

**Marcin Wierziński**

Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu

---

## **MIKROKOGENERACJA JAKO SPOSÓB PODNIESIENIA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ I OBNIŻENIA KOSZTÓW ZAOPATRZENIA W CIEPŁO I ENERGIĘ ELEKTRYCZNA**

---

**Streszczenie:** W artykule autor ocenia ekonomiczną efektywność wykorzystania mikrokogeneracji w porównaniu do alternatywnego nabywania energii elektrycznej i ciepła od dostawców zewnętrznych. Mikrokogeneracja polega na jednoczesnym wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej przy wykorzystaniu silników gazowych lub innych urządzeń, które są instalowane bezpośrednio w budynkach zużywających te media. Na końcu artykułu autor przedstawia potencjalne modele biznesowe, które mogą wykorzystywać przedsiębiorstwa oferujące usługi energetyczne (*Energy Service Providers*) w celu oferowania klientom rozwiązań mikrokogeneracyjnych.

**Słowa kluczowe:** mikrokogeneracja, efektywność ekonomiczna, model biznesowy

### **1. Wstęp**

Działalność gospodarcza człowieka wywiera istotny wpływ na stan środowiska naturalnego. Do końca XX w. nie przejmowano się istotnie wzrastającym poziomem zanieczyszczenia wody, powietrza i gleby, które było powodowane przez szybko rozwijające się gospodarki wielu krajów. Poziom świadomości ekologicznej wielu społeczeństw był stosunkowo niski, przez co również przedsiębiorstwa nie przykładały istotnej wagi do problematyki ochrony środowiska naturalnego. Szczególny problem dotyczy emisji tzw. gazów cieplarnianych (głównie dwutlenku węgla), które przyczyniają się do powstawania efektu globalnego ocieplenia. Jest on emitowany w głównej mierze w procesie produkcji energii elektrycznej i ciepła z paliw kopalnych. Globalne ocieplenie ma istotne, negatywne konsekwencje dla stanu środowiska naturalnego człowieka.

## **2. Ochrona środowiska naturalnego jako wyzwanie dla świata biznesu początku XXI w.**

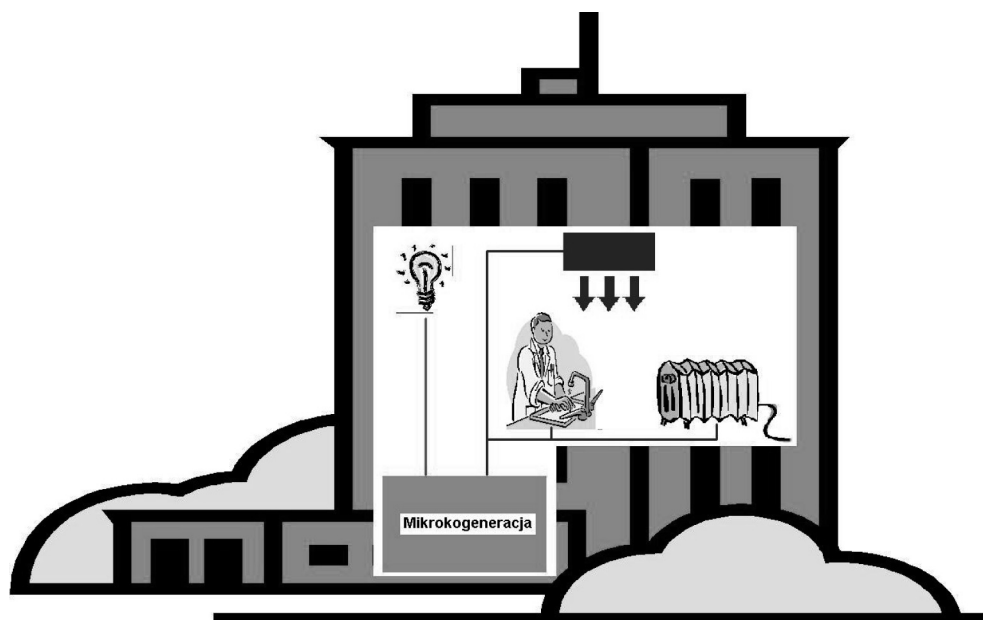
Obserwowane zmiany klimatu, spowodowane działalnością człowieka, w tym nadmierną emisją gazów cieplarnianych, zmieniły nastawienie wielu instytucji i przedstawicieli biznesu do problematyki ochrony środowiska naturalnego. Wyrazem tego jest wydanie przez instytucje Unii Europejskiej wielu dyrektyw oraz rozporządzeń, w tym pakietu klimatyczno-energetycznego ukierunkowanego na podnoszenie efektywności energetycznej, ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, zwiększenie produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł oraz zwiększenie produkcji energii elektrycznej w tzw. kogeneracji. Jednocześnie na poziomie krajowym zostały wdrożone mechanizmy zachęcające sektor energetyczny oraz końcowych odbiorców energii elektrycznej do poświęcania większej uwagi kwestiom związanym z efektywnością energetyczną i odpowiedzialnością za środowisko naturalne.

Wyrazem większej wrażliwości świata biznesu na zagrożenia dotyczące zmian klimatycznych i ochrony środowiska jest wdrażanie przez duże światowe koncerny gospodarcze tzw. zielonych strategii (ang. *green strategy*). Zawierają one długookresowe cele ukierunkowane na ograniczenie negatywnego wpływu działalności przedsiębiorstwa na środowisko naturalne, w tym na bardziej racjonalne wykorzystanie wody, ograniczenie produkcji i recykling odpadów, ograniczenie zanieczyszczenia powietrza, w tym poprzez podnoszenie efektywności energetycznej. Wdrażanie zielonych strategii pozwala przedsiębiorstwom wyróżnić się na rynku poprzez pokazanie klientom, iż ochrona środowiska jest istotnym aspektem ich działania, co ma duże znaczenie w dobie wzrostu świadomości ekologicznej społeczeństw. Wreszcie wdrażanie ich ma wymierny efekt ekonomiczny, gdyż pozwala na zmniejszenie rachunków za wodę, ciepło czy energię elektryczną. Dowodem na to, iż zielone strategie rzeczywiście działają z korzyścią dla świata biznesu, jest fakt, iż wdrożyły je takie przedsiębiorstwa jak Wal-Mart, IKEA Group czy TESCO.

## **3. Mikrokogeneracja jako sposób podnoszenia efektywności energetycznej**

Mikrokogeneracja, czyli wytwarzanie w jednym procesie ciepła i energii elektrycznej w źródłach o mocy do 1 MW termicznego, pozwala na istotne ograniczenie zużycia paliw pierwotnych w stosunku do rozdzielonego wytwarzania tej samej ilości ciepła i energii elektrycznej. Układy mikrokogeneracyjne pozwalają na jednoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej bezpośrednio na potrzeby budynków, w których są instalowane. Nadwyżka wytwarzanej energii elektrycznej przez taki układ w stosunku do potrzeb budynku jest oddawana do lokalnej sieci elektroenergetycznej i sprzedawana do spółki obrotu energią elektryczną. Ponadto te układy zintegrowane z urzą-

dzeniami chłodniczymi pozwalają na produkcję chłodu wykorzystywanego do potrzeb klimatyzacyjnych (tzw. trójgeneracja). Jednoczesne wytwarzanie ciepła, energii elektrycznej i chłodu umożliwia osiągnięcie najkorzystniejszych efektów ekonomicznych. Schemat działania układu mikrokogeneracyjnego przedstawiono na poniższym rysunku.



Rys. 1. Schemat działania układu mikrokogeneracyjnego

Źródło: opracowanie własne.

Układy mikrokogeneracyjne są najczęściej zasilane paliwem gazowym (gaz ziemny wysokometanowy). Na rynku istnieje wielu producentów i dostawców sprawdzonych urządzeń o różnej mocy termicznej i elektrycznej (moce termiczne tych układów rozpoczynają się nawet od 1 kW). Stosowanie tego typu rozwiązań pozwala na ograniczenie zużycia paliwa gazowego do produkcji ciepła i energii elektrycznej na potrzeby określonego budynku nawet do 20% w stosunku do rozdzielonego wytwarzania obu produktów. Ograniczenie zużycia paliwa pierwotnego przekłada się na zmniejszenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery, a zatem do ograniczenia efektu cieplarnianego. Wysoka efektywność energetyczna układów mikrokogeneracyjnych sprawia, iż tego typu rozwiązania są silnie promowane przez Unię Europejską [Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r.], jak również przez prawo krajowe [Ustawa prawo energetyczne i wydane do niej rozporządzenia].

#### 4. Determinanty opłacalności rozwiązań mikrokogeneracyjnych

Do tej pory instalowanie układów mikrokogeneracyjnych było najczęściej uważane za rozwiązanie drogie oraz nie przynoszące wymiernych efektów ekonomicznych. Ta sytuacja była spowodowana następującymi czynnikami:

- stosunkowo niskimi cenami ciepła i energii elektrycznej dostarczanych przez podmioty zewnętrzne (lokalne spółki ciepłownicze, spółki obrotu energią elektryczną),
- krótkim okresem pracy układów mikrokogeneracyjnych w ciągu roku (praca układu mikrokogeneracyjnego musi być dostosowana do zapotrzebowania na ciepło w budynku),
- wysokimi nakładami inwestycyjnymi na zakup i zainstalowanie układów mikrokogeneracyjnych.

Jednak w ostatnim czasie sytuacja uległa diametralnej zmianie. Opłacalność wykorzystania tych układów wzrosła ze względu na:

- istotny wzrost cen energii elektrycznej, oferowanej przez spółki obrotu działające na rynku,
- wsparcie udzielone rozwojowi układów mikrokogeneracyjnych w postaci tzw. żółtych certyfikatów,
- rozwój technologii klimatyzacyjnych, które mogą współpracować z układami mikrokogeneracyjnymi,
- objęcie dużych elektrowni i elektrociepłowni system handlu emisjami CO<sub>2</sub> (elektrownie i elektrociepłownie o zainstalowanej mocy termicznej powyżej 20 MW) oraz wyłączenie z tego systemu źródeł o zainstalowanej mocy termicznej poniżej 20 MW, w tym układów mikrokogeneracyjnych.

Wymienione czynniki w znaczący sposób wpłynęły na wzrost ekonomicznej efektywności wykorzystania układów mikrokogeneracyjnych do jednoczesnej produkcji ciepła i energii elektrycznej. W szczególności zanotowany z początkiem 2009 r. kilkunastoprocentowy wzrost cen energii elektrycznej wpłynął na podniesienie opłacalności tego typu układów. Obecnie jednoskładnikowa cena energii elektrycznej w grupach taryfowych C2x (szpitale, sklepy wielkopowierzchniowe, hotele, biurowce itp.) przekracza w wielu spółkach poziom 500 zł/MWh (cena za energię elektryczną wraz z przesyłem i wszelkimi dodatkowymi opłatami). Prognozy wielu ekspertów przewidują, iż ostatnie wzrosty cen nie będą ostatnimi, a zatem w przyszłości należy się spodziewać dalszych podwyżek, co jest związane z koniecznością modernizacji polskiej energetyki i spełnienia wysokich standardów w zakresie emisji gazów cieplarnianych. Dalszy wzrost cen energii elektrycznej na rynku jeszcze bardziej poprawi opłacalność instalowania układów mikrokogeneracyjnych.

Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji (oszczędność paliwa pierwotnego powyżej 10% w stosunku do rozdzielonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej) została objęta stosownym wsparciem. W odniesieniu do źró-

deł mikrokogeneracyjnych (termiczna moc zainstalowana poniżej 1 MW) oraz źródeł kogeneracyjnych opalanych gazem ziemnym system wsparcia polega na:

- konieczności zakupu i umorzenia przez spółki sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym świadectw pochodzenia energii elektrycznej z mikrokogeneracji (tzw. żółtych certyfikatów) w ilości nie mniejszej niż 2,9% ogólnej ilości energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym w 2009 r. (do 2012 r. udział ten ma wzrastać o 0,2% rocznie),
- konieczności odbioru przez lokalne spółki dystrybucyjne całej energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji i mikrokogeneracji,
- ułatwieniach w przyłączaniu do sieci elektroenergetycznej układów kogeneracyjnych i mikrokogeneracyjnych.

Należy nadmienić, iż obecnie rynkowa cena „żółtego” certyfikatu wynosi około 115 zł/MWh. Oznacza to, iż do każdej MWh wytworzonej przez układ mikrokogeneracyjny otrzymuje się dopłatę we wskazanej wysokości, co jest istotnym czynnikiem poprawiającym opłacalność tego typu układów.

Innym istotnym czynnikiem poprawiającym ekonomiczną efektywność układów mikrokogeneracyjnych jest ich połączenie z urządzeniami klimatyzacyjnymi, w tym z tzw. chillerami do produkcji wody lodowej. Współpraca urządzeń mikrokogeneracyjnych z układami klimatyzacyjnymi pozwala na wydłużenie ich czasu pracy w ciągu roku, od czego zależy w dużej mierze efektywność ekonomiczna tego typu rozwiązań. Należy również dodać, iż pozwala to na ograniczenie kosztów zakupu energii elektrycznej na potrzeby klimatyzacji przez właścicieli i/lub zarządców budynków. Ponadto należy zaznaczyć, iż układy mikrokogeneracyjne są wyłączone z systemu handlu emisjami CO<sub>2</sub>, co sprawia, iż pod tym względem posiadają one istotną przewagę w stosunku do dużych elektrowni i elektrociepłowni, które tym systemem są objęte.

## 5. Opłacalność wykorzystania mikrokogeneracji

Najwyższą opłacalnością odznacza się wykorzystanie układów mikrokogeneracyjnych w budynkach o dużej powierzchni oraz kubaturze, w których są zainstalowane układy klimatyzacyjne. Jednocześnie warunkiem wysokiej opłacalności mikrokogeneracji jest przyłączenie odbiorcy końcowego (budynku) do sieci elektroenergetycznej na:

- niskim napięciu o zamówionej mocy elektrycznej powyżej 40 kW,
- średnim napięciu.

Odbiorcy o takich charakterystykach są kwalifikowani przez spółki obrotu energią elektryczną najczęściej do grup taryfowych C i B, w których ceny sprzedaży energii elektrycznej są dużo wyższe niż dla klientów indywidualnych, posiadaczy domów i mieszkań (grupy taryfowe G). Wykorzystanie mikrokogeneracji jest więc najbardziej opłacalne w budynkach o przeznaczeniu komercyjnym, takich jak sklepy wielkopowierzchniowe, galerie handlowe, hotele, biurowce, urzędy publiczne itp.

Roczne korzyści z wykorzystania układów mikrokogeneracyjnych mogą być kalkulowane zgodnie z następującymi formułami:

$$\Delta EBIT = K_{zw} - K_{eksp} + P_d \quad (1)$$

$$\Delta EBITDA = \Delta EBIT + A \quad (2)$$

gdzie:  $\Delta EBIT$  – całkowity roczny przyrost  $EBIT$  po zainstalowaniu układu mikrokogeneracyjnego,

$\Delta EBITDA$  – całkowity roczny przyrost  $EBITDA$  po zainstalowaniu układu mikrokogeneracyjnego,

$K_{zw}$  – całkowite roczne koszty zakupu ciepła i energii elektrycznej od dostawców zewnętrznych, ponoszone przed zainstalowaniem układu mikrokogeneracyjnego,

$K_{eksp}$  – całkowite roczne koszty eksploatacji urządzenia mikrokogeneracyjnego, w tym koszty zakupu gazu ziemnego, amortyzacji, napraw i remontów, dozoru pracy urządzenia itp., ponoszone po zainstalowaniu układu mikrokogeneracyjnego,

$P_d$  – dodatkowe przychody ze sprzedaży, w tym przychody ze sprzedaży „żółtych” certyfikatów, przychody ze sprzedaży nadwyżek wytwarzanej energii elektrycznej, osiągane po zainstalowaniu układu mikrokogeneracyjnego,

$A$  – roczna amortyzacja zainstalowanych urządzeń, w tym układu mikrokogeneracyjnego.

Obliczenie korzyści z wykorzystania układu mikrokogeneracyjnego zostanie przedstawione na przykładzie biurowca o powierzchni około 9200 m<sup>2</sup>.

### 5.1. Koszty zużycia ciepła i energii elektrycznej nabywanych od dostawców zewnętrznych ( $K_{zw}$ )

Wysokość kosztów zużycia ciepła i energii elektrycznej nabywanych od dostawców zewnętrznych jest uzależniona od cen zakupu tych mediów oraz od wielkości ich zużycia. W tabeli 1 przedstawiono przykładowe zapotrzebowanie na wymienione czynniki energii biurowca o powierzchni wynoszącej około 9200 m<sup>2</sup>.

Taki budynek zużywa rocznie około 8408 GJ ciepła, z czego 1671 GJ jest przeznaczane na produkcję chłodu przez urządzenia klimatyzacyjne. Roczne zużycie energii elektrycznej w tym budynku wynosi 495,3 MWh. Zapotrzebowanie na moc cieplną i elektryczną tego obiektu kształtuje się na poziomie:

- moc cieplna – 529 kW,
- moc elektryczna – 140 kW.

Budynek podłączony do sieci elektroenergetycznej korzystałby z taryfy C21 lokalnej spółki obrotu energią elektryczną i spółki dystrybucyjnej, w której ceny zaku-

**Tabela 1.** Charakterystyka zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną biurowca o powierzchni 9200 m<sup>2</sup>

	Energia cieplna na potrzeby c.o. i c.w.u.	Energia cieplna na potrzeby klimatyzacji	Razem zapotrzebowanie na energię cieplną	Zapotrzebowanie na energię elektryczną
	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[kWh]
styczeń	1 186	0	1 186	53 747
luty	1 162	0	1 162	49 389
marzec	817	0	817	46 484
kwiecień	405	0	405	46 484
maj	65	242	307	33 411
czerwiec	65	363	429	33 411
lipiec	65	412	477	33 411
sierpień	65	412	477	33 411
wrzesień	121	242	363	33 411
październik	484	0	484	36 316
listopad	1 065	0	1 065	46 484
grudzień	1 235	0	1 235	49 389
<b>Razem</b>	<b>6 737</b>	<b>1 671</b>	<b>8 408</b>	<b>495 347</b>

Źródło: opracowanie własne.

pu energii elektrycznej i usług przesyłowych oraz dodatkowe opłaty wynoszą (ceny netto):

- cena zakupu energii elektrycznej – 316,90 zł/MWh,
- opłata stała za przesył – 7000 zł/MW/miesiąc,
- opłata zmienna za przesył – 129,10 zł/MWh,
- opłata jakościowa – 9,80 zł/MWh,
- opłata przejściowa – 1,34 zł/kW/miesiąc,
- opłata abonamentowa – 15 zł/miesiąc.

Przeciętna jednoskładnikowa cena zakupu energii elektrycznej od dostawcy zewnętrznego dla tego budynku wyniosłaby około 485 zł/MWh (cena netto). Korzystając z usług zewnętrznego dostawcy ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania, ciepłej wody użytkowej i klimatyzacji, właściciel lub zarządca budynku musiałby zapłacić około 50 zł/GJ (cena netto). Podana cena jest zbliżona do przeciętnej ceny zakupu ciepła z scentralizowanych systemów ciepłowniczych, obecnych w wielu miastach w Polsce. Biorąc pod uwagę powyższe dane, można określić całkowity roczny koszt zakupu ciepła i energii elektrycznej dla wskazanego budynku od dostawców zewnętrznych. Stosowne obliczenia przedstawiono w kolejnej tabeli (tabela 2).

**Tabela 2.** Koszty zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną biurowca o powierzchni około 9200 m<sup>2</sup> (zakup mediów od dostawców zewnętrznych)

Wyszczególnienie	J.m.	Wartość
<b>Koszt zaopatrzenia w ciepło</b>	<b>zł</b>	<b>420 389</b>
wielkość zużycia ciepła	GJ	8 408
jednoskładnikowa cena zakupu ciepła	zł/GJ	50,00
<b>Koszt zaopatrzenia w energię elektryczną</b>	<b>zł</b>	<b>239 971</b>
opłata za energię elektryczną	zł	156 976
wielkość zużycia energii elektrycznej	MWh	495,35
cena zakupu energii elektrycznej	zł/MWh	316,90
opłata handlowa	zł	180
liczba miesięcy	liczba	12,00
stawka abonamentu	zł/miesiąc	15,00
opłata stała za przesył	zł	11 760
moc zamówiona	MW	0,14
stawka opłaty stałej za przesył	zł/MW/miesiąc	7 000,00
opłata zmienna za przesył	zł	63 949
wielkość zużycia energii elektrycznej	MWh	495,35
opłata zmienna za przesył	zł/MWh	129,10
opłata jakościowa	zł	4 854
wielkość zużycia energii elektrycznej	MWh	495,35
stawka opłaty jakościowej	zł/MWh	9,80
opłata przejściowa	zł	2 251
moc zamówiona	MW	0,14
stawka opłaty przejściowej	zł/kW/miesiąc	1,34
<b>Razem koszty zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną</b>	<b>zł</b>	<b>660 360</b>

Źródło: opracowanie własne.

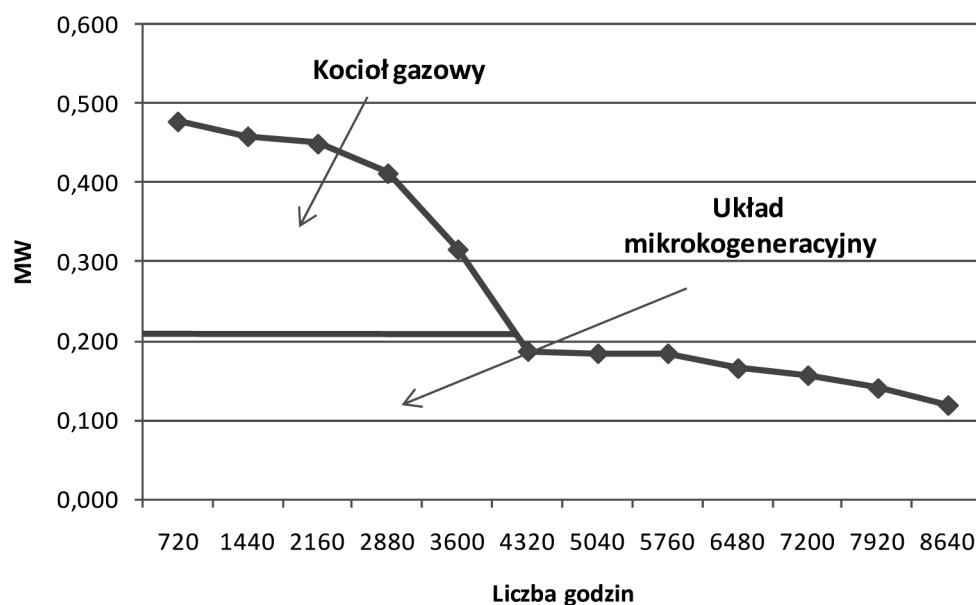
Korzystając z usług dostawców zewnętrznych, właściciel budynku lub jego zarządca musieliby rocznie wydać na ten cel około 660 tys. zł. W tych kosztach znaczącą większość stanowią koszty zakupu ciepła, wynoszące około 420 tys. zł rocznie.

## 5.2. Dobór urządzeń do jednoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej

Alternatywą dla zakupu jest zainstalowanie własnego urządzenia mikrokogeneracyjnego oraz ewentualnie kotłów gazowych. Dobór instalowanych urządzeń powinien odpowiadać zapotrzebowaniu budynku na ciepło i energię elektryczną. Ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne, instalowanie układów mikrokogeneracyjnych jest



najbardziej opłacalne wówczas, gdy pracują one przez jak najdłuższy okres w ciągu roku. Z tego powodu często moc cieplna instalowanego układu jest niższa od całkowitego zapotrzebowania na moc cieplną, przez co pracują one w podstawie obciążeń cieplnych przez stosunkowo długi okres w ciągu roku. Pozostałe zapotrzebowanie budynku na moc cieplną jest uzupełniane przez instalowane kotły gazowe, których koszty zakupu są dużo niższe od nakładów na urządzenia mikrokogeneracyjne i które pracują w szczytowych okresach zapotrzebowania na ciepło. Wykres obciążeń cieplnych dla analizowanego obiektu wraz z doбором urządzeń został przedstawiony na poniższym rysunku.



Rys. 2. Wykres obciążeń cieplnych i dobór urządzeń

Źródło: opracowanie własne.

W analizowanym budynku zainstalowano układ mikrokogeneracyjny o mocy cieplnej w wysokości 204 kW i mocy elektrycznej w wysokości 142,5 kW. Układ ten pracuje przez cały rok, przy czym przez pewną jego część z wykorzystaniem niepełnej mocy cieplnej. Nie jest w stanie zaspokoić całkowitego zapotrzebowania budynku na moc cieplną, która w okresie najniższych temperatur wynosi 529 kW. Uzupełniającym źródłem jest zainstalowany kocioł gazowy, który pracuje przez około 4300 godzin w ciągu roku (przez pewną część tego okresu kocioł pracuje przy wykorzystaniu niepełnej mocy cieplnej). Nakłady inwestycyjne na zakup obu urządzeń wraz z ich zainstalowaniem wyniosą około 984 tys. zł, z czego około 612 tys. zł stanowią wydatki na zakup układu mikrokogeneracyjnego.

### 5.3. Koszty eksploatacji urządzeń do jednoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej ( $K_{\text{eksp}}$ )

Całkowita moc cieplna zainstalowanych urządzeń wynosi zatem 529 kW termicznych i 142,5 kW elektrycznych, co odpowiada zapotrzebowaniu budynku. Przy tych mocach zainstalowanych urządzeń, moc zamówiona gazu ziemnego powinna wynieść 79 m<sup>3</sup>/h, co pozwala na skorzystanie z taryfy W-6 jego dostawcy, którym jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Roczne zużycie gazu ziemnego nie powinno przekroczyć 405 tys. m<sup>3</sup>, a jednoskładnikowa cena zakupu według wskazanej taryfy wyniesie około 1,33 zł/m<sup>3</sup> (obejmuje ona zarówno zakup gazu, jak i usługi przesyłowej). Roczny koszt powinien zatem wynieść około 539 tys. zł. Do pozostałych kosztów eksploatacji układu mikrokogeneracyjnego i kotła gazowego należy zaliczyć:

- akcyzę na energię elektryczną zużytą na własne potrzeby – stawka akcyzy wynosi 20 zł/MWh,
- amortyzację,
- koszty materiałów eksploatacyjnych,
- koszty remontów,
- koszty dozoru urządzeń i koszty administracyjne,
- koszty ubezpieczenia,
- pozostałe koszty.

Całkowite zestawienie rocznych kosztów eksploatacji urządzeń zaprezentowano w tabeli 3.

**Tabela 3.** Roczne koszty eksploatacji zainstalowanych urządzeń, w tym układu mikrokogeneracyjnego

Wyszczególnienie	J.m.	Wartość
<b>Koszty zmienne</b>	<b>zł</b>	<b>548 668</b>
Koszty zużycia paliwa	zł	538 761
wielkość zużycia paliw	m <sup>3</sup>	404 038
ceny zakupu paliw	zł/m <sup>3</sup>	1,33
Akcyza za energię elektryczną	zł	9 907
wielkość zużycia energii na własne potrzeby	MWh	495
stawka akcyzy	zł/MWh	20
<b>Koszty stałe</b>	<b>zł</b>	<b>115 634</b>
Amortyzacja	zł	64 415
Zużycie materiałów pomocniczych	zł	2 138
Rezerwa na remonty	zł	21 787
Nadzór na urządzeniami i koszty administracyjne	zł	16 470
Ubezpieczenia majątkowe	zł	9 845
Pozostałe koszty	zł	979
<b>Razem koszty</b>	<b>zł</b>	<b>664 302</b>

Źródło: opracowanie własne.

Całkowite koszty eksploatacji układu mikrokogeneracyjnego oraz kotła gazowego wyniosą 664 tys. zł w ciągu roku. Koszty te są nieco wyższe od kosztów zakupu ciepła i energii elektrycznej od dostawców zewnętrznych. Należy zwrócić uwagę, iż nie obliczono jeszcze wszystkich korzyści z eksploatacji układu mikrokogeneracyjnego.

#### 5.4. Dodatkowe przychody ze sprzedaży ( $P_d$ )

W ciągu roku układ mikrokogeneracyjny będzie w stanie wytworzyć około 1054 MWh energii elektrycznej (po odliczeniu potrzeb własnych układu). Ponieważ zapotrzebowanie na energię elektryczną budynku wynosi około 495 MWh rocznie, jej nadwyżka w ilości 559 MWh będzie mogła zostać sprzedana po cenie około 140 zł/MWh. Całkowite przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyniosą zatem 78,3 tys. zł rocznie.

Poza sprzedażą energii elektrycznej będzie można uzyskać, a następnie sprzedać świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w układzie mikrokogeneracyjnym (tzw. żółte certyfikaty). Jest on otrzymywany do każdej wytworzonej MWh energii elektrycznej, a obecna jego cena wynosi około 115 zł/MWh. Oznacza to, iż przychody ze sprzedaży „żółtych” certyfikatów mogą wynieść 123,4 tys. zł rocznie. Zestawienie dodatkowych przychodów ze sprzedaży zaprezentowano w kolejnej tabeli.

**Tabela 4.** Dodatkowe roczne przychody ze sprzedaży nadwyżek wytwarzanej energii elektrycznej i tzw. żółtych certyfikatów

Wyszczególnienie	J.m.	Wartość
<b>Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej</b>	<b>zł</b>	<b>78 260</b>
wielkość sprzedaży	MWh	559
cena sprzedaży	zł/MWh	140
<b>Przychody ze sprzedaży „żółtych” certyfikatów</b>	<b>zł</b>	<b>125 048</b>
wielkość sprzedaży*	MWh	1 087
cena sprzedaży	zł/MWh	115
<b>Razem dodatkowe przychody</b>	<b>zł</b>	<b>203 308</b>

\* Wytworzona energia elektryczna wraz z potrzebami własnymi.

Źródło: opracowanie własne.

Całkowite dodatkowe przychody ze sprzedaży osiągnane po zainstalowaniu układu mikrokogeneracyjnego i kotła gazowego wynoszą około 203,3 tys. zł rocznie.

### 5.5. Korzyści z wykorzystania układu mikrokogeneracyjnego

W tym momencie można obliczyć całkowite przyrosty *EBIT* i *EBITDA* po zainstalowaniu układu mikrokogeneracyjnego wraz z kotłem gazowym. Kalkulację tę wykonano zgodnie z wcześniej przedstawionymi wzorami:

$$\Delta EBIT = 660,4 \text{ tys. zł} - 664,3 \text{ tys. zł} + 203,3 \text{ tys. zł} = 199,4 \text{ tys. zł}$$

$$\Delta EBITDA = 199,4 \text{ tys. zł} + 64,4 \text{ tys. zł} = 263,8 \text{ tys. zł}$$

Wykonana kalkulacja wskazuje, iż całkowity roczny przyrost *EBIT* może wynieść aż 199,4 tys. zł. Korzyści te odniesione do kosztów zakupu ciepła i energii elektrycznej od dostawców zewnętrznych (660,4 tys. zł) wskazują, iż zainstalowanie układu mikrokogeneracyjnego może obniżyć rachunki za te media do 30% rocznie.

Należy również dodać, iż wydatki na ciepło i energię elektryczną będą jeszcze niższe, gdyż w kosztach eksploatacji tego układu (w 664,3 tys. zł) zawarto amortyzację w wysokości 64,4 tys. zł rocznie. Oznacza to, iż po zainstalowaniu układu mikrokogeneracyjnego roczna *EBITDA* wzrasta o 263,8 tys. zł. Jeżeli nakłady inwestycyjne na zakup układu mikrokogeneracyjnego i kotła gazowego wynoszą około 984,5 tys. zł, to wskazana wysokość *EBITDA* pozwoli na zwrot tych nakładów w ciągu około 4 lat.

Przedstawione rachunki wskazują na wysoką opłacalność układów mikrokogeneracyjnych w obecnych uwarunkowaniach rynkowych. W przyszłości należy się spodziewać dalszego wzrostu cen energii elektrycznej, co z całą pewnością przełoży się na dalszy wzrost ekonomicznej efektywności układów mikrokogeneracyjnych. Wykorzystanie mikrokogeneracji pozwala więc nie tylko na osiągnięcie efektu ekologicznego w postaci obniżenia emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery, lecz również na osiągnięcie wymiernych korzyści ekonomicznych.

Należy jednak zaznaczyć, iż w niektórych sytuacjach mogą wystąpić dodatkowe koszty, które nie zostały uwzględnione w analizie. Przede wszystkim mogą one być związane z koniecznością rezerwowania mocy cieplnej i elektrycznej u dostawców zewnętrznych. W niektórych sytuacjach z kolei lepiej jest wykorzystać zewnętrznego dostawcę do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na ciepło, zamiast instalować własny kocioł gazowy i ponosić związane z tym nakłady. Tego typu dylematy należy rozpatrywać indywidualnie dla każdego obiektu. Wydaje się jednak, iż nawet konieczność poniesienia dodatkowych kosztów nie będzie w stanie zagrozić opłacalności rozwiązań mikrokogeneracyjnych.

## 6. Modele biznesowe wykorzystania mikrokogeneracji

Rozwój rynku mikrokogeneracji zależy głównie od opłacalności tego typu rozwiązań zarówno dla klientów, jak i dla szeregu partnerów biznesowych. Rozwój tego rynku jest również uzależniony od miejsca mikrokogeneracji w strategii przedsiębiorstw energetycznych, działających w różnych ogniwach łańcucha wartości. Wydaje się, że rozwojem mikrokogeneracji, poza samymi klientami, są zainteresowani:

- dostawcy urządzeń mikrokogeneracyjnych,
- dostawcy usług energetycznych (*Energy Service Providers* – ESPs).

Obecnie rozwój mikrokogeneracji leży poza obszarem zainteresowań dużych koncernów i holdingów energetycznych. Nie jest ona bowiem *core business* 'em dla tego typu podmiotów, które posiadają w swoich strukturach duże jednostki wytwórcze, spółki dystrybuujące i obracające energią elektryczną. W ich strategiach nie ma obecnie miejsca dla rozwiązań mikrokogeneracyjnych, ze względu na ich niewielką skalę w porównaniu do dużych jednostek wytwórczych.

Z tych powodów rozwiązania mikrokogeneracyjne są szansą rozwojową dla dostawców urządzeń i przedsiębiorstw dostarczających usługi energetyczne (*Energy Service Provider*, ESP), które poszukują własnej niszy na rynku energetycznym. Zakres usług świadczonych przez ESP jest różnorodny i w każdym przypadku może być dostosowany do ścisłych potrzeb danego klienta i/lub budynku. Tego typu przedsiębiorstwa zajmują się nie tylko instalowaniem i późniejszą eksploatacją układów mikrokogeneracyjnych, lecz również doradzają odbiorcom w zakresie optymalizacji wykorzystania ciepła i energii elektrycznej, jak również zajmują się poszukiwaniem finansowania instalowanych układów. Należy również dodać, iż eksploatacja urządzeń mikrokogeneracyjnych wymaga uzyskania koncesji na wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, jak również wiąże się z koniecznością spełnienia szeregu obowiązków administracyjnych (dotyczących na przykład pozyskania „żółtych” certyfikatów). Spełnienie tych obowiązków może również przejąć ESP.

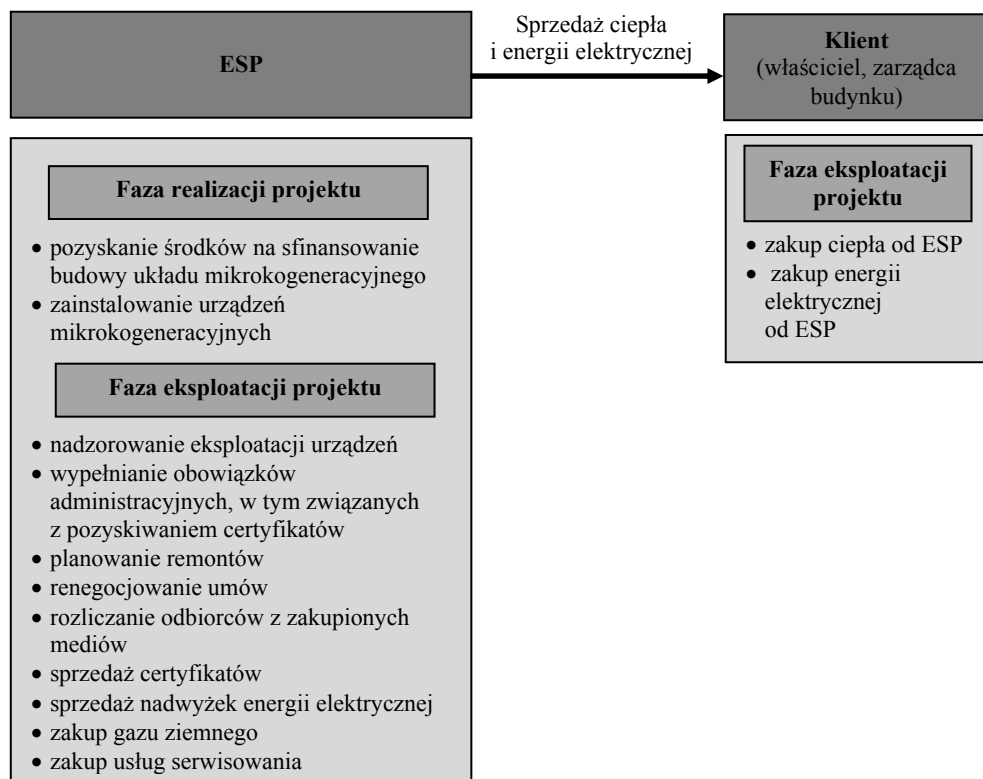
Właściciele i zarządcy obiektów, jak również ESP mogą współdziałać ze sobą w ramach różnych modeli biznesowych. Podstawą wzajemnej współpracy jest określenie sposobu podziału korzyści z wykorzystania układu mikrokogeneracyjnego. Proporcje, według których zostaną podzielone te korzyści, zależą głównie od dwóch czynników:

- kto finansuje zainstalowanie urządzeń mikrokogeneracyjnych,
- zakresu usług świadczonych przez ESP na rzecz klienta (właściciela bądź zarządcy obiektu).

ESP oraz klienci mogą współdziałać ze sobą według trzech głównych modeli biznesowych.

### **Model 1**

W modelu pierwszym ESP jest stroną, która finansuje zakup i zainstalowanie układu mikrokogeneracyjnego, a następnie zajmuje się jego eksploatacją. ESP jest właścicielem urządzenia mikrokogeneracyjnego i jednocześnie staje się sprzedawcą ciepła i energii elektrycznej na rzecz klienta. Oznacza to, iż pozyskuje finansowanie układów, zawiera umowy z dostawcą paliwa i spółką obrotu na odbiór nadwyżek wytwarzanej energii elektrycznej, a na etapie eksploatacji układu pełni nadzór nad jego pracą, wykonuje okresowe remonty, jak również wypełnia stosowne obowiązki administracyjne. Zasady funkcjonowania tego modelu zaprezentowano na poniższym rysunku.



**Rys. 3.** Wykorzystanie układu mikrokogeneracyjnego – podział zadań – Model biznesowy 1

Źródło: opracowanie własne.

W przedstawionym modelu większa część korzyści z zainstalowania układu mikrokogeneracyjnego przypada zazwyczaj ESP jako stronie finansującej przedsięwzięcie. Po zainstalowaniu układu oczekuje on bowiem satysfakcjonującej stopy zwrotu z inwestycji. Niemniej jednak rozwiązanie to jest również bardzo korzystne dla klienta, który nie angażując żadnych środków pieniężnych na zakup układu, może uczestniczyć w podziale korzyści z jego zainstalowania. Rachunki klienta za ciepło i energię elektryczną mogą być obniżone w tym modelu nawet do 15% w stosunku do zakupu tych mediów od dostawców zewnętrznych.

Zaletą przedstawionego modelu biznesowego jest odciążenie klienta od konieczności sfinansowania zakupu układu mikrokogeneracyjnego, jak również od konieczności spełniania szeregu obowiązków administracyjnych. Przy dużej skali działania ESP jako właściciel układów mikrokogeneracyjnych i podmiot, który eksploatuje, może wynegocjować korzystniejsze ceny zakupu gazu ziemnego w stosunku do taryfowych, dostępnych dla klientów, działających według modelu drugiego lub trzeciego, które przedstawiono w dalszej części. Większa skala działalności ESP może

również wpłynąć korzystnie na współpracę ze spółkami dystrybuującymi energię elektryczną. Nadwyżki wytworzonej energii w układach mikrokogeneracyjnych są bowiem oddawane do sieci elektroneregtycznej. Jednocześnie przy dużej skali działania ESP może uzyskać korzystniejsze źródła finansowania układów mikrokogeneracyjnych.

Pewną wadą przedstawionego modelu biznesowego jest pojawienie się dodatkowych kosztów i utraconych korzyści na etapie eksploatacji układu mikrokogeneracyjnego, które nie były uwzględnione w przedstawionych wcześniej obliczeniach. W rozpatrywanym modelu biznesowym ESP staje się sprzedawcą energii elektrycznej do klienta końcowego, a więc jest zobowiązany spełnić wymagania dotyczące uzyskania i przedstawienia do umorzenia, określonej ilości świadectw pochodzenia energii elektrycznej z wysoko sprawnej kogeneracji, z jednostek kogeneracji opalanych gazem lub o mocy zainstalowanej poniżej 1 MWe oraz z odnawialnych źródeł energii. Zakres tego obowiązku został przedstawiony w kolejnej tabeli.

**Tabela 5.** Wymagany udział ilościowy różnych rodzajów świadectw różnego pochodzenia (certyfikatów) w wykonanej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym\*

Rok	Gazowa oraz mała kogeneracja do 1 MWe („żółte” certyfikaty) – utracone korzyści	Wysoko sprawna kogeneracja („czerwone” certyfikaty) – dodatkowe koszty	Odnawialne źródła energii („zielone” certyfikaty) – dodatkowe koszty
2009	2,9%	20,6%	8,7%
2010	3,1%	21,3%	10,4%
2011	3,3%	22,2%	10,4%
2012	3,5%	23,2%	10,4%
2013			10,9%
2014			11,4%
2015			11,9%
2016			12,4%
2017			12,9%

\* Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysoko-sprawnej kogeneracji; rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii.

Źródło: opracowanie własne.



Utracone korzyści powstają w związku z niemożnością sprzedania wszystkich uzyskanych „żółtych” certyfikatów na energię elektryczną wytworzoną w układzie mikrokogeneracyjnym, które zostaną pozyskane i z których część będzie musiała zostać przeznaczona na spełnienie przedstawionego powyżej obowiązku. Dodatkowe koszty będą z kolei związane z koniecznością zakupu odpowiedniej ilości „czerwonych” i „zielonych” certyfikatów lub uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. Dla przedstawionego wcześniej przykładu suma utraconych korzyści i dodatkowych kosztów nie przekroczyłaby jednak 14 000 zł w 2009 r. Nie jest to duża kwota, która poddawałaby w wątpliwość opłacalność układów mikrokogeneracyjnych dla wskazanej wcześniej grupy odbiorców. Ponadto należy dodać, iż utracone korzyści i dodatkowe koszty mogą zostać zrekompensowane nadwyżką przez efekt skali uzyskany przez ESP, który może eksploatować wiele źródeł mikrokogeneracyjnych.

### **Model 2**

W modelu drugim ESP jest również stroną, która finansuje zakup i zainstalowanie układu mikrokogeneracyjnego. Jest też właścicielem urządzenia, które następnie wdzierżawia klientowi (właścicielowi bądź zarządcy obiektu). Wysokość opłaty dzierżawnej jest kalkulowana w taki sposób, aby:

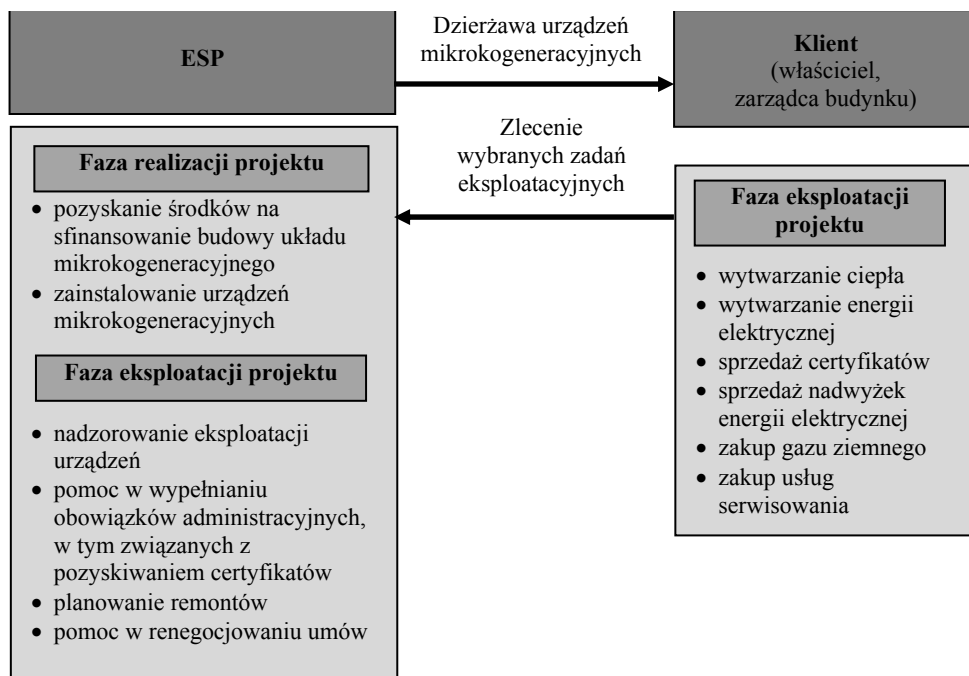
- nastąpił podział korzyści pomiędzy ESP a klienta z zainstalowania układu mikrokogeneracyjnego,
- ESP mógł uzyskać satysfakcjonującą stopę zwrotu z inwestycji.

W tym modelu biznesowym ESP nie jest sprzedawcą ciepła i energii elektrycznej na rzecz klienta (właściciela bądź zarządcy budynku). Klient eksploatuje wdzierżawiony układ, wykorzystując go do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej na własne potrzeby, jak również sprzedając nadwyżkę wytworzonej energii do spółek obrotu. Zawiera też umowę na dostawy gazu ziemnego. Może on zlecić ESP wykonywanie dodatkowych usług, np. związanych z nadzorem nad pracą układu, przeprowadzaniem remontów okresowych czy przygotowaniem dokumentów do wypełnienia obowiązków administracyjnych. Schemat tego modelu biznesowego przedstawiono na kolejnym rysunku (rys. 4).

Główną zaletą tego modelu jest możliwość uniknięcia ponoszenia utraconych korzyści i dodatkowych kosztów, o których była mowa w modelu pierwszym. W tym przypadku ESP nie jest sprzedawcą ciepła i energii elektrycznej do odbiorcy końcowego, a klient wytwarza te media za pomocą dzierżawionego układu na własne potrzeby. Nie zachodzi więc konieczność zakupu wskazanej wcześniej ilości poszczególnych rodzajów certyfikatów. Korzyści z zainstalowania układu mogą więc być wyższe niż w modelu pierwszym.

Z drugiej jednak strony przedstawiony model nie pozwala na pełne uzyskanie efektu skali ESP. W szczególności ESP nie jest już partnerem biznesowym dla dostawcy paliwa, jak również dla spółek dystrybuujących energię elektryczną i obracających tym produktem. Nie ma więc możliwości uzyskania lepszych warunków współpracy z nimi.





Rys. 4. Wykorzystanie układu mikrogeneracyjnego – podział zadań – Model biznesowy 2

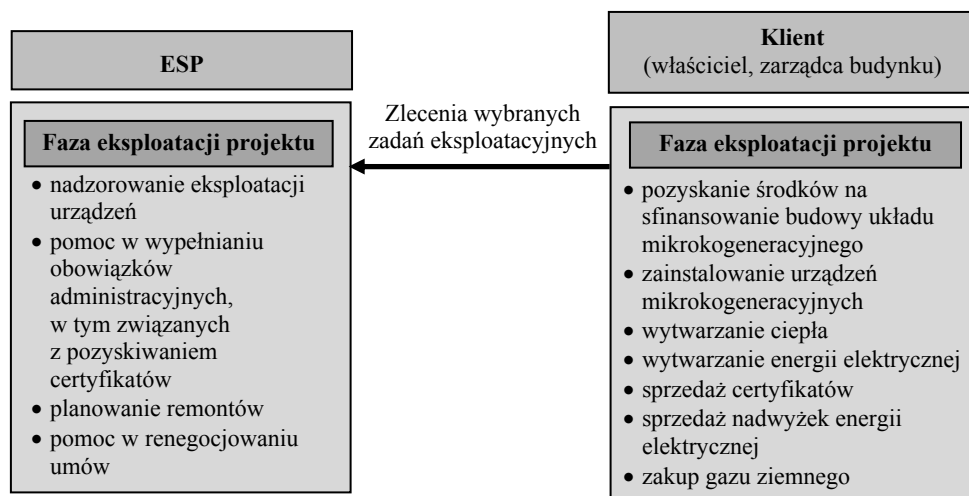
Źródło: opracowanie własne.

### Model 3

W modelu trzecim właściciel lub zarządca budynku samodzielnie finansuje zakup i zainstalowanie układu mikrogeneracyjnego, za pomocą którego wytwarza ciepło i energię elektryczną na własne potrzeby, jak również sprzedaje nadwyżkę wytworzonej energii elektrycznej do spółek obrotu. Właściciel obiektu samodzielnie zawiera również stosowne umowy, w tym z dostawcą paliwa i spółką obrotu energią elektryczną.

W tym modelu rola ESP jest znacząco ograniczona i może sprowadzać się do udzielenia klientowi pomocy w doborze układu mikrogeneracyjnego odpowiedniej wielkości, pomocy przy zawieraniu umów. Może sprawować nadzór nad eksploatacją układu, wykonywać remonty okresowe, jak również przygotowywać dokumenty związane z koniecznością spełnienia obowiązków administracyjnych. Schemat tego modelu współdziałania obu stron przedstawiono na rysunku 5.

W trzecim modelu biznesowym zasadnicza część korzyści z zainstalowania układu mikrogeneracyjnego przypada w udziale właścicielowi i/lub zarządcy obiektu. Jest to zrozumiałe ze względu na fakt, iż on samodzielnie sfinansował układ mikrogeneracyjny i oczekuje w zamian odpowiedniej stopy zwrotu. Zaletą



Rys. 5. Wykorzystanie układu mikrokogeneracyjnego – podział zadań – Model biznesowy 3

Źródło: opracowanie własne.

tego modelu biznesowego jest to, iż nie powstają utracone korzyści i dodatkowe koszty, o których była mowa w modelu pierwszym. ESP nie jest bowiem sprzedawcą energii elektrycznej i ciepła do klienta końcowego, a właściciel obiektu i jednocześnie właściciel układu mikrokogeneracyjnego wytwarza te media głównie na własne potrzeby.

Do zasadniczych wad przedstawionego sposobu współdziałania właścicieli i/lub zarządców obiektów z ESP należy zaliczyć brak możliwości osiągnięcia efektu skali. Ponadto zakres wykonywanych przez właściciela obiektu czynności, jak również zakres spoczywających na nim obowiązków administracyjnych jest dość szeroki. Poza tym musi on zdobyć środki na sfinansowanie układu mikrokogeneracyjnego, co jest często istotną barierą do wdrożenia tego modelu w życie.

## 7. Podsumowanie

Przedstawione modele biznesowe nie wyczerpują całej dostępnej gamy możliwości współdziałania właścicieli i/lub zarządców budynków z ESP. Zakres wzajemnej współpracy powinien być zawsze dostosowywany do potrzeb klientów, jak również do rodzaju obsługiwanych budynków. ESP jako podmiot specjalistyczny, posiadający wiedzę o rynku energii, jak również o dostępnych rozwiązaniach technologicznych, w pierwszej kolejności powinien pełnić rolę doradcy względem klienta. Wzajemna i konstruktywna współpraca obu stron może przełożyć się na wypracowanie optymalnych rozwiązań, umożliwiających pełne wykorzystanie potencjału korzyści związanych z mikrokogeneracją.

## **ECONOMIC EFFECTIVENESS AND BUSINESS MODEL OF APPLYING MICROCOGENERATION**

**Summary:** In the article the author tries to assess the economic effectiveness of applying microgeneration in comparison to alternative buying electricity and heat from external suppliers. Microgeneration is a process of simultaneous production of heat and electricity by the usage of gas engines or other appliances. The gas engines are installed directly in buildings that use produced electricity and heat. At the end of the article the author depicts the ways in which energy service providers can deliver microgeneration solutions to their clients.