

Dr inż. Sebastian Gurgacz, inż. Michał Jarosiński,
Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.

Czy i komu opłaca się kogeneracja?

W artykule omówiono powody stosowania kogeneracji opartej o paliwa gazowe, przedstawiono zasadę działania i korzyści płynące z tego rozwiązania. Omówiono konkretny przypadek zastosowania kogeneracji. Przedstawiono obliczenia opłacalności wybudowania instalacji kogeneracyjnej i wskazano sposoby finansowego wsparcia inwestycji.

■ Ochrona środowiska i zwrot w kierunku źródeł rozproszonych

Energia stanowi podstawowy i nieodłączny czynnik zarówno ludzkiej egzystencji, jak i prowadzonej przez człowieka działalności gospodarczej. Ambitne cele nakreślone w Europejskim Zielonym Ładzie, zobowiązujące państwa Unii Europejskiej do osiągnięcia neutralności klimatycznej w ciągu najbliższych 30 lat, wymuszają działania prowadzące do stopniowego odchodzenia od paliw kopalnych na rzecz odnawialnych źródeł energii. Jednocześnie podejmowane są działania mające na celu poprawę lokalnej jakości powietrza zanieczyszczonego produktami spalania paliw stałych, co przekłada się na zmianę cen energii.

Mając na uwadze coraz ostrzejsze normy ochrony środowiska, przedsiębiorcy coraz częściej decydują się na budowanie proekologicznego wizerunku poprzez ograniczenie emisji dwu-

tlenku węgla. Popularnym wskaźnikiem oceny przedsiębiorstw oraz dostarczanych przez nich towarów i usług staje się tzw. ślad węglowy (ang. *carbon footprint*). Ślad węglowy towarzyszący wytworzeniu danego produktu jest sumą wyemitowanych gazów cieplarnianych na każdym etapie produkcji i transportu danego wyrobu. Zwiększa się liczba przedsiębiorców, którzy wymagają od swoich partnerów biznesowych i kontrahentów przedstawiania udokumentowanej wielkości śladu węglowego, a w razie potrzeby również jego redukcji. Ze względu na fakt, iż energetyka zawodowa w dalszym ciągu oparta jest w znacznym stopniu na paliwach stałych, polskie przedsiębiorstwa już na starcie wypadają gorzej w rywalizacji z konkurencją z większości krajów Unii. Emisyjność energii elektrycznej pobranej z sieci krajowej wynosi ok. 765 kg CO₂/MWh, co w przybliżeniu stanowi dwukrotność emisji w większości państw UE.

Alternatywą dla dużej, wysokoemi-

syjnej energetyki zawodowej są mniejsze, niskoemisyjne źródła rozproszone. Przedsiębiorcy, będąc świadomymi nadchodzących wyzwań, coraz częściej decydują się na montaż instalacji fotowoltaicznych. Instalacje takie wprawdzie są bezemisyjne, jednak zdolność do pokrycia zapotrzebowania na energię zwykle nie przekracza 10%. Zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych kształtuje się na tym samym poziomie, co pokrycie zapotrzebowania na energię. Uzupelnieniem niesterowalnych źródeł odnawialnych są stabilne źródła wytwórcze oparte na spalaniu paliw o niższej emisyjności takich jak: gaz ziemny, biogaz, biopaliwa, propan-butan oraz gazy odpadowe. Ważne jest aby źródła takie były źródłami kogeneracyjnymi, tzn. produkowały zarówno energię elektryczną, jak i ciepło. Energia produkowana w skojarzeniu ma zwykle emisyjność niższą niż 450 kg CO₂/MWh, czyli znacznie mniej niż emisyjność systemu krajowego. Inwestycje w małe kogeneracyjne źródła wytwórcze oparte

o gaz ziemny oraz biogaz wpisują się w krajową oraz unijną politykę energetyczną. Już obecnie stanowią one znaczącą pozycję w polityce energetycznej wielu przedsiębiorstw na najbliższe kilka lat.

■ Ceny energii i nadchodzące wyzwania

Ważnym motorem napędowym rozwoju energetyki rozproszonej jest również niemal dwukrotny wzrost cen energii w ciągu ostatnich kilku lat. Analitycy są zgodni co do utrzymania trendu wzrostowego w przyszłości. Warto dodać, że ze względu na przeważający w Polsce model zakupu energii elektrycznej (stała cena przez cały okres obowiązywania umowy), nawet spadki cen giełdowych nie przyczyniają się do zmniejszenia rachunków za energię. Średnia cena energii elektrycznej dla większości odbiorców przekroczyła 300 zł/MWh, dla niektórych nawet 400 zł/MWh netto. Proporcjonalnie rosną również koszty zmienne dystrybucji energii elektrycznej, które obecnie w zależności od taryfy wynoszą od 40 do 90 zł/MWh netto. Przy tak wysokich cenach energii sieciowej rosną również koszty produkcji lub świadczenia usług, a inwestycja we własne źródło wytwórcze staje się wysoce opłacalna. Wzrost cen energii elektrycznej w przypadku sprzedaży nadmiaru wyprodukowanej energii we własnym źródle stanowi dodatkową korzyść.

Warto zwrócić uwagę na sytuację, która miała miejsce w czerwcu 2020 r. Splot kilku wydarzeń związanych z warunkami atmosferycznymi (silne opady), awariami instalacji oczyszczania spalin oraz dostarczeniem do elektrowni paliwa o wysokiej wilgotności sprawił, że z systemu wypadło kilka bloków pracujących w podstawie¹. W efekcie braku odpowiedniej ilości mocy do pokrycia zapotrzebowania, cena energii elektrycznej na giełdzie zaliczyła historyczny wzrost

do prawie 1300 PLN/MWh. Zaistniała sytuacja była trudna do przewidzenia - i w związku z tym na krótką metę przedsiębiorcy nie byli w stanie podjąć odpowiednio szybko środków zaradczych. Odpowiedzią na tego typu problemy jest autoprodukcja i autokonsumpcja energii z własnego źródła.

Ceny ciepła sieciowego w ciągu ostatnich kilku lat wzrosły również o ok. 20-30% i nic nie wskazuje na ich spadek w kolejnych latach. Przeszarżowane ciepłownictwo zawodowe stoi obecnie przed olbrzymimi wyzwaniami związanymi z prowadzeniem inwestycji koniecznych w celu spełnienia coraz bardziej restrykcyjnych norm ochrony środowiska i konkluzji BAT (ang. *Best Available Technology*). W przeciwieństwie do sektora produkcji energii elektrycznej, w ciepłownictwie obecnie nie ma praktycznych możliwości stosowania na szeroką skalę rozwiązań OZE (Odnawialne Źródła Energii). Transformacja tego sektora planowana jest na wiele lat i raczej nie należy się spodziewać rychłego spadku cen ciepła.

■ Kogeneracja oparta o paliwo gazowe

Najpopularniejszą technologią wykorzystywaną do wytwarzania energii elektrycznej w małych jednostkach kogeneracyjnych są rozwiązania oparte o silniki

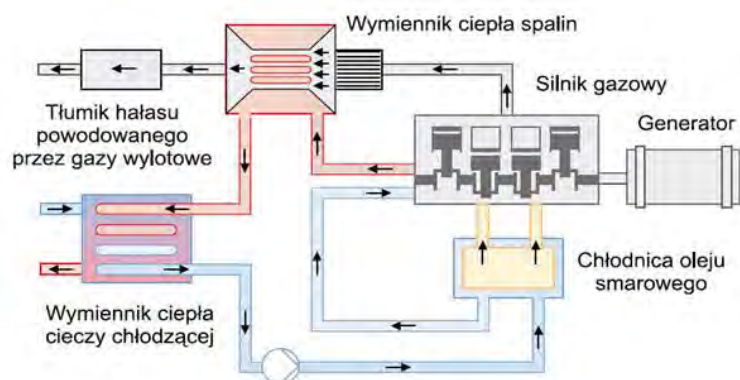
łtokowe zasilane gazem (gaz ziemny lub biogaz). Pojedyncze jednostki osiągają moc elektryczną w przedziale 50 kW - 5 MWe. Istnieje możliwość łączenia kilku jednostek w większe układy tak, aby zwiększyć ich moc oraz elastyczność pracy. Na rysunku 1 przedstawiono uproszczony schemat modułu kogeneracyjnego opartego o silnik tłokowy.

W skład układu poza silnikiem tłokowym podłączonym do generatora energii elektrycznej wchodzi dwa systemy odbioru ciepła. Pierwszy system odyskuje ciepło z chłodzenia korpusu silnika (chłodnicy oleju), drugi zaś z ciepła spalin wylotowych. W większości rozwiązań parametry odzyskanego ciepła wynoszą 90/70°C. Ciepło spalin może być wykorzystane bezpośrednio, np. w procesie suszenia lub do produkcji pary wodnej.

Zastosowanie silników tłokowych w układach kogeneracyjnych ma szereg zalet, są nimi:

- wysoka sprawność produkcji energii elektrycznej w szerokim zakresie mocy, tzn. także podczas prac z niepełnym obciążeniem,
- możliwość szybkiego uruchomienia i uzyskania mocy nominalnej,
- możliwość zastosowania w miejscach oddalonych od sieci,
- duża różnorodność paliw,
- stosunkowo niskie nakłady inwestycyjne.

Przykładowe parametry modułu



Rys. 1. Schemat modułu kogeneracyjnego opartego o silnik tłokowy

¹ Derski B., Zasuń R., Zalato elektrownię. Prąd po 1300 zł/MWh, www.wysokienapiecie.pl (czerwiec 2020).

Parametr	Wartość
Moc elektryczna [kW]	1 000
Moc cieplna [kW]	1 050
Pobór gazu [kW]	2 228
Sterowalność	50-100%
Sprawność całkowita	92%

Tab. 1. Przykładowe parametry modułu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 1 MWe

o mocy elektrycznej 1 MWe zestawiono w tabeli 1.

W układach o mocy elektrycznej 1 MWe i większych stosunek produkcji energii elektrycznej do ciepła wynosi blisko 1. W mniejszych układach produkcja energii elektrycznej jest większa niż produkcja ciepła.

Wspomniany stosunek produkcji energii elektrycznej do ciepła, zwany również stopniem skojarzenia, w dużym stopniu determinuje opłacalność zastosowania kogeneracji w przedsiębiorstwie. Podstawowymi parametrami od których zależy opłacalność inwestycji jest roczny stopień autokonsumpcji energii elektrycznej oraz stopień wykorzystania ciepła. Obydwa te parametry są powiązane stopniem skojarzenia produkcji.

Małe układy kogeneracyjne dobiera się tak, aby wykorzystanie produkowanego ciepła było jak najwyższe. Aby zagwarantować odbiór ciepła, moc cieplna układu powinna być zbliżona do minimalnego rocznego zapotrzebowania na to medium. Innymi słowy, jeżeli ciepło zużywane jest w przedsiębiorstwie w głównej mierze na cele grzewcze, to produkcja modułu powinna być zbliżona do zapotrzebowania na ciepło w miesiącach letnich. Wynika to z ograniczonych możliwości sprzedaży nadmiaru produkowanego ciepła. Układy kogeneracji oparte o silnik tłokowy są w stanie zapewnić także produkcję pary o praktycznie dowolnych parametrach. Ilość pary możliwa do wyprodukowania zależy od wymaganego ciśnienia pary oraz ilości ciepła przeniesionego przez

gazy spalinowe. W uproszczeniu można przyjąć, że dla układów o mocy elektrycznej powyżej 1 MWe moc możliwa do odzyskania w parze stanowi od 30% do 50% mocy cieplnej układu. Pozostała część może zostać odzyskana w postaci gorącej wody.

Inaczej przedstawia się sytuacja w przypadku energii elektrycznej, której nadmiar można wprowadzić do sieci elektroenergetycznej i sprzedać. Należy jednak pamiętać, że cena jaką można otrzymać za wprowadzoną energię będzie niższa od ceny energii kupowanej z sieci. Istotne jest zatem, aby jak najwięcej energii elektrycznej zużywane było na miejscu. Dodatkowym plusem autokonsumpcji wytworzonej energii w przedsiębiorstwie jest oszczędność kosztów dystrybucji, które ponosi się pobierając energię z sieci. Przy koszcie zakupu energii elektrycznej 350 zł/MWh netto oraz koszcie dystrybucji 60 zł/MWh netto łączny koszt poboru energii z sieci wynosi ponad 500 zł/MWh brutto.

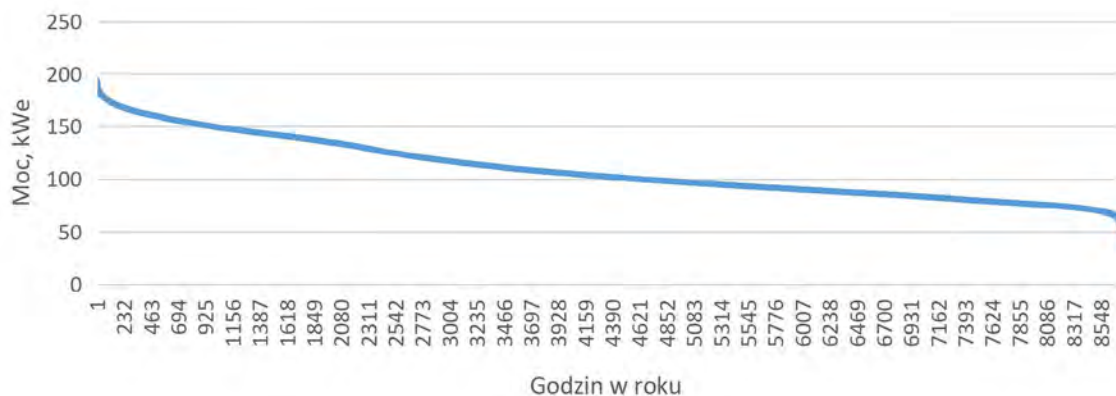
Przedsiębiorstwa, w których można uzyskać wysoką autokonsumpcję energii elektrycznej cechują się stosunkowo płaskim profilem zużycia energii elektrycznej, tzn. niewielką różnicą pomiędzy doliną, a szczytem zapotrzebowania. Obiektami, w których system kogeneracji sprawdza się najlepiej są m. in. przedsiębiorstwa produkcyjne pracujące w systemie trzymianowym, hotele, baseny i centra SPA, kampusy uniwersyteckie, zakłady z branży spożywczej oraz hotele, przemysłowe, czy szpitale.

■ Produkcja chłodu z ciepła

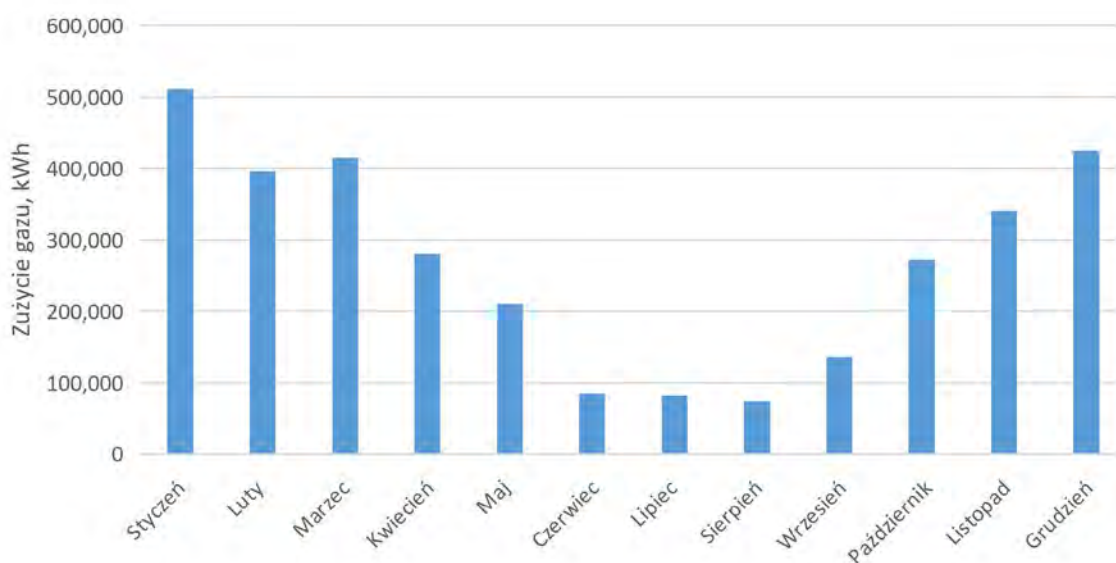
Jak wspomniano powyżej, moduły kogeneracyjne dobiera się zazwyczaj na zużycie ciepła w miesiącach letnich. W okresie tym ciepło zużywane jest zazwyczaj jedynie w procesach technologicznych oraz do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Równocześnie wiele typów obiektów wykazuje w miesiącach letnich zapotrzebowanie na chłód na potrzeby klimatyzacji lub do celów produkcyjnych. Rozwiązaniem podnoszącym zapotrzebowanie na ciepło z układu oraz obniżającym zapotrzebowanie na energię elektryczną latem jest zastosowanie agregatów absorpcyjnych. Agregaty absorpcyjne produkują chłód zużywając do jego produkcji ciepło w postaci ciepłej wody lub pary. Produkowane w agregatach kogeneracyjnych ciepło o parametrach 90/70°C idealnie nadaje się do wykorzystania w agregatach absorpcyjnych produkujących chłód na cele klimatyzacji. Ciepło to można również wykorzystać w pewnym zakresie do chłodzenia technologicznego. Sprawność klimatyzacyjnych agregatów absorpcyjnych zasilanych ciepłą wodą mieści się w przedziale 0,65-0,85. Wykorzystanie ciepła do produkcji chłodu pozwala na lepsze wykorzystanie modułów kogeneracyjnych, a także ich bardziej optymalne dopasowanie. Układ kogeneracyjny wyposażony w agregat absorpcyjny nazywamy trigeneracją. Jej zastosowanie jest dość powszechne w obiektach przemysłowych, hotelach, basenach, czy szpitalach.

■ Dobór układu kogeneracyjnego - studium przypadku

Aby zobrazować ideę doboru układu kogeneracji gazowej, przedstawiono studium przypadku na przykładzie małego przedsiębiorstwa produkcyjnego. Obecnie zakład zasilany jest w energię elektryczną z sieci elektroenergetycznej, zaś w ciepło z kotłów gazowych.



Rys. 2. Wykres uporządkowany zapotrzebowania na moc elektryczną



Rys. 3. Wykres zapotrzebowania na gaz

Uporządkowany wykres rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawiono na rysunku 2.

Maksymalny pobór energii elektrycznej wynosi około 200 kW, zaś minimalny poniżej 50 kW. Profil zapotrzebowania, nie licząc kilkuset godzin w ciągu roku, jest płaski i mieści się w granicach od 75 do 150 kW. Na rysunku 3 zobrazowano miesięczne zapotrzebowania na gaz ziemny na potrzeby produkcji ciepłej wody użytkowej i centralnego ogrzewania.

Powyższy profil jest charakterystyczny dla zużycia gazu na cele grzewcze oraz do przygotowania ciepłej wody

użytkowej. Zużycie gazu jest wyższe od zużycia energii elektrycznej. Średnia moc pobierana w miesiącach letnich wynosi ok. 100 kWh/h.

Przy doborze układu kogeneracyjnego zakłada się, że planowane przestoje serwisowe odbywać się będą w miesiącach letnich, kiedy występuje najmniejsze zapotrzebowania na ciepło. Do powyższych profili dobrano agregat kogeneracyjny zasilany gazem ziemnym o mocy elektrycznej 104 kWe oraz mocy cieplnej 142 kWth. Sprawność całkowita układu wynosi 87%, zaś zużycie gazu przy pełnym obciążeniu wynosi 282

kWh/h. Przy zakładanym dla takich układów rocznym czasie pracy równym 8 000 h produkcja energii elektrycznej wynosi 832 MWh, z czego około 800 MWh zostanie zużyte na miejscu, a 32 MWh sprzedane do sieci. Roczna produkcja ciepła wyniesie 1 136 MWh, z czego 1 022 MWh zostaną wykorzystane, reszta stanowi stratę związaną z niedopasowaniem produkcji do zużycia. Zużycie gazu wyniesie 2 256 MWh. Biorąc pod uwagę stopień autokonsumpcji energii elektrycznej (96%) oraz wykorzystania ciepła (90%) układ został dobrany prawidłowo.

■ Czy to się opłaca?

Podjmując decyzję o inwestycji w agregat kogeneracyjny o mocy jak wyżej, trzeba liczyć się z wydatkiem rzędu 625 tys. PLN. Nakłady inwestycyjne w tej kwocie obejmują dostawę i montaż silnika, wymienników ciepła oraz wszystkie niezbędne prace budowlane. Koszty związane z eksploatacją układu będą obejmować zakup paliwa oraz bieżące serwis i okresowe remonty. Eksploatacja własnego źródła wiąże się z koniecznością wnoszenia opłat środowiskowych, w szczególności za emisję gazów cieplarnianych. Koszty niezwiązane bezpośrednio z eksploatacją, które trzeba będzie ponieść to ubezpieczenie oraz podatek od nieruchomości.

Korzyści płynące z eksploatacji agregatu to brak konieczności zakupu pewnej ilości energii elektrycznej i ciepła oraz sprzedaż nadwyżki energii elektrycznej poprzez sieć elektroenergetyczną. Dodatkową korzyścią może być również uzyskanie wsparcia finansowego, które scharakteryzowano w dalszej części opracowania.

Analizę przeprowadzono w dwóch wariantach. W pierwszym z nich założono brak wsparcia, w drugim natomiast uwzględniono premię gwarantowaną w wysokości 149,99 PLN/MWh. Założono cenę energii elektrycznej na poziomie 450 PLN/MWh (zakup) oraz 240 PLN/MWh (sprzedaż). Założona cena gazu to 140 PLN/MWh. Finansowanie inwestycji odbywa się z udziałem wkładu własnego oraz kredytu. Stopa dyskonta równa jest średnioważonemu kosztowi kapitału i wynosi 9%. Założono roczną inflację na poziomie 2,5%. Okres budowy wynosi 2 lata, natomiast eksploatacji 15 lat. W połowie okresu eksploatacji ma miejsce remont kapitalny. Wyniki analizy zestawiono w tabeli 2.

W obydwu analizowanych przypadkach, wskaźniki rentowności wskazują, że inwestycja jest opłacalna. Wartość bieżąca netto jest dodatnia, natomiast wewnętrzna stopa zwrotu wyższa od założonej stopy dyskonta. W wariantcie bez

Wskaźnik	Wariant I bez premii gwarantowanej	Wariant II z premią gwarantowaną
Nakłady inwestycyjne [tys. PLN]	625,00	625,00
Prosty okres zwrotu (SPBT) [lata]	5,32	4,02
Zdyskontowany okres zwrotu (DPBT) [lata]	6,23	4,36
Wartość bieżąca netto (NPV) po 15 latach [tys. PLN]	965,84	2 045,35
Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) [%]	27,91%	44,36%

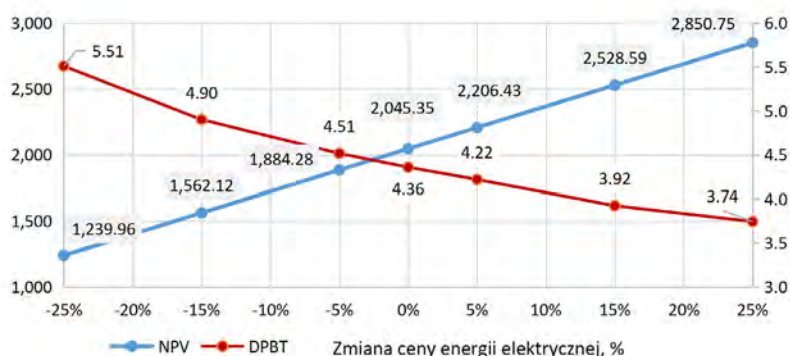
Tab. 2. Zestawienie wskaźników rentowności inwestycji

mechanizmu wsparcia zdyskontowany okres zwrotu wynosi nieco ponad 6 lat, natomiast z premią gwarantowaną skracą się do ok. 4,5 r. Analizy prowadzone przez autorów wskazują również, że inwestycje w układy o wyższych mocach charakteryzują się krótszymi czasami zwrotu, co wynika z efektu skali - zmniejszenia jednostkowych nakładów inwestycyjnych oraz jednostkowych kosztów eksploatacji.

Inwestycja jest wysoce opłacalna przy przyjętych wyżej założeniach. Nie jest natomiast wolna od ryzyka zmian, które mogą nastąpić w czasie eksploatacji lub w trakcie budowy układu. Z tego względu, analiza ekonomiczna wariantu z premią gwarantowaną została uzupełniona o analizę wrażliwości inwestycji na cztery parametry: cenę energii elektrycznej, cenę gazu, wielkość nakładów inwestycyjnych oraz cenę ciepła. Parametry te zmieniano w zakresie od -25%

do +25% zakładanej wartości. W każdym przypadku, wartość bieżąca netto (NPV) była dodatnia, a wewnętrzna stopa zwrotu wyższa niż zakładana stopa dyskonta. Okres zwrotu (DPBT) zawierał się w przedziale 3,5-5,5 r. Wskaźniki rentowności są najbardziej wrażliwe na zmiany cen energii elektrycznej i gazu, natomiast najmniej na wielkość nakładów inwestycyjnych i cenę ciepła. Na rysunku 4 przedstawiono przebieg zmian tych wskaźników w zależności od zmiany ceny energii elektrycznej.

Dodatkowo wykonano obliczenia pokazujące w jaki sposób kształtowała się emisja CO₂ w okresie przed oraz po wybudowaniu i eksploatacji układu kogeneracyjnego. W obliczeniach uwzględniono zużycie gazu przez układ, energię elektryczną wyprodukowaną oraz ciepło sieciowe, którego kupna uniknięto. Przyjęto emisyjność energii elektrycznej z sieci na poziomie 765 kg CO₂/MWh



Rys. 4. Analiza wrażliwości NPV i DPBT na zmianę ceny energii elektrycznej

oraz ciepła sieciowego 94,96 kg CO₂/GJ. Przy podanych założeniach, emisja CO₂ zmniejszona została o więcej niż połowę, co oznacza znaczącą redukcję śladu węglowego przedsiębiorstwa. Wyniki zestawiono tabeli 3.

■ Jakie wsparcie można otrzymać?

Podjęciem inwestycję w wysokosprawną kogenerację, można liczyć na wsparcie z dostępnych mechanizmów systemowych. Wsparcie obejmuje zarówno dotację do poniesionych nakładów inwestycyjnych, jak i dopłatę do wytworzonej, albo sprzedanej energii elektrycznej.

Aktualnie trwa nabór w konkursie „Energia odnawialna, efektywność energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne. Rozwój wysokosprawnej kogeneracji przemysłowej” prowadzony przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Poziom dofinansowania obejmuje 45% kosztów kwalifikowanych. Minimalna kwota dofinansowania stanowi 1 mln EUR, natomiast

Emisja przed, Mg CO ₂ /r.	985,86
Emisja po, Mg CO ₂ /r.	445,02
Emisja uniknięta, Mg CO ₂ /r.	540,84

Tab. 3. Emisja CO₂ przed i po budowie układu kogeneracyjnego

maksymalna 7 mln EUR. Konkurs skierowany jest do małych, średnich i dużych przedsiębiorstw. Wnioski można składać do dnia 31 sierpnia 2020 r.

Wsparcie w postaci premii gwarantowanej, kogeneracyjnej lub kogeneracyjnej indywidualnej zapewnione jest przez Ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Wsparcie mogą otrzymać jednostki, których emisyjność jest niższa niż 450 kg CO₂/MWh. W przypadku jednostek o mocy elektrycznej niższej niż 1 MWe, premia gwarantowana wynosi 144,99 PLN do każdej wyprodukowanej megawatogodziny energii elektrycznej.

Dla jednostek od 1 MWe do 50 MWe premia kogeneracyjna ustalana jest w wyniku aukcji. Zgodnie z wynikami ostatnich aukcji, zawiera się ona

w przedziale 60-100 PLN/MWh. Jednostki o mocy powyżej 50 MWe mogą liczyć na wsparcie w postaci premii kogeneracyjnej indywidualnej, której wysokość ustalana jest indywidualnie, w drodze naboru. Wsparcie w tym przypadku obejmuje energię elektryczną wyprodukowaną, wprowadzoną do sieci i sprzedaną. Wsparcia udziela się na okres 15 lat.

Dla jednostek o mocy powyżej 1 MWe zachodzi dodatkowo jeden warunek uzyskania wsparcia. Ciepło produkowane w jednostce kogeneracyjnej musi być w 70% wprowadzane do miejskiej sieci ciepłowniczej. Wówczas wsparcie obejmuje 100% wyprodukowanej energii elektrycznej. W przeciwnym wypadku - proporcjonalnie mniej.

□

