

Stanowisko ZPP ws. ochrony polskiego przemysłu przed wzrostami kosztów energii elektrycznej i gazu

Ceny energii elektrycznej, gazu, węgla, uprawnień do emisji CO₂ i biomasy w Europie osiągnęły rekordowo wysokie poziomy. Pandemia koronawirusa, przerwane łańcuchy dostaw, aż wreszcie inwazja Rosji na Ukrainę i embargo na rosyjskie surowce wywołały kryzys gazowo-energetyczny. Napędza on inflację w wyniku której rosną koszty produktów i usług. To powoduje, że rachunek ekonomiczny w wielu firmach osiągnął alarmujący poziom. Obserwujemy coraz więcej przypadków ograniczenia lub wstrzymania produkcji. Związek Przedsiębiorców i Pracodawców postuluje pilne podjęcie kroków w celu oceny skali zjawiska i wdrożenia działań, które pozwolą na zniwelowanie skutków potencjalnej recesji.

Decyzje wytwórców, w tym z branż energochłonnych, mają fundamentalne znaczenie dla stabilności dostaw licznych produktów. Producenci amoniaku i mocznika w całej Europie wstrzymali lub wyraźnie ograniczyli produkcję, czego powodem są wyłącznie bardzo silne wzrosty cen nośników energii. W oficjalnych komunikatach Grupy Azoty, wraz z informacją o ograniczeniu produkcji melaminy, podano: *„Grupa Azoty Puławy stale monitoruje poziom cen surowców i będzie dostosowywać swoją produkcję do sytuacji rynkowej. Na tę chwilę spółka nie jest w stanie oszacować precyzyjnie możliwych negatywnych skutków finansowych ograniczenia produkcji.”* oraz Anwil *„Cena nawozów po wznowieniu ich produkcji będzie odzwierciedlała aktualną cenę gazu ziemnego oraz uwarunkowania rynkowe”*.

Przemysł w 2021 r. odpowiadał w Polsce za 63% zużycia gazu (dane MKiŚ; całkowity wolumen zużycia gazu w 2021 r. wyniósł 20,5 mld m³) i około 30% energii elektrycznej, a więc blisko 50 TWh. Wartości te byłyby jeszcze wyższe gdybyśmy doliczyli „dużych” pracodawców (a niekoniecznie firmy produkcyjne) u których koszty mediów zajmują wysoką pozycję w strukturze kosztów. Ogromna zmienność cen na rynkach hurtowych, stawia w trudnej pozycji zarówno spółki z sektora gazowego i elektroenergetycznego, jak i wiele podmiotów, które starają się przerzucić koszty na odbiorców. Producenci z jednej strony potrzebują gazu do procesów chemicznych i technologicznych, z drugiej zaś zmagają się z wysokimi cenami energii i CO₂. Coraz więcej branż narażonych jest na brak rentowności, w wyniku czego będą one ograniczały lub w skrajnych przypadkach wstrzymywały produkcję. Dotyczy to nie tylko przemysłu chemicznego, ale także farmaceutycznego, mineralnego (cement, ceramika), spożywczego, celulozowego oraz metalurgicznego. Ograniczenia w produkcji surowego CO₂ wpływają negatywnie na wytwórców leków i branżę spożywczą, którzy bez dostępu do m.in. CO₂, suchego lodu i kwasu azotowego, mogą być zmuszeni do ograniczania produkcji lub do jej zatrzymania. suchego lodu mogą być zmuszeni do ograniczania produkcji. Z dużymi problemami borykają się kopalnie i huty metali. Wysokie ceny nośników energii również przekładają się na wysokie koszty produktów rafineryjnych. W wyniku rosnącej inflacji i hamującego popytu trudno dziś myśleć o przerzuceniu rosnących kosztów działalności na odbiorcę końcowego, którego zwyczajnie przestanie być stać aby nabyć produkty spoza podstawowego koszyka potrzeb. Na spowolnieniu gospodarczym ucierpią też poddostawcy, m.in. z branż motoryzacyjnej i meblarskiej, z uwagi na spadek zamówień płynących do nich zarówno z Polski jak i spoza jej granic (np. z Niemiec). Paraliżem transportu grożą rosnące ceny i/lub brak płynu AdBlue. Podstawą produkcji płynu AdBlue jest amoniak, który na skalę przemysłową produkują zakłady chemiczne. W Polsce jest to Grupa Azoty. Ograniczenie produkcji metali może natomiast spowodować przerwanie łańcuchów dostaw w sektorze budownictwa i energetyki, co powinno niepokoić zwłaszcza w obliczu wyzwań związanych

z niezbędnymi inwestycjami w polskie sieci przesyłowe. Ceny energii wpływają negatywnie na transport publiczny, w tym kolej, która potrzebuje dziś środków na rozwój i inwestycje, realizując zadania transformacji transportu zbiorowego w kierunku bardziej ekonomicznym i ekologicznym.

Jeśli nie podejmiemy pilnych działań niwelujących skutki drastycznego wzrostu bazy kosztowej przedsiębiorstw wytwórczych zahamowany zostanie rozwój w większości branż-filarów krajowej gospodarki. I choć wszelkie rozwiązania oparte na interwencjonizmie państwowym wymagają głębokiego przemyślenia z uwagi na ich skutki ekonomiczne i społeczne, tak w tym wypadku bez pomocy państwa może być niezwykle trudno utrzymać firmom ciągłość działania. Niejednokrotnie dotyczyć będzie to branż, których niezaburzone funkcjonowanie ma fundamentalne znaczenie dla naszego zdrowia i dostępu do produktów i usług, które uznajemy za podstawowe (np. sektor chemiczny, który dostarcza produkty do służby zdrowia i produkcji żywności).

Sytuacja wymaga pilnej reakcji i dobrania, prócz rozłożonych w czasie rozwiązań systemowych, adekwatnych działań doraźnych możliwych do zastosowania bez wywracania do góry nogami istniejącego porządku prawnego, czy reguł rynku gazowo-energetycznego. Konieczne jest więc opracowanie rozwiązań w ramach istniejących i sprawdzonych mechanizmów – po to by ograniczyć do minimum wysiłek prawodawczy i organizacyjny. Firmy potrzebują bowiem wsparcia już dziś, a nie za kilka miesięcy czy kwartałów. Jeżeli dotychczas stosowane mechanizmy nie pozwolą na stabilizację cen energii, należy rozważyć nowe mechanizmy.

W przypadku pilnej reakcji administracji rządowej na obecną sytuację cen nośników energii rozważone powinny być również mechanizmy inne niż stosowane dotychczas i zgodnie z materiałem Komisji Europejskiej „*Non-paper on emergency electricity interventions*”, dotyczącym reakcji UE na dramatyczną sytuację na rynku energii i gazu. Dla wdrażanych rozwiązań należy zapewnić zgodność z wymogami prawa UE (np. „*Temporary Crisis Framework*”, który dedykowany jest wielu branżom przemysłu).

Bez wsparcia przemysłu możemy mieć do czynienia z falą upadłości

Aspektem wysuwającym się na pierwszy plan w zakresie niezbędnych do podjęcia inicjatyw jest próba odciążenia odbiorców energii i gazu, dla których obecne, rekordowo wysokie ceny na rynku hurtowym wiążą się z brakiem zdolności do pokrycia dzisiejszych i przyszłych zobowiązań. Firmy te zagrożone są utratą płynności, która niezwykle szybko doprowadzić może do pogorszenia kondycji finansowej przedsiębiorstw.

Posłużyć można się tu przykładem wytwórców metali. Z jednej strony bowiem udział kosztów energii w kosztach ich działalności wzrósł istotnie, z drugiej zaś notowania metali po okresie wzrostów - aktualnie spadają. Możliwość uzyskiwania zysków z prowadzonej działalności w tym wypadku ograniczona jest więc ogólno-rynkowym trendem cenowym, a więc przełożenie wyższych kosztów operacyjnych na odbiorców końcowych nie będzie w takich przypadkach możliwe. Skutki tej sytuacji widać już w wielu europejskich państwach, w których zamykane są huty cynku, zakłady produkcji aluminy czy hydrolizy aluminium. Przykład ten dotyczy szeregu branż i obciąża całe łańcuchy podwykonawczo-dostawcze.

Poziom cen energii wymaga analizy

Zagadnieniem wymagającym głębszej analizy jest skala wzrostu w ostatnich miesiącach cen energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz na rynku mocy.

Proces zawierania kontaktów na sprzedaż energii elektrycznej z realizacją w roku „n” następuje w głównej mierze w okresie roku „n-1”. Strategia tej kontraktacji budowana i realizowana jest w oparciu o prognozowaną dla roku „n” cenę paliwa i uprawnień do emisji CO₂. Rynek gazu w tym względzie funkcjonuje bardzo podobnie, a tegoroczny rekordowy wzrost cen paliwa gazowego postawił w trudnej sytuacji spółki z sektora gazowniczego.

Obserwując obecną sytuację na rynku energii oraz gazu jedyną możliwością osiągnięcia oczekiwanej marży jest z jednej strony kalkulowanie jej na „bezpiecznym poziomie” dla kontraktów przyszłych (będących dziś w obrocie), z drugiej sprzedaż energii na rynku SPOT (cechującym się dużą dynamiką dobową). Choć ta druga możliwość dotyczy wyłącznie wolnych mocy produkcyjnych danego wytwórcy, niezaangażowanych w realizację zawartych w „n-1” kontraktów na sprzedaż energii bądź gazu. Sytuacja ta powoduje, że wytwórcy energii i gazu w wycenach kontraktów terminowych na kolejne okresy skalkulowali dziś bardzo wiele ryzyk, które aktualnie obserwują na rynku hurtowym. Obciążanie odbiorców końcowych kosztami za ryzyko, które mogło zostać przeszacowane wymusza ograniczanie w firmach zużycia energii oraz gazu – nie poprzez działania inwestycyjne i efektywnościowe, tylko poprzez ograniczenie działalności (np. zmniejszenie produkcji bądź ograniczanie siatki połączeń w przypadku kolei).

Aspekt ten z całą pewnością wymaga szerszej analizy. W ostatnich dniach sprawą tą zajęła się również Komisja Europejska i tematem najbliższej Rady ds. Energii (TTE), podczas posiedzenia 9 września, będą właśnie wysokie ceny gazu i energii elektrycznej oraz potencjalne krótkoterminowe rozwiązania w tym zakresie.

Wydaje się więc, że w obecnej sytuacji rynkowej konieczne jest zniwelowanie negatywnych skutków tego zjawiska poprzez albo ich częściowe ograniczenie/zredukowanie, albo zagwarantowanie odbiorcom rekompensat, które pozwolą im utrzymać rentowność np. poprzez wsparcie działań podejmowanych na poziomie UE, ukierunkowanych na zmiany w zakresie organizacji hurtowego rynku energii elektrycznej, celem ograniczenia jej kosztów u odbiorców końcowych. Dotyczy to rewizji systemu ustalania ceny krańcowej (merit-order). Dodatkowo warto rozważyć postulat „market splitting” w celu rozdzielenia ceny energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach OZE oraz w jednostkach opartych na paliwach kopalnych.

Wyjście z aktualnego impasu cenowego powinno zostać rozpisane z uwzględnieniem dwóch perspektyw – krótko- i średnioterminowej (o której dalej w tekście).

Pilnie potrzebna jest bezpośrednia linia wsparcia rządowego dla przedsiębiorstw, uruchomiona w trybie doraźnym. Dodatkowe wsparcie mogłoby zostać sfinansowane z budżetu systemu rekompensat i wpisane w istniejący już model, zdefiniowany w *ustawie o rekompensatach dla sektorów i podsektorów energochłonnych*.

Pewnym rozwiązaniem mógłby być tu fundusz wypłaty rekompensat stanowiących różnicę cen pomiędzy naliczoną przedsiębiorcy stawką za zużytą energię elektryczną, a wskazanym w przepisach benchmarkiem, odnoszący się jednak do np. 90% dotychczasowego zapotrzebowania na energię/gaz. Benchmark rynkowy mogłyby stosować spółki obrotu bezpośrednio w rozliczeniach z klientami, a wypłata rekompensat odbywać mogłaby się pomiędzy Zarządcą Rozliczeń a spółką obrotu. Taki system wydaje się być efektywny i szybszy z punktu widzenia przedsiębiorcy (który otrzymywałby obniżone rozliczenia od razu i nie musiałby czekać na wypłatę rekompensat, co ze względu na skalę problemu mogłoby trwać dość długo i zachwiać płynnością finansową firm). Z drugiej strony cały ciężar obsługi takiego rozwiązania przejęłyby wtedy spółki obrotu i w tym miejscu zasadne wydaje się, przy przyjęciu takiego rozwiązania, ustalenie poziomu kosztów przygotowania i obsługi całego procesu po stronie realizujących go spółek obrotu.

Weryfikacja podmiotów uprawnionych do uzyskania rekompensaty powinna być możliwa do wykonania w krótkim czasie. Równocześnie wskazujemy na potrzebę powołania takiego narzędzia, które motywować będzie przedsiębiorców do zwiększenia efektywności energetycznej.

Katalog firm, które mogłyby być uprawnione do uzyskania rekompensaty winien być rozszerzony ponad grupę przedsiębiorstw energochłonnych, które naturalnie w pierwszej kolejności identyfikowane są jako beneficjenci takiego systemu wsparcia. Konieczność rozszerzenia ewentualnego programu rekompensat o większą liczbę sektorów gospodarki wynika z faktu, iż w części branż udział kosztów energii elektrycznej i/lub gazu jest porównywalny jak w przemyśle energochłonnym. A kluczowym jest dziś utrzymanie ciągłości produkcji we wszystkich branżach, które realnie ucierpiały na drastycznym wzroście cen surowców energetycznych. Wyjściowy katalog, biorąc pod uwagę rachunek kosztów końcowych, opublikowała Komisja Europejska w załączniku nr 1 do dokumentu *Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022*. Należałoby poprzez konsultacje z biznesem zweryfikować jednak, czy katalog ten wyczerpuje listę branż uprawnionych do pomocy publicznej. Dla przykładu, przemysł cementowy, jedynym kryterium, którego nie spełnia w procesie kwalifikacji do dopłat dla przemysłu energochłonnego jest intensywność wymiany handlowej, która jest swoista dla tej branży i zarazem pozostaje kryterium obojętnym w procesie oceny stopnia obciążeń finansowych dla producentów cementu, związanych ze wzrostem cen surowców energetycznych. Innym przykładem może być kolej, która jako ekologiczny środek transportu, bez dotacji będzie zmuszona do ograniczenia realizowanych połączeń. To przełoży się na wzrost zapotrzebowania na węglowodory w celu realizacji przewozów transportem samochodowym.

Projekty zniesienia obliga giełdowego wymagają ponownej analizy

Jednocześnie, należy zaznaczyć z pełną stanowczością, że pomysły zakładające zniesienie obliga giełdowego wydają się być zbyt daleko idącą ingerencją w rynek i stan prawny. Wyjątkiem jest tu jedynie możliwość redukcji lub zawieszenia obliga gazowego przewidziana w niedawnej nowelizacji ustawy – *Prawo energetyczne* i rozumiana jako tymczasowa, interwencyjna reakcja na kryzys podaży.

Szczególnie w warunkach utrudnionej konkurencji wśród spółek obrotu (ogromna dynamika cenowa, niższa płynność kontraktów, mniejsze wolumeny w obrocie) powinniśmy czynić

wszelkie starania aby wspierać ugruntowane rozwiązania rynkowe. Nie obrót hurtowy energią czy gazem jest dziś przyczyną kryzysu cenowego – tylko zewnętrzne czynniki geopolityczne. Zaś nawet w warunkach kryzysu istniejące mechanizmy rynkowe gwarantują transparentność w obrocie i jego przejrzyste reguły.

Jedynym zagadnieniem w zakresie funkcjonowania rynku hurtowego, które w opinii ZPP wymaga pilnego dostosowania do aktualnej dynamiki cenowej, jest dalsze wsparcie uczestników rynku w zabezpieczaniu gwarancji dla składanych na giełdzie depozytów.

W zakresie uczestników Towarowej Giełdy Energii (kupujących energię elektryczną w kontraktach terminowych), którzy wnoszą zabezpieczenia do Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych (IRGiT) wartym rozważenia są następujące postulaty:

- rozszerzenie grona podmiotów mogących wносить zabezpieczenie w formie poddania się rygorowi egzekucji, aby mogły je wносить podmioty, które nie posiadają ratingu, ale posiadają majątek i zawarte kontrakty sprzedażowe (pozycja zakupu na TGE nie jest pozycją spekulacyjną),
- rezygnacja z wnoszenia zabezpieczenia w formie gotówki (obecnie co najmniej 10% depozytów musi być wnoszona w formie gotówki), podczas gdy część spółek obrotu przy aktualnych cenach hurtowych nie ma wystarczających środków na zabezpieczenia,
- zastosowanie nadzwyczajnego wskaźnika zmniejszającego depozyt uzupełniający na TGE (w przypadku spadku cen na TGE depozyt zabezpieczający wymagany od Kupującego nie wyliczałby się wprost z różnicy ceny zakupu i ceny rynkowej, ale mnożony byłby przez wskaźnik zmniejszający 0,5).

Reasumując, potrzebujemy więc takich rozwiązań w zarządzaniu depozytami na TGE aby nie musiało dochodzić do interwencyjnego zamykania pozycji u podmiotów, które z uwagi na hiperboliczne wzrosty cen nie dysponują kapitałem do pokrycia zobowiązań. Potrzebujemy interwencyjnego mechanizmu zabezpieczania spółkom obrotu gwarancji niezbędnych do zarządzania portfelem zakupowym, tak aby nie dochodziło do wypychania tych podmiotów z rynku. Szczególnie istotne jest dziś utrzymywanie płynności na rynku hurtowym i wspomaganie mniejszych podmiotów, które mogą być zagrożone „wyciśnięciem” z rynku z uwagi na dużą nieprzewidywalność i zmienność cenową. Przy czym należy zaznaczyć, że konieczne jest wyważenie interesu zarówno spółek obrotu, jak i TGE (i IRGiT), które również muszą posiadać środki na rozliczanie transakcji.

Ustawodawca, widząc trudną sytuację niektórych sprzedawców wprowadził już w ostatnim czasie rozwiązania takie jak np. w *ustawie z 26 stycznia br. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu, czy ustawie o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* określającej tryb udzielania pomocy publicznej z tytułu przenoszenia kosztów zakupu uprawnień do emisji na ceny energii elektrycznej zużywanej do wytwarzania produktów. Firmom ciepłowniczym wsparcie gwarantuje również Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK), który za pośrednictwem dziesięciu banków, zapewnia gwarancję płynnościową i inwestycyjną. Gwarancja ma formę zabezpieczenia spłaty kredytu przeznaczonego na bieżące finansowanie działalności

gospodarczej lub finansowanie wydatków inwestycyjnych z Funduszu Gwarancji Kryzysowych, służącego poprawie płynności finansowej kredytobiorcy. Podobne rozwiązanie mogłoby zostać okresowo zastosowane dla uczestników obrotu na rynku hurtowym energii i gazu.

Dynamiczny rozwój OZE to paląca kwestia

W perspektywie średnioterminowej koniecznym dla ustabilizowania sytuacji cenowej w Polsce i Europie jest dynamiczny rozwój źródeł wytwórczych OZE. Na gruncie krajowym niezbędne jest usunięcie wszelkich barier legislacyjnych i ułatwienie inwestorom indywidualnym realizacji projektów odpowiednio zeskalanowanych do zapotrzebowania danego odbiorcy. Wśród wielokrotnie już zgłaszanych postulatów jest przede wszystkim liberalizacja zasady 10H oraz wprowadzenie do przepisów prawa rozwiązań takich jak „cable pooling”, linie bezpośrednie oraz możliwość modernizacji starszych farm wiatrowych w ramach tzw. „repoweringu”. Są to rozwiązania możliwe do wykonania bez dodatkowego obciążania sieci elektroenergetycznej, a więc niewymagające czasu niezbędnego na dostosowanie infrastruktury sieciowej. Naturalnie idealnym scenariuszem byłoby gdyby inwestor indywidualny, kalkulując opłacalność inwestycji w OZE, mógł wziąć pod uwagę szerszy kontekst gospodarczo-społeczny i w miarę możliwości zasilać w energię również regionalnych, mniejszych odbiorców. Jednak z uwagi na fakt, że wiąże się to z rozbudową całej infrastruktury dystrybucyjnej i nie może być zrealizowane w krótkim czasie, należałoby patrzeć na to zagadnienie dwuetapowo.

I choć w Polsce moc zainstalowana w OZE to już około 20 GW (1/3 całkowitej mocy zainstalowanej) to wciąż bariery legislacyjne i infrastrukturalne (sieciowe) ograniczają dynamiczny przyrost źródeł wytwórczych. W wielu krajach europejskich obok rozwiązań doraźnych, wspierających lokalnych wytwórców i gospodarkę w obliczu kryzysu gazowo-energetycznego obecnie wyraźnie intensyfikowane są działania w kierunku namnażania źródeł wolnych od CO₂. W Niemczech rozwój OZE stał się „nadrzędnym interesem publicznym”, po to by do 2030 r. zapewniały już one 80% energii elektrycznej. Francja umożliwiła wytwórcom OZE sprzedaż energii bezpośrednio na rynku (po aktualnych cenach), z pominięciem warunków uzyskanych we wcześniejszych aukcjach. Belgia, Dania, Niemcy i Holandia zintensyfikowały inwestycje w morską energetykę wiatrową. Polska z racji „zastanego” mixu energetycznego powinna wysuwać się na lidera podobnych inicjatyw, zaś energetykę węglową modernizować w kierunku stabilnej bazy dla szybko przyrastających rozproszonych źródeł zielonej energii. Tylko taki scenariusz zagwarantuje nam trwałe obniżenie kosztów energii.

Ograniczenia w poborze poprzedzone konsultacjami z biznesem

Kolejnym bezwzględnie kluczowym tematem jest zapewnienie ciągłości działania przedsiębiorstwom w obliczu ewentualnie wprowadzanych ograniczeń w poborze energii i gazu, czy też limitów dostępności węgla. Utrzymanie płynności dostaw produktów i usług jest konieczne dla niezaburzonego funkcjonowania państwa. Niezależnie od prawdopodobieństwa zaistnienia black-outów, których być może uda się najbliższej zimy uniknąć. Ewentualne wprowadzenie ograniczeń w poborze energii elektrycznej i/lub gazu wyłącznie w oparciu o obowiązujące regulacje (i na podstawie danych dot. poboru w roku poprzedzającym – tj. 2021) może doprowadzić do chaosu i niewymiernych strat finansowych. Przedsiębiorcy postulują w tym kontekście o wydłużenie czasu na wdrożenie polecenia ograniczenia poboru

mocy bądź gazu ziemnego, tak aby redukcja zużycia energii i gazu w przedsiębiorstwach mogła odbywać się w sposób bardziej płynny. Co więcej, firmom brakuje dziś jasnego trybu odwołania się od narzucanych im w energii progów ograniczeń.

Za szczególnie ważne należy uznać kwestie bezpieczeństwa żywnościowego Polski. Obecne rozporządzenia regulujące dostępność prądu i gazu w sytuacjach wyższych stopni zasilania nie odpowiadają rzeczywistemu zapotrzebowaniu zakładów przemysłu żywnościowego na moc minimalną niezbędną do utrzymania ciągłości produkcji, ze względu na błędne algorytmy nieuwzględniające sezonowości w poborze mocy. Niezbędne jest wprowadzenie nowych sposobów wyliczania mocy minimalnych gwarantujących ciągłość produkcji żywności w ewentualnej sytuacji kryzysowej. Brak zabezpieczenia dostępu do nośników energii i węgla w łańcuchu produkcji i przetwórstwa żywności będzie miał katastrofalne skutki dla całego społeczeństwa, zarówno w zakresie ograniczenia dostępu do żywności, jak również bezpieczeństwa środowiskowego (np. mogą stanąć przyzakładowe oczyszczalnie ścieków), nieodwracalnych start surowców rolnych i produktów gotowych oraz dobrostanu zwierząt.

Istotne jest również zabezpieczenie węgla dla przemysłu i rolnictwa. Na ten cel potrzeba go około 1 mln ton rocznie, a brak ciągłości w dostawach węgla do części przedsiębiorstw może wywołać szczególnie negatywne skutki nie tylko dla ów firm, ale i ich łańcuchów dostaw i całej gospodarki. Szczególną rolę w procesach technologicznych wielu branż odgrywa również gaz, którego ciągłość dostaw jest krytyczna dla bezpieczeństwa instalacji i procesu wytwórczego. Na problem ten zwraca uwagę m.in. Komisja Europejska. Komunikat „*Oszczędzaj gaz na bezpieczną zimę*” (*“Save Gas for a Safe Winter”*) przyjęty 20 lipca 2022 r. określa narzędzia, którymi Europa dysponuje już w celu skoordynowanej redukcji popytu oraz co jeszcze należy zrobić, aby UE była gotowa na zakłócenia w ostawach gazu. I choć sytuacja poszczególnych Państw członkowskich jest odmienna, a Polska na tym tle wydaje się być w znacznym stopniu zabezpieczona przed nadchodzącym okresem grzewczym, mimo wszystko powinniśmy posiadać realne scenariusze działania na wypadek wystąpienia zaburzeń w funkcjonowaniu systemu.

W tym kontekście warto również zwrócić uwagę na proporcjonalność podejmowanych działań związanych z wprowadzeniem stopni zasilania i ograniczeniami funkcjonowania sieci – względem wysiłków, które należałoby podjąć aby plan ograniczeń zrealizować. Dla przykładu – część odbiorców w kraju, w tym reprezentantów przemysłu energochłonnego, korzysta z gazu zaazotowanego. Ewentualne odazotowanie gazu, celem skierowania go do standardowej sieci dystrybucyjnej byłoby ogromnym przedsięwzięciem technicznym, znacznie przekraczającym przepustowość nielicznych instalacji odazotowania. Korzyści płynące z takiego działania byłyby raczej znikome, przy jednoczesnych znacznych komplikacjach dla odbiorców, których instalacje przystosowane są do parametrów gazu zaazotowanego.

Apelujemy do administracji państwowej i operatorów o dialog z dużymi odbiorcami energii i gazu – celem urealnienia narzucanych w stopniach zasilania limitów poboru energii i gazu. Celem takich uzgodnień byłoby zestrojenie planów awaryjnego zasilania w firmach z potrzebami Państwa związanymi z czasowym ograniczaniem poboru energii i/lub gazu. Z jednej strony więc ewentualne ograniczenia poboru nie mogą wpływać na bezpieczeństwo osób i obiektów w firmach, co należy rozumieć zarówno jako zagrożenie bezpośrednie dla personelu i infrastruktury przedsiębiorstwa, jak i pośrednie (jak np. przerwanie produkcji

skutkującej załamaniem podaży produktów i usług wiążących się z zapewnianiem bezpieczeństwa osób i mienia). Z drugiej strony premiowana powinna być efektywność przedsiębiorstw w planowym ograniczaniu zużycia gazu i energii, będącym pochodną optymalizacji procesów i infrastruktury.

Dobrowolne ograniczenia zużycia energii i gazu oraz odstawienia

Racjonalnym wydaje się również wprowadzenie państwowego mechanizmu premiowania odbiorców, którzy samodzielnie zadeklarują ograniczenia w poborze energii i gazu, czy nawet odstawienia skutkujące wstrzymaniem konsumpcji jednego lub obu mediów. Rozwiązanie zbliżone do mechanizmu DSR funkcjonującego na rynku mocy – mogłoby odciążyć system w sposób bardziej płynny i zgodny z rzeczywistymi potrzebami odbiorców. Szczególnie w okresach gdy niezbędne jest pilne reagowanie - poszukiwanie rozwiązań pragmatycznych okazuje się najskuteczniejsze. Jeśli za dobrowolne ograniczanie zużycia energii/gazu, bądź odstawienie firmom przysługiwałby rodzaj bonusu – byłyby one w stanie skalkulować opłacalność takiego działania i zadeklarować możliwości w zakresie okresowej redukcji poboru. Niejednokrotnie byłyby to poziomy przewyższające pułapy zdefiniowane w ramach stopni zasilania, a nie mając charakteru narzuconego, byłyby zdecydowanie łatwiejsze do bezzwłocznego wprowadzenia w firmach. Z kolei uzyskane przez firmy bonusy z tytułu odstawienia mogłyby zostać w całości przeznaczone na utrzymanie pracowników w okresie postojów produkcyjnych, co z pewnością z ulgą przyjęliby zarówno pracodawcy, jak i pracownicy.

Cel minimum – utrzymanie status quo w relacjach z UE

Krajowa perspektywa organizacji doraźnej (krótkoterminowej) pomocy publicznej oraz średnioterminowego planu wsparcia dla przedsiębiorców w rozwoju własnych źródeł OZE nie może przysłać priorytetów w negocjacjach z administracją Unii Europejskiej. Polska powinna dziś zabiegać o jak najdłuższe podtrzymanie dotychczasowej puli darmowych uprawnień, czy nawet o czasowe zawieszenie obowiązków wynikających z EU-ETS. Zgodnie z art. 1 Dyrektywy o ETS system handlu emisjami wspierać miał redukcję emisji gazów cieplarnianych w efektywny pod względem kosztów oraz skuteczny gospodarczo sposób. Bez reformy na rynku EU-ETS, która od wielu miesięcy jest procedowana przez administrację brukselską rynek uprawnień do emisji CO₂ podatny jest na spekulacje i stanowi dodatkowe obciążenie dla gospodarek państw członkowskich, nie spełniając tym samym swoich wyjściowych założeń. Do czasu gdy handel emisjami nie stanie się ponownie mechanizmem motywacyjnym dla transformacji energetycznej, równocześnie pozostawiając wytwórcom środki niezbędne na inwestycje w ów transformację, system ten jedynie pogłębia klincz w którym znaleźli się przedsiębiorcy.

Firmy eksporterzy zwracają też uwagę na fakt, że o ile unijna walka z ucieczką poza granice Wspólnoty emisji CO₂ jest istotna, tak zagadnienie emisji pośrednich pozostaje kontrowersyjne. Włączenie emisji pośrednich w zakres CBAM wiąże się z ryzykiem destabilizacji rynku dla producentów unijnych. Konstrukcja planowanego podatku CBAM może okazać się w dzisiejszych warunkach rynkowych niebezpiecznym eksperymentem, gdyż ewentualne działania odwetowe ze strony gospodarek spoza UE mogą dodatkowo obciążyć producentów europejskich. Kluczowe są więc dalsze analizy potencjalnego wpływu CBAM na rynek europejski i światowy, tak aby wykluczyć ryzyko potencjalnych nadużyć (np.

przekierowania produktów o większej emisyjności w procesie wytwarzania na inne rynki). Rozsądniejszym pomysłem wydaje się dziś poszukiwanie rozwiązań dla udzielenia producentom unijnym rabatów eksportowych, które pozwoliłyby na utrzymanie konkurencyjności względem producentów w mniejszym stopniu dotkniętych obciążeniami związanymi z opłatami za emisje i energię.

Postulaty

- 1) W dobie kryzysu gazowo-energetycznego w Europie należy zintensyfikować dialog i współpracę pomiędzy administracją i biznesem
- 2) Bez doraźnej pomocy publicznej w części sektorów realne są zwolnienia pracowników, ograniczanie działalności, a nawet zakończenie funkcjonowania przedsiębiorstw spowodowane hiperbolicznym wzrostem cen energii i gazu oraz innych kosztów
- 3) Należy przeanalizować możliwość zmiany sposobu obliczania mocy minimalnych zapisanych w rozporządzeniach, regulujących wdrażanie ograniczeń w dostawach energii elektrycznej oraz poborze gazu ziemnego, tak aby zapewnić ciągłość kluczowych dla społeczeństwa i funkcjonowania Państwa rodzajów produkcji (np.: żywności).
- 4) Oferowane przez administrację rządową rozwiązania powinny być możliwe do zastosowania w krótkim terminie
- 5) Równoległe do rozwiązań krótkoterminowych wszelkie wysiłki powinny dziś koncentrować się na zarządzeniu sytuacją na rynku gazu, rozwoju OZE i skutecznej obronie polskich postulatów w ramach UE
- 6) Pomimo szczególnej sytuacji rynkowej zastosowane mechanizmy wsparcia nie mogą ograniczać wolnej konkurencji i płynności na rynku obrotu energią i gazem, ani obciążać nierównomiernie jego uczestników.