wydobycia węgla kamiennego.** Wytypować nierentowne kopalnie oraz pokłady węgla o zbyt niskiej jakości surowca. Wdrożyć program zamykania tych obiektów i złóż.



## 2. Kontekst gospodarczy i polityczny

Energetyka jest bardziej upolityczniona niż wiele innych dziedzin gospodarki. Z tego względu analiza musi wyjść poza wskaźniki techniczne i argumenty biznesowe, pokazując dodatkowe ograniczenia i zależności. Po kolei zostaną omówione te uwarunkowania: struktura własnościowa, uzależnienie od węgla, polityka klimatyczna.

### 2.1. Struktura własnościowa

Od 1989 roku do 2004 roku polska polityka przemysłowa charakteryzowała się liberalizmem gospodarczym, którego jednym z ważnych przejawów był proces prywatyzacji oraz tworzenia warunków do konkurencji rynkowej. W tym czasie część aktywów polskiej energetyki trafiła do zagranicznych inwestorów, np. elektrownie w Połańcu i Rybniku, czy też elektrociepłownie w Krakowie, Toruniu, Warszawie i Wrocławiu.

W latach 2005-2007 rząd przeprowadził konsolidację energetyki, tworząc cztery duże grupy: Energeę, Eneę, PGE i Tauron. Wraz z globalnym kryzysem finansowym w latach 2008-2009 pojawiły się dwa ważne terminy w debacie publicznej: „kapitał ma barwy narodowe” oraz „repolonizacja przedsiębiorstw”. Na przestrzeni kolejnej dekady doszło do realizacji tych idei – szereg dużych elektrowni i elektrociepłowni zostało przejętych przez polskie przedsiębiorstwa energetyczne, w szczególności Enea odkupiła elektrownię w Połańcu od francuskiego koncernu Engie, a PGE nabyła elektrownię w Rybniku od francuskiego koncernu EDF. Wcześniej PGNiG odkupiło Elektrociepłownię Warszawską od szwedzkiego koncernu Vattenfal. Czeska firma CEZ (posiada elektrociepłownię Skawina i jest aktywnym podmiotem w segmencie obrotu), jak również fińskie Fortum, które ma bardzo podobny profil biznesowy, próbują pozbyć się polskich aktywów.

Repolonizacja i konsolidacja sektora przyniosła następujące efekty: struktura sektora jest oligopolem; liderem jest PGE, które posiada ponad 50% produkcji i sprzedaży energii; cztery największe podmioty (ale też podmioty z innych sektorów, które są aktywne w sektorze energii – np. PKN Orlen i PGNiG) są kontrolowane przez skarbu państwa; rząd często wykorzystuje lewar własnościowy do sterowania rynkiem (np. w trakcie łagodzenia wzrostów cen hurtowych energii, który nastąpił w 2018 roku); zarządy tych przedsiębiorstw są powoływane z klucza politycznego i są pod presją

właścicielską w podejmowaniu strategicznych decyzji (zob. publikację Najwyższej Izby Kontroli, 2019, str. 60-61, gdzie zostało wskazane, że decyzje zarządu Enei i Energii nie były poparte analizami).

## 2.2. Uzależnienie od węgla

Górnictwo węgla kamiennego jest bardzo wpływowym sektorem, prawdopodobnie najskuteczniejszą grupą interesów, która decyduje o wyniku wyborów w województwie śląskim – drugim najliczniejszym w Polsce (ok. 4,5 mln). Warunkiem koniecznym sukcesu w wyborach parlamentarnych lub prezydenckich jest zwycięstwo na Śląsku. Każda z wiodących partii politycznych wpisuje się w oczekiwania górników, tzn. utrzymanie wydobycia w perspektywie kilkunastu lat oraz zapewnienie wysokich wynagrodzeń (niezależnie od rentowności samych kopalń).

Wypełnienie tych zobowiązań jest możliwe tylko wtedy, kiedy krajowa energetyka (zarówno elektrownie jak i ciepłownie) będą zaopatrywały się w węgiel kamienny w krajowych kopalniach. Jest to o tyle kluczowe, że polski węgiel obecnie nie jest konkurencyjny na rynku międzynarodowym ze względu na – w większości przypadków – niską jakość, wysokie koszty transportu do portów morskich, wysokie koszty wydobycia. W rezultacie od trzech dekad niepodważalnym paradygmatem polskiej polityki energetycznej było utrzymanie / promowanie elektrowni na węgiel kamienny. Takie ograniczenie bardzo utrudniało (i nadal utrudnia) podejmowanie racjonalnych decyzji strategicznych oraz ustawiało nasz kraj na kursie kolizyjnym z Komisją Europejską.

## 2.3. Polityka klimatyczna

Przez wiele lat była traktowana jako obszar oderwany od realiów gospodarczych i społecznych w naszym kraju, a jednocześnie konieczny wymóg wejścia do Unii Europejskiej. W latach 2004-2019 polski rząd prowadzi dwie równoległe narracje – w Brukseli godzi się na wspólne cele klimatyczne, w Warszawie hołduje węglowi. Było to możliwe przez wiele lat, ponieważ Komisja Europejska nie potrafiła prowadzić skutecznej polityki klimatycznej w okresie po 2008 roku, tzn. od globalnego kryzysu finansowego. Recesja gospodarcza, która dotknęła większość krajów członkowskich, spowodowała spadek emisji CO<sub>2</sub> i nadpodaż uprawnień do jego emisji. W efekcie ceny uprawnień do połowy 2018 utrzymywały się na bardzo niskim poziomie ok. 5-6 euro za tonę emisji. Dzięki temu, mimo potężnych emisji z elektrowni na węgiel kamienny (ok. 850 kg/MWh) i jeszcze większych z elektrowni na węgiel brunatny (ok. 1150 kg/MWh), ceny energii elektrycznej utrzymywały się na bardzo niskim poziomie, bo nie były obciążone znaczącym kosztem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Sytuacja radykalnie zmieniła się w połowie 2018 roku, kiedy cena uprawnień zaczęła oscylować w przedziale 20-25 euro/tonę na skutek zdjęcia nadwyżki uprawnień z rynku przez Komisję Europejską. Ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym gwałtownie wzrosły o 60%. Okazało się, że polityka klimatyczna ma bardzo praktyczne skutki dla polskiej gospodarki, przedsiębiorstw energetycznych, a także potencjalnie dla polityki.

Koalicja rządząca nie chciała podjąć ryzyka przystąpienia do wyborów europejskich i krajowych w sytuacji, kiedy ludzie muszą płacić dużo wyższe rachunki za energię. Został wprowadzony szeroki (i niezwykle kosztowny dla budżetu państwa) pakiet instrumentów, który miał na celu kompensację wzrostu cen energii. Zdarzenie to prowadzi do bardzo ważnego wniosku – ceny energii rezonują o wiele silniej niż ich waga w budżecie domowym. Nawet w czasie prosperity energia elektryczna jest ważniejsza niż wiele innych produktów i usług. **Oznacza to, że w czasie wychodzenia z kryzysu gospodarczego cena energii stanie się jeszcze istotniejsza.**

## 2.4. Wnioski

- **Energetyka jest w rękach państwa.** Koszty funkcjonowania energetyki nie mogą być subsydiowane, ponieważ w budżecie nie będzie pieniędzy nie tylko na komercyjnie działającą energetykę, ale też na wiele niezbędnych usług publicznych. W szczególności nie będzie można odsunąć wejścia w życie rynku mocy i związanych z nim dodatkowych opłat nakładanych na odbiorców końcowych.
- **Górnictwo obciąża elektroenergetykę i blokuje transformację energetyczną.** Wychodząc z kryzysu gospodarczego po COVID-19, naszego państwa nie będzie stać na dopłacanie do węgla, którego – przynajmniej w ilości obecnie pozyskiwanej i przy obecnych kosztach wydobycia – tyle nie potrzebujemy. Dlatego kryzys jest bardzo dobrym momentem na otwarte zadanie pytania o rentowność kopalń i głęboką restrukturyzację sektora.
- **Polityka klimatyczna przestała być pojęciem abstrakcyjnym.** Koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> bardzo dały się nam we znaki w dwóch ostatnich latach. W najbliższej przyszłości, w latach 2020-21, ceny uprawnień z powodu skutków kryzysu wywołanego przez COVID-19 prawdopodobnie będą kształtować się na niższym poziomie niż w latach 2018-19. Jednak wraz z ożywieniem gospodarczym ich ceny znowu mogą iść mocno w górę. Dlatego musimy zmniejszyć zależność pomiędzy krajowymi cenami energii, a cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

### 3. Diagnoza stanu energetyki, 2015-2020

W tej części raportu dokonujemy przeglądu zdarzeń i zjawisk, które uwypuklają najistotniejsze cechy polskiego systemu energetycznego. W kontekście każdego z nich jest pokazane, jakie one mają implikacje, a też jakie działania powinny być podjęte przez decydentów politycznych.

Zaczynamy od niedoboru mocy, który wystąpił w sierpniu 2015 roku i pokazujemy, jak ważna jest dywersyfikacja struktury wytwórczej w kierunku energetyki słonecznej. Następnie omawiamy sposób podjęcia decyzji o budowie bloków na węgiel kamienny w technologii nadkrytycznej, co pozwala nam lepiej zrozumieć konieczność zwiększenia elastyczności Krajowego Systemu Energetycznego (KSE).

Dalej opisujemy przyczyny i skutki przekształcenia modelu rynku z jedno- w dwu-towarowy. Konsekwencje tej decyzji są bardzo ważne – z jednej strony zostało zagwarantowane bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Energetycznego, z drugiej strony odbiorcy będą ponosić bardzo wysokie dodatkowe opłaty a konto finansowania rynku mocy.

W ostatniej części omawiamy zależność pomiędzy cenami hurtowymi energii a cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Jest to ogromne ryzyko, którego skutki nie będą redukowane jak długo nie oprzemy się w większym stopniu na zasobach wytwórczych nie powodujących emisji CO<sub>2</sub>, czyli głównie elektrowniach wiatrowych i słonecznych.

### 3.1. Niedobór mocy w sierpniu 2015 roku

W poniedziałek, 10 sierpnia 2015 roku, doszło do przymusowego ograniczenia poboru energii elektrycznej w celu uniknięcia ogólnokrajowej awarii w Krajowym Systemie Energetycznym (z ang. *blackout*). Przez wiele dni część największych odbiorców energii (wykorzystujących moc zamówioną nie mniejszą niż 300 kW) musiała zmniejszyć odbiór energii, narażając się na ogromne straty biznesowe albo kary administracyjne. Zdarzenie to było bardzo spektakularne i zaskakujące – wcześniej takie sytuacje miały miejsce za czasów gospodarki centralnie planowanej, w połowie lat 80.

Przyczyny tego zjawiska zostały opisane w komentarzu Forum Analiz Energetycznych (zob. *J. Maćkowiak Pandera i J. Rączka, 2015*). Po stronie popytowej wystąpiły następujące zjawiska: fala upałów zwiększyła zapotrzebowanie na energię, ponieważ urządzenia wentylacyjne i klimatyzacyjne działały przy pełnym obciążeniu; w lecie występuje dodatkowe dociążenie w godzinach 13.00-15.00 ze względu na to, że taryfy wielostrefowe w tym przedziale mają strefę niskich stawek zmiennych, co powoduje, że załączają się takie urządzenia jak bojler do podgrzewania ciepłej wody użytkowej. W tym czasie Operator Krajowego Systemu Energetycznego (tzn. PSE SA) dysponowało bardzo skromnymi zasobami redukcji zapotrzebowania na moc po stronie odbiorców, zaledwie 200 MW, które i tak nie zostały uruchomione.

Po stronie podażowej miały miejsce zjawiska, które uniemożliwiły udostępnienie Operatorowi KSE wystarczającej mocy: w lecie elektrociepłownie działają w bardzo niewielkim zakresie, tylko na potrzeby podgrzania ciepłej wody użytkowej (dotyczy to tylko niektórych systemów ciepłowniczych); w okresie letnim trwają prace remontowe i modernizacyjne wielu bloków energetycznych; w okresie fali upałów w zasadzie nie ma wiatru i elektrownie wiatrowe prawie w ogóle nie dostarczają mocy do systemu; ze względu na bardzo niski stan wody w zbiornikach i rzekach, część elektrowni musiała zmniejszyć moc dyspozycyjną (np. w Ostrołęce, Koźienicach i Połańcu). Powodem, który okazał się decydujący była awaria największego wówczas bloku energetycznego w elektrowni w Bełchatowie (nawiasem mówiąc był to najnowszy blok w systemie).

Również sieci przesyłowe gorzej funkcjonują w trakcie takich warunków pogodowych. Przepustowość linii może spaść nawet o 50%, ponieważ charakteryzują się podwyższoną rezystencją, a też nie mogą być nadmiernie obciążane przepływem energii, bo linie napowietrzne bardzo się rozgrzewają, powodując wydłużenie zwisów pomiędzy słupami, co z kolei może zagrozić bezpieczeństwu obiektów znajdujących się pod nimi.

Polski system energetyczny ukształtował się w latach 60. i 70. poprzedniego wieku. Ówcześni planiści zabezpieczali zaopatrzenie energii dla innej charakterystyki odbioru. Dominującym sektorem był przemysł, natomiast sektor usług nie miał wpływu na profil obciążenia Krajowego Systemu Energetycznego. Zakładano, że krytyczne obciążenie systemu będzie miało miejsce w zimie, natomiast w lecie będzie obserwowany głęboki spadek zapotrzebowania na energię, co pozwalało na bezpieczne otwieranie pola remontowego w ciepłych miesiącach każdego roku. Zaspokojenie szczytowego popytu w zimie było o tyle łatwe, że każde większe miasto zostało wyposażone w elektrociepłownie, które dostarczały dodatkową moc w sezonie grzewczym.

Przebudowa struktury gospodarczej w latach 90. i po 2000 r. doprowadziła do zmiany obciążeń sezonowych Krajowego Systemu Energetycznego. Sektor usług rozwijał się bardzo dynamicznie, a to przełożyło się na powstanie bardzo dużych obiektów kubaturowych, które są wyposażone w energochłonne systemy klimatyzacyjne i wentylacyjne. Na przestrzeni lat po 2000 r. widać bardzo wyraźne zmniejszanie się różnicy pomiędzy szczytowym obciążeniem w zimie i w lecie. Oba szczyty obciążenia zwiększały się, ale przyrost dodatkowego obciążenia w lecie był znacznie szybszy, różnica pomiędzy szczytem zimowym, a szczytem letnim spadła z 5 GW w 2006 roku do 3 GW w 2017 roku, (zob. *Bronk i in., 2019, Rys. 4 na str. 10*). W roku 2019 szczyt zapotrzebowania zimowego wystąpił w dn. 25.01.19 i osiągnął 26.504 MW, a w lecie w dn. 26.06.19 – 24.144 MW. Czyli różnica spadła do zaledwie 2.360 MW (zob. *Polskie Sieci Energetyczne, 2020*).

Obciążenie w lecie bardzo silnie jest skorelowane z temperaturą powietrza atmosferycznego – im wyższa temperatura, tym większe zapotrzebowanie na moc. Z kolei w zimie jest ujemnie skorelowane – im niższa temperatura powietrza atmosferycznego, tym większe zapotrzebowanie na moc. Przy czym od 2010 roku mamy coraz łagodniejsze zimy i coraz bardziej upalne lata.

Wnioski:

- System energetyczny został projektowany, żeby podołać największym obciążeniom w okresie zimowym, a współcześnie największym wyzwaniem jest pokrycie krajowego zapotrzebowania w lecie.
- Ceny hurtowe energii elektrycznej w lecie są wyższe niż w zimie, ponieważ w sezonie grzewczym pracuje kogeneracja na potrzeby miejskich systemów grzewczych. Ta technologia charakteryzuje się bardzo wysoką sprawnością wytwarzania energii, w technologii węglowej na poziomie ok. 80%, a w technologii gazowej nawet do 90%.

- Dyspozycyjność konwencjonalnych źródeł energii w lecie jest niższa niż w zimie. Pewnym paradoksem było to, że przyczyną ograniczenia mocy była niedyspozycyjność – w większym lub mniejszym stopniu – bloków konwencjonalnych.
- Elektrownie słoneczne są technologią, która pomogłaby uniknąć ograniczenia mocy w sierpniu 2015 roku. W Niemczech elektrownie słoneczne podawały wtedy do 25 GW mocy do systemu, czyli tyle, ile wystarczyłoby na pokrycie 100% zapotrzebowania w Polsce.
- Monokultura wytwórcza zwiększa ryzyko awarii. W 2015 roku struktura wytwórcza była za mało zdywersyfikowana.

Na podstawie tego przypadku można wykazać dlaczego wówczas i teraz tak bardzo jest potrzebny wysoki udział energetyki słonecznej, żeby zapewnić bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Energetycznego w lecie, w okresie fali upałów (a ostatnie lata, z roku na rok coraz cieplejsze, dowodzą, że to ryzyko pogodowe staje się coraz powszechniejsze) **oraz obniżyć ceny energii w tym okresie:**

- W klimacie umiarkowanym, w jakim jest położona Polska, produktywność elektrowni słonecznych wzrasta wraz z narastaniem fali upałów. Ta technologia jest automatycznym buforem bezpieczeństwa.
- Godziny najwyższej produktywności są ściśle skorelowane z godzinami najwyższego obciążenia w sieci. Elektrownie słoneczne nigdy nie produkują energii wtedy, kiedy ona nie może być odebrana i staje się kłopotliwa dla Operatora KSE.
- Produktywność elektrowni słonecznych nie jest limitowana dostępnością wody w zbiornikach i rzekach wykorzystywanych do chłodzenia bloków cieplnych. Ryzyko pogodowe odnosi się zarówno do temperatury powietrza atmosferycznego, jak też stanu wód wykorzystywanych do chłodzenia bloków energetycznych. Zjawisko suszy występuje często, a nawet się nasila.
- Mikroelektrownie słoneczne mają równie korzystne oddziaływanie na Krajowy System Energetyczny, ponieważ z jednej strony redukują zapotrzebowanie na moc z sieci w tych obiektach, na których są zainstalowane, a z drugiej strony oddają nadwyżkę mocy do sieci, kiedy ona jest potrzebna innym użytkownikom.
- Energetyka słoneczna jest rozproszona (nawet największe elektrownie o mocy 100-200 MW są niewielkie w porównaniu z nowoczesnymi blokami konwencyjnymi, np. wybudowanymi w ostatnim czasie blokami nadkrytycznymi), co oznacza, że ograniczenia przesyłowe w dużo mniejszym stopniu dotyczą tych źródeł energii – elektrownie są bliżej odbiorców.



### 3.2. Inwestycje w konwencjonalne źródła wytwórcze w latach 2015-2020

W tej części został poddany analizie zbiór inwestycji w konwencjonalne bloki systemowe, które zostały zrealizowane lub zostały uruchomione w okresie 2015-2020. W przypadku inwestycji rozpoczętych, bierzemy pod uwagę te, które zostaną oddane do użytku do końca 2023 roku, tzn. do końca okresu wyznaczającego zakres tej analizy. Omawiany okres i portfel inwestycji jest znaczący z punktu widzenia polskiej energetyki i jest pierwszym programem inwestycyjnym w polskiej energetyce o takiej skali od końca lat 70. poprzedniego wieku.

Było to spowodowane tym, że w okresie gospodarki centralnie planowanej zostały bardzo rozbudowane moce wytwórcze, żeby zaspokoić potrzeby gospodarki opartej o przemysł ciężki, a też bardzo energochłonnej. Transformacja gospodarcza zmniejszyła zapotrzebowanie zarówno na energię jak i moc. Stare bloki były niedociążone, a dzięki systematycznym modernizacjom (w dużej mierze w instalacje ochrony środowiska) były z powodzeniem eksploatowane przez kolejne trzy dekady. Czyli w we wcześniejszych latach po prostu nie było potrzeby uruchamiania szerokiego frontu inwestycyjnego.

Lp.	Inwestor	Lokalizacja i rodzaj źródła <sup>A</sup>	Paliwo <sup>B</sup>	Rok oddania	Sprawność brutto	Moc, MWe	Nakłady, mld zł
1	Enea	EL Kozienice	WK	2017	45,6%	1075	5,1
2	Enea / Energa <sup>C</sup>	EL Ostrołęka	WK	2023	45,0%	1000	5,0
3	Orlen	EC Włocławek	GZ	2017	92 (61)% <sup>D</sup>	462	1,3
4		EC Płock	GZ	2018	92 (61)% <sup>D</sup>	606	1,7
5	PGE	EL Opole	WK	2019	45,5%	1800	9,4
6		EL Turów	WB	2020	43,4%	496	3,5
7		EL Dolna Odra	GZ	2023	63,0%	1400	3,7
8	PGNiG	EL Żerań (Warszawa)	GZ	2020	90 (60)% <sup>D</sup>	497	1,5
9	PGNiG / Tauron	EC Stalowa Wola	GZ	2020	82 (58)% <sup>D</sup>	449	1,8
10	Tauron	EL Jaworzno	WK	2020	45,9%	910	4,5
<b>Razem</b>						8695	37,5

Tabela 1. Bloki konwencjonalne, których budowę rozpoczęto lub ukończono w okresie 2015-2020

Objaśnienia: <sup>A</sup> EL – elektrownia, EC – elektrociepłownia; <sup>B</sup> WK – węgiel kamienny, WB – węgiel brunatny, GZ – gaz ziemny; <sup>C</sup> Orlen jest w trakcie przejmowania Energii i najprawdopodobniej ta inwestycja będzie realizowana przez samą Energa bez współpracy z Eneą i zostanie całkowicie zmieniona technologia z bloku na węgiel kamienny na blok zasilany gazem ziemnym, a też zmniejszona moc, zmieniony termin oddania do użytku i nakłady inwestycyjne; <sup>D</sup> pierwsza liczba oznacza produkcję w trybie kogeneracji, liczba w nawiasie oznacza pracę w trybie kondensacyjnym (czyli produkując tylko energię elektryczną).

Źródło: opracowanie własne na podstawie Najwyższej Izby Kontroli (2019) i innych źródeł ogólnodostępnych.



Omawiając program inwestycji w systemowe źródła wytwórcze należy rozważyć następujące kryteria:

1. bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Energetycznego – zapewnienie mocy
2. dywersyfikacja technologiczna (surowcowa)
3. elastyczność pracy Krajowego Systemu Energetycznego – możliwość pracowania przy niskim obciążeniu bloku i szybkość zwiększania / obniżania obciążenia bloku
4. oddziaływanie na środowisko i zgodność z długofalową polityką klimatyczną Unii Europejskiej
5. budowanie trwałej wartości państwowych koncernów energetycznych
6. wpływ na ceny dla odbiorców końcowych

W świetle głównego wątku rozważań w tym raporcie, najważniejsze jest piąte kryterium. Jednak nie możemy pominąć pozostałych, ponieważ z oczywistych powodów nie tylko cena ma znaczenie dla gospodarki i społeczeństwa.

Program inwestycyjny rozwiązał problem ilości dostępnej mocy dla Operatora KSE, ale tylko w niewielkim stopniu poprawił jakość potencjału wytwórczego. W niewielkim stopniu została zwiększona dywersyfikacja i elastyczność KSE. Efekt środowiskowy, rozumiany jako redukcja emisji CO<sub>2</sub> jest znaczący, ale mógł być około dwa razy większy, gdyby postawiono wyłącznie na źródła gazowe. Ci, którzy zainwestowali w bloki węglowe nie zwiększyli wartość swojego biznesu, a PGE, które zainwestowało w blok na węgiel brunatny, musiało odpisać 7,5 mld zł z tego segmentu (aktywa związane z węglem brunatnym w segmencie wydobywania i wytwarzania). Z punktu widzenia odbiorców ten program przełoży się na zmniejszenie (trudne do wyliczenia) cen hurtowych energii elektrycznej ze względu na wypchnięcie z *merit order* najstarszych i najmniej efektywnych, a zatem najdroższych, bloków węglowych.

Na marginesie tych rozważań warto odnotować, jak różnych wyborów technologicznych dokonywali nowi gracze w polskiej elektroenergetyce (PKN Orlen i PGNiG) w porównaniu z czterema wiodącymi podmiotami (Enea, Energa, PGE, Tauron).

Kryterium	Analiza	Ocena
Kryterium nr 1. Poprawa pracy KSE	Przeciętny wiek mocy wytwórczych mieści się w przedziale 50-60 lat i mimo licznych, głębokich modernizacji nie można było polegać na tym majątku wytwórczym. W najbliższych latach ma być odstawione ok. 8-9 GW mocy w niewielkich blokach węglowych 100-200 MW. Portfel inwestycji, który je zastępuje, był potrzebny i nie można było dłużej odkładać decyzji inwestycyjnych.	+++
Kryterium nr 2. Dywersyfikacja paliwowa	Dywersyfikacja jest konieczna w każdym obszarze działalności gospodarczej, jest kluczem do bezpieczeństwa, ponieważ nie jesteśmy w stanie ani przewidzieć warunków dostaw ani ograniczeń ilościowych. W analizowanym portfelu gaz stanowi ponad 1/3 wolumenu – jest to krok w dobrą stronę. Jednak w odniesieniu do całego potencjału wytwórczego jest to za mało.	--+
Kryterium nr 3. Elastyczność pracy	Elastyczność pracy bloków systemowych jest kluczową cechą nowoczesnego systemu energetycznego, ponieważ świat dąży do integracji jak największego wolumenu mocy wiatrowych i słonecznych z systemem energetycznym. Ich naturalna zmienność musi znaleźć odzwierciedlenie w elastyczności bloków systemowych, które pracują w tym samym czasie. Bloki nadkrytyczne na węgiel kamienny i brunatny są – jak na dzisiejsze potrzeby – bardzo nieelastyczne, m.in. obciążenie, z jakim mogą pracować, wynosi aż 40% mocy zainstalowanej. W starych blokach węglowych jest to nawet 50-60%, ale w zmodernizowanych niemieckich blokach węglowych starego typu jest to zaledwie 30%, natomiast w przypadku niektórych bloków gazowych jest to wartość bliska zera. Są też ogromne różnice pomiędzy prędkością dociążania i odciążania bloków węglowych i gazowych, te drugie są dużo szybsze. Innym ważnym parametrem jest czas do pełnego obciążenia od stanu zimnego, który dla bloków węglowych wynosi od 8 do kilkunastu godzin, a dla bloków gazowych jest to kilkanaście minut do godziny. Reasumując, bloki nadkrytyczne prawie w ogóle nie poprawiły elastyczności systemu, a bloki gazowe poprawiają ją, ale tylko w odniesieniu do tego niewielkiego wolumenu mocy, jaki wnoszą do KSE.	--+
Kryterium nr 4. Oddziaływanie na środowisko	Zastąpienie starych bloków węglowych o przeciętnych mocach 100-200 MW i sprawności brutto w przedziale 32-36% blokami nadkrytycznymi o dużych mocach 500-1000 MW o sprawności brutto w przedziale 44-45% jest ogromnym, choć niewystarczającym postępem. Oznacza spadek emisji CO <sub>2</sub> w przeliczeniu na wyprodukowaną MWh o ponad 20%. Jeszcze większy efekt jest osiągnięty w przypadku bloków gazowych, gdzie spadek emisji jest 2-3-krotny (3-krotny w porównaniu do emisji ze starego bloku na węgiel brunatny). Gdyby wszystkie nowe bloki były na gaz, to łączna emisja tej grupy bloków systemowych byłaby dwa razy mniejsza!	--+
Kryterium nr 5. Wartość biznesowa	W marcu 2020 Grupa Kapitałowa PGE odpisała 7,5 mld zł wartości księgowej od aktywów w Bełchatowie i Turowie, czyli wydobycia węgla brunatnego i wytwarzania energii z tego surowca. Z drugiej strony podniosła wartość aktywów w segmencie elektrowni wiatrowych o 0,4 mld zł (zob. Grupa Kapitałowa PGE, 2020). Podobnego odpisu na kwotę 1 mld zł w segmencie wydobycie i wytwarzanie dokonała Grupa Kapitałowa Tauron (zob. Grupa Kapitałowa Tauron, 2020). Jest to bezpośredni skutek wzrostu cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> . Czyli te koncerny, które zainwestowały w bloki węglowe wystawiły się na wieloletnie, trudne do oszacowania ryzyko wzrostu cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> . W 2018 roku to ryzyko zmaterializowało się i pomniejszyło wartość spółek.	--+
Kryterium nr 6. Wpływ na ceny w latach 2020-23	Wpływ na ceny hurtowe energii jest pozytywny. Można to wykazać bezpośrednio – z <i>merit order</i> zostają wypchnięte stare, nieefektywne bloki węglowe o bardzo wysokim krótkookresowym koszcie krańcowym produkcji energii elektrycznej. Kiedy one wyznaczały ceny równowagi na giełdzie, to ceny kształtowały się wyżej. Czyli przyniosło to lekki ogólny (trudny do skwantyfikowania) spadek cen. Można to wykazać pośrednio – wprowadzenie znacznego wolumenu bardzo elastycznych mocy umożliwiło uruchomienie dodatkowych mocy elektrowni wiatrowych (właśnie są realizowane elektrownie o łącznym wolumenie mocy 3,3 GW) oraz elektrownie słoneczne (niedługo ich udział przekroczy 2 GW w polskim systemie, licząc łącznie z mikro-elektrowniami). Elektrownie wiatrowe i słoneczne charakteryzują się krótkookresowym kosztem krańcowym bliskim zero i mają bardzo silny, pozytywny (z punktu widzenia odbiorców) wpływ na wykres uporządkowany zasobów wytwórczych.	--+

Tabela 2. Ocena programu inwestycyjnego z lat 2015-2020

Źródło: opracowanie własne.

Obserwacje dotyczące PKN Orlen i PGNiG:

- Nie były obciążone aktywami na paliwo węglowe
- Miały dużą swobodę w podejmowaniu decyzji strategicznych, tzn. mogły zainwestować, ale nie musiały, czyli decyzje były podejmowane w oparciu o rzetelne analizy biznesowe, z myślą o podniesieniu wartości przedsiębiorstwa
- Korzystają z synergii z innymi podsektorami energetyki, w których są liderami, w szczególności ze znajomości i możliwości uzyskania atrakcyjnych cen za gaz ziemny, a też z opcji wykorzystania ciepła w procesach technologicznych lub ciepłownictwie komunalnym, co istotnie poprawia efektywność energetyczną bloków i ich rentowność
- Pozycja i relacje PKN Orlen i PGNiG są na tyle silne, że były zdolne do uzyskania właścicielskiej aprobaty dla swoich decyzji strategicznych (czyli nie jest prawdą, że politycy „zabronili inwestowania w bloki gazowe”)

W efekcie swoich działań udało im się wykonać szereg wartościowych inwestycji, wejść w nowy sektor energetyki, i – co nie jest wykluczone – przejść z pozycji beniaminka do pozycji mocnego gracza. Akwizycja Grupy Kapitałowej Energa przez PKN Orlen potwierdza tę tezę, a też wskazuje, co byłoby bardzo korzystne dla KSE i odbiorców końcowych energii, że zostanie zaniechana budowa bloku węglowego w Ostrołęce i powstanie kolejny blok gazowy. Podsumowując, PKN Orlen i PGNiG wniosło nową jakość do polskiej elektroenergetyki, a ich działanie jest istotnym argumentem przemawiającym za prawdziwością Tezy nr 1, która została przedstawiona we wstępie do tego raportu. Enea, Energa, PGE i Tauron mogły wybrać inne technologie, nie musiały inwestować w węgiel, mimo to zdecydowały się na dalsze wykorzystywanie tego surowca.

Obserwacje dotyczące struktury własnościowej inwestorów:

- Inwestorami są tylko i wyłącznie spółki kontrolowane przez skarb państwa
- Inwestycje rozważane i przygotowywane przez prywatne podmioty zostały zaniechane, np. Elektrownia Północ przygotowywana przez Polenergię, czy nowe bloki w Zespole Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin (PAK)
- Nie zostały stworzone ramy regulacyjne, które zachęciłyby prywatnych inwestorów do budowy nowych bloków systemowych

Świadczy to o tym, że nie udało się stworzyć stabilnych, przejrzystych zasad gry, zawężając krąg zainteresowanych inwestorów do tych podmiotów, które pozostają w relacjach właścicielskich ze Skarbem Państwa.

### 3.3. Rynek mocy

Najważniejszą zmianą regulacyjną, która miała miejsce w okresie 2015-2020, było przekształcenie rynku jednotowarowego, na którym przedmiotem obrotu jest energia elektryczna, w rynek dwutowarowy, gdzie obok energii przedmiotem obrotu jest jeszcze moc udostępniona Operatorowi Systemu Przesyłowego (OSP). Przyczyny zmiany modelu rynku to:

- **Missing capacity** – niedobór mocy, który zagraża bezpieczeństwu funkcjonowania KSE. W Polsce takim zdarzeniem było administracyjne ograniczenie poboru mocy z sieci przez podmioty o mocy zamówionej ponad 300 kW w sierpniu 2015 roku. Już wcześniej było jasne, że co prawda mamy wystarczającą ilość zasobów w systemie, ale są to bardzo stare bloki, o wysokiej awaryjności i przy zbiegu niekorzystnych warunków mogą spowodować *blackout*. Analiza przebiegów dobowych KSE wskazuje, że nie tylko w sierpniu 2015 roku, ale też trzech miesiącach poprzedzających, OSP odnotowywał bardzo niskie rezerwy dyspozycyjne, które sygnalizowały zbliżające się problemy. Zresztą w kolejnych miesiącach i latach takie sytuacje się zdarzały i dopiero oddanie kilku nowych bloków systemowych dużej mocy oraz szersze otwarcie na import z zagranicy zażegnało występowanie bardzo niskich rezerw mocy. Reasumując, niedobór mocy był faktem i stanowił ważną przesłankę do reformy rynku lub jakiejś innej interwencji rządu w sektorze (rozwiązaniem pomostowym było wprowadzenie Operacyjnej Rezerwy Mocy i zakontraktowanie usługi redukcji popytu).
- **Missing money** – niedobór pieniędzy na inwestycje w nowe moce. Paradoksem ówczesnej sytuacji w energetyce było to, że pomimo niedoboru mocy, ceny hurtowe utrzymywały się na niskim poziomie i nie zawierały marży, która pozwoliłaby na sfinansowanie nowych źródeł energii. Powodów takiego stanu rzeczy było wiele, najważniejsze z nich to:
  1. relatywnie płaski kształt *merit order*, który był związany z monokulturą węglową – konkurowały między sobą te same technologie, więc nie dochodziło do skokowego wzrostu cen ze względu na wchodzenie / wychodzenie z *merit order* technologii o zasadniczo różnym krótkookresowym koszcie krańcowym;
  2. ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> kształtowały się na bardzo niskim poziomie, a też polska energetyka korzystała z okresów przejściowych, w ramach których koncerny energetyczne część uprawnień uzyskiwały za darmo – czyli różnice w emisyjności nie przekładały się na duże różnice w krótkookresowym koszcie krańcowym;
  3. odnawialne źródła energii uzyskały przywilej priorytetowego wejścia na rynek, a dodatkowo charakteryzują się prawie zerowym krótkookresowym

kosztem krańcowym – spowodowało to wypychanie z *merit order* konwencjonalnych bloków, zmniejszenie średniego czasu pracy w roku, co przekładało się na spadek rentowności tej działalności. Niezależnie, jaką technologię, jaką lokalizację w systemie, jakie źródło zaopatrzenia rozpatrywano, to okazywało się, że nie ma sposobu na komercyjne sfinansowanie nowego bloku konwencjonalnego, nie wspominając o bloku jądrowym.

Istotą reformy jest uznanie faktu, że funkcjonowanie systemu wymaga bilansowania zarówno energii jak i mocy, a więc dla zapewnienia jednej i drugiej usługi należy za nie płacić odrębnie. Od strony inwestora kalkulacja zmienia się istotnie – jeżeli zainwestuje w nowe moce, to będzie otrzymywał strumień płatności, który pozwoli mu na regulowanie rat kapitałowych i odsetkowych od kredytu inwestycyjnego, niezależnie od tego, ile i po jakiej cenie sprzeda wyprodukowaną energię.

Kluczowym parametrem całej debaty o rynku mocy jest to, jaka będzie opłata mocowa. Jest to temat na odrębną pracę analityczną. Jednak z ustawy o rynku mocy bardzo jasno wynika, że koszty rynku mocy pokryją odbiorcy. Na rok 2021 łączny koszt rynku mocy wyniósł 5,4 mld zł (5.289 mln zł w aukcji podstawowej i 133 mln zł w aukcji uzupełniającej). Rachunek ten, który został wystawiony odbiorcom energii, dzieli się przez energię pobraną z sieci PSE lub dystrybutorów energii, ale z pomniejszeniem rabatów wolumenowych dla odbiorców energochłonnych (którzy siłą rzeczy zużywają najwięcej energii elektrycznej). Zużycie brutto energii w Polsce w 2019 roku wyniosło 170 TWh. Ilość tę należy pomniejszyć o zużycie własne elektrowni i rabaty wolumenowe przedsiębiorców energochłonnych. Bez posiadania bardzo szczegółowych danych nie sposób obliczyć wolumenu, na który rozłoży się koszt rynku mocy, ale będzie to liczba w przedziale 100-130 TWh. Czyli opłata mocowa wyniesie między 42 a 55 zł/MWh<sup>1</sup>. Zakładając zużycie w gospodarstwie domowym na poziomie 2,3 MWh rocznie, otrzymujemy dodatkowy koszt 96,6 zł netto, a jeśli doliczymy VAT, to uzyskamy 118,9 zł/rok.

Od strony odbiorców ta dodatkowa opłata mocowa jest rodzajem składki ubezpieczeniowej, która pozwoli uniknąć kosztu blackoutu. Jest to bardzo dobre uzasadnienie ekonomiczne, o czym mogły przekonać się te podmioty, które przez dwa tygodnie sierpnia w 2015 roku nie mogły pobierać mocy z sieci, a część z nich pobierała ponad dopuszczalny limit awaryjny i musiała zapłacić kary nałożone przez URE. Innym uzasadnieniem jest to, że skoro już system jest na wiele lat zabezpieczoną moc, to nie ma ograniczenia dla wprowadzenia bardzo dużej ilości mocy o niemal zerowym krótkookresowym koszcie krańcowym (czyli elektrowni wiatrowych i słonecznych), co doprowadziłoby do spadku cen.

1. Sposób wyliczania opłaty mocowej definiuje art. 70 ustawy o rynku mocy. Przedstawiony tutaj szacunek nie stosuje tamtej metodyki, ale co do precyzji dolnego oszacowania obciążenia gospodarstw domowych, to przyjęta uproszczona metoda jest w zupełności wystarczająca i zgodna z kwotą, które przewidywały się w publikacjach prasowych.

Gdyby elektrownie wiatrowe albo słoneczne wyznaczały równowagę w *merit order*, to cena kształtowałaby się niezwykle nisko, ponieważ mają one bardzo niski krótkookresowy koszt krańcowy (nie ma potrzeby używania ani paliwa ani pracy ludzi do wytworzenia dodatkowej megawatogodziny), ale też nie ponoszą one opłat za uprawnienia CO<sub>2</sub>, ponieważ po prostu nie emitują zanieczyszczeń do powietrza. Czyli dodatkowym atutem dołożenia mocy wiatrowych i słonecznych jest uniezależnienie cen energii od kosztów uprawnień CO<sub>2</sub>.

Jednak w 2015 roku podjęto decyzję, która szła dokładnie w przeciwnym kierunku – została uchwalona ustawa odległościowa, która uderzyła w dobrze rozwijający się sektor energetyki wiatrowej. Dodatkowo państwowe koncerny energetyczne zrywały umowy z operatorami farm wiatrowych na zakup zielonych certyfikatów po ustalonych cenach, co doprowadziło ten sektor na próg bankructwa. Z czasem sytuacja nieco się uspokoiła, bo wzrost cen energii hurtowej w 2018 roku o 60% i utrzymywanie się tych cen na relatywnie wysokim poziomie do dzisiaj pozwolił energetyce wiatrowej ponownie stanąć na nogach. Ostatecznie została zachowana ważność pozwoleń budowlanych elektrowni wiatrowych przygotowanych przed wejściem w życie ustawy odległościowej. Większość z nich uzyskała na aukcjach OZE 15-letnie kontrakty na odbiór energii i obecnie w realizacji jest 3,3 GW mocy w nowych obiektach. Tak więc w perspektywie do roku 2023 sektor energetyki wiatrowej będzie dysponował mocami przekraczającymi 9 GW.

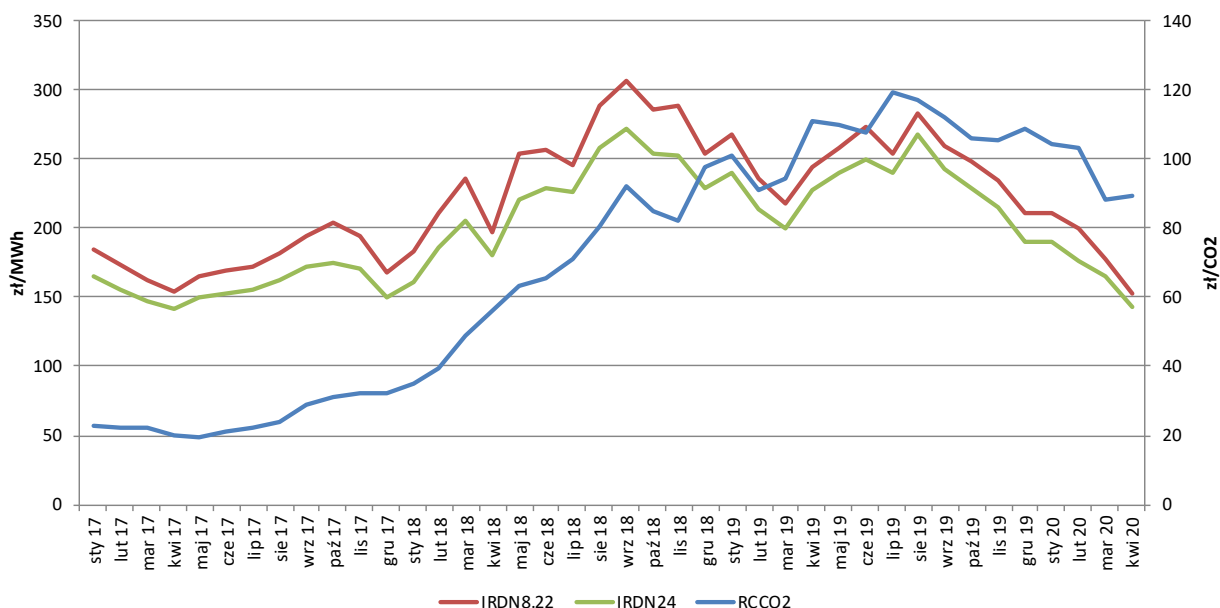
Elektrownie słoneczne rozwijają się dwutorowo – jako mikroinstalacje przy domach i innych obiektach użytkowych bądź jako elektrownie o mocy ok. 1 MW. W pierwszym segmencie została zainstalowana moc 1,7 GW (dane z PSE z marca 2020 roku), a w drugim sektorze ponad 0,3 GW (dane z URE ze stycznia 2020 roku). Czyli sektor energetyki słonecznej obejmuje obecnie wolumen 2 GW mocy zainstalowanych i przyrasta w tempie ok. 1 GW rocznie w pierwszym segmencie i 0,5 GW w drugim segmencie. Czyli w perspektywie 2023 roku powinna być osiągnięta wartość 6-7 GW przy obecnym tempie inwestycyjnym.

Jak to będzie dalej omawiane bardziej szczegółowo, **podstawową rekomendacją jest podwojenie tempa rozwoju energetyki słonecznej do roku 2023 w celu obniżenia cen energii elektrycznej.** Jest to możliwe, ponieważ już działa rynek mocy i już zostały wybudowane lub zostaną wybudowane w najbliższym czasie moce konwencjonalne, które zapewnią bezpieczną pracę KSE, kiedy nie wieje wiatr i nie świeci słońce.

### 3.4. Czynniki kształtujące ceny energii

Próbując odpowiedzieć na pytanie tytułowe tego raportu, najpierw trzeba zrozumieć, jakie czynniki kształtują ceny energii. Do najważniejszych z nich należą ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz ceny krajowego węgla kamiennego. Jednak uważna

analiza danych pokazuje, że działania regulacyjne, zarządcze oraz inwestycyjne mają wpływ na poziom cen.



Rys. 1. Zależność cen hurtowych energii elektrycznej od cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Objaśnienia:

IRDN8.22 – indeks cen energii w szczycie liczony ze średnioważonych cen z transakcji na dostawy energii w godz. 8.00-22.00 w dni robocze na Rynku Dnia Następnego na TGE, zł/MWh

IRDN24 – indeks cen bazowych liczony ze średnioważonych cen transakcji na dostwy energii przez całą dobę we wszystkich dniach tygodnia na Rynku Dnia Następnego na TGE, zł/MWh

RCCO2 – indeks cen rozliczeniowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> stosowany przez OSP, zł/tonę CO<sub>2</sub>

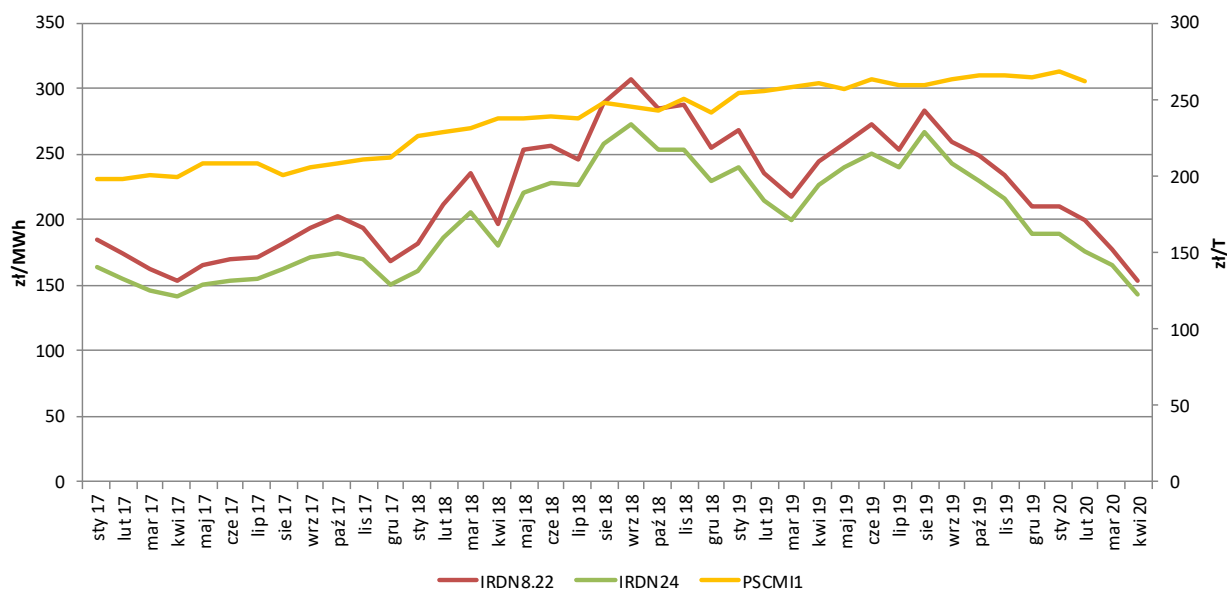
Wartości wszystkich indeksów zostały uśrednione dla poszczególnych miesięcy

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i PSE.

Zależność pomiędzy cenami hurtowymi energii elektrycznej, a cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> jest bardzo silna. Jest to spowodowane bardzo wysoką emisyjnością produkcji energii elektrycznej w Polsce, wynoszącą ok. 800 kg CO<sub>2</sub> / MWh. Przy czym generatory na węgiel brunatny emitują ponad 1100 kg, nowoczesne bloki na węgiel kamienny poniżej 700 kg, a bloki gazowe poniżej 350 kg. Istotne jest to, że cenę energii w *merit order* wyznaczają stare, nieduże bloki na węgiel kamienny, które emitują 800-900 kg, czyli cena uprawnienia do emisji jednej tony CO<sub>2</sub> przenosi się na cenę MWh ze wskaźnikiem 0,8-0,9. Dodatkowym elementem, który wzmacnia tę zależność jest zakończenie w roku 2020 darmowego przydzielania uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> polskim wytwórcom w ramach okresu przejściowego, który uzyskaliśmy w 2007 roku, kiedy był negocjowany system europejski system handlu emisjami.



W najbliższej przyszłości ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> będą spadać, bo europejska gospodarka wchodzi w fazę recesji. Jednak jak koniunktura gospodarcza wróci, to znowu ceny zaczną rosnąć. Z tego względu bardzo ważna jest taka przebudowa struktury wytwórczej, żeby zmniejszyć zależność cen energii od źródeł charakteryzujących się wysoką emisyjnością. Ważne jest to, żeby „wypchnąć” z *merit order* stare bloki węglowe.



Rys. 2. Zależność cen hurtowych energii elektrycznej od cen krajowego węgla kamiennego

Objaśnienia:

IRDN8.22 – indeks cen energii w szczycie liczony ze średnioważonych cen z transakcji na dostawy energii w godz. 8.00-22.00 w dni robocze na Rynku Dnia Następnego na TGE, zł/MWh

IRDN24 – indeks cen bazowych liczony ze średnioważonych cen transakcji na dostwy energii przez całą dobę we wszystkich dniach tygodnia na Rynku Dnia Następnego na TGE, zł/MWh

PSCMI1 – indeks cen rozliczeniowych węgla kamiennego w transakcjach pomiędzy kopalniami a elektrowniami zawodowymi i dużymi przedsiębiorstwami przemysłowymi, zł/tonę

Wartości wszystkich indeksów zostały uśrednione dla poszczególnych miesięcy

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i ARE.



Analizując ceny węgla kamiennego, można odnieść wrażenie, że nie są kształtowane w oparciu o grę popytu i podaży, co może być związane z utworzeniem PGG w roku 2016 (w pełni operacyjna była w 2017 roku). Na przykład zimy 2018/19 oraz 2019/20 były wyjątkowo lekkie. Ponadto w roku 2019 dwukrotnie wzrósł import energii elektrycznej a krajowa produkcja spadła o 3,8%, czyli o 6,2 TWh. Zapasy wydobytego węgla kamiennego na hałdach przykopalnianych osiągnęły 7,6 mln ton na koniec marca 2020 roku.

Zależność między cenami energii elektrycznej a cenami krajowego węgla kamiennego nie jest potwierdzona przez dane, które mamy do dyspozycji (zob. Rys. 2). Wzrost cen surowca zbiegł się z wzrostem cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w roku 2018 i zwiększył dynamikę wzrostu (wzrost cen energii elektrycznej o 60%). Jednak od początku 2019 roku nie można wskazać współzależności. Reasumując – to nie zmniejszenie ceny węgla jest kluczem do obniżenia cen energii elektrycznej.

Poza zależnością od cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, można wskazać jeszcze inne przyczyny spadku cen energii elektrycznej w 2019 roku:

- Od stycznia 2019 roku obbligo sprzedaży energii poprzez TGE w wysokości 100% (zob. URE, 2020). Było to bardzo ważne posunięcie, ponieważ ujednotoczyło zasady rywalizacji przedsiębiorstw obrotu, w szczególności tych podmiotów, które nie miały w swoich strukturach taniego źródła wytwórczego. Tutaj można wskazać Energeę oraz szereg niezależnych przedsiębiorstw obrotu. Zasada sprzedaży całości wyprodukowanej energii przez duże koncerny energetyczne zapewnia wysoką płynność TGE a też przejrzystość, tzn. ceny giełdowe odzwierciedla rzeczywiste koszty wytwarzania, czyli niosą informację niezbędną decydentom politycznym do podejmowania decyzji regulacyjnych i strategicznych.
- Od lutego 2019 roku do eksploatacji wszedł Blok nr 5 w elektrowni w Opolu o mocy 900 MW (formalnie w maju 2019, ale już od lutego pracował i dostarczał energię). Bloki nadkrytyczne na węgiel kamienny są konkurencyjne wobec starych bloków węglowych, bo są o 20% bardziej efektywne. Miało to wpływ na rynek, podobnie jak oddanie drugiego bloku w tej elektrowni w grudniu 2019 roku. Trzeba pamiętać, że w 2020 roku wejdą jeszcze do systemu bloki w Jaworznie, Stalowej Woli i Żeraniu. Czyli zostanie dodane blisko 2 GW nowej, konkurencyjnej mocy. Zostanie to zderzone z mniejszym zapotrzebowaniem na energię ze względu na recesję gospodarczą.

- W 2019 roku wolumen importu podwoił się względem roku poprzedniego i wyniósł 10,6 TWh – 6,5% zużycia krajowego (169,4 TWh w 2019 roku). **Energia z zagranicy jest bardzo konkurencyjna cenowo – ta napływająca ze Skandynawii jest w dużej mierze produkowana ze zamortyzowanych finansowo siłowni jądrowych i wodnych, a z Niemiec – z wiatru i słońca.** Jest to czynnik, który będzie oddziaływał na polski rynek w kolejnych latach, ponieważ wynika to z zasad współpracy między operatorami krajowych systemów przesyłowych i dyrektyw regulujących minimalne poziomy połączeń transgranicznych (tzw. Net Transfer Capacity).

Rozważając kwestię obniżenia cen energii, trzeba odpowiedzieć na pytanie, kiedy są one wysokie, a kiedy niskie. Zróżnicowanie cen jest uzależnione od czasu, w którym pobór energii ma miejsce. Z jednej strony obserwujemy zróżnicowanie na przestrzeni godzin doby i dni tygodnia. Z drugiej strony zróżnicowanie ze względu na porę roku.

W Tabeli 3 zostały zestawione ze sobą ceny bazowe z cenami w szczycie. Ceny bazowe mają zastosowanie do poboru energii niezależnie od tego, w jakich godzinach doby i w jakich dniach tygodnia ten pobór ma miejsce. Ceny w szczycie odnoszą się do odbiorów w godzinach 8.00-22.00 w dni robocze. Ceny w szczycie są średnio o 49 zł/MWh wyższe od cen bazowych.

W układzie kwartalnym ceny są zwykle najwyższe w III kwartale roku, co dobrze widać na zestawieniu danych dla roku 2017 w Tabeli 3 (kolejne lata były zaburzone dynamicznymi zmianami cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w latach 2018-19 i spodziewanym kryzysem gospodarczym w roku 2020). Jest to spowodowane kompozycją *merit order*. W okresie grzewczym, czyli I i IV kwartale, do systemu dostarczana jest energia z elektrociepłowni, które charakteryzują się niskim krótkookresowym kosztem krańcowym pod warunkiem pracy w kogeneracji. W Tabeli 1 podano sprawność bloków kogeneracyjnych na gaz – kiedy pracują w skojarzeniu, to osiągają sprawność 90%, a kiedy pracują w trybie kondensacyjnym – 60%. Czyli w okresie niskich temperatur powietrza atmosferycznego w KSE jest dostępne dużo mocy kogeneracyjnych, które są konkurencyjne cenowo i obniżają ceny rynkowe.

Rok	Kwartał	Cena bazowa (BASE)	Cena w szczycie (PEAK)	Różnica
		zł/MWh		
2017	I	157	197	40
	II	163	204	41
	III	175	226	51
	IV	163	206	43
2018	I	176	222	46
	II	202	246	44
	III	243	305	62
	IV	278	348	70
2019	I	278	362	84
	II	258	300	42
	III	273	317	44
	IV	238	317	79
2020	I	227	274	47
	II	177	199	22
	III	199	229	30
	IV	182	221	39
Przeciętna różnica w cenie				49

Tabela 3. Notowania kwartalnych kontraktów terminowych

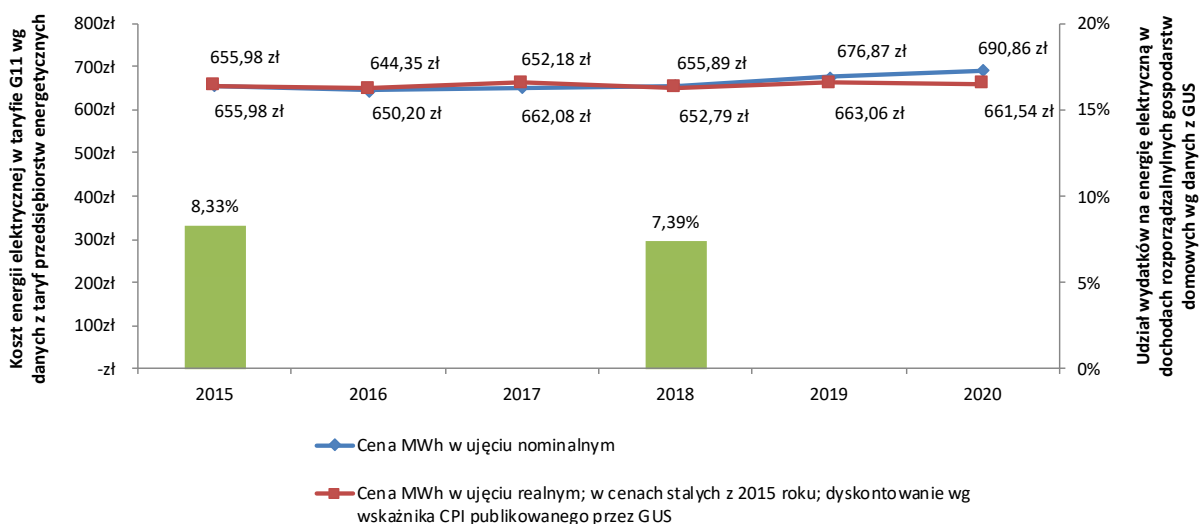
Komentarz: ceny z ostatniego notowania przed rozpoczęciem dostaw w ramach danego kontraktu kwartalnego; zwykle to był 27 lub 28 dzień miesiąca poprzedzającego; w przypadku III i IV 2020 notowania z 27 marca 2020.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Czyli ceny energii są średnio wyższe w godzinach szczytu i w okresie letnim. Interwencja, mająca na celu ogólny spadek cen powinna być skierowana właśnie w te przedziały czasowe. I tutaj znowu wracamy do elektrowni słonecznych, które ze swej natury pracują wyłącznie w dzień, od wschodu do zachodu słońca, co wpisuje się w przedział czasowy między 8.00 a 22.00, oraz w okresie letnim. Dlatego rozwój tej technologii jest kluczowy dla obniżenia cen. W Niemczech, gdzie moc zainstalowana elektrowni słonecznych przekroczyła 40 GW, ceny w środku dnia spadają w dni o dużym nasłonecznieniu.

### 3.5 Udział kosztów energii elektrycznej w wydatkach gospodarstw domowych

W tej części jest analizowane obciążenie gospodarstw domowych kosztami energii elektrycznej. Jest to z oczywistych powodów ważne dla obywateli, ale też dla decydentów politycznych. We wcześniejszych częściach raportu została zilustrowana zmienność cen hurtowych energii elektrycznej i mogłoby się wydawać, że dotyczy to także cen detalicznych. Jednak szczególnie w sektorze gospodarstw domowych, dla których oferta przedsiębiorstw energetycznych jest kodowana nazwą taryfa G, mamy szereg mechanizmów bardzo zawężających zmienność kosztów energii: regulowanie cen przez URE, niechęć polityków do obciążania obywateli dodatkowymi kosztami, wysoki udział kosztów dystrybucji w koszcie zaopatrzenia w energię.



Rys. 3. Koszt energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w ujęciu nominalnym i realnym wyrażona jako zł/MWh i udział wydatków na energię elektryczną w dochodzie rozporządzalnym gospodarstw domowych

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z GUS oraz z taryf dystrybucyjnych i obrotowych przedsiębiorstw Enea, Energa, PGE i Tauron z lat 2015-20.

Ceny dla gospodarstw domowych są regulowane. W październiku / listopadzie, który poprzedza rok obowiązywania nowej taryfy, przedsiębiorstwa dystrybucyjne i obrotowe, które obsługują minimum 100 tys. gospodarstw domowych, składają wniosek taryfowy. Jest on rozpatrywany przez Prezesa URE, i w pewnym sensie negocjowany, tzn. są doprecyzowywane założenia i parametry kosztowo-techniczne przyjęte do wyliczeń. W przypadku dużych rozbieżności w nieformalne negocjacje włącza się minister nadzorujący energetykę w rządzie i dyscyplinuje państwowe koncerny narzędziami kontroli i nadzoru właścicielskiego. Zwykle w połowie grudnia Prezes URE akceptuje nową taryfę.

Konstrukcja opłat za energię dzieli się na dwie podstawowe składowe – opłaty za energię czynną oraz opłaty za usługi dystrybucyjne i przesyłowe, które w typowym rachunku gospodarstwa domowego reprezentują po 50% całości. Jeżeli energia czynna drożeje o 10%, a usługi dystrybucyjne pozostają na tym samym poziomie, to koszt zaopatrzenia w energię wzrasta o 5%. Czyli struktura rachunku za energię jest swoistym buforem łagodzącym zmienność cen hurtowych energii.

Na rys. 3 został odzwierciedlony koszt megawatogodziny ponoszony przez przeciętne gospodarstwo domowe. Linia niebieska odzwierciedla koszty nominalne, a linia czerwona koszty realne (po odliczeniu inflacji). Po pierwsze wzrost kosztów w okresie 2015-2020 jest bardzo skromny, zarówno w ujęciu nominalnym jak i realnym, dopiero w roku 2019 (a więc po wzroście cen hurtowych energii o 60%) dostrzegamy wzrost nominalny o 21 zł (o 10 zł w ujęciu realnym) względem roku 2015, rok później o 35 zł w ujęciu nominalnym (o 19 zł w ujęciu realnym). Czyli między 2015 a 2020 wzrost realny kosztu zaopatrzenia w energię wyniósł 2,9%. Jest to bardzo niewielki wzrost. Jednak trzeba wziąć pod uwagę, że był łagodzony przez rząd tzw. zamrożeniem cen prądu w 2019 r.

Wniosek z poprzedniego akapitu potwierdzają dane GUS (2019) zbierane w cyklicznych (raz na 3 lata) badaniach gospodarstw domowych (zielone słupki na rys. 3). Między 2015 a 2018 roku udział wydatków na energię elektryczną spadł z 8,33% do 7,39%, co w dużej mierze jest wytłumaczone wzrostem dochodu rozporządzalnego na osobę o 21% (z 1386 zł do 1675 zł). Przy czym spadek udziału wydatków na energię elektryczną jest mniej głęboki niż wzrost dochodu ze względu na jednoczesny wzrost ilości zużywanej energii o 9,3% (w przeliczeniu na gospodarstwo domowe z 2.173 kWh do 2.375 kWh). Na gruncie mikroekonomii interpretacja tego zjawiska jest jednoznaczna – przy stabilnym poziomie cen i wzroście dochodu zwiększenie konsumpcji energii odzwierciedla efekt dochodowy. Czyli gospodarstwa domowe się wzbogaciły i mogą zużywać więcej danego dobra poprzez wyposażenie domu w kolejne urządzenia elektryczne.

GUS nie opublikował danych o budżetach gospodarstw domowych w roku 2019, ale z dużym prawdopodobieństwem ten trend się utrzymał. Zupełnie inaczej sytuacja będzie przedstawiać się w roku 2021:

- Od 1 października 2020 roku koszty zaopatrzenia w energię wzrosną o opłatę mocową, czyli o min. 42zł/MWh netto (52 zł/MWh z VAT), czyli o 7,5% (z 691 zł/MWh w 2020 roku do 743 zł/MWh w 2021 roku)
- Dochody rozporządzalne gospodarstw domowych spadną o minimum 10% względem 2018 roku
- Zużycie energii elektrycznej pozostanie na poziomie z 2018 roku

Wykorzystując te założenia do oszacowania udziału wydatków na energię elektryczną w dochodzie rozporządzalnym gospodarstw domowych, otrzymujemy wynik 10,3%. Jest to wzrost o blisko 3 punkty procentowe wobec roku 2018 (tzn. z 7,4%). Inaczej mówiąc, opłata mocowa będzie niezwykle silnym bodźcem kosztowym, uderzającym w zubożałe gospodarstwa domowe, które ze względu na ograniczenia wywołane epidemią koronawirusa będą musiały przeznaczyć znacznie większą część swojego budżetu domowego na zaopatrzenie w energię elektryczną.

Pierwszą reakcją może być stwierdzenie, że powinniśmy przesunąć pobór tej opłaty o rok lub dwa lata. Tyle jednak, że OSP zawarło umowy finansowe ze zwycięzcami aukcji, które zostały przewidziane w ustawie o rynku mocy. Nie ma możliwości niewywiązania się z tych umów przez OSP, ponieważ podważyłoby to wiarygodność systemu, uderzyło w wiarygodność finansową przedsiębiorstw energetycznych wobec instytucji finansujących, doprowadziłoby do załamania spółek akcyjnych na GPW, w perspektywie czasu mogłoby dojść do bankructw oraz unieruchomienia bloków energetycznych, które miały być podstawą bezpieczeństwa.

Drugą reakcją może być propozycja, żeby budżet państwa przez rok lub dwa lata ponosił koszty wywiązania się z umów na dostawę mocy zawartych przez OSP (koszt roczny wynosi 5,4 mld zł). Jednak jest to myślenie z dawnego repertuaru. Pakiet takich działań został wprowadzony w roku 2019 i bardzo zawęził pole manewru rządzącym, np. obniżenie akcyzy z 20 na 5 zł/MWh. W dobie recesji gospodarczej rząd zaoferował 300 mld zł pomocy, w dużej mierze bezzwrotnej, przy jednoczesnym prawdopodobnym załamaniu się przychodów do budżetu z podatków i innych danin publicznych. Czynnikiem łagodzącym wzrost cen energii w 2020 r. ma być kolejne rekompensowanie wzrostu cen, ale nie będzie ono miało powszechnego charakteru jak rozwiązania na 2019 rok.

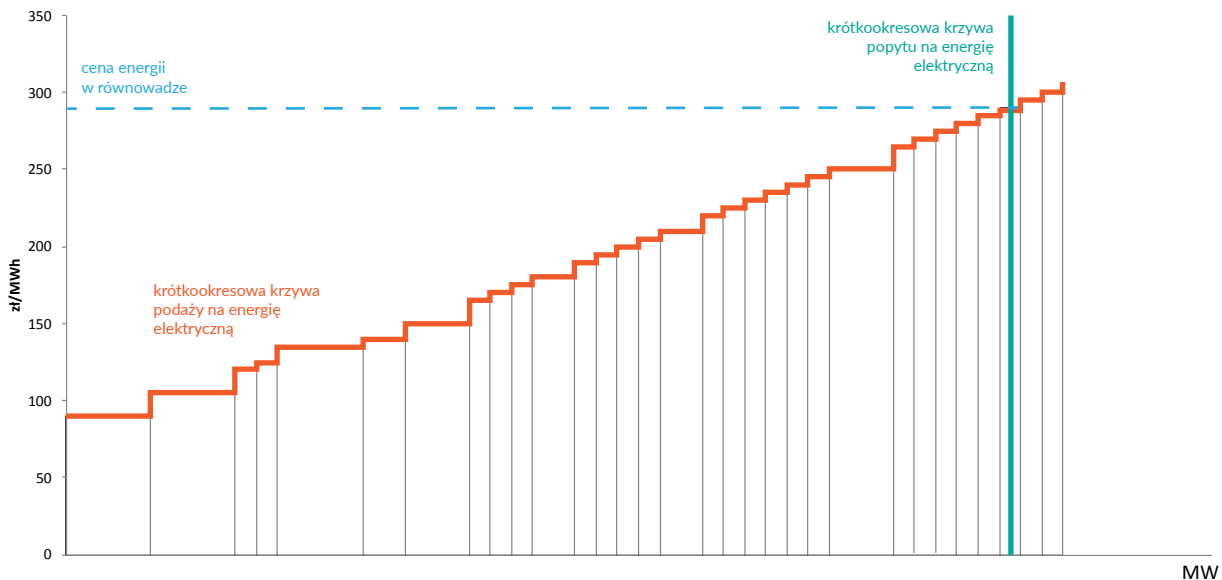
Wnioskiem z tej analizy jest to, że rząd, chcąc zmniejszyć obciążenie odbiorców kosztami zaopatrzenia w energię elektryczną, musi poszukać innych sposobów na zmniejszenie cen energii. Nie chodzi przecież tylko o gospodarstwa domowe, które po pierwsze cieszyły się bardzo silną ochroną w latach 2015-19, ale szereg innych odbiorców – przedsiębiorstwa, sektor usług publicznych, instytucje administracji centralnej i samorządowej. Propozycją wyjścia z tego impasu jest przebudowa *merit order* poprzez podwojenie tempa rozwoju sektora energetyki słonecznej do roku 2023. Koncepcja tego działania jest przedstawiona w kolejnej części raportu.

## 4. Przebudowa *merit order* – sposób na trwałą obniżkę cen

Istotą przedstawionej tutaj koncepcji jest rozróżnienie dwóch kluczowych pojęć dla sektora elektroenergetyki – *energy mix* oraz *merit order*. Jedno i drugie pojęcie odnosi się do produkcji energii:

- *Energy mix* pokazuje jaka jest przeciętna struktura wytwórcza w danym okresie, zwykle na przestrzeni roku kalendarzowego. W Polsce *energy mix* w ok. 74% stanowi energia wytworzona z węgla, 9% z gazu ziemnego, 15% z odnawialnych źródeł energii i 2% z innych źródeł. Pojęcie to jest szczególnie użyteczne do analizowania polityki surowcowej lub emisyjności.
- *Merit order* pokazuje uszeregowanie poszczególnych źródeł wytwórczych pracujących w systemie wg krótkookresowego kosztu krańcowego wytworzenia megawatogodziny w danym punkcie na osi czasu, zwykle w kadencji jednogodzinnej lub 15-minutowej<sup>2</sup>. Pojęcie to jest kategorią ściśle ekonomiczną, a obwiednia górnych krawędzi prostokątów obrazujących poszczególne źródła jest po prostu krótkookresową krzywą podaży. Ponieważ rozpatrujemy bardzo krótkie przedziały czasu, to popyt jest oznaczony krzywą pionową (na rys. 4 jest to żółta kreska). Przecięcie krzywej podaży z krzywą popytu wyznacza punkt równowagi rynku energii w danym interwale czasowym.
- W kontekście cen energii kluczowym pojęciem jest *merit order*, ponieważ decyduje on tym, na jakim poziomie będą kształtowały się ceny. Dwa systemy energetyczne o takim samym *energy mix* mogą mieć zasadniczo różne ceny równowagi. Dla wyznaczenia ceny kluczowe są źródła energii, które wchodzą do *merit order* na końcu.

2. W języku statystyki opisowej ten typ wykresu jest histogramem, w którym szerokość słupka odzwierciedla ilość mocy wprowadzanej do sieci przez dane źródło, a wysokość słupka krótkoterminowy koszt krańcowy wytworzenia megawatogodziny.



Rys. 4. Szkic przykładowego *merit order*

Źródło: opracowanie własne.

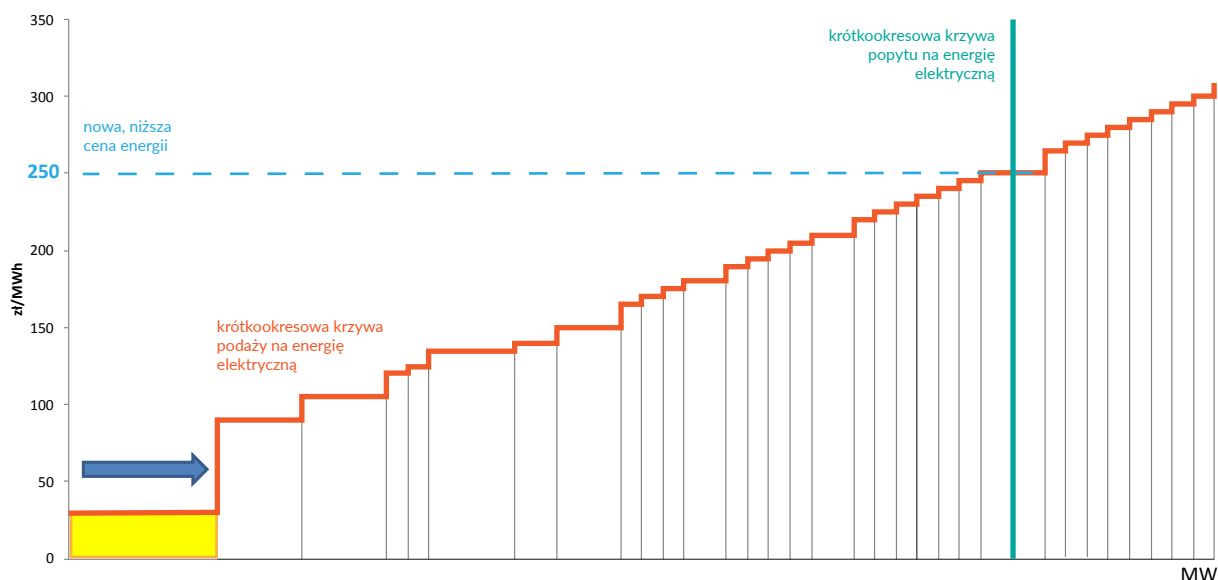
Wprowadzenie do systemu dużej ilości mocy zainstalowanej w elektrowniach słonecznych, co zostało oznaczone żółtym prostokątem na rys. 5, spowoduje przesunięcie pozostałych źródeł wytwórczych w prawo w *merit order*. Przyniesie to obniżenie ceny równowagi:

- W porach roku, kiedy Polska jest dobrze nasłoneczniona, co trwa zazwyczaj od kwietnia do września, ale w ostatnich latach również w marcu i październiku; przy czym kluczowe jest oddziaływanie na *merit order* w III kwartale, bo tradycyjnie w tym okresie ceny są najwyższe
- W godzinach pracy elektrowni słonecznych, a więc w środku dnia, kiedy jest największe obciążenie systemu i najwyższe ceny równowagi w dni robocze (czyli 5 dni z 7)
- W trakcie fal upałów bądź w dni o bardzo wysokiej temperaturze powietrza atmosferycznego, kiedy KSE jest dodatkowo dociążane pracą systemów wentylacyjnych i klimatyzacyjnych, a z drugiej strony pojawiają się problemy w pracy systemu energetycznego takie, jakie wystąpiły latem 2015 roku
- Obniżka ceny nie jest proporcjonalna do ilości wprowadzonej energii elektrycznej z elektrowni słonecznych (ponieważ nie one wyznaczają cenę równowagi), ale od różnicy po między krótkookresowym kosztem krańcowym tego źródła, które pracowałyby w systemie, gdyby nie było dodatkowych mocy elektrowni słonecznych, a kosztem źródła, które wyznacza cenę równowagi po wprowadzeniu dodatkowych mocy
- Strumień wartości, który uzyskają odbiorcy będzie równy zapotrzebowaniu na moc (w tym przykładzie 23 000 MW, co jest akurat średniorocznym typowym



zapotrzebowaniem w polskim systemie), a różnicą w kosztach wspomnianą w poprzednim akapicie

- Gdyby było to 30 zł, to przez jedną godzinę odbiorcy uzyskiwaliby korzyści w wysokości 690 tys. zł; gdyby to trwało przez 2000h w roku (czyli przez ¼ czasu w roku), to łączne korzyści wyniosłyby 1,38 mld zł/rok



Rys. 5. Szkic przykładowego *merit order* z dodanymi mocami elektrowni słonecznych

Krótkookresowa krzywa popytu na energię elektryczną jest pionowa, ponieważ w danej chwili odbiorcy nie są w stanie reagować na bodźce cenowe; jest ona równa zapotrzebowaniu na energię, które w słoneczny dzień roboczy wynosi ok. 23 000 MW.

Źródło: opracowanie własne.

Nie należy mylić 2000h podanych we wcześniejszym oszacowaniu z ekwiwalentem godzin pracy przeciętnej elektrowni słonecznej pracującej przy pełnym obciążeniu, czyli z liczbą godzin z przedziału 950-1100h dla Polski. Elektrownie słoneczne pracują zawsze, kiedy jest promieniowanie słoneczne, ale nie z pełną nominalną wydajnością. Przedział 950-1100h jest stosowany do oszacowania wolumenu energii produkowanego w roku przez elektrownię słoneczną. Czyli podanie do systemu mocy na poziomie 3 GW, przeciętnie w okresie kwiecień-wrzesień, będzie wymagało zainstalowania ok. 12 GW mocy.

Jest to działanie zgodne z zasadą poszukiwania poprawy efektywności systemu i uzyskiwania efektów synergii. Z jednej strony obniżamy ceny energii dla odbiorców, z drugiej strony rozwiązujemy szereg problemów systemowych i jakościowych nękających KSE. Ostatnie sezony letnie pokazywały systematyczny wzrost temperatur, być może jest to chwilowe zachwianie pogodowe, ale nie można wykluczyć pewnej tendencji wywoływanej zmianami klimatycznymi, a to oznaczałoby działanie KSE w coraz częstszych okresach suszy i fal upałów.

## 5. Cele i instrumenty

### Działanie nr 1: Zmniejszenie ceny hurtowej energii elektrycznej w lecie

- Sposób realizacji:
  - Wskazanie rozwoju energetyki słonecznej jako priorytetu w PEP
  - Ogłoszenie dodatkowych aukcji OZE na energię z elektrowni słonecznych
  - Zwiększenie wskaźnika rozliczeń z siecią do 0,9 w mechanizmie *net meteringu*
- Podmioty odpowiedzialne:
  - Inicjatywa Ministra Klimatu, decyzja Rady Ministrów
  - Działania administracyjne – URE
  - Działania inwestycyjne – przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe
- Harmonogram:
  - 2020: podjęcie decyzji politycznej, wykonanie zmian legislacyjnych
  - 2021: ogłoszenie i rozstrzygnięcie aukcji
  - 2022-2023: przygotowanie i realizacji inwestycji
  - 2023-2024: uruchomienie elektrowni słonecznych
  - 2021-2023: przyspieszony rozwój segmentu mikroelektrowni słonecznych
- Efekt bezpośredni:
  - Wzrost mocy elektrowni i mikroelektrowni słonecznych do 12 GW z obecnych 2 GW
  - Obniżenie cen energii w okresie letnim w szczycie o 10-15%
- Efekt synergiczny:
  - Zwiększenie udziału energii odnawialnej zgodnie z Zielonym Ładem
  - Zmniejszenie emisji do powietrza CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, rtęci i innych substancji
  - Zmniejszenie ryzyka blackoutu w okresie upałów letnich

## Działanie nr 2: Zmniejszenie ceny hurtowej energii elektrycznej w zimie

- Sposób realizacji:
  - Wskazanie rozwoju energetyki wiatrowej jako priorytetu PEP
  - Wykreślenie z prawa zapisów ustawy odległościowej
- Podmioty odpowiedzialne:
  - Inicjatywa Ministra Klimatu, decyzja Rady Ministrów
  - Działania legislacyjne – Sejm
  - Działania inwestycyjne – przedsiębiorstwa
- Harmonogram:
  - 2020: podjęcie decyzji politycznej, przeprowadzenie zmian legislacyjnych
  - 2021-2025: przygotowanie inwestycji
  - 2026-2030: uruchomienie elektrowni wiatrowych na lądzie
- Efekt bezpośredni:
  - Wzrost mocy lądowych elektrowni wiatrowych do 12 GW w 2030 (względem 9,3 GW, które będą działały na koniec 2023 roku )
  - Obniżenie cen energii w okresie zimowym w szczycie o 5-10%
- Efekt synergiczny:
  - Zwiększenie udziału energii odnawialnej zgodnie z Zielonym Ładem
  - Zmniejszenie emisji do powietrza CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, rtęci i innych substancji

### Działanie nr 3: Zwiększenie elastyczności pracy Krajowego Systemu Energetycznego

- Sposób realizacji:
  - Wskazanie rozwoju energetyki gazowej jako priorytetu w PEP
  - Zastąpienie starych bloków węglowych o mocy 100-200 MW blokami gazowymi
- Podmioty odpowiedzialne:
  - Inicjatywa Ministra Klimatu, decyzja Rady Ministrów
  - Działanie w ramach nadzoru właścicielskiego – Minister Aktywów Państwowych
  - Prezes URE – wydanie zgody na przyspieszone wycofanie starych bloków węglowych
  - Działanie inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych
- Harmonogram:
  - 2020: przyjęcie nowej Polityki Energetycznej Państwa
  - 2021-2023: pozyskanie kontraktów dla nowych inwestycji w ramach rynku mocy
  - 2022-2026: przygotowanie inwestycji i wybór wykonawców
  - 2023-2029: realizacja inwestycji
  - 2026-2030: uruchomienie elektrowni gazowych
- Efekt bezpośredni:
  - Dodatkowy wzrost mocy elektrowni gazowych o 6-8 GW
  - Zwiększenie elastyczności pracy KSE
  - Zmniejszenie korelacji pomiędzy cenami CO<sub>2</sub> a cenami energii
- Efekt synergiczny:
  - Możliwość integracji z KSE większych mocy OZE
  - Poprawa struktury jakościowej zasobów wytwórczych pracujących w KSE
  - Zmniejszenie emisji do powietrza CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, rtęci i innych substancji

#### Działanie nr 4: Zmniejszenie zużycia energii u odbiorców

- Sposób realizacji:
  - Wskazanie efektywności energetycznej jako priorytetu w PEP
  - Usprawnienie mechanizmu białych certyfikatów, szczególnie w odniesieniu do procesu weryfikacji oszczędności energetycznych i przyznawania certyfikatów
  - Wprowadzenie 100% obligo umarzania białych certyfikatów
  - Uruchomienie rzeczywistego, aktywnego, płynnego rynku przygotowania i realizacji inwestycji w efektywność energetyczną
- Podmioty odpowiedzialne:
  - Inicjatywa Ministra Klimatu, decyzja Rady Ministrów
  - Zmiany legislacyjne – Sejm
  - Prezes URE – działania organizacyjne i administracyjne
  - Działanie inwestycyjne podmiotów zobowiązanych, agregatorów, odbiorców
- Harmonogram:
  - 2020: przyjęcie nowej Polityki Energetycznej Państwa
  - 2020: zmiana legislacyjna – wprowadzenie 100% obligo umarzania certyfikatów, zniesienie opłaty zastępczej, wprowadzenie kary w wysokości 5-krotności obecnej opłaty zastępczej
  - 2021: digitalizacja procesu weryfikacji oszczędności energetycznych i przyznawania certyfikatów
  - 2022-2030: realizacja szerokiego portfela inwestycji w energooszczędność
- Efekt bezpośredni:
  - Uzyskanie rzeczywistych oszczędności energii na poziomie 0,8% rocznie wolumenu energii sprzedawanego lub zużywanego przez podmioty zobowiązane
  - Trwałe zmniejszenie zużycia energii o ponad 8% w grupie podmiotów zobowiązanych w roku 2030 względem roku 2020
- Efekt synergiczny:
  - Rozwój rynku i usług związanych z energooszczędnością
  - Zwiększenie rezerwy zasobów wytwórczych w KSE poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania
  - Zmniejszenie emisji do powietrza CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, rtęci i innych substancji

## Działanie nr 5: Ograniczenie ubóstwa energetycznego

- Sposób realizacji:
  - Wskazanie ochrony gospodarstw domowych zagrożonych ubóstwem energetycznym jako priorytetu w PEP
  - Przebudowa dodatków energetycznych, dystrybucja tej pomocy finansowej poprzez przedsiębiorstwa obrotu energią
- Podmioty odpowiedzialne:
  - Inicjatywa Ministra Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej, decyzja Rady Ministrów
  - Zmiany legislacyjne – Sejm
  - Działania operacyjne – przedsiębiorstwa energetyczne
- Harmonogram:
  - 2020: przyjęcie nowej Polityki Energetycznej Państwa
  - 2020: zmiana legislacyjna – zmiana kryteriów, sposobu przyznawania i wypłacania dodatków energetycznych
  - 2021: digitalizacja procesu i wdrożenie w dodatków energetycznych w nowej formule
  - 2022-2023: skierowanie strumienia pomocy do gospodarstw domowych zagrożonych ubóstwem energetycznym
- Efekt bezpośredni:
  - Zmniejszenie intensywności i obszaru ubóstwa energetycznego
- Efekt synergiczny:
  - Zachowanie efektu bodźcowego poprzez kształtowanie cen dla gospodarstw domowych we zdrowej proporcji względem cen hurtowych

## Działanie nr 6: Uzdrawienie górnictwa węgla kamiennego

- Sposób realizacji:
  - Jasna ścieżka wychodzenia z górnictwa węgla kamiennego wskazana w PEP
  - Zamknięcie nierentownych kopalń
  - Zaprzestanie wydobywania węgla o niskiej jakości
- Podmioty odpowiedzialne:
  - Inicjatywa Ministra Klimatu, decyzja Rady Ministrów
  - Działanie w ramach nadzoru właścicielskiego – Minister Aktywów Państwowych
  - Wykonanie restrukturyzacji – Zarząd PGG
- Harmonogram:
  - 2020: przyjęcie nowej Polityki Energetycznej Państwa
  - 2020-2021: opracowanie planu restrukturyzacji górnictwa
  - 2022-2030: proces restrukturyzacji
- Efekt bezpośredni:
  - Odciążenie budżetu państwa i koncernów energetycznych od bezpośrednich i pośrednich subsydiów na rzecz górnictwa
  - Poprawa stanu środowiska i jakości życia w bezpośrednim sąsiedztwie kopalń
- Efekt synergiczny:
  - Uzyskanie mocnej pozycji w negocjacjach z Komisją Europejską w/s polskich zobowiązań wynikających z Zielonego Ładu
  - Zmniejszenie emisji do powietrza CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, rtęci i innych substancji

## 6. Podsumowanie

Kryzys gospodarczy spowodowany COVID-19 niesie ogromne skutki dla gospodarki i społeczeństwa. Polska prawdopodobnie doświadczy pierwszej recesji w okresie trzech dekad transformacji. Podejmowanych jest szereg działań, aby zminimalizować skutki dla przedsiębiorstw i konsumentów, głównie przez rządowe programy pomocowe. Jednak kryzys, i prawdopodobna recesja, jest także ważnym momentem, w którym można podjąć istotne decyzje dotyczące rynku energii w Polsce, które przełożą się na utrzymanie, a nawet zwiększenie, konkurencyjności polskich przedsiębiorstw, a odbiorcom detalicznym umożliwią dostęp do energii po akceptowalnej cenie, co jest niezwykle ważne w sytuacji prognozowanego spadku ich dochodów.

Dlatego tak ważne jest podjęcie w przestrzeni publicznej dyskusji i działań mających na celu osiągnięcie konkurencyjnych cen energii poprzez przebudowę struktury wytwórczej w energetyce. . Służy temu przedstawiona diagnoza sytuacji oraz rekomendacje działań sformułowane w raporcie. Spośród wielu szczegółowych zaproponowanych rozwiązań, najważniejsze jest zwiększenie mocy źródeł zeroemisyjnych (elektrowni wiatrowych i słonecznych), zmniejszenie wpływu na ceny energii źródeł wytwarzania opartych o surowce kopalne (przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny), a także przyjęcie nowego modelu walki z ubóstwem energetycznym. To kroki w naszym przekonaniu konieczne, aby wyjść z kryzysu w najbliższych latach i dzięki konkurencyjnym cenom energii powrócić na ścieżkę trwałego wzrostu gospodarczego.



- Bronk, L., B. Czarnecki, R. Magulski (2019), Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania, Instytut Energetyki dla Forum Energii,  
<https://forum-energii.eu/pl/analizy/elastycznoscckse>
- Grupa Kapitałowa PGE (2020), Wyniki finansowe i operacyjne Grupy PGE za 2019 r., komunikat prasowy,  
<https://www.gkpge.pl/biuro-prasowe/komunikaty-prasowe/korporacyjne/wyniki-finansowe-i-operacyjne-grupy-pge-za-2019-r>
- Grupa Kapitałowa Tauron (2020), Grupa TAURON: Solidne wyniki finansowe - 3,6 mld zł EBITDA w 2019 r., komunikat prasowy,  
<https://media.tauron.pl/pr/495338/grupa-tauron-solidne-wyniki-finansowe-3-6-mld-zl-ebitda-w-2019-r>
- Maćkowiak-Pandera, J. i J. Rączka (2015), Niedobory mocy w polskim systemie elektroenergetycznym w sierpniu – komentarz Forum Analiz Energetycznych,  
<https://www.forum-energii.eu/pl/blog/niedobory-mocy-w-2015-r>
- URE (2020), Charakterystyka rynku energii elektrycznej. Rynek hurtowy,  
<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/charakterystyka-ryнку/8281,2018.html>
- NIK (2019), Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012-18. Informacja o wynikach kontroli,  
<https://www.nik.gov.pl/plik/id,21644,vp,24294.pdf>
- Polskie Sieci Energetyczne (2020), Raporty miesięczne z funkcjonowania KSE, w wersji elektronicznej,  
<https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-miesieczne-z-funkcjonowania-kse/raporty-miesieczne>

## Spis tabel

Tabela 1. Bloki konwencjonalne, których budowę rozpoczęto lub ukończono w okresie 2015-2020 .....	16
Tabela 2. Ocena programu inwestycyjnego z lat 2015-2020 .....	17
Tabela 3. Notowania kwartalnych kontraktów terminowych .....	27

## Spis rysunków

Rys. 1. Zależność cen hurtowych energii elektrycznej od cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	23
Rys. 2. Zależność cen hurtowych energii elektrycznej od cen krajowego węgla kamiennego .....	24
Rys. 3. Koszt energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w ujęciu nominalnym i realnym wyrażona jako zł/MWh i udział wydatków na energię elektryczną w dochodzie rozporządzalnym gospodarstw domowych .....	28
Rys. 4. Szkic przykładowego <i>merit order</i> .....	32
Rys. 5. Szkic przykładowego <i>merit order</i> z dodanymi mocami elektrowni słonecznych.....	33

## Objaśnienie skrótów:

- ARE – Agencja Rynku Energii S.A.
- GPW – Giełda Papierów Wartościowych S.A.
- KSE – Krajowy System Energetyczny
- MWh – megawatogodzina
- NIK – Najwyższa Izba Kontroli
- OSP – Operator Systemu Przesyłowego, w Polsce wykonują tę funkcję PSE
- OZE – Odnawialne Źródła Energii
- PGG – Polska Grupa Górnicza S.A.
- PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
- TGE – Towarowa Giełda Energii S.A.
- URE – Urząd Regulacji Energetyki
- PEP -- Polityka Energetyczna Państwa

## Objaśnienie terminów angielskojęzycznych:

- *Blackout* – brak zasilania w całym Krajowym Systemie Energetycznym
- *Energy mix* – struktura wytwórcza zasobów energetycznych ze względu na rodzaj wykorzystywanej energii pierwotnej
- *Merit order* – wykres uporządkowany zasobów wytwórczych wg kryterium krótkookresowego kosztu krańcowego wytworzenia energii elektrycznej
- *Missing capacity* – niedobór mocy
- *Missing money* – niedobór pieniędzy
- *Net Transfer Capacity* – przepustowość połączeń transgranicznych netto