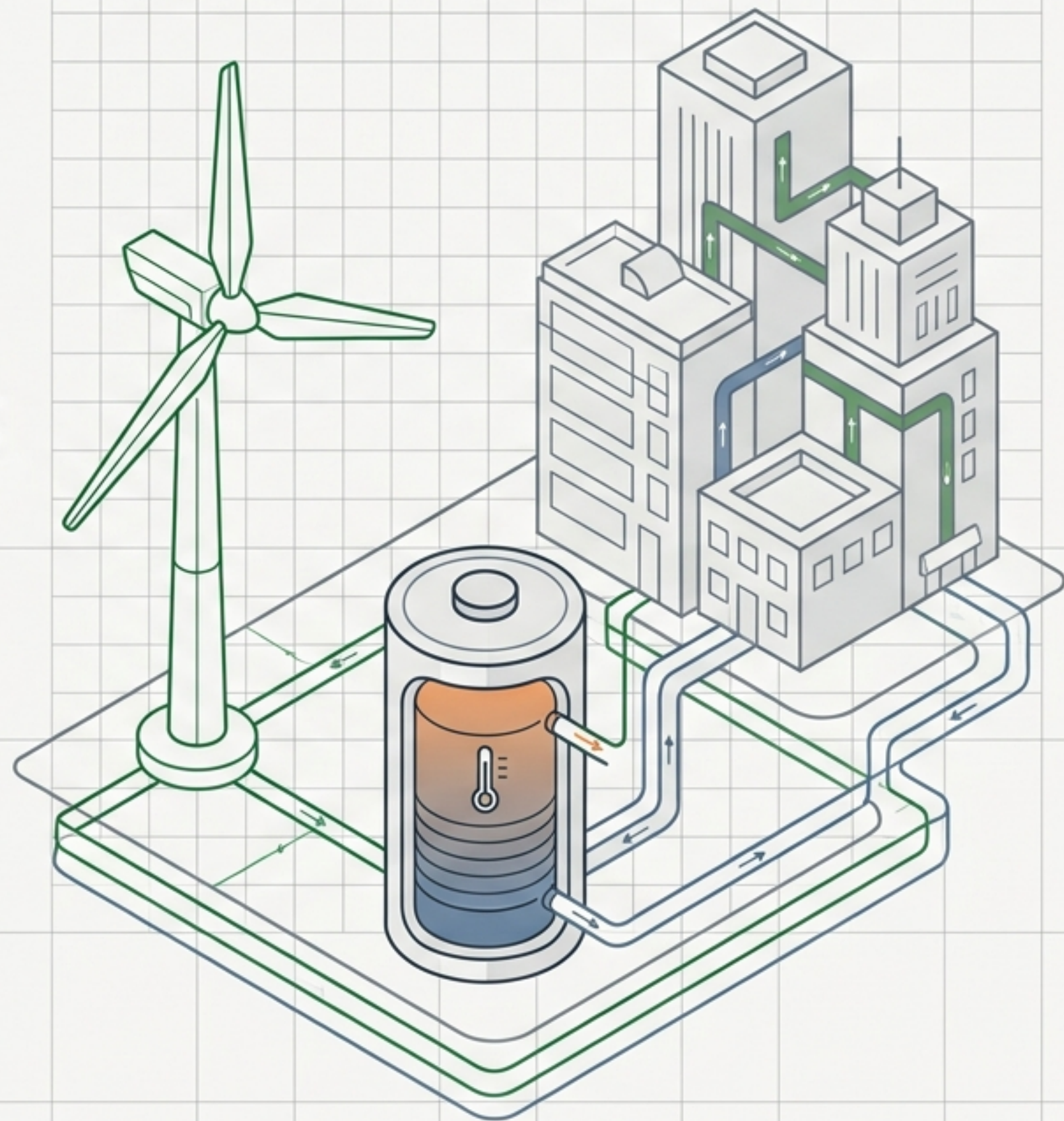


Інвестиційний меморандум

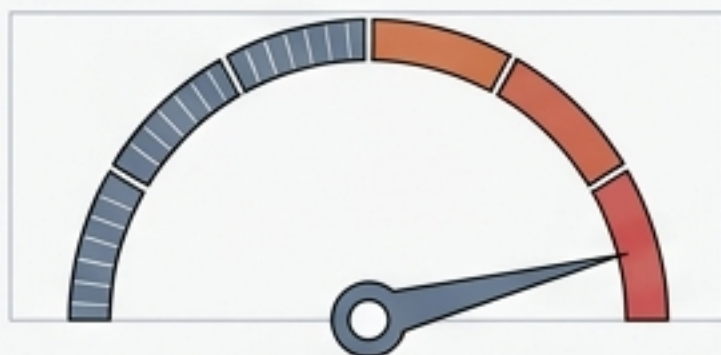
Модернізація системи теплопостачання м. Шептицький

Перехід до гібридної сталої моделі: покрокова реалізація та фінансове обґрунтування.

Підготовлено для міжнародних фінансових інституцій (ЄБРР, NEFCO, USAID) та інвесторів.



Діагностика системи: критична надлишковість та збитковість



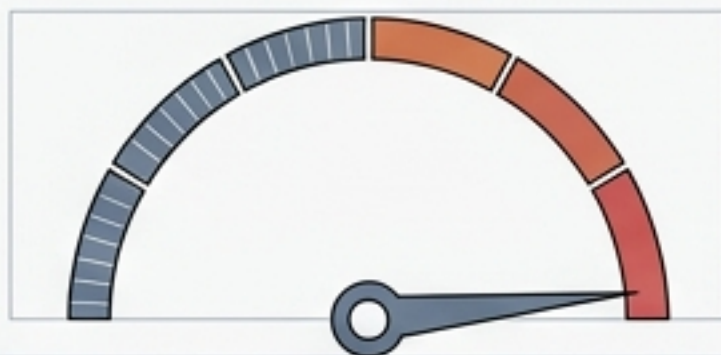
39%

Втрати мережі (фактичні втрати теплової енергії при транспортуванні).



26%

Завантаження (середній рівень використання потужності у 2025 році).



100%

Залежність (повна залежність від постачання природного газу).



Обладнання (**ПТВМ-50, КВГМ-100**) працює на межі конструктивних можливостей через недовантаження (теоретичний ККД падає нижче 75%). Існуюча КГУ (1,5 МВт) не може бути ефективно інтегрована без повної реконструкції джерела.

Зміна парадигми: від газової монополії до гібридної моделі (Директива ЄС №1791)

Застаріла модель

Нова парадигма

Джерело енергії

100% Газ



ВДЕ (Вітер 2 МВт, СЕС 1 МВт)
+ **Теплові насоси** + Газ
(лише для піків).

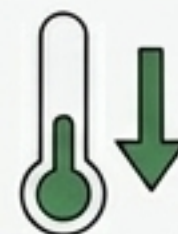


Температурний режим

Високотемпературний



Низькотемпературна магістраль
(60/40°C з подальшим зниженням до 55/35°C).

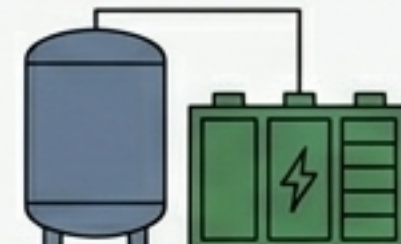


Гнучкість

Жорстка монолітна генерація



Акумуляція тепла (1000–2000 м³)
+ BESS (3 МВт / 12 МВт·год).

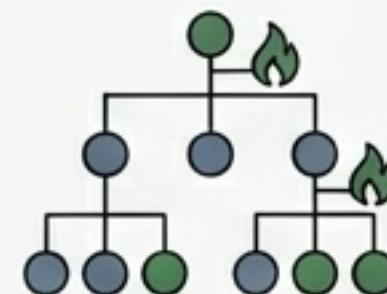


Архітектура

Централізована



Багаторівнева (з локальним booster-догрівом на ЦТП).



Архітектура Центрального енергетичного хабу

Базова генерація:

Каскад теплових насосів (8 МВт з розширенням до 10 МВт).
Компресори Turboсog.
Перемикання аеротермальних/геотермальних контурів при 0°C.

Відновлювана енергія:

Вітрогенератор (2 МВт) + СЕС (0,8-1 МВт) для живлення ТН.

Гнучкість системи:

BESS (3 МВт / 12 МВт·год) для електричних піків + Водяні теплоаккумулятори (1000–2000 м³) для добового арбітражу.

Балансування та Резерв:

Існуюча КГУ (1,5 МВт) + Модульні пікові газові котли (10-12 МВт).

Система перетворює літній надлишок електроенергії в тепло для геотермального сезонного накопичення.

Покрокова дорожня карта реалізації проекту

Етап 1: Швидка базова модернізація

- ✓ - Встановлення ТН 8 МВт, BESS 3 МВт, теплоаккумуляторів.
- ✓ - Інтеграція існуючої КГУ.
- ✓ - Встановлення пікових газових котлів (10-12 МВт).
- ✓ - Перші booster-ТН на пріоритетних ЦТП.
- ✓ - Зниження температури магістралі.

Етап 2: Децентралізація та оптимізація

- ✓ - Поширення догріву на додаткові ЦТП та квартальні вузли.
- ✓ - Диспетчеризація та погодинна оптимізація режимів.

Етап 3: Шахтний тепловий контур

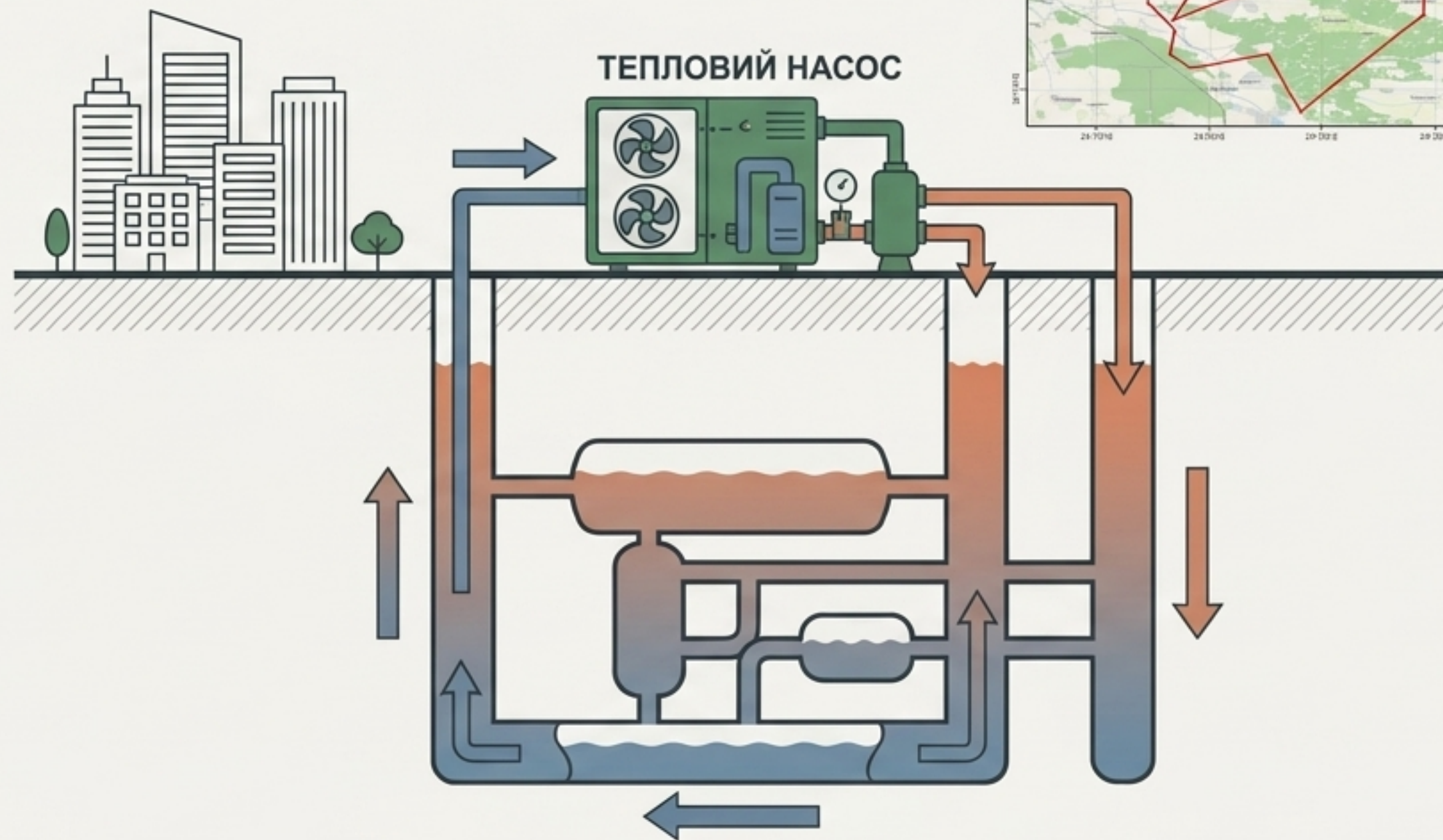
- ✓ - Prefeasibility-дослідження по закритих шахтах.
- ✓ - Інтеграція шахтної води як низькопотенційного джерела/акумулятора.
- ✓ - Розширення каскаду ТН понад 8 МВт.

Унікальна можливість: Інтеграція шахти «Великомостівська» (Етап 3)

Затоплені вугільні виробки як гігантська "геотермальна батарея" та стабільне джерело для центральних теплових насосів (температурний діапазон 10–20°C).

Потенціал теплової ємності:

- 10 000 м³ води = ~116 МВт·год тепла (при дельті 10°C).
- 50 000 м³ води = ~580 МВт·год тепла.
- 100 000 м³ води = ~1 160 МВт·год тепла.

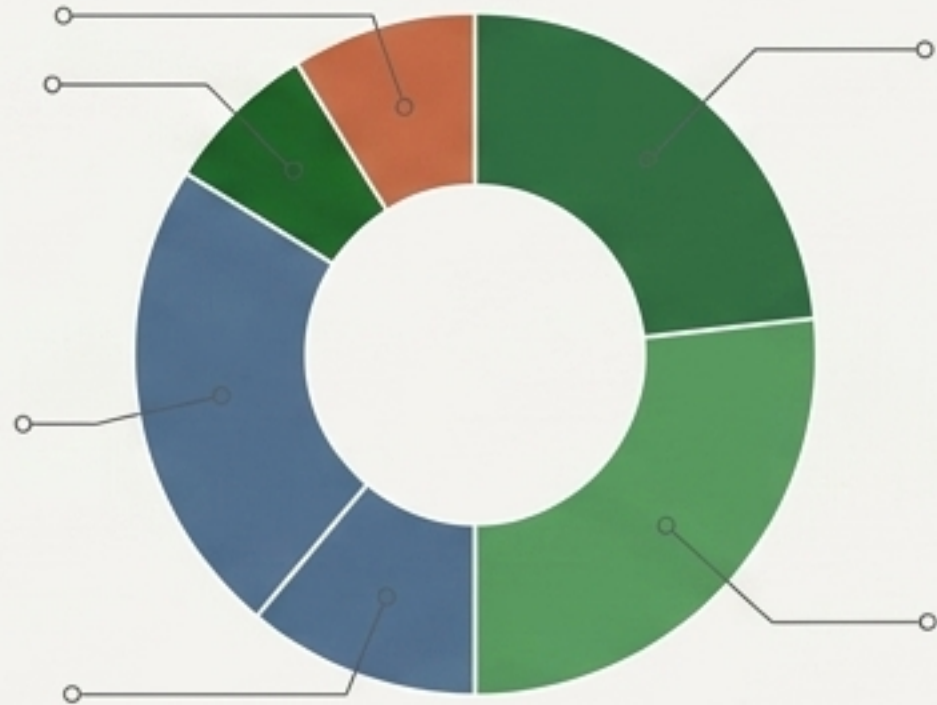


Перспективний об'єкт. Потребує цільового гідрогеологічного prefeasibility-дослідження (об'єм виробок, дебіт, хімічний склад) до прийняття інвестиційного рішення.

Структура капітальних інвестицій (CAPEX Comparison)

Варіант 1 - Оптимальний (Базовий для фінансування)

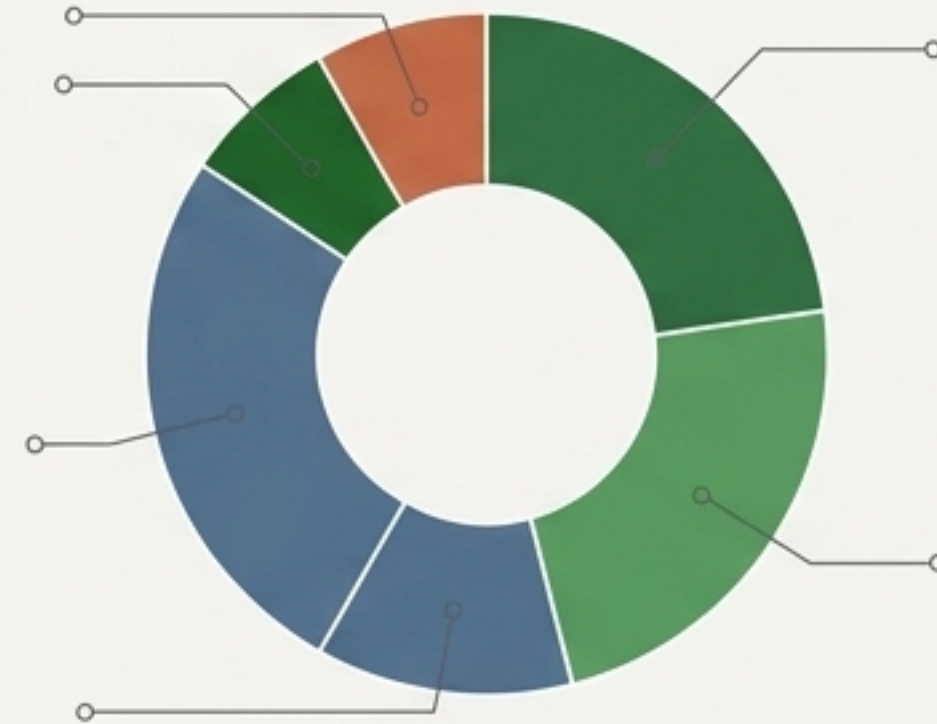
€12,95 млн



- - Вітрогенератор (2 МВт) – €3.00 млн
- - Нові КГУ (2x1.5 МВт) – €3.00 млн
- - ТН Turbosor (9.6 МВт) – €1.20 млн
- - Геотермальне поле (2 га, 66.6 км) – €3.33 млн
- - СЕС (1 МВт) – €0.80 млн
- - Пікові газові котли (10 МВт) – €1.00 млн

Варіант 2 - Максимальний

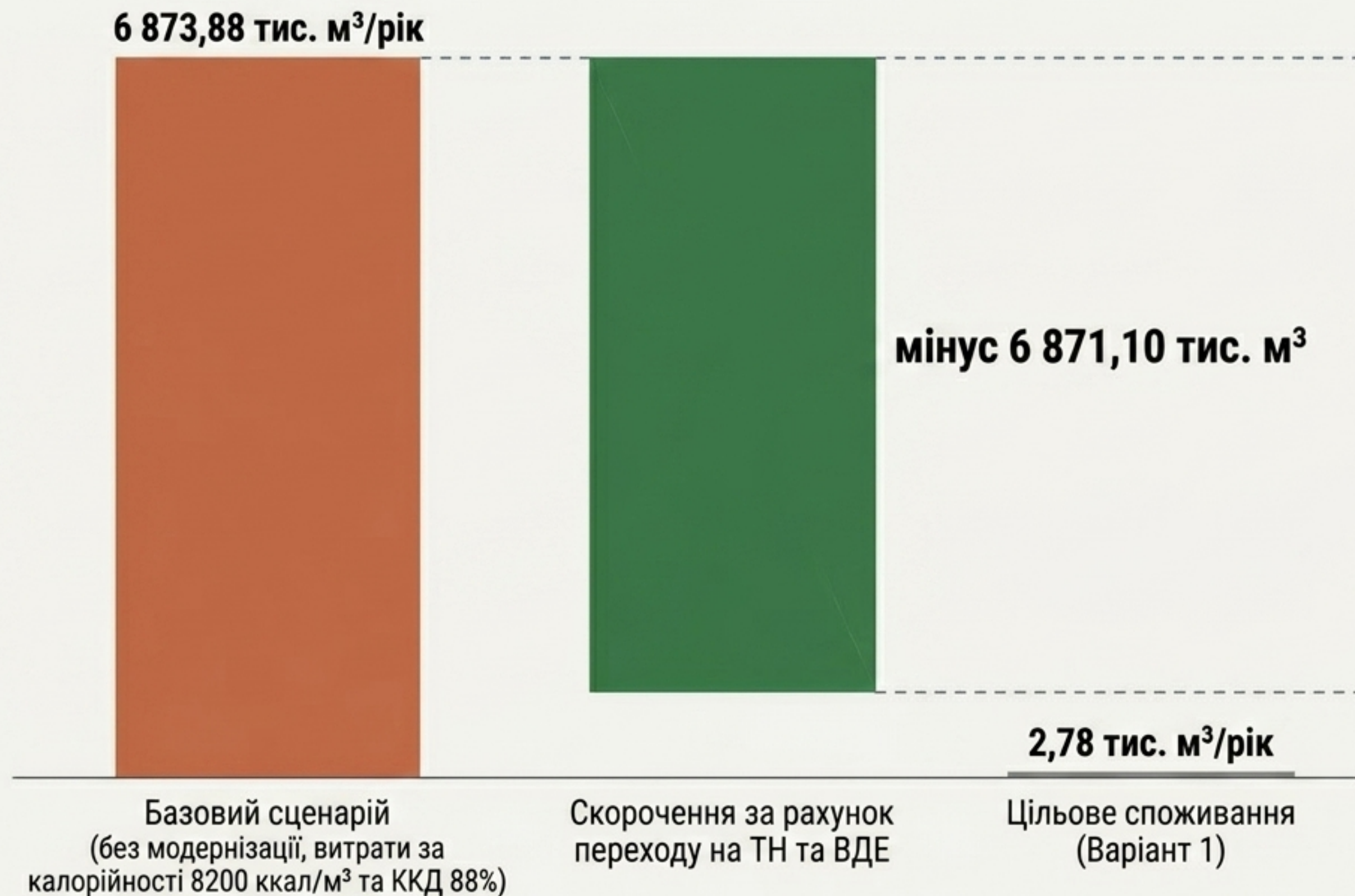
€14,43 млн



(Збільшена генерація вітру та аеротермії, але вимагає роботи газових котлів у базовому режимі).

Варіант 1 обрано завдяки оптимальному балансу вартості та здатності системи працювати без газу в базовому режимі опалення.

Трансформація OPEX: Радикальне скорочення споживання газу



Газ повністю виключається з базового режиму і зберігається виключно для покриття критичних пікових навантажень та як резерв енергетичної безпеки.

Фінансова стійкість: Аналіз чутливості та терміни окупності

Ціна на природний газ, грн/м ³	Базовий (8,00)	Оптимістичний (12,00)	Середній (16,00)	Песимістичний (20,00)
Простий термін окупності, роки (Варіант 1)	9,56 років	6,80 років	5,28 років	4,31 роки
Економія паливної складової, тис. €/рік	€1 354k	€1 904k	€2 453k	€3 003k

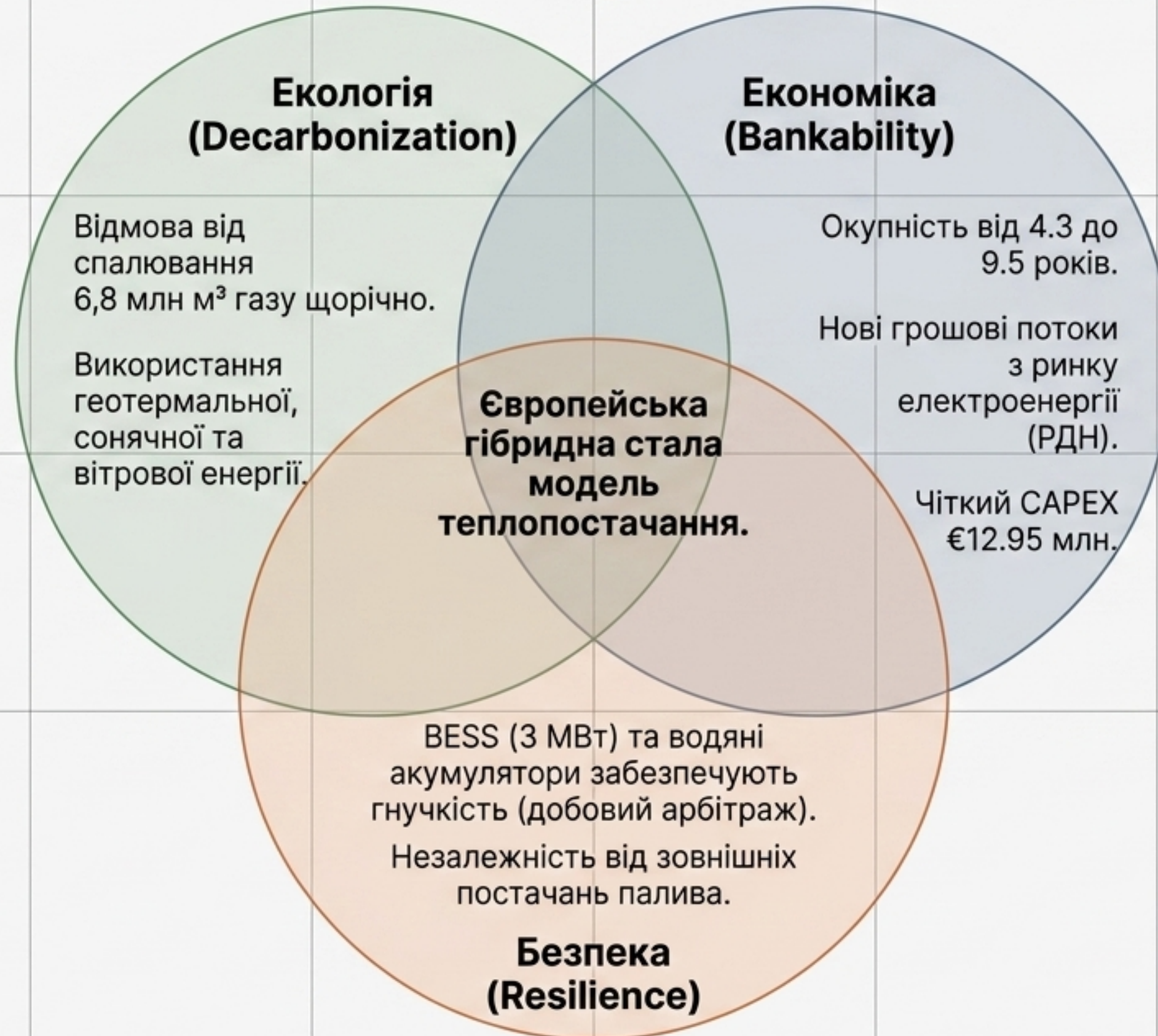
Проект є "bankable" за поточних тарифів (9.5 років). При неминучому зростанні цін на енергоносії до європейського рівня (20 грн/м³), термін окупності скорочується до 4.3 років.

Соціальний імпакт: Подолання енергетичної бідності



Система перетворюється зі збиткового дотаційного тягара на прибутковий актив, що дозволяє стримувати або знижувати тарифи для населення.

Додана вартість для донорів (Donor Value Proposition)



Наступні кроки для старту фінансування (Call to Action)

1.

Грантове фінансування повноцінного **Техніко-економічного обґрунтування** (Feasibility Study) на базі Варіанту 1.

2.

Цільовий грант на гідрогеологічне Prefeasibility-дослідження шахти «Великомостівська» для Етапу 3.

3.

Структурування інвестиційного пакету (Кредит + Грант) на суму €12,95 млн для реалізації Етапу 1 (Швидка базова модернізація).

Виконавчий комітет Шептицької міської ради.
Проект готовий до передінвестиційного аналізу.