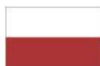




Jak przygotować wstępny biznesplan dla projektu transformacji lokalnego systemu ciepłowniczego



Publikacja opracowana w ramach projektu „PPO WSL 2030. Utworzenie Regionalnego Obserwatorium Innowacji” współfinansowanego ze środków Unii Europejskiej w ramach programu Fundusze Europejskie dla Śląskiego 2021–2027





■ Spis treści

Streszczenie.....	4
1. Hierarchia źródeł energii	5
2. Modele organizacji przedsiębiorstwa.....	6
2.1 Środki własne.....	7
2.2 Fundusze pomocowe (dotacje, pożyczki)	7
2.3 Partnerstwo Publiczno-Prywatne (PPP)	8
2.4 Contracting energetyczny (Energy Performance Contracting - EPC)	8
2.5 Podsumowanie	9
3. Model finansowy	9
3.1 Dane techniczne	9
3.2 Dane finansowe i ekonomiczne	10
3.3 Dane regulacyjne	10
3.4 Dane społeczne i gospodarcze	11
3.5 Fazy przygotowania koncepcji	11
3.6 Tworzenie modelu finansowego.....	13
4. Analiza kosztów i korzyści (CBA).....	17
4.1 Metodologia	17
4.2 Ubóstwo energetyczne i wrażliwość taryfowa	18
4.3 Analiza rynkowa	19
5. Wnioski	19





■ Streszczenie

Dokument zawiera kompleksowe omówienie transformacji systemów energetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem lokalnych systemów ciepłowniczych. Przedstawia hierarchię źródeł energii, modele organizacji przedsięwzięć, model finansowy oraz analizę kosztów i korzyści (CBA).

Główne punkty dokumentu:

1. **Hierarchia źródeł energii:** Dokument analizuje różne źródła ciepła, takie jak wysokosprawna kogeneracja, ciepło odpadowe, OZE, paliwa gazowe, kotły elektrodowe i energetyczne wykorzystanie odpadów. Podkreśla się konieczność uwzględnienia potencjału lokalnego i dążenie do wieloźródłowego układu zasilania. Integracja różnorodnych źródeł wymaga zastosowania technologii wspierających, takich jak magazyny energii, inteligentne systemy sterowania, sieci nowej generacji i termomodernizacja budynków.
2. **Modele organizacji przedsięwzięcia:** Przedstawiono różne modele finansowania projektów transformacji energetycznej, w tym środki własne, fundusze pomocowe, partnerstwo publiczno-prywatne (PPP) oraz contracting energetyczny (EPC). Omówiono charakterystykę, zalety i wady każdego modelu, wskazując na optymalność modelu mieszanego (blended finance).
3. **Model finansowy – zbieranie danych wejściowych:** Dokument szczegółowo opisuje kluczowe kategorie danych wejściowych (techniczne, finansowe, regulacyjne, społeczne i gospodarcze) niezbędne do przygotowania biznesplanu. Omówiono źródła danych oraz strukturę modelu finansowego, w tym nakłady inwestycyjne (CAPEX), koszty operacyjne (OPEX), prognozę przepływów pieniężnych i wskaźniki oceny inwestycji (NPV, IRR).
4. **Analiza kosztów i korzyści (CBA) oraz analiza ryzyka:** Przedstawiono metodologię CBA, obejmującą identyfikację i wycenę efektów projektu, dyskontowanie strumieni oraz metody wyceny efektów nierynkowych. Omówiono analizę ryzyka, w tym identyfikację, kwantyfikację i strategię mitygacji ryzyk, oraz monitoring i aktualizację.
5. **Wnioski:** Sformułowano kluczowe obserwacje dotyczące transformacji energetycznej:



- Konieczność zintegrowanej analizy (finansowej, CBA, ryzyka).
- Wysokie nakłady inwestycyjne i wyzwania finansowe.
- Potencjał lokalnych zasobów i technologii.
- Kluczowa rola otoczenia rynkowego i regulacyjnego.
- Znaczenie aspektów społecznych i zaangażowania interesariuszy.

Podsumowując, dokument stanowi kompleksowy przewodnik po transformacji systemów energetycznych, podkreślając konieczność holistycznego podejścia, uwzględniającego aspekty techniczne, finansowe, regulacyjne, społeczne i środowiskowe.

Wnioski:

- Transformacja energetyczna jest złożonym procesem, wymagającym szczegółowego planowania i analizy.
- Kluczowe jest uwzględnienie lokalnego potencjału i specyfiki danego obszaru.
- Finansowanie projektów transformacji stanowi wyzwanie, ale istnieje wiele dostępnych modeli i źródeł wsparcia.
- Analiza finansowa musi być uzupełniona o analizę kosztów i korzyści społeczno-ekonomicznych oraz analizę ryzyka.

Zaangażowanie interesariuszy i uwzględnienie aspektów społecznych jest kluczowe dla powodzenia projektów transformacji.

■ 1. Hierarchia źródeł energii

Analiza i wybór odpowiednich źródeł ciepła stanowi kluczowy element procesu transformacji lokalnych systemów energetycznych. Podsumowanie opracowane na podstawie materiałów udostępnionych już w ramach Akademii.

- wysokosprawna kogeneracja (CHP),





- ciepło odpadowe,
- energia z odnawialnych źródeł energii (OZE),
- paliwa gazowe (gaz ziemny, biometan, wodór),
- kotły elektrodowe (P2H - Power-to-Heat),
- energetyczne wykorzystanie odpadów.

Nie jest obecnie rekomendowana sztywna, punktowa hierarchia źródeł energii, ale wyraźnie wskazuje się na priorytety wynikające z regulacji UE i krajowych, koncentrując się na celu osiągnięcia statusu **efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego**.

Rekomenduje się jednocześnie oparcie rozwiązań na **potencjale lokalnym**, co sugeruje, że optymalny udział źródeł zależy od specyfiki danego obszaru. Wariantowe rozwiązania dla transformacji powinny uwzględniać tę "hierarchizację" i dążyć do stworzenia **wieloźródłowego, wielopaliwowego układu zasilania systemu**.

Integracja zróżnicowanych źródeł, zwłaszcza tych o zmiennej dostępności (jak OZE), wymaga zastosowania technologii wspierających, które zwiększają elastyczność i efektywność systemu:

- magazyny energii (ciepła i elektrycznej),
- inteligentne systemy sterowania,
- sieci nowej generacji,
- termomodernizacja budynków.

■ 2. Modele organizacji przedsięwzięcia

Realizacja projektów transformacji energetycznej, charakteryzujących się często wysokimi nakładami inwestycyjnymi (CAPEX), wymaga starannego zaplanowania sposobu ich organizacji i finansowania. Wybór odpowiedniego modelu finansowania zależy od specyfiki projektu, typu podmiotu go realizującego, dostępności kapitału oraz akceptacji ryzyka. Poniżej omówiono kilka kluczowych sposobów finansowania przedsięwzięć w tym sektorze.



■ 2.1 Środki własne

- **Charakterystyka:** Pełne finansowanie inwestycji bez angażowania kapitału zewnętrznego w formie długu czy udziałów.
- **Zalety:** Pełna kontrola nad projektem, brak kosztów obsługi długu (odsetek), brak konieczności dzielenia się zyskami z zewnętrznymi inwestorami, uproszczone procesy decyzyjne.
- **Wady:** Ograniczona dostępność kapitału własnego, zwłaszcza dla dużych projektów inwestycyjnych, wysoka koncentracja ryzyka na jednym podmiocie, możliwość "zamrożenia" środków, które mogłyby być wykorzystane bardziej efektywnie w podstawowej działalności. Mniejsze przedsiębiorstwa ciepłownicze, często komunalne, nie posiadają istotnego zaplecza finansowego, co ogranicza możliwość finansowania transformacji wyłącznie ze środków własnych.

■ 2.2 Fundusze pomocowe (dotacje, pożyczki)

- **Charakterystyka:** Środki udostępniane w formie bezzwrotnych dotacji, preferencyjnych pożyczek (o oprocentowaniu niższym niż rynkowe) lub innych form wsparcia zwrotnego/bezzwrotnego. Dostępność tych środków jest często powiązana z realizacją celów polityk publicznych (np. dekarbonizacja, efektywność energetyczna, sprawiedliwa transformacja).
- **Zalety:** Znaczące obniżenie kosztów inwestycji (w przypadku dotacji), poprawa rentowności projektu (dzięki niższym kosztom finansowania w przypadku pożyczek preferencyjnych), wsparcie dla projektów, które mogłyby być nieopłacalne przy finansowaniu komercyjnym, możliwość realizacji strategicznych inwestycji zgodnych z celami publicznymi.
- **Wady:** Złożone i czasochłonne procedury aplikacyjne, rygorystyczne kryteria kwalifikowalności i oceny, konieczność spełnienia licznych wymogów formalnych i środowiskowych, obowiązki sprawozdawcze i kontrolne, ryzyko opóźnień w wypłacie środków, zazwyczaj nie pokrywają 100% kosztów projektu (wymagany jest wkład własny lub inne źródła finansowania).



■ 2.3 Partnerstwo Publiczno-Prywatne (PPP)

- **Charakterystyka:** Podmiot publiczny określa zakres zadania (np. budowa i eksploatacja nowej ciepłowni OZE), a partner prywatny odpowiada za finansowanie, projektowanie, budowę i/lub eksploatację infrastruktury przez określony czas. Ryzyka i korzyści są dzielone między partnerów zgodnie z umową.
- **Zalety:** Możliwość realizacji dużych i złożonych projektów bez konieczności ponoszenia przez podmiot publiczny pełnych nakładów inwestycyjnych z góry, wykorzystanie wiedzy i doświadczenia sektora prywatnego (np. w zarządzaniu ryzykiem, efektywności operacyjnej), transfer części ryzyk na partnera prywatnego, potencjalne przyspieszenie realizacji projektu.
- **Wady:** Złożone i długotrwałe negocjacje i procedury wyboru partnera, konieczność stworzenia precyzyjnej i stabilnej umowy PPP, potencjalne konflikty interesów między partnerami, podmiot publiczny wciąż ponosi część ryzyk (np. ryzyko popytu, ryzyko regulacyjne), wymaga odpowiednich ram prawnych i instytucjonalnych.

■ 2.4 Contracting energetyczny (Energy Performance Contracting - EPC)

- **Charakterystyka:** EPC ponosi początkowe koszty inwestycji. Klient (np. ciepłownia, budynek użyteczności publicznej) spłaca inwestycję z części oszczędności finansowych uzyskanych dzięki zrealizowanemu projektowi (np. niższe zużycie paliwa, niższe rachunki za energię elektryczną). EPC często gwarantuje określony poziom oszczędności.
- **Zalety:** Klient nie ponosi początkowych nakładów inwestycyjnych, ryzyko techniczne i ryzyko osiągnięcia oszczędności jest przeniesione na EPC, wynagrodzenie EPC jest powiązane z wynikami, co motywuje do efektywnej realizacji. Może być stosowany do modernizacji istniejącej infrastruktury lub instalacji mniejszych jednostek OZE.
- **Wady:** EPC pobiera część uzyskanych oszczędności, co oznacza, że klient nie zatrzymuje 100% korzyści, wymaga precyzyjnego pomiaru i weryfikacji oszczędności, złożoność umów EPC, może nie być odpowiedni dla bardzo dużych i złożonych projektów wytwórczych.





■ 2.5 Podsumowanie

Wybór modelu organizacji i finansowania przedsięwzięcia transformacji energetycznej jest strategiczną decyzją. Często optymalnym rozwiązaniem jest **model mieszany**, łączący różne źródła, np. środki własne, dotacje i pożyczki z funduszy publicznych oraz finansowanie komercyjne (kredyty bankowe, leasing).

■ 3. Model finansowy

Przygotowanie wiarygodnego i szczegółowego biznesplanu wymaga zgromadzenia kompleksowych danych wejściowych z różnych źródeł. W tym rozdziale opisano kluczowe kategorie danych: techniczne, finansowe oraz regulacyjne, a także metody ich pozyskiwania.

■ 3.1 Dane techniczne

Dane techniczne stanowią podstawę do oceny potencjału i możliwości realizacji projektu. Należy zebrać informacje o:

1. Zasobach odnawialnych źródeł energii (OZE):

- Nasłonecznienie ($\text{kWh/m}^2/\text{rok}$) – mapy i pomiary lokalne, np. IMGW.
- Warunki wiatrowe (prędkości wiatru na różnych wysokościach) – dane z pomiarów terenowych, bazy danych meteorologicznych.
- Zasoby biomasy (rodzaje, ilości, dostępność) – dane z lokalnych urzędów rolnych, leśnych, raportów branżowych.
- Potencjał geotermalny – badania geologiczne, mapy geotermalne.
- Możliwości produkcji wodoru (np. elektroliza z OZE) – dane z raportów branżowych i instytucji naukowych.

2. Infrastruktura energetyczna:

- Stan i przepustowość sieci przesyłowej i dystrybucyjnej – dane od operatorów sieci (np. Tauron, Enea).
- Lokalizacja i dostępność punktów przyłączeniowych – mapy i plany rozwoju sieci.





3. Charakterystyka budynków i użytkowników:

- Wiek, stan techniczny i efektywność energetyczna budynków – dane z inwentaryzacji, audytów energetycznych, bazy CEEB.
- Profil zużycia energii (elektrycznej, ciepłej, gazu) – statystyki GUS, dane od operatorów.

■ 3.2 Dane finansowe i ekonomiczne

Dane finansowe są niezbędne do opracowania modelu finansowego i oceny opłacalności projektu:

1. Koszty inwestycyjne (CAPEX):

- Benchmarki rynkowe i raporty branżowe (np. URE, NFOŚiGW).
- Oferty przetargowe i oferty dostawców technologii.
- Szacunki kosztów komponentów: panele PV (~4–6 mln zł/MW), pompy ciepła (~6–10 mln zł/MW), kogeneracja (~8–12 mln zł/MW).

2. Koszty operacyjne (OPEX):

- Koszty serwisu, konserwacji, ubezpieczeń.
- Koszty paliw (biomasa, gaz).
- Opłaty za korzystanie z sieci i systemy wsparcia.

3. Taryfy i ceny energii:

- Aktualne taryfy dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw (np. G11-G13, C).
- Prognozy cen energii na rynku hurtowym oraz ceny uprawnień ETS.

4. Mechanizmy wsparcia:

- Warunki aukcji OZE, taryfy gwarantowane (FiT/FiP), certyfikaty zielonych źródeł.

Źródła danych: Raporty NFOŚiGW, URE, dokumenty regionalne, bazy danych cenowe.

■ 3.3 Dane regulacyjne

Dane regulacyjne obejmują obowiązki prawne i procedury administracyjne:

1. Pozwolenia i koncesje:

- Decyzje środowiskowe (np. decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach).
- Pozwolenia na budowę i użytkowanie inwestycji.



- Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej lub ciepłowniczej – od operatorów sieci (np. Tauron, Enea).

2. Procedury administracyjne:

- Wnioski o koncesje na wytwarzanie energii lub ciepła.
- Wnioski o pozwolenia środowiskowe i decyzje lokalizacyjne.

3. Systemy wsparcia:

- Regulacje dotyczące aukcji OZE, taryf FiT/FiP oraz rynku mocy.

4. Aktualne przepisy:

- Prawo energetyczne, prawo ochrony środowiska oraz regulacje UE (dyrektywy OZE, ETS).

Źródła danych:

- Strony internetowe urzędów (np. Ministerstwo Klimatu), dokumenty legislacyjne oraz bazy danych urzędów.

■ 3.4 Dane społeczne i gospodarcze

1. Ważne są dane o:

- strukturze demograficznej,
- poziomie zatrudnienia i bezrobocia,
- struktura dochodów
- lokalnej infrastrukturze sieciowej,
- potencjale lokalnych przedsiębiorstw i dostawców,
- dodatki osłonowe,
- metryki budynków i stan zaległości w opłatach za czynsz,

Źródła danych: GUS (SQLD/GUS-BDL 2024), urzędy gminne oraz lokalne instytucje rozwoju, MOPS / CUS, TBS/ZBM/spółdzielnie.

■ 3.5 Fazy przygotowania koncepcji

Etapy łączą się w cykl projektu (wg UNIDO)

1. **Identyfikacja** – widzimy szansę rynkową → tworzymy koncepcję techniczną.



2. **Wstępna identyfikacja** – odsiewamy opcje, aktualizujemy założenia środowiskowe i finansowe.
3. **Ocena wykonalności** – dowozimy pełną dokumentację inżynieryjno-finansową + CBA → projekt staje się „bankowalny”.
4. **Ocena / zatwierdzenie decyzji** – instytucja finansująca ocenia zgodność z politykami, a inwestor podejmuje ostateczną decyzję.

Przy mniejszych projektach ciepłowniczych (CAPEX < 10 mln PLN) fazy 1-2 często łączy się w jedną koncepcję programowo-przestrzenną; dokładność kosztów połączonego etapu wtedy waha się wokół $\pm 25\%$.

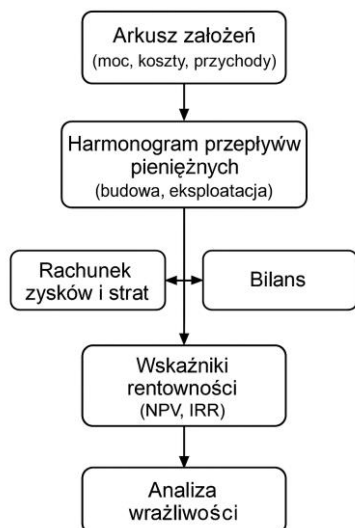
Tab. 1 Kluczowe etapy przygotowania projektu ciepłowniczego według wytycznych UNIDO

Faza (nazwa praktyczna)	Cel	Do sprawdzenia	Precyzja kosztów
Koncepcja techniczna	Zweryfikować czy w ogóle pomysł ma sens techniczny i rynkowy	Warianty techniczne, szacunkowy popyt, bariery regulacyjne, wstępne CAPEX/ OPEX	$\pm 30\text{--}50\%$ (metoda top-down, benchmarki)
Wstępne studium wykonalności	Odrzucić słabe warianty i wybrać 1-2 najlepsze	Analiza techniczno-technologiczna (layout, bilanse), wstępny model finansowy (NPV/IRR, kilka scenariuszy), identyfikacja kluczowych ryzyk i braków danych, ocena zgodności z regulacjami i programami wsparcia	$\pm 20\text{--}30\%$ (częściowy kosztorys bottom-up + korekty lokalne)

Faza (nazwa praktyczna)	Cel	Do sprawdzenia	Precyzja kosztów
Studium wykonalności (FS)	Udowodnić, że projekt jest wykonalny i gotowy do finansowania	Kompletny projekt wstępny, pełny kosztorys (oferty dostawców), model finansowy 15-25 lat, pełne CBA (efekty środowiskowe i społeczne), plan zakupów, harmonogram, struktura finansowania	±10–15 % (szczegółowy bottom-up, oferty)
Raport inwestycyjny	Zapewnić udziałowców i finansujących	Streszczenie FS, warunki kredytu/dotacji	1:1 z FS

3.6 Tworzenie modelu finansowego

Struktura model



Model finansowy powinien zawierać:

- arkusz założeń wejściowych (moc instalacji, koszty, przychody),
- harmonogram przepływów pieniężnych (budowa i eksploatacja),
- rachunek zysków i strat,
- bilans,
- wskaźniki rentowności (NPV, IRR),
- analizę wrażliwości.

Rys. 1 Schemat blokowy modelu finansowego



Nakłady inwestycyjne (CAPEX)

Szacowanie CAPEX opiera się na:

- szczegółowym kosztorysie komponentów technologicznych,
- technikach bottom-up lub top-down,
- prognozie rozkładu wydatków w czasie (krzywa S).

Przykładowe koszty obejmują instalacje PV: ok. 4–6 mln zł/MW, pompy ciepła ok. 6–10 mln zł/MW, kogeneracja: ok. 8–12 mln zł/MW.

Omówienie technik szacowania kosztów: Bottom-Up i Top-Down

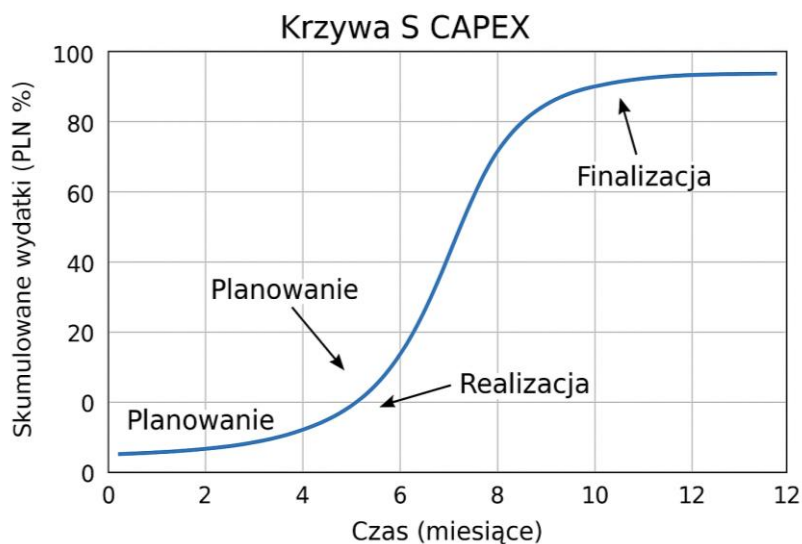
Przy szacowaniu kosztów inwestycyjnych (CAPEX) i operacyjnych (OPEX) w modelu finansowym projektu transformacji energetycznej stosuje się dwie główne techniki: bottom-up (oddolną) i top-down (odgórną). Różnią się one poziomem szczegółowości i momentem ich zastosowania w procesie planowania.

1. **Technika Bottom-Up (Oddolna).** Metoda ta polega na szczegółowym kosztorysowaniu każdego, najmniejszego elementu projektu. Projekt jest dekomponowany na najniższy możliwy poziom szczegółowości (np. pojedyncze urządzenia, materiały, konkretne zadania, godziny pracy). Koszt lub czas jest szacowany dla każdej z tych elementarnych części, a następnie wszystkie te szacunki są sumowane, aby uzyskać całkowity koszt lub czas trwania projektu.
2. **Technika Top-Down (Odgórna).** Metoda ta rozpoczyna się od ogólnego szacunku całkowitego kosztu lub czasu trwania projektu. Szacunek ten opiera się na danych historycznych, benchmarkach rynkowych, danych z podobnych projektów (z uwzględnieniem skali i lokalizacji) lub opiniach ekspertów. Całkowity szacunek jest następnie rozdzielany na główne kategorie kosztów lub fazy projektu.





Omówienie metody rozkładu wydatków w czasie (Krzywa S)



Rys. 2 Krzywa S wydatków inwestycyjnych

Krzywa S to narzędzie wykorzystywane w zarządzaniu projektami, w szczególności przy szacowaniu i monitorowaniu nakładów inwestycyjnych (CAPEX). Reprezentuje ona skumulowane wydatki projektu w funkcji czasu. Metoda polega na przedstawieniu na wykresie skumulowanych kosztów (lub innych miar postępu, np. procentu ukończenia prac) w poszczególnych okresach realizacji projektu. Oś pionowa (Y) pokazuje skumulowaną wartość (np. w PLN lub %), a oś pozioma (X) czas (np. miesiące, kwartały, lata). Typowy **kształt krzywej S** wynika z naturalnego przebiegu większości projektów inwestycyjnych:

Początek: Faza planowania, projektowania i przygotowania charakteryzuje się niskimi wydatkami i powolnym wzrostem skumulowanych kosztów.

Środek: Faza intensywnej realizacji (budowa, montaż) generuje największe wydatki w jednostce czasu, co powoduje stromy wzrost krzywej.

Koniec: Faza finalizacji, testów i odbiorów wiąże się ze spadkiem tempa wydatków, a krzywa spłaszcza się, zbliżając do całkowitego budżetu projektu.

Zastosowanie w biznesplanie (dla CAPEX):

- Prognozowanie przepływów pieniężnych.



- Monitorowanie i kontrola.

Koszty operacyjne (OPEX)

Szacuje się je na podstawie:

- kosztów serwisu i konserwacji, ubezpieczeń, kosztów paliw (biomasa, gaz),
- opłat za korzystanie z sieci, kosztów zarządzania systemem.
- Pozyskaj **plany termomodernizacji** od zarządców zasobów (horyzont ≥ 5 lat) i oblicz skumulowany spadek zapotrzebowania ($\Delta Q_t = \sum Q_{i,0} \times \eta_{i,t}$, gdzie η = planowany % redukcji mocy).

Tab. 2 Średni podział kosztów OPEX dla wybranych technologii ciepłowniczych

Składnik OPEX	Kocioł na biomasę (modernizacja)	Pompy ciepła z OZE	Kogeneracja gazowa + OZE	Pompy ciepła z wód kopalnianych + kocioł elektrodowy
Koszt paliwa/energii	60–70% (biomasa)	60–75% (energia el. z OZE)	55–65% (gaz ziemny)	65–80% (energia el. z OZE/sieci)
Koszty pracy/obsługi	10–15%	5–10%	10–15%	5–10%
Utrzymanie i serwis	10–15%	10–20%	10–15%	10–15%
Koszty emisji CO ₂	0–5%	0%	5–15%	0%
Pozostałe (ubezpiecz., podatki)	5–10%	5–10%	5–10%	5–10%

Prognoza przepływów pieniężnych

Strumienie wpływów obejmują sprzedaż energii, przychody z systemów wsparcia oraz oszczędności wynikające z własnego zużycia. Wyptywy to nakłady CAPEX i OPEX oraz spłaty zobowiązań finansowych.

Horyzont prognozy to zwykle 15–25 lat z uwzględnieniem wartości rezydualnej.



Wskaźniki oceny inwestycji

Podstawowe wskaźniki to:

- NPV – wartość bieżąca netto,
- IRR – wewnętrzna stopa zwrotu,
- okres zwrotu (payback, prosty, zdyskontowany).

■ 4. Analiza kosztów i korzyści (CBA)

■ 4.1 Metodologia

CBA obejmuje:

- identyfikację wszystkich efektów projektu (finansowych i nierynkowych),
- wycenę efektów środowiskowych i społecznych (np. redukcja emisji CO₂),
- dyskontowanie przyszłych strumieni do wartości obecnej przy społecznej stopie dyskontowej (4–5%).

Koszty. Uwzględniają nakłady CAPEX, OPEX, koszty środowiskowe i społeczne.

Korzyści. Obejmują oszczędności energii, redukcję emisji, poprawę jakości powietrza oraz tworzenie nowych miejsc pracy.

Metody wyceny efektów nierynkowych to m.in.: metoda WTP (willingness-to-pay), metody hedoniczne czy transfer korzyści.

Przeprowadzenie CBA pozwala ocenić społeczno-ekonomiczne uzasadnienie projektu i uzyskać wskaźnik $B/C > 1$ dla projektów korzystnych społecznie.

Partycypacja i akceptacja społeczna



- Opracuj **plan partycypacji** (konsultacje, ankiety online, otwarte spotkania) na etapie studium wykonalności.
- W analizie ryzyka przyjmij wstępnie wagę *średnią*; brak akceptacji społecznej → korekta wskaźnika B/C –10 %.

■ 4.2 Ubóstwo energetyczne i wrażliwość taryfowa

1. Wskaźniki:

- a. **LIHC** (Low-Income-High-Cost) – % gospodarstw domowych, w których roczne wydatki na energię przekraczają przyjęty próg *akceptowalności* (np. 10 % dochodu), a dochód rozporządzalny znajduje się poniżej 60 % mediany dochodu w danym obszarze. Wartość wskaźnika można oszacować na podstawie danych GUS o strukturze dochodów oraz kosztów energii uzyskanych z ankiet lub danych administracyjnych.
- b. **EPRI** (Energy Poverty Risk Index) = (koszt energii / dochód) × 100%.
- c. **TVE** (Tariff Vulnerability Elasticity) – $= \Delta Q/Q / \Delta P/P$ dla grupy LIHC > 1. Wskaźnik ten mierzy, jak bardzo zmienia się zużycie ciepła (Q) w odpowiedzi na zmianę ceny (P) w gospodarstwach domowych zagrożonych ubóstwem energetycznym. Jeżeli TVE > 1, oznacza to wysoką wrażliwość cenową (niewielki wzrost taryfy może skutkować znacznym ograniczeniem zużycia ciepła). W praktyce: (1) analizujemy dane o zużyciu ciepła i cenach z ostatnich lat, (2) wybieramy grupę LIHC, (3) obliczamy względną zmianę zużycia i względną zmianę ceny, (4) dzielimy te wartości zgodnie ze wzorem. Przykład: jeżeli cena wzrosła o 10%, a zużycie w grupie LIHC spadło o 15%, to $TVE = -15\% / 10\% = -1,5$.

2. Integracja w modelu:

- a. korekta wolumenu sprzedaży = $TVE \times$ scenariusz zmian cen,
- b. ryzyko niezapłaconych należności: parametr *DSO* (Days Sales Outstanding – średnia liczba dni opóźnienia w spłacie należności przez odbiorców) rośnie liniowo z odsetkiem LIHC.



4.3 Analiza rynkowa

Identyfikacja ryzyk. Zastosowanie struktury RBS (Risk Breakdown Structure) pozwala sklasyfikować ryzyka techniczne, finansowe, regulacyjne oraz społeczne. **Przykładami** są opóźnienia w uzyskaniu pozwoleń, zmiany cen energii czy protesty społeczne.

Kwantyfikacja ryzyka. Stosuje się ocenę jakościową lub ilościową: mapy ryzyka, symulacje Monte Carlo oraz scenariusze pesymistyczne i optymistyczne.

Strategie mitygacji. Działania obejmują hedging cenowy, ubezpieczenia, dywersyfikację źródeł oraz aktywne zaangażowanie interesariuszy.

Monitoring i aktualizacja. Ryzyko jest dynamiczne; konieczne jest ciągłe monitorowanie i aktualizacja rejestru ryzyk.

Tab. 4. Macierz przykładowych ryzyk

Kategoria	Ryzyko	Wskaźnik	Pokrycie w modelu
Społeczne	ubóstwo energetyczne	LIHC, EPRI	korekta Q, DSO
Popyt	termomodernizacja	ΔQ_t	prognoza Q
Ekonomiczne	elastyczność cenowa	E_p	powiązana zm. $P \leftrightarrow Q$
Społeczne/ Procesowe	Zarządzanie interesariuszami	SEI – Stakeholder Engagement Index, % zrealizowanych działań komunikacyjnych	korekta B/C –5 %; ryzyko opóźnienia decyzji
Społeczne	Brak społecznej akceptacji technologii	Poziom akceptacji w ankietach, liczba formalnych sprzeciwów	korekta B/C –10 %; opóźnienie uzyskania pozwoleń

5. Wnioski

Na podstawie przedstawionej metodyki opracowania wstępnego biznesplanu oraz ilustracyjnego studium przypadku dla hipotetycznej ciepłowni na Śląsku, można sformułować kilka kluczowych obserwacji dotyczących transformacji energetycznej w regionie:



1. **Konieczność zintegrowanej analizy:** Skuteczny biznesplan dla projektów transformacji energetycznej na Śląsku musi wykraczać poza czystą analizę finansową. Kluczowe jest zintegrowanie oceny rentowności (NPV, IRR) z analizą szerszych korzyści i kosztów społeczno-ekonomicznych (CBA) oraz solidną oceną ryzyka. Tylko takie podejście pozwala na pełne zrozumienie wartości projektu dla regionu i jego odporności na niepewność.
2. **Wysokie nakłady inwestycyjne i wyzwania finansowe:** Transformacja sektora ciepłowniczego i energetycznego na Śląsku wymaga ogromnych nakładów inwestycyjnych, szacowanych na setki miliardów złotych. Dostęp do finansowania, zwłaszcza dla mniejszych, często komunalnych podmiotów, stanowi istotną barierę. Opłacalność projektów jest niska w scenariuszu bazowym (węglowym) ze względu na koszty CO₂, co wymusza inwestycje w nowe technologie.
3. **Potencjał lokalnych zasobów i technologii:** Studium przypadku pokazało, że technologie wykorzystujące lokalne zasoby, takie jak ciepło z wód kopalnianych, mogą być nie tylko ekologicznie korzystne (wysoka redukcja emisji), ale również potencjalnie bardzo opłacalne finansowo w długim okresie, pomimo wysokiego CAPEX. Inne technologie, jak biomasa czy kogeneracja, również stanowią realne opcje, każda z własnym profilem kosztów, korzyści i ryzyk.
4. **Kluczowa rola otoczenia rynkowego i regulacyjnego:** Opłacalność projektów transformacji jest silnie wrażliwa na zmienność cen energii elektrycznej, gazu, biomasy oraz uprawnień do emisji CO₂. Dynamiczne i czasem nieprzewidywalne otoczenie regulacyjne w Polsce stanowi znaczące ryzyko, które musi być uwzględnione w analizie i zarządzaniu ryzykiem.
5. **Znaczenie aspektów społecznych i zaangażowania interesariuszy:** Na Śląsku, regionie silnie związanym z górnictwem, transformacja ma głębokie implikacje społeczne. Biznesplany muszą wyraźnie adresować kwestie sprawiedliwej transformacji, tworzenia nowych miejsc pracy i akceptacji społecznej. Wczesne i transparentne zaangażowanie interesariuszy jest kluczowe dla powodzenia projektu i minimalizacji ryzyka społecznego.



