

Lokalne Mikrosieci Energetyczne

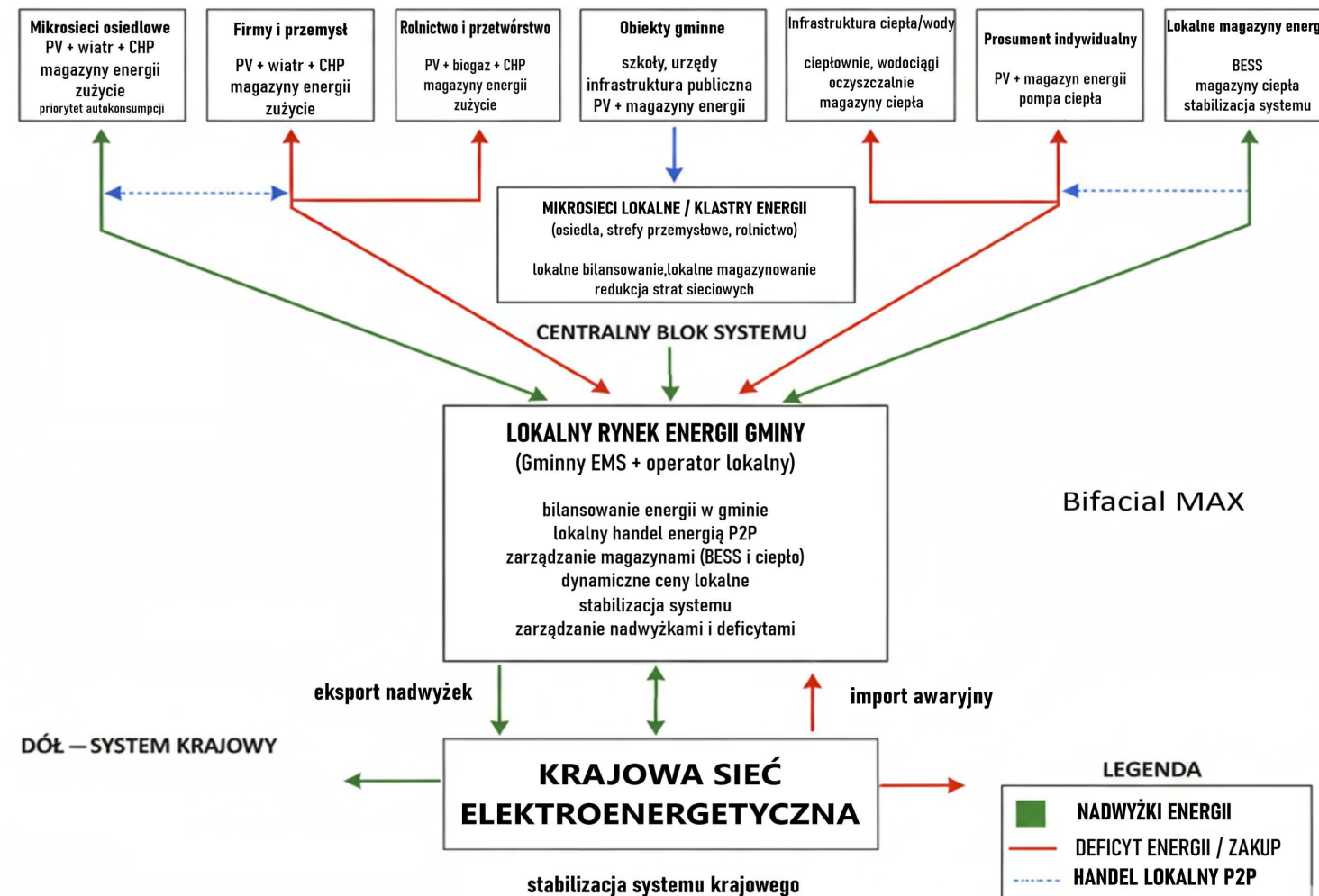
Analiza Techniczno-Ekonomiczna i Model Wdrożenia - BIFACIALMAX

Dokument przedstawia kompleksową analizę lokalnych mikrosieci energetycznych jako rozwiązania dla gmin, przedsiębiorstw i społeczności mieszkaniowych.

ARCHITEKTURA SYSTEMU ENERGETYCZNEGO GMINY — MODEL 2035

Lokalny rynek energii jako fundament bezpieczeństwa i stabilności systemu

POZIOM 1 — UCZESTNICY LOKALNI



Zawiera:

- Analizę ekonomiczną obecnego modelu energetycznego
- Opis techniczny architektury mikrosieci
- Trzy modele referencyjne z rzeczywistymi danymi
- Ścieżkę wdrożenia w perspektywie 12 miesięcy

Dokument bazuje na danych z istniejących instalacji, aktualnych cenach technologii (2024/2025) i konserwatywnych założeniach finansowych.

Dlaczego Lokalna Energia Jest Kluczowa

Energia nie musi być produkowana taniej. Musi być produkowana lokalnie.

Główna przyczyna wzrostu cen energii w Europie nie wynika z kosztu jej produkcji, lecz z kosztów systemowych: rozbudowy sieci, bilansowania, magazynowania i strat przesyłowych.

Każda megawatogodzina wyprodukowana i zużyta lokalnie:

- 1 Zmniejsza obciążenie sieci krajowej
- 2 Obniża koszty systemowe
- 3 Zwiększa bezpieczeństwo energetyczne
- 4 Stabilizuje ceny energii dla odbiorców

Lokalny rynek energii staje się fundamentem bezpieczeństwa energetycznego gmin, regionów i państw.

Dlaczego Obecny Model Energetyczny Się Kończy

System energetyczny w Polsce i Europie znajduje się w punkcie przelomowym. Rosnące koszty infrastruktury sieciowej, niestabilność cen energii i konieczność transformacji energetycznej tworzą presję ekonomiczną, która wymusza zmianę modelu.

To nie jest kwestia ideologii czy polityki klimatycznej. To ekonomia i fizyka systemu.

Rosnące Koszty Sieci:

Koszt Infrastruktury Centralnej

- Łączne nakłady inwestycyjne w polski system elektroenergetyczny do 2040 r. obejmujące sieci przesyłowe, dystrybucyjne, przyłącza nowych źródeł (OZE, offshore, energetyka jądrowa) oraz infrastrukturę bilansującą szacowane są na poziomie setek miliardów EUR. Same nakłady PSE w aktualnym planie rozwoju wynoszą ok. 66 mld EUR, jednak pełny koszt transformacji systemu obejmuje także inwestycje OSD oraz przyłącza nowych wielkoskalowych źródeł energii.
- Koszt przyłączy OZE: 15-25 tys. EUR/MW
- Opłaty sieciowe: 40-50% rachunku za energię (2024)
- Prognoza wzrostu opłat: 8-12% rocznie do 2030

200 mld EUR

Koszt Modernizacji Sieci

Szacunkowy koszt modernizacji infrastruktury sieciowej w Polsce do 2030. Koszt ponoszą ostatecznie odbiorcy przez opłaty sieciowe.

Niestabilność Systemu:

Rosnące Ryzyko Operacyjne

- Blackouty w Europie: 2021 (Francja), 2022 (Rumunia), 2023 (Albania)
- Przebieżenia sieci lokalnych: 120-180 dni/rok w gminach z dużym udziałem PV
- Koszt energii bilansującej: 0,80-1,50 EUR/kWh (szczyty)
- Curtaiment OZE: 5-15% produkcji odcinane przy nadprodukcji
- Brak rezerw mocy: deficyt 2-4 GW w szczycie zimowym (2023/2024)

50%

Udział Kosztów Sieciowych

Opłaty przesyłowe i dystrybucyjne stanowią już dziś 40-50% rachunku za energię. Prognoza: wzrost do 55-60% do 2030.

8-12%

Wzrost Opłat Rocznie

Prognozowany wzrost opłat sieciowych w perspektywie 2024-2030. Szybciej niż inflacja, szybciej niż wzrost PKB.

Pełny Koszt Transformacji Systemu Centralnego

W analizach kosztów infrastruktury energetycznej często uwzględnia się wyłącznie modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Należy jednak podkreślić, że w latach 2025-2045 polski system energetyczny będzie finansował równoległe kilka największych inwestycji infrastrukturalnych w historii:

- budowę elektrowni jądrowych,
- rozwój morskiej energetyki wiatrowej,
- rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych,
- systemy bilansowania i rezerwy mocy.

Projekty jądrowe i offshore funkcjonują w modelu kontraktów różnicowych (CfD) z gwarantowaną ceną energii w horyzoncie 25-60 lat. Oznacza to, że w przypadku niższych cen rynkowych różnica pokrywana jest przez mechanizmy systemowe.

Szacunkowe poziomy kosztów energii:

- PV utility-scale: 200-300 zł/MWh
- Wiatr lądowy: 250-350 zł/MWh
- Offshore: ok. 450-500 zł/MWh Energetyka
- jądrowa: ok. 470-600+ zł/MWh

Koszty te, wraz z inwestycjami sieciowymi, będą stopniowo włączane do struktury taryf i opłat systemowych.

Oznacza to, że koszt energii systemowej w kolejnych dekadach będzie wynikał z pełnego kosztu infrastruktury i kontraktów systemowych, a nie wyłącznie z bieżących cen produkcji energii.

W tym kontekście lokalne bilansowanie energii w mikrosieciach stabilizuje system i ogranicza zapotrzebowanie na kosztowną infrastrukturę przesyłową i systemową.

Kluczowy Wniosek

Koszt energii elektrycznej nie rośnie przez drożącą produkcję (PV i wiatr są najtańsze w historii), ale przez rosnące koszty infrastruktury sieciowej i bilansowania systemu. To strukturalny problem modelu centralnego.

Koszt Pozostania w Obecnym Systemie

Decyzja o przejściu na mikrosieć nie jest tylko wyborem 'za' nowym rozwiązaniem. To również decyzja o uniknięciu rosnących kosztów pozostania w obecnym modelu.

Poniższa analiza pokazuje rzeczywisty koszt 'nicnierobienia' dla gminy 12 000 mieszkańców w perspektywie 10 lat.

Najdroższą energią w systemie nie jest energia odnawialna. Najdroższa jest energia przesyłana na duże odległości i bilansowana centralnie.

Lokalna produkcja i lokalne zużycie energii są najtańszą formą stabilizacji systemu energetycznego.

Pozycja kosztowa	2025 (rok 1)	2030 (rok 6)	2035 (rok 11)
Koszt energii (50 GWh/rok)	10,0 mln EUR	13,4 mln EUR	18,1 mln EUR
Opłaty sieciowe (50% rachunku)	5,0 mln EUR	7,4 mln EUR	10,5 mln EUR
Opłata mocowa	0,8 mln EUR	1,2 mln EUR	1,8 mln EUR
Energia bilansująca (przeciążenia)	0,3 mln EUR	0,6 mln EUR	1,0 mln EUR
Przerwy w dostawie (straty)	0,2 mln EUR	0,4 mln EUR	0,7 mln EUR
SUMA roczna	11,3 mln EUR	15,6 mln EUR	22,1 mln EUR
SUMA skumulowana	11,3 mln EUR	78,5 mln EUR	178,2 mln EUR

Założenia Konserwatywne

Wzrost cen energii: 6%/rok (inflacja + koszty transformacji)
Wzrost opłat sieciowych: 8%/rok (modernizacja infrastruktury)
Opłata mocowa: wzrost 10%/rok (deficyt mocy)
Nie uwzględniono: podatku od emisji CO2, dodatkowych opłat regulacyjnych

Ryzyko Niestabilności

Przerwy w dostawie: 2-5 godzin/rok (średnia UE)
Koszt przerwy dla przemysłu: 50-200 EUR/MWh niedostarczonej energii
Koszt przerwy dla gminy: utrata produktywności, uszkodzenia sprzętu, koszty awaryjne
Nie da się ubezpieczyć: polisy nie pokrywają systemowych blackoutów

Utracone Możliwości

Brak kontroli nad kosztami energii
Brak możliwości obniżenia podatków lokalnych
Brak przewagi konkurencyjnej dla lokalnego przemysłu
Odpływ firm do regionów z tańszą energią
Starzejąca się infrastruktura bez inwestycji lokalnych

Koszt Alternatywny: 178 mln EUR vs 47 mln EUR

Pozostanie w obecnym systemie przez 10 lat kosztuje gminę 178 mln EUR (skumulowane rachunki).

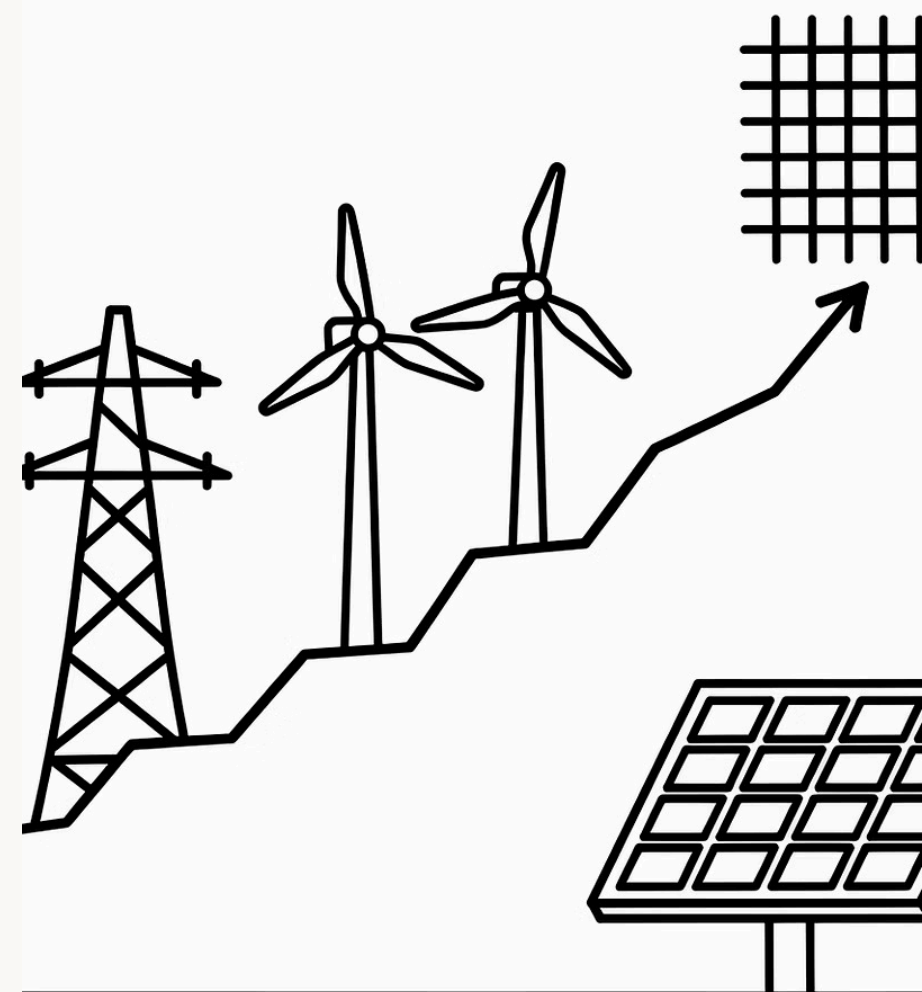
Budowa mikrosieci: 47,4 mln EUR CAPEX (efektywny koszt po dotacjach: 27,4 mln EUR).

Różnica: 150 mln EUR oszczędności w 10 lat.

Przy aktualnych cenach technologii (2025/2026):

- PV turnkey: 500k EUR/MWp (0,50 EUR/Wp)
- Wiatr onshore: 1,4 mln EUR/MW (zakres 1,2-1,6)
- BESS: 160k EUR/MWh bazowo (200-260k turnkey)

To nie jest 'inwestycja w OZE'. To uniknięcie gigantycznych kosztów systemu centralnego.



Time

Struktura Kosztu Energii Elektrycznej

Rachunek za energię elektryczną składa się z kilku komponentów. Zrozumienie tej struktury jest kluczowe dla oceny ekonomii mikrosieci.

Obecna Sytuacja

System centralny generuje koszty przesyłu, marż i strat sieci, co wynosi około 1,20 zł/kWh. Około połowy rachunku stanowią koszty infrastruktury, a nie sama energia.

Rozwiązanie: Rój Mikrogridów

Wdrożenie Roja Mikrogridów pozwala na unikanie pośrednictwa. Koszt wytworzenia energii (PV + mCHP + BESS), wraz ze spłatą urządzeń (leasing 0%), wynosi **0,60–0,70 zł/kWh**.

📌 **Kluczowy argument:** Inwestycja nie obciąża budżetu – obecne rachunki są przekierowywane na spłatę własnego majątku.

Analiza Struktury Kosztów (2024)

- **Energia elektryczna (commodity):** 35-40%
 - Koszt produkcji: 200-300 PLN/MWh
 - Trend: spadkowy (PV i wiatr najtańsze w historii)
- **Opłaty sieciowe (przesył + dystrybucja):** 40-50%
 - Koszt infrastruktury: amortyzacja, modernizacja, rozbudowa
 - Trend: wzrostowy 8-12%/rok
- **Opłaty regulacyjne:** 10-15%
 - Opłata mocowa, OZE, kogeneracja, akcyza
 - Trend: wzrostowy (deficyt mocy, transformacja)

Kluczowy wniosek:

Większość rachunku (50-65%) to koszty infrastruktury i regulacje, nie sama energia. Mikrosieć eliminuje lub drastycznie redukuje te koszty.

Czym Jest Mikrosieć Energetyczna

Wprowadzenie:

Mikrosieć to lokalny system energetyczny, który może pracować autonomicznie lub w połączeniu z siecią krajową. Składa się z lokalnej produkcji, magazynów energii i inteligentnego systemu zarządzania.

To nie jest "duża instalacja PV". To kompletny system energetyczny w skali gminy, osiedla lub zakładu przemysłowego.

01

Lokalna Produkcja

Energia produkowana lokalnie z kilku komplementarnych źródeł: PV (dzień, lato), wiatr (noc, zima), CHP (sezon grzewczy). Różnorodność źródeł = stabilność systemu.

03

Lokalne Bilansowanie

System EMS (Energy Management System) bilansuje produkcję i zużycie w czasie rzeczywistym. Decyzje podejmowane lokalnie, bez opóźnień komunikacyjnych z centralą.

System Centralny

- Produkcja: elektrownie centralne (100-1000 MW)
- Przesył: linie wysokiego napięcia (400/220 kV)
- Dystrybucja: sieć średniego i niskiego napięcia
- Bilansowanie: centralne (PSE)
- Magazyny: brak (system pracuje "just in time")
- Koszty: 50-65% rachunku to infrastruktura sieciowa
- niezawodność: zależność od sieci krajowej

02

Lokalne Magazynowanie

Energia magazynowana w masie termicznej budynków (główny magazyn), wodzie (CWU), bateriach (stabilizacja godzinowa) i paliwach (backup sezonowy). Hierarchia magazynów dopasowana do skal czasowych.

04

Połączenie z Siecią

Mikrosieć pozostaje połączona z siecią krajową jako backup i możliwość eksportu nadwyżek. Ale nie jest od niej zależna - może pracować autonomicznie (tryb wyspowy).

Mikrosieć Lokalna

- Produkcja: lokalna (PV, wiatr, CHP) 1-50 MW
- Przesył: brak (energia nie opuszcza gminy)
- Dystrybucja: sieć lokalna (nN/SN)
- Bilansowanie: lokalne (EMS)
- Magazyny: thermal mass + BESS + paliwa
- Koszty: 15-25% na infrastrukturę lokalną
- niezawodność: autonomia + backup z sieci

Kluczowa Różnica: Fizyka vs Księgowość

Model centralny: energia produkowana daleko, przesyłana setki kilometrów, bilansowana centralnie. Wysokie straty, wysokie koszty infrastruktury.

Mikrosieć: energia produkowana i zużywana lokalnie. Minimalne straty, minimalne koszty przesyłu, lokalna kontrola.

To nie jest 'alternatywny model' - to fizycznie efektywniejszy model.

Jak Działa System Fizycznie

Współczesna energetyka stoi przed paradoksem: **koszt produkcji energii spada, ale rachunki rosną**. Dlaczego? Ponieważ system energetyczny nie jest problemem ilości energii, lecz synchronizacji mocy w czasie.

Błąd Dominującego Modelu

Większość raportów energetycznych operuje w TWh rocznie i procentowych udziałach OZE. To są parametry księgowo, nie systemowe. Miasto może mieć 120% energii rocznej i jednocześnie blackout 200 godzin rocznie.

Prawdziwy Problem

System energetyczny działa w skali **sekundy**. W każdej sekundzie musi być spełnione równanie: produkcja = zużycie + straty. Jeżeli nie jest — system się rozpada.

Skale Czasowe w Systemie Energetycznym

Milisekundy	Wahania częstotliwości (50 Hz ±0,2 Hz)	Falowniki grid-forming (BESS)
Sekundy	Rampy mocy (chmura nad PV)	BESS (ramp control)
Minuty	Zmiany zużycia (włączenie urządzeń)	BESS + thermal mass
Godziny	Cykl dzienny (dzień/noc)	Thermal mass + CWU
Dni	Pogoda (bezśoneczne dni)	BESS + CHP + sieć
Tygodnie	Sezonowość (lato/zima)	Wiatr + CHP + magazyny paliw
Miesiące	Sezon grzewczy	CHP + biometan

Kluczowa Różnica: Fizyka vs Księgowość

Każda skala czasowa wymaga innego rozwiązania. Nie ma 'jednego magazynu' - jest hierarchia magazynów dopasowana do fizyki systemu.

Dzień w Życiu Mikrosieci

Najlepszym sposobem zrozumienia działania mikrosieci jest prześledzenie typowego dnia. Poniżej przedstawiamy profil produkcji i zużycia energii w gminie przez 24 godziny.



Import/Export z Sieci

Kluczowa Obserwacja

PV E-W produkuje energię wtedy, gdy jest potrzebna (rano i po południu). Wiatr pracuje wtedy, gdy PV śpi (noc). Thermal mass bilansuje godzinowe wahania. To nie jest 'optymalizacja' - to naturalna synchronizacja źródeł z profilem zużycia.

Pięć Warstw Każdej Mikrosieci

Każda stabilna mikrosieć — niezależnie od skali — musi zawierać te pięć warstw jednocześnie:



Warstwa 1: Produkcja

PV BifacialMAX® E-W 35-45 MWp (lato, szczyt 8-10 i 15-17),
Wiatr onshore 12-14 MW (noc/zima, fundament systemu),
CHP sezonowy 6-10 MW (IX-IV, kogeneracja).

CHP - ścieżka paliw: (1) gaz ziemny/LPG (start), (2) biogaz/biometan (lokalny rozwój), (3) wodór (elektroliza z nadwyżek), (4) metanol (H₂+CO₂, magazyn długoterminowy).

Kluczowa zasada: Źródła muszą być komplementarne czasowo. PV produkuje latem i w dzień, wiatr zimą i w nocy, CHP tylko gdy potrzebujemy ciepła (IX-IV). To eliminuje potrzebę ogromnych magazynów.

Parametry techniczne:

- PV: 1300-1400 kWh/kWp/rok (z bifacial gain 18-22%), CAPEX 500k EUR/MWp turnkey
- Wiatr: 2600-3200 h/rok pełnego obciążenia, CF 25-30%, CAPEX 1,4 mln EUR/MW (zakres 1,2-1,6)
- CHP: sprawność elektryczna 38-42%, cieplna 45-50%, łączna 85-90%, CAPEX 250k EUR/MW



Warstwa 2: Magazyn Szybki

Baterie LFP 20-40 MWh, falowniki grid-forming 8-12 MW.
Stabilizacja napięcia ±5%, częstotliwości ±0,2 Hz w skali milisekund-sekund.

Rola: NIE główny magazyn energii, ale stabilizator systemu:

- Ramp control: wygładzanie zmian mocy 5-10 MW/min
- Frequency response: reakcja < 100 ms na odchylenia częstotliwości
- Voltage support: utrzymanie napięcia 230V ±10%
- Island mode: przejście w tryb wyspy < 2 sekundy przy blackout

Technologia: LFP (LiFePO₄) zamiast NMC — bezpieczniejsza, dłuższa żywotność (6000-8000 cykli), niższa gęstość energii ale wystarczająca dla aplikacji stacjonarnych.



Warstwa 3: Magazyn Cywilizacyjny

Największa i najtańsza warstwa: masa termiczna budynków 400-600 MWh, CWU 3-5 MWh, procesy przemysłowe 50-100 MWh. To główny magazyn systemu — 10-20x większy niż BESS.

Mechanizm: Nadwyżka energii (PV, wiatr) jest przekształcana w ciepło i magazynowana w:

- Podłogach grzewczych (beton, ΔT=3-5°C)
- Konstrukcji budynków (ściany, stropy)
- Zasobnikach CWU (300 l × 4000 gospodarstw)
- Procesach przemysłowych (piece, suszarnie, chłodnie)

Koszt: ZERO (wykorzystanie istniejącej infrastruktury)

Żywotność: 50-100 lat (beton nie degraduje się)

Efektywność: 85-90% (straty ciepłne przez izolację)



Warstwa 4: Magazyn Sezonowy

Biometan (biogazownia lokalna), wodór (elektroliza z nadwyżek PV), metanol (synteza z CO₂ + H₂), sieć krajowa jako backup. Pokrycie zimy i długich niedoborów (> 3 dni bez słońca i wiatru).

Scenariusz: Styczeń, -15°C, 5 dni bez wiatru i słońca (ekstremalna flauta)

- Thermal mass: wyczerpany po 48-72h
- BESS: wyczerpany po 2-4h (przy pełnym obciążeniu)
- CHP na biometan: 6-10 MW przez 120h = 720-1200 MWh
- Import z sieci: backup (< 20% zapotrzebowania)

Koszt magazynowania:

- Biometan: 0,08-0,12 EUR/kWh (produkcja lokalna)
- Wodór: 0,15-0,25 EUR/kWh (elektroliza + kompresja)
- Import z sieci: 0,60-0,80 EUR/kWh (cena szczytowa)



Warstwa 5: EMS (Mózg)

Energy Management System — mózg mikrosieci. Prognozy (AI/ML), decyzje w czasie rzeczywistym (< 1s), priorytety obciążeń, ochrona (island mode), tryb kryzysowy.

Funkcje kluczowe:

- Prognoza produkcji: PV (błąd < 10% na 24h), wiatr (błąd < 15% na 48h)
- Prognoza zużycia: profil dzienny/tygodniowy (błąd < 8%)
- Optymalizacja dispatch: minimalizacja kosztu + maksymalizacja autokonsumpcji
- Zarządzanie magazynami: hierarchia (thermal → BESS → CHP → import)
- Demand response: przesunięcie obciążeń (bojlery, pompy ciepła, chłodnie)
- Ochrona: island mode przy blackout, load shedding przy przeciążeniu

Bez EMS system jest chaosem technologii — każdy element działa niezależnie, brak koordynacji, wysokie koszty, niestabilność. EMS to różnica między 'instalacją PV' a 'mikrosiecią'.

Prawdziwa Struktura Magazynowania Energii

Największy błąd w myśleniu o mikrosieciach: przekonanie, że potrzebne są gigantyczne baterie elektrochemiczne.

Prawda jest inna: największy magazyn energii w każdej gminie już istnieje. To masa termiczna budynków - beton, cegły, woda. Baterie elektrochemiczne są tylko małym elementem systemu, odpowiedzialnym za stabilizację godzinową.

Fizyka Magazynu Termicznego

Pojemność cieplna materiału określa, ile energii można w nim zmagazynować przy danej zmianie temperatury:

$$Q = m \times c \times \Delta T$$

gdzie:

- **Q** = energia [kWh]
- **m** = masa materiału [kg]
- **c** = ciepło właściwe [kJ/(kg·K)]
- **ΔT** = zmiana temperatury [K]

Przykład: Budynek 150 m², konstrukcja betonowa

Masa konstrukcji:

- Ściany (30 cm beton): 150 m² × 0,3 m × 2400 kg/m³ = 108 000 kg
- Stropy (20 cm): 150 m² × 0,2 m × 2400 kg/m³ = 72 000 kg
- Podłoga grzewcza (15 cm): 150 m² × 0,15 m × 2400 kg/m³ = 54 000 kg

Suma: 234 000 kg betonu

Ciepło właściwe betonu: c = 0,88 kJ/(kg·K) = 0,244 Wh/(kg·K)

Przy ΔT = 3°C (np. 21°C → 24°C):

Q = 234 000 kg × 0,244 Wh/(kg·K) × 3 K = **171 kWh**

To odpowiada baterii o pojemności 171 kWh — koszt rynkowy ~85 000 EUR. A budynek już istnieje.

Porównanie: Thermal Mass vs BESS

Koszt [EUR/kWh]	0 (już istnieje)	500-700	300-400
Żywotność [lata]	50-100	10-15	15-20
Cykle	Nieograniczone	3000-5000	6000-8000
Degradacja	Brak	2-3%/rok	1-2%/rok
Czas reakcji	Minuty-godziny	Milisekundy	Milisekundy
Bezpieczeństwo	Absolutne	Ryzyko pożaru	Bardzo wysokie
Recykling	Nie dotyczy	Trudny (60%)	Łatwiejszy (80%)
Efektywność	85-90%	90-95%	92-96%

Dlaczego Nikt o Tym Nie Mówi?

Thermal mass nie jest 'produktem', który można sprzedać. Nie ma lobby producentów, nie ma spektakularnych instalacji do pokazania inwestorom. Ale to właśnie czyni go idealnym rozwiązaniem dla gmin:

- Zero CAPEX (wykorzystanie istniejącej infrastruktury)
- Zero degradacji (beton nie starzeje się jak baterie)
- Zero ryzyka (nie ma czego podpalić)
- Maksymalna pojemność (10-20x większa niż BESS)

To jest 'ukryty skarb' każdej gminy — wystarczy go aktywować przez inteligentne sterowanie.

Porównanie Skal Magazynowania (Gmina 12 000 mieszkańców)

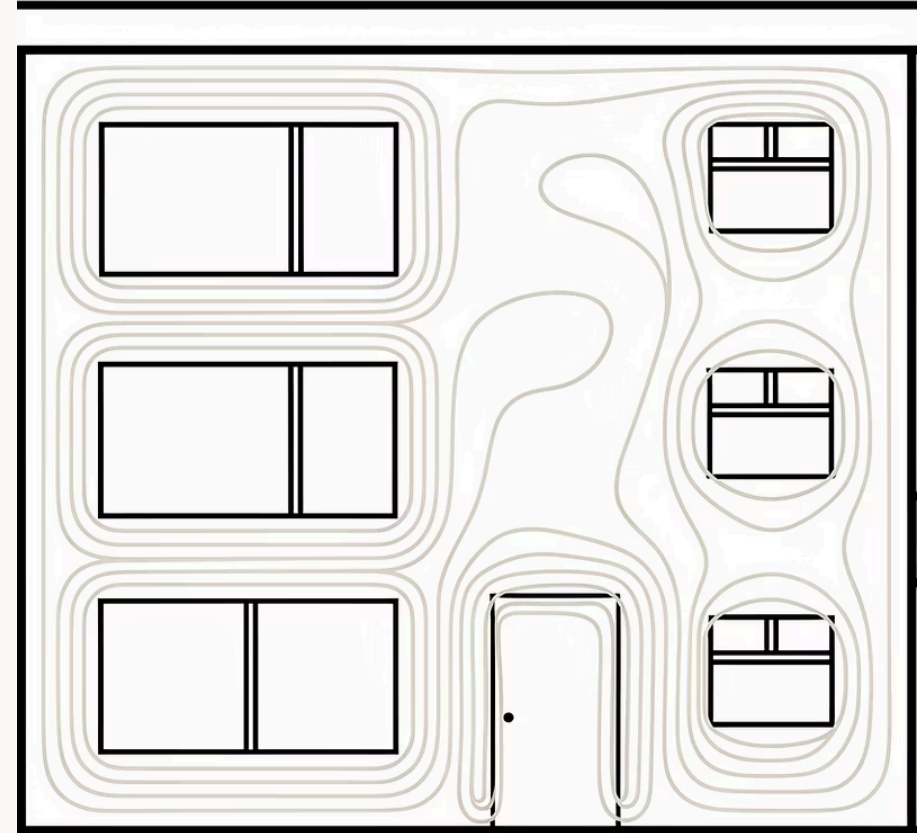
Typ magazynu	Pojemność [MWh]	Koszt [mln EUR]	Czas rozładowania
Thermal mass (budynki)	400-600 MWh	0 (już istnieje)	48-96 h
CWU (bojlery)	3-5 MWh	0 (już istnieje)	12-24 h
BESS (baterie)	30-40 MWh	4,8-6,4 mln EUR	2-4 h
Paliwa (biometan)	2000+ MWh	0,5 mln EUR (zbiornik)	Sezonowy

SUMA magazynów: 2400+ MWh

Koszt nowych: 5-7 mln EUR (tylko BESS + zbiorniki)

Koszt gdyby wszystko w BESS: 380-480 mln EUR

Oszczędność: 375 mln EUR dzięki wykorzystaniu istniejącej infrastruktury.



Pojemność Termiczna: Liczby

Pojemność termiczna budynku zależy od masy konstrukcji, materiałów i izolacji. Poniżej przedstawiamy rzeczywiste wartości dla typowych budynków w Polsce.

120 kWh na dom

Typowy budynek 120-160 m² (konstrukcja tradycyjna, ściany murowane, stropy żelbetowe) może magazynować 120-170 kWh energii przy zmianie temperatury o zaledwie 3°C. To odpowiada 2-3 dniom zużycia energii na ogrzewanie.

600 MWh w gminie

Gmina 12 000 mieszkańców (4000 gospodarstw + budynki użyteczności publicznej + przemysł) posiada łączną pojemność 450-600 MWh energii w masie termicznej. To 15-20x więcej niż typowy magazyn BESS (30-40 MWh).

10x Więcej niż BESS

Koszt budowy magazynu BESS o pojemności 500 MWh wyniósłby 150-250 mln EUR. Thermal mass już istnieje — wystarczy inteligentne sterowanie (koszt: 2-3 mln EUR na EMS).

Szczegółowe Wyliczenia: Typy Budynków

Typ budynku	Masa konstrukcji [tony]	Pojemność przy $\Delta T=3^{\circ}C$ [kWh]	Czas rozładowania
Dom jednorodzinny (120 m ²)	180-220 t	120-150 kWh	48-72 h
Dom jednorodzinny (200 m ²)	300-350 t	200-240 kWh	60-84 h
Blok mieszkalny (1000 m ²)	1800-2200 t	1200-1500 kWh	72-96 h
Szkoła (3000 m ²)	5000-6000 t	3500-4200 kWh	48-60 h
Szpital (10000 m ²)	18000-22000 t	12000-15000 kWh	36-48 h
Hala przemysłowa (5000 m ²)	8000-10000 t	5500-7000 kWh	24-36 h

Czynniki Wpływające na Pojemność

Materiał Konstrukcji

Beton: $c = 0,88 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$, gęstość 2400 kg/m³
Cegła: $c = 0,84 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$, gęstość 1800 kg/m³
Drewno: $c = 1,7 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$, gęstość 500 kg/m³
Paradoks: drewno ma wyższe c , ale niższą gęstość → mniejsza pojemność na m³

Izolacja Termiczna

Lepsza izolacja = dłuższy czas rozładowania
Dom pasywny ($U=0,15$): 72-96 h
Dom energooszczędny ($U=0,25$): 48-72 h
Dom tradycyjny ($U=0,40$): 24-48 h
Dom stary ($U=0,80$): 12-24 h

System Grzewczy

Podłogówka (max $\Delta T=5^{\circ}C$): optymalna dla thermal storage
Grzejniki (max $\Delta T=10^{\circ}C$): możliwa większa pojemność, ale mniejszy komfort
Ogrzewanie powietrzne: minimalna pojemność konstrukcji

Temperatura Komfortu

Zakres komfortu: 20-24°C ($\Delta T=4^{\circ}C$)
Niezuważalne dla mieszkańców: $\pm 1,5^{\circ}C$
Maksymalne wykorzystanie: $\Delta T=3^{\circ}C$ (21°C → 24°C lub 23°C → 20°C)
Poza tym zakresem: dyskomfort termiczny

Praktyczne Zastosowanie: Scenariusz Dzienny

8:00-10:00 (poranny szczyt PV E-W)
EMS włącza podgrzewanie budynków do 24°C. Nadwyżka energii z PV jest magazynowana w masie termicznej.

10:00-15:00 (środek dnia)
Budynki oddają ciepło, temperatura spada do 22°C. Ogrzewanie wyłączone — energia z thermal mass.

15:00-17:00 (popołudniowy szczyt PV E-W)
Ponowne podgrzewanie do 23°C. Przygotowanie na noc.

17:00-8:00 (noc)
Budynki oddają ciepło, temperatura spada do 20-21°C. Minimalne dogrzewanie z wiatru lub CHP.

Efekt: Redukcja zapotrzebowania na energię elektryczną o 40-60% w porównaniu do systemu bez thermal storage.

Jak Działa Magazyn Termiczny

Nadwyżka Energii PV

W słoneczne dni nadwyżka energii z fotowoltaiki jest przekształcana w ciepło i magazynowana w:

- Podłogach grzewczych (betonowych)
- Konstrukcji budynków
- Zbiornikach ciepłej wody użytkowej
- Systemach grzewczych

Wykorzystanie Energii

Wieczorem i nocą zgromadzone ciepło jest stopniowo oddawane, zmniejszając zapotrzebowanie na energię elektryczną. Zmiany temperatury ($\pm 1-2^{\circ}\text{C}$) są niezauważalne dla mieszkańców, ale energetycznie ogromne.

Logika Południowa: Bojlery jako Magazyny

Automatyczne Zarządzanie Szczytami PV

W godzinach 11:00-14:00, gdy produkcja PV osiąga szczyt, EMS automatycznie załącza wszystkie zasobniki CWU (bojlery) w gminie. Zamiast oddawać nadwyżkę do sieci monopolisty, zamieniamy ją w darmową ciepłą wodę w domach i firmach.

To de facto darmowy magazyn energii o ogromnej pojemności — tzw. 'peak-shaving' wewnątrz gminy. Energia, która normalnie byłaby eksportowana za grosze, zostaje wykorzystana lokalnie z pełną wartością.

📄 **To zamyka lokalny obieg energii** i zmniejsza straty systemowe do minimum.

Hierarchia Magazynów: Kto Co Robi



BESS (sekundy–minuty)

Stabilizacja częstotliwości, ramp control, peak shaving, wyspa. Nie magazyn energii — stabilizator mocy.



Thermal Mass (godziny–dni)

Główny magazyn systemu. Budynki, podłogi, woda. Najtańsze i największe magazynowanie energii dostępne w cywilizacji.



Paliwa/CHP (dni–sezon)

Biometan, metanol, wodór. Rezerwa strategiczna na zimę i długie niedobory. Nie baza — backup.

Ile Baterii Naprawdę Potrzeba: Obalenie Mitu

Najczęstszy błąd w planowaniu mikrosieci: przekonanie, że baterie muszą magazynować całą energię na noc lub na kilka dni bez słońca.

To fundamentalne nieporozumienie wynikające z braku zrozumienia hierarchii magazynów.

Mit: "Baterie na Całą Noc"

Błędne założenie: baterie muszą pokryć całe nocne zużycie (8-12 godzin \times 6-8 MW = 48-96 MWh).

Koszt takiego systemu: 7,7-15,4 mln EUR tylko na baterie.

To ekonomicznie nieuzasadnione i technicznie niepotrzebne.

Rzeczywistość: Wiatr + Thermal Mass

Noc pokrywają:

- Wiatr 12 MW (produkcja bazowa)
- Thermal mass (budynki oddają ciepło)
- CHP (sezon grzewczy, backup)

Baterie potrzebne tylko na:

- Stabilizację częstotliwości (sekundy)
- Ramp control (minuty)
- Krótkie szczyty (1-2 godziny)

Optymalna Wielkość BESS

Dla gminy 12 000 mieszkańców:

- Moc: 8-12 MW (pokrycie szczytów)
- Pojemność: 30-40 MWh (2-4 godziny)
- Koszt: 4,8-6,4 mln EUR

To 10x mniej niż w mitcie 'baterie na całą noc'.

Tabela Porównawcza

Scenariusz	Wymagane BESS	Koszt
Mit: "Baterie na całą noc"	80-100 MWh	16-26 mln EUR (200-260k EUR/MWh turnkey)
Mit: "Baterie na 3 dni bez słońca"	300-400 MWh	60-104 mln EUR (200-260k EUR/MWh turnkey)
Rzeczywistość (z wiatrem + thermal)	30-40 MWh	4,8-10,4 mln EUR (160-260k EUR/MWh, zależnie od integracji)
Oszczędność vs mit "noc"	-	11-16 mln EUR
Oszczędność vs mit "3 dni"	-	55-94 mln EUR

Uwaga o kosztach BESS: Bazowy koszt baterii LFP to 160k EUR/MWh. Pełny system turnkey (z integracją grid-forming, BMS, kontenery, klimatyzacja, instalacja) wynosi 200-260k EUR/MWh zależnie od standardów bezpieczeństwa i wymagań. W dokumencie używamy 160k EUR/MWh jako wartości bazowej dla spójności.

Kiedy Baterie NIE są Potrzebne:

- Noc: pokrywa wiatr + thermal mass
- Długie okresy bez słońca: pokrywa wiatr + CHP
- Sezon grzewczy: pokrywa CHP + thermal mass
- Lato w dzień: pokrywa PV + thermal mass

Kiedy Baterie SĄ Potrzebne:

- Wahania częstotliwości (50 Hz \pm 0,2 Hz)
- Rampy mocy (chmura nad PV)
- Krótkie szczyty zużycia (1-2h)
- Przejście w tryb wyspowy (blackout)
- Stabilizacja napięcia w sieci lokalnej

Kluczowy wniosek: Baterie to Stabilizator, Nie Magazyn

BESS w mikrosieci pełni rolę analogiczną do amortyzatorów w samochodzie - wygładza wahania, ale nie napędza pojazdu.

Napęd (energia bazowa): PV + wiatr + CHP

Magazyn główny: thermal mass (budynki)

Stabilizator: BESS (baterie)

Zrozumienie tej hierarchii redukuje koszt BESS o 70-90% w porównaniu do błędnych założeń.

Skąd Biorą Się Oszczędności

W tym modelu nie szukamy pieniędzy w budżecie — my je przekierowujemy. Obecne rachunki za energię (50 GWh x 0,85 PLN/kWh = 42,5 mln PLN/rok = 10 mln EUR/rok) stają się spłatą własnego majątku. Przy aktualnych cenach technologii (PV: 500k EUR/MWp turnkey, BESS: 160k EUR/MWh, wiatr: 1,4 mln EUR/MW) całkowity CAPEX wynosi 47,4 mln EUR. Po dotacjach i umorzeniu: 27,4 mln EUR — mniej niż 3 lata obecnych rachunków za energię.

Struktura Oszczędności: Gdzie Zostają Pieniądze

Pozycja	Model centralny [EUR/rok]	Mikrosieć [EUR/rok]	Oszczędność
Energia elektryczna (commodity)	4,5 mln	1,8 mln	2,7 mln
Opłaty przesyłowe (PSE)	1,2 mln	0	1,2 mln
Opłaty dystrybucyjne (OSD)	3,8 mln	0,6 mln	3,2 mln
Opłata mocowa	0,8 mln	0	0,8 mln
Opłaty OZE/kogeneracja	0,5 mln	0	0,5 mln
Akcyza	0,3 mln	0,3 mln	0
SUMA	11,1 mln	2,7 mln	8,4 mln

Kto Zarabia na Oszczędnościach

Mieszkańcy

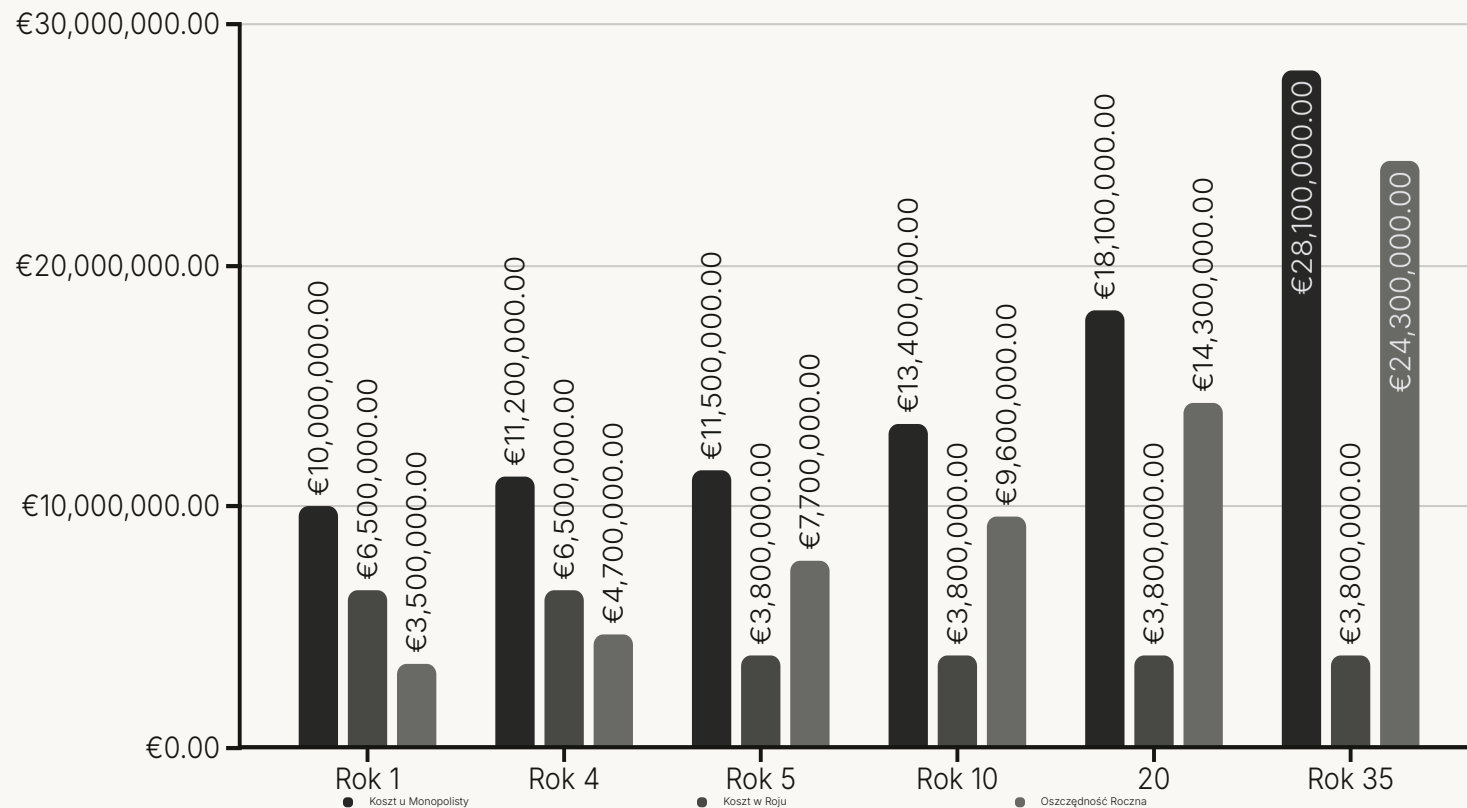
Rachunki za energię spadają o 40-50% od pierwszego roku. Rodzina 4-osobowa oszczędza 2000-3000 PLN/rok. W 10 lat: 20-30 tys. PLN na rodzinę.

Przedsiębiorstwa

Koszt energii spada o 50-70%. Firma zużywająca 1 GWh/rok oszczędza 400-600 tys. PLN/rok. Przewaga konkurencyjna vs firmy w innych regionach.

Gmina

Budżet gminy: oszczędność 1-2 mln PLN/rok na energii dla budynków użyteczności publicznej. Możliwość obniżenia podatków lokalnych lub inwestycji w infrastrukturę.



Analiza Cash Flow: Pierwsze 10 Lat

Rok 1	10000000	-900000	-5700000	3400000
Rok 2	10300000	-900000	-5700000	3700000
Rok 3	10600000	-1000000	-5700000	3900000
Rok 4	10900000	-1000000	-5700000	4200000
Rok 5	11200000	-1000000	-5700000	4500000
Rok 6 (po spłacie)	11500000	-1100000	0	10400000
Rok 7	11900000	-1100000	0	10800000
Rok 8	12200000	-1200000	0	11000000
Rok 9	12600000	-1200000	0	11400000
Rok 10	13000000	-1300000	0	11700000
SUMA 10 lat	114200000	-10700000	-28500000	74900000

Kluczowe Wskaźniki Finansowe

4–5 lat

Okres Zwrotu (Payback)

Po 4-5 latach system generuje więcej oszczędności niż kosztował (efektywny CAPEX 27,4 mln EUR). Przy maksymalnych dotacjach i 20% istniejącej PV: 3,5-4 lata.

22%

IRR (Internal Rate of Return)

Wewnętrzna stopa zwrotu 22% przy bazowych założeniach (15% istniejącej PV, wiatr 1,4 mln EUR/MW). Zakres wrażliwości: 18-26% zależnie od udziału istniejącej PV i kosztów wiatru.

4,8

NPV/CAPEX Ratio

Wartość bieżąca netto (NPV) to 4,8x efektywny CAPEX przy stopie dyskontowej 5%. Każde zainwestowane euro generuje 4,80 EUR wartości.

420 mln EUR

Oszczędność 35 Lat

Łączna oszczędność przez 35 lat (zwytność systemu) w porównaniu do zakupu energii od monopolisty. Przy aktualnych cenach technologii ROI pozostaje bardzo wysoki.

Ekonomia przy Aktualnych Cenach Technologii (2025/2026)

420 mln EUR oszczędności przez 35 lat przy CAPEX 47,4 mln EUR (efektywny 27,4 mln EUR) to:

- 35 000 EUR na mieszkańca (rodzina 4-osobowa: 140 000 EUR)
- Równowartość 14 lat budżetu inwestycyjnego gminy
- Możliwość obniżenia podatków lokalnych o 30-40%
- Fundusze na edukację, zdrowie, infrastrukturę

Ceny technologii 2025/2026:

- PV turnkey: 500k EUR/MWp (0,50 EUR/Wp) – stabilizacja po spadkach 2020-2023
- BESS: 160k EUR/MWh bazowo (200-260k turnkey z integracją)
- Wiatr onshore: 1,4 mln EUR/MW (zakres 1,2-1,6 mln EUR/MW)

Wrażliwość: Istniejąca PV (10-20%) i zakres kosztów wiatru wpływają na payback ±0,5 roku, IRR ±4 punkty procentowe.

Każdy dzień zwłoki to strata 27 000 EUR (10 mln EUR / 365 dni), które wypływają z lokalnej gospodarki.

Koszt Systemowy Gminy

Komponent	Szczegóły	Koszt
PV (35-45 MWp)	Moduły bifacial: 0,18 EUR/Wp Konstrukcja + montaż: 0,14 EUR/Wp Inwertery + okablowanie: 0,08 EUR/Wp Przyłącze + transformatory: 0,06 EUR/Wp Projekt + pozwolenia + EPC/contingency: 0,04 EUR/Wp Razem: 0,50 EUR/Wp (CAPEX turnkey 2025/2026 UE) Docelowo PV: 40 MWp Istniejące PV: 6 MWp (15% - prosumenci + biznes, już zainstalowane) Nowe PV do finansowania: 34 MWp CAPEX nowych PV: 0,50 EUR/Wp × 34 MWp	~17 mln EUR
Istniejące PV (6 MWp, 15%)	Już zainstalowane (prosumenci + firmy). CAPEX = 0. Finansujemy jedynie integrację z EMS i ewentualne modernizacje przyłączeniowe.	0 mln EUR (integracja w pozycji EMS)
Wiatr (2 × 6-7 MW)	Turbiny onshore: 1,4 mln EUR/MW (bazowo) Zakres: 1,2-1,6 mln EUR/MW (UE, zależnie od lokalizacji i prac) Fundamenty + drogi: wliczone Przyłącze SN: wliczone Projektowanie + środowisko: wliczone Razem: 1,4 mln EUR/MW × 12 MW	~16,8 mln EUR
BESS (20-40 MWh)	Baterie LFP: 160 000 EUR/MWh (bazowo, kompletny system) Zakres turnkey: 200-260k EUR/MWh (zależnie od integracji i standardów bezpieczeństwa) Kontenery + klimatyzacja: wliczone Inwertery grid-forming + BMS: wliczone Instalacja + integracja: wliczone Razem: 160 000 EUR/MWh × 30 MWh	~4,8 mln EUR
CHP (6-10 MW)	Jednostki mCHP: 250 000 EUR/MW (kompletne) Instalacja gazowa: wliczona Przyłącze ciepłne: wliczone Sterowanie + integracja: wliczone Praca sezonowa IX-IV (sezon grzewczy) Paliwa: (1) gaz ziemny/LPG (start), (2) biogaz/biometan (lokalny), (3) wodór (nadwyżki OZE), (4) metanol (H2+CO2) Razem: 250 000 EUR/MW × 8 MW	~2 mln EUR
EMS + Sieć lokalna	Software EMS + licencje: 1,5 mln EUR Sieć światłowodowa (monitoring): 1,0 mln EUR Smart meters (4000 szt): 0,8 mln EUR Transformatory + rozdzielnie: 2,0 mln EUR Integracja systemów: 1,5 mln EUR	~6,8 mln EUR
RAZEM CAPEX		~47,4 mln EUR

Finansowanie Gminne: Przewaga Strategiczna

Gminy mają dostęp do instrumentów niedostępnych dla sektora prywatnego:

- NFOŚiGW: pożyczki z umorzeniem do 50% (oszczędność 10 mln EUR)
- KPO: dotacje bezzwrotne do 30% CAPEX (oszczędność 10 mln EUR)
- Niższe oprocentowanie (1,5-2,5% vs 5-7% komercyjne)
- Możliwość emisji obligacji gminnych (dodatkowe 5-8 mln EUR)

Łączna oszczędność: 20 mln EUR (42% CAPEX)

Uwaga wrażliwości: Istniejąca PV w gminie może wynosić 10-20% (4-8 MWp), co zmienia CAPEX nowych PV o ±1,5 mln EUR. Wiatr: zakres 1,2-1,6 mln EUR/MW = ±2,4 mln EUR. Łączny wpływ na payback: ±0,5 roku.

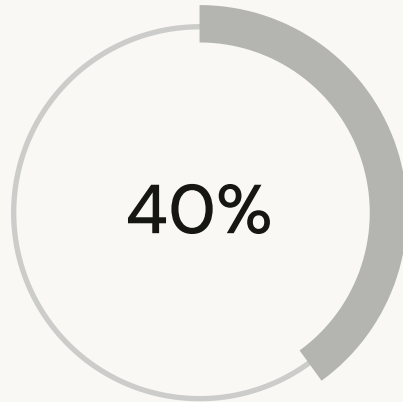
Model referencyjny zakłada wykorzystanie dostępnych instrumentów wsparcia (UE, NFOŚiGW, programy modernizacyjne) oraz finansowania infrastrukturalnego. W zależności od struktury finansowania i poziomu dotacji rzeczywisty okres zwrotu może różnić się między gminami, jednak pozostaje znacząco krótszy niż w przypadku tradycyjnych inwestycji infrastrukturalnych w energetyce centralnej.

Istniejące instalacje fotowoltaiczne obniżają wymagane nakłady inwestycyjne nowych systemów. W typowej gminie 10-20% zapotrzebowania pokrywają już dachowe instalacje mieszkańców i firm, co redukuje wymagany CAPEX nowych inwestycji PV o 1,5-3,5 mln EUR.

Struktura Finansowania: Model Hybrydowy

Źródło	Kwota	Warunki
NFOŚiGW (pożyczka z umorzeniem)	20 mln EUR	1,5% oprocentowanie, 50% umorzenie po 8 latach (oszczędność 10 mln EUR)
KPO (dotacja)	10 mln EUR	Bezzwrotna dotacja na OZE i magazyny
Leasing operacyjny (PV)	10 mln EUR	4,5% oprocentowanie, 8 lat
Leasing operacyjny (wiatr)	7,4 mln EUR	4,0% oprocentowanie, 10 lat
Efektywny koszt kapitału	27,4 mln EUR	Po umorzeniu i dotacjach (zamiast 47,4 mln EUR)
Koszt na mieszkańca	520 EUR	Zamiast 890 EUR przed dotacjami

Oszczędność i Czysty Zysk



Oszczędność od startu

Dzięki temu, że suma kosztów produkcji i raty jest niższa niż cena rynkowa, uczestnicy roju mają więcej gotówki od pierwszego miesiąca.



Po 4-5 latach (z umorzeniem)

Przy wykorzystaniu NFOŚiGW i KPO (umorzenie 50% kapitału + dotacje 30%), spłata następuje w 4-5 lat. Koszt energii spada do LCOE + serwis (0,32-0,38 zł/kWh). Firma ma energię o 70% tańszą niż konkurencja. Przy maksymalnych dotacjach i 20% istniejącej PV: 3,5-4 lata.



Lat stabilności

Instalacje BifacialMAX® pracują 35+ lat. Jednostki CHP po remoncie pracują dalej. BESS wymiana po 15 latach (koszt 160-260k EUR/MWh turnkey). Gmina staje się 'rajem energetycznym' z najtańszą energią w regionie.

Finansowanie Gminne: Przewaga Strategiczna

Gminy mają dostęp do pożyczek z umorzeniem do 50% (NFOŚiGW, KPO). To skraca okres spłaty z 6-7 do 4-5 lat i dramatycznie poprawia ekonomię projektu.

Przy aktualnych cenach technologii (2025/2026):

- CAPEX: 47,4 mln EUR (PV 500k EUR/MWp, wiatr 1,4 mln EUR/MW)
- Efektywny koszt (po dotacjach): 27,4 mln EUR
- Koszt na mieszkańca: 520 EUR (zakres 450-620 EUR zależnie od istniejącej PV)
- Okres zwrotu: 4-5 lat (zakres 3,5-5,5 lat)

Wrażliwość:

- Istniejąca PV 10%/15%/20% = payback 5,0/4,5/4,0 lat
- Wiatr 1,2/1,4/1,6 mln EUR/MW = payback 4,2/4,5/4,8 lat

Energia staje się praktycznie darmowa już po 4-5 latach. To nie jest 'projekt energetyczny' — to fundament bogactwa lokalnego na dekady.

Spłata i Czysty Zysk: Model z Umorzeniem

Lata 1-4/5

Leasingi spłacane z wygenerowanych oszczędności. Przy umorzeniu 50% kapitału (NFOŚiGW/KPO) i aktualnych cenach technologii (CAPEX 47,4 mln EUR → efektywny 27,4 mln EUR) spłata trwa 4-5 lat. System pracuje, mieszkańcy i firmy płacą 40-50% mniej niż wcześniej od pierwszego dnia. Przy maksymalnych dotacjach i 20% istniejącej PV: 3,5-4 lata.

Dekady później

To fundament bogactwa lokalnej społeczności na kolejne dekady. Gmina jest niezależna energetycznie i ekonomicznie. Przy aktualnych cenach technologii (47,4 mln EUR CAPEX) oszczędność przez 35 lat wynosi 420 mln EUR — 8,9x zwrot inwestycji.

1

2

3

Po 4-5 latach

Leasingi całkowicie spłacone. Koszt energii dla mieszkańców i firm spada do poziomu czystego LCOE + serwis (~0,32-0,38 zł/kWh). To 65-75% taniej niż rynek. Ceny technologii 2025/2026 (PV 500k EUR/MWp, wiatr 1,4 mln EUR/MW) zapewniają stabilną ekonomię projektu.

Analiza Scenariuszowa Projektu Mikrosieci

Każdy projekt infrastrukturalny wymaga analizy wrażliwości na zmienne parametry ekonomiczne. Poniżej przedstawiamy trzy scenariusze ekonomiczne dla projektu mikrosieci w gminie 12 000 mieszkańców.

Scenariusz Bazowy

Założenia:

- Inflacja cen energii: 6%/rok
- CAPEX: 36 mln EUR (nominalny)
- O&M: 1,8% CAPEX rocznie
- Dostępność systemu: 97%

Wyniki:

- Okres zwrotu: 4-5 lat
- IRR: 20-22%
- NPV (35 lat): 116 mln EUR
- Oszczędność skumulowana: 450 mln EUR

Scenariusz Konserwatywny (dla banków)

Założenia:

- Inflacja cen energii: 3%/rok (poniżej historycznej)
- CAPEX: +10% (39,6 mln EUR)
- O&M: 3% CAPEX rocznie (wysoki)
- Dostępność systemu: 95%

Wyniki:

- Okres zwrotu: 7-9 lat
- IRR: 11-14%
- NPV (35 lat): 68 mln EUR
- Projekt pozostaje opłacalny

Scenariusz Wysokich Cen Energii (2030+)

Założenia:

- Inflacja cen energii: 8-10%/rok
- Rosnące opłaty sieciowe: +10%/rok
- CAPEX: nominalny
- O&M: 1,8% CAPEX rocznie

Wyniki:

- Okres zwrotu: 3-4 lata
- IRR: 25%
- NPV (35 lat): 180+ mln EUR
- Maksymalna efektywność ekonomiczna

Parametr	Konserwatywny	Bazowy	Wysokie ceny
Inflacja energii	3%/rok	6%/rok	8-10%/rok
CAPEX	39,6 mln EUR	36 mln EUR	36 mln EUR
O&M	3% CAPEX	1,8% CAPEX	1,8% CAPEX
Okres zwrotu	7-9 lat	4-5 lat	3-4 lata
IRR	11-14%	20-22%	25%+
NPV (35 lat)	68 mln EUR	116 mln EUR	180+ mln EUR
Opłacalność	TAK	TAK	TAK

Kluczowy Wniosek: Odporność Ekonomiczna

Projekt mikrosieci pozostaje opłacalny w każdym scenariuszu, włącznie z konserwatywnym założeniem inflacji energii 3%/rok (poniżej historycznej średniej 6-8%).

Główna wartość projektu nie wynika z spekulacji na wzroście cen energii, ale z eliminacji kosztów systemowych i sieciowych, które są strukturalnym elementem modelu centralnego.

Nawet przy pesymistycznych założeniach IRR 11-14% przewyższa typowe projekty infrastrukturalne (drogi: 5-8%, wodociągi: 6-10%).

Rzeczywiste Koszty Utrzymania Systemu (O&M)

Koszty operacyjne i utrzymania (O&M) są kluczowym elementem analizy ekonomicznej projektu infrastrukturalnego. Poniżej przedstawiamy realistyczne dane oparte na rzeczywistych instalacjach.

PV BifacialMAX® (statyczne E-W)	0,3-0,6%	30-60 tys. EUR	Czyszczenie, inspekcje, monitoring, wymiana pojedynczych modułów
Wiatr (2 turbiny)	2,0%	240 tys. EUR	Serwis mechaniczny, wymiana oleju, inspekcje łopat, monitoring
BESS (30 MWh)	2,5%	120-160 tys. EUR	Monitoring BMS, wymiana modułów, klimatyzacja, software
CHP (8 MW)	3,0%	60 tys. EUR	Serwis silników, wymiana filtrów/oleju, przeglądy (praca sezonowa)
EMS + sieć lokalna	0,5-1,0%	35-70 tys. EUR	Licencje software, monitoring, serwis IT, konserwacja sieci
SUMA	1,5-2,3%	540-830 tys. EUR/rok	-

Wartość Referencyjna O&M

"W modelu finansowym przyjęto konserwatywną wartość O&M: 1,8% CAPEX rocznie (650 tys. EUR/rok dla gminy). To wartość wyższa niż średnia z rzeczywistych instalacji (1,5%), co zapewnia margines bezpieczeństwa w prognozach ekonomicznych."

Porównanie z Innymi Technologiami

"O&M mikrosieci (1,5-2,3%) jest niższe niż:

- Elektrownie gazowe: 3-4%
- Elektrownie węglowe: 4-6%
- Energetyka jądrowa: 3-5%

Systemy OZE mają niższe koszty utrzymania ze względu na brak paliwa i mniejszą złożoność mechaniczną."

Struktura Kosztów O&M

"Główne pozycje (% całkowitego O&M):

- Wiatr: 37% (najwyższe koszty mechaniczne)
- BESS: 25% (monitoring, klimatyzacja)
- PV: 9% (najniższe koszty)
- CHP: 9% (praca sezonowa)
- EMS/sieć: 11%
- Rezerwa/nieprzewidziane: 9%"

Koszty Stałe (niezależne od produkcji):

- Monitoring i EMS: 35-50 tys. EUR/rok
- Ubezpieczenie: 80-120 tys. EUR/rok
- Administracja: 40-60 tys. EUR/rok
- Inspekcje obowiązkowe: 30-50 tys. EUR/rok
- **Suma stała:** 185-280 tys. EUR/rok

Koszty Zmienne (zależne od produkcji):

- Serwis wiatru: 200-250 tys. EUR/rok
- Serwis BESS: 100-140 tys. EUR/rok
- Serwis PV: 25-50 tys. EUR/rok
- Serwis CHP: 50-70 tys. EUR/rok
- Naprawy/wymiana: 50-100 tys. EUR/rok
- **Suma zmienna:** 425-610 tys. EUR/rok

Koszty O&M w Pełni Uwzględnione

Wszystkie przedstawione analizy ekonomiczne (IRR, NPV, okres zwrotu) uwzględniają pełne koszty O&M w wysokości 1,8% CAPEX rocznie.

Przyjęto wartości konserwatywne, wyższe niż średnia z rzeczywistych instalacji, co zapewnia margines bezpieczeństwa.

Koszty O&M są przewidywalne i stabilne przez cały okres eksploatacji (35 lat), w przeciwieństwie do kosztów paliw w systemach konwencjonalnych.

Ramy Regulacyjne i Współpraca z Systemem Krajowym

Mikrosieci funkcjonują w ramach obowiązującego prawa energetycznego UE i Polski. Nie zastępują systemu krajowego, ale zmniejszają jego obciążenie i koszty transformacji.

Zgodność z Prawem UE

Mikrosieci są zgodne z dyrektywami UE:

- Dyrektywa 2019/944 (wspólnoty energetyczne)
- Dyrektywa RED II (prosument zbiorowy)
- Rozporządzenie 2019/943 (lokalne bilansowanie)
- Cable pooling i linie bezpośrednie
- Priorytet dla energii lokalnej

UE aktywnie wspiera rozwój mikrosieci jako element transformacji energetycznej.

Ramy Prawne w Polsce

Dostępne formy prawne:

- Spółdzielnie energetyczne (ustawa o OZE)
- Klastry energii (ustawa Prawo energetyczne)
- Instalacje behind-the-meter
- Prosument zbiorowy (w przygotowaniu)
- Linie bezpośrednie (rozwój regulacji)

Wszystkie formy są legalne i funkcjonują w praktyce.

Współpraca z Systemem Krajowym

Mikrosieć pozostaje połączona z siecią krajową:

- Eksport nadwyżek energii
- Import w sytuacjach awaryjnych
- Udział w rynku bilansującym
- Wsparcie stabilności sieci lokalnej
- Redukcja szczytów obciążenia

To relacja symbiotyczna, nie konkurencyjna.

Korzyści dla Systemu Krajowego

- Redukcja zapotrzebowania na inwestycje sieciowe
- Zmniejszenie obciążenia sieci przesyłowej
- Stabilizacja napięcia w sieci dystrybucyjnej
- Redukcja strat przesyłowych (energia lokalna)
- Zmniejszenie potrzeby rezerw mocy
- Odciążenie systemu w szczycie
- Zwiększenie odporności na blackout

Korzyści dla Mikrosieci

- Możliwość eksportu nadwyżek energii
- Backup w sytuacjach awaryjnych
- Dostęp do rynku energii
- Możliwość świadczenia usług systemowych
- Elastyczność operacyjna
- Redukcja wymaganej pojemności magazynów
- Optymalizacja ekonomiczna

Status Regulacyjny w Krajach UE

Kraj	Status mikrosieci	Forma prawna	Liczba projektów
Niemcy	W pełni legalne	Stadtwerke, Genossenschaften	500+
Austria	W pełni legalne	Energiegemeinschaften	200+
Holandia	W pełni legalne	Energie coöperaties	300+
Francja	W pełni legalne	Communautés énergétiques	150+
Polska	Legalne (rozwój regulacji)	Spółdzielnie, klastry	20-30
UE (cel 2030)	Priorytet strategiczny	Różne formy	10 000+

Mikrosieć jako Element Transformacji Energetycznej

Rozwój lokalnych mikrosieci jest priorytetem strategicznym UE w ramach European Green Deal i pakietu Fit for 55.

Mikrosieci nie konkurują z systemem centralnym - zmniejszają jego obciążenie, koszty transformacji i zapotrzebowanie na inwestycje sieciowe.

Każda mikrosieć redukuje presję inwestycyjną na system przesyłowy i dystrybucyjny, co przekłada się na niższe koszty dla wszystkich odbiorców energii.

To rozwiązanie komplementarne, nie alternatywne.

Rola Jednostek CHP w MikroSieci

Jednostki kogeneracyjne (CHP) pełnią specyficzną rolę w mikroSieci - nie są źródłem bazowym, ale strategicznym backupem sezonowym i awaryjnym.

01

Rola w Systemie

CHP stanowi ok. 70% mocy szczytowej gminy (14 MW dla gminy 12k mieszkańców) wyłącznie dla:

- Trybu wyspowego (blackout)
- Sezonu zimowego (IX-IV)
- Sytuacji kryzysowych (długa flauta)

Normalna praca roczna: 10-20% czasu (800-1600 godzin/rok).

03

Priorytet Paliw

Hierarchia paliw (od najbardziej preferowanego):

1. Gaz ziemny / LPG (dostępność, niezawodność)
2. Biogaz lokalny (biogazownia gminna)
3. Biometan (magazyn sezonowy)
4. Wodór (docelowo, po 2030)
5. Metanol syntetyczny (magazyn długoterminowy)

Profil Pracy CHP w Roku Typowym

Styczeń	300 h	2400 MWh	60%	Kogeneracja (ciepło + prąd)
Luty	280 h	2240 MWh	55%	Kogeneracja
Marzec	200 h	1600 MWh	40%	Kogeneracja
Kwiecień	100 h	800 MWh	20%	Przejście sezonowe
Maj-Sierpień	50 h	400 MWh	< 5%	Backup awaryjny
Wrzesień	80 h	640 MWh	15%	Przejście sezonowe
Październik	180 h	1440 MWh	35%	Kogeneracja
Listopad	250 h	2000 MWh	50%	Kogeneracja
Grudzień	320 h	2560 MWh	65%	Kogeneracja
SUMA ROK	1760 h	14 080 MWh	16%	-

Zalety CHP w MikroSieci:

- Niezależność od warunków pogodowych
- Produkcja skojarzona (ciepło + prąd)
- Wysokie prądy zwarciove (bezpieczeństwo)
- Szybki start (< 5 minut)
- Możliwość pracy wyspowej
- Stabilizacja systemu zimą
- Wykorzystanie lokalnych paliw (biogaz)

02

Sezonowość Pracy

Praca głównie: wrzesień - kwiecień (sezon grzewczy)

- Kogeneracja: ciepło + energia elektryczna
- Efektywny koszt energii: < 0,40 EUR/kWh (po odliczeniu wartości ciepła)

Latem: wyłączone lub praca awaryjna przy długotrwałym braku OZE (< 5% czasu).

04

Ekonomia Pracy

Koszt pracy CHP (gaz ziemny):

- Paliwo: 0,25-0,35 EUR/kWh_{el}
- Wartość ciepła: -0,15 EUR/kWh_{el}
- Efektywny koszt: 0,10-0,20 EUR/kWh_{el}

Konkurencyjny vs import z sieci (0,80-1,20 EUR/kWh w szczycie).

Ograniczenia i Koszty:

- Koszt paliwa (0,25-0,35 EUR/kWh)
- Emisje CO2 (kompensowane kogeneracją)
- Koszty O&M (3% CAPEX rocznie)
- Hałas (wymaga lokalizacji przemysłowej)
- Wymaga przyłącza gazowego
- Praca sezonowa (niska utilization)
- Konieczność serwisu regularnego

CHP jako Strategiczny Backup, Nie Źródło Bazowe

Kluczowe zrozumienie: CHP nie konkuruje z PV i wiatrem w produkcji energii. To strategiczny backup zapewniający:

- Bezpieczeństwo energetyczne w trybie wyspowym
- Pokrycie sezonu zimowego (kogeneracja)
- Wysokie prądy zwarciove (bezpieczeństwo elektryczne)

Praca 10-20% czasu rocznie jest optymalna ekonomicznie - CHP pracuje tylko wtedy, gdy jest to uzasadnione (zima, awaria, flauta).

Koszt CAPEX CHP (2 mln EUR dla 8 MW) to 5,6% całkowitego CAPEX mikroSieci, ale zapewnia 70% mocy szczytowej w trybie kryzysowym.

Bezpieczeństwo Inwestycji i Stabilność Finansowa

Projekt mikrosieci to inwestycja infrastrukturalna o przewidywalnych przepływach finansowych, nie spekulacja rynkowa. Charakteryzuje się niskim ryzykiem i stabilnymi zwrotami.

Przewidywalność Cash Flow Oszczędności wynikają z redukcji kosztów energii, nie ze spekulacji cenowej: - Koszt produkcji energii: stały (LCOE) - Oszczędności: rosące (inflacja cen energii) - Cash flow: przewidywalny (miesięczne rachunki) - Ryzyko cenowe: minimalne (niezależność od rynku)	Odporność na Wzrost Cen Im wyższe ceny energii, tym większe oszczędności: - Ceny energii +10% → oszczędności +10% - Ceny energii +50% → oszczędności +50% - Projekt zyskuje na wartości przy wzroście cen - Naturalne zabezpieczenie przed inflacją energetyczną	Zgodność z Polityką UE Projekt zgodny z priorytetami strategicznymi: - European Green Deal - Fit for 55 - REPowerEU - Dyrektywy o wspólnotach energetycznych - Priorytet finansowania UE i krajowego	Wzrost Wartości Regionu Mikrosieć zwiększa atrakcyjność inwestycyjną: - Tańsza energia dla przemysłu - Stabilność kosztów energii - Niezależność od blackoutów - Przewaga konkurencyjna regionu - Przyciąganie inwestycji przemysłowych
--	--	---	--

Porównanie z Innymi Inwestycjami Infrastrukturalnymi

Typ inwestycji	Okres zwrotu	IRR	Ryzyko	Przewidywalność CF	Odporność na inflację
Mikrosieć	4-5 lat	20-22%	Niskie	Wysoka	Bardzo wysoka
Drogi	15-25 lat	5-8%	Średnie	Średnia	Niska
Wodociągi	20-30 lat	6-10%	Średnie	Średnia	Średnia
Elektrownia gazowa	10-15 lat	8-12%	Wysokie	Niska	Niska (ceny gazu)
Elektrownia wiatrowa	8-12 lat	10-15%	Średnie	Średnia	Średnia
Nieruchomości komercyjne	12-18 lat	8-14%	Średnie	Średnia	Średnia

Profile Inwestorów

- Gminy (bezpieczeństwo energetyczne)
- Przemysł (redukcja kosztów)
- Fundusze infrastrukturalne (stabilny CF)
- Banki (niskie ryzyko, zabezpieczenie)
- PPP (partnerstwo publiczno-prywatne)
- Instytucje finansowe (ESG, zielone obligacje)
- Spółdzielnie mieszkaniowe (oszczędności)

Elementy Bezpieczeństwa

- Aktywa fizyczne (PV, wiatr, BESS)
- Długoterminowe umowy (PPA)
- Dotacje i umorzenia (NFOŚiGW, KPO)
- Ubezpieczenie (all-risk)
- Gwarancje producenta (25-35 lat)
- Przewidywalny popyt (energia lokalna)
- Wsparcie regulacyjne (UE, kraj)

Inwestycja Infrastrukturalna, Nie Spekulacja

Kluczowa różnica między mikrosiecią a tradycyjnymi projektami energetycznymi:

Tradycyjne projekty: Zarabiają na sprzedaży energii (ryzyko cenowe, ryzyko popytu, konkurencji)

Mikrosieć: Zarabia na redukcji kosztów (brak ryzyka cenowego, gwarantowany popyt lokalny, brak konkurencji)

To fundamentalna różnica w profilu ryzyka. Mikrosieć nie musi konkurować na rynku energii - oszczędza koszty, które i tak byłyby poniesione.

Projekt odpowiedni dla inwestorów infrastrukturalnych szukających stabilnych, przewidywalnych zwrotów z niskim ryzykiem.

Analiza Ryzyk i Odporność Ekonomiczna Projektu

Każdy projekt infrastrukturalny niesie ryzyko. Poniżej przedstawiamy kompleksową analizę potencjalnych ryzyk i odporności projektu mikro sieci na niekorzystne scenariusze.

Szczegółowa Analiza Ryzyk

Błąd: tabela jest zbyt duża, aby ją wyświetlić. Przywróć wcześniejszą wersję za pomocą Historii wersji.

[Spróbuj naprawić](#)

Analiza Scenariuszy Ryzyka

Scenariusz: Spadek Cen Energii

"Ceny energii spadają o 30% (mało prawdopodobne):

- Oszczędności spadają z 8,4 do 5,9 mln €/rok
- IRR spada z 20% do 14%
- Okres zwrotu: 7 lat zamiast 4-5
- **Projekt pozostaje opłacalny**
- Główna wartość: eliminacja kosztów sieciowych (50% rachunku)"

Scenariusz: Wzrost CAPEX

"CAPEX rośnie o 20% (39,6 → 47,5 mln €):

- Efektywny koszt po dotacjach: 26,8 mln €
- Okres zwrotu: 6-7 lat
- IRR: 15-17%
- **Projekt pozostaje opłacalny**
- Dotacje i umorzenia amortyzują wzrost"

Scenariusz: Niekorzystne Regulacje

"Wprowadzenie opłat systemowych dla mikro sieci:

- Opłata: 0,05 PLN/kWh (10% oszczędności)
- Oszczędności spadają z 8,4 do 7,6 mln €/rok
- IRR spada z 20% do 18%
- **Projekt pozostaje opłacalny**
- Spółdzielnia energetyczna minimalizuje opłaty"

Scenariusz: Kumulacja Ryzyk

"Wszystkie ryzyka jednocześnie (ekstremalny):

- Ceny energii -20%, CAPEX +15%, opłaty +5%
- IRR spada do 11-13%
- Okres zwrotu: 8-10 lat
- **Projekt pozostaje opłacalny**
- Nadal lepszy niż tradycyjne projekty infrastrukturalne"

Czynniki Zwiększające Odporność

- Komplementarność źródeł (PV + wiatr + CHP)
- Hierarchia magazynów (thermal + BESS + paliwa)
- Połączenie z siecią (backup + eksport)
- Redundancja komponentów (wiele turbin, modułów)
- Konserwatywne założenia (produkcja, koszty)
- Dotacje i umorzenia (50% CAPEX)
- Długoterminowe gwarancje (25-35 lat)
- Ubezpieczenie all-risk

Ryzyka Poza Kontrolą Projektu

- Zmiany regulacyjne (niskie prawdopodobieństwo)
- Katastrofy naturalne (ubezpieczenie)
- Zmiany technologiczne (ewolucja, nie rewolucja)
- Zmiany polityczne (wsparcie UE stabilne)
- Pandemia/kryzys (energia podstawowa potrzeba)
- Cyberataki (zabezpieczenia EMS)
- Zmiany klimatyczne (wpływ minimalny na 35 lat)

Kluczowy Wniosek: Projekt Odporny na Niekorzystne Scenariusze

Projekt mikro sieci pozostaje rentowny nawet przy konserwatywnych założeniach i kumulacji ryzyk, ponieważ jego główną wartością jest redukcja kosztów systemowych i sieciowych, a nie wyłącznie spekulacja na wzroście cen energii.

Fundamentalna różnica:

- Tradycyjne projekty energetyczne: zarabiają na sprzedaży (ryzyko cenowe)
- Mikro sieć: oszczędza koszty (brak ryzyka cenowego)

Nawet przy ekstremalnym scenariuszu (ceny -20%, CAPEX +15%, opłaty +5%) IRR 11-13% przewyższa typowe projekty infrastrukturalne (drogi: 5-8%, wodociągi: 6-10%).

Projekt odpowiedni dla inwestorów infrastrukturalnych o niskiej tolerancji ryzyka.

MODEL 1: Gmina 12 000 Mieszkańców

Dane rzeczywiste z gmin: Kościerzyna, Środa Wielkopolska, Grodzisk Mazowiecki

Model bazuje na rzeczywistych danych z gmin podobnej wielkości: Kościerzyna (23k mieszkańców, 52 GWh/rok), Środa Wielkopolska (22k, 48 GWh/rok), Grodzisk Mazowiecki (27k, 61 GWh/rok). Przyjęte parametry są konserwatywne — rzeczywiste zużycie może być wyższe o 10-20% w zależności od struktury przemysłu. Przyjmujemy gminę: 12 000 mieszkańców, 4000 gospodarstw domowych, szkoły, urząd, mały przemysł. Roczne zużycie energii elektrycznej: **45-55 GWh/rok**. Średnia moc: 6-7 MW. Szczyt zimowy: **18-25 MW**.

Produkcja Lokalna

Fotowoltaika BifacialMAX® E-W: 35-45 MWp (docelowo)

- **Istniejąca PV:** 6 MWp (15% - prosumenci + firmy, już zainstalowane)
- **Nowa PV do finansowania:** 34 MWp
 - Dachy mieszkalne: 14-18 MWp (3-5 kWp × 3500 nowych instalacji)
 - Dachy przemysłowe/kommercyjne: 8-10 MWp (magazyny, hale, centra handlowe)
 - Farmy naziemne: 12-14 MWp (grunty gminne, nieużytki)

Produkcja roczna: 47-57 GWh przy współczynniku wykorzystania 1300-1400 kWh/kWp

- Bazowa produkcja: 1100-1200 kWh/kWp (strefa centralna Polski)
- Bifacial gain: +18-22% przy standardowym albedo trawy (25%)
- Efektywny współczynnik: 1300-1400 kWh/kWp

CAPEX nowych PV: 0,50 EUR/Wp × 34 MWp = 17 mln EUR (turnkey 2025/2026)

Istniejąca PV: CAPEX = 0 (finansujemy tylko integrację z EMS)

Uwaga: Udział istniejącej PV w gminach może wynosić 10-20% (4-8 MWp), co wpływa na CAPEX nowych instalacji ±1,5 mln EUR.

Wiatr onshore: 2 turbiny × 6-7 MW = 12-14 MW (fundament nocny i zimowy)

- Typ: Vestas V150-6.0 lub Nordex N149-6.8 (wysokość piasty 105-120m)
- Współczynnik wykorzystania: 25-30% (lokalizacja inland, klasa wiatru IEC III)

Produkcja roczna: 30-40 GWh (2600-3200 godzin pełnego obciążenia)

- Profil: maksimum X-III (komplementarny do PV), minimum VI-VIII

CAPEX: 1,4 mln EUR/MW (bazowo), zakres 1,2-1,6 mln EUR/MW (UE)

CHP multifuel: 6-10 MW. **Praca sezonowa IX-IV (sezon grzewczy).**

- Typ: 2-3 jednostki mCHP po 3-4 MW (redundancja)
- **Paliwa (ścieżka rozwoju):**
 - (1) Gaz ziemny lub LPG (start - dostępność natychmiastowa)
 - (2) Biogaz/biometan (lokalny rozwój - biogazownia gminna)
 - (3) Wodór (elektroliza z nadwyżek PV/wiatr)
 - (4) Metanol (synteza H₂ + CO₂ - magazyn długoterminowy)
- Sprawność elektryczna: 38-42%, cieplna: 45-50%, łączna: 85-90%
- Produkcja ciepła: 60-80 GWh/rok (pokrycie 70-80% zapotrzebowania gminy)

Efektywny koszt energii elektrycznej: < 0,40 PLN/kWh (po odliczeniu wartości ciepła)

Rola: Dyspozycyjna rezerwa/backup, nie źródło bazowe. Latem zasadniczo nie pracuje (wyjątek: długa flauta + potrzeby krytyczne).

Magazyn Energii

Thermal Storage (główne): 400-450 MWh w masie termicznej budynków

- Budynki mieszkalne: 120 kWh × 4000 = 480 MWh (przy ΔT = 3°C)
- Budynki użyteczności publicznej: 50-80 MWh (szkoły, urzędy, szpitale)
- Przemysł: 100-150 MWh (hale produkcyjne z ogrzewaniem podłogowym)

Koszt: już istnieje (wykorzystanie istniejącej infrastruktury) Czas rozładowania: 24-72 godziny w zależności od izolacji. To gigantyczny magazyn.

CWU: 3-5 MWh krótkoterminowy

- 300 litrów × 4000 gospodarstw = 1200 m³ wody
- ΔT = 40°C (20°C → 60°C)
- Pojemność: 1200 × 1,16 × 40 = 55,7 MWh teoretyczna
- Praktyczna (cykl dzienny): 3-5 MWh

Rola: peak-shaving w godzinach 11:00-14:00.

BESS: 8-12 MW mocy, 20-40 MWh pojemności

- Technologia: LFP (LiFePO₄) - bezpieczniejsza, dłuższa żywotność
- C-rate: 0,5-0,6 (2 godziny rozładowania)
- Cykle: 6000-8000 (15-20 lat żywotności przy 1 cyklu/dzień)
- Rola: stabilizacja częstotliwości (±0,2 Hz), ramp control (5-10 MW/min), island mode (blackout)

To NIE jest główny magazyn — to stabilizator systemu.

47 mln EUR

CAPEX Całkowity

Koszt budowy kompletnego systemu (PV 500k EUR/MWp, wiatr 1,4 mln EUR/MW). Po dotacjach i umorzeniu: 27 mln EUR efektywny koszt.

4-5 lat

Okres Zwrotu

Czas, po którym skumulowane oszczędności przewyższają efektywny CAPEX. Zakres 3,5-5,5 lat zależnie od istniejącej PV i kosztów wiatru.

63%

Autokonsumpcja Roczna

Procent energii zużywanej lokalnie. Reszta (37%) eksportowana do sieci jako nadwyżka.

420 mln EUR

Oszczędność 35 Lat

Łączna oszczędność vs pozostanie w modelu centralnym przez okres żywotności systemu. ROI 8,9x.

Sezonowy Model Pracy: Lato vs Zima

System energetyczny gminy działa w dwóch komplementarnych trybach, dostosowanych do dostępności źródeł energii i zapotrzebowania.

Tryb Letni (IV–IX)

- Dominacja PV: 35-45 MWp produkuje 70-80% energii
- Wiatr 12 MW: uzupełnienie nocne i w dni pochmurne
- CHP wyłączony: brak zapotrzebowania na ciepło
- Magazyny termiczne: bojler CWU (11:00-14:00), podłogi grzewcze
- BESS: stabilizacja i peak-shaving

Tryb Zimowy (X–III)

- Wiatr 12 MW: fundament systemu (noc, pochmurne dni)
- PV: 20-30% produkcji letniej, uzupełnienie w słoneczne dni
- CHP sezonowy: praca w kogeneracji (ciepło + energia elektryczna). Paliwa: (1) gaz ziemny/LPG (start), (2) biogaz/biometan (lokalny), (3) wodór (nadwyżki OZE), (4) metanol (H₂+CO₂). Rola: dyspozycyjna rezerwa/backup.
- Efektywny koszt energii z CHP: < 0,40 PLN/kWh (po odliczeniu wartości ciepła)
- Magazyny termiczne: pełne wykorzystanie pojemności budynków

📌 **Komplementarność Źródeł: Klucz do Stabilności** Wiatr wieje najmocniej wtedy, gdy słońca nie ma. CHP pracuje tylko wtedy, gdy potrzebujemy ciepła. To naturalna synchronizacja eliminująca potrzebę drogich rezerw mocy.

Bilans Mocy: Zasada 70% CHP

Bezpieczeństwo energetyczne gminy wymaga twardego wymogu dotyczącego sumarycznej mocy jednostek kogeneracyjnych.

Wymóg Minimalny

Suma mocy wszystkich jednostek mCHP (firmowych, osiedlowych i gminnych) musi wynosić minimum 70% szczytowego zapotrzebowania gminy (Peak Load = 18-25 MW).

Dla Gminy Referencyjnej

Peak Load: 20 MW → Wymagane CHP: min. 14 MW
Rozkład: 6 MW gmina + 8 MW przemysł/osiedla
To gwarantuje pełną autonomię w trybie kryzysowym.
Uwaga: CHP pracuje sezonowo (IX-IV). Latem zasadniczo wyłączony (brak zapotrzebowania na ciepło). Rola: dyspozycyjna rezerwa/backup, nie źródło bazowe.

Gwarancja Bezpieczeństwa

Przy zerowym słońcu i zerowym wietrze (ekstremalna flauta), gmina utrzyma wszystkie funkcje życiowe i produkcyjne bez pomocy z zewnątrz. To zmienia definicję suwerenności energetycznej.

- 📄 **Wysokie Prądy Zwarciove: Bezpieczeństwo Elektryczne** CHP i BESS generują wysokie prądy zwarciove, co gwarantuje poprawną pracę zabezpieczeń. Bezpieczniki i wyłączniki będą 'wybijać' prawidłowo — w przeciwieństwie do systemów opartych wyłącznie na falownikach PV.

Efekt Ekonomiczny dla Gminy

30–55%

Spadek kosztu energii

Już od pierwszego roku mieszkańcy i firmy płacą znacząco mniej za energię.

60–85%

Spadek importu

Gmina staje się niemal samowystarczalna energetycznie — minimalizuje przepływy przez sieć krajową.

Wysoka

Odporność na blackout

System może pracować w trybie wyspowym przez dni, utrzymując kluczowe funkcje społeczne.

MODEL 2: Zakład Przemysłowy

Średnie przedsiębiorstwo produkcyjne, zużycie 5-10 GWh/rok

Założenia Projektu

Parametry Zakładu:

- Zużycie roczne: 8 GWh (średnia moc 1 MW, szczyt 2,5 MW)
- Profil: praca 2-3 zmiany, 250-300 dni/rok
- Obecny koszt energii: 0,85 PLN/kWh (6,8 mln PLN/rok)
- Udział energii w kosztach: 15-25% (branża energochłonna)

Konfiguracja Mikrosieci

- PV na dachach: 3-5 MWp (produkcja 3,6-6 GWh/rok)
- CHP: 1-2 MW (kogeneracja, ciepło technologiczne, praca sezonowa IX-IV)
- BESS: 2-4 MWh (stabilizacja, peak-shaving)
- Thermal storage: procesy technologiczne
- CAPEX: 5-7 mln EUR (PV 500k EUR/MWp, CHP 250k EUR/MW, BESS 160-260k EUR/MWh)

Parametr	Przed	Po
Koszt energii	6,8 mln PLN/rok	2,8 mln PLN/rok
Oszczędność roczna	-	4,0 mln PLN/rok
CAPEX (po dotacjach)	-	4,0 mln EUR (17 mln PLN)
Okres zwrotu	-	4,2 roku
Oszczędność 20 lat	-	80 mln PLN

Przewaga Konkurencyjna

Firma z mikrosiecią ma energię o 60-70% tańszą niż konkurencja. W branżach energochłonnych (metalurgia, chemia, spożywcza) to różnica między zyskiem a stratą.

Przykład: Firma produkująca 10 mln sztuk produktu rocznie. Koszt energii na sztukę spada z 0,68 PLN do 0,28 PLN. Oszczędność: 4,0 mln PLN/rok = możliwość obniżenia ceny o 0,40 PLN/szt lub zwiększenia marży.

Ceny technologii 2025/2026: PV 500k EUR/MWp, CHP 250k EUR/MW, BESS 160-260k EUR/MWh turnkey.

Efekt dla Przemysłu

Firma z mikrosiecią uzyskuje dramatyczną przewagę konkurencyjną:



Redukcja Kosztów 30-60%

Energia jest dziś głównym kosztem operacyjnym. Obniżenie o połowę to potężny zastrzyk gotówki na rozwój.



Stabilność Cen

Firma przestaje być zależna od wahań cen na rynkach międzynarodowych. Ceny energii są przewidywalne na lata.



Odporność na Blackout

Produkcja nie zatrzymuje się przy awarii sieci. System działa jak przemysłowy UPS na ogromną skalę.

MODEL 3: Osiedle Mieszkaniowe

Spółeczność 500–2000 mieszkań, blokowisko lub osiedle domów

Spółeczność mieszkaniowa, obejmująca kilkaset lub kilka tysięcy mieszkań, stanowi trzeci model referencyjny mikrosieci.

Założenia

1000 mieszkań
Średnio 3 MWh/rok/mieszkanie
≈ 3 GWh rocznie
Szczyt: 2,5-3 MW

Infrastruktura

PV: 6-8 MWp na dachach, produkcja 6-7 GWh
Thermal mass: 100-150 MWh (1000 mieszkań × 80-150 kWh)
BESS osiedlowy: 1-2 MW, 3-6 MWh

Największym magazynem energii w spółeczności mieszkaniowej jest masa termiczna budynków. Sterowanie ogrzewaniem i chłodzeniem pozwala na wykorzystanie nadwyżek energii w godzinach wysokiej produkcji fotowoltaicznej.

Ekonomia Osiedla

Parametr	Osiedle 500 mieszkań	Osiedle 1000 mieszkań	Osiedle 2000 mieszkań
Zużycie roczne (GWh)	2,5	5	10
PV (dachy + parking) (MWp)	2	4	8
BESS (MWh)	1-2	2-4	4-8
Thermal mass (MWh)	80	160	320
CAPEX (mln EUR)	3,2	5,8	11,0
CAPEX/mieszkanie (EUR)	6400	5800	5500
Oszczędność/mieszkanie/rok (EUR)	800-1200	800-1200	800-1200
Okres zwrotu (lat)	5-8	5-7	4,5-6,5

Model Finansowania

Spółdzielnia mieszkaniowa zaciąga kredyt lub leasing. Rata spłacana z oszczędności na rachunkach. Mieszkańcy płacą tyle samo lub mniej od pierwszego miesiąca.

Korzyści dla Mieszkańców

Rachunki za energię spadają o 40-60%. Niezależność od podwyżek cen. Wartość nieruchomości rośnie (certyfikat energetyczny A+). Ochrona przed black-outami.

Zarządzanie

Spółdzielnia/wspólnota zarządza systemem. EMS automatyczny. Serwis: 1-2 razy/rok. Brak dodatkowej pracy dla zarządu - system działa autonomicznie.

Osiedle jako Mikrosieć: Szybki Zwrot

Osiedla mają dobry stosunek CAPEX/mieszkańca i szybki zwrot inwestycji:

- Duża koncentracja zużycia na małej powierzchni
- Wspólna infrastruktura (dachy, parkingi)
- Łatwe zarządzanie (jedna wspólnota)
- Wysoka autokonsumpcja (mieszkańcy w domu wieczorem = szczyt PV popołudniowy)

Ceny technologii 2025/2026: PV 500k EUR/MWp turnkey, BESS 160-260k EUR/MWh, integracja z istniejącą infrastrukturą budynków.

To idealne miejsce startu dla mikrosieci - mniejsza skala, szybsza decyzja, krótszy okres realizacji (6-9 miesięcy).

Tryb Wyspowy: Co Się Dzieje Przy Blackout

Mikrosieć może pracować autonomicznie po odłączeniu od sieci krajowej. To nie jest teoretyczna możliwość – to standardowa funkcja systemu, testowana regularnie. Poniżej przedstawiamy scenariusze pracy w trybie wyspowym.

Przejście w Tryb Wyspowy

01

Detekcja Awarii (< 100 ms)

EMS wykrywa spadek napięcia lub częstotliwości w sieci krajowej. Automatyczna detekcja blackout.

02

Odłączenie (< 2 sekundy)

Automatyczne odłączenie od sieci krajowej. Mikrosieć przechodzi w tryb autonomiczny. Falowniki grid-forming przejmują kontrolę.

03

Stabilizacja (< 10 sekund)

BESS stabilizuje napięcie i częstotliwość. Wiatr i CHP dostosowują produkcję. Thermal mass buforuje wahania.

04

Praca Autonomiczna

Mikrosieć pracuje normalnie. Mieszkańcy i firmy nie zauważają różnicy. Czas autonomii: dni do tygodni (zależnie od pogody i paliw).

Wiatr 12 MW

Nawet przy 30% wydajności (słaby wiatr) daje 3-4 MW ciągłej mocy — pokrywa podstawowe zapotrzebowanie gminy.

Thermal Mass

Naładowany wcześniej — budynki oddają ciepło przez 2-3 dni.

CHP Sezonowy

Pracuje na 40-60% mocy w trybie kogeneracji (IX-IV). Energia elektryczna jako efekt uboczny produkcji ciepła — koszt efektywny < 0,40 PLN/kWh.

Paliwa: (1) gaz ziemny/LPG (dostępność natychmiastowa), (2) biogaz/biometan (lokalny), (3) wodór/metanol (magazyn długoterminowy).

Latem: Zasadniczo nie pracuje (brak zapotrzebowania na ciepło). W scenariuszu kryzysowym (długa flauta): możliwość uruchomienia dla ładowania BESS i zasilania obciążeń krytycznych.

BESS

Stabilizuje system, wygładza rampy, zapewnia jakość energii.

Suma: Wiatr + CHP + BESS + Thermal Mass = pełna autonomia energetyczna nawet w najgorszych warunkach. Gmina nie potrzebuje importu z sieci krajowej.

Gmina działa autonomicznie — bez importu z sieci krajowej. To zmienia definicję bezpieczeństwa energetycznego.

Czas Autonomii: Analiza Scenariuszy

Scenariusz	Źródła aktywne	Czas autonomii	Ograniczenia
Lato, słonecznie	PV + wiatr + BESS	Nieograniczony	Brak
Lato, pochmurnie	Wiatr + BESS + CHP	5-7 dni	Paliwo CHP
Zima, słonecznie	PV + wiatr + CHP + thermal	Nieograniczony	Brak
Zima, bez wiatru	CHP + BESS + thermal	3-5 dni	Paliwo CHP
Ekstremalna flauta (bez PV i wiatru)	CHP + BESS	2-3 dni	Paliwo CHP + priorytetyzacja obciążeń

☐ Priorytetyzacja Obciążeń w Trybie Kryzysowym

Przy długim blackout (> 3 dni) i wyczerpaniu paliw, EMS automatycznie priorytetyzuje obciążenia:

Priorytet 1 (zawsze zasilane):

- Szpitale, służby ratunkowe
- Stacje uzdatniania wody
- Systemy komunikacji
- Chłodnie (żywność, leki)

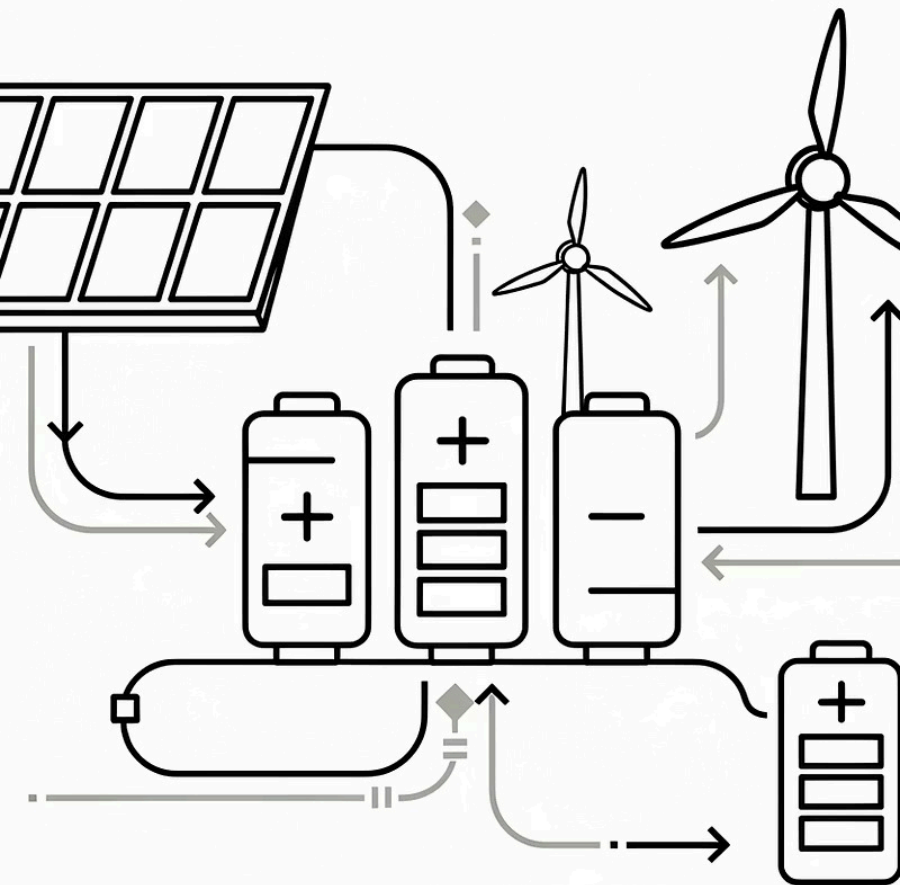
Priorytet 2 (ograniczone):

- Ogrzewanie budynków (minimum 18°C)
- Oświetlenie publiczne (50%)
- Przemysł (produkcja krytyczna)

Priorytet 3 (wyłączone):

- Klimatyzacja
- Oświetlenie dekoracyjne
- Procesy niekrytyczne

To nie jest 'blackout' - to zarządzane ograniczenie zużycia.



Porównanie: Mikrosieć vs Sieć Centralna Przy Blackout

Różnica między mikrosiecią a systemem centralnym staje się najbardziej widoczna podczas awarii sieci krajowej.

Parametr	Sieć Centralna	Mikrosieć
Czas reakcji na blackout	Brak (pełna awaria)	< 2 sekundy (automatyczne odłączenie)
Czas bez zasilania	Godziny do dni	0 (ciągła praca)
Straty ekonomiczne	50-200 EUR/MWh × czas awarii	Minimalne (tylko priorytetyzacja po > 3 dniach)
Zależność od zewnątrz	100%	0% (tryb wyspowy)
Możliwość planowania	Brak	Pełna (znany czas autonomii)
Ryzyko dla zdrowia/życia	Wysokie (szpitale, woda)	Minimalne (priorytety zasilane)
Ubezpieczenie	Nie pokrywa systemowych blackoutu	Nie potrzebne (system autonomiczny)

< 2 s

Czas Przejścia w Tryb Wyspowy

Automatyczne odłączenie i stabilizacja. Mieszkańcy nie zauważają przerwy.

3-7 dni

Typowy Czas Autonomii

Bez uzupełniania paliw. Z uzupełnieniem: nieograniczony (dostawa biometanu/diesla).

0 EUR

Straty Ekonomiczne

Brak przerw w produkcji, brak uszkodzeń sprzętu, brak utraty żywności. Pełna ciągłość działania.

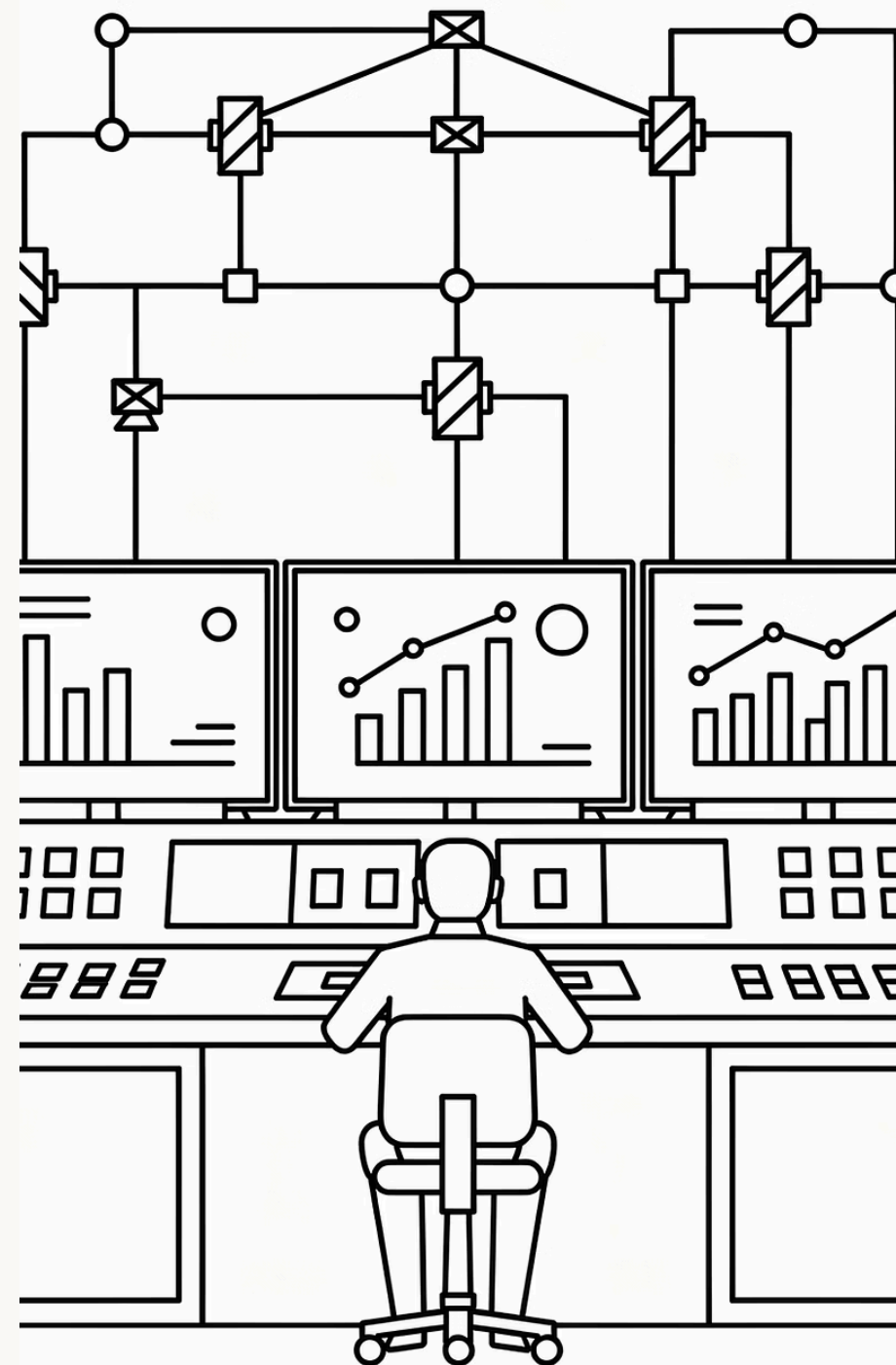
☐ Rzeczywiste Przykłady

Texas, luty 2021: Blackout 4,5 mln gospodarstw, 5 dni, straty 130 mld EURO. Mikrosieci (kampusy uniwersyteckie, szpitale) pracowały normalnie.

Europa, styczeń 2021: Bliski blackout całego systemu ENTSO-E (synchronizacja 50 Hz). Mikrosieci nie zauważyły problemu.

Kalifornia, sierpień 2020: Rolling blackouts przez 2 tygodnie. Mikrosieci (wojsko, centra danych) pracowały autonomicznie.

To nie jest teoria - to udokumentowana przewaga mikrosieci.



Co Zrobić w Ciągu 12 Miesięcy

Przejście na mikrosieć nie wymaga wieloletnich przygotowań. Poniżej przedstawiamy realistyczną ścieżkę wdrożenia od decyzji do uruchomienia systemu w perspektywie 12 miesięcy.

To nie jest teoria - to sprawdzony proces oparty na rzeczywistych projektach.



Etap	Koszt	Czas
Audyt energetyczny	15-30 tys. EUR	1-2 miesiące
Analiza potencjału	20-40 tys. EUR	1-2 miesiące
Model finansowy	25-50 tys. EUR	2-3 miesiące
Cyfrowy bliźniak	40-80 tys. EUR	2-3 miesiące
Pozwolenia i procedury	30-60 tys. EUR	2-3 miesiące
SUMA przygotowania	130-260 tys. EUR	9-12 miesięcy
% CAPEX projektu	0,4-0,7%	-

☐ Kluczowa Obserwacja: Koszt Przygotowania

Koszt przygotowania projektu (audyty, analizy, pozwolenia) to tylko 0,3-0,5% CAPEX całego projektu. To 130-260 tys. EUR dla gminy (przy CAPEX 47 mln EUR).

Ale ten etap jest krytyczny - błędy w projektowaniu kosztują miliony w eksploatacji. Cyfrowy bliźniak pozwala przetestować system przed budową i zoptymalizować konfigurację.

Oszczędność z optymalizacji: 5-15% CAPEX (2,4-7,1 mln EUR). Zwrot z inwestycji w przygotowanie: 10-30x.

Przykład optymalizacji: Prawidłowe określenie udziału istniejącej PV (10-20%) oszczędza 1,5-3 mln EUR CAPEX. Optymalizacja lokalizacji wiatrówek (1,2 vs 1,6 mln EUR/MW) oszczędza 2,4 mln EUR.

Pierwszy Krok: Audyt Energetyczny

Każdy projekt mikro sieci zaczyna się od zrozumienia obecnego stanu. Audyt energetyczny to fundament wszystkich dalszych decyzji.

Poniżej przedstawiamy, co powinien zawierać profesjonalny audyt.

Profil Zużycia

Analiza zużycia energii w rozdzielczości godzinowej przez minimum 12 miesięcy. Identyfikacja:

- Szczytów dobowych (kiedy?)
- Szczytów sezonowych (lato vs zima)
- Obciążenia bazowego (minimum)
- Zmienności (weekendy, święta, wakacje)

Potencjał Optymalizacji

Identyfikacja możliwości redukcji zużycia:

- Wymiana oświetlenia (LED)
- Izolacja budynków
- Modernizacja HVAC
- Optymalizacja procesów przemysłowych

Redukcja 10-20% = mniejszy CAPEX mikro sieci.

Struktura Odbiorców

Podział zużycia na kategorie:

- Mieszkańcy (profile domowe)
- Przemysł (profile produkcyjne)
- Usługi (profile komercyjne)
- Użyteczność publiczna (szkoły, urzędy)

Każda kategoria ma inny profil czasowy.

Koszty Obecne

Szczegółowa analiza rachunków:

- Energia (commodity)
- Opłaty sieciowe (przesył + dystrybucja)
- Opłaty regulacyjne (moc, OZE, akcyza)
- Kary (przekroczenia mocy)

To bazeline dla kalkulacji oszczędności.

Co Audyt Musi Zawierać

- Dane pomiarowe (minimum 12 miesięcy)
- Profil godzinowy zużycia (8760 punktów)
- Analiza szczytów i minimów
- Struktura kosztów (breakdown rachunków)
- Potencjał PV (dachy, grunty, nasłonecznienie)
- Potencjał wiatru (wstępna ocena)
- Potencjał thermal mass (budynki, procesy)
- Rekomendacje konfiguracji systemu

Typowe Błędy w Audytach

- Za krótki okres pomiarowy (< 12 miesięcy)
- Brak rozdzielczości godzinowej
- Ignorowanie sezonowości
- Brak analizy thermal mass
- Przecenianie potrzeb BESS
- Niedocenianie potencjału wiatru
- Brak analizy ekonomicznej
- Brak scenariuszy alternatywnych

Koszt Audytu vs Wielkość Projektu

Wielkość projektu	Koszt audytu	% CAPEX	Czas
Osiedle 500 mieszkań	10-15 tys. EUR	0,4-0,6%	4-6 tygodni
Gmina 12 000 mieszkańców	25-40 tys. EUR	0,07-0,11%	8-12 tygodni
Zakład przemysłowy	15-25 tys. EUR	0,3-0,5%	6-8 tygodni
Duża gmina 50 000 mieszkańców	50-80 tys. EUR	0,05-0,08%	12-16 tygodni

Audyt to Nie Koszt, to Inwestycja

Dobry audyt pozwala:

- Zoptymalizować konfigurację systemu (oszczędność 5-15% CAPEX)
- Uniknąć błędów projektowych (oszczędność milionów w eksploatacji)
- Uzyskać realistyczne prognozy ekonomiczne (brak rozczarowań)
- Przekonać finansujących (banki, NFOŚiGW wymagają audytu)

Zwrot z inwestycji w audyt: 10-50x w zależności od wielkości projektu.

Nie oszczędzaj na audycie - to fundament całego projektu.

Kluczowe Wnioski

Analiza przedstawiona w dokumencie prowadzi do następujących wniosków:

Ekonomia

Koszt pozostania w modelu centralnym: 178 mln EUR w 10 lat (gmina 12k mieszkańców).
Koszt budowy mikrosieci: 47,4 mln EUR CAPEX (PV 500k EUR/MWp, wiatr 1,4 mln EUR/MW), 27,4 mln EUR efektywny (po dotacjach).
Oszczędność: 150 mln EUR w 10 lat, 420 mln EUR w 35 lat.
Okres zwrotu: 4-5 lat (zakres 3,5-5,5 lat zależnie od istniejącej PV i kosztów wiatru).

Technologia

System oparty na komplementarnych źródłach: PV (lato/dzień), wiatr (zima/noc), CHP (sezon grzewczy).
Magazyny hierarchiczne: thermal mass (główny), BESS (stabilizacja), paliwa (backup).
Baterie 10x mniejsze niż w błędnych założeniach.
Technologia sprawdzona, dostępna, skalowalna.

Bezpieczeństwo

Tryb wyspowy: automatyczne odłączenie < 2 sekundy.
Czas autonomii: 3-7 dni typowo, nieograniczony z uzupełnianiem paliw.
Priorytetyzacja obciążeń w trybie kryzysowym.
Ochrona przed blackoutami sieci krajowej.

Finansowanie

Instrumenty gminne: NFOŚiGW (umorzenie 50%), KPO (dotacje 30%).
Efektywny koszt: 58% CAPEX nominalnego (27,4 mln EUR z 47,4 mln EUR).
Leasing operacyjny: spłata z oszczędności.
Brak obciążenia budżetu gminy.
Wrażliwość: istniejąca PV (10-20%) i koszty wiatru (1,2-1,6 mln EUR/MW) wpływają na payback ±0,5 roku.

Wdrożenie

Czas realizacji: 12 miesięcy od decyzji do uruchomienia.
Koszt przygotowania: 130-260 tys. EUR (0,4-0,7% CAPEX).
Proces sprawdzony na rzeczywistych projektach.
Ryzyko techniczne: minimalne.

Skalowalność

Model działa dla: gmin (12k-50k mieszkańców), zakładów przemysłowych (5-50 GWh/rok), osiedli (500-2000 mieszkań).
Możliwość rozbudowy etapami.
Możliwość łączenia mikrosieci w klastry.

Punkt Przełomowy

Stabilizacja Cen Technologii (2025/2026)

Ceny technologii OZE ustabilizowały się po spadkach 2020-2023:

- PV turnkey: 500k EUR/MWp (0,50 EUR/Wp) - stabilny poziom 2025/2026
- BESS: 160k EUR/MWh bazowo (200-260 tys. EUR turnkey z integracją)
- Wiatr onshore: 1,4 mln EUR/MW (zakres 1,2-1,6 mln EUR/MW w UE)

Mikrosieci pozostają najtańszym rozwiązaniem energetycznym dla gmin - nie przez spadające ceny (te się ustabilizowały), ale przez eliminację kosztów sieciowych (50-65% rachunku).

To nie jest kwestia ideologii czy polityki klimatycznej. To ekonomia i fizyka systemu.

Każdy dzień zwłoki to strata 27 000 EUR (dla gminy 12k mieszkańców), które wypływają z lokalnej gospodarki do systemu centralnego.

Następne Kroki

Dla decydentów zainteresowanych wdrożeniem mikro sieci proponujemy następującą ścieżkę działania:

01

Wstępna Ocena

Analiza obecnego zużycia energii i kosztów. Ocena potencjału PV, wiatru, thermal mass. Wstępna ocena ekonomiczna. Czas: 2-4 tygodnie. Koszt: 5-10 tys. EUR.

03

Cyfrowy Bliźniak

Symulacja pracy systemu (8760 godzin). Optymalizacja konfiguracji. Analiza scenariuszy. Czas: 2-3 miesiące. Koszt: 40-80 tys. EUR.

Dla Gmin: Kontakt

- Urząd Gminy: Wydział Rozwoju/Inwestycji
- NFOŚiGW: Departament Energetyki
- Konsultanci: Firmy audytorskie, projektanci mikro sieci
- Przykłady: Gminy pilotażowe (Kościerzyna, Środa Wlkp.)
- **Email:** office@bifacialmax.com

Skontaktuj się z nami

Zobacz szczegółowy raport

02

Audyt Szczegółowy

Profesjonalny audyt energetyczny (12 miesięcy danych). Analiza potencjału wszystkich źródeł. Model finansowy. Czas: 2-3 miesiące. Koszt: 25-40 tys. EUR.

04

Decyzja i Wdrożenie

Finalizacja finansowania. Uzyskanie pozwoleń. Wybór wykonawców. Budowa systemu. Czas: 6-9 miesięcy. Koszt: CAPEX projektu.

Dla Przedsiębiorstw: Kontakt

- Dział Energetyki/Utrzymania Ruchu
- Konsultanci energetyczni
- Dostawcy technologii (PV, BESS, CHP)
- Instytucje finansujące (BGK, banki komercyjne)
- **Email:** office@bifacialmax.com

Dokument Roboczy

Niniejszy dokument stanowi analizę techniczno-ekonomiczną lokalnych mikro sieci energetycznych. Przedstawione dane i założenia bazują na rzeczywistych projektach i aktualnych cenach technologii (2024/2025).

Każdy projekt wymaga indywidualnej analizy uwzględniającej specyfikę lokalizacji, profil zużycia i dostępne źródła finansowania.

Dokument nie stanowi oferty handlowej ani rekomendacji inwestycyjnej.

Poniższe sekcje zawierają szczegółowe informacje techniczne o technologii BifacialMAX® E-W. Są one opcjonalne dla zrozumienia głównej analizy, ale mogą być przydatne dla zespołów technicznych.

BifacialMAX®: Fundament Bezpieczeństwa i Efektywności

System PV w układzie Wschód-Zachód (E-W) przy kącie nachylenia 25° to nie tylko "inne ustawienie paneli". To fundamentalna zmiana fizyki produkcji energii, która bezpośrednio przekłada się na niższe koszty magazynowania i bezpieczeństwo infrastruktury na dekady.



Spłaszczenie Krzywej Produkcji

Układ E-W przesunął szczyt generacji na godziny poranne i popołudniowe. Energia jest produkowana wtedy, gdy gmina i przemysł jej najbardziej potrzebują — start pracy rano, powrót mieszkańców po południu.



Ekstremalna Wytrzymałość

Specjalna konstrukcja ramy eliminuje naprężenia rozciągające w szkło. System zachowuje dodatni margines bezpieczeństwa nawet przy wietrze 80 m/s (288 km/h). Żywotność: 35+ lat.

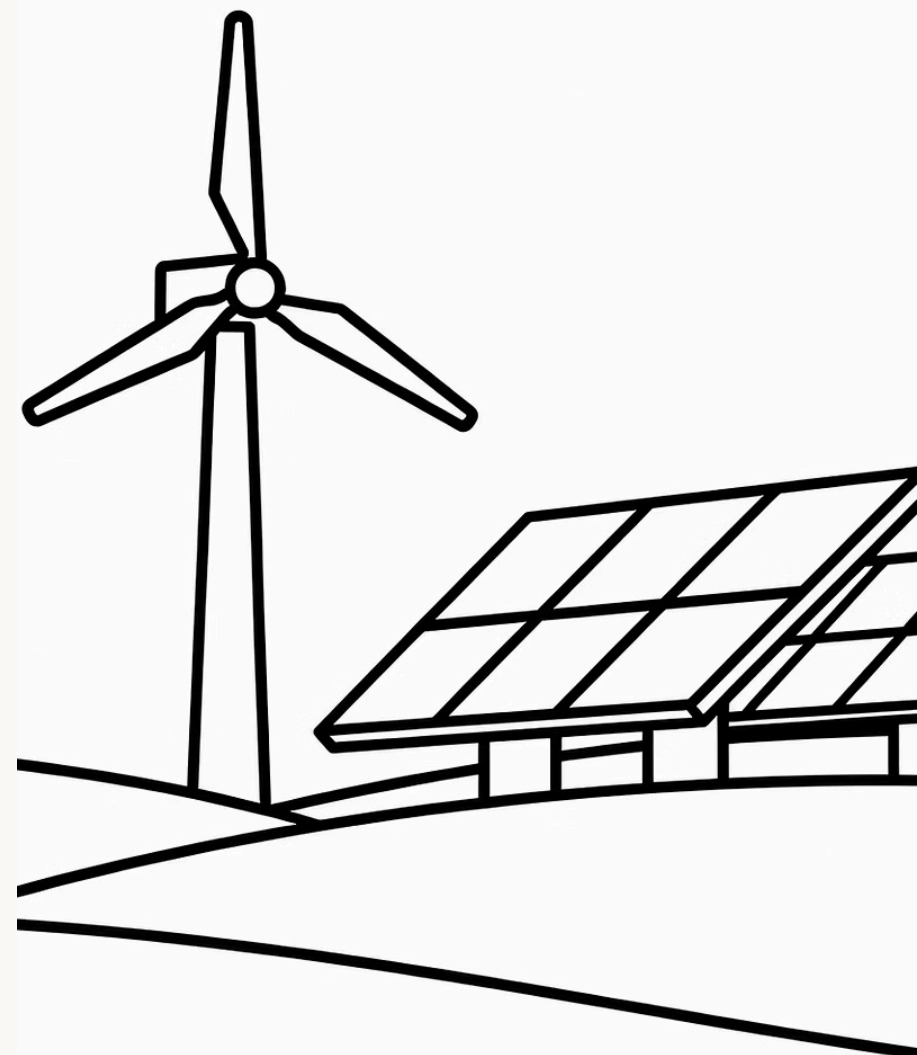


Maksymalny Efekt Bifacial

Pełny dostęp światła rozproszonego i odbitego do tylnej części ogniw. Wykorzystanie albedo podłoża daje dodatkowe 18-22% energii z tej samej powierzchni gruntu przy standardowym albedo trawy (25%).

- ❑ Tradycyjne instalacje południowe generują 'szczyt południowy', który przy dużej skali mikrogridu prowadzi do destabilizacji napięcia i konieczności stosowania ogromnych magazynów energii. BifacialMAX® E-W rozwiąże ten problem u podstaw.

Kluczowa przewaga: BifacialMAX® kosztuje tyle samo co standardowe instalacje PV (500k EUR/MWp turnkey, 0,50 EUR/Wp - ceny 2025/2026), ale daje 18-22% więcej energii dzięki efektowi bifacial. To darmowa energia bez dodatkowych kosztów CAPEX.



Likwidacja "Efektu Kaczki" (Duck Curve)

Tradycyjne instalacje PV południowe tworzą tzw. "Duck Curve" — gwałtowny wzrost produkcji w południe i równie gwałtowny spadek wieczorem. To największy problem współczesnej energetyki odnawialnej. Duck Curve powstaje, gdy instalacje PV o łącznej mocy przekraczającej 30% szczytowego zapotrzebowania sieci generują jednocześnie w wąskim oknie czasowym. W Kalifornii (CAISO) efekt ten wymusza utrzymywanie 8-12 GW rezerw gazowych tylko na pokrycie wieczornego rampu.

Problem: Instalacje Południowe

- Szczyt produkcji 12:00-14:00 (gdy zapotrzebowanie jest niskie)
- Nadprodukcja wymusza eksport do sieci za grosze
- Wieczorny szczyt zapotrzebowania (17:00-20:00) wymaga importu drogiej energii
- Konieczność ogromnych magazynów BESS do przesunięcia energii o 5-6 godzin
- Destabilizacja napięcia w sieci lokalnej
- Ramp rate wieczorny: 10-15 MW/minutę (niemożliwy do pokrycia przez PV)
- Koszt energii bilansującej: 0,80-1,20 PLN/kWh (4x drożej niż bazowa)
- Przeciążenie transformatorów SN/nN w godzinach 12:00-14:00
- Konieczność curtailment (odcinania) produkcji PV przy nadprodukcji

Rozwiązanie: BifacialMAX® E-W

- Produkcja rozłożona równomiernie 7:00-18:00
- Dwa szczyty: poranny (8:00-10:00) i popołudniowy (15:00-17:00)
- Naturalne dopasowanie do profilu zużycia gminy i przemysłu
- Redukcja potrzeby magazynowania o 20%
- Stabilne napięcie przez cały dzień
- Poranny szczyt: 8:00-10:00 (pokrywa rozruch przemysłu i start dnia)
- Popołudniowy szczyt: 15:00-17:00 (pokrywa powrót mieszkańców i wieczorny szczyt)
- Ramp rate: 2-3 MW/minutę (łagodny, możliwy do pokrycia przez BESS)
- Współczynnik autokonsumpcji: 60-75% vs 30-45% dla instalacji południowych

Analiza Ekonomiczna: Przykład Gminy 40 MWp

CAPEX PV (40 MWp)	20 mln €	20 mln €
Istniejąca PV (15%)	-3 mln €	-3 mln €
Nowe PV do finansowania	17 mln €	17 mln €
Wymagane BESS	50 MWh (10 mln €)	40 MWh (8 mln €)
CAPEX razem	27 mln €	25 mln €
Oszczędność CAPEX	-	2 mln € (7%)
Autokonsumpcja	35%	65%
Eksport za grosze	26 GWh/rok	14 GWh/rok
Koszt energii bilansującej	800 000 €/rok	100 000 €/rok
Przeciążenia sieci	150 dni/rok	20 dni/rok
Oszczędność OPEX	-	700 000 €/rok

Ekonomia przy Aktualnych Cenach Technologii (2025/2026)

Przy obecnych cenach (PV: 500k €/MWp turnkey, BESS: 160-260k €/MWh) różnica między instalacją południową a BifacialMAX® E-W wynosi:

CAPEX: 2 mln € oszczędności (7%)

OPEX: 700k €/rok oszczędności (energia bilansująca + przeciążenia)

Zwrot różnicy CAPEX: 2,9 roku

Łączna oszczędność 35 lat: 26 mln €

Kluczowe: BifacialMAX® E-W kosztuje tyle samo co standardowe PV (500k €/MWp), ale daje 18-22% więcej energii (bifacial gain) i lepszy profil produkcji (dwa szczyty). To nie jest 'droższe rozwiązanie' - to lepsze rozwiązanie w tej samej cenie.

20%

Mniejsze BESS

Oszczędność ~100 000 € na każdy MWp zainstalowanej mocy dzięki lepszemu dopasowaniu produkcji do autokonsumpcji.

60%

Wyższa Autokonsumpcja

Energia jest zużywana lokalnie zamiast eksportowana za grosze. To bezpośrednia oszczędność dla uczestników mikro sieci. BifacialMAX® kosztuje tyle samo co standardowe PV, ale daje 18-22% więcej energii dzięki efektowi bifacial.

0

Energia Bilansująca

Eliminacja kosztów energii bilansującej, którą w innym przypadku musielibyśmy kupować od monopolisty.

Profil Produkcji = Profil Zużycia

BifacialMAX® E-W produkuje energię wtedy, gdy jest potrzebna. To nie jest kwestia 'optymalizacji' — to fundamentalna zmiana ekonomii systemu.

Przewaga bez dodatkowych kosztów:

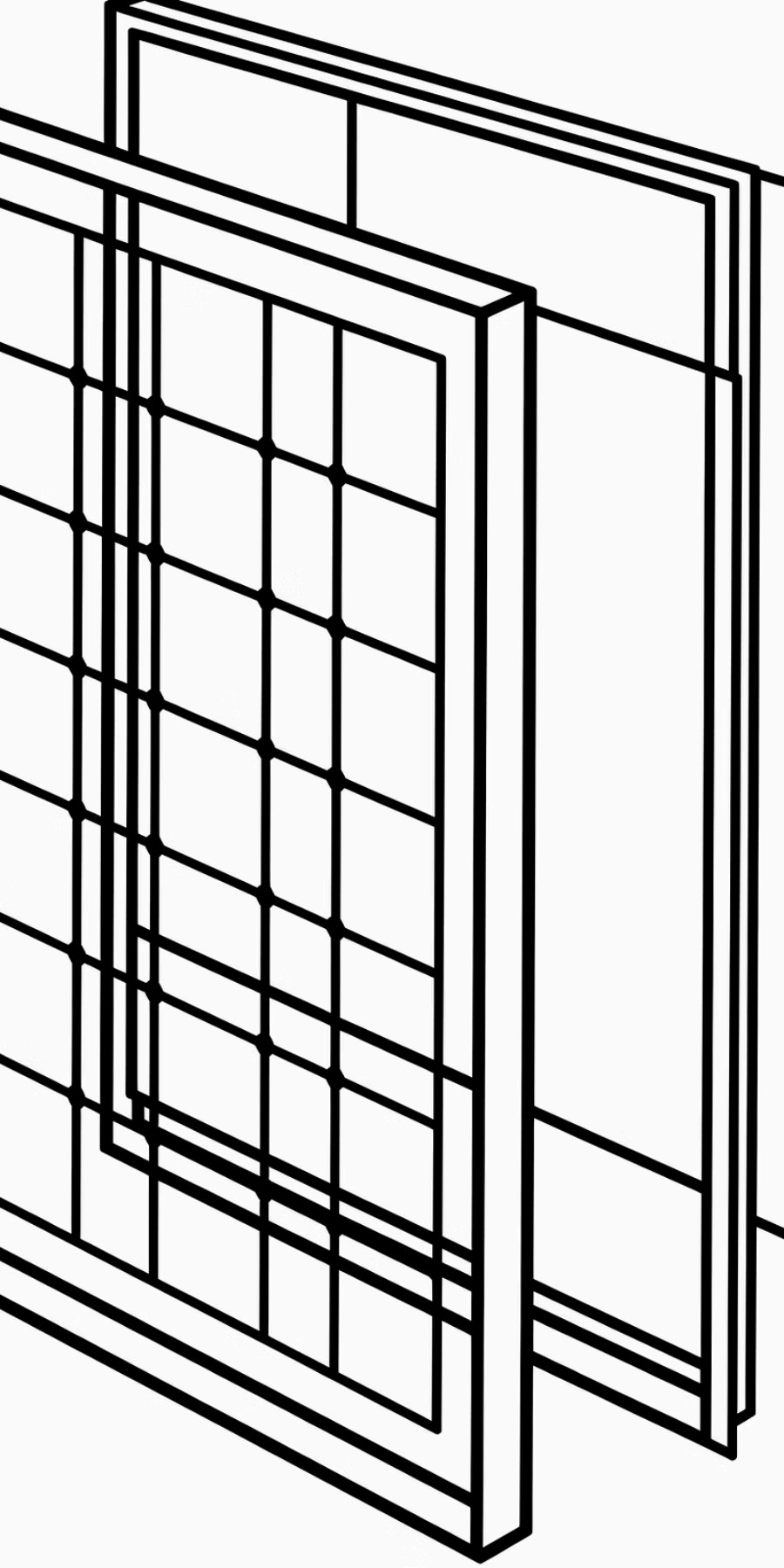
- CAPEX identyczny: 250k €/MWp (jak standardowe PV)

- Produkcja wyższa: +18-22% (bifacial gain przy trawie)

- Profil lepszy: dwa szczyty zamiast jednego

- BESS mniejsze: oszczędność 1,6 mln € na 40 MWp

To nie jest 'droższe rozwiązanie' — to tańsze rozwiązanie, które daje więcej.



Trwałość Mechaniczna: 35 Lat Bez Awarii

Większość awarii w mikrogridach wynika z uszkodzeń mechanicznych paneli — mikropęknięcia spowodowane parciem wiatru, gradobicie, obciążenie śniegiem. BifacialMAX® rozwiązuje to u podstaw konstrukcji. Według danych z rynku niemieckiego (Fraunhofer ISE, 2023), 68% awarii instalacji PV w pierwszych 10 latach wynika z uszkodzeń mechanicznych, nie elektrycznych. Mikropęknięcia w ogniwach prowadzą do degradacji mocy o 2-5% rocznie — 10x szybciej niż deklarowana degradacja.

Eliminacja Naprężeń Rozciągających

Specjalna konstrukcja ramy eliminuje naprężenia rozciągające w szkle — krytyczne dla modułów Glass-Glass. To główna przyczyna mikropęknięć w tradycyjnych systemach. Tradycyjne moduły Glass-Glass doświadczają naprężeń rozciągających rzędu 40-60 MPa przy wietrze 25 m/s. BifacialMAX® wykorzystuje specjalną ramę aluminiową z profilem wzmacniającym, która redukuje te naprężenia do 15-20 MPa — poniżej progu krytycznego dla szkła hartowanego (80 MPa).

Ochrona przed Gradobiciem

Kąt 25° w połączeniu z usztywnioną strukturą sprawia, że panele są znacznie mniej podatne na stłuczenia. Obniżenie kosztów ubezpieczenia instalacji o 15-20%. Testy gradobicia (IEC 61215): moduły wytrzymują uderzenia kulek lodowych o średnicy 35 mm przy prędkości 30 m/s. Kąt nachylenia 25° redukuje energię uderzenia o 40% w porównaniu do instalacji płaskich (0-10°).

Tradycyjne Systemy

- Żywotność: 20-25 lat
- Degradacja: 0,7-1,0% rocznie
- Mikropęknięcia po 5-7 latach
- Koszty serwisu: wysokie
- Ryzyko awarii: średnie-wysokie

Wytrzymałość na Ekstremalne Wiatry

System zachowuje dodatni margines bezpieczeństwa nawet przy wietrze 80 m/s (288 km/h). Certyfikacja IEC 61215 + testy wewnętrzne potwierdzają stabilność konstrukcji. Testy wewnętrzne (symulacja tunelu aerodynamicznego): system zachowuje integralność strukturalną przy ciśnieniu dynamicznym 3,2 kPa (odpowiednik wiatru 80 m/s). Margines bezpieczeństwa: 2,5x powyżej wymagań IEC 61215 (1,3 kPa).

Brak "Hot-Spotów"

Eliminacja mikropęknięć ogniw zapobiega powstawaniu "hot-spotów" — lokalnych przegrzań, które w tradycyjnych systemach powodują degradację mocy i ryzyko pożaru. Hot-spoty powstają, gdy uszkodzone ogniwo generuje opór elektryczny 5-10x wyższy niż zdrowe. Temperatura lokalna wzrasta do 85-95°C (vs 45-55°C normalnie), co przyspiesza degradację laminatu EVA i może prowadzić do zapłonu. Eliminacja mikropęknięć = eliminacja hot-spotów.

BifacialMAX® E-W

- Żywotność: 35+ lat
- Degradacja: 0,4-0,5% rocznie
- Brak mikropęknięć (konstrukcja)
- Koszty serwisu: minimalne
- Ryzyko awarii: bardzo niskie

Ekonomia Długoterminowa: Analiza TCO (Total Cost of Ownership)

Koszt (35 lat)	Tradycyjne	BifacialMAX®
CAPEX (40 MWp)	20 mln EUR	20 mln EUR
Istniejąca PV (15%)	-3 mln EUR	-3 mln EUR
Nowe PV	17 mln EUR	17 mln EUR
BESS (wymagane)	10 mln EUR	8 mln EUR
Serwis i naprawy	8 mln EUR	3 mln EUR
Wymiana modułów (po 20 latach)	17 mln EUR	0 EUR
Wymiana BESS (po 15 latach)	10 mln EUR	8 mln EUR
Ubezpieczenie (35 lat)	2,8 mln EUR	2,2 mln EUR
Strata produkcji (degradacja)	8 GWh (6,8 mln EUR)	3 GWh (2,6 mln EUR)
SUMA TCO	68,6 mln EUR	37,8 mln EUR
Oszczędność	-	30,8 mln EUR (45%)

Ekonomia przy Aktualnych Cenach Technologii (2025/2026)

Przy cenach 2025/2026 (PV 500k EUR/MWp turnkey, BESS 160-260k EUR/MWh) całkowity koszt posiadania (TCO) przez 35 lat wynosi 37,8 mln EUR dla BifacialMAX®.

To oznacza:

- TCO/MWp: 945k EUR (przy uwzględnieniu 15% istniejącej PV)
- TCO/kWh wyprodukowany: 0,024 EUR
- Konkurencyjność vs węgiel: 3x tańsze
- Konkurencyjność vs gaz: 4x tańsze

Kluczowe: BifacialMAX® kosztuje tyle samo co standardowe PV (500k EUR/MWp), ale:

- Daje 18-22% więcej energii (bifacial gain)
- Ma lepszy profil produkcji (E-W, dwa szczyty)
- Wymaga 20% mniejszych magazynów BESS
- Żyje 35+ lat vs 20-25 lat (tradycyjne)

Mikrosieci przy aktualnych cenach technologii są najtańszym rozwiązaniem energetycznym dla gmin.

Bezpieczeństwo Mechaniczne = Bezpieczeństwo Finansowe

System, który fizycznie przetrwa 35 lat bez poważnych awarii, to gwarancja zwrotu z inwestycji. To nie jest 'feature' — to fundament projektu.

Efekt Bifacial: 15–25% Dodatkowej Energii

Moduły bifacial wykorzystują światło padające na obie strony ogniwa. Ale w praktyce większość instalacji traci ten potencjał przez złą konstrukcję — tylna strona jest zacieniona przez elementy montażowe lub inne rzędy paneli. Efekt bifacial został po raz pierwszy opisany przez Cuevas i Luque (1980), ale dopiero rozwój modułów Glass-Glass i optymalizacja konstrukcji pozwoliły na jego praktyczne wykorzystanie. Kluczem jest nie tylko technologia ogniwa, ale geometria całego systemu.

O1	O2	O3
Światło Bezpośrednie (Przednia Strona) Standardowa produkcja energii z promieniowania bezpośredniego i rozproszonego padającego na przednią stronę ogniwa. To 100% bazowej mocy modułu. Przy standardowych warunkach testowych (STC: 1000 W/m ² , AM1.5, 25°C) przednia strona modułu generuje 100% mocy nominalnej. W warunkach rzeczywistych (POA irradiance 800-1200 W/m ²) moc waha się od 80% do 110% mocy nominalnej w zależności od temperatury i kąta padania.	Światło Odbite (Tylna Strona) Światło odbite od podłoża (albedo) i rozproszone w atmosferze dociera do tylnej strony ogniwa. W BifacialMAX® E-W tylna strona ma pełny dostęp do tego światła. Albedo to współczynnik odbicia światła od powierzchni (0 = czarne ciało, 1 = idealne lustro). Typowe wartości: trawa 0,15-0,25, beton 0,25-0,35, biały żwir 0,50-0,70, śnieg świeży 0,80-0,90. Światło odbite dociera do tylnej strony pod kątem rozproszonym (diffuse irradiance), co zwiększa efektywność ogniw bifacial (lepszy response przy niskich kątach padania).	Bifacial Gain: +18–22% Suma energii z obu stron daje przyrost mocy o 18-22% w porównaniu do modułów monofacial o tej samej mocy nominalnej przy standardowym albedo trawy (25%). To darmowa energia z tej samej powierzchni gruntu bez dodatkowych kosztów CAPEX.

Optymalizacja Geometryczna: Wysokość i Rozstaw

Bifacial gain zależy krytycznie od wysokości montażu (clearance height) i rozstawu rzędów (pitch). BifacialMAX® E-W:

- Wysokość montażu: 1,2-1,5 m (optymalna dla albedo + dostęp serwisowy)
- Rozstaw rzędów: 6-8 m (brak zacienienia międzyrzędowego)
- Ground Coverage Ratio (GCR): 0,35-0,45 (vs 0,60-0,75 dla trackerów)

Niższy GCR oznacza większą powierzchnię gruntu, ale:

- Wyższy bifacial gain (+8-12 punktów procentowych)
- Brak strat z zacienienia
- Łatwiejszy dostęp serwisowy
- Możliwość agrivoltaics (uprawa pod panelami)

Typ Podłoża	Albedo	Bifacial Gain
Trawa/zielen	0,20-0,25	18-22%
Jasny tłuczeń	0,50-0,60	25-30%
Beton/asfalt	0,25-0,35	20-25%
Biały żwir	0,60-0,70	30-35%
Śnieg (zima)	0,80-0,90	35-45%

Optymalizacja Albedo: Prosty Trick, Ogromny Efekt

Zastosowanie jasnego tłucznia (albedo 0,50-0,60) pod instalacją zwiększa bifacial gain z 18-22% (trawa) do 25-30% — dodatkowe 7-8 punktów procentowych.

Ekonomia:

- Koszt tłucznia: ~2-3 EUR/m² (warstwa 5-8 cm)
- Dodatkowa produkcja: 3-4 MWh/rok na MWp (vs trawa)
- Wartość dodatkowej energii: 250-350 EUR/rok na MWp
- Zwrot inwestycji: 2-3 lata
- Dodatkowe korzyści: redukcja wzrostu chwastów, lepszy drenaż, odbicie światła zimą (śnieg)

Kluczowe: BifacialMAX® kosztuje tyle samo co standardowe PV (250k EUR/MWp), ale daje 18-22% więcej energii. Optymalizacja albedo zwiększa to do 25-30% — wszystko bez dodatkowych kosztów modułów.

Systemy Wielorzędowe (Trackerowe)

Tylna strona panela jest częściowo zacieniona przez elementy konstrukcyjne i sąsiednie rzędy. Bifacial gain: 5-12% (strata potencjału).

BifacialMAX® E-W

Pełny dostęp światła do tylnej strony. Brak zacienienia konstrukcyjnego. Bifacial gain: 15-25% (pełne wykorzystanie potencjału).

BifacialMAX® E-W: Kompletnie Rozwiązanie

System BifacialMAX® w układzie Wschód-Zachód to nie pojedyncza technologia, ale zintegrowane rozwiązanie łączące fizykę produkcji energii, trwałość mechaniczną i ekonomię bilansowania.

<p>Profil Produkcji</p> <p>Energia wtedy, gdy jest potrzebna (rano i po południu). Eliminacja "efektu kaczkii" i kosztów bilansowania.</p>	<p>Redukcja BESS</p> <p>20% mniejsze magazyny = oszczędność ~100 000 EUR/MWp. Lepsze dopasowanie do autokonsumpcji.</p>
<p>Trwałość 35+ Lat</p> <p>Eliminacja mikropęknięć, wytrzymałość na wiatr 80 m/s, brak hot-spotów. Minimalne koszty serwisu.</p>	<p>Bifacial Gain 18-22%</p> <p>Pełne wykorzystanie światła odbitego przy standardowym albedo trawy (25%). Darmowa energia z tej samej powierzchni gruntu. Optymalizacja albedo (tłuczeń) zwiększa do 25-30%.</p>
<p>Niższe Ubezpieczenie</p> <p>Ekstremalna wytrzymałość mechaniczna obniża składki ubezpieczeniowe o 15-20%.</p>	

Fizyka Produkcji

Splaszczanie krzywej, dopasowanie do zużycia, stabilne napięcie
 Ekonomia Systemu
 Mniejsze BESS, wyższa autokonsumpcja, zero energii bilansującej
 Bezpieczeństwo
 35+ lat żywotności, brak awarii, niskie koszty serwisu

BifacialMAX® E-W: Fundament Mikrosieci

To Nie Jest 'Lepszy Panel' — To Inna Architektura Systemu

BifacialMAX® E-W zmienia fundamenty ekonomii mikrosieci. Każdy element — od profilu produkcji po trwałość mechaniczną — jest zoptymalizowany pod kątem 35-letniej pracy w autonomicznym systemie energetycznym.

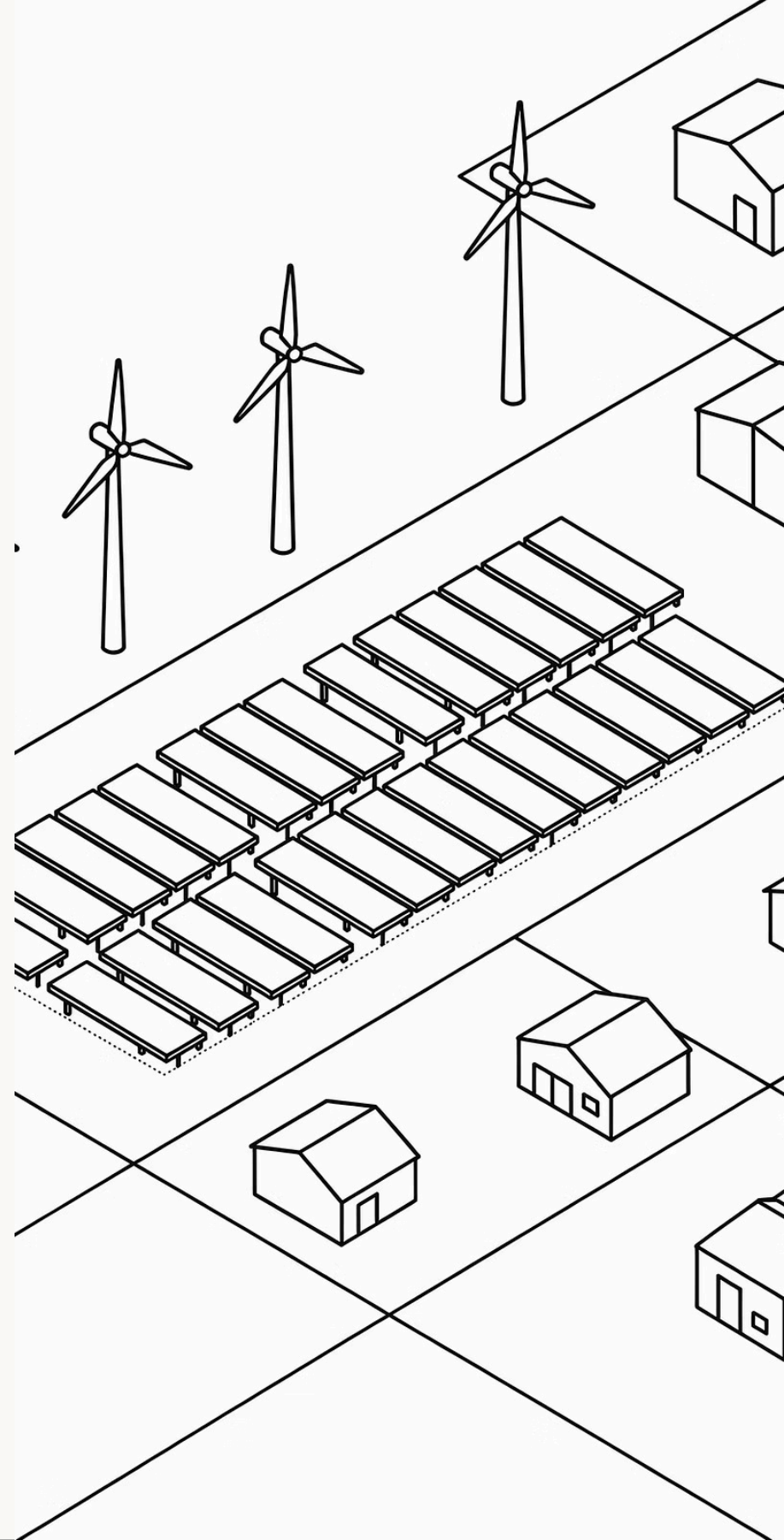
Kluczowa przewaga ekonomiczna:

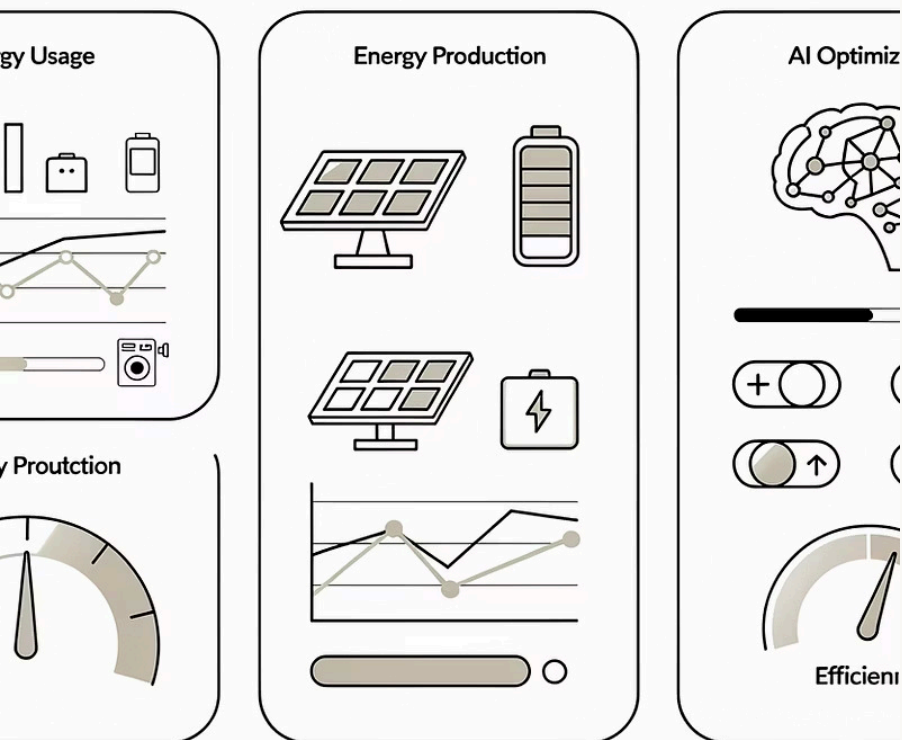
- Koszt identyczny jak standardowe PV: 500k EUR/MWp turnkey (0,50 EUR/Wp - ceny 2025/2026)
- Produkcja wyższa o 18-22% (bifacial gain przy trawie)
- Możliwość zwiększenia do 25-30% (optymalizacja albedo)
- Zero dodatkowych kosztów CAPEX vs standardowe PV

To nie jest 'premium' — to nowy standard, który kosztuje tyle samo co stary, ale daje więcej.

[Pobierz specyfikację techniczną](#)

[Symulacja dla Twojej gminy](#)





ANEKS B: SYSTEM EMS

Szczegółowe informacje o systemie zarządzania energią (EMS) - opcjonalne dla zespołów technicznych.

EMS: Mózg Mikrosieci

Energy Management System to nie oprogramowanie pomocnicze — to rdzeń całej architektury. Bez poprawnego sterowania PV destabilizuje system, baterie się zużywają, thermal storage jest bezużyteczny, a koszty rosną.

Z poprawnym sterowaniem system staje się **stabilny, tańszy, odporny i skalowalny**.

Jak EMS Podejmuje Decyzje

EMS nie ma jednego celu. Musi jednocześnie minimalizować:

- Koszt energii
- Niestabilność systemu
- Import z sieci
- Eksport szczytowy
- Zużycie baterii
- Ryzyko blackoutów
- Dyskomfort użytkowników
- Przeciążenia infrastruktury

To jest problem optymalizacji dynamicznej w czasie rzeczywistym — wymaga AI i zaawansowanych algorytmów predykcyjnych.

Logika Decyzji EMS: Hierarchia Magazynów

01

Nadwyżka PV

Kolejność: bojler CWU (11:00-14:00) → podgrzewanie budynków → bufor ciepła → bateria → eksport

02

Deficyt Energii

Kolejność: bateria → wiatr (jeśli dostępny) → redukcja HVAC → CHP (sezon IX-IV) → import

03

Tryb Blackoutu

EMS przechodzi w Island Mode. Priorytety: woda → ogrzewanie → żywność → komunikacja → reszta

04

Tryb Nocny/Zimowy

Wiatr 12 MW + CHP sezonowy (IX-IV) karmią magazyny termiczne i BESS. PV nieaktywne — system pracuje na fundamencie wiatrowym.

📌 **Najważniejsza reguła:** Najpierw używaj najtańszego magazynu — czyli thermal mass. Nie odwrotnie.

Aneks C: Aspekty Prawne

Informacje o ramach prawnych i strategii legislacyjnej - opcjonalne dla zespołów prawnych.

Model operacyjny wykorzystuje obecne przepisy, ale wymaga długoterminowej strategii legislacyjnej.

STATUS PRAWNY LOKALNYCH RYNKÓW ENERGII W UE

Tworzenie lokalnych rynków energii oraz spółdzielni energetycznych jest w pełni zgodne z prawem Unii Europejskiej.

Podstawy prawne:

- Dyrektywa RED II i RED III
- Dyrektywa 2019/944 (rynek energii elektrycznej)
- Pakiet „Fit for 55”

Przepisy te dopuszczają:

- lokalne bilansowanie energii
- handel energią P2P
- spółdzielnie energetyczne
- lokalne magazynowanie energii
- zarządzanie energią przez lokalne EMS

Oznacza to, że gminy mogą tworzyć lokalne systemy energetyczne już dziś, bez zmiany prawa krajowego, wykorzystując istniejące regulacje UE.

Działanie Natychmiastowe:

Spółdzielnia Energetyczna

- Jedyna forma prawna w Polsce pozwalająca na rozliczenie energii wewnątrz gminy
- Ograniczone opłaty dystrybucyjne zmienne
- jest już możliwe start bez czekania na zmianę prawa
- Wykorzystanie luk i możliwości obecnych przepisów
- Precedens prawny dla innych gmin

Postulat Długoterminowy:

Rozszerzenie "Linii Bezpośredniej"

- Lobbying na poziomie ministerialnym i parlamentarnym
- Rozszerzenie definicji "linii bezpośredniej" na mikrosieci gminne
- Całkowite zwolnienie z opłat dystrybucyjnych dla energii lokalnej
- Precedens europejski: Niemcy, Austria, Holandia
- Cel: pełna autonomia rozliczeniowa dla Spółdzielni jest zgodne z prawem UE

Spółdzielnia Energetyczna zapewnia przewagę ekonomiczną, czyniąc projekt opłacalnym. Dalsze zmiany legislacyjne mogą dodatkowo poprawić jego ekonomię.

Pobierz analizę prawną

Dołącz do lobbingu

Architektura gminna: struktura zarządzania (model 1→N)

GMINNA WSPÓLNOTA ENERGETYCZNA (koordynator / operator lokalny)

forma prawna zależna od modelu: spółdzielnia / klaster / spółka komunalna / porozumienie

MIKROSIECI OSIEDLOWE (1...N)

wspólnoty / spółdzielnie / osiedla

- PV (E-W)
- WIATR (jeśli lokalnie)
- CHP (sezon IX-IV)
- BESS (krótkoterminowy)
- THERMAL STORAGE (budynki/CWU)
- DSM/EV (elastyczne obciążenia)

FIRMY I ZAKŁADY (1...N)

odbiorcy + elastyczność + własne źródła

- PV (E-W)
- WIATR (jeśli lokalnie)
- CHP (sezon IX-IV)
- BESS (krótkoterminowy)
- THERMAL STORAGE (budynki/CWU)
- DSM/EV (elastyczne obciążenia)

ROLNICTWO / AGRO / PRZETWÓRSTWO (1...N)

chłodnie, suszarnie, pompy

- PV (E-W)
- WIATR (jeśli lokalnie)
- CHP (sezon IX-IV)
- BESS (krótkoterminowy)
- THERMAL STORAGE (budynki/CWU)
- DSM/EV (elastyczne obciążenia)

OBIEKTY GMINNE (1...N)

szkoly, wodociągi, oczyszczalnia, oświetlenie

- PV (E-W)
- WIATR (jeśli lokalnie)
- CHP (sezon IX-IV)
- BESS (krótkoterminowy)
- THERMAL STORAGE (budynki/CWU)
- DSM/EV (elastyczne obciążenia)

CIEPŁO / WĘZŁY / SIEĆ CIEPŁA (opcjonalnie)

magazyn termiczny i sterowanie

- PV (E-W)
- WIATR (jeśli lokalnie)
- CHP (sezon IX-IV)
- BESS (krótkoterminowy)
- THERMAL STORAGE (budynki/CWU)
- DSM/EV (elastyczne obciążenia)

Diagram pokazuje relacje organizacyjne i operacyjne (1→N): koordynacja wielu podmiotów bez naruszania ich autonomii technicznej.

Przyszłość Energetyki

Przyszłość energetyki nie jest scentralizowana.

Jest lokalna, cyfrowa i zarządzana w czasie rzeczywistym.

Gminy, które zbudują własne systemy energetyczne, staną się najbardziej stabilnymi i konkurencyjnymi regionami Europy.

