

Eni e Venture Global LNG: analisi dell'esposizione a un SPA ventennale ad alto rischio

Il 16 luglio 2025 Eni ha firmato con Venture Global LNG (NYSE: VG) un contratto di acquisto e vendita (SPA) ventennale per 2 milioni di tonnellate annue (MTPA) di GNL dal progetto CP2 LNG, in costruzione in Louisiana.[1] Le prime consegne a Eni sono previste entro il 2030.[2] CP2 ha raggiunto la Final Investment Decision nel luglio 2025 con un project financing di \$15,1 miliardi.[3]

Questo dossier analizza i profili di rischio materiale dell'operazione – finanziario, operativo, climatico, ambientale e regolatorio – sulla base di fonti pubbliche verificate, con l'obiettivo di fornire agli investitori, alle agenzie ESG e ai partner di ricerca gli strumenti per valutare l'esposizione di Eni a una controparte con un track record contrattuale e ambientale problematico.

DATI CHIAVE DELL'OPERAZIONE

| | | |
|-------------------------------------|-------------------------|--|
| Firma SPA | 16 luglio 2025 | <i>Primo accordo LNG a lungo termine Eni con fornitore USA</i> |
| Volumi | 2 MTPA × 20 anni | <i>Da CP2 Phase 1, Cameron Parish, Louisiana</i> |
| Prime consegne a Eni | Entro il 2030 | <i>Fonte: comunicato stampa Eni, 16 luglio 2025</i> |
| Scadenza contratto | ~2050 | <i>Anno del target Net Zero Eni Scope 1+2+3</i> |
| Debito totale VG (dic. 2024) | ~\$29 miliardi | <i>EBITDA adj. ~\$2,1 mld – rapporto debito/EBITDA ~14x</i> |
| Costo impianto CP2 | ~\$28 miliardi | <i>Project financing Phase 1: \$15,1 mld (luglio 2025)</i> |

1. Il profilo di rischio di Venture Global

1.1 Controversie contrattuali e rischio di performance: il caso Calcasieu Pass

Venture Global è uno dei principali esportatori di GNL degli Stati Uniti. Il suo primo impianto, Calcasieu Pass (operativo dal gennaio 2022), è al centro di una controversia contrattuale senza precedenti nel settore. La società ha prolungato la fase di 'commissioning' per oltre 19 mesi,[7] vendendo i carichi GNL sul mercato spot a prezzi di picco invece di consegnarli ai clienti contrattuali, sostenendo di non essere ancora obbligata alle consegne. I clienti che hanno avviato arbitrati — tra cui BP, Shell e Repsol — secondo fonti di stampa hanno avanzato pretese iniziali per un valore iniziale di circa 7 miliardi di dollari; successivamente il perimetro si è ridotto/evoluto.[8]

- BP ha ottenuto una decisione arbitrale favorevole sulla responsabilità e chiede oltre \$1 miliardo di danni, con quantificazione ancora da definire/contestata (ottobre 2025); il CEO di Venture Global ha dichiarato che i procedimenti residui dureranno ancora «uno o più anni».[9]
- TotalEnergies ha pubblicamente rifiutato accordi con Venture Global: il CEO Pouyanné a Reuters nel febbraio 2025: «I don't want to deal with these guys, because of what they are doing».[10]
- La condotta si fonda su un'interpretazione controversa della 'start date' contrattuale, che ha prodotto esiti difformi nelle diverse sedi arbitrali, generando incertezza giuridica per tutti i futuri clienti di Venture Global.[11]
- CP2 utilizza lo stesso modello costruttivo modulare sviluppato da Venture Global per Calcasieu Pass: il rischio di replica della stessa condotta nella fase di avvio di CP2 è un elemento che gli investitori devono considerare.[12]

1.2 Instabilità finanziaria

Venture Global ha condotto la propria IPO nel gennaio 2025 a un prezzo già inferiore del 40% rispetto alle aspettative iniziali; da allora il titolo ha perso oltre il 50% del valore di quotazione.[14] Il rapporto debito/EBITDA adjusted al momento della firma del SPA era di circa 14x (dati FY2024: debito totale ~\$29 miliardi, EBITDA adj. ~\$2,1 miliardi).[13] La sostenibilità finanziaria di Venture Global per l'intera durata di un contratto ventennale dipenderebbe in misura significativa dalla tenuta della domanda e dei prezzi GNL, entrambi sotto pressione strutturale secondo le principali proiezioni di settore.

- Secondo analisi di Goldman Sachs richiamate nel report RAN (marzo 2026), le esportazioni USA di GNL potrebbero diventare «antieconomiche» già nel 2028/29.[15]
- BloombergNEF prevede offerta GNL superiore alla domanda tra il 2027 e il 2030; IEEFA proietta un calo del 20% delle importazioni europee di GNL entro il 2030.[16]
- I costi fissi di un impianto da circa \$28 miliardi[6] renderebbero Venture Global strutturalmente vulnerabile in uno scenario di prezzi GNL strutturalmente depressi.

1.3 Storia di compliance ambientale

L'impianto Calcasieu Pass ha accumulato oltre 2.000 deviazioni dai limiti del proprio permesso atmosferico nel solo primo anno di operazione, secondo il semi-annual monitoring report depositato da Venture Global stessa all'LDEQ nel marzo 2023.[17] Come risposta, Venture Global ha chiesto all'LDEQ modifiche/aumenti dei limiti autorizzativi. L'ordine di compliance emesso dall'LDEQ nel giugno 2023 non risultava risolto almeno fino al maggio 2025.[18] Il 9 maggio 2025 l'LDEQ ha emesso un secondo ordine di compliance che documenta oltre 130 violazioni aggiuntive relative agli anni 2023 e 2024.[19]

- Le violazioni comprendono emissioni in eccesso di biossido di azoto, particolato, monossido di carbonio e composti organici volatili, protratte in alcuni casi per mesi.
- Venture Global ha ammesso nel proprio monitoring report di aver operato in violazione del proprio permesso per 286 dei primi 343 giorni di attività.

2. I rischi specifici per Eni

- **Rischio di controparte e contrattuale.**

Eni ha firmato un SPA ventennale con una controparte che ha già dimostrato, con il precedente impianto, la disponibilità a interpretare i contratti in modo favorevole alla vendita spot a scapito dei clienti a lungo termine.

- **Rischio climatico e stranded asset.**

Le consegne di GNL da CP2 a Eni si estendono fino a circa il 2050 — l'anno stesso del target Net Zero di Eni su tutte le emissioni Scope 1+2+3. [25] Lo scenario IEA Net Zero Emissions by 2050 (aggiornamento 2023) indica che la domanda di GNL può essere soddisfatta dagli impianti di liquefazione già in operazione, senza necessità di nuovi terminal di esportazione. [24] CP2, la cui FID è stata adottata nel luglio 2025, è un progetto non compatibile con questo scenario.

- o Il feed gas destinato a CP2 proverrebbe prevalentemente dal bacino Haynesville (shale gas): secondo studi consolidati in letteratura scientifica, le emissioni fuggitive di metano upstream associate all'estrazione da shale gas sono significativamente più elevate rispetto all'estrazione convenzionale, con implicazioni dirette sull'intensità carbonica del GNL su base di ciclo di vita.

- o Diverse analisi di settore indicano la possibilità di nuova capacità GNL superiore alla crescita della domanda nella seconda metà del decennio, mentre la domanda europea potrebbe rallentare. In tale scenario, prezzi e margini del GNL potrebbero subire pressioni al ribasso. [16]

- o In uno scenario di prezzi GNL depressi, Eni potrebbe trovarsi esposta a obblighi take-or-pay su volumi non competitivi rispetto ai prezzi di mercato spot.

- **Rischio ambientale e reputazionale.**

CP2 è in corso di costruzione con lo stesso modello costruttivo di Calcasieu Pass, nella stessa area di Cameron Parish, Louisiana. L'area ha una percentuale di residenti a basso reddito superiore al 93% delle aree del paese (EPA EJScreen), con tassi di patologie respiratorie e cardiovascolari superiori alla media nazionale. [26]

- **Rischio regolatorio.**

Al momento della firma del SPA (16 luglio 2025), CP2 era già soggetto a un ricorso pendente avanti alla Corte d'Appello del Distretto di Columbia (No. 24-1291), depositato il 4 settembre 2024 da una coalizione di pescatori, residenti e organizzazioni della società civile. [20] Un secondo ricorso (No. 25-1157) è stato depositato il 21 luglio 2025, cinque giorni dopo la firma del SPA. [21] Nell'agosto 2025 tre organizzazioni ambientaliste hanno presentato un ulteriore ricorso al Quinto Circuito per l'annullamento del permesso Clean Air Act di CP2. [22] La traiettoria autorizzativa ha già subito una sospensione precauzionale da parte di FERC nel novembre 2024. [23]

- **Rischio fisico climatico.**

Cameron Parish è tra le aree più esposte ai rischi fisici climatici acuti negli USA. Nel 2020 l'uragano Laura ha messo offline circa 12 MTPA di capacità GNL per diverse settimane; nel 2024 l'uragano Beryl ha fermato Freeport LNG per tre settimane. [27] A questi rischi si sovrappone la subsidenza strutturale del suolo della costa della Louisiana, che amplifica il rischio di inondazione indipendentemente dall'innalzamento del livello del mare.

3. Questioni aperte per investitori, agenzie, analisti

In occasione della Assemblea degli Azionisti di Eni che si terrà il 6 Maggio 2026, ReCommon ha presentato una serie di domande pre-assembleari sulla questione oggetto del report, a cui Eni ha fornito risposta scritta. [28] Ecco i punti principali che restano scoperti (si vedano risposte da pag. 41 a pag. 46):

1. Nessuna trasparenza sulle misure di mitigazione del rischio di controparte

Eni ripete in diverse risposte che i rischi “sono stati valutati e gestiti contrattualmente” senza mai descrivere una sola misura concreta. Non sappiamo se esistono lettere di credito, garanzie finanziarie, clausole MAC o meccanismi di step-in. Per un contratto ventennale con una controparte con un rapporto debito/EBITDA molto elevato, come sopra descritto, questa opacità è materialmente rilevante per gli investitori.

2. Nessuna quantificazione sull’impatto climatico e Scope 3

Le domande su clima, stranded asset, emissioni Scope 3 e impronta carbonica ricevono un’unica risposta collettiva generica. Eni non ha specificato il dettaglio sulle emissioni Scope 3 aggiuntive generate dall’accordo, né ha spiegato su quale base scientifica e modellistica il contratto è coerente con il Net Zero al 2050.

3. Mancanza della due diligence su Calcasieu Pass

Eni afferma testualmente che “il terminale di riferimento dello SPA è CP2 e non Calcasieu Pass”, facendo desumere quindi di non aver valutato la storia di compliance del diretto precedente industriale, costruito dallo stesso operatore con la stessa tecnologia nello stesso sito geografico.

4. Delega impropria a FERC per le domande ambientali e sulle comunità

Le domande su impatti comunitari, rischio reputazionale e ricorsi giudiziari vengono tutte deflesse con la stessa formula: “Eni ha considerato le analisi effettuate da FERC”. FERC è un’autorità regolatoria americana che valuta la fattibilità tecnica degli impianti e che può condurre analisi di impatto ambientale e sociale sui territori, ma non uno strumento di human rights due diligence né di valutazione ESG. Eni non ha chiarito se abbia effettuato una valutazione indipendente e in linea con la propria Policy ECG.

5. Commissioning e mancata consegna: clausole esistono ma sono opache

Eni ha usato la stessa formula per rispondere a domande distinte sul commissioning e sulla mancata consegna: “il contratto regola situazioni di potenziale ritardo e di non conclusione della costruzione del terminale; possibili scenari sono stati analizzati e gestiti attraverso specifiche clausole contrattuali”. Non descrive le clausole, non quantifica l’impatto finanziario di ritardi di uno o più anni, e non risponde alle conseguenze contrattuali in caso di mancata consegna durante il commissioning, esattamente il meccanismo che ha generato circa 7 miliardi di dollari di pretese arbitrali iniziali con Calcasieu Pass.

Note

1. Comunicato stampa Eni, 16 luglio 2025: “Eni announces 20-year sales and purchase agreement with Venture Global”, eni.com.
2. Comunicato stampa Eni, 16 luglio 2025, cit.; confermato da Rigzone, 17 luglio 2025.
3. Venture Global, comunicato stampa FID CP2 Phase 1, 28 luglio 2025, investors.ventureglobal.com.
4. Piano strategico Eni al 2050, eni.com; Piano Strategico 2025-2028, febbraio 2025.
5. Venture Global, FY2024 Annual Results, comunicato stampa e 8-K depositato alla SEC, 6 marzo 2025.
6. S&P Global Commodity Insights, “Venture Global’s CP2 LNG project in Louisiana gets final approval from US FERC”, 23 maggio 2025.
7. Louisiana Illuminator, 4 ottobre 2023. Il commissioning di Calcasieu Pass ha raggiunto la fase commerciale solo nel primo trimestre 2025, oltre tre anni dopo l’avvio delle operazioni nel gennaio 2022.
8. Insurance Journal, 22 novembre 2024. Il valore delle pretese si è ridotto a seguito di alcune definizioni; BP ha ottenuto un lodo favorevole per oltre \$1 miliardo nell’ottobre 2025 (Energy Now/Reuters, novembre 2025).
9. Bloomberg, 10 novembre 2025: “Venture Global Faces Years of LNG Contract Arbitration, CEO Says”.
10. Reuters, 5 febbraio 2025: “Total CEO says company rejected Venture Global as LNG supplier over lack of trust”. Citazione originale: “I don’t want to deal with these guys, because of what they are doing. I don’t want to be in the middle of a dispute with my friends, with Shell and BP”.
11. La condotta si è fondata su un’interpretazione controversa della ‘start date’ contrattuale; gli esiti arbitrali sono stati difformi. Repsol ha perso la propria istanza nel gennaio 2026. Fonte: Energy Now/Reuters; Bracewell LLP, analysis of Shell v. Venture Global.
12. Venture Global, comunicato stampa FID CP2, luglio 2025; FERC Final EIS CP2 LNG, luglio 2023.
13. Venture Global FY2024 Annual Results, SEC 8-K, 6 marzo 2025: Consolidated Adjusted EBITDA FY2024 \$2,104 miliardi; debito totale (long-term debt) \$29,3 miliardi al 31 dicembre 2024.
14. Fast Company, gennaio 2025. Il prezzo IPO è stato fissato a \$25 per azione, inferiore al range inizialmente previsto di \$40-46.
15. RAN (Rainforest Action Network), “Doubling Down on Sinking Ground: The Financial Risks of US Gulf Coast LNG Export”, marzo 2026, che cita a sua volta analisi Goldman Sachs. La fonte Goldman Sachs non è accessibile come documento primario pubblico.
16. RAN, “Doubling Down on Sinking Ground”, marzo 2026, che cita BloombergNEF e IEEFA come fonti mediate.
17. Venture Global Semiannual Monitoring Report, depositato all’LDEQ il 30 marzo 2023, accessibile tramite LDEQ Electronic Document Management System (EDMS).
18. LDEQ, Compliance Order a Venture Global Calcasieu Pass, 29 giugno 2023. Stato di non risoluzione al maggio 2025: Sierra Club press release, 9 maggio 2025, cita John Allaire: “Venture Global has not resolved the June 29, 2023 compliance order”.
19. Sierra Club press release, 9 maggio 2025: “FERC Recommends Venture Global’s CP2 LNG Approval in SEIS”, citando dichiarazione di John Allaire del 9 maggio 2025.
20. Justia Dockets, Case No. 24-1291, U.S. Court of Appeals D.C. Circuit, filed September 4, 2024; NRDC/SELC press release, settembre 2024.
21. PacerMonitor, Case No. 25-1157, U.S. Court of Appeals D.C. Circuit, filed July 21, 2025.
22. Sierra Club/Environmental Integrity Project press release, 21 agosto 2025: “Environmental Groups File Federal Lawsuit Against CP2 LNG Export Facility’s Clean Air Act Permit”.
23. FERC Order, 27 novembre 2024 (Venture Global CP2 LNG, LLC, 189 FERC ¶ 61,148); analisi: Akin Gump, “FERC Mandates New Supplemental Environmental Impact Statement”, dicembre 2024.
24. IEA, The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions, 2023: “in the NZE Scenario, demand for LNG can be met in aggregate by plants already in operation”.
25. Piano strategico Eni 2025-2028, febbraio 2025; target confermati su eni.com/sostenibilita/decarbonizzazione.
26. Sierra Club/Environmental Integrity Project press release, 21 agosto 2025, cit. (fonte: EPA EJScreen). Dati su patologie: FERC Final EIS CP2 LNG, luglio 2023; Environmental Integrity Project.
27. RAN, “Doubling Down on Sinking Ground”, marzo 2026; dati relativi agli uragani Laura (2020) e Beryl (2024).
28. Le domande pre- assembleari poste ad Eni in previsione dell’Assemblea del 6 maggio 2026 e relative risposte da parte della società sono disponibili al link: <https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/ita/governance/assemblea/2026/qa-assemblea-2026.pdf>