



La "nuova Eni". La strategia del gruppo ENI fino al 2050.

Analisi delle principali criticità in vista dell'Assemblea degli Azionisti del 13 maggio 2020

In collaborazione con in collaborazione con Merian Research, Berlino

Principali conclusioni

RIGUARDO AL PIANO STRATEGICO AL 2050

- Il piano strategico di Eni al 2050 presenta obiettivi di carattere ambientale molto ambiziosi, come la riduzione delle emissioni di gas serra (GHG) Scope 1, 2 e 3 dell'80% in termini assoluti e del 55% in termini di "net carbon intensity" entro il 2050. Il benchmark per tali obiettivi è l'IEA (International Energy Agency) - SDS (Sustainable Development Scenario), che Eni dice di voler anticipare con il suo piano;
- la riduzione sarà ottenuta combinando almeno 5 diverse strategie: 1) aumento della quota di gas in una produzione di upstream in diminuzione (dopo il 2025) e ulteriore diminuzione del gas flaring; 2) focalizzazione sul gas di propria produzione, sul bio-metano e sulle rinnovabili (con una capacità installata superiore a 55 GW al 2050); 3) conversione delle raffinerie europee in bio-raffinerie; 4) conservazione delle foreste; 5) CCS;
- Eni non fornisce dati sull'importanza relativa che ognuna di queste cinque strategie avrà nella riduzione delle emissioni. Non sono forniti inoltre dati sulla quantità di emissioni totali che si dovranno abbattere nei vari orizzonti temporali;
- la società non fornisce previsioni chiare perché il piano di sviluppo strategico "ha una grande flessibilità per adattarsi ai cambiamenti dei mercati" nei prossimi trent'anni;
- se questo può avere senso in una prospettiva di così lungo periodo, sarebbe però opportuno che Eni fornisse agli investitori almeno 3-4 scenari di sviluppo diversi, basati su un diverso andamento atteso dei mercati;
- Eni sottolinea che, entro il 2030, arriverà ad azzerare le emissioni nette Scope 1 e 2 (upstream);

- tale obiettivo sarebbe raggiunto attraverso una serie di strategie (efficienza, riduzione del gas flaring e delle emissioni di metano, CCS, progetti di conservazione forestale. Non si spiega però quanto conti ciascuna di queste strategie ai fini del raggiungimento dell'obiettivo finale;

- per quanto riguarda il gas flaring e le emissioni fuggitive, Eni dice di aver già raggiunto, "con 6 anni di anticipo, l'obiettivo di ridurre le emissioni di metano (nei suoi giacimenti) dell'80%" e sarebbe "sulla buona strada per raggiungere l'azzeramento del gas flaring di processo entro il 2025". Non spiega però quanto manchi ancora all'azzeramento né come si intendano superare, da qui al 2025, i problemi che ancora ci sarebbero in Libia e Nigeria;

- il "peccato originale" del piano strategico è la corsa all'aumento della produzione di idrocarburi (petrolio e gas) per i prossimi sei anni (2020 - 2025), con una crescita media annua del 3,5% all'anno e una crescita in termini assoluti del 23% fino al 2025;

- l'aumento della produzione sarà seguito, dopo il 2025, con il raggiungimento del "plateau", da una graduale diminuzione della produzione, dalla progressiva sostituzione del petrolio con il gas e l'orientamento di parte degli investimenti verso altri business (rinnovabili, distribuzione di energia nel mercato retail, bio-raffinerie, ecc.);

- a fronte di un'emergenza climatica già oggi gravissima, il gruppo ENI decide di rimandare l'adozione di misure di drastica riduzione delle emissioni di gas serra di sei anni, continuando con il "business as usual" fino al 2025 (e quindi quasi per altri due mandati del Consiglio di Amministrazione);

- in generale sono forniti solo obiettivi di riduzione delle emissioni GHG di lungo e lunghissimo periodo (2035 e 2050). Eni non ha reso noti obiettivi di riduzione delle emissioni nel breve-medio periodo e non è possibile sapere se e come le emissioni aumenteranno dal 2020 al 2025 (ma è ragionevole supporre che aumenteranno, visto l'aumento sostenuto della produzione in assenza di strategie di compensazione (le cinque strategie elencate in precedenza inizieranno a dispiegare i loro effetti dopo il 2025);

- non è chiaro di quanto declinerà la produzione di idrocarburi di Eni dal 2025 in poi. Nella conference call si ipotizza che, fino al 2035, Eni rimanga una compagnia al 50% fossile (e al 50% green). Non si tratta però di un obiettivo: i dati potrebbero cambiare in virtù della flessibilità del piano;

- nell'evoluzione del comparto "upstream" viene data molta enfasi alla riduzione del petrolio a favore del gas, il cui presunto maggiore contributo alla riduzione delle emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 rispetto al petrolio (e allo stesso carbone) è discutibile (e messo in discussione da numerosi studi), in particolare a causa delle emissioni fuggitive di metano (fugitive methane emissions);

- sono forniti obiettivi di assorbimento della CO2 tramite progetti di conservazione forestale (REDD+) al 2025, 2030 e 2050. Tuttavia, non sono forniti dettagli su alcun progetto di conservazione e non si spiega a che punto siano le "collaborazioni" con i governi citati;
- dopo una serie di dichiarazioni contraddittorie (sulle modalità, sui Paesi interessati e sull'ampiezza dei progetti) è ora che Eni faccia chiarezza sui progetti REDD+;
- sui progetti CCS ci sono alcuni riferimenti in più nella conference call con gli analisti del 28 febbraio, in quanto si dovrebbero produrre delle sinergie tra la produzione di gas e la cattura e stoccaggio di carbonio;
- è fornito un obiettivo al 2050 sull'assorbimento di CO2 tramite CCS. Non sono forniti dettagli sui progetti che si starebbe cercando di avviare. Il primo dovrebbe partire a Ravenna ma potrebbe essere autorizzato al più presto nel 2025;
- ci sarebbero altre iniziative in corso negli Emirati Arabi Uniti e in UK, per le quali però non sono forniti dettagli. Non è chiaro quanto Eni investirà nel CCS in termini di CapEx per tutti i progetti;
- ci sono dubbi sul CCS come tecnologia valida ed efficiente (in termini di costi) nella lotta ai cambiamenti climatici. Si tratterebbe inoltre di una tecnologia ancora immatura, in particolare per quanto riguarda impianti di grossa taglia;

SUL PIANO D'AZIONE 2020-2023 E RINNOVABILI

- Il piano d'azione 2020-2023 prevede investimenti totali nella produzione di idrocarburi per 24 miliardi di euro a fronte di 4 miliardi di euro in "investimenti verdi", di cui 2,6 miliardi di euro in energie rinnovabili (mentre non è noto come saranno investiti i rimanenti 1,4 miliardi di euro);
- nel periodo considerato aumenterà anche l'importanza del settore retail ("Eni Gas e Luce), che dovrebbe generare il 20% dell'EBITDA di gruppo al 2023 e la "bio-raffinazione", con l'azzeramento della produzione da olio di palma (oggi superiore all'80%);
- non è chiaro come Eni intenda uscire dall'olio di palma. Tra le alternative viene citato il POME (effluenti da oleifici da palma), che avrebbe impatti altrettanto negativi sull'ambiente dell'olio di palma;
- entro il 2023 saranno prodotti 3 GW di energia da fonti rinnovabili (nel 2019 si è arrivati a un totale di 167 MW), di cui 80% nel solare e 20% nell'eolico. Sono stati fissati anche obiettivi intermedi e oltre il periodo considerato (5 GW nel 2025). Non sono forniti sufficienti dettagli sui progetti;

- Non sono forniti dettagli (o comunque cifre indicative) sul capex destinato alle rinnovabili oltre il 2023;

- la produzione di energia da fonti rinnovabili dovrà essere sempre più integrata nella vendita di energia nel settore retail (Eni Gas e Luce), che dovrebbe passare dagli attuali 9 milioni di clienti ai 20 milioni del 2050;

- non è chiaro come Eni intenda mantenere l'attuale IRR (tasso di rendimento interno), pari mediamente al 25%, al 2050, visto che il focus sulle rinnovabili e le bio-raffinerie, che hanno attualmente un IRR massimo del 15%, diminuirà sensibilmente la redditività delle attività del gruppo;

- non è chiaro come Eni intenda valutare l'impatto dei possibili costi della CO2. Da una parte, infatti, ridurrebbero l'IRR di appena lo 0.7%, dall'altro si dice che i crediti di CO2 "potrebbero costare decisamente molto di più", rendendo quindi relativamente meno redditizia la produzione di idrocarburi (e quindi il suo IRR in futuro);

L'IMPATTO DELL'EMERGENZA SANITARIA COVID-19

- Eni ha ridotto i capex per circa 2,3 miliardi di euro nel 2020, pari al 30% del budget originario e ha programmato la riduzione di ulteriori 2,5-3 miliardi di euro nel 2021, pari al 30%-35% di quanto previsto per lo stesso anno a piano;

- la manovra capex è concentrata quasi interamente sull'upstream. Non è chiaro se una parte della riduzione riguarderà anche gli investimenti nelle fonti rinnovabili o, in generale, nei business verdi;

- Eni ha abbassato le previsioni per il prezzo del Brent con una riduzione a 45 e a 55 \$/barile per il 2020 e per il 2021. Il prezzo attuale (30 aprile 2020) del Brent è pari a 26 \$;

LA NUOVA METODOLOGIA PER IL CALCOLO DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA

- Eni ha adottato una propria metodologia per misurare le sue emissioni Scope 1, Scope 2 e Scope 3, sulla base di tre indicatori: "Net Carbon Footprint" (Scope 1 e 2 meno carbon sink), "Net Absolute GHG Lifecycle Emissions" (Scope 1, 2, 3 al netto dei carbon sink), "Net Carbon Intensity" (rapporto tra Net Absolute GHG Lifecycle Emissions e contenuto energetico dei prodotti venduti);

- La nuova metodologia cambierà anche il modo in cui Eni renderà le sue emissioni: si passerà da una rendicontazione basata sui soli giacimenti operati da Eni ("operated approach") a una rendicontazione patrimoniale

("equity approach"), che include cioè anche le quote di partecipazioni di Eni in attività non gestite direttamente dalla società;

- Eni continuerà comunque a pubblicare dati anche sulla base delle metriche precedenti, per far sì che possano essere monitorati i target di decarbonizzazione precedentemente fissati e per essere in linea con i parametri del "GHG Protocol" (che renderebbe confrontabili i dati di ogni compagnia);

- le emissioni nette di gas serra, per l'intero ciclo di vita (quindi Scope 1, Scope 2 e Scope 3) lungo tutta la catena del valore erano pari a 537 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente nel 2018. Entro il 2050 dovranno essere abbattute dell'80%. Mentre la carbon intensity, pari a 72 gram CO₂ eq/MJ, dovrà essere ridotta del 55% al 2050;

- passando dall'approccio "operativo" (emissioni dei soli giacimenti gestiti da Eni; in realtà si tratta oggi di un approccio misto "operativo/patrimoniale") per gli Scope 1, 2, 3 ad un approccio "patrimoniale" puro, le emissioni totali di Eni al 2018 passano da 295 Mt (252 Mt Scope 3 + 43 Mt Scope 1 e 2) a 537 Mt;

- Sarebbe importante capire quanta parte di queste emissioni si intende ridurre cambiando il mix di produzione (rinnovabili, retail, bio-raffinerie, gas al posto del petrolio, ecc.) a monte, e quanta parte sarà invece compensata a valle (con i carbon sink);

- non è chiaro come si possano mettere in relazione i due obiettivi di riduzione delle emissioni di Eni (-80% emissioni GHG in assoluto entro il 2050 e -55% di "net carbon intensity" e quindi di emissioni divise per il contenuto energetico dei prodotti venduti);

- sarebbe quindi importante capire se i diversi obiettivi relativi alla riduzione delle emissioni nette Scope 1-2-3 (-80%) e della "net carbon intensity" (-55%) al 2050 si possano spiegare con una diminuzione attesa del volume dei prodotti offerti al 2050 (denominatore del rapporto "net carbon intensity").

La "nuova Eni".

Il 28 febbraio 2020, in una conference call con gli analisti finanziari, Eni ha presentato due diversi piani di sviluppo:

- il piano strategico di lungo termine al 2050;
- il piano d'azione 2020-2023 e gli investimenti sulle fonti di energia rinnovabili.

Entrambi i piani sono caratterizzati da una strategia che mira a unire obiettivi economico-finanziari a obiettivi ambientali.

In questa analisi si fornirà una sintesi di entrambi i piani, sulla base delle presentazioni del 28 febbraio e delle sessioni di domande e risposte con gli analisti che sono seguite e si cercheranno di individuare i principali elementi di criticità.

In particolare, sono state analizzate:

- la presentazione power point "The new ENI. Creating value through the energy transition"¹ (La nuova ENI. Creazione di valore attraverso la transizione energetica);
- la trascrizione della presentazione e della sessione di domande e risposte (alla presentazione, a cura del CEO Claudio Descalzi e del CFO Massimo Mondazzi, sono seguite le domande di 14 analisti e le risposte del CEO, del CFO, del responsabile Energy Solutions Luca Cosentini, del CEO di Versalis Daniele Ferrari, del Chief Refining & Marketing Officer Giuseppe Ricci e del Chief Upstream Officer Alessandro Puliti)² ;
- la presentazione power point "Focus on innovative technologies"³ (Focus sulle tecnologie innovative);
- la trascrizione della presentazione "Focus on innovative technologies" e della sessione di domande e risposte (alla presentazione, a cura di Francesca Ferrazza, SVP - Senior Vice-President - Decarbonisation and Environmental R&D, sono seguite le domande di otto analisti e le risposte della stessa Francesca Ferrazza, del Chief Refining & Marketing Officer Giuseppe (Pino) Ricci, del SVP Downstream R&D Alberto del Bianco, del SVP Investor Relations Peter Sahota e dell'EVP - Executive Vice-President - Research and Technological Innovation Giuseppe Tannoia⁴);
- la sintesi della nuova metodologia di Eni per il calcolo delle emissioni di gas serra del gruppo (la metodologia completa non sembra essere disponibile)⁵;
- la presentazione power point della nuova metodologia di Eni per il calcolo delle emissioni di gas serra⁶ ;

¹ <https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/2019-full-year-results-strategy.pdf>

² <https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/ita/Transcript-eni-strategy-presentation-28-feb-2020.pdf>

³ <https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/Eni-Strategy-Focus-Innovative-Technologies.pdf>

⁴ <https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/Transcript-ENI-Workshop1-technology.pdf>

⁵ <https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/GHG-Emissions-along-the-value-chain-of-Eni-energy-product.pdf>

- la trascrizione della presentazione sulla nuova metodologia Eni per il calcolo di emissioni di gas serra del gruppo e della sessione di domande e risposte (alla presentazione, a cura di Tommaso Baldarelli, Climate Disclosure & Risk Mitigation Manager, sono seguite le domande di sette analisti e le risposte dello stesso Tommaso Baldarelli, della SVP Scenari Posizionamento e Piano di Medio-Lungo Termine Ottavia Stella, della VP - Vice President - Environment, Climate Change Strategy and Positioning Rosanna Fusco, e del SVP Investor Relations Peter Sahota⁷.

Piano strategico di lungo termine al 2050. Dati di produzione.

Dal punto di vista economico-finanziario, il piano strategico di lungo termine al 2050 prevede:

- un aumento significativo della produzione di idrocarburi (petrolio e gas) per i prossimi sei anni (2020 - 2025) del 3,5% all'anno (CAGR, Compounded Annual Growth Rate⁸). Si passerà da una produzione di 1,87 migliaia di barili di petrolio equivalente⁹ al giorno (MBOED, Thousand barrels of oil equivalent per day) a

fine 2019 a circa 2,3 MBOED a fine 2025, con una crescita, in termini assoluti, del 23%;

- il raggiungimento di un "plateau" di produzione a fine 2025, seguito da un trend di decrescita "flessibile", che interesserà soprattutto la produzione di petrolio. Il mix di produzione passerà dal 52% di gas e 48% di petrolio di fine 2018¹⁰ al 60% di gas (e 40% di petrolio) nel 2030, fino all'85% di gas (e 15% di petrolio) nel 2050;

- lo sfruttamento dell'85% delle attuali riserve 3P di idrocarburi (provate + probabili + possibili) entro il 2035 (pari al 94% del valore attuale netto, NPV, delle stesse riserve).

⁶ <https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/Strategy-20-23-Sessione-Modello-GHG.pdf>

⁷ <https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/Transcript-ENI-Workshop2-methodology.pdf>

⁸ Il tasso annuo di crescita composto o CAGR, dall'acronimo anglosassone *Compounded Average Growth Rate*, rappresenta la crescita percentuale media di una grandezza in un lasso di tempo.

⁹ Il barile di petrolio equivalente è un'unità di misura dell'energia che corrisponde all'energia approssimativa rilasciata dalla combustione di un barile di petrolio greggio. È usato dalle società petrolifere e del gas nei loro resoconti finanziari per combinare le riserve e la produzione di petrolio e gas naturale in un'unica misura. Ad esempio, 1000 m³ di gas naturale equivalgono a circa 6 barili di greggio (Fonte: Wikipedia).

¹⁰ <https://www.eni.com/assets/documents/EniFor-2018-Decarbonization.pdf>

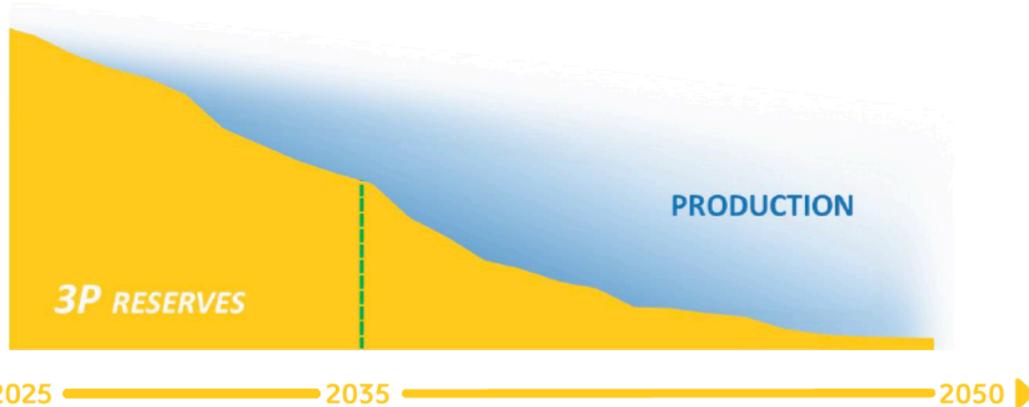
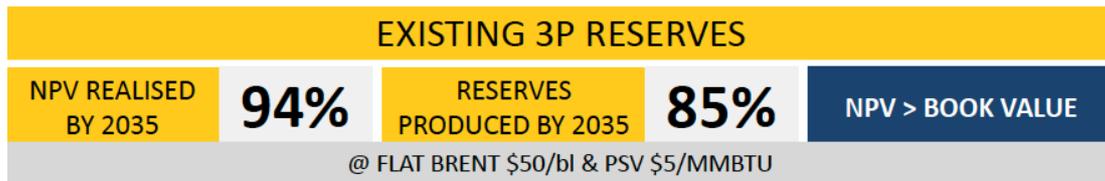


Grafico 1: la diminuzione della produzione e l'utilizzo delle riserve 3P dopo il raggiungimento del "plateau". Fonte: Eni, *Conference call con gli investitori*, 28 febbraio 2020.

Piano strategico di lungo termine al 2050. Dati ambientali.

Dal punto di vista ambientale, il piano strategico di lungo termine al 2050 prevede:

- la riduzione delle emissioni di gas serra (GHG, greenhouse gas emissions), Scope 1, 2 e 3 (quindi relative all'intero ciclo di vita degli idrocarburi), del 30% entro il 2035 e dell'80% entro il 2050. Il benchmark per tali obiettivi è l'IEA (International Energy Agency) - SDS (Sustainable Development Scenario), che Eni dice di voler anticipare con il suo piano. L'IEA-SDS prevede di portare a zero le emissioni nette di CO₂ al 2070, mentre Eni vuole ridurle dell'80% entro il 2050. Eni considera l'IEA-SDS come il suo "migliore punto di riferimenti per gli obiettivi dell'Accordo di Parigi";

- la riduzione della "Net-Carbon Intensity"¹¹ Scope 1, 2 e 3 del 15% entro il 2035 e del 55% entro il 2050;

- i target di produzione e investimento saranno aggiornati annualmente, in base a come si evolverà il mercato. Mentre i target di riduzione delle emissioni GHG (al 2035 e al 2050) sono fissi¹²

¹¹ Intesa come quantità di gas serra emessi in assoluto, nell'intero ciclo di vita degli idrocarburi, suddivisa per il contenuto energetico dei prodotti venduti.

¹² "Nelle seguenti slide, illustreremo le strategie e gli obiettivi chiave fino al 2035 e al 2050 in ogni attività. Questi obiettivi forniscono un'indicazione della traiettoria delle nostre attività. Aggiungeremo questi obiettivi ogni anno in base all'evoluzione del mercato. Tuttavia, gli obiettivi di riduzione dell'impronta di carbonio indicati oggi sono fissi." (Claudio Descalzi, Presentazione agli analisti finanziari, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>)

- Nel corso della conferenza con gli analisti Eni sottolinea che, entro il 2030, arriverà ad azzerare le emissioni nette Scope 1 e 2 (upstream), mentre nella presentazione power point lo stesso obiettivo è spostato al 2040. Non è chiaro il motivo di questi due diversi orizzonti temporali;

- La riduzione delle emissioni (in termini relativi ed assoluti) di CO2 nell'upstream (fino ad ottenere un azzeramento delle emissioni nette) si otterrebbe grazie a una serie di fattori concomitanti:

"Per quanto riguarda l'upstream, la riduzione in termini di intensità di emissioni di CO2 e della loro quantità totale, verrà certamente dall'efficienza, prima di tutto, delle operazioni. Quindi riduzione dei consumi totali per le nostre operazioni, abbassando al minimo il flaring e le emissioni di metano. E poi, certamente, avremo un componente di CCS per il sequestro della CO2, quindi i progetti di conservazione forestale"¹³.

"Un elemento molto importante, chiaramente, sono le emissioni di metano. E quest'anno abbiamo raggiunto con 6 anni di anticipo l'80% (di abbattimento) delle emissioni, che è uno degli elementi più importanti. Confermiamo la nostra riduzione del gas flaring entro il 2025. I due i Paesi in cui c'è ancora gas flaring, anche se si sta riducendo, sono la Nigeria e la Libia. E chiaramente, volevamo fare meglio (anche in questi Paesi). Questi sono due Paesi che al momento non sono facili, soprattutto l'accesso per la Libia, non è facile. Ma pensiamo che con il lavoro che stiamo facendo sull'offshore, siamo riusciti a raggiungere questi due obiettivi (riduzione delle emissioni di metano e del gas flaring).

E poi il CCS è un'altra componente importante e la compensazione con la conservazione delle foreste che al 2030 sarà di 20 milioni di tonnellate all'anno sarà l'ultimo passo per completare il nostro obiettivo di essere carbon-free per l'upstream¹⁴.

- Sempre per quanto riguarda il gas flaring e le emissioni fuggitive di metano, nel corso della conference call, Eni ha spiegato che nel 2019 Eni avrebbe già raggiunto, "con 6 anni di anticipo, l'obiettivo di ridurre le emissioni di metano (nei giacimenti Eni) dell'80%" e sarebbe "sulla buona strada per raggiungere l'azzeramento del gas flaring di processo entro il 2025".

¹³ Alessandro Puliti, *Presentazione agli analisti finanziari. Risposta all'analista di Kepler Chevreux Bertrand Hodee*, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

¹⁴ Claudio Descalzi, *Presentazione agli analisti finanziari. Risposta all'analista di Kepler Chevreux Bertrand Hodee*, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

TARGETS ON NET LIFECYCLE EMISSIONS

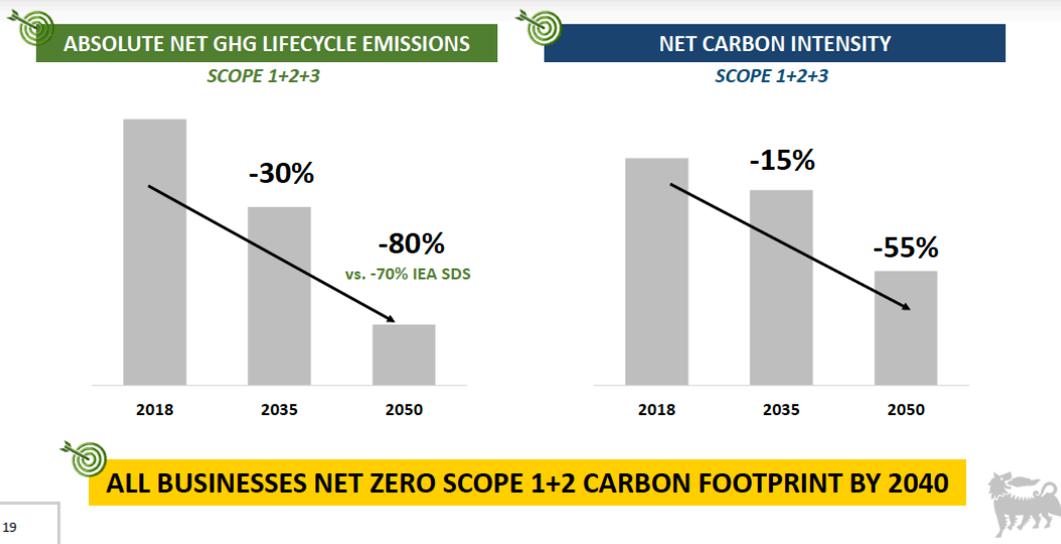


Grafico 2: target di riduzione delle emissioni di CO₂ di Eni in termini assoluti e relativi. Fonte: Eni, *Conference call con gli investitori*, 28 febbraio 2020.

Aspetti critici.

Gli obiettivi di produzione a breve e lungo termine, e i relativi obiettivi di decarbonizzazione, evidenziano alcune criticità:

- il piano trentennale di transizione energetica verso la "nuova ENI" parte con un incremento significativo della produzione di idrocarburi fino al 2025. Quindi, a fronte di un'emergenza climatica già oggi gravissima, il gruppo ENI decide di rimandare l'adozione di misure di drastica riduzione delle emissioni di gas serra di sei anni, corrispondenti a quasi due interi mandati del Consiglio di Amministrazione della società (attualmente in scadenza)¹⁵;

- non è indicato alcun obiettivo di riduzione delle emissioni GHG in termini assoluti né in termini di "Net-Carbon-Intensity" entro il 2025, quindi è possibile che, per i primi sei anni, le emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 (in termini assoluti e relativi) aumenteranno piuttosto che ridursi;

- in generale sono forniti solo obiettivi di riduzione delle emissioni GHG di lungo e lunghissimo periodo (2035 e 2050);

- non è chiaro di quanto declinerà la produzione di idrocarburi di Eni dal 2025 in poi. Nel corso della conference call con gli analisti finanziari, né il CEO Claudio Descalzi, né il CFO Massimo Mondazzi hanno voluto fornire target sui MBOED estratti al 2035 o al 2050. Il CFO Mondazzi ha però fornito una stima dell'allocazione del capitale tra il comparto "upstream" (oil & gas) e

¹⁵ Il consiglio di amministrazione di Eni rimane in carica per tre anni. Il secondo mandato scadrebbe a maggio del 2026.

quello "green" (rinnovabili, vendita di energia verde al mercato retail, bio-raffinerie, ecc.) al 2035, ipotizzando una divisione paritaria delle risorse. Quindi, in base a quanto riportato dal CFO, Eni rimarrà comunque una compagnia al 50% "fossile" almeno fino al 2035, mentre non si hanno stime sul fatturato da combustibili fossili al 2050 (si veda l'approfondimento in basso);

- nell'evoluzione del comparto "upstream" viene data molta enfasi alla riduzione del petrolio a favore del gas, il cui presunto maggiore contributo alla riduzione delle emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 rispetto al petrolio (e allo stesso carbone) è discutibile, come dimostra per esempio lo studio dell'Energy Watch Group, con sede a Berlino, "*Natural Gas Makes No Contribution to Climate Protection*" (Il gas naturale non contribuisce in alcun modo alla protezione del clima), pubblicato nel settembre del 2019¹⁶, soprattutto a causa delle emissioni fuggitive di metano (fugitive methane emissions). Pur avendo una vita più breve, il metano è 34 volte più efficace dell'anidride carbonica nel riscaldare l'atmosfera (nell'arco di 100 anni) ed è responsabile di circa il 20% del riscaldamento globale da gas serra¹⁷ ;

- non è chiaro se l'obiettivo di azzerare le emissioni nette di GHG per "Scope 1" e Scope 2" (upstream) sia al 2030 (come dichiarato nel corso della conference call) o al 2040 (come indicato nella presentazione power point);

- non sono forniti dettagli sulla riduzione dell'80% delle emissioni di metano né su come si intenda raggiungere l'azzeramento del gas flaring entro il 2025 e quanto manchi ancora al raggiungimento di tale obiettivo. Non spiega, inoltre, come si intendano superare, da qui al 2025, i problemi che ancora ci sarebbero in Libia e Nigeria;

- non si spiega quale percentuale di azzeramento delle emissioni per l'upstream (Scope 1 e 2) al 2030 (o 2040) dovrebbe venire dal CCS, dalla riduzione del gas flaring o dai progetti di conservazione forestale. Eni non ha risposto alla precisa domanda di un azionista a questo proposito.

Approfondimento: le dichiarazioni del CEO e del CFO sugli scenari post 2025

Claudio Descalzi (CEO): *"E così raggiungiamo il nostro "plateau" (di produzione, nel 2025, ndr). Quindi questo è il picco, poi rimaniamo stabili e poi diminuiamo. Quindi questo è chiaramente legato alle condizioni di mercato, alle opportunità di mercato. Chiaramente, ridurremo il nostro contenuto di petrolio e continueremo ad aumentare la nostra produzione di*

¹⁶ Energy Watch Group, *Natural Gas Makes No Contribution to Climate Protection*, Settembre 2019, Link: http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Natural_Gas_Study_September_2019.pdf

¹⁷ https://en.wikipedia.org/wiki/Methane_emissions

gas. L'obiettivo finale sarà quello di ridurre. Quindi il valore intorno al 2025 sarà quasi lo stesso, poi ridurremo, e la produzione di petrolio sarà ridotta. Abbiamo cifre diverse chiaramente, perché facciamo girare tutti i modelli con tutte le diverse "sensitivities" (variabili). E a causa della grande flessibilità che abbiamo, non ci piace dare ora cifre esatte. Dobbiamo solo pensare alla flessibilità che abbiamo, agli strumenti che abbiamo. E anche quando raggiungeremo questo plateau, avremo liberato CapEx¹⁸ che potremo investire nella crescita dell'altro business (quello "verde", ndr). In questo modo si creano nuovi ritorni per il crescente mercato del business verde. Questo è il modello che dettagliamo con tutte le "sensitivities". Ma al momento, questo è (tutto) quello che possiamo dire¹⁹.

Massimo Mondazzi (CFO): "Quindi diciamo che la produzione andrà a "plateau" a partire dal 2025 e poi prevediamo un declino, un declino flessibile soprattutto nel petrolio. Quanto profondo sarà il declino? Non sappiamo la risposta, a causa della flessibilità (del nostro modello). Dipenderà dal mercato esistente, dalla domanda, dalla concorrenza nei diversi settori nei quali vorremmo ampliare per definizione la nostra presenza perché riteniamo che un portafoglio molto più equilibrato ed esposto a fonti energetiche anche diverse potrebbe essere un'ottima mossa da questo punto di vista, vedendo una tale evoluzione del mercato in prospettiva.

Quindi il declino avverrà perché abbiamo annunciato anche la riduzione della nostra impronta (ecologica) come obiettivo fisso. Quindi, sicuramente, stiamo affermando un tale obiettivo per rispettarlo il più possibile. Quindi, in termini di allocazione, quanto veloce sarà la riallocazione dall'upstream (esplorazione e produzione, ndr) alle altre attività, dipenderà dalla flessibilità. Sulla base di ciò che vediamo oggi e delle quantità nei diversi business che abbiamo annunciato oggi, potrebbe essere ragionevole proiettare nel 2035 un'allocazione di capitale al 50-50, quindi il 50% nell'upstream associato al CCS e il 50% negli altri business (verdi)²⁰.

Piano strategico di lungo termine al 2050. Compensazione e riduzione emissioni.

Per il raggiungimento degli obiettivi ambientali (riduzione delle emissioni di gas serra in termini assoluti e relativi) saranno cruciali due diverse strategie, che saranno utilizzate in modo complementare:

¹⁸ Capex (da CAPital EXpenditure, cioè spese in conto capitale) indica l'ammontare di flusso di cassa che una società impiega per acquistare, mantenere o implementare le proprie immobilizzazioni operative, come edifici, terreni, impianti o attrezzature (fonte: Wikipedia)

¹⁹ Claudio Descalzi, *Presentazione agli analisti finanziari. Risposta all'analista di Mediobanca Alessandro Pozzi*, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

²⁰ Massimo Mondazzi, *Presentazione agli analisti finanziari. Risposta all'analista di Exane BNP Paribas Lucas Oliver Herrmann*, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

- progetti di conservazione delle foreste in base al programma REDD+ dell'UNFCCC (Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici);
- CCS (Carbon Capture and Storage - Cattura e Stoccaggio del Carbonio).

Entrambe le strategie dovrebbero portare ad assorbire più di 40 Mton (milioni di tonnellate) di CO₂ all'anno entro il 2050. Di questi, 30 Mton all'anno saranno compensati dai progetti di conservazione delle foreste e 10 Mton da progetti CCS.

Queste strategie di compensazione si accompagneranno a un cambiamento strutturale del business del gruppo, che contribuirà anch'esso a una riduzione dell'impronta ecologica ("carbon footprint") di Eni:

- il già citato aumento della quota di gas in una produzione upstream in diminuzione;
- nel segmento Gas & Power focalizzazione sul gas (da commercializzare) di propria produzione ("equity"), sul bio-metano e sulle rinnovabili e diminuzione del gas acquistato da terzi ("non-equity");
- conversione delle raffinerie europee esistenti in bio-raffinerie e progetti di economia circolare.

Progetti di conservazione delle foreste

Sui progetti di conservazione delle foreste si forniscono target di compensazione della CO₂ in crescita costante dal 2025 al 2050. Come si vede (grafico 3), l'assorbimento di CO₂ dovrebbe aumentare di 10 Mton all'anno nel giro di cinque anni (dal 2025 al 2030) e di almeno altri 10 Mton all'anno nei venti anni successivi (dal 2030 al 2050)

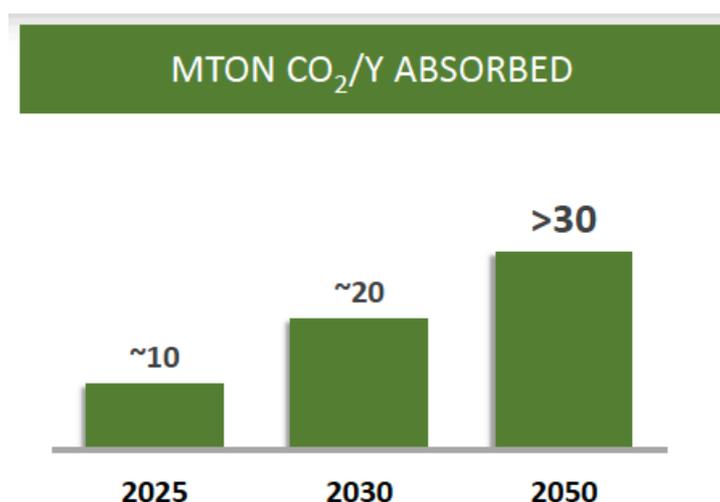


Grafico 3: target di assorbimento della CO₂ (Mton all'anno) grazie a piani di conservazione forestale REDD+. Fonte: Eni, *Conference call con gli investitori*, 28 febbraio 2020.

Nel corso della conference call con gli analisti finanziari, il CEO di Eni Claudio Descalzi ha spiegato che "Eni svilupperà e parteciperà a progetti REDD+ per preservare le foreste primarie e secondarie e la biodiversità, sostenendo gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'ONU". E aggiunge: "finora abbiamo avviato collaborazioni o discussioni con governi e sviluppatori internazionali in Zambia, Mozambico, Vietnam, Messico, Ghana, Angola e RDC".

Aspetti critici.

Nel corso della conference call non sono state fornite ulteriori informazioni sugli obiettivi di conservazione delle foreste, in particolare:

- non si spiega a che punto siano le "collaborazioni" con i governi citati o se siano già state individuate aree da destinare alla conservazione;
- non si spiega come sia possibile un incremento di 10 Mton di CO₂ all'anno dal 2025 al 2030 (in soli cinque anni), mentre sarebbero poi necessari ben 20 anni (dal 2030 al 2050) per ottenere lo stesso incremento (da 20 Mton a oltre 30 Mton all'anno);
- non sono forniti dati su come e se si assorbiranno i primi 10 Mton di CO₂ all'anno dal 2020 al 2025;
- non si forniscono dati sull'ammontare degli investimenti di Eni nei progetti REDD+ (mentre già nel 2019 la compagnia petrolifera Shell ha dichiarato che investirà 300 milioni di euro in piani di conservazione delle foreste fino al 2022 e che tale investimento in crediti di carbonio potrebbe portare all'assorbimento di 60 Mton di CO₂ in tre anni, quindi circa 20 Mton all'anno²¹);
- la stessa Shell ha dichiarato nel 2019 che il business dei crediti di carbonio legati alle foreste "oggi è ancora molto, molto immaturo" e che la società "vuole contribuire allo sviluppo di un mercato globale più maturo per la compensazione volontaria delle emissioni di carbonio da progetti forestali e relativi a zone umide (wetland)"²²;
- sempre Shell ha dichiarato che intende costruire un business, nel tempo, con i crediti di carbonio, perché "diventeranno progressivamente più cari man mano che le emissioni di carbonio saranno più vincolate". "Quanto sarà redditizio il business non è possibile saperlo ora, perché il mercato è ancora troppo immaturo"²³; non è chiaro se anche Eni farà trading dei carbon credit;
- nel marzo del 2019 Eni dichiarò al Financial Times che intendeva riforestare (piantando alberi) una zona di 81.000 chilometri quadrati tra Sudafrica, Mozambico e Zimbabwe (che sono confinanti) e Ghana (equivalente a

²¹ <https://www.ft.com/content/bae6481a-59da-11e9-939a-341f5ada9d40>

²² <https://www.ft.com/content/bae6481a-59da-11e9-939a-341f5ada9d40>

²³ <https://www.ft.com/content/bae6481a-59da-11e9-939a-341f5ada9d40>

"quattro volte il Galles")²⁴. Nel corso dell'assemblea degli azionisti del 14 maggio 2019, rispondendo a una domanda di un azionista (Fondazione Finanza Etica), il CEO Claudio Descalzi ha smentito che Eni "planterà alberi", affermando invece che si tratterà di progetti di "conservazione di foreste già esistenti"²⁵.

Estratto dal Verbale dell'Assemblea degli azionisti del 2019

AMMINISTRATORE DELEGATO

*"Non ho parlato di riforestazione, ma di conservation, non reimpianteremo delle piante, faremo in modo che quei 13 milioni all'anno non vengano tagliati, è una cosa molto diversa, però le aree ci sono, poi le indicherò di nuovo"*²⁶.

- Non si capisce a cosa abbia fatto riferimento l'amministratore delegato Claudio Descalzi quando ha citato i "13 milioni all'anno" che non dovrebbero essere tagliati, non si trova tale cifra in altre parti del bilancio 2018 o del verbale assembleare 2019. In una sezione del sito di Eni, dedicata alla conservazione delle foreste si parla di un "tasso di deforestazione (a livello globale) pari a 13 milioni di ettari all'anno", che si sarebbe registrato, secondo la FAO, dal 1990 al 2005²⁷. Non è credibile che Eni intenda compensare l'intero tasso di deforestazione globale.

- Il CEO Descalzi ha affermato che il Financial Times avrebbe interpretato male il piano di Eni²⁸. L'azionista Fondazione Finanza Etica ha contattato via twitter David Sheppard, uno dei due autori dell'articolo. Sheppard ha risposto in modo molto chiaro (si veda il tweet in basso):

"Strano, perché la maggior parte degli amministratori delegati non aspetterebbero un secondo se pensassero di essere stati "male interpretati", ma finora non (abbiamo ricevuto) una sola telefonata o e-mail dal vasto team di PR di Eni (con cui abbiamo ricontrollato i commenti per assicurarci che il CEO non abbia sbagliato a parlare). Bevetevi quello che volete, però".

²⁴ <https://www.ft.com/content/7c4d944e-470d-11e9-b168-96a37d002cd3>

²⁵ <https://valori.it/clamoroso-allassemblea-eni-financial-times-smentisce-descalzi-sul-piano-alberi/>

²⁶ <https://www.eni.com/assets/documents/Verbale-Assemblea-Ordinaria-del-14-maggio-2019-versione-navigabile.pdf>

²⁷ <https://www.eni.com/it-IT/low-carbon/conservazione-delle-foreste.html>

²⁸ <https://valori.it/clamoroso-allassemblea-eni-financial-times-smentisce-descalzi-sul-piano-alberi/>



- "le aree ci sono", ha dichiarato il CEO Descalzi nel corso dell'assemblea degli azionisti del 2019. "I Paesi in cui stiamo esaminando i progetti sono: Ghana, Zambia, Congo, Zimbabwe, Mozambico, Messico ed Indonesia"²⁹;

- sul suo sito Eni aggiunge alla lista altri Paesi (ma non cita più lo Zimbabwe, mentre il Sudafrica sembra sia stato citato solo dal Financial Times): "Zambia, Mozambico, Vietnam, Messico, Ghana, Repubblica del Congo, Repubblica Democratica del Congo e Angola". L'obiettivo è quello di "compensare le emissioni dirette (Scope 1 e 2?) del settore upstream entro il 2030"³⁰;

- l'unico progetto di cui si fornisce qualche dettaglio è quello relativo allo Zambia, dove "Eni è diventata membro attivo della governance del progetto di conservazione delle foreste REDD+ Luangwa Community Forests Project (LCFP). Il LCFP, avviato nel 2014 e gestito da BioCarbon Partners in cooperazione con il Governo zambiano e le comunità locali, copre un'area di circa 1 milione di ettari, coinvolge oltre 170.000 beneficiari, ed è, al

²⁹ <https://www.eni.com/assets/documents/Verbale-Assemblea-Ordinaria-del-14-maggio-2019-versione-navigabile.pdf>

³⁰ <https://www.eni.com/it-IT/low-carbon/conservazione-delle-foreste.html>

momento, uno dei più grandi progetti REDD+ in Africa ad aver ottenuto la 'Triple Gold' Standard Certification per il suo eccezionale impatto sociale e ambientale"³¹;

- dopo una serie di dichiarazioni contraddittorie è ora che Eni faccia chiarezza sulle aree e i progetti.

Progetti CCS

Sui progetti CCS ci sono alcuni riferimenti in più nella conference call con gli analisti del 28 febbraio, in quanto si dovrebbero produrre delle sinergie tra la produzione di gas e la cattura e stoccaggio di carbonio. Come spiegato dall'amministratore delegato Claudio Descalzi nella conference call: "I progetti CCS renderanno il gas estratto e immesso in rete (feed gas) neutro dal punto di vista del carbonio, rafforzando il ruolo del gas come il partner più adatto per le energie rinnovabili".

I dettagli finora noti sul CCS sono i seguenti:

- come si è anticipato in precedenza, a regime (2050) i progetti CCS dovrebbero assorbire 10 Mton di CO₂ all'anno;

- si partirà con un progetto a Ravenna, grazie alla combinazione tra giacimenti di gas offshore esauriti, con infrastrutture ancora in funzione, impianti di produzione di energia elettrica (di Eni) onshore e a altri siti industriali nelle vicinanze. La capacità di stoccaggio sarebbe compresa tra 300 e 500 Mton. A Ravenna si prevede di produrre anche idrogeno (si veda la dichiarazione del CFO Massimo Mondazzi nella pagina successiva);

- tale capacità, unita alla possibilità di riutilizzare strutture esistenti e alla vicinanza di impianti che emettono CO₂ (gli impianti di produzione di energia elettrica di cui sopra), permetterebbero a Eni di mantenere i costi molto competitivi;

- Eni prevede di completare gli studi tecnici e le necessarie verifiche sul quadro normativo entro il 2025 per poi passare all'esecuzione (quindi almeno fino al 2025 non ci sarà alcuna compensazione tramite progetti di CCS);

- ci sarebbero altre iniziative in corso negli Emirati Arabi Uniti e in UK, per le quali però non sono stati forniti dettagli nella call;

- negli Emirati Arabi sarebbe stato raggiunto un accordo, nel gennaio del 2020, con Abu Dhabi National Oil Co., il maggiore produttore di petrolio degli Emirati, per collaborare a progetti CCS. Non sono noti maggiori dettagli³².

³¹ <https://www.eni.com/it-IT/low-carbon/conservazione-delle-foreste.html>

³² <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/podcasts/oil/040920-coronavirus-hits-north-sea-crude-production-prices>

Approfondimento: le dichiarazioni del CEO Claudio Descalzi e del CFO Massimo Mondazzi sul CCS

"Ora dobbiamo lavorare sul CCS, perché abbiamo una grande potenzialità e il CCS che abbiamo in Italia è uno dei passi più importanti per poter avere un'elettricità blu, un idrogeno blu, perché si può catturare la CO2 e creare prodotti che non contengono carbonio. Ma noi abbiamo il bacino, abbiamo il giacimento esausto e abbiamo la potenzialità. Quindi dobbiamo lavorare. E come abbiamo detto, stiamo lavorando fino al 2025, che è la nostra data da fissare con il regolatore per la cattura e il sequestro del carbonio"³³.

"Sicuramente ci vorrà un po' di tempo di progettazione per ottenere l'autorizzazione (a Ravenna, ndr), perché un'autorizzazione è ancora in corso a livello europeo e italiano. Ma essendo il primo progetto (...) ci aspettiamo che l'iter autorizzativo richieda un po' di tempo. Per questo motivo riteniamo che l'avvio di questo progetto richiederà 4-5 anni. (...) Così come è stato eseguito, e considerando la capacità di reiniezione di almeno 5 milioni di tonnellate all'anno, la corrispondente quantità di idrogeno che potrebbe essere prodotta in modo competitivo in quel momento sarà nell'ordine di 1 milione di tonnellate all'anno"³⁴.

Aspetti critici.

Sui progetti di CCS, che dovrebbero essere cruciali per neutralizzare le emissioni di CO2 derivanti dall'estrazione di gas, sono disponibili solo informazioni molto frammentarie e suggestive (come la possibilità di produrre "idrogeno blu"). Anche per il CCS, ogni sviluppo concreto è proiettato avanti nel tempo di almeno 5-6 anni (2025). Inoltre:

- non è chiaro quanto Eni investirà nel CCS in termini di CapEx e non è noto alcun dettaglio sul progetto di Ravenna (quando e quali condizioni dovrebbe essere a break-even, ecc.);
- non è noto alcun dettaglio sui progetti negli Emirati Arabi Uniti e in UK;
- in generale ci sono dubbi sul CCS come tecnologia valida ed efficiente (in termini di costi) nella lotta ai cambiamenti climatici³⁵. Si tratterebbe inoltre di

³³ Claudio Descalzi, *Presentazione agli analisti finanziari. Risposta all'analista di Sanford Bernstein Oswald Clint*, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

³⁴ Massimo Mondazzi, *Presentazione agli analisti finanziari. Risposta all'analista di Jefferies Llc Jason Gammel*, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

³⁵ <https://www.theguardian.com/commentisfree/2018/feb/16/itd-be-wonderful-if-the-claims-made-about-carbon-capture-were-true>;
<https://www.forbes.com/sites/energyinnovation/2017/05/03/carbon-capture-and-storage-an-expensive-option-for-reducing-u-s-co2-emissions/>

una tecnologia ancora immatura, in particolare per quanto riguarda impianti di grossa taglia³⁶.

Criticità generali sulla compensazione e riduzione delle emissioni

Come si è visto in precedenza, la riduzione dell'impronta ecologica di Eni sarà ottenuta da cinque diverse strategie: 1) aumento della quota di gas in una produzione di upstream in diminuzione (dopo il 2025); 2) focalizzazione sul gas di propria produzione, sul bio-metano e sulle rinnovabili (con una capacità installata superiore a 55 GW al 2050); 3) conversione delle raffinerie europee in bio-raffinerie; 4) conservazione delle foreste; 5) CCS.

Se sono fissati degli obiettivi relativi all'abbattimento delle emissioni di CO2 dai progetti di conservazione forestale e dal CCS, non è invece chiaro in quale percentuale l'aumento della quota di gas nell'upstream, la focalizzazione sul gas di propria produzione, le rinnovabili o la conversione delle raffinerie potrebbero pesare sulla riduzione della CO2 totale. In realtà non è possibile conoscere nemmeno l'importanza relativa che avranno i progetti REDD+ o CCS sul totale, in quanto non sono fornite previsioni sulle emissioni di CO2 che si dovranno abbattere nei vari orizzonti temporali, o che saranno più basse in origine grazie al gas, alle rinnovabili, alla conversione delle raffinerie, alla diminuzione del gas flaring o al maggiore utilizzo di gas di propria produzione nel segmento Gas & Power.

Nel corso della conference call, i manager di Eni hanno continuato a sottolineare che non è possibile fornire previsioni perché il piano di sviluppo strategico ha una grande flessibilità, per adattarsi ai cambiamenti del mercato nei prossimi trenta anni e si basa sulla diversificazione delle strategie. Se questo può avere senso in una prospettiva di così lungo periodo, sarebbe però opportuno che Eni fornisse agli investitori almeno 3-4 scenari di sviluppo diversi, basati su un diverso andamento atteso dei mercati.

³⁶ <https://www.qualenergia.it/articoli/20180305-come-sta-fallendo-il-sogno-americano-del-carbone-pulito/>

Piano d'azione 2020-2023

Il piano d'azione 2020-2023 ha tre obiettivi principali:

- la crescita della produzione di idrocarburi di circa il 3,5% CAGR all'anno, in linea con il piano di sviluppo al 2025 (si veda sopra), con investimenti totali pari a 24 miliardi di euro e una riduzione delle emissioni di gas serra del 38% dall'upstream (Scope 1 e 2) al 2023 rispetto al 2014;

- un EBIT (risultato aziendale ante oneri finanziari tasse e interessi) di circa 2 miliardi di euro al 2023 nel mid-downstream³⁷, che raggiungerebbe un valore triplo rispetto al 2019;

- 4 miliardi di euro di "investimenti verdi" per l'intero periodo (quattro anni), che corrisponderebbe a un aumento del 30% rispetto al precedente piano strategico quadriennale (2016 - 2019). Non è però fornito un dettaglio della tipologia di investimenti verdi. In seguito, si precisa che 2,6 miliardi di euro saranno investiti nello sviluppo delle fonti di energia rinnovabili. Nel corso della presentazione si dichiara, in modo generico, che i 4 miliardi di euro in investimenti verdi saranno destinati "alla crescita delle rinnovabili, all'economia circolare ed altre iniziative per la riduzione delle emissioni, incluso il "flaring down" (eliminazione del "gas flaring"), la minimizzazione delle emissioni di metano e i progetti CCS e CCUS".

La crescita della produzione di idrocarburi avverrebbe in bacini a "basso rischio e alto potenziale" (solo il 20% sarebbe "frontier", di cui però non viene data una definizione precisa).

Nel corso del periodo considerato aumenterà anche l'importanza del settore retail "Eni gas e luce", con un aumento dell'EBIT da 0,3 a 0,5 miliardi di euro. In totale gli "additional services" (servizi supplementari, di cui fanno parte "Eni gas e luce" e "GAS & LNG Marketing and Power" dovrebbero progressivamente crescere, fino a generare circa il 20% dell'EBITDA (risultato aziendale ante oneri finanziari tasse interessi deprezzamento e ammortizzazioni) del gruppo Eni al 2023 (non è fornito un dato sull'attuale peso sull'EBITDA).

Per quanto riguarda il settore R&M (Refining & Marketing), Eni punterà progressivamente sulla "bio-raffinazione", che continuerà comunque a rappresentare una quota minoritaria del comparto fino al 2023. Lo scopo dichiarato è di raffinare 1 Mton di biocarburanti al 2023 (dagli attuali 0,4 Mton) azzerando la produzione da olio di palma (oggi superiore all'80%) nello stesso periodo.

³⁷ Per *midstream* si intende il trasporto (via oleodotto, ferrovia, chiatte, petroliera, trasporto su gomma, ecc.), lo stoccaggio e la commercializzazione all'ingrosso di prodotti petroliferi grezzi o raffinati. Per *downstream* si intende la raffinazione del petrolio greggio e la lavorazione e depurazione del gas naturale grezzo, nonché la commercializzazione e distribuzione di prodotti derivati dal petrolio greggio e dal gas naturale (fonte: Wikipedia).

Giuseppe Tannoia, EVP Research & Technological Innovation, rispondendo a un analista sulla sostituzione dell'olio di palma nella bio-raffinazione di Eni, nel corso del workshop sulle innovazioni tecnologiche ha specificato che Eni:

*"sta studiando ora 180 diverse materie prime che possono essere usate come input nella tecnologia per ottenere HVO (Hydrotreated Vegetable Oils, Oli Vegetali Idrogenati). Quindi l'uscita dall'olio di palma è fattibile molto facilmente, anche utilizzando le materie prime avanzate esistenti già presenti oggi sul mercato"*³⁸.

Giuseppe Ricci, Chief Refining and Marketing Officer, ha aggiunto che:

*"la strategia di uscita dall'olio di palma è, ovviamente, una bella sfida, infatti le regole europee prevedono di uscire completamente entro il 2030. La nostra strategia di uscita dall'olio di palma in un tempo così breve, entro il 2023, è dovuta al fatto che stiamo organizzando una fornitura molto ampia di materie prime diverse, provenienti dalla prima, seconda e terza generazione. Quindi, alimenteremo le raffinerie con molti tipi di materie prime diverse. Dall'olio di scarto come UCO, sego e sapone come SBEO, POME, TCO e molti altri tipi di materie prime di prima generazione non commestibili. Nel frattempo, con la nostra ricerca svilupperemo direttamente il nostro bio-feedstock come le alghe di cui abbiamo parlato prima, ma anche con l'esperimento dell'olio di ricino che abbiamo testato in Tunisia l'anno scorso. Si tratta di una materia prima estremamente interessante perché non è commestibile e cresce in terreni aridi. Considerando che il Nord Africa si trova di fronte alla nostra principale bio-raffineria di Gela è molto, molto facile da trasportare. La logistica è molto, molto facile e a basso costo. Un'altra tecnologia è l'olio microbico da rifiuti che è un altro campo di ricerca che stiamo sviluppando sfruttando i nostri processi interni"*³⁹.

Ricci confermerebbe, quindi, l'utilizzo di POME (effluenti da oleifici da palma), che avrebbe impatti altrettanto negativi sull'ambiente dell'olio di palma.

"La prima applicazione industriale dell'olio di ricino sarà per 25 Kt (chilotonnellate) all'anno, naturalmente la nostra intenzione è quella di ripetere la stessa esperienza in ogni campo arido dove ci siano abbastanza ettari disponibili o campi, con condizioni di aridità e "acqua sporca", che significa acqua di scarico proveniente da città o acqua salata o qualsiasi altra cosa. E stiamo selezionando i migliori semi genetici di olio di ricino per migliorare la

³⁸ Giuseppe Tannoia, *Focus on Technology*, 28 febbraio 2020. Risposta all'analista Jason Gammel di Jefferies. Nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/Transcript-ENI-Workshop1-technology.pdf>

³⁹ Giuseppe Ricci, *Focus on Technology*, 28 febbraio 2020. Risposta all'analista Alessandro Pozzi di Mediobanca. Nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/Transcript-ENI-Workshop1-technology.pdf>

redditività della pianta che oggi è prevista in 2,3 tonnellate per ettaro all'anno, dopo tre anni di vita della pianta⁴⁰".

Per quanto riguarda le rinnovabili, si prospetta una crescita dagli attuali (31 dicembre 2019) 167 MW di potenza installata ai 0,4 GW del 2020 (in realtà l'obiettivo fissato per il 2020 nel 2016 era pari a 463 MW) e 3 GW del 2023 (di cui l'80% nel solare e il 20% nell'eolico). Sono fissati anche obiettivi intermedi, 2021 (1 GW), 2022 (1,7 GW), e obiettivi oltre il periodo considerato: 5 GW al 2025. Si tratterà principalmente di crescita organica, quindi non dovuta ad acquisizione di asset già esistenti, e si punterà ad un aumento dell'integrazione con i clienti retail (vendita di energia elettrica verde).

Non sono forniti molti dettagli sui progetti che si intenderanno sviluppare nel campo delle rinnovabili, né si specifica se si pensa di investire nell'eolico onshore o offshore. Il focus geografico sarà comunque (per il 70%) in Paesi OCSE. Nel corso della conferenza con gli analisti si parla di espandere il piano "Progetto Italia" (Cassa Depositi e Prestiti), con la produzione di energia rinnovabile da aree industriali dismesse, e di "progetti nel mercato statunitense" per sviluppare 1 GW di energia nei prossimi quattro anni, in cooperazione con Falck Renewables. Si cita inoltre la volontà di "rafforzare la presenza di Eni in Africa, Australia e Kazakistan" (dove pare siano già stati installati impianti fotovoltaici) e di "esplorare nuovi mercati emergenti asiatici". Su questi ultimi mercati non viene fornito però alcun dettaglio.

Nel piano al 2050 si fissano anche obiettivi al 2030 (15 GW), al 2035 (15 GW) e al 2050 (55 GW), anche se non si specifica il relativo Capex (volume di investimenti) e non lo si confronta con il Capex destinato alla produzione di idrocarburi nei periodi considerati. La produzione di energia da fonti rinnovabili viene considerata strategica da Eni per abbattere le emissioni di gas serra e l'intensità di carbonica dei prodotti venduti al 2050, perché si ritiene che le rinnovabili avranno un ruolo sempre maggiore nel mix di energia venduta ai clienti retail (Eni Gas e Luce), che passeranno dai 9 milioni attuali a 20 milioni nel 2050. Come si vede nel grafico, una delle novità del piano di Eni al 2050 è l'integrazione tra la produzione di energia da fonti rinnovabili e il settore retail (vendita di elettricità e gas alle famiglie con Eni Gas e Luce).

⁴⁰ Giuseppe Ricci, *Focus on Technology*, 28 febbraio 2020. Risposta all'analista Alessandro Pozzi di Mediobanca. Nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/Transcript-ENI-Workshop1-technology.pdf>

ENI GAS E LUCE: GROWING IN RETAIL TO CAPTURE MARKET VALUE

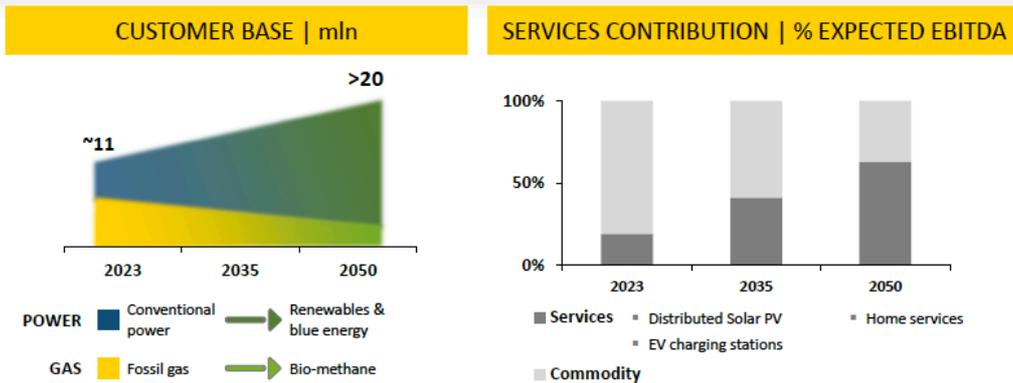


Grafico 4: Aumento dei clienti dei servizi retail (Eni Gas e Luce) e dell'EBITDA da servizi (pannelli fotovoltaici diffusi, stazioni di ricarica, vendita di elettricità e gas alle famiglie) al 2050. L'EBITDA da servizi, che dovrebbe raggiungere il 20% del totale nel 2023, supererà il 50% del totale al 2050 e sarà generato in gran parte da rinnovabili e bio-metano. Fonte: Eni, *Conference call con gli investitori*, 28 febbraio 2020.

Nella sua presentazione Eni sostiene che l'IRR (internal rate of return, tasso di rendimento interno) attuale per le rinnovabili sarebbe pari al 7%, ma potrebbe salire a percentuali a doppia cifra "grazie a sinergie di gruppo e leva finanziaria". Per le bio-raffinerie, invece, l'IRR sarebbe intorno al 15%.

Oggi l'IRR di Eni, quasi esclusivamente basato sulle fonti fossili, è in media del 25%. Quindi per mantenere lo stesso IRR in futuro, rispettando lo scenario IEA SDS (Sustainable Development Scenario, vedi sopra), Eni dovrà espandere molto di più, in proporzione, gli investimenti in rinnovabili. "Di dieci volte", come suggerisce un analista nel corso della conference call⁴¹.

Eni sostiene però che i futuri investimenti verdi saranno a più bassa intensità di capitale (meno capital intensive), meno rischiosi e più in sinergia con tutto il portafoglio di prodotti e servizi che Eni potrà offrire: le rinnovabili saranno in relazione con la vendita di energia e biometano ai clienti retail, le raffinerie con la chimica verde, l'estrazione di gas con progetti CCS e di vendita ai clienti retail.

*"Quindi ciò che ci aspettiamo realmente da questo tipo di evoluzione del nostro portafoglio sarà un valore aggiunto da questa integrazione"*⁴².

"Stiamo riducendo il rischio, ma non il rendimento interno del capitale, stiamo aumentando il rendimento del capitale. La forza di questo piano è che è un

⁴¹ Presentazione agli analisti finanziari. Domanda dell'analista Alastair Syme di Citigroup, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

⁴² Massimo Mondazzi, Presentazione agli analisti finanziari. Risposta all'analista di Citigroup Alastair Syme, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

piano industriale, che sfrutta tutti i diversi punti di forza e le opportunità di ogni singola impresa che ora mettiamo insieme, è tutto parte della catena del valore. Quindi, se ci si confronta il 2023, non è corretto, non è possibile fare un confronto. Il nuovo business, in fin dei conti, considerando anche la carbon tax che, in futuro, avremo, è molto più resiliente, meno costoso⁴³.

Nel corso della conferenza Eni ammette che si debba aumentare di dieci volte lo scenario IEA SDS (e quindi gli investimenti verdi rispetto alle fossili per ottenere lo stesso IRR, visto che i business verdi hanno un IRR di dieci punti inferiore rispetto alle fossili) ma insiste anche sul fatto che l'IRR dei business verdi potrebbe aumentare, per le ragioni indicate sopra, mentre potrebbe diminuire l'IRR delle fossili, a causa del possibile, maggiore costo dei crediti di carbonio.

"Più ci avviciniamo al 2050 e più alto sarà il rischio di un impatto sempre maggiore dei crediti di CO2 che potrebbero costare decisamente molto di più. Questo è un rischio che non possiamo ignorare, che dobbiamo affrontare⁴⁴".

Dall'altra parte, all'inizio della sua presentazione, il CEO Claudio Descalzi ha minimizzato l'impatto dei possibili costi della CO2, che ridurrebbero l'IRR dei maggiori progetti Eni in esecuzione (nell'upstream) di appena lo 0.7%.

"Applicando lo Scenario di Sviluppo Sostenibile dell'IEA, che prevede un costo della CO2 superiore a 200 dollari per tonnellata nel 2040, l'impatto sull'IRR dei grandi progetti di Eni in esecuzione è molto limitato, e prevede una riduzione di 0,7 punti percentuali anche ipotizzando che i costi di CO2 siano non deducibili e non recuperabili⁴⁵".

Aspetti critici del piano d'azione 2020-2023 e del piano rinnovabili.

Il piano 2020-2023 e il piano rinnovabili (al 2023 e 2050) presentano una serie di aspetti critici:

- non si spiega come saranno ridotte le emissioni di gas serra dell'upstream (Scope 1 e 2) del 38% al 2023 (rispetto al 2014) né quanto manchi ancora per raggiungere l'obiettivo (visto che si pone come anno di riferimento il 2014)?

⁴³ Claudio Descalzi, *Presentazione agli analisti finanziari. Risposta all'analista di Citigroup Alastair Syme*, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

⁴⁴ Massimo Mondazzi, *Presentazione agli analisti finanziari. Risposta all'analista di Citigroup Alastair Syme*, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

⁴⁵ Claudio Descalzi, *Presentazione agli analisti finanziari*, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

- Non è fornito un dettaglio della tipologia di business verdi su cui si investiranno 4 miliardi di euro. 2,6 miliardi di euro saranno destinati alle rinnovabili ma non ci sono informazioni sui rimanenti 1,4 miliardi di euro;
- il focus continuerà ad essere sulle fonti fossili: 24 miliardi di euro di investimenti in quattro anni contro i 2,6 miliardi di euro nelle rinnovabili;
- non viene fornita una definizione dei progetti di esplorazione "frontier". Ci si riferisce a progetti con costi di estrazione potenzialmente maggiori e quindi, potenzialmente, di stranded assets?
- non si specifica se, al 2023, sarà azzerata la produzione di biocarburanti dal solo olio di palma o anche da PFAD (acidi grassi da trattamenti di olio di palma) e POME (effluenti da oleifici da palma), entrambi con impatti altrettanto negativi sull'ambiente rispetto all'olio di palma;
- si indica come obiettivo della potenza installata nelle rinnovabili per il 2020 0,4 GW, mentre l'obiettivo fissato nel 2016 per il 2020 era pari a 463 MW;
- non sono disponibili dettagli sui progetti che si intenderanno sviluppare nel campo delle rinnovabili né sulla tipologia di progetti che si intendono finanziare nel settore eolico;
- non si forniscono informazioni sul Capex (indicativo) relativo alle rinnovabili oltre il 2023 (già per il 2025 si prevede di avere installato 5 GW);
- non è chiaro se Eni preveda o meno di mantenere l'attuale IRR anche per il mix di produzione (idrocarburi + business verdi) al 2050;
- non è chiaro quale sia il rischio stimato da Eni relativamente ai costi della CO2 al 2050 e non è chiaro come tali rischi siano stati inclusi nella definizione del mix di produzione al 2050.

Impatto dell'emergenza sanitaria Covid-19

Eni ha risposto allo scenario di crisi in atto rivedendo il piano industriale per il 2020 ed il 2021. La revisione del piano industriale prevede⁴⁶:

- riduzione dei capex per circa €2,3 miliardi nel 2020, pari al 30% del budget originario, e programmata riduzione di ulteriori €2,5-3 miliardi nel 2021, pari al 30%-35% di quanto originariamente previsto per lo stesso anno a piano;
- manovra capex concentrata quasi interamente nell'upstream con rifasatura di alcuni progetti, che potranno essere riavviati rapidamente al ripresentarsi delle condizioni ottimali consentendo il recupero della produzione correlata;

⁴⁶ <https://www.eni.com/assets/documents/press-release/migrated/2020-it/04/eni-primotrimestre-2020-claudio-descalzi-amministratore-delegato-eni-commenta-risultati.pdf>

- azioni diffuse di saving dei costi per circa €600 milioni nel 2020;
- aggiornamento delle previsioni del prezzo Brent con una riduzione a 45 e a 55 \$/barile per il 2020 e per il 2021;
- sospensione del programma di acquisto di azioni proprie 2020, che sarà riconsiderato con previsioni di prezzo del Brent per l'anno di riferimento pari ad almeno 60 \$/barile.

Aspetti critici della revisione del piano 2020-2023

- non è chiaro se una parte della riduzione del capex riguarderà anche gli investimenti nelle fonti rinnovabili o, in generale, nei business verdi, per i quali si prevedeva originariamente un capex di 4 miliardi di euro nel periodo;
- considerata la gravità della situazione e l'attuale prezzo del Brent a 26 \$ sarebbe utile per gli azionisti avere a disposizione scenari con prezzi del Brent significativamente più bassi rispetto a quelli ipotizzati attualmente (30 aprile 2020) da Eni.

Nuova metodologia per il calcolo delle emissioni di gas serra

Eni ha adottato una propria metodologia per misurare le sue emissioni Scope 1, Scope 2 e Scope 3, "in assenza di uno standard per il settore oil & gas" e quindi "senza la possibilità di comparare veramente i dati con i competitor"⁴⁷

Sono tre gli indicatori che stanno alla base della metodologia utilizzata da Eni:

- "Net Carbon Footprint" (impronta di carbonio netta), che rappresenta le emissioni complessive Scope 1 e Scope 2 associate all'attività di Eni, al netto dei "carbon sink" (sink biosferici⁴⁸);
- "Net-Absolute GHG Lifecycle Emissions" (emissioni di gas serra assolute nette legate all'intero ciclo di vita degli idrocarburi), e cioè le emissioni complessive Scope 1, Scope 2 e Scope 3 associate ai prodotti di Eni e alle sue attività lungo tutta la catena di produzione di valore, al netto dei "carbon sink";

⁴⁷ Tommaso Baldarelli, Climate Disclosure & Risk Mitigation Manager, *Focus on Eni's Methodology for the assessment of GHG emissions*, 28 febbraio 2020, nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/3cTgS5f>

⁴⁸ *Un deposito di carbone naturale o artificiale che assorbe l'anidride carbonica contribuendo a diminuire la quantità di CO2 nella atmosfera* (Fonte: Wikipedia, link: <https://bit.ly/2WafDBa>). Nel caso di Eni si tratta principalmente dei progetti CCS e REDD+.

- "Net Carbon Intensity" (intensità carbonica netta), che rappresenta il rapporto tra la quantità netta di gas serra emessi in assoluto, nell'intero ciclo di vita dei prodotti, e il contenuto energetico dei prodotti venduti.

Il "Lifecycle Greenhouse Gas Assessment" (valutazione dei gas serra nel ciclo di vita dei prodotti) include "tutti i prodotti energetici gestiti da Eni e considera tutti i loro impatti lungo l'intera catena di produzione di valore (inclusi i prodotti acquisiti da terzi): petrolio, gas, elettricità oltre ai nuovi bio-prodotti provenienti da aziende a economia circolare"⁴⁹.

La nuova metodologia cambierà anche il modo in cui Eni renderà le sue emissioni (non si specifica da quando inizierà a farlo):

- per gli Scope 1 e 2 si passa da un approccio basato al 100% sui soli giacimenti operati da Eni ("operated approach") a una rendicontazione patrimoniale, che include cioè anche la quota di Eni in attività non gestite direttamente dalla società, sia nell'upstream (esplorazione e produzione) sia lungo la catena di produzione, come, ad esempio, la quota di partecipazione (del 20%) in ADNOC Refining (Abu Dhabi National Oil Company, raffinazione);

- Per lo Scope 3 viene esteso il perimetro per comprendere anche tutte le emissioni associate ai prodotti energetici del mid-downstream⁵⁰, esclusi i prodotti che provengono dalla produzione (upstream) di Eni "per evitare doppi conteggi";

Sullo Scope 3, nella sessione Q&A (domande e risposte dopo la presentazione della metodologia agli analisti), il Climate Disclosure & Risk Mitigation Manager Tommaso Baldarelli, rispondendo a un analista⁵¹, ha precisato che:

"la metodologia si basa sull'energia venduta. Questo significa che, indipendentemente dall'uso finale del prodotto, le emissioni calcolate saranno le stesse. Quindi non ci sono differenze in termini di emissioni se la benzina sarà usata in un'auto o da qualche altra parte. Questo per noi è un elemento molto importante, perché dobbiamo trovare un punto d'ingresso nella catena del valore in cui tutti i prodotti siano uguali, confrontabili"⁵².

⁴⁹ Presentazione della metodologia di Eni, si veda la nota 47.

⁵⁰ Per midstream si intende il trasporto (via oleodotto, ferrovia, chiatta, petroliera, trasporto su gomma, ecc.), lo stoccaggio e la commercializzazione all'ingrosso di prodotti petroliferi grezzi o raffinati. Per downstream si intende la raffinazione del petrolio greggio e la lavorazione e depurazione del gas naturale grezzo, nonché la commercializzazione e distribuzione di prodotti derivati dal petrolio greggio e dal gas naturale (fonte: Wikipedia).

⁵¹ L'analista aveva sostenuto che un litro di benzina venduta alla pompa produce un diverso grado di emissioni se è usato per alimentare un'auto ibrida o un SUV Hummer.

⁵² Tommaso Baldarelli, *Focus on Eni's Methodology for the assessment of GHG emissions*, 28 febbraio 2020. Risposta all'analista Jason Gammel di Jefferies. Nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/3cTgS5f>

Eni continuerà comunque a pubblicare dati anche sulla base delle metriche precedenti, per far sì che possano essere monitorati i target di decarbonizzazione precedentemente fissati e per essere in linea con i parametri del "GHG Protocol".

La metodologia di Eni è stata validata attraverso una peer-review che ha coinvolto "sia esperti indipendenti dell'Imperial College per la consulenza scientifica, sia un certificatore terzo, RINA (Registro Italiano Navale, ndr), per la verifica dei risultati e la corretta applicazione della metodologia per l'anno di riferimento 2018".

Rispondendo a un altro analista, Baldarelli ha specificato che, nel 2018 (ultimo dato disponibile), le emissioni nette di gas serra, per l'intero ciclo di vita (quindi Scope 1, Scope 2 e Scope 3) lungo tutta la catena del valore erano pari a 537 milioni di tonnellate di CO2 equivalente. Entro il 2050 dovranno essere abbattute dell'80%. Mentre la carbon intensity, pari a 72 gram CO2 eq/MJ, dovrà essere ridotta del 55% al 2050.

Come evidenziato nella slide 6 della presentazione (Grafico 5), passando dall'approccio "operativo" (emissioni dei soli giacimenti gestiti da Eni, in realtà si tratta oggi di un approccio misto "operativo/patrimoniale") per gli Scope 1, 2 e 3, ad un approccio "patrimoniale" puro, le emissioni totali di Eni al 2018 passano da 295 Mt (252 Mt Scope 3 + 43 Mt Scope 1 e 2) a 537 Mt.

Baldarelli ha quindi precisato che i dati sulla "Net Carbon Intensity" e sul "Lifecycle Greenhouse Gas Assessment" avrebbero appena cominciato ad essere pubblicati (al momento sarebbe disponibile solo il dato aggregato delle "Net-Lifecycle Emissions" per il 2018).

Alla domanda, sempre da parte dello stesso analista, su quante emissioni in più saranno prodotte dalla partecipazione (del 20%) nella raffineria Ruwais, acquisita alla fine del 2019, Baldarelli e la collega Ottavia Stella non hanno risposto, spiegando che il dato sarà incluso nell'aggregato finale e che "non sono pubblicati dati sulle emissioni dei singoli business"⁵³.

⁵³ Tommaso Baldarelli, Ottavia Stella, *Focus on Eni's Methodology for the assessment of GHG emissions*, 28 febbraio 2020. Risposta all'analista Bertrand Hodee di Kepler Chevreux. Nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/3cTgS5f>

EXPANDING OUR GHG ACCOUNTING METHODOLOGY

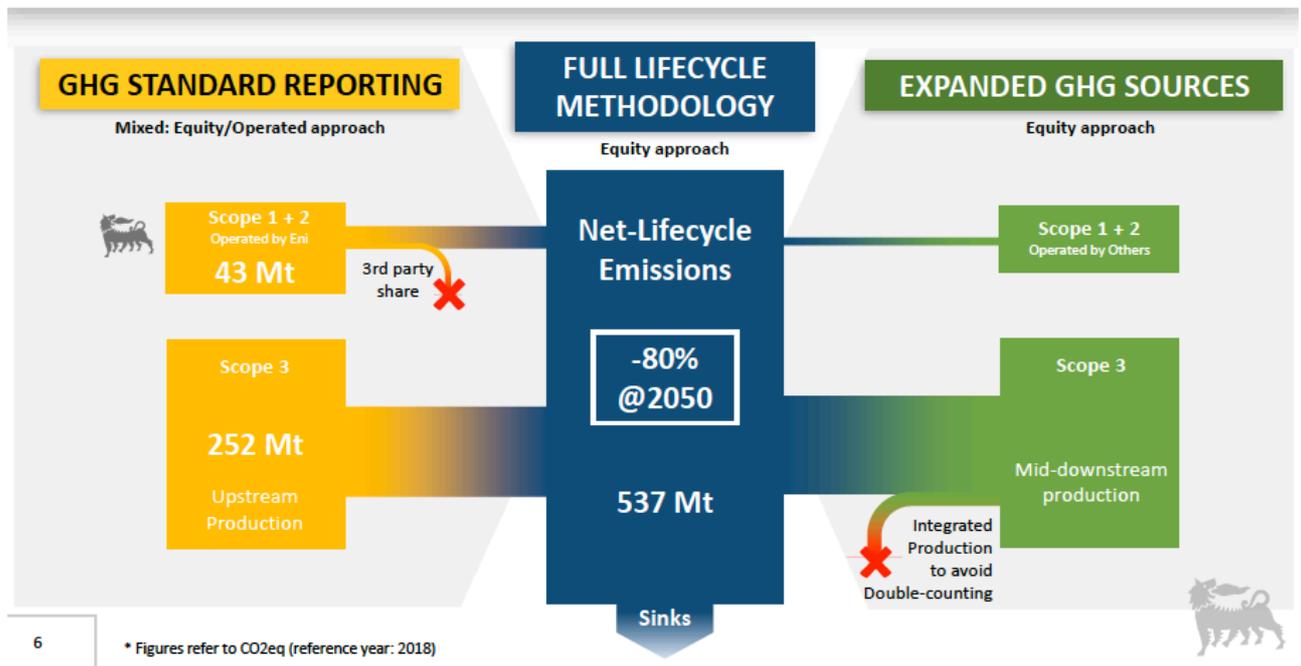


Grafico 5: Emissioni di Eni in base alla metodologia del GHG Reporting Standard (in giallo, usata fino ad oggi) e alla nuova metodologia basata sull'intero ciclo di vita dei prodotti e su un approccio patrimoniale (equity, in blu e verde). Fonte: Eni, *Conference call con gli investitori. Presentazione della nuova metodologia di calcolo delle emissioni GHG*, 28 febbraio 2020.

Nel corso del workshop di presentazione della nuova metodologia per il calcolo delle emissioni GHG, Eni non ha spiegato (a un analista) quanto costerà azzerare (net zero) le emissioni GHG per lo Scope 1 e 2 entro il 2030 attraverso i sink biosferici, per un totale di 30 Mton (probabilmente riferendosi ai soli progetti REDD+), Eni non ha però risposto, perché la domanda non riguardava specificamente la metodologia ma i costi⁵⁴.

Un ultimo analista ha chiesto come si possano mettere in relazione i due obiettivi di riduzione delle emissioni di Eni (-80% emissioni GHG in assoluto entro il 2050 e -55% di "net carbon intensity" e quindi di emissioni divise per il contenuto energetico dei prodotti venduti). Il secondo obiettivo, secondo l'analista, si potrebbero raggiungere solo con una diminuzione del denominatore, e quindi con una diminuzione dei prodotti venduti. A parità di denominatore, infatti, si registrerebbe anche per la "net carbon intensity" una riduzione dell'88%. Quindi l'analista ha chiesto cosa succederà al denominatore.

Eni ha risposto che non è possibile dire ora quale sarà il mix di prodotti

⁵⁴ Peter Sahota, *Focus on Eni's Methodology for the assessment of GHG emissions*, 28 febbraio 2020. Risposta all'analista Alessandro Pozzi di Mediobanca. Nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/3cTgS5f>

venduti al 2050. Di certo c'è solo il target di riduzione, che sarà raggiunto con un "percorso flessibile".⁵⁵

Nella conferenza call con gli analisti sul piano strategico di Eni, il CEO Claudio Descalzi ha aggiunto alcuni particolari all'obiettivo di riduzione della "net carbon intensity":

*"Chiaramente, l'intensità (carbonica) è in relazione con la crescita delle nostre rinnovabili e di tutti i nostri prodotti, così che il nostro obiettivo nelle rinnovabili, che è raggiungibile, è quello di superare i 55 GW di capacità (entro il 2050). E questo è uno dei motivi principali per cui siamo in grado di ridurre del 55% l'intensità delle emissioni"*⁵⁶.

Quindi se ne potrebbe dedurre che la riduzione dell'intensità carbonica sarà raggiunta principalmente con gli investimenti nelle rinnovabili, che però avranno un volume inferiore (a denominatore) rispetto a quello dell'attuale produzione fossile.

Punti da chiarire nella nuova metodologia di misurazioni delle emissioni

La presentazione della nuova metodologia di Eni per la misurazione delle emissioni GHG aggiunge dettagli che renderebbero però opportuni alcuni chiarimenti:

- nel 2018 Eni ha prodotto 537 Mt di emissioni GHG. Entro il 2050 dovrebbero diminuire, in termini assoluti, dell'80%. Sarebbe importante capire quanta parte di queste emissioni si intende ridurre cambiando il mix di produzione (rinnovabili, retail, bio-raffinerie, gas al posto del petrolio, ecc.), e quindi a monte, e quanta parte sarà invece compensata a valle. Al momento sappiamo che più di 40 Mt di CO₂ all'anno saranno compensate tramite progetti di conservazione forestale e CCS. L'80% di 537 Mt è 429,6 Mt. Se togliamo i 40 Mt che saranno compensati dai "carbon sink", rimangono 389,6 Mt: saranno principalmente compensati dal cambiamento del mix di produzione?

- la nuova metodologia di calcolo delle emissioni sarà disponibile già nel bilancio 2020 sui dati 2020 e 2019?

- Sarebbe infine importante capire se i diversi obiettivi relativi alla riduzione delle emissioni nette Scope 1-2-3 (-80%) e della "net carbon intensity" (-55%) al 2050 si possano spiegare con una diminuzione attesa del volume dei prodotti offerti al 2050 (denominatore del rapporto "net carbon intensity").

⁵⁵ Tommaso Baldarelli, *Focus on Eni's Methodology for the assessment of GHG emissions*, 28 febbraio 2020. Risposta all'analista Arjun Saini di Credit Suisse. Nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/3cTgS5f>

⁵⁶ Claudio Descalzi, *Presentazione agli analisti finanziari*, 28 febbraio 2020. Risposta all'analista di Mediobanca Alessandro Pozzi. Nostra traduzione su testo originale in inglese. Link: <https://bit.ly/2xh9ge1>

NOTA:

Sulla base del presente rapporto sono state inviate una serie di domande a Eni prima dell'assemblea del 13 maggio, ai sensi dell'art.127-ter del TUF (Testo Unico della Finanza). La società ha rispostoNalle domande in un documento pubblicato sul sui sito e consultabile pubblicamente al seguente link:

<https://www.eni.com/assets/documents/Domande-e-Risposte-prima-Assemblea-13-maggio-2020.pdf>

Riteniamo che le risposte fornite da Eni non alterino la sostanza del nostro rapporto né contribuiscano in modo significativo a fugare i dubbi espressi nell'analisi.