

DUE DILIGENCE INTEGRATA: PROGETTO FOTOVOLTAICO "CAMINO AL TAGLIAMENTO" (0,980 MW)

1. Executive Summary e Inquadramento Strategico dell'Asset

Il presente rapporto costituisce un'analisi tecnica, legale ed economica esaustiva, redatta con l'obiettivo di valutare la fattibilità, la bancabilità e il profilo di rischio del progetto fotovoltaico a terra situato nel comune di Camino al Tagliamento (UD). L'elaborato è stato compilato attraverso l'estrazione granulare e la rielaborazione critica di tutte le evidenze documentali disponibili nel data room virtuale, incrociando i dati preliminari di sintesi¹ con il dossier tecnico-finanziario approfondito denominato "Teaser FV".¹

L'iniziativa si colloca nel segmento "Utility Scale" di piccola taglia, con una potenza nominale fissata strategicamente a **0,980 MW**.¹ Questa dimensione non è casuale ma risponde a una precisa logica di ingegneria autorizzativa: rimanere al di sotto della soglia di 1 MW permette di operare in regimi semplificati (DILA/PAS) evitando le complessità della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) completa e della Conferenza dei Servizi regionali, riducendo drasticamente il "Time-to-Market".

Il progetto insiste su un'area classificata come **ex discarica di inerti** ("ex discarica/inert waste landfill")¹, con una superficie interessata di circa 2,14 ettari (di cui 15.000 mq utilizzabili per l'impianto).¹ La natura del sito ("Brownfield") è il fattore cardine dell'intera operazione: essa conferisce al progetto lo status di intervento su "Area Idonea" ai sensi del D.Lgs 199/2021, blindando l'iter autorizzativo contro eventuali moratorie sul consumo di suolo agricolo e garantendo priorità nell'accesso agli incentivi.

Allo stato attuale, il progetto ha raggiunto lo status di **Ready-to-Build (RTB)**.¹ Il titolo abilitativo (DILA) è stato consolidato tramite il meccanismo del silenzio-assenso, la connessione alla rete (TICA) è stata accettata con il versamento del 30% degli oneri, e il terreno è sotto il controllo di una SPV (Special Purpose Vehicle) dedicata. Tuttavia, l'analisi ha fatto emergere discrepanze significative nella valutazione economica del terreno e nei costi di sviluppo tra le diverse fonti documentali, elementi che verranno disaggregati e analizzati nei capitoli successivi.

La tabella seguente riassume i parametri vitali dell'investimento, evidenziando le fonti dei dati e le eventuali divergenze riscontrate:

Categoria	Parametro	Valore / Dettaglio	Fonte Documentale
Identità	Localizzazione	Camino al Tagliamento (UD), FVG	1
	Coordinate	45°55'56.52"N, 12°56'35.83"E	1
	Potenza Nominale	0,980 MW (980 kWp)	1
Stato Legale	Titolo Autorizzativo	DILA (Prot. 27110 del 28.06.2024)	1
	Validità Titolo	Silenzio Assenso (Art. 20 c. 2bis L.241/90)	1
	Veicolo Societario	SPV dedicata (Capitale Sociale € 11.500 i.v.)	1
Sito	Tipologia Suolo	Ex Discarica Inerti (Area Idonea)	1
	Superficie Disponibile	15.000 mq (1,5 ha) su 2,14 ha totali	1
	Costo Terreno (Scenario A)	€ 225.000 (Richiesta Venditore?)	1
	Costo Terreno (Scenario B)	€ 138.000 (Valore a Business Plan)	1
Grid	Codice Pratica	Richiesta 2641275	1

	TICA	(Mida Green Invest Srl)	
	Costo Connessione	€ 96.798,74 (IVA Inclusa)	1
	Stato Pagamenti Grid	30% Versato (€ 29.039,62)	1
Economics	CAPEX Totale Stimato	€ 964.630	1
	Produttività Specifica	1.450 kWh/kWp/anno	1
	Tariffa Target	FERX (~87 €/MWh) o CER	1
	IRR (Leva Finanziaria)	18,06%	1

2. Analisi Territoriale, Ambientale e della Risorsa Solare

L'analisi del sito va ben oltre la semplice verifica catastale. La comprensione del contesto fisico e ambientale è determinante per validare le assunzioni di producibilità (Yield) e per anticipare eventuali criticità costruttive legate alla natura del suolo.

2.1 Caratteristiche Geografiche e Topografiche

Il sito è localizzato nella bassa pianura friulana, nel comune di Camino al Tagliamento. Le coordinate fornite 1 puntano a un'area adiacente al corso del fiume Tagliamento, storicamente interessata da attività estrattive di ghiaia e sabbia, successivamente riconvertite o riempite (discariche di inerti).

La morfologia del terreno appare pianeggiante, tipica delle aree golenali o di recupero ambientale, il che facilita l'installazione delle strutture di sostegno e minimizza la necessità di opere di livellamento (grading). Tuttavia, la vicinanza al fiume Tagliamento impone una verifica rigorosa del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) per escludere che l'area ricada in fasce a rischio esondazione elevato, sebbene l'ottenimento della DILA suggerisca che tale verifica sia già stata superata positivamente dagli enti competenti.

2.2 La Natura di "Ex Discarica": Implicazioni Strategiche e Tecniche

La classificazione dell'area come "ex discarica/inert waste landfill" 1 è l'elemento di maggior valore intrinseco del progetto.

In un contesto normativo italiano sempre più restrittivo verso il consumo di suolo agricolo (si veda il recente "Decreto Agricoltura" del 2024 che limita drasticamente il FV a terra su aree agricole), le aree degradate rappresentano un "porto sicuro" per gli investitori.

- **Vantaggio Autorizzativo:** Le ex discariche sono definite "Aree Idonee" *ex lege*. Ciò significa che le Sovrintendenze ai Beni Culturali e Paesaggistici hanno poteri di voto estremamente limitati. Il parere paesaggistico, se necessario, è spesso non vincolante o comunque subordinato all'interesse preminente del recupero dell'area.
- **Sfida Ingegneristica:** Costruire su una discarica comporta sfide geotecniche non banali. Il corpo della discarica è costituito da materiale di riporto che, anche se inerte, può essere soggetto a cedimenti differenziali nel tempo. Inoltre, la presenza di un eventuale "capping" (strato di argilla o geomembrana di chiusura) impedisce l'uso di pali battuti nel terreno per le fondazioni, in quanto la perforazione comprometterebbe l'impermeabilizzazione con conseguente rischio di inquinamento delle falde.
- **Soluzione Costruttiva Obbligata:** L'analisi dei documenti tecnici citati nell'elenco elaborati, in particolare la "Relazione Gestione Terre e Rocce da Scavo" ¹ e la "Chiusura Attività Cava/Discarica" ¹, indica che il progetto ha dovuto affrontare queste tematiche. È altamente probabile che la soluzione tecnica preveda fondazioni superficiali a zavorra (blocchi in cemento appoggiati al suolo), che distribuiscono il carico senza penetrare il terreno. Questo dettaglio ha un impatto diretto sul CAPEX: le zavorre sono generalmente più costose dei pali battuti e richiedono più materiale e logistica.

2.3 Analisi dell'Irraggiamento e della Producibilità

Il Business Plan stima una produzione specifica di 1.450 kWh/kWp/anno.¹

Questo valore merita un'analisi critica approfondita. La media storica per il Friuli-Venezia Giulia, per impianti fissi orientati a Sud con inclinazione ottimale (30°), si attesta tra i 1.150 e i 1.250 kWh/kWp.

Il target di 1.450 kWh/kWp è superiore alla media di circa il 20%. Tale performance è tecnicamente raggiungibile solo attraverso l'adozione di una o più delle seguenti tecnologie avanzate:

1. **Tracker Mono-Assiali:** L'inseguimento solare aumenta la produzione del 15-25%. Tuttavia, l'uso di tracker su una discarica è complesso a causa delle tolleranze ridotte ai cedimenti del terreno. Se il terreno si muove, il tracker si blocca.
2. **Moduli Bifacciali:** Catturano la luce riflessa dal suolo (albedo). Su un terreno di discarica coperto magari da ghiaia chiara o vegetazione rada, l'albedo può essere significativo (dal 5% al 10% di guadagno extra).
3. **Sovradimensionamento DC/AC:** Installare più potenza di picco lato moduli rispetto alla potenza degli inverter per massimizzare le ore di funzionamento a pieno carico.

Considerando la natura del suolo, l'ipotesi più probabile per giustificare 1.450 kWh/kWp è un

mix di moduli bifacciali ad alta efficienza (N-Type TOPCon) su strutture fisse ottimizzate o, se la geotecnica lo permette, tracker con fondazioni speciali regolabili. Se il progetto prevedesse strutture fisse standard, il valore di 1.450 sarebbe da considerarsi sovrastimato e prudenzialmente da ridurre a 1.250 nel modello finanziario base ("Base Case").

3. Analisi Approfondita dell'Iter Autorizzativo (Permitting)

La solidità di un progetto "Ready-to-Build" risiede interamente nella inattaccabilità dei suoi permessi. L'analisi documentale conferma che l'iter seguito è corretto e coerente con le normative vigenti per impianti sotto la soglia del Megawatt.

3.1 La Procedura DILA (Dichiarazione Inizio Lavori Asseverata)

Il progetto è stato autorizzato tramite PAS/DILA. Il documento¹ cita esplicitamente "DILA per parco fotovoltaico della potenza di 0,980 MW".

- **Riferimenti Normativi:** La scelta della soglia di 0,980 MW è strumentale. Fino a poco tempo fa, il limite per la PAS (Procedura Abilitativa Semplificata) era 1 MW. Recenti decreti hanno alzato asticelle diverse per le aree idonee (fino a 10 MW per la PAS in alcune regioni), ma rimanere sotto 1 MW garantisce l'accesso alla DILA in molte giurisdizioni regionali o comunque a una PAS estremamente snella.
- **Cronologia e Silenzio Assenso:** La pratica ha protocollo 27110 del 28.06.2024.¹ Il documento riporta un'attestazione del Comune di Camino al Tagliamento relativa al "decorso dei termini". Ai sensi dell'art. 20 comma 2-bis della Legge 241/1990, se l'amministrazione non si pronuncia entro i termini di legge (solitamente 30 giorni per la DILA, 60 se in aree vincolate), il titolo si intende formato. L'esistenza di un documento comunale che attesta esplicitamente il decorso dei termini è un "Gold Standard" per la Due Diligence legale, poiché elimina l'incertezza interpretativa sul silenzio della PA.

3.2 Completezza del Dossier Progettuale

Un indicatore chiave della qualità dello sviluppo è la profondità della documentazione tecnica prodotta. Un progetto "di carta" (sviluppato solo per essere rivenduto) ha spesso solo il layout e la relazione minima. In questo caso, l'elenco elaborati¹ dimostra un livello di ingegneria esecutiva avanzato:

- **Area Strutturale:** Sono presenti i "Calcoli Strutturali Cabina di Consegna" e "Disegni strutturali Cabina di Raccolta". Questo implica che è già stato scelto il prefabbricatore o il tipo di manufatto, riducendo i rischi di varianti in corso d'opera.
- **Area Ambientale:** La presenza della "Relazione Acustica" e della "Asseverazione Emissioni Elettromagnetiche" protegge il progetto da ricorsi del vicinato per ronzii degli

inverter o campi magnetici, problematiche frequenti nelle zone peri-urbane.

- **Area Connessione:** I documenti PDD (Progetto di Dettaglio Connessione) sono già stati elaborati (PDD 01-05), indicando che il tracciato del cavidotto esterno è definito e mappato catastalmente.

3.3 Validità delle Autorizzazioni

Il teaser indica "Work to begin by 15 December '25".¹ La DILA non ha una scadenza "secca" come l'Autorizzazione Unica (che dura 5 anni per l'inizio lavori), ma le normative regionali impongono solitamente l'inizio lavori entro 12 mesi e la fine entro 3 anni. Essendo la DILA del Giugno 2024, l'inizio lavori a Dicembre 2025 potrebbe essere al limite della scadenza annuale. È fondamentale verificare se è stata richiesta una proroga o se la normativa regionale FVG concede termini più ampi (spesso 18 mesi o proroghe legate a stati di emergenza/crisi energetica). In ogni caso, una "comunicazione di inizio lavori" formale (anche solo recinzione e pulizia sito) entro Giugno 2025 sarebbe prudente per mantenere vivo il titolo.

4. Ingegneria della Connessione (Grid Connection)

La connessione alla rete elettrica nazionale rappresenta spesso il rischio fatale per i progetti rinnovabili (saturazione delle linee, costi proibitivi). Nel caso di Camino al Tagliamento, la situazione appare risolta e ottimizzata.

4.1 La Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) Accettata

I dati estratti dal documento ¹ delineano una connessione in Media Tensione (MT) estremamente favorevole:

- **Punto di Connessione:** Nuova Cabina di Consegna utente, inserita in entra-esce o antenna su linea esistente.
- **Distanza:** Viene citato un cavo interrato di "160m ground cable". Una distanza così breve è eccezionale. Significa che l'impianto è adiacente alla linea MT o alla Cabina Primaria di E-Distribuzione.
- **Cavo:** Sezione 185 mm² in alluminio. È una sezione standard per potenze fino a 5-6 MW a 20kV. Per 1 MW è abbondantemente dimensionata, garantendo perdite di linea trascurabili (< 0,5%).
- **Trasformatore 40 MVA:** Il riferimento a "Transformer 40 MVA" nel preventivo di connessione ¹ è un dettaglio tecnico critico. Non si riferisce al trasformatore dell'impianto (che sarà da 1000 kVA o 1 MVA), ma a un intervento sulla Cabina Primaria (CP) di Enel. Probabilmente E-Distribuzione sta potenziando la CP sostituendo un trasformatore AT/MT. Il fatto che questo costo rientri nel preventivo di € 96.000 suggerisce che il costo è spalmato su più produttori o che si tratta di una quota parte marginale.

4.2 Stato della Procedura TICA (Testo Integrato Connessioni Attive)

- **Certezza del Preventivo:** Il preventivo di connessione ha un valore totale di € 96.798,74.
- **Impegno Finanziario:** È stato pagato il 30% (€ 29.039,62). Questo pagamento è l'atto formale di "Accettazione". Da questo momento, E-Distribuzione è obbligata contrattualmente a riservare la capacità di rete. Non c'è più il rischio che la linea vada in saturazione a causa di altri progetti concorrenti.
- **Tempistiche:** La data di fine lavori connessione prevista è "End March 2026". Questo timeline è coerente con la costruzione dell'impianto (fine 2025). Tuttavia, lascia l'impianto esposto al rischio di ritardi del Distributore. Se l'impianto è pronto a Dicembre 2025 ma la rete arriva a Marzo 2026, si hanno 3 mesi di mancata produzione. Il Business Plan dovrebbe prevedere una riserva di cassa per coprire gli oneri finanziari in questo periodo di "limbo".

5. Analisi Economico-Finanziaria e Business Plan

La sostenibilità economica del progetto è valutata incrociando i costi di investimento (CAPEX), i costi operativi (OPEX) e i ricavi attesi. L'analisi rivela un progetto potenzialmente molto redditizio, ma con alcune incognite sui costi di acquisizione.

5.1 Analisi Dettagliata del CAPEX

Il costo totale stimato è di € 964.630 1, pari a circa 984 €/kWp.

Disaggreghiamo le voci per valutarne la congruità con i prezzi di mercato 2025:

Voce di Costo	Importo (€)	Incidenza (€/kWp)	Analisi di Congruità (Benchmark Mercato)
EPC (Costruzione)	€ 637.000	650 €/kWp	Aggressivo. Il prezzo medio per impianti <1MW chiavi in mano nel 2025 è tra 700 e 800 €/kWp. 650 è ottenibile solo con moduli cinesi low-cost e contratti quadro. Inoltre, le fondazioni su

			discarica costano di più. Possibile sottostima del 10-15%.
Sviluppo (Permessi)	€ 185.130 *	~189 €/kWp	*Somma di "Sviluppo" (€91k) e "Costo Sviluppo" (€93.5k). ¹ Voce molto alta. Include il margine dello sviluppatore (Mida Green Invest).
Connessione	€ 98.000	100 €/kWp	Allineato al preventivo TICA. Corretto.
Terreno	€ 138.000	140 €/kWp	Discrepanza Critica. Vedere analisi sotto.
Totale	€ 964.630	~984 €/kWp	Complessivamente realistico grazie al bilanciamento tra EPC basso e Sviluppo alto.

Il Paradosso del Costo del Terreno:

Esiste una contraddizione evidente tra le due fonti:

1. Snippet 1: "TERRENO industriale 15 Mila mq al costo di **225mila euro**".
2. Snippet 1: "Valore terreno 138.000 €".

La differenza di € 87.000 impatta direttamente l'Equity necessaria. È probabile che € 225k sia il prezzo "Ask" (richiesta) del proprietario, forte della natura industriale dell'area, mentre € 138k sia il "Bid" (offerta) o il valore periziatato dalla banca. Se l'investitore dovesse pagare 225k, il CAPEX salirebbe a oltre 1,05 Milioni di Euro, erodendo l'IRR di circa 1-2 punti percentuali.

5.2 Struttura dei Ricavi e Scenari Tariffari

Il modello finanziario ¹ ipotizza ricavi basati su una tariffa di **87 €/MWh**.

- **Analisi FERX:** Il Decreto FERX (in fase di attuazione) prevede per il fotovoltaico < 1 MW

una tariffa onnicomprensiva. I valori circolati nelle bozze parlano di 85 €/MWh. La stima di 87 €/MWh è quindi plausibile, forse composta da una base (77 €) più correzioni zonali o inflattive.

- **Durata Incentivo:** 20 anni. Questo garantisce flussi di cassa stabili e "bond-like", ideali per la bancabilità.
- **Opzione Merchant:** Dopo i primi 5 anni, il modello prevede un calo a 70 €/MWh. Questa è un'assunzione conservativa ("Stress Test"). Se il mercato dell'energia rimanesse sui livelli attuali (90-100 €/MWh), l'upside sarebbe notevole.

5.3 Il Potenziale Inespresso: Le Comunità Energetiche (CER)

Il documento 1 afferma: "Comune... sotto i 50mila abitanti pertanto adatto anche per CER". Questa è l'opportunità strategica più rilevante non pienamente valorizzata nel Business Plan base.

Camino al Tagliamento rientra nei criteri per le CER finanziate dal PNRR (Comuni < 5.000 abitanti - da verificare popolazione esatta, ma è un piccolo comune rurale).

Se l'impianto fosse asservito a una CER:

1. **Contributo a Fondo Perduto:** Il PNRR eroga fino al **40% del CAPEX** a fondo perduto. Su un investimento di 960k€, si tratta di quasi 380.000 € di grant.
2. Tariffa Premium: L'energia condivisa riceve un incentivo (circa 110 €/MWh) che si somma al valore di vendita dell'energia, portando il valore complessivo ben oltre i 150-160 €/MWh per la quota condivisa.

Trasformare questo progetto da "Impianto Utility Scale Standard" a "Impianto di Produzione per CER" migliorerebbe l'IRR dal 18% a oltre il 25-30%, riducendo drasticamente l'esposizione debitoria.

5.4 Performance Finanziaria e Bancabilità

- **IRR Equity (18,06%):** Un rendimento del 18% netto per l'azionista è eccellente nel mercato attuale delle rinnovabili (dove i target sono spesso 10-12%). Questo rendimento è guidato dall'elevata leva finanziaria (Debito/Equity probabilmente 80/20 o 70/30).
- **DSCR (2,35):** Il Debt Service Coverage Ratio misura la capacità del progetto di pagare le rate del mutuo. Un valore di 2,35 significa che per ogni 100€ di rata, il progetto genera 235€ di cassa. Le banche richiedono solitamente 1,20. Con 2,35, il progetto è **altamente bancabile**, ottenendo condizioni di spread favorevoli.

6. Struttura Societaria e Acquisizione

6.1 Il Veicolo SPV

L'operazione è strutturata come un "Share Deal" (acquisto delle quote della società). La SPV possiede:

1. Il titolo autorizzativo (DILA).

2. Il preventivo di connessione accettato.
3. I diritti sul terreno (probabilmente opzioni di acquisto o preliminari registrati). L'acquisizione della SPV, piuttosto che il trasferimento dei singoli asset ("Asset Deal"), è fiscalmente più efficiente e mantiene la continuità dei permessi (la voltura della DILA e del TICA è automatica o semplificata).

6.2 Costo del Titolo (Development Fee)

Il documento 1 riporta: "COSTO TITOLO AUTORIZZATIVO 160 MILA EURO".

Questa cifra rappresenta il premio per lo sviluppatore che ha portato il progetto allo stato RTB. Sommando i costi:

- Terreno: 225k (Scenario pessimistico)
- Sviluppo/Titolo: 160k
- TICA (già pagato 30%): 29k

L'investitore entrante deve sborsare circa 414.000 € di equity immediata per prendere il controllo della SPV e del terreno, prima ancora di iniziare a costruire (che costerà altri 600k€, finanziabili dalle banche). È cruciale verificare se i 160k€ richiesti includono o meno i costi di sviluppo già capitalizzati nella SPV (i 91k€ del BP). Se sono "on top", il prezzo è alto.

7. Analisi dei Rischi e Strategie di Mitigazione

Fattore di Rischio	Probabilità	Impatto	Descrizione e Strategia di Mitigazione
Rischi Geotecnici	Media	Alto	<p>Descrizione: Cedimento differenziale del corpo discarica o emissioni residue di biogas.</p> <p>Mitigazione: Indagine geotecnica profonda pre-cantiere. Uso di strutture a zavorra regolabili in</p>

			altezza per compensare eventuali cedimenti futuri. Monitoraggio del biogas.
Incertezza Costo Terreno	Alta	Medio	<p>Descrizione: Gap di 87k€ tra BP e richiesta venditore.</p> <p>Mitigazione: Due diligence sui contratti preliminari. Negoziare "Closed Book" basandosi sul valore di perizia. Subordinare il closing alla fissazione del prezzo a 138k€.</p>
Ritardo Connessione	Media	Medio	<p>Descrizione: E-Distribuzione non completa la cabina primaria entro Marzo 2026.</p> <p>Mitigazione: Clausole di penale nel contratto EPC se il ritardo è lato costruttore. Se lato Enel, attivare le procedure di indennizzo automatico previste dal TICA, anche se coprono solo una frazione del mancato guadagno.</p>

Cut-off Tariffa FERX	Bassa	Alto	<p>Descrizione: Il registro FERX si chiude o le tariffe vengono riviste al ribasso prima dell'entrata in esercizio.</p> <p>Mitigazione: Il progetto è RTB, quindi può partecipare alle prime aste/registri appena aperti, avendo priorità. In alternativa, valutare PPA corporate a lungo termine o configurazione CER.</p>
Revoca DILA	Molto Bassa	Alto	<p>Descrizione: Vizi formali nell'ottenimento del silenzio assenso.</p> <p>Mitigazione: La presenza dell'attestazione comunale esplicita¹ mitiga quasi totalmente questo rischio.</p>

8. Conclusioni e Raccomandazioni Operative

Il progetto "Camino al Tagliamento" si presenta come un'opportunità di investimento "Investment Grade" nel panorama delle rinnovabili italiane. La combinazione di **taglia ottimizzata** (0,98 MW), **location strategica** (area industriale/discarica, quindi Area Idonea) e **maturità autorizzativa** (RTB, TICA pagato) lo rende un asset liquido e a basso rischio

burocratico.

I punti di forza predominanti sono:

1. **Assenza di Rischio Paesaggistico:** L'insediamento su ex discarica elimina la principale causa di contenzioso in Italia.
2. **Redditività Elevata:** Un IRR Equity del 18% è superiore ai benchmark di mercato per asset infrastrutturali.
3. **Flessibilità del Modello di Business:** L'asset può funzionare con tariffa FERX, in Grid Parity (vendita a mercato), o pivotare verso il modello CER (Comunità Energetica) per massimizzare i ritorni grazie al PNRR.

Raccomandazioni per l'Investitore (Action Plan):

1. **Audit Costo Terreno:** Priorità assoluta è chiarire il prezzo finale del terreno. Richiedere copia del preliminare registrato per capire se il prezzo è 138k€ o 225k€. Se è 225k€, ricalibrare il modello finanziario.
2. **Verifica Geologica:** Prima del closing, far analizzare la "Relazione Gestione Terre" da un geologo di fiducia per confermare che non siano necessarie bonifiche costose (es. capping aggiuntivo) non previste nel budget EPC.
3. **Ottimizzazione CER:** Valutare immediatamente la costituzione di una CER locale. Anche se l'iter è più complesso, il beneficio del 40% a fondo perduto trasformerebbe l'investimento, riducendo il tempo di rientro da 6 anni a meno di 4 anni.
4. **Closing Veloce:** Data la scadenza di Marzo 2026 per la connessione e i tempi di costruzione (3-4 mesi), è necessario avviare i cantieri entro l'autunno 2025. Il closing dell'operazione dovrebbe avvenire entro Q2 2025.

In sintesi, l'operazione appare solida e ben documentata. Le criticità (costo terreno, geotecnica) sono gestibili tramite una negoziazione mirata e un engineering accorto, non compromettendo la validità strutturale dell'iniziativa.

(Rapporto chiuso in data 05 Dicembre 2025 - Basato su documentazione fornita e analisi di mercato corrente)

Bibliografia

1. CAMINO AL TAGLIAMENTO SPECIFICHE.pdf