

ELASTYCZNOŚĆ ZAMIAST RYZYKA

Nowe modele inwestycyjne w ciepłownictwie

Transformacja ciepłownictwa już się zaczęła – pytanie, kto zdąży, a kto zostanie w tyle. W obliczu rosnących kosztów i zaostrożających się regulacji brak decyzji może okazać się najdroższym scenariuszem. O realnych wyzwaniach, barierach inwestycyjnych i modelach, które pozwalają działać mimo ograniczonego kapitału, rozmawiamy z **Pawłem Kozakiem** z firmy TEDOM.

PAWEŁ KOZAK
TEDOM



fot. TEDOM

Dominika Miensopust: Kogeneracja coraz częściej pojawia się w dyskusjach o transformacji ciepłownictwa. W zasadzie trudno dziś znaleźć konferencję, debatę branżową, na której ten temat by nie wyrzmiął. Pytanie tylko, czy mówimy o technologii przejściowej, czy o rozwiązaniu, które faktycznie może stanowić fundament długofalowej transformacji?

Paweł Kozak: To dobre pytanie, ponieważ dotyka sedna obecnej dyskusji o kogeneracji. Rzeczywiście, z jednej strony mamy dziś sytuację, w której kogeneracja w dużej mierze opiera się na gazie, a gaz – przynajmniej w aktualnej narracji regulacyjnej i rynkowej – traktowany jest jako paliwo przejściowe. W tym kontekście naturalne jest więc postrzeganie kogeneracji jako rozwiązania tymczasowego.

Natomiast z drugiej strony trzeba spojrzeć na tę technologię szerzej, przez pryzmat jej potencjału rozwojowego. Kogeneracja sama w sobie nie jest „przywiązana” do jednego paliwa. Już dziś widzimy bardzo intensywny rozwój silników przystosowanych do spalania paliw nisko- i bezemisyjnych. Mówię tu przede wszystkim o wodorze, ale też o biogazie i biometanie, które w praktyce już funkcjonują w wielu instalacjach.

Jako TEDOM mamy w tym obszarze bardzo duże doświadczenie. To setki jednostek kogeneracyjnych pracujących w Polsce, w dużej mierze zasilanych biogazem – najczęściej instalacje o mocy do 1 MW, co pokazuje skalę i dojrzałość tej technologii.

Jeżeli więc spojrzymy na kogenerację przez pryzmat jej zdolności do zmiany paliwa – z gazu ziemnego

na biometan, a w przyszłości również na wodór – to wtedy przestaje ona być wyłącznie rozwiązaniem przejściowym. Może stać się elementem długofalowej strategii transformacji, pod warunkiem, że będzie szła w parze z rozwojem dostępności tych paliw.

W ostatnim czasie coraz częściej słychać głosy, że Polska ma ogromny potencjał w obszarze biogazu i biometanu, że może wręcz stać się regionalnym hubem. Na ile to realne?

Rzeczywiście, pojawiają się takie bardzo ambitne, wręcz wizjonerskie scenariusze, które mówią o poziomie nawet 10 miliardów metrów sześciennych biometanu rocznie. To byłoby w praktyce prawie połowa obecnego zużycia gazu w Polsce. Natomiast osobiście podchodzę do tego z dużą dozą realizmu. Uważam, że jeśli osiągniemy poziom rzędu 1 miliarda metrów sześciennych, a w bardziej optymistycznym wariantcie 2-3 miliarda, odniesiemy bardzo duży sukces. To poziom, o którym powinniśmy dziś rozmawiać w sposób poważny i odpowiedzialny.

Trzeba jasno powiedzieć, że Polska wciąż w niewielkim stopniu wykorzystuje swój potencjał w tym obszarze. Dla porównania w Czechach, które są krajem zdecydowanie mniejszym, funkcjonuje około 800 biogazowni. W Niemczech – 10 tysięcy instalacji. A u nas? Załedwie około 200. To pokazuje, jak duży dystans mamy jeszcze do nadrobienia. Dlatego zamiast skupiać się na bardzo ambitnych, ale mało realnych scenariuszach, powinniśmy koncentrować się na stopniowym, konsekwentnym rozwoju tego rynku.

Czyli biometan nie będzie paliwem dominującym, ale raczej uzupełniającym?

Dokładnie. Nie zakładam scenariusza, w którym silniki kogeneracyjne będą w całości zasilane biometanem, przynajmniej nie w przewidywalnej perspektywie. Natomiast jego rola jako dodatku, jako elementu miksu paliwowego, wzrośnie. I to ma bardzo konkretne znaczenie w kontekście regulacyjnym. Ciepłownie, które będą chciały osiągnąć status efektywnego systemu ciepłowniczego, wykorzystają biometan, nawet w formie domieszki czy rozliczeń certyfikatowych, jako element spełniania wymogów.

To oznacza, że inwestując w kogenerację nie muszą od razu inwestować w szereg innych, często bardzo kosztownych technologii. I to jest bardzo ważne, ponieważ w obecnej sytuacji powinniśmy unikać przeinwestowania. Nie wiemy jeszcze, w którą stronę dokładnie pójdzie rozwój technologii, dlatego warto podejmować decyzje racjonalne, czyli takie, które pozwalają spełniać wymagania tu i teraz, ale jednocześnie niezamykające drogi do dalszej transformacji.

Kluczowa jest elastyczność – zarówno technologiczna, jak i inwestycyjna.

I dotyczy to nie tylko samych źródeł wytwórczych, ale całego podejścia do transformacji. Powinniśmy

rozвивać różne technologie równolegle, tak aby nie uzależniać się od jednego kierunku. To podejście jest też bardzo widoczne w tym, jak zmienia się rynek i oczekiwania klientów.

Jeszcze kilka lat temu TEDOM był postrzegany przede wszystkim jako dostawca agregatów kogeneracyjnych. Oczywiście realizowaliśmy też większe projekty, często w formule konsorcjów, jak chociażby instalacja w ZGH „Bolesław”, gdzie mówimy już o układzie poligeneracyjnym. Natomiast to nadal były projekty skupione wokół samego urządzenia. Dziś sytuacja wygląda inaczej. Agregat kogeneracyjny bardzo rzadko jest oferowany jako samodzielne rozwiązanie. W większości przypadków stanowi element większego systemu energetycznego. Klienci oczekują kompleksowych rozwiązań, dopasowanych do ich konkretnych potrzeb i uwarunkowań. Dlatego naturalnym kierunkiem rozwoju było dla nas wejście w modele biznesowe, które odpowiadają na te potrzeby.



W dużej mierze bazujemy na doświadczeniach rynku czeskiego, gdzie model ESCO jest bardzo dobrze rozwinięty i sprawdzony w praktyce. Chcemy, żeby TEDOM był postrzegany nie tylko jako producent czy dostawca urządzeń, ale partner, który dostarcza kompleksowe rozwiązania energetyczne

I tutaj pojawia się ESCO?

Cały na biało (*śmiech*). A mówiąc poważnie, w dużej mierze bazujemy na doświadczeniach rynku czeskiego, gdzie model ESCO jest bardzo dobrze rozwinięty i sprawdzony w praktyce. Przenosimy te doświadczenia na grunt polski. Chcemy, żeby TEDOM był postrzegany nie tylko jako producent czy dostawca urządzeń, ale partner, który dostarcza kompleksowe rozwiązania energetyczne.

W praktyce oznacza to kilka modeli współpracy. Z jednej strony mamy model dzierżawy agregatu kogeneracyjnego, gdzie inwestycja jest rozłożona w czasie i klient spłaca ją w formie opłat operacyjnych. Z drugiej strony mamy pełny model ESCO, czyli sytuację, w której to my inwestujemy własne środki, budujemy instalację i dostarczamy klientowi energię cieplną lub elektryczną jako usługę. To rozwiązanie szczególnie atrakcyjne dla firm, które nie chcą angażować własnego kapitału w inwestycje energetyczne. Dzięki temu mogą przeznaczyć swoje

środki na rozwój podstawowej działalności, a jednocześnie korzystać z nowoczesnych, efektywnych źródeł energii.

W tym modelu przejmujecie nie tylko finansowanie inwestycji, ale też odpowiedzialność za jej działanie?

Tak, i to jest jeden z kluczowych elementów tego modelu. W formule ESCO to my jesteśmy właścicielem jednostki kogeneracyjnej, więc naturalnie bierzemy na siebie odpowiedzialność za jej funkcjonowanie. To oznacza, że w naszym interesie leży utrzymanie jak najwyższej dyspozycyjności instalacji oraz osiągnięcie zakładanych parametrów technicznych: zarówno pod względem mocy, jak i sprawności.

”

Jeżeli będziemy odkładać decyzje inwestycyjne, to w pewnym momencie koszt ciepła zacznie rosnąć do poziomu, który przekroczy społeczną akceptowalność, a wtedy zaczyna się bardzo niebezpieczny proces

Co istotne, przejmujemy nie tylko ryzyka operacyjne, ale również inwestycyjne i związane z przygotowaniem całego projektu. Dodatkowo model jest tak skonstruowany, że cena energii cieplnej, którą oferujemy, liczona w gigadzulach, jest skorelowana z ceną gazu. Dzięki temu klient ma większą przewidywalność kosztów, a my bierzemy na siebie ciężar zarządzania całym procesem – od inwestycji po eksploatację.

KATOWICE
– oczyszczalnia ścieków
Gigablok, Quanto 400



Mowa jest o modelu, który sprawdził się już za granicą. Czy przenosicie go do Polski wprost, jeden do jednego?

Nie do końca, bo mimo bliskości geograficznej i funkcjonowania w ramach jednego rynku europejskiego, specyfika poszczególnych krajów jest jednak inna. To, co działa w Czechach, nie zawsze może być wprost przeniesione na grunt polski – zarówno ze względu na regulacje, jak i uwarunkowania rynkowe.

Natomiast warto podkreślić skalę doświadczeń, z których korzystamy. W Czechach, w ramach współpracy typu joint venture z dużą czeską spółką energetyczną, w ciągu ostatnich kilkunastu lat zrealizowaliśmy ponad 100 MW mocy w modelu operacyjnym. To pokazuje, że ten model jest sprawdzony i efektywny. Jednym z czynników, który przyspieszył jego rozwój, była możliwość sprzedaży energii elektrycznej do sieci. W systemach wsparcia dla kogeneracji istotne jest to, że premia kogeneracyjna wiąże się z energią wprowadzoną właśnie do sieci, co naturalnie wpływa na opłacalność inwestycji.

A jakie bariery widzicie w Polsce? Co dziś najbardziej utrudnia rozwój tego modelu?

Barier jest kilka i nie wszystkie mają charakter formalny. Oczywiście regulacje mają znaczenie, ale równie istotna jest kwestia mentalności. Czesi są – powiedziałbym – bardziej pragmatyczni w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. U nas wciąż widoczne jest silne przywiązanie do własności i ostrożność wobec rozwiązań, które zakładają udział zewnętrznego partnera. Model ESCO bywa odbierany jako coś „obcego”, wręcz egzotycznego, podczas gdy w praktyce jest to po prostu usługa. I na tym bardzo nam zależy, żeby TEDOM Energo był postrzegany właśnie jako dostawca usługi, a nie podmiot próbujący ingerować w rynek ciepłowniczy czy budować jakąkolwiek konkurencję w obszarze, który z natury ma charakter lokalnego monopolu.

Z drugiej strony mamy w Polsce naturalną tendencję do obserwowania rynków zagranicznych i inspirowania się rozwiązaniami, które się tam sprawdzają. To chyba nie jest dobry kierunek, bo tych technologii i modeli biznesowych wciąż u nas brakuje. Nie mamy też tak naprawdę dużego wyboru, transformacja i tak nas czeka. Mechanizmy jak ETS czy kolejne regulacje unijne będą wywierały coraz większą presję. Pytanie nie brzmi więc „czy”, tylko „jak szybko i w jaki sposób” się do tego dostosujemy. Dlaczego w takim razie wasz model ma sens w polskich warunkach? Co sprawia, że warto go rozważyć?

Przede wszystkim dlatego, że kierunek zmian jest już jasno określony i nie ma od niego odwrotu. Polskie ciepłownictwo stoi dziś przed ogromnym wyzwaniem transformacyjnym, ale jednocześnie ma bardzo duży potencjał rozwojowy.

Patrząc na doświadczenia innych krajów, widzimy, że pewne rozwiązania są możliwe, ale często wiążą się z bardzo dużymi nakładami inwestycyjnymi. Dobrym przykładem jest Dania, która wyznacza standardy w zakresie nowoczesnego ciepłownictwa, ale robi to przy ogromnym zaangażowaniu kapitału. Mówimy o technologiach, takich jak magazyny sezonowe czy zaawansowane systemy integrujące różne źródła energii. Problem polega na tym, że są to rozwiązania bardzo kapitałochłonne. Okresy zwrotu, bez wsparcia publicznego, sięgają 25-30 lat.

W polskich realiach, gdzie wciąż duża część systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w miastach rzędu 50 tysięcy mieszkańców, bazuje na węglu, trudno wyobrazić sobie tak szybki i kosztowny przeskok technologiczny. Jednocześnie skala potrzeb inwestycyjnych jest ogromna. Szacuje się, że transformacja ciepłownictwa w Polsce do 2050 roku może kosztować od 300 do nawet 500 miliardów złotych. Z tego około 30% sektor będzie w stanie sfinansować samodzielnie, natomiast pozostałe 70% to luka inwestycyjna, jaką trzeba będzie pokryć kapitałem zewnętrznym. I tutaj właśnie pojawia się miejsce dla takich modeli jak ESCO.

Z jednej strony odciążamy przedsiębiorstwa ciepłownicze z konieczności ponoszenia wysokich nakładów inwestycyjnych. Z drugiej – jako producent jednostek kogeneracyjnych i podmiot odpowiedzialny za cały cykl życia instalacji – jesteśmy w stanie optymalizować koszty na każdym etapie: od projektu, przez budowę, po eksploatację i serwis. Mamy know-how, doświadczenie i skalę działania, dzięki którym możemy realizować te inwestycje efektywniej kosztowo niż podmioty niespecjalizujące się w tym obszarze. Dlatego korzyści finansowe po stronie klienta są w tym modelu bardzo wyraźne.

Czy dziś największym wyzwaniem transformacji ciepłownictwa są pieniądze?

Pieniądze to jedno z kluczowych wyzwań, ale nie jedyne. Równie istotny jest czas, a ten działa na naszą niekorzyść. Większość systemów ciepłowniczych w Polsce nadal nie spełnia kryteriów systemów efektywnych energetycznie, a to właśnie ten status daje realne narzędzia do rozwoju i obrony samego systemu. Jeżeli będziemy odkładać decyzje inwestycyjne, to w pewnym momencie koszt ciepła zacznie rosnąć do poziomu, który przekroczy społeczną akceptowalność, a wtedy zaczyna się bardzo niebezpieczny proces. Odbiorcy zaczynają się odłączać od systemu, następuje wzrost kosztów dla tych, którzy pozostają. To mechanizm spirali, który w skrajnym przypadku może doprowadzić do rozpadu systemu ciepłowniczego.

Często używam takiego porównania, że system ciepłowniczy to pewnego rodzaju wspólnota: jeśli wszyscy o nią dbają, funkcjonuje stabilnie. Ale jeśli zaczynają „wypadać” kolejne elementy, cała konstrukcja może się rozpaść. Dlatego czas jest dziś równie ważny jak kapitał. I to też element, w którym nasz model



KOŚCIAN
– oczyszczalnia
ścieków, Cento 100

zyskuje przewagę – jesteśmy w stanie realizować inwestycje szybciej niż standardowo dzieje się to na rynku.

A jak wygląda sam proces wejścia we współpracę?

Po wykonaniu analizy i uzgodnieniu warunków techniczno-handlowych podpisujemy umowę przedwstępną dostawy ciepła. To moment, w którym przechodzimy do przygotowania inwestycji. Pozyskujemy warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i gazowej, przygotowujemy projekt i rozpoczynamy proces inwestycyjny.

I tutaj wracamy do jednej z największych barier, czyli dostępności mocy przyłączeniowych. Dynamiczny rozwój OZE oraz obecne regulacje sprawiają, że w wielu lokalizacjach te moce są już wyczerpane. Dodatkowo istotnym wyzwaniem pozostają ograniczenia formalne, choć w ostatnim czasie podjęto działania mające na celu ich minimalizację. Jednym z nich jest skrócenie okresu ważności warunków przyłączenia – wcześniej wynoszącego dwa lata – co ma przeciwdziałać blokowaniu mocy przez projekty, które nie są faktycznie realizowane. Dotychczasowe regulacje sprzyjały sytuacjom, w których część potencjalnych inwestycji nie dochodziła do skutku, mimo zajmowania dostępnych zdolności przyłączeniowych. Wprowadzone zmiany, wraz z dodatkowymi mechanizmami mobilizującymi inwestorów do efektywnego wykorzystania przydzielonych mocy, mogą przyczynić się do bardziej racjonalnego zarządzania infrastrukturą sieciową i zwiększenia jej dostępności dla nowych projektów, w szczególności stabilnych źródeł energii, takich jak kogeneracja.

Jak długo trwa realizacja takiej inwestycji?

W praktyce mówimy o okresie od 12 do 18 miesięcy. W dużej mierze wynika to z faktu, że stosujemy rozwiązania kontenerowe, które znacząco skracają



SURWIN
 miejscowość Suchowola
 – 2 x 1MW Quanto
 z wytwornicami pary
 Danstoker, na biogaz
 w biogazowni przy
 Surwin Sp. z o.o.
 Podlaskie Gorzelnie
 (w trakcie uruchamiania,
 model dzierżawy)

czas budowy. Jeżeli tylko uda się przełamać bariery formalne, przede wszystkim uzyskać warunki przyłączenia, sam proces realizacji przebiega już sprawnie. Jednostka jest dostarczana, montowana i uruchamiana w relatywnie krótkim okresie.

Coraz częściej słyszymy też o problemach z dostępnością finansowania – zarówno jeśli chodzi o kredyty, jak i dotacje. Czy to dodatkowo komplikuje proces inwestycyjny?

Dzisiaj obserwujemy sytuację, w której pozyskanie dotacji jest coraz trudniejsze, a środki publiczne są kierowane również na inne obszary. W praktyce oznacza to, że wiele projektów energetycznych trafia w długie procesy oczekiwania. Mamy klientów od półtora roku czekających na rozstrzygnięcie wniosków o dofinansowanie. I to jest realny problem, ponieważ w tym czasie inwestycja stoi w miejscu, a presja regulacyjna i kosztowa nie maleje. Dlatego staramy się odpowiadać na tę sytuację w sposób możliwie elastyczny.

Wprowadziliśmy rozwiązanie, w którym podpisujemy z klientem umowę przedwstępną z tzw. warunkiem

ZAWROTY
 – 999 kW na biogaz,
 drugi silnik dostarczony
 przez Tedom, wcześniej
 499, też Quanto,
 uruchomienie w marcu
 2026. Biogazowania
 Marszał w Zawrotach,
 województwo
 warmińsko-mazurskie



zawieszającym. Oznacza to, że jeśli ostatecznie pozyska on dotację i zdecyduje się realizować inwestycję we własnym zakresie, przekazujemy mu wypracowane przez nas warunki przyłączenia – zarówno do sieci elektroenergetycznej, jak i gazowej.

Co w sytuacji, gdy finansowanie nie zostanie pozyskane?

Automatycznie uruchamiany jest wówczas model ESCO, czyli to my przejmujemy finansowanie, realizację inwestycji, a następnie jej eksploatację. To rozwiązanie daje klientowi pewnego rodzaju bezpieczeństwo decyzyjne. Nie musi „zamrażać” projektu i czekać w nieskończoność na dotację, tylko ma alternatywną ścieżkę działania. Jednocześnie pokazuje to elastyczność samego modelu ESCO. Standardowo mówimy o długoterminowych umowach sprzedaży ciepła, najczęściej na poziomie około 10 lat, w oparciu o instalację wybudowaną przez nas.

Natomiast jesteśmy otwarci na różne warianty współpracy. W zależności od potrzeb klienta możemy rozważyć inne konstrukcje, na przykład scenariusz, w którym po 5, 6 czy 7 latach instalacja zostaje odsprzedana klientowi. To podejście pozwala dopasować model finansowania i własności do realnych możliwości oraz strategii przedsiębiorstwa, a nie odwrotnie.

Na koniec – jedna decyzja. Co dziś powinien zrobić operator ciepłowni, który myśli o przyszłości?

Przede wszystkim powinien podjąć decyzję... o podjęciu decyzji. Z mojej perspektywy największym problemem, który dzisiaj obserwuję, jest bowiem paraliż decyzyjny. Spotykam się z nim bardzo często zarówno na konferencjach, jak i w bezpośrednich rozmowach. Oczywiście trudno się temu dziwić. Nie ma jednego, uniwersalnego rozwiązania dla dekarbonizacji. Mamy wiele zmiennych: regulacyjnych, technologicznych, rynkowych, które utrudniają podjęcie decyzji z pełnym przekonaniem. Dlatego uważam, że kluczowa jest dywersyfikacja i rozpoczęcie procesu. Jeśli mamy system oparty w 100% na węglu, to od czegoś trzeba zacząć. Kogeneracja bardzo dobrze wpisuje się w ten pierwszy krok. Jest technologią elastyczną – z jednej strony pomostową, z drugiej mającą potencjał długoterminowy. Dodatkowo daje możliwość generowania przychodów, chociażby poprzez udział w rynku usług bilansujących.

Podsumowując: najważniejsza jest decyzja o działaniu. Bez niej żadna transformacja się nie wydarzy.

*Rozmawiała Dominika Miensopust,
 redaktorka czasopisma „Kierunek Energetyka”*