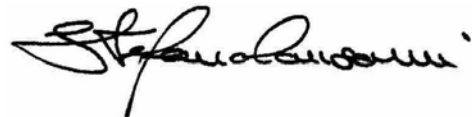


La strategia di decarbonizzazione Eni nel contesto dei possibili futuri sviluppi del Cambiamento Climatico

Relazione tecnico-scientifica
redatta nell'interesse di Eni SpA
nel contenzioso promosso da
Greenpeace Onlus, Recommon APS et al.
presso
Tribunale di Roma, sez II Civile
G.I. dott. Corrado Cartoni - R.G. N. 26468/2023

prof. Stefano Consonni
Ordinario di *Sistemi per l'Energia e l'Ambiente*
nel Politecnico di Milano



Piacenza
04 gennaio 2024

Indice

Premessa	4
1 Introduzione	5
2 Executive Summary	6
3 Evoluzione storica dei mercati dell'energia.....	11
3.1 Le fonti energetiche	11
3.2 L'impatto ambientale e il sistema energetico.....	13
4 Il contesto internazionale di riferimento.....	19
4.1 Scenari di riferimento climatico (IPCC)	20
4.2 Scenari di riferimento per i mercati energetici (IEA)	23
4.3 Scenari di riferimento per lo sviluppo delle energie rinnovabili (IRENA)	26
4.4 Altre iniziative di carattere internazionale.....	27
4.5 Evoluzione storica degli obiettivi di decarbonizzazione dell'Unione Europea	28
5 Evoluzione storica della strategia di decarbonizzazione di Eni	30
5.1 Riconoscimenti che affermano il ruolo di leadership di Eni nell'attuare la strategia di decarbonizzazione.....	32
5.2 Sintesi dell'evoluzione della strategia di decarbonizzazione di Eni.....	34
5.3 Decarbonizzazione vs utilizzo del carbonio	39
5.4 Risultati conseguiti e impegni futuri	41
6 Focus sulle leve della strategia di decarbonizzazione	43
6.1 Portafoglio O&G	43
6.2 Rinnovabili	44
6.2.1 Ruolo negli scenari internazionali.....	44
6.2.2 Ruolo nella strategia di decarbonizzazione Eni.....	45
6.3 Biocarburanti	46
6.3.1 Ruolo negli scenari internazionali e nazionali	46
6.3.2 Ruolo nella strategia di decarbonizzazione Eni.....	49
6.4 CCUS - Carbon Capture, Utilization and Storage	51
6.4.1 Ruolo nella strategia di decarbonizzazione Eni.....	52
6.5 NCS – Natural Climate Solution.....	53
6.5.1 Coerenza con gli scenari internazionali.....	54
6.5.2 Quantificazione della capacità di compensazione	56
6.5.3 Ruolo nel contesto della strategia Eni.....	57
6.6 Fusione nucleare	58
7 Eni come attore del sistema Paese.....	60

7.1	“Dimensione della decarbonizzazione”	61
7.1.1	Sintesi degli obiettivi e traguardi proposti	61
7.1.2	Azioni e risultati intrapresi da Eni a supporto degli obiettivi	63
7.2	“Dimensione della sicurezza energetica”	64
7.2.1	Sintesi degli obiettivi e traguardi proposti	64
7.2.2	Azioni e risultati intrapresi da Eni a supporto degli obiettivi	66
7.3	Posizione Eni su PNIEC 2023	67
8	Raffronti con l’atto di citazione	69
8.1	Scenari di decarbonizzazione vs strategia Eni	69
8.1.1	Anno di riferimento	70
8.2	Valutazioni sulle emissioni Eni	70
8.3	Emissioni Eni vs emissioni nazionali	70
8.4	Efficacia delle leve per la decarbonizzazione	71
8.4.1	Portafoglio Oil & Gas	72
8.4.2	Rinnovabili	72
8.4.3	Biocarburanti	73
8.4.4	Cattura (Utilizzo) e Stoccaggio di CO2	73
8.4.5	Natural Climate Solutions (NCS)	74
8.4.6	Risorse dedicate alla decarbonizzazione	74
8.5	L’equivoco delle rinnovabili	74

Premessa

Questa relazione è stata redatta dallo scrivente Stefano Consonni, Ordinario di *Sistemi per l'Energia e l'Ambiente* nel Politecnico di Milano, su incarico di Dentons Europe Studio Legale Tributario (di seguito "Dentons") nel contesto dell'incarico di assistenza e difesa conferito da Eni S.p.A. a Dentons nel giudizio di primo grado davanti al Tribunale di Roma - R.G. n. 26468/2023 -instaurato da RcCommon APS e Greenpeace Onlus, unitamente a 12 persone fisiche, contro Eni, nonché contro Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. e il Ministero dell'Economia e delle Finanze (il "Giudizio").

L'oggetto dell'incarico conferito allo scrivente consiste nello svolgimento di alcuni approfondimenti di natura tecnico/scientifica, a completamento delle analisi giuridiche svolte da Dentons al fine di definire e supportare la strategia difensiva di Eni nel Giudizio.

Le considerazioni esposte nella relazione sono basate su informazioni e dati pubblicamente disponibili nella letteratura tecnico-scientifica, nei siti web di agenzie / enti / soggetti pubblici o privati a vario titolo coinvolti o interessati ai temi trattati, nonché nei siti web Eni¹.

¹ Per sporadiche circostanze, comunque debitamente segnalate nelle note a piè di pagina, si sono utilizzate informazioni fornite dalle competenti funzioni Eni.

1 Introduzione

1.1 La presente Relazione analizza la strategia di decarbonizzazione di Eni nel contesto della situazione energetica globale e dei possibili futuri sviluppi del cambiamento climatico, ovvero dei cosiddetti “scenari”. Stante la continua evoluzione delle conoscenze sul cambiamento climatico, nonché delle politiche per contenerlo, sia gli scenari internazionali di riferimento sia la strategia Eni hanno compiuto nel tempo una progressiva trasformazione. Una evoluzione lungi dall’essere conclusa, il cui futuro dipende fortemente dallo sviluppo tecnologico e delle politiche di mitigazione del cambiamento climatico. Per illustrare tale trasformazione, l’analisi segue la recente evoluzione degli scenari internazionali e della strategia Eni.

1.2 Oltre a questa introduzione, il documento si articola nei seguenti Capitoli:

- Capitolo 2: **Executive Summary**, che riepiloga i punti principali trattati nella Relazione circa gli scenari internazionali, la strategia di decarbonizzazione di Eni e l’attuazione delle “leve” che Eni ha individuato per il raggiungimento degli obiettivi fissati - dove per “leve” si intendono gli strumenti, i mezzi, le soluzioni tecnologiche con le quali Eni intende realizzare la propria strategia di decarbonizzazione.
- Capitolo 3: **Evoluzione storica dei mercati dell’energia**, che illustra alcuni dati salienti circa i consumi di energia e le emissioni climalteranti degli ultimi decenni.
- Capitolo 4: **Contesto internazionale di riferimento**, che fornisce un quadro delle evoluzioni prefigurate per i mercati dell’energia, le politiche climatiche e i possibili percorsi – cioè i cosiddetti “scenari” - per contenere il cambiamento climatico entro limiti considerati accettabili secondo gli accordi internazionali.
- Capitolo 5: **Evoluzione storica della strategia di decarbonizzazione di Eni**, che ne ricostruisce il percorso in relazione ai mercati dell’energia, le politiche climatiche e le conoscenze scientifiche in merito agli scenari di riferimento. L’attenzione è focalizzata sugli obiettivi che la stessa Eni si è posta su base volontaria, le correlate metodologie, le metriche² e le leve attuative. Sono altresì approfonditi e discussi i risultati ad oggi raggiunti.
- Capitolo 6: **Focus sulle leve della strategia di decarbonizzazione**, che analizza nello specifico le leve considerate nella strategia di decarbonizzazione Eni, in particolare le cinque leve sulle quali si fa affidamento per raggiungere la *Neutralità Carbonica* al 2050: (1) portafoglio Oil & Gas; (2) rinnovabili (intesi come capacità installata di produzione di elettricità da fonti rinnovabili); (3) biocarburanti (intesi come capacità di bioraffinazione); (4) Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS = cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂); (5) NCS = (Nature Climate Solutions = soluzioni naturali per il clima). Per ciascuna leva si evidenzia la coerenza con il quadro di riferimento internazionale e si approfondisce la capacità esecutiva finora messa in campo.
- Capitolo 7: **Eni come attore del sistema Paese**, che descrive il ruolo di Eni quale operatore fondamentale a sostegno della sicurezza negli approvvigionamenti energetici e per l’attuazione della pianificazione nazionale su clima e energia (PNIEC - Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima).
- Capitolo 8: **Raffronti con l’atto di citazione**, che spiega e motiva l’inconsistenza e/o l’incongruenza di una serie di affermazioni e richieste formulate dagli attori.

² Il termine “Metrica” è mutuato dalla Matematica, dove è usato per generalizzare il concetto di distanza per insiemi astratti (e.g. spazi non euclidei). In ambito tecnico-scientifico (ed economico) il termine è usato da qualche tempo per significare una modalità o una unità di misura, nonché i parametri, le grandezze con le quali si esprime una misura.

2 Executive Summary

- 2.1 Il sistema energetico mondiale ha sperimentato negli ultimi due secoli una fortissima crescita. La disponibilità di energia, unita a tecnologie sempre più efficienti ed affidabili, ha favorito una rapida (per quanto disomogenea) crescita dell'economia e della società, sia in termini assoluti che in termini pro-capite.
- 2.2 Tuttavia, la natura delle fonti fossili utilizzate in maniera prevalente per soddisfare la domanda di energia ha portato all'immissione in atmosfera di una grande quantità di CO₂. Oltre alle emissioni di CO₂ generate dalla combustione delle fonti fossili, una serie di altre attività umane (come agricoltura e allevamento) ha comportato non solo ulteriori emissioni di CO₂, ma anche un forte aumento delle emissioni di metano ed altri "gas serra" che con la CO₂ concorrono al cambiamento climatico.
- 2.3 La dipendenza dai combustibili fossili dell'attuale sistema energetico mondiale è tale per cui la riduzione delle emissioni di gas serra necessaria per contenere il cambiamento climatico richiede inevitabilmente un radicale cambiamento del sistema stesso. La portata e la difficoltà di tale radicale cambiamento costituiscono una sfida senza eguali nella storia dell'Umanità.
- 2.4 Per convincersene basti pensare (l'elenco è esemplificativo ma certamente non esaustivo) alla complessità della generazione di elettricità e delle relative infrastrutture di trasmissione e distribuzione; alla pervasività dell'utilizzo dei combustibili; alle incognite della messa in campo di nuove tecnologie; alla laboriosità dei processi per conseguire l'accettabilità sociale, all'entità delle risorse movimentate dai mercati energetici; alle barriere che ostacolano la sicurezza e l'equa accessibilità dell'approvvigionamento di energia.
- 2.5 La difficoltà della transizione può essere intuita considerando alcuni dati. Attualmente il consumo mondiale annuo di energia è di oltre 14 miliardi di Tonnellate equivalenti di petrolio (Tep), i.e. quasi 170.000 TWh³ all'anno. Circa l'80% è fornito dai combustibili fossili (carbone, petrolio, gas naturale) il cui consumo, con l'eccezione di alcune brevi contrazioni determinate da contingenze critiche (crisi petrolifera del 1973, crisi finanziaria del 2008-09, pandemia del 2020) continua ad aumentare.
- 2.6 A livello globale, le emissioni annue di gas serra ammontano oggi a quasi 60 miliardi di tonnellate equivalenti di CO₂, anch'esse in aumento.
- 2.7 A livello internazionale la consapevolezza sul tema del cambiamento climatico matura nel 1992 con la Convenzione quadro delle Nazioni Unite nota come Accordi di Rio⁴, che apre la strada ad ulteriori atti o protocolli che avrebbero posto limiti obbligatori alle emissioni di gas climalteranti. Fra i più rilevanti il Protocollo di Kyoto del 1997, che entra in vigore nel 2005. Con l'Accordo di Parigi del 2015, poi ratificato a fine 2016, si introduce il primo trattato globale che fissa obiettivi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti, nonché azioni di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici e strumenti finanziari a corredo. E' importante sottolineare che impegni, obiettivi e vincoli sono intesi per **gli Stati firmatari degli Accordi** che si sono succeduti.
- 2.8 Quale organo di riferimento con ruolo di foro scientifico, nel 1988, il World Meteorological Organization (WMO)⁵ e lo United Nations Environment Programme (UNEP)⁶ istituiscono

³ Stante le molte forme nelle quali l'energia si presenta, le unità di misura adottate sono molto numerose. In linea con le unità adottate nelle figure riportate al Capitolo 3, per i consumi globali di energia si fa qui riferimento al *TeraWatt-ora* (TWh) e alla *Tonnellata equivalente di petrolio* (Tep), dove:

1 TWh = 1 miliardo di kiloWatt-ora (kWh) = 86.000,96 Tep.

⁴ Un trattato parziale e non vincolante, in quanto non poneva limiti obbligatori alle emissioni.

⁵ World Meteorological Organization (WMO) (<https://wmo.int/>)

⁶ United Nations Environment Programme (UNEP) (<https://www.unep.org/>)

l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) organizzazione poi avallata dall'Assemblea Generale delle Nazioni Unite.

- 2.9 Nel tentativo di individuare un percorso (*pathway*) per arrivare a un assetto del sistema energetico ed economico mondiale compatibile con gli impegni che gli Stati hanno via via formalizzato con accordi multilaterali, IPCC e altri organismi internazionali si sono esercitati nel produrre ipotesi di evoluzione demografiche, macroeconomiche, tecnologiche, di policy, idonee a verificare la possibilità che i sistemi economici, energetici e sociali mondiali conseguano obiettivi compatibili con la lotta al cambiamento climatico, definendo così i “possibili futuri” chiamati “scenari”⁷.
- 2.10 Gli scenari di decarbonizzazione pubblicati in letteratura si differenziano per obiettivo⁸ (punto d'arrivo), arco temporale considerato, situazione di riferimento o *baseline* (punto di partenza), perimetro (tipologia di emissioni considerate e relative fonti) e varietà di assunzioni adottate per costruire le traiettorie da percorrere.
- 2.11 Gli scenari non sono una previsione del futuro, bensì un percorso che potrebbe consentire di raggiungere l'obiettivo nel caso in cui le ipotesi adottate per costruire lo scenario venissero realizzate. Gli scenari sono di difficile comparazione con la strategia di decarbonizzazione di un Paese, tantomeno di un'azienda, in quanto quest'ultime sono basate su assunzioni e su variabili diverse e più circoscritte. È possibile tuttavia delineare elementi essenziali comuni a molti degli scenari, in particolare un taglio delle emissioni al 2030 e il raggiungimento di emissioni nette nulle (NZE = Net Zero Emissions) al 2050 – due elementi / obiettivi che si riscontrano anche nelle politiche dell'Unione Europea e nella strategia di decarbonizzazione Eni.
- 2.12 È importante rilevare che la lunga serie di ipotesi adottate per la costruzione degli scenari comprende variabili quali l'evoluzione tecnologica (in termini di introduzione di nuove tecnologie, miglioramento delle prestazioni, riduzione dei costi) e normativa. Per esempio, lo scenario NZE (*Net Zero Emission*) dell'edizione 2023 del *World Energy Outlook* dell'IEA (International Energy Agency) assume che il 35% della riduzione di emissioni necessaria per raggiungere l'obiettivo *Net Zero* al 2050 sia conseguito con tecnologie ancora non disponibili commercialmente, ovvero tecnologie attualmente allo stato di prototipo o impianto dimostrativo. Va da sé che l'effettivo raggiungimento della maturità commerciale di queste tecnologie è soggetto a grande incertezza, un'incertezza che pervade peraltro tutto il variegato quadro degli scenari.
- 2.13 Altra rilevante caratteristica degli scenari è il ruolo dei combustibili fossili, che rimangono nel *mix* anche al 2050. In particolar modo il gas naturale, per quanto in misura ridotta rispetto a oggi,

⁷ Il termine “scenario” è usato in numerosissime pubblicazioni scientifiche e non. Per quanto il significato che lo sottende è simile al variare delle fonti e degli autori – anche se non proprio lo stesso – una definizione puntuale non è frequente. In questa relazione si fa riferimento alla definizione riportata al Cap. 3 del rapporto del Working Group II: Impacts, Adaptation and Vulnerability del IPCC Third Assessment Report del 2001. Il Cap. 3, intitolato “Developing and Applying Scenarios” riporta al par. 3.1, pag. 149, la seguente definizione: “A *scenario* is a coherent, internally consistent and plausible description of a possible future state of the world ... It is not a forecast; each scenario is one alternative image of how the future can unfold.”. Ovvero, in Italiano “Uno scenario è una descrizione logica, internamente coerente e plausibile] di un possibile futuro stato del mondo ... [Uno scenario] non è una previsione; ciascuno scenario fornisce un'immagine alternativa di come il futuro potrebbe evolvere”

⁸ L'accordo siglato alla 21a *UN Climate Change Conference* (COP21) di Parigi il 12 dicembre 2015 stabilisce l'obiettivo di mantenere il riscaldamento globale “ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli pre-industriali” e di compiere sforzi per “limitare l'incremento di temperatura a 1.5°C sopra i livelli pre-industriali”. Per questo motivo gli scenari sviluppati in letteratura fanno generalmente riferimento a tali due situazioni. È utile osservare che gli impatti del cambiamento climatico sono molto sensibili a variazioni anche molto piccole della temperatura media dell'atmosfera (la cui valutazione è peraltro difficile e complessa), cosicché la differenza tra “incremento di temperatura pari a 1.5°C” e “incremento di temperatura inferiore a 2°C” non è marginale.

contemplando un ruolo non marginale anche per il petrolio. Per una serie di applicazioni il gas naturale e il petrolio sono infatti molto difficili da sostituire, e d'altro canto la CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage = Cattura, Utilizzo e Stoccaggio del Carbonio) potrà consentire di ridurre drasticamente le emissioni nette di CO₂ anche per sistemi alimentati con combustibili fossili.

- 2.14 Per una compiuta rappresentazione del quadro internazionale di riferimento, oltre agli scenari delle organizzazioni intergovernative è importante considerare gli obiettivi fissati e i piani elaborati dall'Unione Europea, che si è impegnata a diventare la prima economia / società a impatto climatico zero entro il 2050. I grandi piani elaborati a tal fine - a partire dal 2018 con il *Green Deal*, fino ad arrivare al 2021 con la *Climate Law*, passando per il *Fit for 55* e *Repower EU* - hanno fissato obiettivi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti sempre più ambiziosi e sfidanti, pur nel contesto dei fattori esogeni (crisi pandemica, conflitto russo-ucraino) che hanno caratterizzato il periodo storico. A giugno 2021 il Consiglio e il Parlamento europei hanno approvato la *Climate Law*, che vincola gli Stati dell'Unione a perseguire l'obiettivo di neutralità climatica al 2050 e fissa un obiettivo UE di riduzione netta delle emissioni di gas serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.
- 2.15 In questo contesto Eni ha aderito a importanti iniziative internazionali quali TCFD (*Task Force on Climate Related Financial Disclosures*), IPIECA (*International Petroleum Industry Environmental Conservation Association*) e OGCI (*Oil and Gas Climate Initiative*) ottenendo una serie di riconoscimenti internazionali (a titolo di esempio 1° tra i peer per numero di metriche allineate nel Climate Action 100+ Net-Zero Company Benchmark, 1° tra i peer nel ranking degli obiettivi GHG di Carbon Tracker, Score A- nel 2022 per il CDP – Climate Change). In continuità, nell'affermare la propria leadership sul tema Eni ha assunto impegni ("pledge") di portata internazionale, tra cui la recentissima adesione all'*Oil & Gas Decarbonization Accelerator*, piattaforma presentata alla COP28 a dicembre 2023 con lo scopo di dimostrare il contributo concreto dell'industria Oil&Gas al processo di decarbonizzazione, prima di tutto attraverso l'impegno verso le emissioni zero per le sue attività operative entro 2050.
- 2.16 Dal 2015 l'impegno di Eni, che già dal 2005 aveva adottato la rendicontazione sistematica delle emissioni, si è evoluto con la definizione di obiettivi prima qualitativi e poi quantitativi, nonché il loro monitoraggio, arrivando nel 2021 all'adozione dell'obiettivo Net Zero⁹ al 2050. Evolvendosi nel tempo, la strategia Eni ha previsto l'adozione di metodologie e metriche¹⁰ sempre più sofisticate per la rendicontazione delle emissioni, adottando infine un approccio di filiera per tutti i prodotti energetici venduti a livello globale.
- 2.17 La Strategia di decarbonizzazione Eni mira a garantire la fornitura di energia con soluzioni sempre più decarbonizzate, con azioni/strumenti che integrano / sostituiscono le fonti tradizionali in modo flessibile e sostenendo il percorso di decarbonizzazione di tutti segmenti della clientela: trasporto, forniture domestiche e industriali, etc. Per il raggiungimento di questi obiettivi sono state individuate cinque leve strategiche: (1) portafoglio Oil & Gas; (2) rinnovabili (intesi come capacità installata di produzione di elettricità da fonti rinnovabili); (3) biocarburanti (intesi come capacità di bioraffinazione); (4) Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS = cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂); (5) NCS = (Nature Climate Solutions = soluzioni naturali per il clima).

⁹ In linea con la letteratura, con il termine *Net Zero* si intende qui una situazione con emissioni nette di gas climalteranti pari a zero. È importante rilevare che ciò non implica emissioni nulle, bensì che le eventuali emissioni positive sono controbilanciate da emissioni negative di pari entità, dove le emissioni negative sono conseguite con interventi che sottraggono gas serra all'atmosfera: cattura di CO₂ (CCUS), riforestazione, etc.

¹⁰ Come già osservato, per "metrica" si intende qui la modalità o unità di misura.

- 2.18 Per ognuna delle leve Eni ha fissato su base volontaria obiettivi di breve, medio e lungo termine, rendendoli sempre più stringenti nel tempo. L'evidenza dei risultati raggiunti è riportata sistematicamente nel contesto dei Capital Market Day ricorrenti su base annuale, nonché nel reporting annuale di natura finanziaria e non (Relazioni Finanziarie e Eni For) .
- 2.19 Circa la rimodulazione del portafoglio O&G Eni sta attuando azioni progressive nel traguardare gli obiettivi che si è posta in termini di riduzione delle emissioni dirette associabili alle attività Upstream¹¹ e sta muovendosi – anche tramite operazioni straordinarie, come testimoniato dalla recente acquisizione degli *asset* a bassa intensità carbonica di Neptune - per incrementare al 60% la quota di gas naturale nel mix energetico prodotto al 2030.
- 2.20 Circa le rinnovabili, al terzo trimestre 2023 la capacità installata Eni di produzione di elettricità da fonte solare ed eolica ammontava a 2,5 GW¹²¹³, che a fine 2023 sono diventati circa 3 GW¹⁴. Per il 2026 si prevede di aumentare la capacità installata di produzione di elettricità da fonte rinnovabile a 7 GW. Per dare sostegno all'attuazione della leva Eni ha presentato ai mercati la controllata Plenitude, società *Benefit* che opera sul mercato con un modello distintivo che coniuga produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, vendita di elettricità e gas naturale, soluzioni energetiche per i clienti e un'ampia rete di punti di ricarica per veicoli elettrici.
- 2.21 Circa i biocarburanti, Eni sta continuando a investire nelle proprie bioraffinerie e ad ampliare il perimetro di mercato con investimenti significativi, come testimoniato dall'acquisizione del 50% della bioraffineria di Chalmette in Louisiana (USA). A ciò si aggiungono iniziative su *agri-business* ed *agri-feedstock*, con l'obiettivo di fornire 700.000 tonnellate di olio vegetale alle bioraffinerie entro il 2026. Nel settore dei trasporti Eni ha siglato nel 2022 con SEA (società di gestione degli aeroporti di Milano) e Aeroporti di Roma accordi per l'introduzione di combustibili sostenibili destinati all'aviazione (SAF – *Sustainable Aviation Fuel* = combustibile sostenibile per l'aviazione) e alla movimentazione a terra (HVO – *Hydrotreated Vegetable Oil* = olio vegetale idrogenato), mentre con BASF è stato stipulato un accordo per lo sviluppo di una nuova tecnologia per la produzione di bio-propanolo destinato all'utilizzo quale componente "bio" nella formulazione di carburanti.
- 2.22 Tra le iniziative CCUS, in Italia Eni promuove e persegue lo sviluppo del sito di Ravenna quale polo di stoccaggio con una capacità complessiva di circa 500 milioni di tonnellate. Trattasi del progetto di gran lunga più importante dell'area mediterranea, che in ambito europeo potrà bilanciare la prevalenza finora pressoché esclusiva dei progetti centrati sul Mare del Nord e perseguiti da Norvegia, Paesi Bassi, UK. Non a caso il progetto è stato considerato di primaria importanza nell'ottica della transizione energetica nazionale, evidenziando l'importanza della soluzione tecnologica CCUS sia per il Sistema Paese sia per i settori "*hard to abate*"¹⁵. Si cita inoltre il recente accordo raggiunto con il *Dipartimento per la Sicurezza Energetica e Net Zero* (DESNZ) del

¹¹ Il termine *Upstream*, letteralmente "a monte", denomina le attività di esplorazione ed estrazione degli idrocarburi. Si contrappone a "*Downstream*", letteralmente "a valle", che denomina invece le attività di conversione degli idrocarburi grezzi nei prodotti destinati ai consumatori finali.

¹² 1 GW = 1 GigaWatt = 1 milione di kiloWatt (kW)

¹³ 2023 Third Quarter Results (eni.com)

(<https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/investor/presentations/2023/third-quarter-2023/third-quarter-2023-results.pdf>)

¹⁴ <https://corporate.eniplenitude.com/en/media/press-release/21-12-2023-Plenitude-progresses-its-strategy-with-the-investment-of-Energy-Infrastructure-Partners>.

¹⁵ *Hard to abate* = difficile da abbattere. Si intendono con questo termine le circostanze, i settori nei quali la riduzione delle emissioni di CO₂ è particolarmente difficile. Ad esempio l'industria del cemento, dell'acciaio o l'industria chimica, dove le emissioni di CO₂ non sono dovute solamente al fabbisogno di energia, bensì anche a caratteristiche intrinseche del processo produttivo.

Regno Unito su termini e condizioni chiave relative al modello economico, normativo e di *governance* per il trasporto e lo stoccaggio di anidride carbonica nel cluster industriale CCS HyNet North West¹⁶, rendendo Eni l'operatore di riferimento delle attività di trasporto e stoccaggio di CO₂ del progetto.

- 2.23 Tra le iniziative NCS, dal 2019 Eni ha intrapreso una collaborazione con lo sviluppatore BCP (BioCarbon Partners, un'impresa sociale dello Zambia) al fine di preservare la capacità di stoccaggio del carbonio negli ecosistemi naturali e conservare e proteggere la biodiversità, garantendo anche benefici socio-economici per le popolazioni locali. Per la selezione dei partners e la contabilizzazione dei crediti di carbonio compensati viene condotto un rigoroso processo di due-diligence e adottate metodologie definite da organizzazioni internazionali responsabili degli Enti di Registro di crediti volontari. Al pari di altri progetti NCS finanziati, l'iniziativa Eni è soggetta a un meccanismo di validazione e processi di audit, esterni e autorevoli, opportunamente rendicontati nei registri.
- 2.24 Il piano di investimenti a bassa intensità carbonica di Eni prevede quote sostanzialmente in crescita sia nel piano quadriennale sia nel lungo termine. A significare il peso via via crescente delle iniziative di decarbonizzazione, si rileva che tra il 2018 ed il 2022 Eni ha investito a tal fine circa 7,5 Mld Euro.
- 2.25 Date le sue dimensioni e l'oggetto della sua attività, Eni svolge ovviamente un ruolo rilevante in Italia. **Una manifesta dimostrazione è stata offerta dal conflitto Russia-Ucraina, quando Eni ha giocato un ruolo primario per la sicurezza energetica nazionale garantendo gli approvvigionamenti di gas naturale con una diversificazione delle fonti.** Il tutto in coerenza con quanto previsto nei piani europei *Green Deal* e *REPowerEU*, nonché di quanto previsto nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC). Su questo tema il Capitolo 7 analizza le dimensioni relative alla decarbonizzazione e alla sicurezza energetica della versione del PNIEC 2019 e 2023 (ancora in versione draft)) dando evidenza della coerenza delle iniziative di Eni rispetto agli obiettivi stabiliti dal piano.

¹⁶ [Eni e il governo del Regno Unito siglano un accordo per il primo modello al mondo di business regolato in ambito CCS \(https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/10/cs-eni-regno-unito-siglano-accordo-primo-modello-business-ccs.html\)](https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/10/cs-eni-regno-unito-siglano-accordo-primo-modello-business-ccs.html)

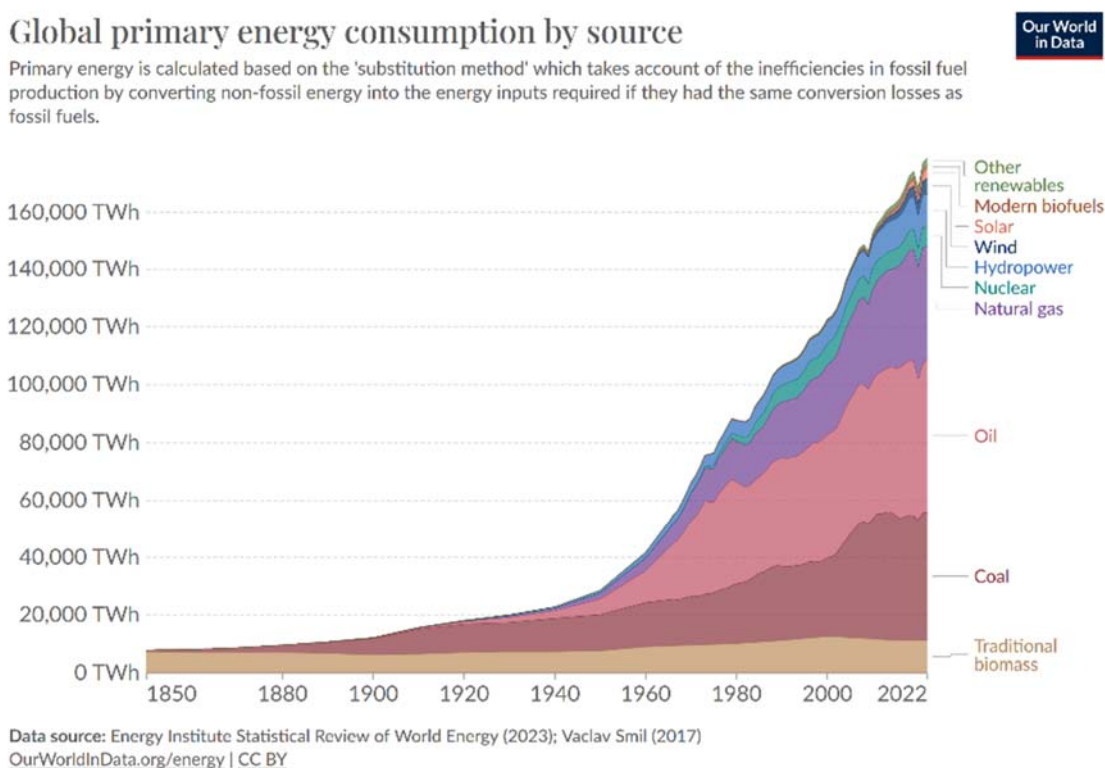
3 Evoluzione storica dei mercati dell'energia

In questo Capitolo viene descritta l'evoluzione storica dei consumi di energia e delle emissioni di gas climalteranti, illustrando sinteticamente il legame tra consumi di energia e cambiamento climatico.

3.1 Le fonti energetiche

La crescita dell'economia e della società verificatasi negli ultimi due secoli è stata alimentata da un'analogia crescita dei consumi energetici. Fino all'inizio del 1800, il consumo di energia era poco superiore a quanto necessario per il sostentamento (l'energia del cibo: circa 2500 kilocalorie per persona al giorno, ovvero 10 Megajoules¹⁷ pro-capite al giorno) e la principale fonte di energia era costituita da legna da ardere (**Figura 1**). La scoperta dei combustibili fossili (prima il carbone, poi il petrolio e infine il gas naturale) e l'introduzione della macchina a vapore messa a punto da Watt nella seconda metà del 1700 hanno messo a disposizione dello sviluppo industriale enormi quantitativi di energia e la tecnologia per utilizzarli.

Figura 1- Evoluzione dei consumi energetici dal 1850 a oggi



Dall'inizio del 1900 la legna ha cessato di essere la fonte di energia dominante per essere soppiantata dal carbone. A seguire sono stati introdotti il petrolio e il gas naturale, con un ruolo significativo dell'idroelettrico, che grazie al progresso tecnologico si è aggiunto alla biomassa quale energia rinnovabile. Anni più recenti hanno visto l'introduzione del nucleare e di altre fonti rinnovabili: eolico, solare, biocombustibili. Come illustrato in Figura 1, l'ampio utilizzo dei combustibili fossili è comunque rimasto.

L'utilizzo dei combustibili fossili è giustificato dalle loro caratteristiche: sono disponibili in grande quantità, relativamente facili da estrarre, relativamente economici, trasportabili in modo abbastanza semplice e a costi contenuti, adatti all'impiego con tecnologie per la produzione di energia utile

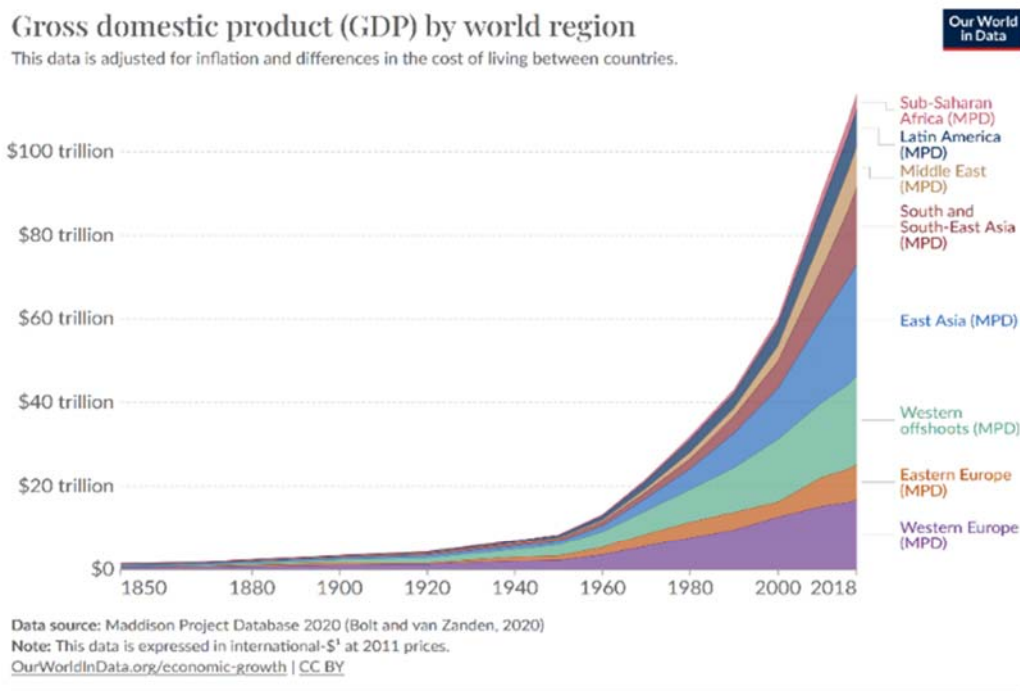
¹⁷ Il Joule è l'unità di misura dell'energia nel Sistema Internazionale di misura. 1 MegaJoule = un milione di Joules. 1 kcal = 4186 Joules.

(elettricità, calore, movimento, etc.) che sono diventate via via più efficienti ed affidabili. Oltre che per la produzione di energia, gli stessi combustibili fossili sono utilizzabili, inoltre, quali vettori di carbonio e idrogeno per l'industria chimica ed una molteplicità di processi industriali.

L'economicità del trasporto è favorita dall'elevata intensità energetica (energia per unità di massa o per unità di volume)¹⁸. La competitività economica¹⁹ è ascrivibile all'elevata disponibilità, alla versatilità di impiego, alla filiera del valore collegata (raffinazione, distribuzione) e alla disponibilità di affidabili tecnologie per l'utilizzo.

Lo sviluppo industriale reso possibile, tra l'altro, dall'abbondante disponibilità di energia a costi contenuti ha portato a un'espansione dell'economia e della società. Per quanto limitativo e insufficiente a misurare adeguatamente il livello di sviluppo, un indicatore comunque utilizzato è il Prodotto Interno Lordo (PIL), la cui evoluzione è rappresentata in **Figura 2**. Il confronto con la **Figura 1** mostra la stretta correlazione esistente tra sviluppo economico e disponibilità di energia, una correlazione ampiamente documentata in letteratura²⁰. Per quanto il rapporto tra consumi di energia e sviluppo economico sia condizionato in misura significativa da una serie di fattori – epoca storica, tecnologia, area geografica, situazione socio-politica, etc. – è acclarato che la disponibilità di energia costituisca un ingrediente fondamentale dello sviluppo industriale e socio-economico.

Figura 2 - Evoluzione del Prodotto Interno Lordo (PIL) dal 1850 a oggi



1. **International dollars:** International dollars are a hypothetical currency that is used to make meaningful comparisons of monetary indicators of living standards. Figures expressed in international dollars are adjusted for inflation within countries over time, and for differences in the cost of living between countries. The goal of such adjustments is to provide a unit whose purchasing power is held fixed over time and across countries, such that one international dollar can buy the same quantity and quality of goods and services no matter where or when it is spent. Read more in our article: What are Purchasing Power Parity adjustments and why do we need them?

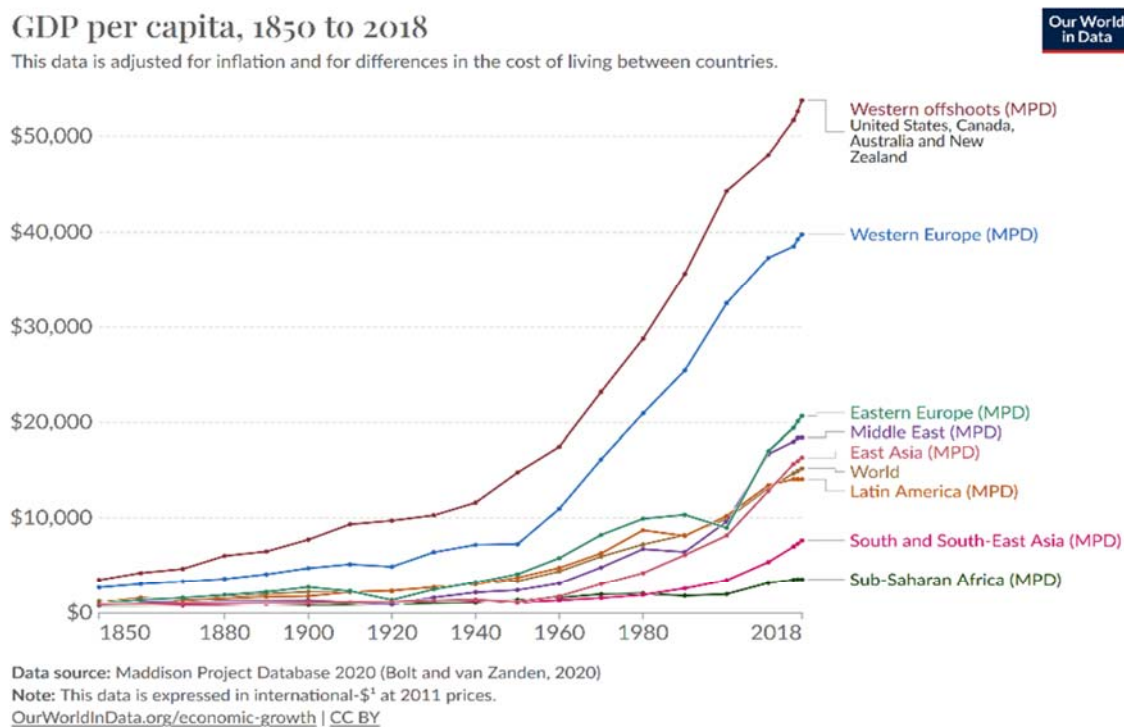
¹⁸ [J.-P. Rodrigue - The Geography of Transport Systems – Chapter 4: Transport, energy and environment \(2020\)](https://www.taylorfrancis.com/chapters/mono/10.4324/9780429346323-4/transport-energy-environment-jean-paul-rodrigue) (https://www.taylorfrancis.com/chapters/mono/10.4324/9780429346323-4/transport-energy-environment-jean-paul-rodrigue)

¹⁹ [J Tollefson - Can the world kick its fossil-fuel addiction fast enough - Nature \(2018\)](https://www.nature.com/articles/d41586-018-04931-6) (https://www.nature.com/articles/d41586-018-04931-6)

²⁰ [Our World in Data](https://ourworldindata.org/grapher/energy-use-per-capita-vs-gdp-per-capita?tab=table&stackMode=relative&time=2000..latest) (https://ourworldindata.org/grapher/energy-use-per-capita-vs-gdp-per-capita?tab=table&stackMode=relative&time=2000..latest)

Il PIL è cresciuto in misura maggiore rispetto all'aumento della popolazione (a sua volta favorito dallo sviluppo socio-economico) da cui l'impennata del PIL pro-capite illustrato nella seguente Figura 3, dove la diversa entità della crescita riflette il diverso stadio di sviluppo dei vari Paesi.

Figura 3 - Evoluzione del PIL pro-capite dal 1850 a oggi



1. International dollars: International dollars are a hypothetical currency that is used to make meaningful comparisons of monetary indicators of living standards. Figures expressed in international dollars are adjusted for inflation within countries over time, and for differences in the cost of living between countries. The goal of such adjustments is to provide a unit whose purchasing power is held fixed over time and across countries, such that one international dollar can buy the same quantity and quality of goods and services no matter where or when it is spent. Read more in our article: [What are Purchasing Power Parity adjustments and why do we need them?](#)

3.2 L'impatto ambientale e il sistema energetico

La natura delle fonti fossili (tutte a base carbonio) e le modalità di utilizzo (combustione) hanno generato due ordini di problemi:

- 1) Emissioni di gas serra climalteranti²¹: principalmente la CO₂ generata dall'ossidazione del carbonio, a cui si aggiungono metano (CH₄), ossido nitroso (N₂O) e altri gas quali i cloro-fluoro-carburi (CFC, HCFC) o l'esasfluoruro di zolfo (SF₆).
- 2) Emissioni di composti inquinanti: monossido di carbonio, ossidi di azoto, ossidi di zolfo, particolato, etc.

Le prime comportano un impatto su scala globale, interagendo con i complessi meccanismi che regolano l'equilibrio energetico della terra e il clima. Le seconde comportano un impatto prevalentemente su scala locale e regionale, nelle zone interessate dalla ricaduta degli inquinanti.

²¹ Ovvero composti che, in seguito alla capacità di intensificare l'"effetto serra" naturalmente svolto dall'atmosfera, possono contribuire ad alterazioni del Clima.

Negli ultimi decenni l'impatto generato dalle emissioni di inquinanti ha subito fortissime riduzioni grazie all'introduzione di tecnologie che hanno consentito di ridurre la presenza di inquinanti al punto di emissione anche di 100 o più volte. Grazie a questi sviluppi, in molte circostanze l'inquinamento generato dall'utilizzo dei combustibili fossili è stato ridotto ben al di sotto dei valori considerati accettabili.

Diversa è la situazione delle emissioni di CO₂, sia perché la sua generazione è ineluttabile (il carbonio nel combustibile deve essere necessariamente ossidato a CO₂), sia perché emessa in quantitativi molto superiori a quelli degli inquinanti. Va inoltre considerato l'impatto generato da altri gas serra associati all'utilizzo dei combustibili fossili (metano, ossido nitroso) e ad altre attività umane (e.g. metano da agricoltura e allevamento), che non è trascurabile rispetto all'impatto della CO₂ generata dalla combustione delle fonti fossili.

Le opzioni industriali per la riduzione delle emissioni di gas climalteranti sono essenzialmente quattro:

- (1) Riduzione delle emissioni di CO₂ per unità di prodotto o servizio reso.
- (2) Utilizzo di fonti rinnovabili.
- (3) Utilizzo del nucleare.
- (4) Cattura, Utilizzo e Stoccaggio di CO₂ (CCUS = Carbon Capture, Utilization and Storage).

L'opzione (1) è realizzabile aumentando l'efficienza, cosicché a parità di *output* il consumo di combustibile e quindi le emissioni di CO₂ sono minori, oppure utilizzando combustibili con minor contenuto di carbonio (*fuel switching*, e.g. sostituzione di carbone con gas naturale). Per quanto auspicabile e interessante questa opzione, da sola, non consente di azzerare le emissioni.

Le opzioni (2) e (3) sono alternative all'utilizzo di combustibili fossili e richiedono tecnologie radicalmente diverse. Alcune sono mature e consolidate da anni (impianti idroelettrici, impianti geotermici, reattori nucleari termici a fissione etc.); altre più recenti sono in forte espansione (solare fotovoltaico, eolico); molte altre sono allo studio e sviluppo, ma non ancora commerciali (solare termodinamico, produzione di energia dal moto ondoso, celle a combustibile, reattori nucleari autofertilizzanti, reattori nucleari a fusione etc.), con una "distanza" dalla competitività commerciale che copre un campo amplissimo. Per ragioni diverse (tecniche, economiche, ambientali, normative, accettazione sociale, etc.) i combustibili fossili sono ancora di gran lunga prevalenti, nonostante le fonti alternative come le rinnovabili stiano crescendo a ritmi molto sostenuti.

L'opzione (4) è realizzabile catturando la CO₂ nell'impianto di produzione, prima che sia emessa in atmosfera. Trattasi di una opzione interessante per il breve-medio termine, che consente di ridurre drasticamente le emissioni di CO₂ già prima di abbandonare i combustibili fossili - un abbandono molto difficile da realizzare in tempi brevi a causa dell'inerzia del sistema basato sui fossili e le difficoltà di sostituzione per una serie di applicazioni. (e.g. applicazioni difficilmente elettrificabili).

Che l'abbandono dei combustibili fossili comporti grandissime difficoltà è testimoniato dal *focus* sugli ultimi 60 anni di consumi energetici in Figura 4. Circa l'80% del consumo energetico mondiale è oggi coperto dai combustibili fossili; il cui consumo, con l'eccezione di alcune brevi contrazioni determinate da contingenze critiche (crisi petrolifera del 1973, crisi finanziaria del 2008-09, pandemia del 2020) continua ad aumentare. Dopo una forte accelerazione nel decennio 2000-2010, principalmente ascrivibile all'impennata del consumo cinese, negli ultimi 7-8 anni il consumo di carbone è stato pressoché stabile e ancora non appaiono segnali di una diminuzione strutturale. Il consumo di petrolio ha subito una decisa contrazione con la pandemia, ma nel 2022 è tornato ai livelli pre-covid. Il consumo di gas naturale, tra le fonti fossili la più congeniale alla transizione energetica grazie alla limitata impronta carbonica²², sta ancora aumentando a ritmi sostenuti, in media circa +2% all'anno.

²² [The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions – Analysis - IEA \(https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions\)](https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions). Essendo costituito prevalentemente da metano (CH₄) le emissioni di CO₂ per unità di energia liberata dal gas naturale sono nettamente inferiori a quelle di carbone e petrolio, nei quali il rapporto tra carbonio e idrogeno è molto maggiore.

L'implementazione di misure di riduzione delle emissioni climalteranti su una scala tale da incidere significativamente sulle emissioni globali richiede inevitabilmente un radicale cambiamento del sistema energetico ed economico mondiale. La "ristrutturazione" del sistema costituisce una sfida di portata globale e difficoltà che mai l'umanità si è trovata ad affrontare prima d'ora.

Basti pensare (l'elenco è esemplificativo ma certamente non esaustivo) alla complessità della generazione di elettricità e delle relative infrastrutture di trasmissione e distribuzione; alla pervasività dell'utilizzo dei combustibili; alle incognite della messa in campo di nuove tecnologie; alla laboriosità dei processi per conseguire l'accettabilità sociale, all'entità delle risorse movimentate dai mercati energetici; alle barriere che ostacolano la sicurezza e l'equa accessibilità dell'approvvigionamento di energia.

La difficoltà dell'impresa può essere apprezzata considerando le dimensioni del sistema energetico e il quantitativo delle emissioni oggetto di preoccupazione. Il consumo mondiale annuo di energia è di oltre 14 miliardi di tonnellate equivalenti di petrolio (i.e. quasi 170.000 TWh/anno), a cui corrisponde un flusso finanziario dell'ordine di 5.000 miliardi di euro/anno. Da queste gigantesche dimensioni consegue una colossale inerzia, cosicché il radicale cambiamento richiede non solo grande determinazione e grandi risorse, ma anche tempi adeguati alla messa in campo delle risorse e delle tecnologie necessarie. La complessità della conciliazione tra la dinamica dei sistemi energetici (Marchetti and Nakicenovic, 1979²³; Smil, 2014²⁴), i tempi necessari per l'introduzione di nuove tecnologie e i tempi del Cambiamento Climatico aumenta ulteriormente la difficoltà della sfida.

Figura 4 – Focus sull'evoluzione dei consumi energetici dal 1965 a oggi

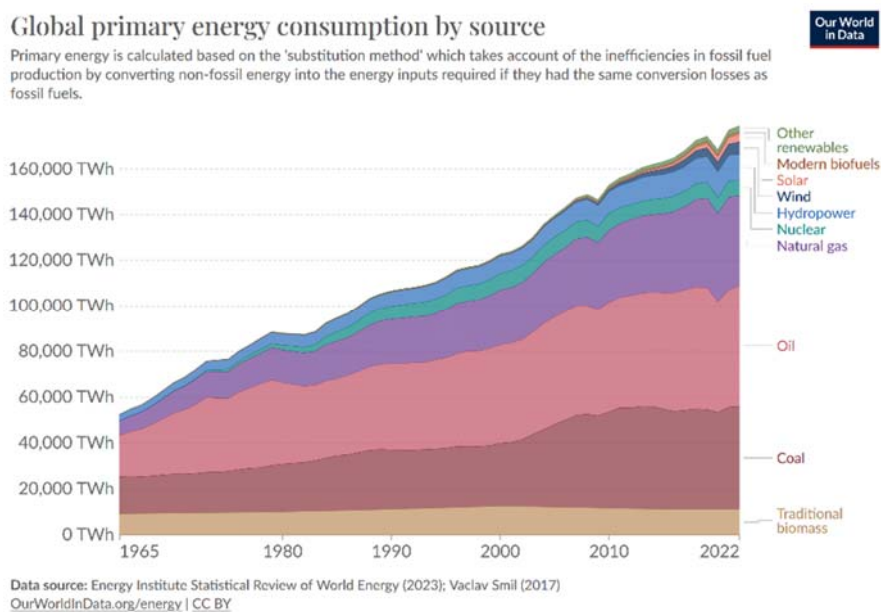


Figura 5 – Evoluzione del consumo dei combustibili fossili dal 1965 a oggi

²³ C. Marchetti e N. Nakicenovic, "The Dynamics of Energy Systems and the Logistic Substitution Model", rapporto IIASA (International Institute for Applied System Analysis) RR-79-13, Dec. 1979, Vienna.

²⁴ V. Smil "The Long Slow Rise of Solar and Wind", Scientific American, January 2014, pp. 52-57

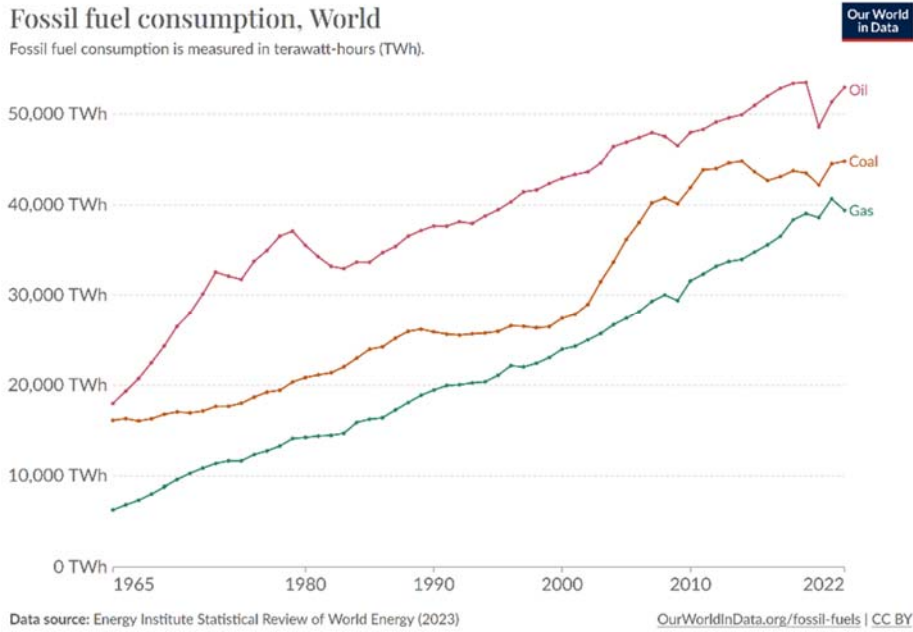
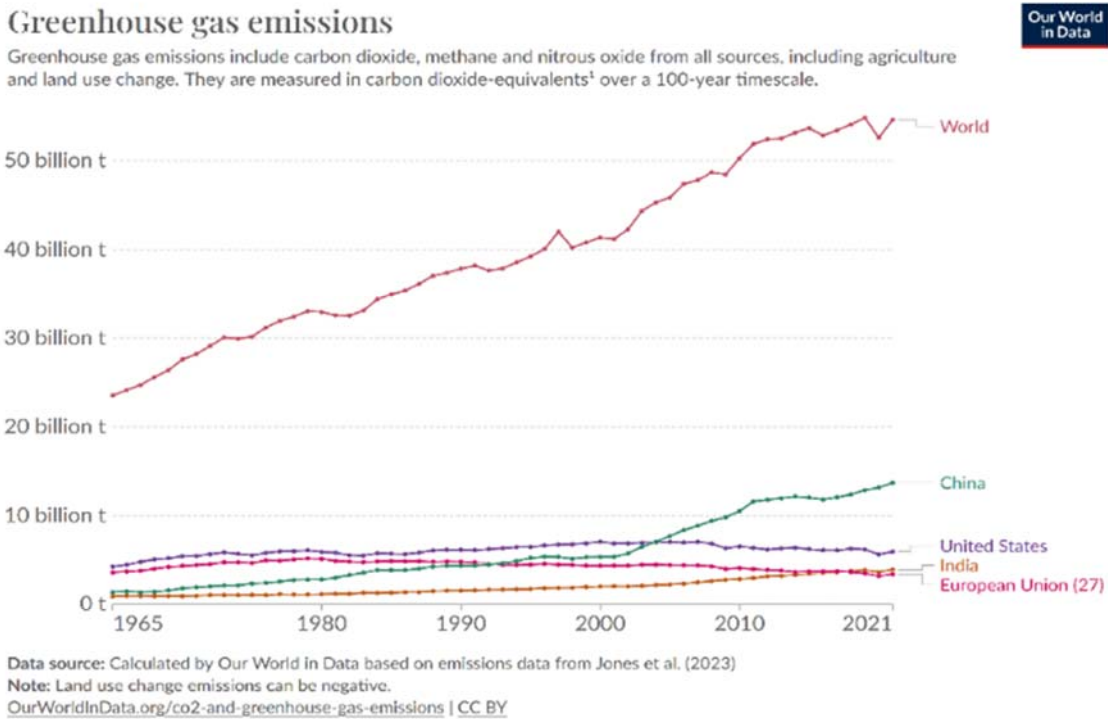


Figura 6 – Evoluzione delle emissioni totali di gas serra dal 1965 a oggi



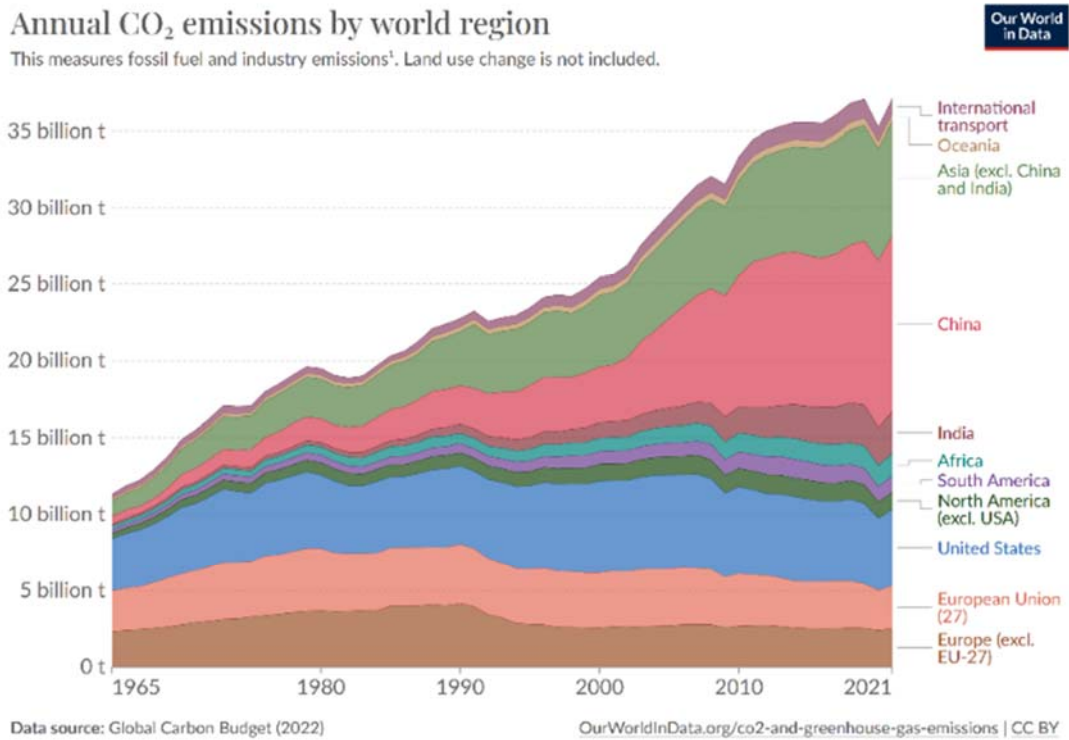
1. Carbon dioxide-equivalents (CO₂eq): Carbon dioxide is the most important greenhouse gas, but not the only one. To capture all greenhouse gas emissions, researchers express them in 'carbon dioxide-equivalents' (CO₂eq). This takes all greenhouse gases into account, not just CO₂. To express all greenhouse gases in carbon dioxide-equivalents (CO₂eq), each one is weighted by its global warming potential (GWP) value. GWP measures the amount of warming a gas creates compared to CO₂. CO₂ is given a GWP value of one. If a gas had a GWP of 10 then one kilogram of that gas would generate ten times the warming effect as one kilogram of CO₂. Carbon dioxide-equivalents are calculated for each gas by multiplying the mass of emissions of a specific greenhouse gas by its GWP factor. This warming can be stated over different timescales. To calculate CO₂eq over 100 years, we'd multiply each gas by its GWP over a 100-year timescale (GWP100). Total greenhouse gas emissions - measured in CO₂eq - are then calculated by summing each gas' CO₂eq value.

Le emissioni annue di gas serra (**Figura 6**) ammontano a quasi 60 miliardi di tonnellate equivalenti di CO₂, anch'esse in continuo aumento, di cui quasi 40 miliardi di tonnellate costituite da CO₂ (**Figura 7**). È pur vero che i maggiori organismi internazionali (e.g. IEA – World Energy Outlook 2023²⁵) prevedono che entro il 2030 il consumo dei fossili inizierà a diminuire (prima il carbone, poi il petrolio e poi il gas naturale), ma previsioni di questo tipo sono state più volte smentite in passato. Inoltre, anche se sussistono segnali incoraggianti per alcune aree geografiche - in primis l'Europa, prima entità sovranazionale ad aver fissato l'obiettivo di impatto climatico zero entro il 2050, sviluppando dal 2019 un percorso con stringenti obiettivi di decarbonizzazione - lo stesso non si può dire per il mondo nel suo complesso.

Una evoluzione positiva riscontrata negli ultimi due decenni è l'espansione della produzione di energia da fonti rinnovabili. Stimolata da massicci programmi di incentivazione adottati da molti Paesi, nonché dall'evoluzione tecnologica, tale produzione ha sperimentato negli ultimi anni una fortissima crescita. Negli ultimi 15 anni la produzione di elettricità da rinnovabili è più che raddoppiata (**Figura 8**), con una crescita del 7-8% all'anno – un ritmo superiore a quanto mai conseguito in passato dalle fonti fossili.

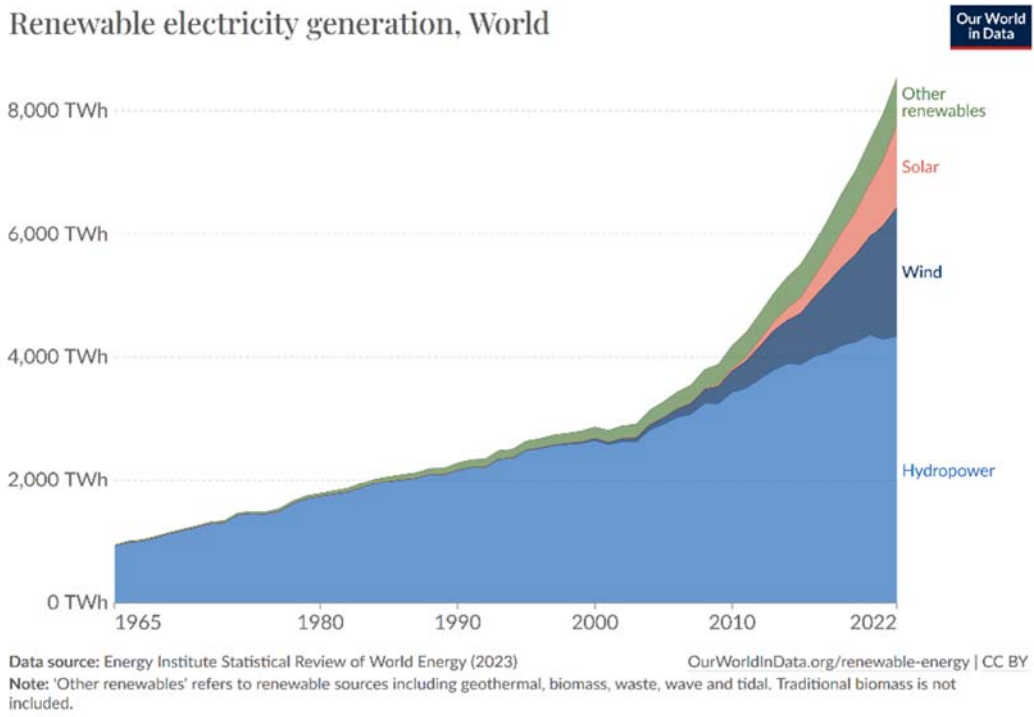
²⁵ [IEA – WEO 2023](https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023) (https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023)

Figura 7 – Evoluzione delle emissioni di CO₂ dal 1965 a oggi



1. **Fossil emissions:** Fossil emissions measure the quantity of carbon dioxide (CO₂) emitted from the burning of fossil fuels, and directly from industrial processes such as cement and steel production. Fossil CO₂ includes emissions from coal, oil, gas, flaring, cement, steel, and other industrial processes. Fossil emissions do not include land use change, deforestation, soils, or vegetation.

Figura 8 – Evoluzione della produzione di energia da fonti rinnovabili dal 1965 a oggi



4 Il contesto internazionale di riferimento

Nel presente Capitolo si presenta l'evoluzione degli scenari internazionali di decarbonizzazione approfondendo le caratteristiche di quelli più accreditati. Il quadro che ne emerge evidenzia come:

- A livello internazionale la consapevolezza sul tema matura nel 1992 con la Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici nota come Accordi di Rio, un trattato del tutto parziale e vincolante in quanto non poneva limiti obbligatori alle emissioni. Tale accordo apre la strada a ulteriori atti o protocolli che avrebbero posto limiti obbligatori. Fra i più rilevanti il Protocollo di Kyoto del 1997, che entra in vigore nel 2005. Si dovrà tuttavia attendere sino al 2015 con l'Accordo di Parigi, poi ratificato a fine 2016, per avere un trattato globale che pone in capo agli Stati firmatari obiettivi di riduzione delle emissioni e relative azioni di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici, oltre che del flusso degli strumenti finanziari a corredo;
- la **moltitudine degli scenari** differisce per impostazione in funzione dell'oggetto trattato²⁶. Esistono infatti scenari che riguardano l'evoluzione dei mercati dell'energia (IEA), dei mercati delle fonti rinnovabili (IRENA) e scenari il cui oggetto principale è il tema del cambiamento climatico (IPCC);
- le **differenti assunzioni** definiscono le impostazioni degli scenari in funzione del diverso oggetto²⁷ (IPCC e altri organismi internazionali si sono nel tempo esercitati nel produrre ipotesi di evoluzione demografiche, macroeconomiche, tecnologiche, di *policy*, idonee a verificare la possibilità che i sistemi economici, energetici e sociali mondiali conseguano obiettivi compatibili con la lotta al cambiamento climatico, definendo così quelli che sono comunemente chiamati scenari) nonché i diversi perimetri (in termini di emissioni climalteranti ricomprese nelle analisi) e la diversa *baseline* (ovvero l'anno assunto a riferimento degli scenari di riferimento come punto di partenza).

Alla luce di quanto sopra, emerge l'impossibilità di un confronto puntuale tra i diversi scenari rappresentati; tuttavia, è possibile identificare **elementi di coerenza** in termini di:

- opportunità di raggiungere riduzioni delle emissioni entro il 2030;
- obiettivo **Net Zero al 2050**.

Tutti gli scenari analizzati si basano in diverse fasi temporali sull'attuazione di molteplici leve, sia in termini di azioni di *policy* sia in termini di contributo tecnologico (inteso sia come sviluppo tecnologico sia come efficienza dei costi – costo marginale dell'abbattimento tecnologico – delle leve stesse). Nel proseguo della Relazione (e in particolare al Capitolo 5 e 6), analizzando la strategia di

²⁶ Oltre ad IPCC altre organizzazioni internazionali nel corso degli anni si sono adoperate nel rappresentare scenari e traiettorie di decarbonizzazione. Le principali e più autorevoli sono l'International Energy Agency (IEA) e l'International Renewable Energy Agency (IRENA). Così come IPCC, anche IEA ed IRENA sono frutto di gruppi di lavoro internazionali. Rilevante per la specificità dell'iniziativa è anche il lavoro condotto da Transition Pathway Initiative (TPI) di cui nel seguito si presentano le caratteristiche salienti.

²⁷ A titolo di inquadramento si riporta nel seguito una sintesi delle differenze salienti tra gli scenari di decarbonizzazione trattati:

- IPCC fonda l'analisi su 5 Shared Socioeconomic Pathways (SSP) che rappresentano il consenso scientifico dei possibili percorsi di sviluppo su scala globale: da questi "percorsi" associando diversi Illustrative Mitigation Pathways (IMP) derivano 8 scenari. Diversamente IEA e TPI elaborano rispettivamente un numero di 3 e 2 scenari rappresentativi, mentre IRENA elabora 1 solo scenario;
- Relativamente alle leve incluse per costruire le traiettorie di decarbonizzazione, IPCC considera anche le tecnologie Nature-Based (come, ad esempio, l'afforestazione) e le tecnologie per la cattura e lo stoccaggio di CO₂ (rispettivamente NCS e CCUS per Eni, oggetto di analisi e approfondimento nei Paragrafi 7.1, 7.2). Anche lo scenario IRENA considera il ruolo che queste leve possono avere nelle traiettorie di decarbonizzazione; diversamente IEA e TPI considerano solo la CCUS escludendo NCS.

decarbonizzazione di Eni si avrà modo di comprendere come la stessa sia basata sul principio di attuazione modulare nel tempo di diverse leve.

L'accresciuto interesse della comunità internazionale, il dibattito tecnico-scientifico, nonché la disponibilità di indicazioni di indirizzo per i *policy makers* (quale è ad esempio il contributo del Summary for Policy Makers di AR6-2023) si sono riflessi nella evoluzione del contesto normativo. In tal senso si analizza nel presente Capitolo anche l'evoluzione intercorsa negli ultimi anni nella definizione degli obiettivi di decarbonizzazione dell'Unione Europea. Come evidenziato in seguito nella stessa UE, considerabile, su scala globale, una delle regioni economiche più virtuose nell'attuazione delle politiche di decarbonizzazione, i primi impegni stringenti a carico degli Stati risalgono al 2019 e sono il frutto dei dialoghi avviati a seguito del primo Accordo Globale sul clima, l'Accordo di Parigi del 2015. Nel proseguo della Relazione (e in particolare al Capitolo 5) analizzando la strategia di decarbonizzazione di Eni si avrà modo di apprendere come la stessa allo stato attuale è l'esito di un percorso evolutivo.

4.1 Scenari di riferimento climatico (IPCC)

A livello internazionale gli Scenari di decarbonizzazione risultanti dalla collaborazione della comunità scientifica sono riferiti nell'attività che l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) elabora dal 1988. *IPCC rappresenta a tutti gli effetti il principale organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici*²⁸ rappresentando il consenso scientifico di esperti nominati dai diversi Governi mondiali e un'opinione autorevole ed indipendente.

In particolare, *l'IPCC esamina e valuta le più recenti informazioni scientifiche, tecniche e socio-economiche prodotte in tutto il mondo, e importanti per la comprensione dei cambiamenti climatici. L'IPCC è un organo intergovernativo aperto a tutti i Paesi membri delle Nazioni Unite e della WMO. (World Meteorological Organization). Attualmente, fanno parte dell'IPCC 195 Paesi. I governi partecipano al processo di revisione e alle sessioni plenarie, dove sono prese le principali decisioni sui programmi di lavoro dell'IPCC, e dove vengono accettati, approvati e adottati i Rapporti. Ulteriori approfondimenti rispetto al ruolo di IPCC e alla metodologia di lavoro del Panel sono riportati nel seguente documento: [AR6 FS What is IPCC](#).*

Le attività di IPCC sono coordinate da 3 Gruppi di Lavoro (Working Groups) e 1 Task-Force:

- **Working Group I** *Le basi fisico-scientifiche - WGI valuta la scienza fisica dei cambiamenti climatici*
- **Working Group II** *Impatti, Adattamento, Vulnerabilità – WGII valuta gli impatti dei cambiamenti climatici sugli ecosistemi e sulla biodiversità, a livello globale e locale, e delle conseguenze per il benessere delle persone e per il pianeta.*
- **Working Group III** *Mitigazione dei cambiamenti climatici – WGIII affronta tutti gli aspetti della mitigazione, da quelli più strettamente economici a quelli politici e sociali, includendo per la prima volta un capitolo dedicato all'innovazione e al progresso tecnologico verso la decarbonizzazione.*
- **La Task Force sugli inventari nazionali dei gas a effetto serra (TFI) – La TFI sviluppa e perfeziona una metodologia e un software concordati a livello internazionale per il calcolo e la rendicontazione delle emissioni e degli assorbimenti nazionali di gas serra e incoraggia l'uso di questa metodologia da parte dei paesi che partecipano all'IPCC e che sono firmatari della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC).**

Cosa intende quindi la comunità scientifica con la definizione di Scenario? Stante la definizione dell'IPCC Focal Point for Italy gli *Scenari non sono previsioni. Sono la rappresentazione di un futuro che guarda*

²⁸ [IPCC: Focal Point Italia](https://ipccitalia.cmcc.it/cose-lipcc/) (https://ipccitalia.cmcc.it/cose-lipcc/)

*alle conseguenze di specifici comportamenti e determinate azioni*²⁹. In particolare, i Percorsi Socioeconomici Condivisi – **Shared Socioeconomic Pathways (SSP)** sono una raccolta di scenari climatici, che appaiono per la prima volta in un Rapporto di Valutazione dell'IPCC sul cambiamento climatico nell'AR6 pubblicato il 9 agosto 2021. **Gli SSP forniscono narrazioni che descrivono sviluppi socioeconomici alternativi.** L'attenzione sulla necessità di considerare percorsi di evoluzione climatica era emersa già durante la stesura dell'AR5 dove erano stati introdotti nel contesto dei Working Group i Percorsi di Concentrazione Rappresentativi – **Representative Concentration Pathways (RCP)**, finalizzati a descrivere differenti contesti di cambiamento climatico correlati alla quantità di gas serra emessi negli anni a venire. Inoltre, nell'AR6 WGIII non solo è stata considerata la dimensione del cambiamento climatico, ma anche quella relativa alla mitigazione, proponendo i **Percorsi Illustrativi di Mitigazione – Illustrative Mitigation Pathways (IMP)**. Questi percorsi sono coerenti con il raggiungimento degli obiettivi di temperatura a lungo termine dell'Accordo di Parigi, selezionati per denotare le implicazioni delle diverse scelte sociali per lo sviluppo delle emissioni future e le trasformazioni associate dei principali settori che emettono gas serra.

Sempre per definizione dell'IPCC Focal Point for Italy *l'inserimento di indicatori socioeconomici negli scenari (SSP) climatici futuri è essenziale, poiché essi rappresentano il motore fondamentale sia del cambiamento climatico che dei progressi nelle attività di mitigazione e adattamento. Per questa ragione il Sesto Rapporto di Valutazione dell'IPCC (AR6) combina indicatori socioeconomici e Percorsi di Concentrazione Rappresentativi (RCP – Representative Concentration Pathways, ovvero traiettorie di concentrazione di gas serra che descrivono diversi futuri climatici) in un'Architettura a Matrice di Scenari. Come riassunto in seguito gli SSP considerati da IPCC in AR6-2023 sono molteplici e molto differenti tra loro* – rappresentando ai due estremi scenari di sviluppo dei mercati e dei contesti geopolitici significativamente differenti:

- *un mondo connotato da crescita sostenibile e uguaglianza (SSP1);*
- *un mondo “di mezzo” dove i trend seguono ampiamente i loro modelli storici (SSP2);*
- *un mondo frammentato da “neo-nazionalismi” (SSP3);*
- *un mondo con disuguaglianze sempre crescenti (SSP4);*
- *un mondo caratterizzato da crescita rapida e senza limiti nella produzione economica e nell'uso dell'energia (SSP5).*

Sintetizzando, IPCC con la pubblicazione del Sesto Rapporto di Valutazione (nel seguito AR6-2023) ricostruisce sulla base di 5 possibili Scenari Socio-Economici (SSPs) gli attesi impatti sul cambiamento climatico come esito delle attività del Working Group I.

Stanti i cambiamenti attesi, il Working Group III ha elaborato possibili traiettorie rappresentative (**IMP – Illustrative Mitigation Pathways – Percorsi illustrativi di mitigazione**) atte a contenere l'incremento delle temperature entro determinati limiti al 2100.

Si evidenzia come gli IMP sono descritti dalla stessa IPCC come *“Percorsi Illustrativi che consentono di ottenere riduzioni profonde e rapide delle emissioni attraverso diverse combinazioni di strategie di mitigazione. Gli IMP (Illustrative Mitigation Pathways – IMPs) non intendono essere esaustivi e non affrontano tutti i temi possibili trattati nel documento. Differiscono in termini di focus, ad esempio, ponendo maggiore enfasi sulle energie rinnovabili (IMP-Ren), sulla rimozione del biossido di carbonio che si traduce in emissioni globali nette di gas serra negative (IMP-Neg) e sull'uso efficiente delle risorse, nonché sui cambiamenti dei modelli di consumo a livello globale, che portano a una bassa domanda di risorse, garantendo al tempo stesso un elevato livello di servizi e soddisfacendo i bisogni di base (IMP-LD)”*.

²⁹ [SSP, gli scenari dell'IPCC - IPCC - Focal Point Italia](https://ipccitalia.cmcc.it/ssp-gli-scenari-dellipcc/) (https://ipccitalia.cmcc.it/ssp-gli-scenari-dellipcc/)

Sintetizzando quanto sopra esposto si evidenzia come gli scenari non rappresentano delle previsioni, ma sono piuttosto la rappresentazione di possibili percorsi futuri (diversificati tra loro con variabili significative di natura socio-economica) che si possono realizzare con una certa probabilità. Ai fini di poter rappresentare questo aspetto l'IPCC utilizza **intervalli di confidenza** per comunicare il grado di probabilità di accadimento rispetto alle stime e simulazioni condotte. Gli intervalli di confidenza vengono calcolati utilizzando un processo statistico che tiene conto dell'incertezza nelle prove scientifiche. Gli intervalli di confidenza sono quindi una rappresentazione dell'affidabilità del dato che viene utilizzato all'interno dei modelli matematici per sviluppare gli scenari di riferimento. Nello specifico, l'affidabilità del dato viene stimata considerando la validità della fonte e la metodologia utilizzata per la stima di tale dato (e.g. *mechanistic understanding, theory, data, models, expert judgment*)³⁰. A titolo di esempio nell'affermazione "*le emissioni nette globali di CO₂ si riducono rispetto alle emissioni modellate nel 2019 del 27% [11-46%] nel 2030 e dell'52% [36-70%] nel 2040*"³¹ i valori ricompresi tra parentesi [] indicano gli intervalli di confidenza attesi per lo scenario.

Al fine di inquadrare ulteriormente la terminologia di riferimento si evidenzia come i documenti IPCC (e la comunità scientifica internazionale) facciano ampio riferimento al termine "**overshoot**", definito dalla Climate Overshoot Commission come "*a temporary breach of a warming goals*"³². Dunque, se uno scenario dell'IPCC prevede una limitazione di aumento di temperatura globale al 2100 entro una certa soglia ma contempla al tempo stesso un "*overshoot*", ciò significa che quella determinata soglia verrà superata prima del 2100, anche per alcune decadi, ma che poi il riscaldamento rientra all'interno del limite previsto entro il 2100.

Gli scenari elaborati da IPCC fanno riferimento ai **volumi emissivi modellati e aggregati su scala globale**, senza alcun riferimento puntuale a specifici emettitori (siano essi settori industriali e/o singoli operatori) né tanto meno a specifiche geografie. La "**baseline**" di riferimento assunta dagli scenari è il **risultato di complesse simulazioni matematiche** basate su standard scientifici internazionalmente riconosciuti, con le quali vengono valutate le emissioni climalteranti globali e i parametri necessari per definire il punto di partenza delle traiettorie globali di decarbonizzazione³³. **La metodologia di calcolo e rendicontazione delle emissioni dei singoli operatori** (nella fattispecie di Eni) **è necessariamente diversa**, poiché la metodologia, le metriche³⁴, le modalità di rendicontazione appropriate per un singolo soggetto sono (molto) diverse da quelle adatte a descrivere il sistema mondiale globale.

L'IPCC considera all'interno dei propri scenari le emissioni assolute di ogni settore economico (esprese in Gt di CO₂eq). A livello di tipologie di emissioni, però, confrontando gli scenari presentati dall'IPCC rispettivamente SR1.5-2018 e AR6-2023, entrambi allineati alla soglia del +1.5°C, si osservano delle **differenze nella definizione del perimetro delle emissioni considerate**.

In **AR6-2023 il perimetro è omnicomprensivo di tutti i gas ad effetto serra** (ovvero: CO₂; CH₄; N₂O; HFCs; SF₆; CFs), mentre invece **SR1.5-2019 considera solo CO₂ e CH₄**. Al fine di ricordare nuovamente la diversità tra gli scenari, si evidenzia come anche gli scenari IEA, IRENA e TPI, come quelli dell'IPCC, includono nel calcolo le emissioni assolute di tutti i settori economici. Complessivamente, quindi, tutti

³⁰ [Uncertainties Guidance Note - IPCC AR5](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/uncertainty-guidance-note.pdf) (https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/uncertainty-guidance-note.pdf)

³¹ [IPCC AR6 WGIII Full Report](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_FullReport.pdf) (https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_FullReport.pdf)

³² [Climate Overshoot Commission](https://www.overshootcommission.org/) (https://www.overshootcommission.org/)

³³ La definizione di tale punto di partenza richiede in pratica la quantificazione dei principali flussi di carbonio che entrano/escono dall'atmosfera all'"anno zero" della traiettoria di decarbonizzazione. Trattasi di un esercizio molto complesso, i cui risultati sono affetti da notevoli incertezze anche per i limiti delle attuali conoscenze scientifiche.

³⁴ Grandezze associate al calcolo, unità di misura

gli scenari delle organizzazioni internazionali menzionate sono costruiti sullo stesso **perimetro**. Tuttavia, le emissioni GHG coperte dai vari scenari differiscono:

- IPCC come descritto in precedenza considera diversi perimetri tra SR1.5-2019 e AR6-2023 (scenari che considerano a tutti gli effetti il perimetro più ampio).
- IEA e IRENA contabilizzano solo CO₂ e si concentrano sul settore energetico;
- TPI contabilizza CO₂ e CH₄, ridefinendo il proprio scenario per la decarbonizzazione del settore O&G a partire dallo scenario IEA NZE.

Sulla base di quanto descritto emerge come gli **scenari IPCC rappresentino il risultato della collaborazione della comunità scientifica internazionale indipendente, ottenuto sulla base delle evidenze della scienza del clima più aggiornata, presentando una serie di scenari “possibili” e delineando percorsi di decarbonizzazione “illustrativi” entro determinati “intervalli di confidenza”**.

Per il prosieguo della trattazione risulta rilevante ricordare la moltitudine delle categorie di scenari introdotte da **AR6-2023**. Le più rilevanti per la trattazione che segue sono:

- **Categoria C1:** questa prevede una limitazione del riscaldamento globale entro 1.5°C (con probabilità >50%) al 2100 rispetto all'era preindustriale, senza “overshoot” o con “overshoot” limitato (ovvero circa entro 0.1°C);
- **Categoria C2:** anch'essa prevede una limitazione del riscaldamento globale entro 1.5°C (con probabilità >50%) al 2100 rispetto all'era preindustriale, ma al seguito di un alto “overshoot” (ovvero tra 0.1°C e 0.3°C).

Queste categorie sono di fatto associate ad IMPs basati su un'offerta energetica che mostra una progressiva riduzione dell'utilizzo dei combustibili fossili, a favore, invece, dello sviluppo di rinnovabili, bioenergie e nucleare. Nello specifico, all'interno della Categoria C1 sono contemplati, ad esempio, gli IMPs che pongono enfasi sullo sviluppo di rinnovabili, specialmente solare ed eolica (IMP-Ren), e che sottolineano l'importanza della riduzione della domanda energetica e dell'aumento dell'uso efficiente delle risorse (IMP-LD). Invece, nella Categoria C2 rientrano gli IMPs dove viene previsto un ampio utilizzo di emissioni nette negative (IMP-Neg) con un focus sulla rimozione del biossido di carbonio (diffusione di metodi CDR abbinati a CCS).

4.2 Scenari di riferimento per i mercati energetici (IEA)

L'Agenzia Internazionale dell'Energia (International Energy Agency, IEA) è un'organizzazione internazionale intergovernativa fondata nel 1974 dall'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE). *Lo scopo dell'agenzia è quello di facilitare il coordinamento delle politiche energetiche dei paesi membri per assicurare la stabilità degli approvvigionamenti energetici al fine di sostenere la crescita economica. L'agenzia ha esteso il suo mandato verso la direzione dello sviluppo sostenibile, occupandosi anche di protezione dell'ambiente e cambiamenti climatici.*

IEA ha elaborato e pubblicato nel corso degli ultimi anni una serie di documenti inerenti gli scenari di decarbonizzazione per il mondo energetico e l'industria Oil&Gas, in particolare:

1. Nel 2017 pubblica (in collaborazione con IRENA) il documento *“Perspectives for the energy transition: Investment needs for a low-carbon energy system”*³⁵ in cui si fornisce una visione di lungo termine sul sistema energetico globale, esaminando come esso può essere trasformato per affrontare le sfide del cambiamento climatico.

³⁵ [IRENA: Perspectives for the energy transition investment needs for a low carbon energy system](https://www.irena.org/publications/2017/Mar/Perspectives-IRENA: Perspectives for the-energy-transition-Investment-needs-for-a-low-carbon-energy-system)
(<https://www.irena.org/publications/2017/Mar/Perspectives-IRENA: Perspectives for the-energy-transition-Investment-needs-for-a-low-carbon-energy-system>)

2. Oltre alle consuete edizioni annuali del “*World Energy Outlook*”³⁶, nella seconda metà del 2020 IEA pubblica “*Energy Technology Perspective*”³⁷ che fornisce una visione d’insieme di come il sistema energetico globale potrebbe svilupparsi nei prossimi decenni, esaminando il ruolo dell’industria nella decarbonizzazione del sistema energetico globale e lo sviluppo tecnologico necessario per una transizione sostenibile (tra cui l’efficienza energetica, l’energia rinnovabile e la CCUS).
3. Nel maggio 2021 IEA pubblica il documento “*Net Zero 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*”³⁸ che presenta gli scenari di riferimento IEA per la decarbonizzazione del settore energetico al fine di poter trarre in considerazione l’azzeramento delle emissioni nette al 2050.
4. Nel settembre 2023 IEA pubblica il report *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach* (di seguito “*IEA NZE 2023*”) ³⁹, che tiene conto degli importanti sviluppi avvenuti dal 2021, contraddistinti soprattutto dalla crisi energetica globale. A ottobre dello stesso anno viene pubblicato il “*World Energy Outlook*”⁴⁰, dove vengono riportate le stime più aggiornate sulla crescita delle rinnovabili e sulla diminuzione della domanda dei combustibili fossili.
5. Non da ultimo, nel mese di novembre 2023 è stato pubblicato il report *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions*⁴¹, che analizza il ruolo del settore O&G nello scenario NZE di IEA. Il documento ribadisce l’importanza della riduzione delle emissioni Scope 1 e 2 (prevalentemente emissioni di metano e *flaring*⁴²) e dell’attuazione di tecnologie in ambito “*clean energy*” (tra cui CCUS, bioenergie ed eolico). Inoltre, il documento propone un *framework* per valutare l’allineamento delle società O&G con lo scenario NZE.

In questo contesto il “*World Energy Outlook*” ben riassume la visione sistematica del sistema energetico mondiale da parte di IEA, che viene declinata secondo tre scenari costruiti su due logiche diverse: **logica di forecasting** e **logica di backcasting**. La prima è basata sulla deduzione degli sviluppi futuri partendo dall’analisi del contesto della situazione presente; la seconda, invece, è basata sulla definizione di un obiettivo futuro da cui derivano i percorsi da intraprendere per il conseguimento del risultato prefissato. Gli scenari di riferimento IEA sono i seguenti:

- **Stated Policies Scenario (STEPS)**: prospettiva basata su una logica di *forecasting*, nonché sulle **attuali politiche energetiche, climatiche e industriali** attuate dai differenti Paesi, che prevede emissioni stabili fino alla fine del decennio 2020-30, con una lenta decrescita fino a **30 GtCO₂ nel 2050**. Lo scenario ipotizza un aumento della temperatura rispetto ai livelli preindustriali di **1,9 °C al 2050** e di **2,4 °C al 2100**.
- **Announce Pledges Scenario (APS)**: introdotta nel 2021, è una prospettiva basata anch’essa su una logica di *forecasting* in quanto si parte dal **raggiungimento di tutti gli obiettivi nazionali** in materia di **energia** e **clima** dichiarati dai governi, prevedendo una riduzione delle **emissioni** di

³⁶ e.g. [IEA: World energy outlook 2020](https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020) (https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020)

³⁷ [IEA: Energy technology perspectives 2020](https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020) (https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020)

³⁸ [Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf) (https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

³⁹ [Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach – Analysis - IEA](https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach) (https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach)

⁴⁰ [World Energy Outlook 2023 – Analysis - IEA](https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023) (https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023)

⁴¹ [The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions – Analysis - IEA](https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions) (https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions)

⁴² Il termine *flaring* denomina la pratica della combustione *in situ* dei “*gas associati*” all’estrazione di petrolio. Per quanto potenzialmente utilizzabili quali combustibili, il trattamento e trasporto di tali *gas associati* risulterebbe anti-economico. La combustione *in situ* riduce molto sostanzialmente l’effetto serra generato dalla loro liberazione in atmosfera, ma genera pur sempre emissioni di CO₂

poco più del 2% all'anno fino a **31 GtCO₂** nel **2030** e ulteriore diminuzione fino a **12 Gt CO₂** nel **2050**. Lo scenario ipotizza un **lento aumento** della **temperatura** dopo il 2030 fino a giungere a **+1,7 °C** nel **2100**.

- **Net Zero Scenario (NZE)**: è la prospettiva più **ambiziosa** basata su una logica di *backcasting*; si prevede un **accesso universale** entro il 2030 all'energia, e su importanti miglioramenti in termini di emissioni climalteranti. È prevista una diminuzione delle **emissioni** del 5% all'anno fino a **24 GtCO₂** nel **2030** ed emissioni **nette azzerate** al **2050**. Lo scenario ipotizza un **aumento** della **temperatura** di **1,6 °C** nel **2040**, per poi scendere a circa **1,4 °C** nel **2100**.

Trattasi di tre scenari esemplificativi alternativi, progressivamente più sfidanti in termini di ambizione e impegno, con l'obiettivo non tanto di offrire una previsione futura, quanto di fornire una visione più approfondita di come l'applicazione di diverse leve possa sortire diversi effetti. Nessun scenario riflette ciò che effettivamente accadrà, né pone obblighi legali in termini di allineamento e/o *compliance*. L'obiettivo è quello di rimarcare le differenze tra gli scenari e di valutare criticamente gli impatti ottenibili a partire dall'attuazione di iniziative più o meno rigide. A titolo esemplificativo, di seguito si propone una breve disamina di quanto contemplato per lo scenario NZE per dare un'idea del tipo di misure da attuare da qui al 2050. All'interno del report *Net Zero 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*, IEA dichiara: *"La nostra Roadmap Net Zero entro il 2050 fornisce un percorso per raggiungere questo obiettivo formidabile e fondamentale, definendo più di 400 tappe essenziali su cosa è necessario fare e quando, a fine di decarbonizzare l'economia globale in soli tre decenni"*.

Le elaborazioni hanno assunto come prima **baseline di riferimento l'anno 2020⁴³** (poi aggiornata nei rapporti successivi) identificando opzioni **di decarbonizzazione di breve, medio e lungo periodo (2025, 2030, 2035, 2040, 2045, 2050)**. Come riportato nel report e descritto in **Figura 9, per raggiungere l'obiettivo di zero emissioni nette nel 2050, l'IEA prevede l'utilizzo di specifiche leve, tra cui l'efficientamento energetico, l'elettrificazione dei trasporti, la transizione verso energie rinnovabili e lo sviluppo di tecnologie CCUS**. In questo contesto si richiama la leva dello sviluppo delle rinnovabili, ipotizzando la triplicazione della capacità rinnovabile installata (vedasi *Net Zero 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector* pubblicato nel 2023⁴⁴).

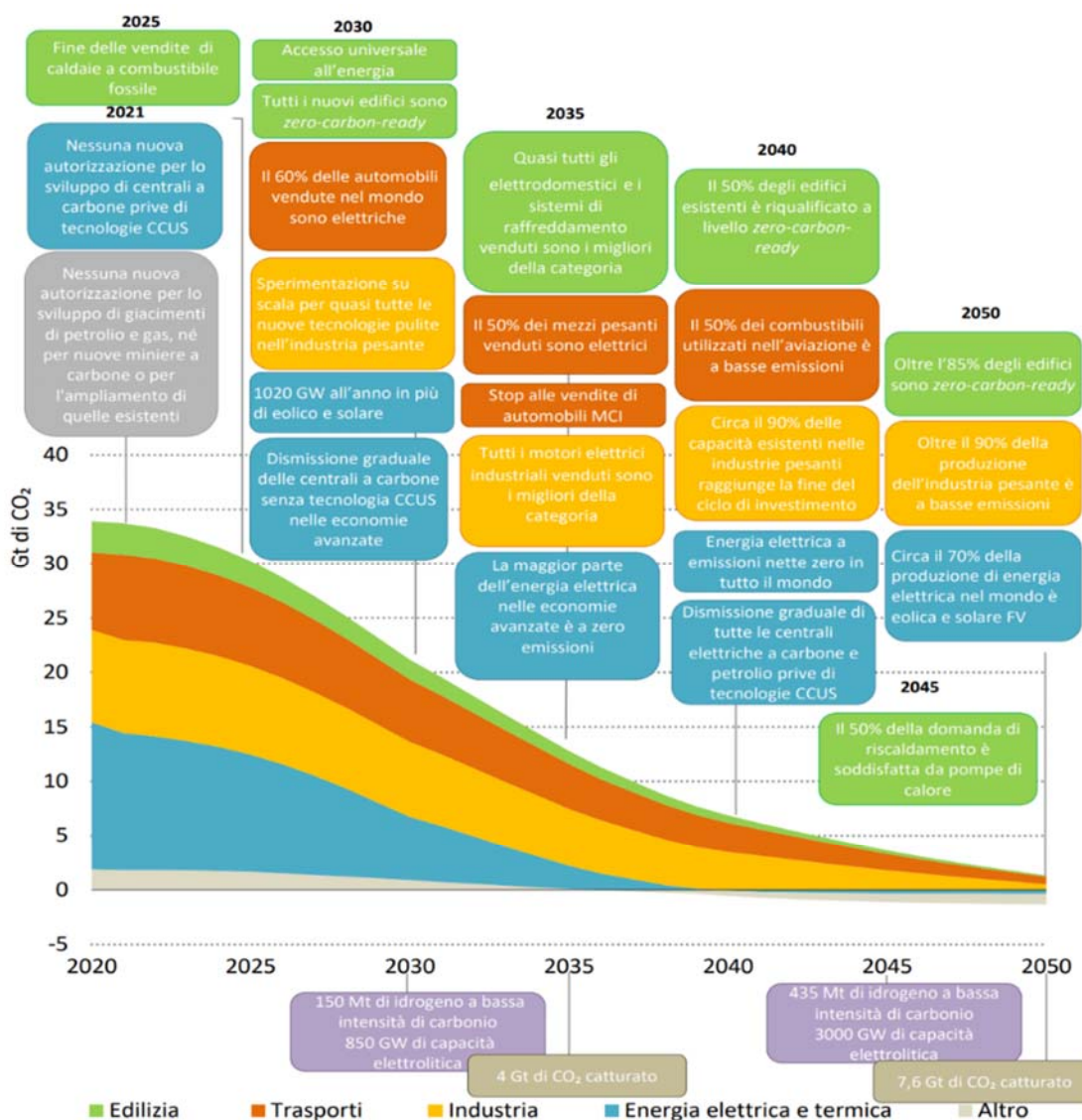
Nel report pubblicato a settembre 2023, l'accelerazione dell'adozione di fonti energetiche pulite ha portato alla revisione dello Stated Policies Scenario (STEPS) prevedendo che nel 2030 la baseline si attesti a 37 GtCO₂ (2022), con una riduzione delle emissioni di 7,5 GtCO₂ rispetto allo Scenario di Baseline Pre-Parigi del 2015, prevalentemente grazie ai contributi del solare (3 GtCO₂) fotovoltaico, dell'eolico (2 GtCO₂) e dei veicoli elettrici (1 GtCO₂). Nello specifico, nello scenario NZE 2023 si prevede di raggiungere le 24 GtCO₂ nel 2030 grazie a tre principali leve: triplicazione della capacità installata rinnovabile rispetto alle installazioni attuali, raddoppio del tasso di miglioramento annuo dell'intensità energetica, riduzione del 75% delle emissioni di metano del settore energetico.

⁴³ Si sottolinea che la baseline è aggiornata su base annua includendo ultimo consuntivo disponibile. Ad esempio nel WEO 2023, l'ultimo dato storico pubblicato è il 2022

⁴⁴ [Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

(https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

Figura 9 – Le principali tappe della strategia per la neutralità carbonica -IEA-NZ-2021



4.3 Scenari di riferimento per lo sviluppo delle energie rinnovabili (IRENA)

IRENA (Agenzia Internazionale per l'Energia Rinnovabile) è un'organizzazione internazionale focalizzata sui processi di transizione energetica fondata nel 2009 da 75 Stati, che ad oggi conta tra i suoi membri 168 paesi, l'Unione Europea e IRENA promuove l'adozione e l'utilizzo sostenibile di tutte le forme di energia rinnovabile e delle relative tecnologie in tutto il mondo, tra cui le bioenergie, la geotermia, l'idroelettrico, il fotovoltaico, l'eolico o l'energia del moto ondoso e delle relative tecnologie in tutto il mondo. Pubblica statistiche, approfondimenti e percorsi di decarbonizzazione (WorldEnergy Transitions Outlook-1.5° Pathway).

Nella fattispecie, IRENA supporta un percorso di transizione energetica basato su cambiamenti tecnologici e misure di mitigazione, ponendosi obiettivi sullo sviluppo di sei leve principali:

1. Generazione di energia elettrica da rinnovabili;
2. Usi diretti delle rinnovabili;

3. Miglioramento dell'intensità energetica, indicatore utilizzato per monitorare i progressi dell'efficienza energetica globale;
4. Incremento dell'elettrificazione nei settori di uso finale;
5. Produzione e fornitura di idrogeno pulito e combustibili derivati (quali ammoniaca e metanolo), che si presume svolgeranno un ruolo unico nella transizione energetica dei processi industriali e di alcune modalità di trasporto;
6. Cattura e rimozione di anidride carbonica con tecnologie CCS insieme ad altre misure di rimozione della CO₂, al fine di contrastare le emissioni climalteranti residuali.

L'attuazione di queste leve viene declinata in un contesto dove sono considerate prioritarie tre azioni:

- infrastrutture adeguate e a supporto delle innovazioni proposte;
- normativa e regolamentazione proattiva per la tutela dei risvolti ambientali e socio-economici;
- acquisizione delle capacità e delle conoscenze necessarie a supporto della transizione energetica.

4.4 Altre iniziative di carattere internazionale

Tra le ulteriori iniziative accreditate a livello internazionale si segnala la **Transition Pathway Initiative (TPI)**. TPI è stata fondata nel 2017 come iniziativa congiunta dei National Investing Bodies of the Church of England e dell'Environment Agency Pension Fund, presieduto dal Church of England Pensions Board. TPI nasce con scopi differenti rispetto ad IPCC e IEA, avendo come obiettivo quello di valutare i progressi delle grandi aziende nella transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio: sebbene l'impostazione e il respiro organizzativo differisca da IEA ed IRENA si ritiene utile approfondire l'iniziativa in quanto risulta (i) essere l'unica che analizza le *performance* emmissive in termini net carbon **intensity** e (ii) include Eni tra le aziende di cui valuta il progresso.

Il 1° giugno 2022 è stato istituito il Transition Pathway Initiative Global Climate Transition Centre (TPI Centre) con sede presso la London School of Economics and Political Science (LSE), con lo scopo di ampliare programma di ricerca iniziato dalla TPI. Il TPI Centre valuta le principali aziende per capitalizzazione di mercato nei settori a maggiore intensità di emissioni, monitorando indicatori di tipo qualitativi relativi alla *governance* e *disclosure* climatica (atti ad assegnare indicatori di prestazione in termini di **Management Quality (MQ)**).

TPI Centre individua 5 livelli di **Management Quality** (punteggio da 0 a 4): **Eni** viene valutata come appartenente al **Livello 4 (Strategic Assessment)**, avendo soddisfatto tutti i 19 indicatori presi in considerazione per la valutazione.

Le aziende e i loro obiettivi di decarbonizzazione sono valutati rispetto a *benchmark* specifici del settore di appartenenza per determinare l'allineamento della loro **Carbon Performance (CP)** con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi

La valutazione della Carbon Performance è basata sul **Sectorial Decarbonization Approach (SDA)** creato nel 2015 da CDP (formerly the Carbon Disclosure Project), WWF (World Wide Fund for Nature) e WRI (World Resource Institute). Gli Scope di emissione sono determinati in base alle emissioni più rilevanti di ciascun settore e anche i denominatori per il **calcolo dell'intensità emmissiva** sono analogamente specifici per il settore. Il TPI Centre valuta la maggior parte dei settori rispetto a tre *benchmark*:

- 1.5 Degrees, compatibile con il mantenimento dell'aumento della temperatura globale a 1,5°C con una probabilità del 50%;
- Below 2 Degrees, compatibile con il mantenimento dell'aumento della temperatura globale al di sotto di 1,8°C con una probabilità del 66%;
- National Pledges, compatibile con le riduzioni delle emissioni legate alle politiche introdotte o in fase di sviluppo "up to at least mid-2020", a seconda del settore; queste riduzioni collettivamente non sono sufficienti a limitare il riscaldamento globale a 2°C o meno.

4.5 Evoluzione storica degli obiettivi di decarbonizzazione dell'Unione Europea

Tra il 2016 e il 2017, l'Unione Europea e tutti i suoi Stati membri hanno firmato e ratificato l'accordo di Parigi e sono fortemente determinati ad attuarlo. In linea con questo impegno e stante l'accresciuto interesse della comunità internazionale sui temi dei cambiamenti climatici, l'UE ha definito i suoi obiettivi di riduzione delle emissioni GHG per i prossimi anni al fine di diventare la **prima economia e società a impatto climatico zero entro il 2050**⁴⁵. Come argomentato in precedenza l'evoluzione degli obiettivi di decarbonizzazione nel contesto dell'Unione Europea è il risultato di un dibattito recente che ha visto di fatto l'emanazione dei principali strumenti attuativi a far data dal 2019. Coerentemente con il quadro definito dagli scenari internazionali, gli strumenti attuativi puntano a conseguire due fondamentali obiettivi:

- distintive riduzioni di emissioni entro il 2030;
- *Net Zero Emissions* al 2050.

Pur nel contesto delle perturbazioni esogene intervenute (crisi pandemica e crisi russo-ucraina) l'Unione Europea in questo periodo ha intrapreso un percorso evolutivo che ha previsto la modulare introduzione di atti normativi e piani a sostegno degli obiettivi prefissati. In particolare:

- **2019 – Green Deal** – insieme di iniziative politiche proposte dalla Commissione Europea che supportano la strategia climatica europea nel lungo periodo al fine di raggiungere il Net Zero al 2050
- **2021 – Climate Law**: la legge che rende vincolanti per gli Stati membri gli obiettivi europei di neutralità climatica al 2050 e la riduzione interna netta delle emissioni del 55% al 2030 rispetto al 1990;
- **2022 – Fit for 55** – pacchetto di riforme e regolamenti economici e sociali promulgate dall'Unione europea utili per la strategia climatica europea del breve periodo al fine di raggiungere -55% di emissioni al 2030 rispetto ai livelli 1990;
- **2022 – REPowerEU** – piano presentato dalla Commissione europea per porre fine alla dipendenza dell'Unione europea dai combustibili fossili della Russia e affrontare la crisi climatica.

Il **Green Deal Europeo**⁴⁶, adottato dalla Commissione nel dicembre 2019, è un pacchetto di iniziative strategiche che mira ad avviare l'UE sulla strada di una transizione verde, avente l'obiettivo ultimo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Il Green Deal evidenzia la necessità di un approccio olistico e intersettoriale in cui tutti i settori strategici pertinenti contribuiscano all'obiettivo ultimo in materia di clima. Nello specifico il pacchetto comprende iniziative riguardanti clima, ambiente, energia, trasporti, industria, agricoltura e finanza sostenibile, tutti settori fortemente interconnessi. Il Green Deal europeo è stato avviato dalla Commissione nel dicembre 2019 e il Consiglio europeo ne ha preso atto nella riunione di dicembre dello stesso anno.

Tramite la comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni del 11.12.2019⁴⁷ con il Green-Deal *"I leader dell'UE hanno approvato l'obiettivo di realizzare un'UE a impatto climatico zero entro il 2050, in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi. Hanno sottolineato che la transizione verso la neutralità climatica offrirà opportunità significative per la crescita economica, i mercati, l'occupazione e lo sviluppo tecnologico". Al contempo "I leader dell'UE hanno riconosciuto la necessità di garantire la sicurezza energetica e rispettare il diritto degli Stati membri di decidere in merito ai rispettivi mix energetici e di*

⁴⁵ [Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici - Consilium](https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/paris-agreement/) (https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/paris-agreement/)

⁴⁶ [Green Deal Europeo](https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/) (https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/)

⁴⁷ [Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0006.02/DOC_1&format=PDF) (https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0006.02/DOC_1&format=PDF)

*scegliere le **tecnologie più appropriate**. Alcuni paesi hanno dichiarato di ricorrere all'energia nucleare nell'ambito del loro mix energetico nazionale".*

A giugno 2021, il Consiglio e il Parlamento europei approvano la Climate Law che rende vincolante per gli Stati membri l'obiettivo di neutralità climatica al 2050 e fissa un obiettivo intermedio di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il **55% entro il 2030** rispetto ai livelli del 1990.

In questo contesto, nel luglio 2021 viene proposto dalla Commissione Europea il pacchetto "Fit for 55", **Error! Bookmark not defined.** un insieme di proposte volte a rivedere e aggiornare le normative dell'UE e ad attuare nuove iniziative per **garantire che le politiche UE siano in linea con gli obiettivi di riduzione al 2030, primo step intermedio per raggiungere la neutralità climatica nel 2050.**

In risposta alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale causate **dall'invasione russa dell'Ucraina**, la Commissione europea ha infine avviato il piano REPowerEU⁴⁸. Il Piano, presentato nel maggio 2022 dalla Commissione europea, è mirato a supportare l'UE nell'attuazione di politiche energetiche al fine di ridurre la dipendenza energetica europea dalla Russia. Nello specifico gli obiettivi del piano sono:

1. risparmiare energia;
2. diversificare l'approvvigionamento energetico dell'UE;
3. sostituire rapidamente i combustibili fossili, accelerando la transizione europea all'energia pulita (+45% la capacità di energie rinnovabili dell'Europa entro il 2030);
4. sostenere le tecnologie "pulite", decarbonizzando i processi produttivi.

In coerenza con il REPowerEU seguito dagli Stati membri, l'UE ha trapiantato diversi obiettivi strategici, in particolare:

- **Ha diversificato gli approvvigionamenti per evitare la dipendenza dai combustibili fossili russi.** Dal settembre 2022, infatti, il gas russo rappresenta solo l'8% di tutto il gas importato nell'UE tramite gasdotti e questo grazie a una forte diversificazione dell'approvvigionamento energetico avvenuto tramite: accordi con altri paesi terzi per l'importazione tramite gasdotto e via GNL.
- **Ha ridotto i propri consumi energetici quasi del 20%.** Tra agosto 2022 e marzo 2023 la domanda di gas è diminuita del 18% rispetto alla media degli ultimi 5 anni, superando l'obiettivo stabilito inizialmente dagli Stati membri dell'UE di ridurre il consumo di gas almeno del 15%.
- **Ha sostenuto l'ulteriore diffusione delle energie rinnovabili** tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 generando, per la prima volta, più energia elettrica da eolico e solare che dal gas, raggiungendo un record di 41 GW di nuova capacità di energia solare installata, aumentando la capacità eolica di 16 GW e garantendo che il 39% dell'energia elettrica provenga da fonti rinnovabili⁴⁹.

In merito alla **diversificazione dell'approvvigionamento energetico** si evidenzia come Eni abbia avuto un ruolo attivo nel garantire la fornitura nazionale di gas naturale nell'arco degli ultimi anni come evidenziato dai contributi citati nel Paragrafo 7.2.2.

⁴⁸ [REPowerEU](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_it) (https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_it)

⁴⁹ [REPowerEU: energia sicura, sostenibile e a prezzi accessibili per l'Europa](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_it#cronologia) (https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_it#cronologia)

5 Evoluzione storica della strategia di decarbonizzazione di Eni

Obiettivo di questo Capitolo è l'analisi dell'evoluzione della Strategia di decarbonizzazione Eni a far data dal 2015, anno particolarmente rilevante sia a livello internazionale (Accordo di Parigi definito nella COP21 e lancio dei 17 obiettivi di sviluppo sostenibile da parte delle Nazioni Unite⁵⁰) sia per Eni, che in quell'anno adotta un piano pluriennale d'azione sul clima⁵¹. Quest'ultimo si inserisce nel solco della reportistica di sostenibilità "Eni For" iniziata nel 2006, ampliandone la prospettiva e la pubblicazione dati.

La Strategia di decarbonizzazione Eni è il **risultato di un percorso evolutivo iniziato ancor prima del 2015**, caratterizzato da una serie di aggiornamenti che **hanno portato Eni a impegnarsi su base volontaria con obiettivi sempre più ambiziosi**. Per tale percorso si possono identificare una serie di date importanti, indicative di come la strategia Eni si sia evoluta coerentemente con l'evoluzione degli scenari internazionali descritta al capitolo precedente:

- **Prima dell'Accordo di Parigi:** in questo periodo Eni ha iniziato a eseguire la rendicontazione delle emissioni GHG, riportandole all'interno della Relazione Finanziaria Annuale. In questo periodo inoltre sono stati assunti i **primi impegni** rispetto al cambiamento climatico⁵²;
- **Dal 2015 al 2020:** in questo periodo Eni ha progressivamente irrobustito la *disclosure* climatica⁵³, migliorando la metodologia di rendicontazione delle emissioni GHG, aumentando le metriche pubblicate e dando ampio spazio all'analisi della loro evoluzione nel tempo. Nel medesimo periodo Eni adotta un piano d'azione pluriennale sul clima⁵¹, definendo i **primi obiettivi quantitativi** di riduzione delle emissioni GHG e obiettivi su indicatori chiave per il monitoraggio dei livelli di emissioni GHG *upstream*, emissioni da *flaring*, emissioni fuggitive di metano, nonché indicatori di efficienza operativa. In seguito (tra il 2018 e 2020), anche in risposta all'accresciuto interesse e all'evoluzione di scenari internazionali a cui fare riferimento, Eni ha **consolidato e affinato la strategia** avviando il percorso di decarbonizzazione finalizzato al raggiungimento della **"Carbon neutrality"** nel lungo termine, e allo sviluppo di una **"nuova metodologia"** proprietaria per la rendicontazione delle emissioni GHG lungo l'intera filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, siano essi derivanti da produzioni proprie o acquistati da terzi;
- **Dal 2021** la Strategia di decarbonizzazione di Eni mira a **raggiungere il Net Zero al 2050**, assumendo progressivamente impegni in termini sia di riduzione delle emissioni, sia di attuazione di leve strategiche ai fini della decarbonizzazione.

L'evoluzione storica della Strategia di decarbonizzazione è stata supportata nel tempo da una gestione sempre più sistematica nell'ambito dei processi manageriali strutturando un organo di Climate Governance. A far data dal 2015, Eni si è infatti dotata di una **Climate Governance** presieduta dall'Amministratore Delegato (inizialmente definita come Steering Committee del "Programma Climate Change") con *l'obiettivo di supportare l'AD nell'elaborazione della strategia di decarbonizzazione di breve, medio e lungo termine e di monitorarne costantemente lo stato di avanzamento*⁵⁴. L'impegno strategico di Eni su questo tema è altresì rimarcato tramite l'attuazione del **Piano di Incentivazione** che

⁵⁰ SDG = Sustainable Development Goals.

https://sdgs.un.org/sites/default/files/2020-09/SDG%20Resource%20Document_Targets%20Overview.pdf

⁵¹ [Eni for 2015 - Sustainability Report](https://www.eni.com/assets/documents/eni_for_2015_report_web_.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/eni_for_2015_report_web_.pdf)

⁵² [Sustainability Performance 2010 \(eni.com\)](https://www.eni.com/assets/documents/documents-en/eni-sustainability-performance-2010.pdf) (<https://www.eni.com/assets/documents/documents-en/eni-sustainability-performance-2010.pdf>)

⁵³ Ovvero la comunicazione circa il complesso di dati / circostanze / azioni attinenti al cambiamento climatico.

⁵⁴ [Relazione Finanziaria Annuale Eni 2018](https://www.eni.com/assets/documents/Relazione-finanziaria-annuale-2018.pdf) (<https://www.eni.com/assets/documents/Relazione-finanziaria-annuale-2018.pdf>)

include, dal 2015⁵⁵, l'obiettivo di riduzione delle emissioni GHG upstream. A partire dal 2021, il piano include anche l'indicatore di capacità installata incrementale delle fonti rinnovabili quale leva a sostegno della strategia di decarbonizzazione che unitamente all'obiettivo di riduzione delle emissioni GHG *upstream* Scope 1 e Scope 2 *equity* (intensità emissiva fino al 2022 ed emissioni assolute dal 2023) rappresentano gli indicatori assegnati all'Amministratore Delegato con un peso del 25% e a tutto il management aziendale secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite⁵⁶. A partire dal 2023 il piano di incentivazione di breve e lungo termine prevedono fra gli obiettivi la riduzione delle emissioni nette GHG upstream scope 1 e 2 *equity*, lo sviluppo della capacità di generazione elettrica da fonti rinnovabili e biojetfuel, un obiettivo di economia circolare⁵⁷.

Dal 2015, Eni ha impostato **target su indicatori di performance** (intensità emissiva GHG *upstream* ed efficienza operativa, volumi di idrocarburi a *flaring*, emissioni fuggitive di metano *upstream*) **calcolati su produzione operata**. A partire dal 2020, Eni ha accostato ulteriori indicatori per il monitoraggio delle *performance* emissive sul medio-lungo termine, rendicontati attraverso una metodologia proprietaria (metodologia "LCA-based", cfr. par. 5.2) basata su approccio "lifecycle" che *include tutte le emissioni Scope 1, 2 e 3, in termini assoluti e relativi, legate ai prodotti energetici venduti, siano essi derivanti da produzioni proprie o acquistati da terzi*⁵⁸. Tali indicatori sono quindi calcolati su **base equity** e definiti come segue:

- **Net Carbon Footprint:** l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 dalle attività operate da Eni e da terzi, al netto degli *offset* principalmente da Natural Climate Solutions;
- **Net GHG Lifecycle Emissions:** l'indicatore fa riferimento a tutte le emissioni Scope 1, 2 e 3 associate alle attività e i prodotti energetici venduti da Eni, lungo la loro catena del valore e al netto degli *offset* principalmente da Natural Climate Solutions;
- **Net Carbon Intensity:** l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le emissioni assolute nette GHG (Scope 1, 2 e 3) lungo la catena del valore dei prodotti energetici e la quantità di energia inclusa negli stessi.

Per tali indicatori, i *target* più recenti impostati da Eni⁵⁹, rispetto alle emissioni del 2018, sono i seguenti:

- **Net carbon Footprint (Scope 1 e 2):** per le sole attività *upstream* l'obiettivo è di raggiungere il -50% al 2024, il -65% al 2025 e il Net Zero al 2030. Si prevede, inoltre, di ottenere il Net Zero in relazione a tutte le attività di Eni entro il 2035.
- **Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1, 2 e 3):** riduzione del 35% al 2030, del 55% al 2035, dell'80% al 2040 e obiettivo Net Zero al 2050.
- **Net Carbon Intensity (Scope 1, 2 e 3):** si prevede il raggiungimento del -15% al 2030, -50% al 2040 e Net Zero al 2050.

Come esposto nel proseguito, l'attuale strategia di decarbonizzazione di Eni prevede una serie di obiettivi di breve, medio e lungo periodo, nonché la definizione delle leve strategiche che si è impegnata ad

⁵⁵ Ricontrato in [Eni for 2015 – Sustainability Report](https://www.eni.com/assets/documents/eni_for_2015_report_web_.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/eni_for_2015_report_web_.pdf). Dal 2017, la dicitura è "Piano di Incentivazione di Breve Termine (v. [Eni For 2017 – Percorso di Decarbonizzazione](https://www.eni.com/assets/documents/EniFor-2017-decarbonizzazione.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/EniFor-2017-decarbonizzazione.pdf))

⁵⁶ [Relazione sulla politica di remunerazione 2023-2026 e sui compensi corrisposti 2022](https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/ita/governance/assemblea/2023/Relazione-remunerazione-2023.pdf) (https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/ita/governance/assemblea/2023/Relazione-remunerazione-2023.pdf)

⁵⁷ [Relazione sulla politica di remunerazione 2023-2026 e sui compensi corrisposti 2022](https://www.eni.com/assets/documents/ita/governance/assemblea/2023/Relazione-remunerazione-2023.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/ita/governance/assemblea/2023/Relazione-remunerazione-2023.pdf)

⁵⁸ [Eni for 2019 - Neutralità carbonica nel lungo termine](https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2019/Eni-for-2019-neutralita-carbonica-nel-lungo-termine.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2019/Eni-for-2019-neutralita-carbonica-nel-lungo-termine.pdf)

⁵⁹ [Eni for 2022 - A just transition](https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-just-transition-ita-stampa.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-just-transition-ita-stampa.pdf)

attuare su base volontaria. In particolare, con l'introduzione di target a medio-lungo termine e l'obiettivo di neutralità carbonica Eni identifica **5 leve di decarbonizzazione**, a cui vengono associati target progressivi e modulari ai fini dell'attuazione delle Strategie di decarbonizzazione:

- **Portfolio Oil&Gas** (che monitora la transizione del portfolio Eni e la progressiva sostituzione del petrolio con il gas);
- **Capacità installata di fonti rinnovabili;**
- **Capacità di bioraffinazione;**
- **Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS);**
- **Natural Climate Solutions (NCS**, che monitora i programmi di compensazione delle emissioni).

L'attuazione delle leve è prevista con una pianificazione temporale di breve, medio e lungo periodo che considera anche lo sviluppo tecnologico e il costo marginale degli interventi prospettati. Questo si traduce in un'opportuna pianificazione del budget necessario all'attuazione e dell'incremento della quota parte degli investimenti (CAPEX) *low and zero carbon* che si sviluppano nel tempo. Questo approccio verte sulla diversificazione del mix di iniziative, puntando non solo su tecnologie più d'avanguardia e con uno sviluppo tecnologico in fase sviluppo e/o di *scale-up* a livello industriale, ma anche su soluzioni robuste, la cui efficacia è provata e riconosciuta. In questo modo, la rosa di interventi attuabili intende essere resiliente all'incertezza dello sviluppo delle tecnologie più pionieristiche.

Analogamente agli scenari analizzati al Capitolo 4 la strategia Eni si articola in fasi temporali, nelle quali molteplici leve sono attuate modularmente, tenendo in considerazione anche l'evoluzione tecnologica. In questo contesto i progetti di cattura, stoccaggio e utilizzo della CO₂ (CCUS) avranno una funzione complementare, per ridurre le emissioni residuali "hard to abate" o comunque le emissioni troppo difficili da abbattere con il ricorso a rinnovabili o vettori energetici bio-. Il 5% circa della riduzione assoluta complessiva delle emissioni di filiera al 2050 sarà legata a compensazione attraverso crediti di carbonio, da Natural Climate Solution e da applicazione di soluzioni tecnologiche. In sintesi, la strategia risulta coerente con i tratti comuni degli scenari descritti e gli obiettivi di decarbonizzazione dell'Unione Europea, in particolare con:

- impegno a raggiungere distintive riduzioni di emissioni entro il 2030 (in particolare zero emissioni nette Scope 1+2 nell'Upstream);
- obiettivo Net Zero al 2050.

5.1 Riconoscimenti che affermano il ruolo di leadership di Eni nell'attuare la strategia di decarbonizzazione

L'approccio di Eni nei confronti del cambiamento climatico è evoluto attraverso: l'adozione di un *reporting* di sostenibilità completo e arricchito da una sistematica rendicontazione delle emissioni GHG; la partecipazione ad iniziative attive nel contenimento dei cambiamenti climatici; la definizione di *target* e *azioni* di riduzione delle emissioni GHG sempre più stringenti nel corso degli ultimi anni. Questa propensione è stata altresì riflessa da impegni assunti su base volontaria: non ultimo l'adesione di Eni all'*Oil & Gas Decarbonization Accelerator*, iniziativa presentata alla COP28 nel mese di dicembre nata in seno alle aziende del comparto Oil & Gas finalizzata a velocizzare il loro percorso di decarbonizzazione attraverso l'adozione di *target* condivisi⁶⁰.

Alla luce di questo continuo e crescente impegno, Eni ha ottenuto nel corso degli anni valutazioni da importanti organizzazioni internazionali che la posizionano in un ruolo di *leadership* nei principali *ratings* ESG e indici specializzati (CDP Climate Change Questionnaire Score 2022, A-; MSCI ESG Ratings Score 2022, A; Moody's ESG Solutions Score 2022 Advanced).

⁶⁰ [Eni aderisce all'Oil&Gas Decarbonisation Accelerator della Cop28](https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/12/eni-aderisce-all-oilegas-decarbonisation-accelerator-della-cop28.html) (https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/12/eni-aderisce-all-oilegas-decarbonisation-accelerator-della-cop28.html)

In particolare, MSCI Ratings e Moody's ESG Solutions misurano l'efficacia della gestione da parte di un'azienda dei rischi e delle opportunità ESG finanziariamente rilevanti, identificando i *leader* di settore in base all'esposizione ai rischi ESG e alla capacità di gestirli rispetto ai *peers*. Il rating di Eni per Moody's ESG Solutions nel 2022 le ha permesso di classificarsi al primo posto su 30 società europee O&G. CDP - "Climate change" valuta invece il posizionamento dell'azienda, in base alle risposte fornite ad un questionario dedicato, sui temi della rendicontazione e della trasparenza a livello ambientale, e delle iniziative intraprese sul tema del cambiamento climatico.

A conferma della leadership in questo ambito, Eni è stata inclusa inoltre, per tre anni consecutivi, tra le 10 aziende più performanti per la sua reportistica di sostenibilità nell'analisi del World Business Council for Sustainable Development, che ha valutato 168 compagnie a livello mondiale^{Error! Bookmark not defined.}.

Il ruolo di *top performer* viene confermato anche nel *Reporting Matters 2023*^{Error! Bookmark not defined.}.

Anche nei rating internazionali con focus clima Eni ha ottenuto risultati di eccellenza⁶¹:

- Climate Action 100+ Net-Zero Company Benchmark (1° tra i peer per numero di metriche allineate) valuta le maggiori aziende emettitrici di gas a effetto serra del mondo sulla loro transizione a zero emissioni; in particolare sono valutate sugli obiettivi di: riduzione delle emissioni, attuazione dei piani di transizione a zero emissioni, governance e disclosure climatica;
- Carbon Tracker (1° tra i peer nell'analisi "Absolute Impact 2023") valuta l'ambizione e la solidità dei target emissivi delle principali compagnie O&G, e quindi come le aziende stanno rispondendo alla duplice minaccia del riscaldamento globale e della transizione energetica. Gli obiettivi di emissione di Eni sono gli unici che potrebbero essere considerati in linea con l'Accordo di Parigi⁶²;
- Transition Pathway Initiative – iniziativa trattata al Capitolo 4 – che, attraverso *Management Quality and Carbon Performance Methodology*, da un lato valuta e tiene traccia della qualità della governance e gestione delle aziende in merito alle emissioni di gas serra e ai rischi e alle opportunità legati alla transizione a basse emissioni di carbonio (Quality Management di Eni: 4 star – tutti i criteri soddisfatti); dall'altro valuta le emissioni di carbonio delle aziende rispetto a diversi scenari climatici coerenti con l'Accordo di Parigi delle Nazioni Unite, confrontando le aziende dei settori ad alta emissione tra loro e con i *benchmark* specifici del settore (Carbon Performance di Eni: allineamento all'obiettivo 1,5°C nel lungo termine)⁶³.

Eni ha inoltre ottenuto valutazioni positive anche in ambito nazionale:

- MIB ESG: Eni è stata confermata nel MIB® ESG index, l'indice quotato delle blue-chip per l'Italia dedicato alle best practice ESG lanciato da Euronext e reso operativo da Moody's ESG Solutions. Include i più importanti emittenti quotati italiani che dimostrano di mettere in atto le best practice ESG ed è stato elaborato secondo una metodologia condivisa con la comunità finanziaria, le autorità pubbliche e di regolamentazione.
IGI: Eni nel 2023 si è classificata al primo posto secondo l'Integrated Governance Index (IGI). L'IGI, progetto di ET.group giunto alla ottava edizione, è l'unico modello di analisi quantitativa del grado di integrazione dei fattori ESG nelle strategie aziendali. Coinvolge, oltre alle prime 100 società quotate, anche le società che hanno redatto la DNF nel 2021 (paniere Consob) e le prime 50 società non quotate italiane.

⁶¹ [Gli indici di sostenibilità a cui partecipa Eni](https://www.eni.com/it-IT/investitori/rating-esg.html) (https://www.eni.com/it-IT/investitori/rating-esg.html)

⁶² [Absolute Impact 2023](https://storage.epbr.com.br/2023/09/Absolute_Impact_2023_FINAL-1.pdf) (https://storage.epbr.com.br/2023/09/Absolute_Impact_2023_FINAL-1.pdf)

⁶³ [2023 Methodology Report Management Quality and Carbon Performance](https://www.transitionpathwayinitiative.org/publications/uploads/2023-methodology-report-management-quality-and-carbon-performance-version-5-0) (https://www.transitionpathwayinitiative.org/publications/uploads/2023-methodology-report-management-quality-and-carbon-performance-version-5-0)

5.2 Sintesi dell'evoluzione della strategia di decarbonizzazione di Eni

Il presente Paragrafo si pone l'obiettivo di rappresentare l'evoluzione temporale della strategia di decarbonizzazione di Eni, illustrando i dettagli con cui gli obiettivi e le correlate metriche e metodologie si sono evolute in linea all'evoluzione del dibattito scientifico e del contesto di riferimento.

Nel contesto di riferimento internazionale gli **anni antecedenti al 2015** vedono in generale l'adozione di *target* di riduzione delle emissioni su base volontaria a livello nazionale e l'adozione delle misure previste dall'Unione Europea in funzione degli obiettivi 2020 relativi a energia e clima di cui l'Emissions Trading System (EU-ETS), entrato in vigore nel 2005, rappresenta un pilastro fondamentale. In questo periodo storico Eni:

- Riporta per la prima volta il valore numerico di emissioni dirette di GHG nella Dichiarazione Finanziaria⁶⁴;
- Avvia la rendicontazione effettiva delle emissioni GHG, suddivise in Emissioni Scope 1, 2 e 3, dando evidenza dei parametri monitorati a livello emissivo. I dati relativi a queste metriche vengono pubblicati nella sezione "Cambiamento climatico" delle Relazioni Finanziarie Annuali dal 2011⁶⁵ e sono oggetto di certificazione da parte terza.

Per la rendicontazione delle emissioni Eni fa riferimento ai principali *standard* internazionali vigenti all'epoca e riconosciuti dalla comunità scientifica internazionale (i.e. *The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard*; *US EPA Climate Leaders: Direct Emissions from Stationary Combustion*; *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006*; *API Compendium of GHG Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry, 2004-2009*).

Successivamente il **2015** rappresenta una delle pietre miliari rispetto all'impegno globale di azione al contrasto del fenomeno del cambiamento climatico, con riferimento esplicito all'**Accordo di Parigi**.

L'Accordo di Parigi è un trattato internazionale giuridicamente vincolante per gli Stati firmatari, stipulato a dicembre 2015 tra gli Stati membri della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC). Il contenuto dell'accordo è stato negoziato dai rappresentanti di 196 Stati alla XXI Conferenza delle Parti dell'UNFCCC (cfr. Conferenza di Parigi sui cambiamenti climatici COP21). L'Accordo è entrato in vigore il 4 novembre del 2016, dopo aver raggiunto il quorum di ratifica di 55 Paesi, che rappresentano almeno il 55% delle emissioni GHG globali. Iran, Libia, e Yemen sono gli unici Stati membri della UNFCCC che non hanno ancora ratificato l'Accordo. Gli Stati Uniti d'America si sono ritirati dall'accordo nel 2020, per poi rientrarvi nel 2021. Tramite l'Accordo i Governi degli Stati firmatari (tra cui gli Stati membri dell'Unione Europea e di conseguenza lo Stato italiano⁶⁶) hanno assunto l'impegno di perseguire i seguenti obiettivi:

- mantenere l'aumento della temperatura media mondiale ben al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali e proseguendo l'azione volta a limitare tale aumento a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali, riconoscendo che ciò potrebbe ridurre in modo significativo i rischi e gli effetti dei cambiamenti climatici;
- aumentare la capacità di adattamento agli effetti negativi dei cambiamenti climatici e promuovere la resilienza climatica e lo sviluppo a basse emissioni di gas a effetto serra, con modalità che non minaccino la produzione alimentare;
- rendere i flussi finanziari coerenti con un percorso che conduca a uno sviluppo a basse emissioni di gas a effetto serra e resiliente al clima.

⁶⁴ [Bilancio Eni 2005](https://archiviostorico.eni.com/aseni/it/explore/documents/IT-ENI-ST0001-045181?r=collections%2FIT-ENI-TEMI0001-000004) (https://archiviostorico.eni.com/aseni/it/explore/documents/IT-ENI-ST0001-045181?r=collections%2FIT-ENI-TEMI0001-000004)

⁶⁵ [Eni Archivio storico - Relazione finanziaria annuale 2011](https://archiviostorico.eni.com/aseni/it/explore/documents/IT-ENI-ST0001-045188/?r=collections%2FIT-ENI-TEMI0001-000004) (https://archiviostorico.eni.com/aseni/it/explore/documents/IT-ENI-ST0001-045188/?r=collections%2FIT-ENI-TEMI0001-000004)

⁶⁶ [Accordo di Parigi](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01)&from=IT) (https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01)&from=IT)

Per conseguire l'obiettivo a lungo termine relativo alla temperatura, le parti firmatarie mirano a raggiungere il picco mondiale di emissioni di gas a effetto serra al più presto possibile, riconoscendo che ciò richiederà tempi più lunghi per i Paesi in via di sviluppo, e a intraprendere rapide riduzioni in seguito, in linea con le migliori conoscenze scientifiche a disposizione, così da raggiungere un equilibrio tra le fonti di emissioni e gli assorbimenti antropogenici di gas a effetto serra nella seconda metà del XXI secolo.

L'Accordo di Parigi prevede che ogni Paese, al momento della sua adesione, comunichi il proprio contributo determinato a livello nazionale (NDC - Nationally Determined Contribution), e implementi le conseguenti misure nazionali per la sua attuazione. Ogni successivo contributo nazionale, da comunicare ogni cinque anni, dovrà costituire un avanzamento rispetto al precedente. Gli NDC includono gli obiettivi per la riduzione delle emissioni di gas serra, le politiche e le misure che i governi attuano in risposta ai cambiamenti climatici e come contributo per raggiungere gli obiettivi globali stabiliti nell'Accordo di Parigi.

Nel 2016 il **D.Lgs 254/16** (recependo la Direttiva 214/95/UE (NFRD)) ha **introdotto l'obbligo per le società quotate**, inclusa Eni, di produrre annualmente una **informativa non finanziaria (DNF)** di carattere ambientale, **inclusi i dati sulle emissioni di GHG**, sociale, di gestione del personale, di tutela dei diritti umani e di lotta alla corruzione.

In questo contesto la **TCFD (Task Force on Climate Related Financial Disclosures)**, istituita a dicembre 2015 da G20 e FSB (Financial Stability Board) per affrontare le questioni derivanti dall'Accordo di Parigi del 2015, ha pubblicato a giugno 2017 le sue **raccomandazioni**, con l'obiettivo di guidare il settore privato nella **rendicontazione delle informazioni necessarie a investitori, finanziatori e compagnie di assicurazione per valutare i rischi e le opportunità legati al clima**. Si evidenzia come Eni abbia avuto un ruolo attivo nella definizione delle raccomandazioni essendo parte della Task Force e avendo assunto il ruolo di Data Preparer. Stante le informazioni pubbliche riconducibili sul sito istituzionale della Task Force **Eni è stato l'unico operatore del settore Oil & Gas ad avere contribuito attivamente alla Task Force fin dal suo inizio**.

In questo contesto storico, Eni intraprende in primo luogo un percorso evolutivo di **rendicontazione delle emissioni GHG**, categorizzate secondo Scope 1, 2 e 3 in accordo con i principali standard internazionali vigenti nel periodo e le best practices di settore (Fonte: Questionari CDP), andando nella fattispecie a **perfezionare progressivamente** le categorie di rendicontazione delle emissioni **Scope 3**⁶⁷.

Nel 2015 Eni adegua la propria strategia sulla lotta al cambiamento climatico con l'adozione del Piano Decennale al 2025. Il piano agisce su differenti leve, tra cui la riduzione delle emissioni GHG. È proprio in tale ambito che, sulla base del profilo emissivo rendicontato, Eni identifica una serie di indicatori utilizzati per monitorare e comunicare le prestazioni relative alle emissioni di GHG, sui quali vengono impostati i primi obiettivi quantitativi di breve termine (2025) della strategia di decarbonizzazione, utilizzando come baseline le emissioni riferite all'anno 2014.

A seguire, il biennio **2018-2020** si caratterizza per l'avvio di una serie di **iniziative rilevanti su scala Globale, Europea e settoriale** descritti ed argomentati ampiamente nel precedente Capitolo 4 (sia in termini di definizione di scenari internazionali di decarbonizzazione sia rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione dell'UE).

In un contesto di assenza di standard internazionali univoci per la rendicontazione delle emissioni di filiera delle aziende energetiche integrate, Eni, proattivamente sviluppa una metodologia basata sulla valutazione su base equity delle emissioni relative all'intero ciclo di vita (**LCA Lifecycle Analysis**), considerando tutte le emissioni GHG Scope 1, 2 e 3, in termini assoluti e relativi, legate ai prodotti energetici venduti da Eni sulla base di un perimetro esteso, siano essi derivanti da produzioni proprie o

⁶⁷ [Rendicontazione emissioni Scope 3 secondo metodologia IPIECA-API](https://www.ipieca.org/resources/estimating-petroleum-industry-value-chain-scope-3-greenhouse-gas-emissions-overview-of-methodologies)

(<https://www.ipieca.org/resources/estimating-petroleum-industry-value-chain-scope-3-greenhouse-gas-emissions-overview-of-methodologies>)

acquistati da terzi. Questa metodologia permette quindi di adottare un approccio *well-to-wheel* in quanto sono incluse tutte le emissioni che si generano lungo i segmenti di filiera dei prodotti, ossia le fasi di produzione, trasporto e trasformazione, effettuati sia in impianti di Eni sia di terze parti. La metodologia proprietaria è stata **certificata da RINA**⁶⁸ ed è stata ufficialmente pubblicata nel febbraio 2020 con un workshop dedicato per esaminare le caratteristiche principali della metodologia⁶⁹.

Eni nel 2021 si impegna quindi ulteriormente nel **raggiungimento della Carbon Neutrality** nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C a fine secolo.

La traiettoria di riduzione delle emissioni sul lungo termine viene elaborata su tre nuovi indicatori (“KPI di lungo termine”) contabilizzati su **base equity** in relazione all’**approccio di filiera** (metodologia LCA-based) di cui sopra. Nello specifico, due indicatori sono riferiti ad emissioni assolute: **Net Carbon Footprint** (Scope 1 + 2) e **Net GHG Lifecycle Emissions** (Scope 1 + 2 + 3). L’ultimo è invece riferito all’intensità carbonica dei prodotti venduti e prende il nome di **Net Carbon Intensity**.

Su questi indicatori di lungo termine sono quindi stati sviluppati obiettivi quantitativi di riduzione progressiva negli anni. Come illustrato in “*Eni for 2019 – Neutralità carbonica nel lungo termine*”, l’**anno di riferimento (baseline)** scelto è il 2018, per il quale sono stati proposti i valori 537 MtCO₂ per il **Net GHG Lifecycle Emissions** e 72 gCO₂eq/MJ per la **Net Carbon Intensity**. Questi valori di baseline saranno poi rettificati nel corso del 2020 a 505 MtCO₂ per il **Net GHG Lifecycle Emissions** e 68 gCO₂eq/MJ per la **Net Carbon Intensity**, specificando che “*La metodologia di determinazione delle emissioni Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti è stata affinata al fine di meglio rappresentare le emissioni Scope 3 end-use, aggiornando coerentemente i dati 2019 e 2018*”⁷⁰. Per quanto riguarda invece le *baseline* relative all’indicatore Net Carbon Footprint Eni, il valore al 2018 è di 37,2 MtCO₂e (e di 14,8 MtCO₂eq per l’Upstream).

Fissate queste *baseline* sono quindi state definite le traiettorie di riduzione di ciascun indicatore, divenute progressivamente più stringenti nel corso del tempo. Ad esempio, per la Net Carbon Footprint Upstream è stato posto l’obiettivo Net Zero al 2030. Per quanto riguarda invece le Net GHG Lifecycle Emissions e la Net Carbon Intensity, a fronte di obiettivi di riduzione rispettivamente del -80% e -55% al 2050 annunciati nel 2020, si è poi passati entrambi gli indicatori al target Net Zero nel 2021 (v. Eni for 2020). Anche in questo caso gli obiettivi ad interim sono stati anticipati e/o incrementati nel corso del tempo (es. Net GHG Lifecycle Emissions: -30% al 2035 in “Eni for 2019”; -25% al 2030 e -65% al 2040 in “Eni for 2020”).

Non da ultimo in questo contesto Eni consolida ulteriormente la definizione di una serie di leve per attuare la strategia di decarbonizzazione, identificando per ognuna dei target intermedi e degli obiettivi di lungo termine al 2050. Di fatto la prima presentazione sistematica di queste leve è presentata in “Eni for 2019 – Neutralità carbonica nel lungo termine”, tra cui figurano **produzione di gas naturale in % sul portafoglio** (60% @2030; 85% @2050), **capacità installata di fonti rinnovabili** (15 GW @ 2030; >25 GW @2035; >55 GW @ 2050), **capacità di bioraffinazione** (1 Mt/anno @2021; 5 Mt/anno @2050), **progetti di cattura e stoccaggio CO₂ (CCUS)** (>10 MtCO₂/anno @2050), **forestry e compensazione da progetti forestali (NCS)** (10 MtCO₂/anno @2025; 20 MtCO₂/anno @2030; >30 MtCO₂/anno @2050).

⁶⁸ [Methodology for the assessment of GHG emissions along the value chains of Eni products](https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/GHG-Emissions-along-the-value-chain-of-Eni-energy-product.pdf)

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

⁶⁹ [Focus on Eni’s Methodology for the assessment of GHG emissions – Trascritto del workshop](https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/Transcript-ENI-Workshop2-methodology.pdf).(https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/Transcript-ENI-Workshop2-methodology.pdf). Dal testo del documento: “*This session is taking place to give you the key features of the new methodology developed here in Eni in order to assess the carbon footprint of our Energy products*”.

⁷⁰ [Eni for 2020 - Neutralità carbonica al 2050](https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2020/Eni-for-2020-neutralita-carbonica-al-2050.pdf)

(<https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2020/Eni-for-2020-neutralita-carbonica-al-2050.pdf>)

Con specifico riferimento ai **progetti forestali** “Eni For 2018 – Percorso di decarbonizzazione” dichiara come “Nell’ambito della propria strategia di decarbonizzazione di medio-lungo termine, Eni per compensare parte delle proprie emissioni ha previsto la possibilità di utilizzare crediti di carbonio generati da progetti di protezione e conservazione delle foreste. Tali progetti mirano a ridurre la deforestazione, ad aumentare la capacità di stoccaggio del carbonio e a conservare e proteggere la biodiversità, garantendo anche **benefici sociali per le popolazioni locali**. I progetti, infatti, consentiranno attività di diversificazione economica, con la creazione di nuovi posti di lavoro, favorendo lo sviluppo locale, in coerenza con i Piani di Sviluppo dei Paesi e l’Agenda 2030. L’uso razionale delle risorse forestali permette anche di promuovere comportamenti domestici più sostenibili anche attraverso il clean cooking. La strategia Eni prevede lo **sviluppo di progetti REDD+, con alta valenza ambientale e sociale**, in Paesi di interesse e presenza Eni anche attraverso la partecipazione a iniziative internazionali e partnership strategiche con terze parti di provata esperienza. Eni ha già stretto le prime partnership tramite la sottoscrizione di Memorandum of Understanding (MoU) per lo sviluppo di progetti forestali in partnership con sviluppatori internazionali”.

Proseguendo nel percorso evolutivo, nel **2020** la strategia di decarbonizzazione di Eni si confronta con il contesto internazionale, fortemente condizionato da variabili esogene quali la crisi-pandemica e il successivo conflitto russo-ucraino.

In prima battuta, nell’intero corso dell’anno 2020 e nella maggior parte dell’anno 2021 ha avuto luogo la crisi pandemica globale **COVID-19**. In questo contesto, IEA riporta che “Il settore energetico è stato gravemente colpito dai ripetuti lockdown del 2020, caratterizzati in tutto il mondo dal rallentamento nei settori dei trasporti, del commercio e dell’attività economica, **diminuendo il consumo di energia del 4%**. Sebbene le ondate pandemiche abbiano continuato a diffondersi in tutto il mondo nel 2020, gli schemi di sostegno economico e le campagne vaccinali hanno consentito la ripresa di gran parte dell’attività economica, e **la domanda globale di energia è stata vista in ripresa del 4,6% nel 2021, superando i livelli pre-pandemia.**”⁷¹.

La seguente Figura 10 evidenzia le contrazioni di domanda rispetto ai livelli 2019 nel periodo di riferimento della pandemia COVID-19, evidenziando picchi in negativo sino al -16% della domanda di petrolio nel periodo concomitante con il primo lockdown (1°-2° quadrimestre 2020).

Figura 10 - Variazioni di domanda di petrolio nel 2020-2021 rispetto al 2019 (IEA).



Altro evento di cruciale rilevanza socio-politica è stata la brusca escalation del **conflitto russo-ucraino** in corso dal 2014, culminato in data 24 febbraio 2022 con l’invasione russa del territorio ucraino,

⁷¹ [Covid-19 – Topics - IEA](https://www.iea.org/topics/covid-19) (https://www.iea.org/topics/covid-19)

comportando importanti conseguenze su tutti i fronti, tra cui quello energetico, considerando la forte limitazione di importazione in Europa delle risorse russe. La risposta a livello comunitario è stata il dimezzamento delle importazioni dalla Russia e la pubblicazione del **piano RePowerEU** nel maggio 2022 (si faccia riferimento al Paragrafo **Error! Reference source not found.**), atto a conciliare la sicurezza energetica dei cittadini e la transizione energetica. Il tema della sicurezza energetica era già stato affrontato a livello nazionale italiano con l'adozione nel gennaio 2020 del primo Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (**PNIEC**) (si faccia riferimento al Capitolo 4) ed è stato ripreso e rimarcato nella proposta di aggiornamento del PNIEC del 2023, attualmente in fase di revisione presso la Commissione Europea. **Si evidenzia come Eni, concordemente a queste iniziative, si fosse già mossa nel 2022 prendendo accordi con Algeria⁷² ed Egitto⁷³ rispettivamente per la fornitura di gas naturale e GNL, a tutela della diversificazione dell'approvvigionamento** (vedi Paragrafo 7.2.2).

Le modalità di rendicontazione Eni delle emissioni GHG sono fundamentalmente confermate, mantenendo una **continuità metodologica** in cui Eni utilizza parallelamente le due metodologie di rendicontazione delle emissioni "GHG Protocol" e "LCA based". Anche a livello di indicatori utilizzati per il monitoraggio dei risultati e di riduzione delle emissioni GHG, Eni si riferisce ad entrambe le metodologie estendendo il perimetro dell'indicatore **Net Carbon Footprint** anche a tutta Eni.

Gli ulteriori impegni assunti rispetto alle fasi precedenti risiedono nella definizione degli obiettivi. In particolare, relativamente agli obiettivi di lungo termine, l'obiettivo **Net Zero Emissions** (annunciato nel 2020, v. "Eni for 2020 - Neutralità carbonica al 2050") assume un ruolo chiave, introducendo un nuovo, target Net Zero per il Net Carbon Footprint Eni al 2035 (annunciato nel 2022, v. "Eni for 2021 - A just transition"). Le traiettorie di raggiungimento dei suddetti obiettivi sono inoltre state rese ulteriormente più virtuose con target *ad interim* più stringenti: per la **Net Carbon Footprint Upstream** è stato aggiunto il target del -65% al 2025; per le **Net GHG Lifecycle Emissions** sono stati ridefiniti tutti gli obiettivi intermedi: -35% al 2030, -55% al 2035 e -80% al 2040; per la **Net Carbon Intensity** è invece stato posto il dimezzamento al 2040 (annunciate nel 2022, v. "Eni for 2021").

Al fine di poter traguardare gli obiettivi sempre più ambiziosi che Eni si è posta nel corso dell'evoluzione della strategia di decarbonizzazione nel triennio 2020-22, Eni ha definito e dato evidenza dell'evoluzione attesa per il contributo delle singole leve. La seguente Tabella riassume gli obiettivi per ciascuna leva, andando ad illustrare l'evoluzione nell'arco dell'ultimo triennio.

Tabella 1 - Evoluzione del ruolo delle leve strategiche nel periodo 2020-2022

Anno target	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040	2050
Gas su Portfolio (%)										
2020							60 ¹			>90 ¹
2021							60 ²		>90 ²⁴	
2022							60 ³⁵		>90 ³⁴⁵	
Capacità di Bioraffinazione (Mt di biocombustibile per anno)										
2020	1.1 ¹			2 ¹						5/6 ¹
2021					~2 ²			6 ²		
2022					>3 ³⁵		>5 ³⁵			

⁷² [Eni e Sonatrach concordano l'aumento delle forniture gas dall'Algeria attraverso Transmed](https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2022/04/eni-e-sonatrach-concordano-aumento-forniture-gas-algeria-transmed.html) (https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2022/04/eni-e-sonatrach-concordano-aumento-forniture-gas-algeria-transmed.html)

⁷³ [Eni ed EGAS firmano un accordo per aumentare la produzione e la fornitura di gas egiziano](https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2022/04/eni-egas-firmano-accordo-aumentare-produzione-fornitura-gas-egiziano.html) (https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2022/04/eni-egas-firmano-accordo-aumentare-produzione-fornitura-gas-egiziano.html)

<i>Capacità installata di fonti rinnovabili</i> (GW)										
2020				4 ¹	5 ¹		15 ¹	>25 ¹		60 ¹
2021		>2 ²			>6 ²		>15 ²	>30 ²		60 ²
2022			>3 ³⁵			>7 ³⁵	>15 ³⁵	>30 ³⁵		60 ³⁵
<i>CCUS</i> (Mt/anno)										
2020							~7 ¹			50 ¹
2021					>1 ²		~10 ²		~35 ²	~50 ²
2022					~1 ⁵		~10 ⁵		~35 ⁵	~50 ⁵
<i>NCS</i> (Mt/anno)										
2020				>6 ¹			20 ¹			~40 ¹
2021							~15 ²		~20 ²	<25 ²
2022							~15 ⁵		~20 ⁵	<25 ⁵
Mt/anno = Milioni di tonnellate di CO ₂ eq per anno										
<p>¹ Fonte: Eni for 2020 - Neutralità carbonica al 2050 (https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2020/Eni-for-2020-neutralita-carbonica-al-2050.pdf)</p> <p>² Fonte: Eni for 2021 – Neutralità carbonica al 2050 (https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2021/eni-for-2021-neutralita-carbonica-2050-ita.pdf)</p> <p>³ Fonte: Eni for 2022 – A just transition (https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-just-transition-ita-stampa.pdf)</p> <p>⁴ da raggiungere tra il 2040 e il 2050</p> <p>⁵ Fonte: 2023 Capital Markets Update & 2022 Full Year Results (https://www.eni.com/assets/documents/eng/investor/presentations/2023/2023-capital-markets-update/2023-Capital-Markets-Update-presentation.pdf)</p>										

La **strategia di decarbonizzazione di Eni** è quindi il risultato di un **percorso evolutivo di carattere volontario** iniziato ancor prima del 2015: è infatti l’esito di una serie di aggiornamenti intercorsi nel tempo che hanno portato Eni a impegnarsi volontariamente con **obiettivi sempre più ambiziosi, recependo e adeguando le metodologie e le metriche al contesto di riferimento**. In tal senso Eni ha **contribuito attivamente a diversi gruppi di lavoro come TCFD e IPIECA**.

5.3 Decarbonizzazione vs utilizzo del carbonio

Ad evitare equivoci circa la strategia di decarbonizzazione Eni (e più in generale su scenari / politiche di decarbonizzazione di un qualsiasi altro soggetto) è importante sottolineare che la “decarbonizzazione” che rileva ai fini del cambiamento climatico **non significa fare a meno del carbonio, bensì evitare emissioni di carbonio fossile**.

In molti settori / circostanze il carbonio – l’elemento fondamentale sul quale è impernata la Vita sulla Terra – è molto difficile se non impossibile da sostituire, ma ciò non costituisce necessariamente un problema. Il passaggio a carbonio generato da attività biologica, e come tale rinnovabile, consente di continuare a gestire in modo sostenibile molti dei sistemi / processi oggi basati su fonti fossili.

Il caso forse più semplice da rappresentare è quello dei bio-carburanti, il cui utilizzo consente di ridurre praticamente a zero le emissioni nette climalteranti di dispositivi - e.g. i motori utilizzati per il trasporto stradale, aereo, marittimo – originariamente concepiti per i combustibili fossili. **Il carbonio contenuto nei bio-combustibili – e quindi nella CO₂ da essi prodotta – è infatti il carbonio sottratto all’atmosfera con la fotosintesi durante la crescita del materiale biologico, e come tale è rinnovabile**.

La possibilità di mantenere le stesse tecnologie e - a meno degli inevitabili ma limitati adattamenti - le stesse infrastrutture consente in molte circostanze di ridurre drasticamente i costi e i tempi della transizione.

E ove indispensabile l'utilizzo di carbonio fossile – come nel caso dei settori industriali “*hard to abate*”⁷⁴ - **le emissioni climalteranti possono comunque essere ridotte drasticamente (anche oltre il 90%) catturando la CO₂**, utilizzandola eventualmente per la produzione di materiali o combustibili (*e-fuels*) o stoccandola in depositi sotterranei quali i giacimenti di combustibili fossili esauriti (CCUS = Carbon Capture, Utilization & Storage). La cattura e lo stoccaggio di carbonio fossile chiude il ciclo che inizia con l'estrazione del materiale fossile, ritornando il carbonio in depositi sotterranei sotto forma di CO₂ anziché di idrocarburo – un ciclo conforme al concetto di “circularità” spesso richiamato quale riferimento per la sostenibilità⁷⁵. È utile osservare che, stante l'affinità tra le proprietà della CO₂ e quelle degli idrocarburi, la restituzione del carbonio in giacimenti esauriti di combustibili fossili risulta particolarmente attraente e favorevole: lo stesso giacimento che ha custodito per milioni di anni carbonio quale combustibile può essere utilizzato per custodire CO₂ per durate analoghe – o anche superiori.

In definitiva, **l'utilizzo di bio-carburanti e la CCUS consentono di disaccoppiare l'utilizzo del carbonio dalle emissioni climalteranti, cosicché una economia decarbonizzata può ben utilizzare – ove conveniente o necessario – processi e sistemi dove il carbonio è un elemento essenziale.** Nell'attuale contingenza globale, dove la riduzione delle emissioni climalteranti è estremamente urgente, **questo disaccoppiamento è fondamentale non solo per ridurre i costi ma soprattutto per accelerare la transizione.** In attesa di sviluppare nuove tecnologie che potranno eventualmente svincolare molti processi dal carbonio – la qual cosa può richiedere tempi anche molto lunghi, vedasi il caso della fusione nucleare - **il disaccoppiamento consente di ridurre le emissioni in tempi brevi**, coerenti con le ambiziose traiettorie prefigurate dalle agenzie internazionali.

⁷⁴ *Hard to abate* = difficile da abbattere. E' la locuzione spesso adottata per i processi nei quali l'utilizzo di carbonio fossile è pressoché indispensabile, come la produzione di cemento, acciaio e alcuni settori della chimica.

⁷⁵ La stessa “circularità” vale anche nel caso in cui la CO₂ venisse stoccata in acquiferi, poiché anche in tal caso il carbonio, alla fine del “ciclo”, ritornerebbe ad essere segregato dall'atmosfera – così come lo era quando giaceva nel sottosuolo quale componente di un idrocarburo.

5.4 Risultati conseguiti e impegni futuri

Avendo analizzato l'evoluzione storica della strategia di decarbonizzazione di Eni l'obiettivo del presente Paragrafo è quello di analizzare i **risultati conseguiti**. Questi risultati sono stati conseguiti attuando nel tempo azioni in coerenza con le cinque leve di decarbonizzazione dettagliate al Capitolo 6 (**portafoglio O&G, rinnovabili, biocarburanti** e, quali leve residuali, **CCUS e NCS**), sostenendo nell'ultimo quadriennio (2018-2022) **investimenti per iniziative di decarbonizzazione che ammontano a 7,5 Mld di euro**⁷⁶.

Al fine di dare evidenza dei risultati conseguiti, la metrica più esaustiva per descrivere lo stato di avanzamento della strategia di decarbonizzazione di Eni è il **Net GHG Lifecycle Emissions**⁷⁷: i dati rendicontati (Scope 1, 2 e 3) forniscono evidenza di come **Eni stia attuando la strategia coerentemente con gli obiettivi che si è posta al 2030** avendo trapiantato al 2022⁷⁸ una **riduzione di circa il 17%** delle emissioni rispetto al valore di baseline assunto come riferimento. Allo stesso tempo la metrica **Net Carbon Footprint** è un indicatore appropriato a caratterizzare l'impegno di Eni nel ridurre le proprie emissioni dirette (Scope 1 e 2): anche in questo caso i dati rendicontati pongono in evidenza i risultati conseguiti da Eni (nonché la coerenza con gli obiettivi posti al 2030); al 2022 in particolare si è registrata una rispettiva **riduzione di circa il 33% per gli asset Upstream e di circa il 20% sull'intero perimetro aziendale**⁷⁹.

L'implementazione delle iniziative di efficienza atte a trapiantare gli obiettivi della strategia di decarbonizzazione, nonché la progressiva attuazione delle leve descritte ha permesso di raggiungere il risultato, a titolo rappresentativo della significatività del traguardo si evidenzia come il 17% equivalga a **86 Mt CO₂eq**. Questo significativo risultato è stato conseguito tramite l'attuazione modulare di una molteplicità di iniziative, di cui si riportano alcune evidenze nel seguito a titolo esemplificativo:

- Consolidato le iniziative di efficientamento riducendo **l'intensità emissiva degli asset Upstream** anche per mezzo di acquisizioni (si cita a titolo di esempio la recente acquisizione degli asset di Neptune - società indipendente leader nell'esplorazione e produzione, con attività a basse emissioni e focalizzate sul gas in Europa occidentale, Nord Africa, Indonesia e Australia⁸⁰);
- Avviato significative operazioni di **riconversione della capacità di raffinazione**, intervenendo sulle Raffinerie di Gela e Venezia e consolidando il ruolo di leadership nel comparto biochimico (ad esempio tramite la recente acquisizione del 64% di Novamont⁸¹);
- Rispetto alle risorse rinnovabili:

⁷⁶ Importo risultante dalla ricostruzione interna Eni, comunicata allo scrivente dalle competenti funzioni Eni.

⁷⁷ Come descritto in precedenza l'indicatore fa riferimento a tutte le emissioni Scope 1, 2 e 3 associate alle attività e i prodotti energetici venduti da Eni, lungo la loro catena del valore e al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions.

⁷⁸ In dettaglio il valore Net GHG Lifecycle Emissions rendicontato per il 2022 è stato pari a 419 MtCO₂ rispetto ai valori di baseline riferibili al valore rendicontato nel 2018 pari a 505 MtCO₂. [Eni for 2022 - Performance di sostenibilità](https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-performance-sostenibilita-ita.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-performance-sostenibilita-ita.pdf)

⁷⁹ [Eni for 2022 - Performance di sostenibilità](https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-performance-sostenibilita-ita.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-performance-sostenibilita-ita.pdf)

⁸⁰ [Eni e Vår Energi \("Vår"\) acquisiscono Neptune](https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/press-release/migrated/2023-it/06/CS-23-giugno-2023.pdf) (https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/press-release/migrated/2023-it/06/CS-23-giugno-2023.pdf)

⁸¹ [Versalis: completato il closing per l'acquisizione di Novamont \(eni.com\)](https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/10/versalis-completato-closing-acquisizione-novamont.html) (https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/10/versalis-completato-closing-acquisizione-novamont.html)

- o consolidato una leadership globale nei **biocarburanti** tramite riconversioni e acquisizioni^{82 83};
- o consolidato un portafoglio di più di 20 impianti **biogas**⁸⁴;
- o sviluppato un portafoglio di **energia rinnovabili** in termini di capacità installata pari a circa 3GW a fine 2023, sviluppando a tutti gli effetti un nuovo modello di business incorporato in una società dedicata – Plenitude S.p.A.^{85 86};

Eni ha inoltre attuato azioni a sostegno della differenziazione dell’offerta, sviluppando ad esempio iniziative a sostegno della **mobilità sostenibile** tramite la realizzazione ex-novo di un parco di colonnine di ricarica par a quasi 20.000 unità.⁸⁷ In ottica prospettica, fermi restando i principi di modularità con cui le leve vengono attuate nonché la necessità di considerare l’evoluzione dello sviluppo tecnologico e l’efficienza dei costi (costo marginale dell’abbattimento tecnologico) delle leve stesse⁸⁸, si evidenzia come Eni abbia provveduto all’opportuna allocazione dei CAPEX (Investimenti di Capitale funzionale alla realizzazione delle progettualità) necessari.

L’attuazione dei progetti previsti per l’attuazione delle leve è collegata al piano di investimenti a bassa intensità carbonica, per i quali Eni prevede quote sostanzialmente in crescita nel piano quadriennale e nel lungo termine^{89 90}.

⁸² [La bioraffineria di Gela: la più innovativa d’Europa | Eni](https://www.eni.com/it-IT/azioni/attivita-mondo/italia/gela.html) (https://www.eni.com/it-IT/azioni/attivita-mondo/italia/gela.html)

⁸³ [Eni Sustainable Mobility e PBF Energy annunciano il closing della partnership per la bioraffineria di St. Bernard](https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/06/eni-sustainable-pbf-energy-annunciano-il-closing-della-partnership-bioraffineria-di-st-bernard.html) (https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/06/eni-sustainable-pbf-energy-annunciano-il-closing-della-partnership-bioraffineria-di-st-bernard.html)

⁸⁴ [Eni acquisisce FRI-EL Biogas Holding, leader nazionale nella produzione di biogas](https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2021/03/cs-eni-fri-el-bio-gas-holding.html) (https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2021/03/cs-eni-fri-el-bio-gas-holding.html)

⁸⁵ [Eni gas e luce diventa Plenitude](https://www.eni.com/it-IT/media/news/2022/03/eni-gas-e-luce-diventa-plenitude.html#:~:text=Milano%2C%20Marzo%202022%20%E2%80%93%20Eni,di%20ricarica%20per%20veicoli%20elettrici) (https://www.eni.com/it-IT/media/news/2022/03/eni-gas-e-luce-diventa-plenitude.html#:~:text=Milano%2C%20Marzo%202022%20%E2%80%93%20Eni,di%20ricarica%20per%20veicoli%20elettrici)

⁸⁶ [2023 Third Quarter Results](https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/investor/presentations/2023/third-quarter-2023/third-quarter-2023-results.pdf) (https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/investor/presentations/2023/third-quarter-2023/third-quarter-2023-results.pdf)

⁸⁷ [Eni for 2022 – A Just Transition](https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-just-transition-ita-stampa.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-just-transition-ita-stampa.pdf)

⁸⁸ Questo approccio verte sulla diversificazione del mix di iniziative, puntando non solo su tecnologie più d’avanguardia e con uno sviluppo tecnologico in fase sviluppo e/o di scale-up a livello industriale, ma anche su soluzioni robuste, le cui efficacia è provata e riconosciuta. In questo modo, la rosa di leve attuabili si dimostra resiliente nei confronti dell’incertezza ed imprevedibilità dello sviluppo di quelle tecnologie più pionieristiche.

⁸⁹ [Decarbonizzazione e Clima | Eni](https://www.eni.com/it-IT/sostenibilita/ambiente/decarbonizzazione.html) (https://www.eni.com/it-IT/sostenibilita/ambiente/decarbonizzazione.html)

⁹⁰ Eni for 2022. A Just Transition. https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-just-transition-ita.pdf

6 Focus sulle leve della strategia di decarbonizzazione

Come discusso nel Capitolo precedente la strategia di Eni si articola nel tempo in più fasi, nelle quali molteplici leve sono attuate modularmente tenendo conto dell'evoluzione tecnologica. La strategia si sostanzia nel promuovere la transizione da fonti fossili a fonti low carbon con un approccio neutrale che consente di usare in modo sinergico e complementare tutte le opzioni in base alla maturità ed efficacia nel ridurre le emissioni⁹¹ Il processo di trasformazione è già in atto, come testimoniato dalle azioni finora poste in essere e descritte nei paragrafi successivi.

Rispetto alle scelte attuate da Eni si evidenzia per sintesi come la scelta operata sia coerente con quanto descritto dagli scenari di riferimento (cfr. Capitolo 4) in quanto gli stessi presentano una moltitudine di possibili percorsi che prevedono l'attuazione di molteplici leve, anche considerando i futuri sviluppi in termini di contributo tecnologico. Eni, inoltre (come ampiamente descritto nel precedente Capitolo 5) ha modulato nel tempo il ricorso alle leve ponendosi obiettivi sempre più sfidanti: in tal senso si evidenziano i significativi obiettivi ad oggi raggiunti in termini di attuazione e gli impegni economici associati, nonché l'utilizzo residuale delle leve CCUS e NCS (in coerenza anche da questo punto di vista con quanto proposto dai diversi scenari internazionali presi a riferimento).

Tutto ciò premesso, stanti le argomentazioni poste dagli attori, si è ritenuto di approfondire le modalità con cui Eni sta attuando le leve proposte in termini della coerenza delle leve stesse con gli scenari di riferimento internazionali e analizzare la capacità esecutiva posta in atto da Eni sino ad oggi.

Oltre alle **5 leve di decarbonizzazione** (Portafoglio O&G, Capacità di bioraffinazione, Capacità installata di fonti rinnovabili, Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) e Natural Climate Solutions) si è altresì ritenuto approfondire il tema della **fusione magnetica** a testimonianza dell'impegno di Eni nell'identificare soluzioni tecnologiche attuabili nel lungo periodo. Infatti, Eni, ha investito significative risorse economiche a sostegno dello sviluppo di questa tecnologia collaborando con autorevoli istituzioni e centri di ricerca internazionali quali il MIT⁹² (Massachusetts Institute of Technology di Boston) ed ENEA⁹³ (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile).

6.1 Portafoglio O&G

Questa leva consiste nel ribilanciamento del mix produttivo degli assets Upstream. Come discusso ai Capitoli 3 e 4, esiste ampio consenso sul fatto che in futuro il ruolo dei combustibili fossili sarà ridimensionato anche se, perlomeno nel breve e medio termine, destinato a restare significativo.

La permanenza dei combustibili fossili al 2050, per quanto in misura molto minore all'attuale, è una caratteristica comune a tutti gli scenari analizzati. Ciò vale in particolare per il gas naturale, con un ruolo non marginale anche per il petrolio. Per una serie di applicazioni gas naturale e petrolio sono infatti molto difficili da sostituire, e d'altro canto la CCUS (vedi il successivo Paragrafo 6.4) consentirà di ridurre drasticamente le emissioni nette di CO₂ anche per sistemi alimentati con combustibili fossili.

In questo contesto va inquadrato anche il ruolo che un attore come Eni assume, stante le dimensioni e l'oggetto della sua attività, a sostegno della sicurezza energetica, garantendo gli approvvigionamenti di gas naturale con una diversificazione delle fonti.

⁹¹ <https://www.ambrosetti.eu/news/proposal-for-a-zero-carbon-technology-roadmap/>

⁹² [Eni e MIT, per eccellere insieme nello sviluppo sostenibile](https://www.eni.com/it-IT/azioni/innovazione-tecnologica-collaborazioni/universita-centri-ricerca-aziende/mit.html) (<https://www.eni.com/it-IT/azioni/innovazione-tecnologica-collaborazioni/universita-centri-ricerca-aziende/mit.html>)

⁹³ [Eni ed ENEA, energie congiunte per trasformare l'energia](https://www.eni.com/it-IT/azioni/innovazione-tecnologica-collaborazioni/universita-centri-ricerca-aziende/enea.html) (<https://www.eni.com/it-IT/azioni/innovazione-tecnologica-collaborazioni/universita-centri-ricerca-aziende/enea.html>)

Le azioni progressive che Eni sta attuando per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni dirette associabili⁹⁴ nonché le operazioni straordinarie finalizzate ad incrementare sino al 60% la frazione di gas naturale nel mix energetico prodotto al 2030 ben rappresentano le iniziative intraprese da Eni nell'attuazione di questa leva. A titolo di esempio si cita la recente acquisizione degli assets di Neptune - società indipendente leader nell'esplorazione e produzione, con attività a basse emissioni e focalizzate sul gas in Europa occidentale, Nord Africa, Indonesia e Australia⁹⁵.

Contestualmente all'attuazione modulare delle leve descritte nel presente Capitolo, queste azioni hanno consentito ad Eni di raggiungere in modo progressivo i risultati su cui si è impegnata⁹⁶ (vedi Paragrafo 5.4) pur nel travagliato contesto di mercato 2020-23 e pur confermando una crescita della produzione Upstream sino al 2026.

6.2 Rinnovabili

La leva "Rinnovabili" si traduce sia nell'installazione che nella messa in esercizio di impianti di produzione energetica da fonte rinnovabile, consentendo una progressiva decarbonizzazione delle utenze (domestiche e non) oggi alimentate con gas naturale e/o energia elettrica generata da fonti fossili. Al 2040 la produzione di energia rinnovabile di Plenitude sarà sufficiente a coprire la domanda di energia elettrica dei suoi clienti finali.

6.2.1 Ruolo negli scenari internazionali

Nel seguito alcuni dati salienti degli scenari internazionali di riferimento descritti al Capitolo 4.

- **IPCC:** Come specificato da IPCC AR6-2023 (si faccia riferimento al capitolo 4.1), relativamente alla decarbonizzazione dei sistemi di approvvigionamento energetico, la quota associata alle rinnovabili supera nettamente il 40% negli scenari che limitano il riscaldamento a 1,5°C (>50%).
- **IEA:** Secondo quanto previsto dallo Scenario NZE di IEA, "la quota delle rinnovabili nella produzione totale di elettricità passa dal 29% nel 2020 a oltre il 60% nel 2030 e a quasi il 90% nel 2050. Per raggiungere questo obiettivo, i tassi di crescita annuali di capacità eolica e solare tra il 2020 e il 2050 sono cinque volte superiori alla media degli ultimi tre anni." Nell'aggiornamento del 2023 dello scenario NZE (v. Paragrafo 4.2), IEA conferma il precedente obiettivo di triplicare la capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili entro il 2030. Come nel precedente scenario, la quota combinata di eolico e solare fotovoltaico nella generazione totale è molto simile (40% entro il 2030), con il solare fotovoltaico che assume il ruolo di tecnologia trainante.
- **Irena:** Secondo lo Scenario 1,5°C di IRENA, per soddisfare la crescente domanda e contemporaneamente garantire un costante abbattimento delle emissioni, il settore dell'energia elettrica deve subire una decarbonizzazione ancora più profonda rispetto alla maggior parte degli altri settori, raggiungendo il 68% e il 91% di quota di energia rinnovabile nella produzione totale di elettricità rispettivamente nel 2030 e nel 2050. Nello specifico, lo Scenario 1,5° prevede che l'eolico e il fotovoltaico "domineranno l'espansione della capacità a livello globale, [...]. Nel 2030 e

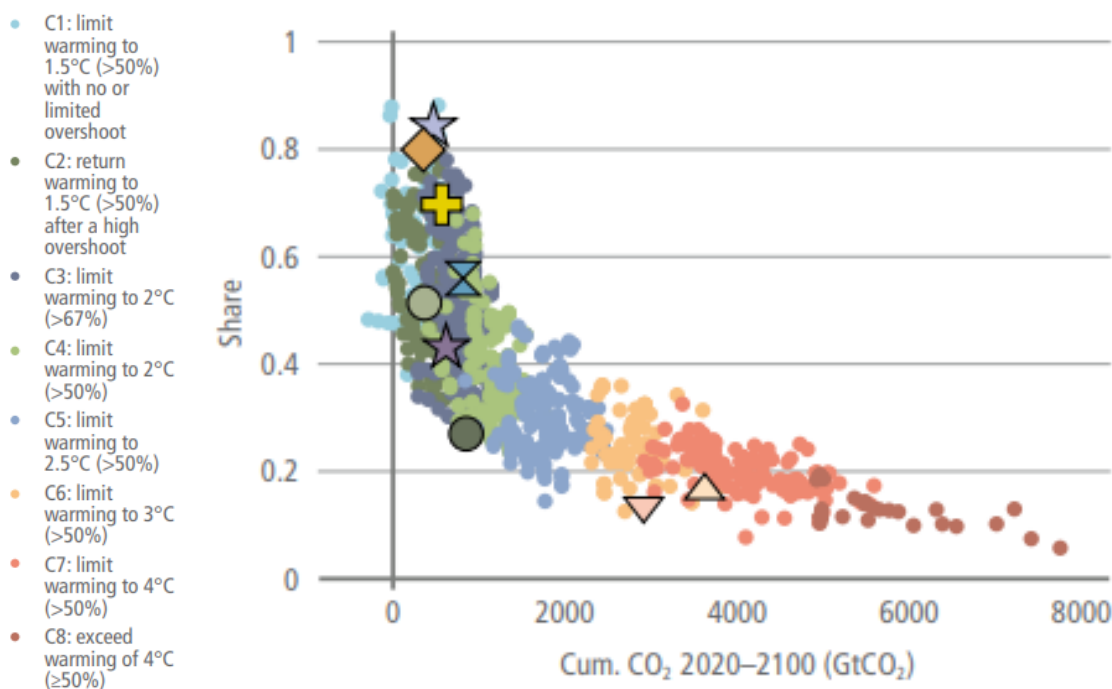
⁹⁴ Per l'indicatore di efficienza operativa Net Carbon Footprint - Scope 1 e 2 (vedi Capitolo 5), Eni si è impegnata per le sole attività upstream a raggiungere le seguenti riduzioni rispetto alla baseline del 2018: -50% al 2024, -65% al 2025 e Net Zero al 2030.

⁹⁵ [Eni e Vår Energi \("Vår"\) acquisiscono Neptune](https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/press-release/migrated/2023-it/06/CS-23-giugno-2023.pdf) (https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/press-release/migrated/2023-it/06/CS-23-giugno-2023.pdf)

⁹⁶ La metrica più efficace per descrivere lo stato di avanzamento della strategia di decarbonizzazione è il Net GHG Lifecycle Emissions: i dati rendicontati forniscono evidenza di come **Eni stia attuando la strategia coerentemente con gli obiettivi che si è posta al 2030** avendo tragguradato al 2022⁹⁶ un **obiettivo di riduzione di circa il 17%** delle emissioni rispetto al valore di baseline assunto come riferimento

nel 2050 queste tecnologie forniranno rispettivamente il 46% e il 70% della produzione di elettricità, rispetto a una quota combinata del 9% nel 2020”.

Figura 11 - Penetrazione delle rinnovabili nel sistema energetico in funzione della cumulata delle emissioni di CO₂ tra il 2020 e il 2100. Da osservare l'andamento dato dai valori puntuali associati agli scenari di riferimento riportati sulla sinistra. Fonte IPCC



Anche all'interno del PNIEC viene sottolineato come l'Italia voglia promuovere il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un **mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas**. In particolare, all'interno del PNIEC 2019 si riporta che l'Italia intende perseguire un **obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili**; questo obiettivo prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili. È previsto che il contributo delle rinnovabili sia così differenziato tra i diversi settori: 55,0% di quota rinnovabili nel settore elettrico; 33,9% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento); 22,0% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti (calcolato con i criteri di contabilizzazione dell'obbligo previsti dalla RED II).

All'interno del PNIEC 2023, viene comunicato che l'Italia intende perseguire un **obiettivo di copertura, nel 2030, del 40,5% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili**; per il 2030, in particolare, si stima un consumo finale lordo di energia di circa 100 Mtep, di cui 43 Mtep da FER. Secondo lo scenario nazionale questo contributo risulta così differenziato tra i diversi settori: 65,0% di quota rinnovabili nel settore elettrico; 36,7% nel settore termico; 30,7% nel settore trasporti.

6.2.2 Ruolo nella strategia di decarbonizzazione Eni

A partire dal 2016 Eni si è posta obiettivi sempre più ambiziosi relativamente alla leva "Rinnovabili", revisionando i target di medio e lungo termine. Una panoramica dell'evoluzione di tali obiettivi è stata riportata in **Tabella 1**, mettendo a confronto quanto dichiarato negli anni 2020, 2021 e 2022. Da quanto dichiarato, risulta evidente che Eni punta ad aumentare la capacità installata di fonti rinnovabili e più nello specifico, a raddoppiarla tra il 2030 ed il 2050 passando da 30 GW a 60 GW installati. Come specificato nei report IPCC e scenari IEA, IRENA, la forte espansione delle rinnovabili è prevista proprio tra il 2030 ed il 2050.

A fine 2022 la capacità installata Eni di produzione di elettricità da rinnovabili era pari 2,2 GW⁹⁷, divisa tra impianti solari ed eolici; al terzo trimestre 2023 tale capacità era cresciuta a 2,5 GW⁹⁸, raggiungendo circa 3 GW a fine 2023⁹⁹. Entro il 2026 Eni prevede di raggiungere una capacità installata di 7 GW, mentre l'obiettivo al 2030 è 15 GW. Questa evoluzione implica un tasso medio annuo di crescita Eni ben superiore ai tassi previsti da IEA per lo stesso periodo¹⁰⁰

Eni per dare sostegno all'attuazione della leva, ha presentato ai mercati Plenitude, una Società Benefit, controllata da Eni che opera sul mercato con un modello distintivo unendo la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la vendita di energia e di soluzioni energetiche per i clienti e un'ampia rete di punti di ricarica per veicoli elettrici.

6.3 Biocarburanti

Per biocarburanti si intendono i combustibili liquidi e gassosi prodotti da biomassa o da oli vegetali, che contribuiscono a rendere più sostenibile la mobilità sia stradale sia aerea con minime o nulle modifiche infrastrutturali. L'utilizzo degli stessi motori endotermici oggi utilizzati per il trasporto stradale e aereo e la possibilità di calibrare il mix tra carburanti di origine fossile e biocarburanti consente di realizzare un'agevole transizione da combustibili fossili a vettori *low carbon*. Analoga transizione è in atto nella produzione Eni, che sta progressivamente convertendo la capacità di raffinazione fossile in capacità di raffinazione bio, come nei casi di Gela e Venezia.

6.3.1 Ruolo negli scenari internazionali e nazionali

Secondo IPCC¹⁰¹ l'adozione più rapida del previsto della mobilità elettrica ha parzialmente spostato il dibattito sull'uso primario dei biocarburanti. Tuttavia, **altri studi evidenziano che i biocarburanti potrebbero integrare la mobilità elettrica nel trasporto stradale**, offrendo rilevanti opportunità di mitigazione nel breve e medio termine (fino al 2050). **Due ambiti in cui i biocarburanti possono ricoprire un ruolo determinante sono l'aviazione ed i trasporti marittimi.**, per i quali l'elettrificazione è praticamente impossibile. Nel primo caso i Sustainable Aviation Fuels (SAF) – che sono in pratica biocarburanti - sono oggetto di crescente interesse, anche se domanda e volumi di produzione restano trascurabili rispetto ai carburanti fossili convenzionali. Nel trasporto navale l'utilizzo di biocarburanti è ancora in fase sperimentale, ma si può prevedere un'adozione relativamente rapida grazie all'elevata flessibilità dei motori marini, che possono operare con un mix di carburanti.

IPCC ha elaborato tre diversi scenari su come il settore dei trasporti potrebbe trasformarsi nei prossimi anni, prendendo in considerazione tre dei cinque IMP (*Illustrative Mitigation Pathways*, percorsi coerenti con il raggiungimento degli obiettivi di temperatura dell'Accordo di Parigi, selezionati per strategia di mitigazione e allineati allo Scenario C1 di IPCC):

- IMP-Ren: si concentra su una profonda penetrazione delle energie rinnovabili e sull'elettrificazione
- IMP-LD: domanda ridotta
- IMP-SP: percorsi che si allineano sia ai SDGs sia alle politiche climatiche.

Nella **Figura 12** il pannello (a) mostra le traiettorie di CO₂ per il solo settore dei trasporti secondo i tre IMP selezionati. I pannelli (b), (c) e (d) mostrano i contributi energetici da diversi combustibili per i tre

⁹⁷ 2023 Capital Markets Update & 2022 Full Year Results – February 2023

⁹⁸ 2023 Third Quarter Results (eni.com)

(<https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/investor/presentations/2023/third-quarter-2023/third-quarter-2023-results.pdf>)

⁹⁹ <https://corporate.eniplenitude.com/en/media/press-release/21-12-2023-Plenitude-progresses-its-strategy-with-the-investment-of-Energy-Infrastructure-Partners>.

¹⁰⁰ [Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach - 2023 Update](https://www.iea.org/press-releases/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-1.5-c-goal-in-reach-2023-update)

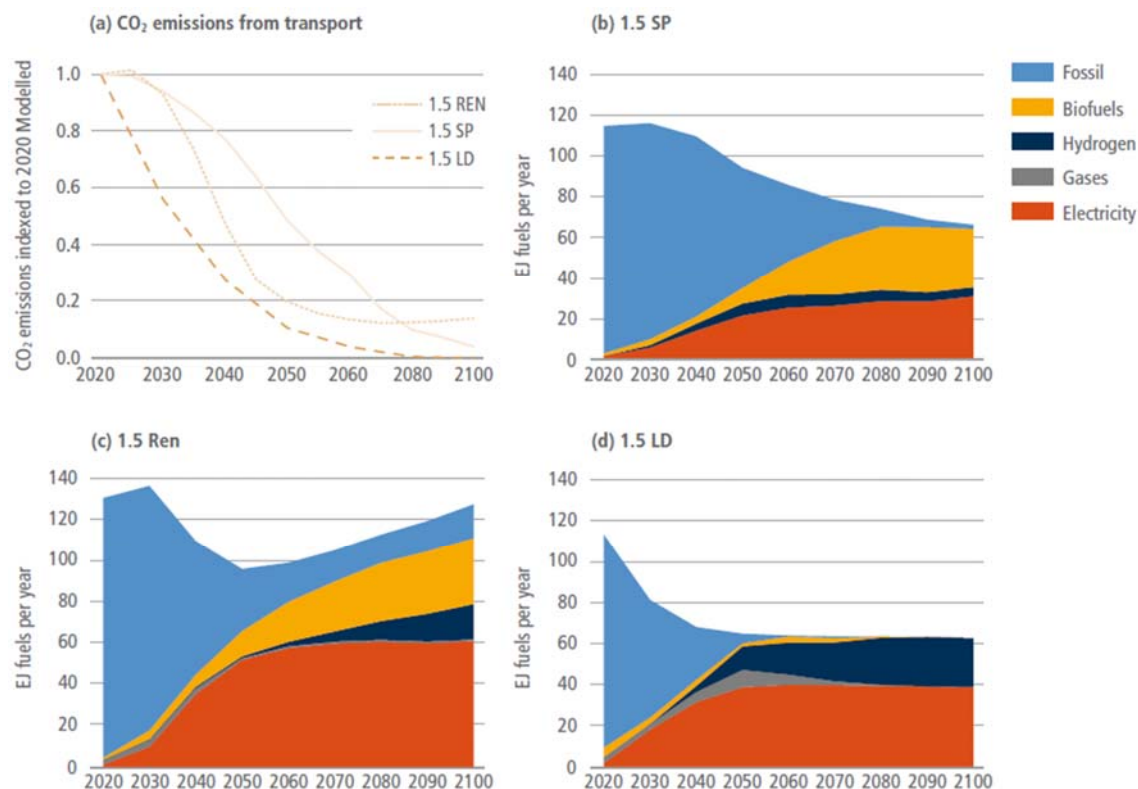
(https://iea.blob.core.windows.net/assets/9a698da4-4002-4e53-8ef3-631d8971bf84/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf)

¹⁰¹ [IPCC - AR6 WGIII - Transport](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_Chapter10.pdf)

(https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_Chapter10.pdf)

IMP selezionati. Eccezion fatta per l'IMPD-LD, gli altri due scenari vedono un importante incremento della domanda dei biocombustibili che, entro la fine del secolo, assumeranno un ruolo non trascurabile (circa il 25%-40%) nel mix energetico del settore dei trasporti.

Figura 12 - Curva emissioni CO₂ del settore trasporti e mix dei combustibili per i tre diversi IMP
(Fonte: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change, IPCC)



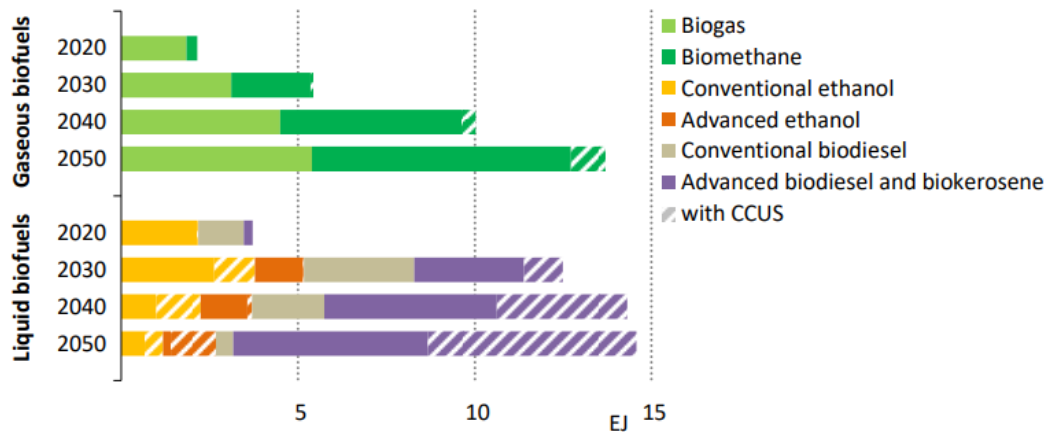
La Figura 13 riporta stime IEA della produzione di biocarburanti di diversa tipologia nel medio e lungo termine¹⁰², mentre la Figura 14 riporta alcune significative previsioni IRENA, che nel suo Scenario 1,5°C¹⁰³ mostra come una combinazione di misure di efficienza e approcci a basse emissioni di carbonio potrebbe ridurre il consumo nei trasporti a 91 ExaJoules entro il 2050. In tale scenario IRENA, il 52% del consumo nei trasporti sarebbe coperto dall'elettricità (di cui il 91% da fonti rinnovabili), seguita dall'idrogeno e dai suoi derivati (23%) e dai biocarburanti (circa 13% del mix di carburanti); i combustibili fossili coprirebbero il rimanente 11% circa. Secondo questo scenario, entro il 2050 la produzione di biocarburanti liquidi sostenibili dovrebbe aumentare di 3,3 volte rispetto al livello attuale.

¹⁰² [Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

(https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

¹⁰³ [Irena - World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway](https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jun/IRENA_World_energy_transitions_outlook_v1_2023.pdf?rev=cc4522ff897a4e26a47906447c74bca6) (https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jun/IRENA_World_energy_transitions_outlook_v1_2023.pdf?rev=cc4522ff897a4e26a47906447c74bca6)

Figura 13 - Produzione globale biofuels per tipo e tecnologia nel NZE
(Fonte: Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector)

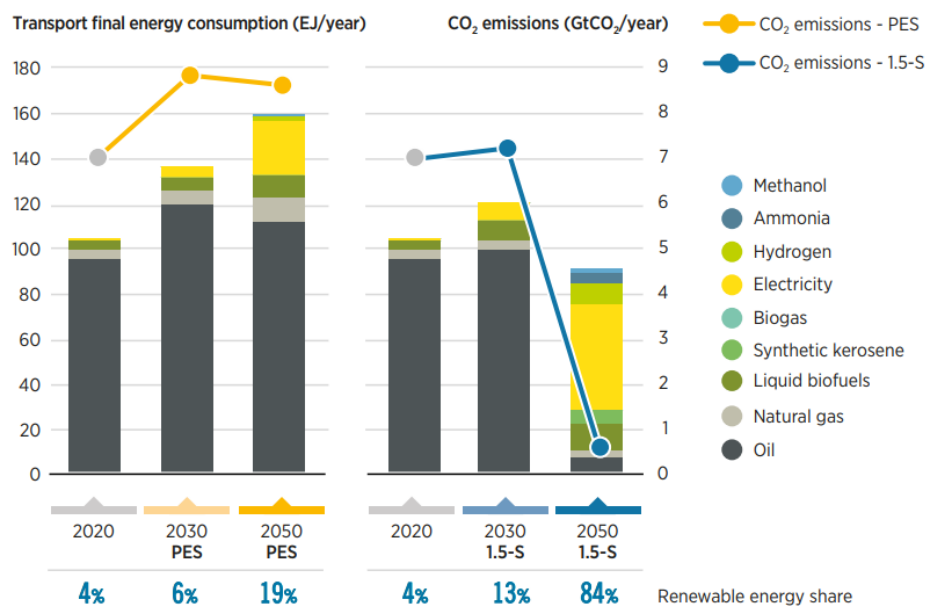


IEA. All rights reserved.

Liquid biofuel production quadruples while that of biogases expands sixfold between 2020 and 2050, underpinned by the development of sustainable biomass supply chains

Notes: EJ = exajoules; CCUS = carbon capture, utilisation and storage. Conventional ethanol refers to production using food energy crops. Advanced ethanol refers to production using wastes and residues and non-food energy crops grown on marginal and non-arable land. Conventional biodiesel includes fatty acid and methyl esters (FAME) route using food energy crops. Advanced biodiesel includes biomass-based Fischer-Tropsch and HEFA routes using wastes, residues and non-food energy crops grown on marginal and non-arable land. Biomethane includes biogas upgrading and biomass gasification-based routes.

Figura 14 - Consumo finale di energia ed emissioni di CO₂ nel settore dei trasporti per "Planned Energy Scenario" (PES) e "1,5 °C Scenario (1.5-S)" (Fonte: World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway – Irena).



Notes: 1.5-S = 1.5°C Scenario; EJ = exajoule; GtCO₂ = gigatonnes of carbon dioxide; PES = Planned Energy Scenario

A livello nazionale, nella versione in fase di revisione del PNIEC¹⁰⁴, viene sottolineato che “l’elettrificazione diretta dei trasporti e l’utilizzo dei biocarburanti avranno un ruolo complementare nella decarbonizzazione del settore dei trasporti. Se da una parte l’elettrificazione dei trasporti è una soluzione rivolta alle nuove immatricolazioni in particolare di veicoli leggeri, **i biocarburanti avranno un ruolo chiave già nel breve termine** in quanto contribuiscono alla decarbonizzazione del parco esistente e non solo a quello delle nuove immatricolazioni. Inoltre, nel lungo termine, **i biocarburanti ricoprirebbero un ruolo rilevante** nella decarbonizzazione dei settori difficilmente elettrificabili, in particolare **nel settore aeronautico e navale**”.

I biocarburanti, riconducibili alle attività di Eni, presenti nel mix ottimale che, secondo il PNIEC, porteranno al raggiungimento del target al 2030 sulle fonti rinnovabili nei trasporti (ulteriormente aumentato dalla direttiva RED III e pari al 29%) sono:

- biocarburanti di prima generazione, per cui stima un incremento pari al 2,3% (al 2030) del consumo complessivo dei trasporti.
- biocarburanti avanzati, per cui si prevede di superare l’obiettivo previsto dalla direttiva RED III, pari al 5,5% al 2030, fino al raggiungimento di un obiettivo intorno al 10%;
- biocarburanti Allegato IX parte B¹⁰⁵ per cui si prevede un incremento fino al valore di 2,5% al 2030, con contributo finale pari al massimo al 5%
- biocarburanti avio e marittimo: si prevede un contributo da questi settori, soprattutto in seguito all’approvazione dei regolamenti FuelEU maritime e REfuel aviation. La stima della loro immissione in consumo, seppur sia difficile, si aggira sui 250 ktep al 2030.

Sempre in merito ai biocarburanti, il PNIEC riporta due passaggi relativi alla transizione verso uno sviluppo sempre meno basato sui combustibili fossili. Tra le leve individuate per il raggiungimento di questo scopo figurano la conversione delle raffinerie italiane in bioraffinerie per la produzione di biocarburanti e la diffusione di impianti di co-processing all’interno delle raffinerie per sviluppare ulteriormente le produzioni di biocarburanti avanzati.

6.3.2 Ruolo nella strategia di decarbonizzazione Eni

In questo panorama, Eni è un *player* attivo sul versante dei biocarburanti, definiti¹⁰⁶ come *derivati di materie prime di origine biologica, tra cui oli vegetali, scarti della lavorazione di piante oleaginose, grassi animali, oli da cucina usati o estratti da alghe*. Questi materiali vengono opportunamente processati a livello di bioraffineria (e.g., impianti di Venezia e Gela) grazie a tecnologie proprietarie. Parallelamente alla produzione di biocarburanti da raffineria, si ha quella di biometano, biocombustibile gassoso ottenuto dalla purificazione di biogas dalla digestione anaerobica di biomasse, *consentendo la valorizzazione degli scarti agricoli, di allevamento e dei reflui*.

Se il versante del biometano è attualmente un business in fase di crescita (a titolo di esempio l’acquisizione degli impianti della società FRI-EL Biogas Holding e la conversione a biometano da commercializzare nelle stazioni di servizio Eni), i biocarburanti sono una realtà in cui Eni ha dimostrato nel tempo un ruolo attivo sul mercato, sia in termini di capacità di bioraffinazione installata (pari alla fine del 2022 a 1,1 Mln di Tonnellate/anno, ovvero 1,6 Mln di Tonnellate/anno dopo l’acquisizione del 50% della bioraffineria in USA), sia in termini di effettiva capacità di lavorazioni (avendo registrato una produzione di 543.000 Ton nel 2022 corrispondenti ad una commercializzazione di 428.000 Tonnellate).

I suddetti risultati e l’evoluzione prevista per il rispetto degli impegni sono sostenuti da una serie di investimenti e azioni:

¹⁰⁴ [PNIEC 2023](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf) (https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf)

¹⁰⁵ La normativa di riferimento è la DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell’11 dicembre 2018 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili

¹⁰⁶ [Eni for 2021 – Neutralità carbonica al 2050](https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2021/eni-for-2021-neutralita-carbonica-2050-ita.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2021/eni-for-2021-neutralita-carbonica-2050-ita.pdf)

- **Investimenti:** solo nel 2022 sono stati investiti 13 milioni di euro in R&D sui 164 totali¹⁰⁷, legate alle attività di bioraffinazione. A gennaio 2023, nell'ambito della strategia satellitare di Eni di creare nuove entità dedicate per accelerare la decarbonizzazione del portafoglio clienti del Gruppo (emissioni Scope 3), è stata costituita **Eni Sustainable Mobility**, società **per la gestione delle bioraffinerie di Eni, il business del biometano e proseguirà lo sviluppo di nuovi progetti**, tra cui quelli di Livorno e Pengerang in Malesia e in Corea, attualmente in fase di valutazione¹⁰⁸¹⁰⁹, e l'acquisizione del 50% della bioraffineria di Chalmette, in Louisiana (Stati Uniti d'America);
- **Agribusiness ed agrifoodstock:** Eni ha dato avvio all'innovativo modello di agribusiness, integrato verticalmente con le bioraffinerie, in grado di fornire materie prime sostenibili non concorrenti con la filiera alimentare. Ad Ottobre 2022, oltre ad aver azzerato l'approvvigionamento di olio di palma per produrre biocarburanti, è *"partito il primo cargo di olio vegetale per la bioraffinazione, prodotto nell'agri-hub di Makueni in Kenya, diretto alla bioraffineria di Gela"*¹¹⁰. **L'obiettivo di Eni**, presentato nel Capital Market Day 2023¹¹¹, **è quello di replicare il modello in altri paesi al fine di "fornire 700.000 tonnellate di olio vegetale alle [...] bioraffinerie entro il 2026, [...] permettendo di assicurare volumi di olio vegetale in un contesto sfidante in termini di prezzi, domanda crescente di energia e disponibilità di oli sostenibili". A conferma di ciò, Eni *"ha firmato accordi in sette Paesi – Angola, Congo, Costa d'Avorio, Kenya, Mozambico e Ruanda – e ha avviato sperimentazioni e studi di fattibilità in altre nazioni – tra cui l'Italia e il Kazakistan – per sviluppare i cosiddetti agrifoodstock, ovvero piante da cui estrarre oli vegetali, materia prima necessaria per la produzione dei biocarburanti, che alimenterà il sistema di bio-raffinazione"***
- **Impegno nel settore trasporti:** Eni ha siglato nel 2022 con **SEA** (società di gestione degli aeroporti di Milano), accordi *"per l'introduzione di combustibili sostenibili destinati all'aviazione (SAF – Sustainable Aviation Fuel)", denominato Eni Biojet, "e alla movimentazione a terra (HVO – Hydrotreated Vegetable Oil)"*¹¹². Sempre in ambito aeroportuale, gli accordi con **Aeroporti di Roma** hanno dato il via nel gennaio 2022 *alle prime forniture di biocarburante idrogenato HVO puro destinato anche in questo caso alla movimentazione a terra*¹¹³. L'impegno di Eni nel promuovere la mobilità sostenibile viene confermata anche dall'accordo strategico sottoscritto con **BASF** relativo allo sviluppo di una *"nuova tecnologia per la produzione di bio-propanolo da glicerina ottenuta dalla produzione del biodiesel FAME (Fatty Acid Methyl Esters), destinato all'utilizzo come componente bio nella formulazione di carburanti"*¹¹⁴. Da sottolineare infine anche la collaborazione con **IVECO**, sia per la fornitura di biocarburante HVO per i veicoli pesanti sia per lo sviluppo della filiera del biometano.

¹⁰⁷ [Eni for 2022 – A Just Transition](https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-just-transition-ita.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-just-transition-ita.pdf)

¹⁰⁸ [Relazione Finanziaria Annuale 2022](https://www.eni.com/assets/documents/ita/bilanci-rapporti/2022/Relazione-finanziaria-annuale-2022.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/ita/bilanci-rapporti/2022/Relazione-finanziaria-annuale-2022.pdf)

¹⁰⁹ [Eni Sustainable Mobility e LG Chem insieme per una possibile nuova e innovativa bioraffineria in Corea del Sud](https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/09/eni-sustainable-mobility-e-lg-chem.html) (https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/09/eni-sustainable-mobility-e-lg-chem.html)

¹¹⁰ [Eni – I progetti agri-feedstock in Kenya e in Congo](https://www.eni.com/it-IT/mobilita-sostenibile/biocarburanti-oli-vegetali.html) (https://www.eni.com/it-IT/mobilita-sostenibile/biocarburanti-oli-vegetali.html)

¹¹¹ [2023 Capital Markets Update & 2022 Full Year Results](https://www.eni.com/assets/documents/eng/investor/presentations/2023/2023-capital-markets-update/2023-Capital-Markets-Update-presentation.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/eng/investor/presentations/2023/2023-capital-markets-update/2023-Capital-Markets-Update-presentation.pdf)

¹¹² [Accordo Eni-SEA, biocarburante per i voli commerciali](https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2022/02/accordo-eni-sea-biocarburante-per-i-voli-commerciali.html) (https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2022/02/accordo-eni-sea-biocarburante-per-i-voli-commerciali.html)

¹¹³ [Accordo Eni-Aeroporti di Roma per lo sviluppo di biocarburanti per l'aviazione](https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2021/09/cs-accordo-eni-aeroporti-roma-biocarburante.html) (https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2021/09/cs-accordo-eni-aeroporti-roma-biocarburante.html)

¹¹⁴ [Relazione finanziaria Annuale 2021](https://www.eni.com/assets/documents/ita/bilanci-rapporti/2021/Relazione-finanziaria-annuale-2021.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/ita/bilanci-rapporti/2021/Relazione-finanziaria-annuale-2021.pdf)

6.4 CCUS - Carbon Capture, Utilization and Storage

La Cattura e lo Stoccaggio di CO₂ (e ove possibile il suo utilizzo) rappresenta una fondamentale leva di decarbonizzazione dell'industria, in particolare quella *"hard to abate"* (difficile da abbattere) per la quale non esistono opzioni alternative. Inoltre La CCS può giocare un ruolo chiave nel settore elettrico, nella produzione di idrogeno low carbon e, a tendere, per la compensazione delle emissioni residue.

Obiettivo di questo Paragrafo è contestualizzare il **ruolo** che viene attribuito al **Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) all'interno dei principali scenari internazionali di decarbonizzazione**, con un focus specifico sulla sua **rilevanza in termini di volumi**; a ciò farà seguito un'analisi del **ruolo della leva rispetto agli obiettivi** della strategia di decarbonizzazione di Eni, i **relativi volumi** che Eni prevede di sviluppare nell'attuazione della strategia, la loro coerenza con gli scenari internazionali e l'**effettiva capacità esecutiva**. A titolo introduttivo, per CCUS si intende "Carbon Capture, Utilization and Storage" ovvero quella tecnologia che consente di evitare l'immissione in atmosfera di gran parte dell'anidride carbonica proveniente da grandi impianti industriali e di generazione elettrica; la CO₂ prodotta da queste attività viene catturata, trasportata e stoccata geologicamente nel sottosuolo, in alternativa utilizzata all'interno di altri processi industriali.

Le tecniche CCS producono "emissioni negative", ovvero rimozioni nette dal sistema atmosferico, solo se rispettano i seguenti criteri (Dziejarski et al., 2023; Tanzer & Ramírez, 2019):

1. la CO₂ viene rimossa fisicamente dall'atmosfera catturandola direttamente dall'aria o da una fonte biogenica;
2. la CO₂ viene stoccata in modo permanente al di fuori dell'atmosfera;
3. la quantità netta di CO₂ stoccata in modo permanente è maggiore della quantità di CO₂ emessa durante l'intero ciclo di vita del prodotto o del processo di cattura e stoccaggio, compreso l'uso del prodotto e le emissioni associate all'energia necessaria per i processi di cattura e conversione della CO₂.

Se sono verificati soli i criteri 2 e 3, allora si parla di "emissioni ridotte" e non contabilizzabili per il soggetto responsabile della fonte emissiva da cui sono catturate le emissioni, ma non "emissioni negative" per il sistema.

Nell'ambito di strategie di mitigazione a livello globale o nazionale, le tecniche CCS svolgono ruoli diversi a complemento della riduzione delle emissioni, ossia:

- ridurre le emissioni di CO₂ o di gas serra nel breve termine, nel caso di siano verificati solo i criteri 2 e 3;
- controbilanciare le emissioni residue cosiddette "hard to abate" (e.g., CO₂ derivante dalle attività industriali e dai trasporti su lunga distanza, metano e protossido di azoto provenienti dall'agricoltura), nel caso di generazione di "emissioni negative", al fine di contribuire al raggiungimento di emissioni nette di CO₂ o gas serra pari a zero nel medio termine.

Al fine di verificare l'**allineamento della tecnologia CCUS rispetto agli scenari di riferimento internazionali** (vedi Capitolo 4 per una disamina completa) è utile fare riferimento a quanto rappresentato da IPCC. In particolare, nell'**AR6-2023**, IPCC ha vagliato oltre 2.000 scenari climatici, riconoscendo la **CCUS come una delle fondamentali tecnologie di decarbonizzazione nei 230** scenari che, con "alta probabilità", permetteranno di **contenere l'aumento delle temperature al di sotto degli 1.5°C**, attribuendole un contributo molto importante in termini di riduzione delle emissioni; più precisamente la riduzione delle emissioni attribuita alla CCUS dalla moltitudine di scenari sviluppati è mediamente di circa 7 GtCO₂eq al **2050** e 14-16 GtCO₂eq al **2100**. Queste rappresentano rispettivamente circa il **13%** e il **25-29% del volume globale modellato di 55Gt assunto da IPCC al 2019** quale valore di baseline delle traiettorie di decarbonizzazione.

Come descritto nel Capitolo 4.2 relativamente allo scenario NZE di IEA, la stessa ha riportato conclusioni molto simili a quelle evidenziate da IPCC, stimando che nel 2050 sarà necessario catturare 7,6 Gt

all'anno di CO₂ per raggiungere l'obiettivo di zero emissioni nette¹¹⁵. Nello scenario NZE 2021, il **contributo di CCUS**, espresso come percentuale delle emissioni ridotte nel periodo 2020-2050, è pari al **12% ed** è il terzo più rilevante, dopo quelli relativi all'efficienza energetica e alle energie rinnovabili.

Oltre agli scenari internazionali di riferimento si evidenzia come il **ruolo della CCUS come tecnologia** per la decarbonizzazione è riconosciuto sia nel panorama Europeo tramite il **Net Zero Industry Act** della Commissione Europea che nel contesto italiano nell'ambito del **PNIEC** e nella **Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra**.

Il **PNIEC 2023** afferma che **"Il ricorso alla cattura e allo stoccaggio/utilizzo della CO₂ è indispensabile per tragguradare l'obiettivo di contenimento del riscaldamento globale [...]"**¹¹⁶. Nella **Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra**¹¹⁷ pubblicata nel Gennaio 2021 dall'allora Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare si afferma che **"Per "azzerare" il residuo emissivo, pari dunque ad altre 20-40 Mton CO₂eq, si può ricorrere allo sfruttamento di parte del potenziale disponibile stimato a livello nazionale per lo stoccaggio della CO₂ catturata (CCS), in particolare nell'industria (energetica e non)"**.

6.4.1 Ruolo nella strategia di decarbonizzazione Eni

Nell'ambito della strategia di decarbonizzazione Eni, la CCUS gioca un ruolo essenziale **quale leva di decarbonizzazione dell'industria hard to abate**, nonché nelle **circostanze residuali nelle quali le emissioni sono troppo difficili da abbattere con il ricorso a rinnovabili o vettori energetici bio-**.

Considerando gli obiettivi di lungo termine dichiarati (2050) il contributo atteso dalla leva CCUS risulta meno materiale di quanto previsto da IPCC. Nel contesto italiano Eni ha assunto un ruolo di primo piano per lo sviluppo di progetti CCUS proponendo la realizzazione nel sito di **Ravenna di un hub di CCUS** (capacità complessiva di stoccaggio del sito fino a 500 Mt). Il progetto è stato considerato di primaria importanza nell'ottica della transizione energetica nazionale, evidenziando l'importanza della **progettualità CCUS di rilevanza per l'intero Sistema Paese**.

Inoltre, Eni è **attiva su diversi progetti a livello internazionale** a diverso livello di maturità e **sostenuti dai governi dei paesi** nei quali gli stessi dovranno essere operati. A titolo di esempio si cita l'accordo raggiunto con il Dipartimento per la Sicurezza Energetica e Net Zero (DESNZ) del Regno Unito sui termini e condizioni chiave relative al modello economico, normativo e di governance per il trasporto e lo stoccaggio di anidride carbonica nel cluster industriale CCS HyNet North West¹¹⁸, rendendo Eni l'operatore di riferimento delle attività di trasporto e stoccaggio di CO₂ del progetto.

Oltre alla coerenza tra pipeline progettuale ed obiettivi Eni, è utile evidenziare il **sostegno e il riconoscimento in termini di finanziamenti e sussidi** che i progetti CCUS stanno riscontrando:

- Come sottolineato in AR6 – IPCC, nel breve termine **i costi della cattura e dello stoccaggio del carbonio possono variare in modo significativo** a seconda dell'applicazione e della regione in cui la tecnologia viene utilizzata. Questi costi devono essere ridotti attraverso l'innovazione e la diffusione, che portano a economie di scala e all'apprendimento attraverso la pratica;
- L'Europa, tramite il programma Horizon Europe, mette a disposizione delle progettualità CCUS una serie di fondi coprendone le fasi della progettazione;

¹¹⁵ [IEA: Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

(https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

¹¹⁶ [PNIEC 2023](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf) (https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf)

¹¹⁷ [La strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni di gas serra](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/lts_gennaio_2021.pdf)

(https://www.mase.gov.it/sites/default/files/lts_gennaio_2021.pdf)

¹¹⁸ [Eni e il governo del Regno Unito siglano un accordo per il primo modello al mondo di business regolato in ambito CCS](https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/10/cs-eni-regno-unito-sigiano-accordo-primo-modello-business-ccs.html) (<https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/10/cs-eni-regno-unito-sigiano-accordo-primo-modello-business-ccs.html>)

- L'8 giugno 2021, il Ministero olandese degli Affari Economici e del Clima (EZK) ha annunciato i risultati del primo ciclo di sovvenzioni SDE++. SDE++ (2020) è stato un contesto speciale in quanto per la prima volta i sussidi sono stati assegnati in base alla costo/efficacia per l'abbattimento delle emissioni di CO₂, invece di concentrarsi sulla produzione di energia rinnovabile. Ciò significa che i progetti di CCS hanno potuto competere con i progetti di sviluppo di energie rinnovabili.
- Sempre il governo olandese ha annunciato nel 2021 di concedere a un consorzio che include Royal Dutch Shell ed ExxonMobil circa 2 Mld Euro di sussidi per quello che si prepara a diventare uno dei più grandi progetti CCS al mondo, situato presso il porto di Rotterdam.

6.5 NCS – Natural Climate Solution

Obiettivo di questo Paragrafo è l'approfondimento della leva di **Natural Climate Solution**, descritte da Eni come: *“Le Natural Climate Solutions (NCS) sono iniziative per la **protezione, gestione sostenibile del territorio e ripristino di ecosistemi naturali** che consentono di **aumentare lo stoccaggio del carbonio e/o di prevenire emissioni di gas serra (GHG)**. Possono interessare le foreste e, oltre a contrastare il cambiamento climatico, contribuiscono a **tutelare la biodiversità, aumentare la resilienza e le capacità di adattamento dei sistemi ambientali al cambiamento climatico e a promuovere lo sviluppo nelle comunità locali.**”* Nel contesto internazionale (caratterizzato da un forte dinamismo ed evoluzione terminologica) le NCS sono un sottoinsieme delle Nature Based Solutions (NBS): ai fini del presente documento si farà riferimento esclusivamente al termine NCS.

In questo contesto si inseriscono, nel panorama delle progettualità NCS, i progetti **REDD+**, nati dalla collaborazione dei Paesi aderenti alla UNFCCC che hanno istituito il quadro volontario "REDD+" per proteggere le foreste nell'ambito dell'Accordo di Parigi. "REDD" rappresenta l'acronimo di **"Reducing emissions from deforestation and forest degradation in developing countries"** mentre il segno "+" indica ulteriori attività legate alle foreste che proteggono il clima, ovvero la gestione sostenibile delle stesse e la conservazione e il potenziamento sulla capacità di assorbimento di carbonio nelle foreste. Nell'ambito di queste attività REDD+, i Paesi in via di sviluppo possono ricevere incentivi finanziari sulla base di risultati che dimostrino l'effettiva riduzione delle emissioni associata ad azioni di riforestazione del territorio. I progetti REDD+ **nascono nel contesto delle Conferenze delle Parti (COP¹¹⁹)**, in particolare:

- Il tema della riduzione di emissioni causate dalla deforestazione nei paesi in via di sviluppo è stato introdotto a nell'ambito della COP11 di Montreal nel 2005;
- La COP di Bali nel 2007 ha introdotto la possibilità di sviluppare dei meccanismi per incentivare la riduzione delle emissioni dovute alla deforestazione attraverso la conservazione e la gestione sostenibile delle foreste nei paesi in via di sviluppo. Da qui la nascita del meccanismo REDD+, ossia "Reducing Emissions from Deforestation and Forest Degradation", formalmente incluso nel testo dalla COP di Cancun nel 2010;
- La COP di Varsavia nel 2013 ha stilato una serie di linee guida definite come "Warsaw Framework for REDD+" adottando 7 decisioni specifiche¹²⁰;
- La COP di Parigi nel 2015 ha adottato ulteriori decisioni, modificando i contenuti del "Warsaw Framework for REDD+". In particolare l'art. 5 dell'Accordo di Parigi invita la Parti a compiere azioni per la conservazione e il rafforzamento dei sink naturali.

¹¹⁹ Il termine COP è acronimo di "Conferenza delle Parti" e si riferisce alla riunione annuale dei Paesi che hanno ratificato la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici.

¹²⁰ [REDD+ resources | UNFCCC](https://unfccc.int/topics/land-use/workstreams/redd/redd-resources#Warsaw-Framework-for-REDD) (https://unfccc.int/topics/land-use/workstreams/redd/redd-resources#Warsaw-Framework-for-REDD)

6.5.1 Coerenza con gli scenari internazionali

Al fine di verificare la coerenza delle NCS (e in particolare delle progettualità REDD+) **rispetto agli scenari di riferimento internazionali** è utile fare riferimento a quanto rappresentato da IPCC. Le NCS vengono richiamate anche nell'ultimo rapporto sul clima dell'IPCC del secondo gruppo di lavoro "IPCC Working Group II report, Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability" in cui si sottolinea l'interdipendenza del clima, degli ecosistemi e della biodiversità, e delle società umane. Gli impatti, i rischi e l'adattamento del cambiamento climatico sono valutati insieme a tendenze globali non climatiche come la perdita di biodiversità, il degrado dell'ecosistema, il consumo insostenibile di risorse naturali, la rapida urbanizzazione, i cambiamenti demografici umani e le disuguaglianze sociali ed economiche¹²¹.

Secondo lo Special Report on Climate Change and Land¹²² dell'IPCC, **lo sviluppo di NCS può favorire la mitigazione del cambiamento climatico portando benefici alle comunità che vivono sul territorio**. Tutti i percorsi di mitigazione raccomandati da IPCC richiedono approcci di rimozione del carbonio, compresa la rimozione diretta di CO₂ attraverso soluzioni naturali come il sequestro del carbonio negli alberi e nel suolo. La riduzione della deforestazione e del degrado forestale, il mantenimento e il potenziamento dell'assorbimento di carbonio da parte delle foreste possono quindi contribuire positivamente agli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra nei singoli Paesi e a livello globale.

Tra le organizzazioni internazionali descritte nel Capitolo 4, oltre ad IPCC, anche IRENA include le NCS come attività da incorporare in un programma di decarbonizzazione che porti a zero emissioni nette nel 2050. Pur non specificando una percentuale di abbattimento di emissioni associate ad NCS, lo scenario IRENA prevede un consistente utilizzo di tecnologie di compensazione per le emissioni derivanti da processi industriali attraverso una combinazione di misure naturali di rimozione del carbonio (NCS) e l'utilizzo tecnologie per la cattura e lo stoccaggio. Infine, anche a livello globale ed europeo, l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile e il **Green Deal** europeo includono una varietà di NCS. Il Green Deal europeo include iniziative come la nuova **Strategia UE per la Biodiversità al 2030**, che ha tra i suoi obiettivi i piani di ripristino della natura¹²³. Tutte misure che hanno il potenziale per stimolare l'adozione e l'attuazione delle NCS.

A livello Nazionale lo stesso Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha negli anni siglato accordi internazionali di collaborazione a sostegno di progettualità REDD+¹²⁴.

Tra le iniziative NCS sviluppate a livello mondiale, l'**IPCC identifica REDD+¹²⁵ come l'attività con il maggior potenziale di riduzione delle emissioni (0,4-5,8 GtCO₂eq/anno)**.

In questo contesto a far data dal 2019 Eni ha costruito una solida rete di accordi con sviluppatori internazionali e sottoscritto accordi per progetti di protezione delle foreste secondo lo schema REDD+ delle Nazioni Unite e **validati secondo gli standard internazionali più elevati per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio e l'ottenimento di risultati socio-ambientali positivi**. In particolare, Eni ha **sottoscritto nel 2019** un accordo ventennale con lo sviluppatore BioCarbon Partners (BCP),

¹²¹ IPCC con il report AR6-2023 specifica come le NCS possono contribuire ad una riduzione del 30% delle emissioni globali al 2050, rispetto alla baseline del 2019.

¹²² [IPCC: Special report on climate change and land](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/4/2022/11/SRCLCL_SPM.pdf)

(https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/4/2022/11/SRCLCL_SPM.pdf)

¹²³ La strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030 è un piano completo, ambizioso e a lungo termine per la protezione della natura e invertire la tendenza al degrado degli ecosistemi. La strategia mira a riportare la biodiversità europea sulla via della ripresa entro il 2030 attraverso azioni e impegni specifici, tra cui la creazione di una rete allargata a livello europeo di aree protette terrestri e marine, l'avvio di un piano UE di recupero delle aree naturali, e l'introduzione di misure per consentire il cambiamento trasformativo e per affrontare la sfida globale della biodiversità, in accordo con la Convenzione sulla diversità biologica

¹²⁴ [REDD+ Riduzione delle emissioni da deforestazione | Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica](https://www.mase.gov.it/pagina/redd-riduzione-delle-emissioni-da-deforestazione)

(<https://www.mase.gov.it/pagina/redd-riduzione-delle-emissioni-da-deforestazione>)

¹²⁵ [What is REDD+? | UNFCCC](https://unfccc.int/topics/land-use/workstreams/redd/what-is-redd) (<https://unfccc.int/topics/land-use/workstreams/redd/what-is-redd>)

un'impresa sociale dello **Zambia**, per sostenere il progetto **Luangwa Community Forest Project (LCFP)** tramite l'acquisto dei crediti generati **garantendone così la stabilità di lungo termine**. Eni **partecipa all'Advisory Board del progetto** per monitorare l'andamento delle attività e delle iniziative.

Relativamente al progetto, Eni ha firmato un accordo ventennale con BioCarbon Partners (BCP), società leader nei progetti a lungo termine di conservazione delle foreste, per sostenere il Luangwa Community Forest Project (LCFP) attraverso l'acquisto dei crediti di carbonio generati, entrando contestualmente come membro attivo nella governance del progetto. **Con la sottoscrizione dell'acquisizione di crediti di carbonio Eni assicura al progetto un flusso finanziario capace di sostenere i costi di progetto e rendere disponibili le cosiddette *conservation fees* utilizzabili da 17 comunità locali ("*chiefdom*") coinvolte per la realizzazione di progetti sociali a loro diretto beneficio.**

Il progetto LCFP si sviluppa in Zambia su oltre un milione di ettari con l'obiettivo di proteggere oltre 500 milioni di alberi e coinvolge più di 47.000 famiglie. Le attività del progetto sono volte a contrastare i principali driver della deforestazione ed in particolare le pratiche non sostenibili in riferimento all'agricoltura e alla produzione di legna da ardere e carbonella. Ad esclusione del taglio illegale della legna o al bracconaggio, vietati per legge, nessuna limitazione alle comunità viene imposta all'accesso o all'utilizzo dei prodotti non legnosi, i cosiddetti "*non-timber forest products (NTFPs)*".

In particolare, una delle chiavi principali del successo del progetto LCFP è legato al **coinvolgimento diretto delle comunità** attraverso i ***Community Forest Management Groups*** eletti localmente che allocano i proventi della vendita dei crediti di carbonio in progetti di sviluppo locale, conferendo alla foresta, alla sua protezione un valore diretto e tangibile per le comunità. I flussi finanziari hanno così permesso alle comunità di sviluppare iniziative per l'accesso all'acqua potabile, alla salute, all'educazione e alla formazione professionale, alle migliori pratiche agricole e al microcredito. **A seguito dei risultati e delle significative ricadute positive del progetto sul territorio, nel 2022 si sono aggiunte 5 nuove comunità ("*chiefdom*") alle 12 inizialmente coinvolte.**

Oltre alla lotta contro il cambiamento climatico e al contributo significativo allo sviluppo e alla resilienza delle comunità tra le più vulnerabili del Paese, il progetto LCFP fornisce un importante contributo alla tutela degli ecosistemi e dei servizi ecosistemici collegati e alla protezione della biodiversità. In effetti il progetto preserva, in aree complementari a parchi e riserve, corridoi ecologici essenziali per numerose specie tra le quali, ad esempio, il licaone, il pangolino di Temminck, il leopardo e il leone incluse alcune presenti nella Red List IUCN.

In accordo a quanto descritto si evince quindi come i **progetti REDD+** nascano di fatto nel contesto delle COP, promossi dalle Nazioni Unite e considerati come **progettualità atte a contribuire** (con ruolo prevalente nell'ambito delle NCS secondo IPCC stessa) **non solo all'attuazione delle strategie di decarbonizzazione**. Di fatti la stessa COP, e in Italia il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ne riconoscono un **ruolo più ampio finalizzato anche a tutelare la biodiversità, aumentare la resilienza e le capacità di adattamento dei sistemi ambientali al cambiamento climatico e a promuovere lo sviluppo nelle comunità locali**. Eni in questo contesto ha dato avvio al proprio impegno rispetto alle progettualità REDD+: *Eni per compensare parte delle proprie emissioni ha previsto la possibilità di utilizzare crediti di carbonio generati da progetti di protezione e conservazione delle foreste. Tali progetti mirano a ridurre la deforestazione, ad aumentare la capacità di stoccaggio del carbonio e a conservare e proteggere la biodiversità, garantendo anche **benefici sociali per le popolazioni locali**. I progetti, infatti, consentiranno attività di diversificazione economica, con la creazione di nuovi posti di lavoro, favorendo lo sviluppo locale, in coerenza con i Piani di Sviluppo dei Paesi e l'Agenda 2030¹²⁶.*

¹²⁶ [Eni for 2018 – Percorso di decarbonizzazione](https://www.eni.com/assets/documents/EniFor-2018-decarbonizzazione.pdf) (https://www.eni.com/assets/documents/EniFor-2018-decarbonizzazione.pdf)

6.5.2 Quantificazione della capacità di compensazione

I crediti di carbonio, generati dalle attività NCS di Eni, sono certificati secondo gli standard del mercato volontario del carbonio (*Voluntary Carbon Market*). All'interno dei Voluntary Carbon Market (VCM), le NCS sono attualmente molto diffuse, rappresentando circa il 40% del totale dei crediti rilasciati nel biennio 2021-2022, pari a 253,7 MtCO₂eq.

Le organizzazioni internazionali responsabili degli Enti di Registro di crediti volontari hanno definito metodologie rigorose per misurare e verificare gli impatti dei progetti e continuano ad aggiornarle sulla base di solide evidenze scientifiche anche attraverso processi trasparenti di consultazione pubblica aperta a tutti gli stakeholders. Si richiama al proposito che i principali criteri per valutare l'ammissibilità di un progetto alla generazione di crediti di elevata qualità e integrità ambientale sono definiti dai Core Carbon Principles¹²⁷ del ICVCM - The Integrity Council for the Voluntary Carbon Market¹²⁸.

I progetti vengono valutati accuratamente confrontando l'**evoluzione reale del tasso di deforestazione rispetto all'andamento** che la stessa deforestazione avrebbe avuto in un'**area di riferimento**, in uno scenario *business as usual*, ovvero in assenza del progetto REDD+, la cosiddetta "*baseline*". La definizione della *baseline* di riferimento dei progetti non viene fatta solo su base teorica ma **attraverso campionamenti sul campo** e definendo le aree di progetto in maniera dettagliata e prendendo in considerazione molteplici fattori locali.

La validazione iniziale di ciascun progetto e il relativo design, la definizione dell'area del progetto, la *baseline* e le altre informazioni principali dello stesso **vengono verificati da soggetti terzi indipendenti (auditors) certificati per svolgere tale tipo di attività**. Tra gli elementi certificati vi è anche il **meccanismo di condivisione dei benefici con le istanze locali** (il "*benefit sharing mechanism*"), il meccanismo di consultazione delle comunità e il loro consenso informato Free, Prior, and Informed Consent (FPIC). I rapporti di verifica sono disponibili per **successiva validazione dall'Ente di Registro** e in consultazione pubblica. Per garantire la terziarietà e trasparenza le verifiche periodiche su ciascun progetto (la sua conformità ai criteri di qualità e certificazione e il calcolo dei crediti da rilasciare) vengono effettuate da auditors diversi da quelli che hanno validato inizialmente il progetto. Ad ulteriore tutela è previsto un **obbligo di rotazione** che impedisce allo stesso verificatore di certificare un progetto per più di 5 anni. Gli auditors autorizzati a condurre le verifiche sui progetti REDD+ devono essere accreditati in appositi registri professionali quali l'ANSI (American National Standards Institute). Gli enti di registro conducono poi la propria revisione dei singoli rapporti, prima di convalidare ogni verifica.

In questo contesto il progetto LCFP ottiene il riconoscimento dei crediti di carbonio certificati secondo i Verified Carbon Standard e il Climate, Community and Biodiversity Standard.

Si evidenzia come **BioCarbon Partners (BCP)**, partner di Eni nel progetto pubblica annualmente sul proprio sito istituzionale l'**Annual Impact Report** finalizzato a dare evidenza del monitoraggio dei progetti in corso¹²⁹. Il Report puntualmente presenta le evidenze dei **progressi ottenuti dal progetto LCFP in termini di co-benefici**.

Il progetto (come tutti gli altri progetti NCS finanziati) è soggetto ad un meccanismo di validazione e "processi di audit, esterni e autorevoli, opportunamente rendicontati nei registri." Nello specifico:

¹²⁷ [ICVCM](https://icvcm.org/the-core-carbon-principles/) (https://icvcm.org/the-core-carbon-principles/)

¹²⁸ "*The Core Carbon Principles (CCPs) are a global benchmark for high-integrity carbon credits that set rigorous thresholds on disclosure and sustainable development. Developed with input from hundreds of organizations throughout the voluntary carbon market, the CCPs provide a credible and rigorous means of identifying high-integrity carbon credits that create real, verifiable climate impact, based on the latest science and best practice*".

Oltre alla misura delle emissioni evitate o ridotte, per progetti specifici viene quindi inclusa un'ulteriore valutazione dell'impatto sociale, economico e dei benefici sulla biodiversità e sull'adattamento al cambiamento climatico.

¹²⁹ [BCP – 2022 Impact Report – Pag.54-55](https://view.publitas.com/bcp/2022-impact-report-bcp/page/54-55) (https://view.publitas.com/bcp/2022-impact-report-bcp/page/54-55)

- “I progetti vengono valutati accuratamente confrontando l’evoluzione reale del tasso di deforestazione rispetto all’andamento che la stessa deforestazione avrebbe avuto in un’area di riferimento, in uno scenario *business as usual*, ovvero in assenza del progetto REDD+, la cosiddetta “baseline”. La definizione della baseline di riferimento dei progetti non viene fatta solo su base teorica ma attraverso campionamenti sul campo e definendo le aree di progetto in maniera dettagliata e prendendo in considerazione molteplici fattori locali.”
- “Il design dei progetti e la loro successiva implementazione sono soggetti a **controllo da parte di verificatori indipendenti e successivamente validato dall’Ente di Registro**”.

Il progetto ha inoltre **migliorato l’integrità ecologica e la biodiversità dell’area**. Sondaggi condotti dagli stakeholder locali mostrano che la biodiversità, nel corridoio di fauna selvatica che connette i cinque parchi nazionali e che l’iniziativa mira a preservare, si è mantenuta su livelli stabili. Nell’area di Munyamadzi, inoltre, la fauna selvatica è stata incrementata, secondo il monitoraggio regolare effettuato dall’inizio del progetto.

In sintesi quindi:

- I progetti REDD+ nascono sotto l’egida della COP con fini più ampi rispetto all’attuazione di strategie di decarbonizzazione (in particolare hanno un **ruolo più ampio finalizzato anche a tutelare la biodiversità, aumentare la resilienza e le capacità di adattamento dei sistemi ambientali al cambiamento climatico e a promuovere lo sviluppo nelle comunità locali**) e sono riconosciuto dall’articolo 5 dell’Accordo di Parigi;
- I progetti REDD+ prevedono la **misurazione delle emissioni ridotte o evitate secondo metodologie certificate** (anche al fine di poter valorizzare i crediti di carbonio generati nell’ambito del mercato volontario del carbonio);
- Dal 2019 Eni ha intrapreso una collaborazione con BCP nell’ambito del progetto LCFP al fine di aumentare la **capacità di stoccaggio del carbonio e di conservare e proteggere la biodiversità**, garantendo anche **benefici sociali per le popolazioni locali**;
- Eni conduce un rigoroso processo di due-diligence nell’ambito della selezione dei propri partners e nello specifico per il progetto LCFP ha **evidenza dei crediti di carbonio** generati nonché evidenza del progresso del progetto rispetto alla **tutela della biodiversità**. Anche a dimostrazione dei **benefici sociali** del progetto a seguito dei risultati e delle significative ricadute positive del progetto sul territorio, nel 2022 si sono aggiunte 5 nuove comunità (“chiefdom”) alle 12 inizialmente coinvolte;
- I progetti REDD+ **al fine di perseguire i benefici attesi rappresentando degli investimenti di lungo periodo**, motivo per cui Eni si è impegnata per il progetto LCFP con **un accordo di tipo ventennale**.

6.5.3 Ruolo nel contesto della strategia Eni

All’interno della propria Strategia di decarbonizzazione, Eni inserisce la leva “Forestry” (di fatto l’implementazione di progetti REDD+) a far data dal 2019: la stessa **leva viene ridefinita nel 2021¹³⁰ Natural Climate Solutions (NCS) estendendo lo scopo delle progettualità previste per l’attuazione della leva** (come argomentato, i progetti REDD+ rappresentano una parte del più ampio perimetro delle NCS).

La strategia di decarbonizzazione di Eni **prevede l’utilizzo delle NCS per compensare le emissioni di CO₂ residue, cioè quelle non abbattibili con le attuali tecnologie**. Nello specifico, i progetti NCS contribuiscono al raggiungimento dell’obiettivo Eni *Net Zero* al 2050 per il 5%,

Va notato come Eni nel periodo 2018-2023 abbia **modulato il peso** della leva NCS nell’ambito della più ampia Strategia di decarbonizzazione. Ad oggi Eni prevede di compensare attuando progettualità NCS

¹³⁰ [Eni for 2021 - Neutralità carbonica al 2050](https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2021/eni-for-2021-neutralita-carbonica-2050-ita.pdf)

(<https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2021/eni-for-2021-neutralita-carbonica-2050-ita.pdf>)

meno di 25 MtCO₂eq al 2050 (obiettivo dichiarato nel 2022¹³¹, **riducendo e quindi diminuendo il contributo marginale della leva** rispetto allo stesso obiettivo, che era 40 MtCO₂eq nel 2020). Questo obiettivo è conforme a quanto dichiarato anche al Capital Market Day 2023¹³² dove Eni pone obiettivi di compensazione tramite soluzioni NCS anche a breve e medio termine (15 e 20 MtCO₂eq compensate rispettivamente al 2030 e al 2040).

6.6 Fusione nucleare

Con uno sguardo proiettato al futuro di lungo termine, Eni ha avviato anche significative iniziative per contribuire allo sviluppo della fusione nucleare, ridenominata da Eni come “fusione magnetica”.

La **fusione nucleare** è considerata da **ENEA** come una delle potenziali opzioni per garantire una **fonte di energia di larga scala, sicura, rispettosa dell’ambiente e praticamente inesauribile**¹³³, mentre l’International Atomic Energy Agency (IAEA) osserva come il processo di fusione nucleare **non emette in atmosfera composti climalteranti né produce scorie radioattive** (come avviene invece con la fissione nucleare). L’importanza della fusione nucleare è ribadita anche nella recente versione del Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) pubblicata a giugno 2023: **“La fusione nucleare rientra tra le fonti di energia che, nel lungo termine (oltre il 2050), sarà in grado di garantire la sostenibilità senza produzione di CO₂”**.

La fusione nucleare su larga scala è perseguita nel grandissimo progetto internazionale ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) a cui partecipano praticamente tutti i Paesi con rilevanti potenzialità economiche e industriali (Europa, USA, Giappone, Cina, Russia, Corea del Sud, India, etc.) . Obiettivo primario di ITER è la dimostrazione della fattibilità della fusione nucleare dal punto vista sia scientifico sia tecnologico, attraverso la realizzazione di un reattore termonucleare sperimentale a Cadarache, nel Sud della Francia. La fattibilità della produzione di elettricità è demandata ad un successivo progetto denominato DEMO (DEMONstration Power Plant), che auspicabilmente a partire dal 2050 potrebbe aprire la strada alla commercializzazione dell’energia da fusione.

In questo contesto, Eni contribuisce **alla ricerca sulla fusione a confinamento magnetico a livello internazionale con il progetto SPARC** dell’azienda Commonwealth Fusion Systems (CFS), di cui **Eni è il maggiore azionista**¹³⁴. Il progetto persegue la realizzazione di un reattore sperimentale a fusione nucleare relativamente piccolo ed economico, per il quale è prevista la realizzazione di un primo pilota nel **2025**; a settembre 2021 sono stati testati con successo **superconduttori** ad alta temperatura.

In questo ambito Eni offre il proprio contributo anche ad altre iniziative. Nel gennaio 2020 è stata firmata l’intesa da 600 mln di euro per la realizzazione del grande polo scientifico-tecnologico sulla

¹³¹ [Eni for 2022 - Performance di sostenibilità](https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/sustainability-performance-ita/eni-for-2022-performance-sostenibilita-ita-stampa.pdf)

(<https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/sustainability-performance-ita/eni-for-2022-performance-sostenibilita-ita-stampa.pdf>)

¹³² [2023 Capital Markets Update & 2022 Full Year Results](https://www.eni.com/assets/documents/eng/investor/presentations/2023/2023-capital-markets-update/2023-Capital-Markets-Update-presentation.pdf)

(<https://www.eni.com/assets/documents/eng/investor/presentations/2023/2023-capital-markets-update/2023-Capital-Markets-Update-presentation.pdf>)

¹³³ [ENEA – Piano triennale di prevenzione della corruzione e della trasparenza](https://www.google.it/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjivGyv9WCAXW87AIHHdFDD5sQFnoECCEQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.amministrazionetrasparente.enea.it%2Fcomponent%2Fdownloads%2F%3Ftask%3Ddownload.send%26id%3D1322%26catid%3D76%26Itemid%3D101&usg=AOvVaw00O8UgQEnooiw6O5do3aOv&opi=89978449)

(<https://www.google.it/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjivGyv9WCAXW87AIHHdFDD5sQFnoECCEQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.amministrazionetrasparente.enea.it%2Fcomponent%2Fdownloads%2F%3Ftask%3Ddownload.send%26id%3D1322%26catid%3D76%26Itemid%3D101&usg=AOvVaw00O8UgQEnooiw6O5do3aOv&opi=89978449>)

¹³⁴ Eni è impegnata da tempo in questo ambito di ricerca e nel 2018 ha acquisito una quota del capitale di CFS per sviluppare il primo impianto che produrrà energia grazie alla fusione. Sulla base dei risultati del test, CFS conferma la propria “roadmap”, che prevede la costruzione entro il 2025 del primo impianto sperimentale a produzione netta di energia denominato SPARC e successivamente quella del primo impianto dimostrativo, ARC, il primo impianto capace di immettere energia da fusione nella rete elettrica che, secondo la tabella di marcia, sarà disponibile nel prossimo decennio.

fusione DTT (Divertor Tokamak Test) nel **Centro Ricerche ENEA di Frascati** (Roma) da parte della società **DTT Scarl** (di cui **Eni detiene il 25% delle azioni**). Questo progetto è in fase di realizzazione ed è stato riconosciuto da EUROfusion (consorzio europeo per lo sviluppo della fusione nucleare) quale **progetto che potrebbe trovare elementi utili per DEMO**. Eni ha sottoscritto inoltre un accordo con il **Plasma Science and Fusion Center (PSFC) del MIT** e dal 2018 coltiva una collaborazione con CNR (Centro Nazionale delle Ricerche) volta alla costituzione di quattro centri di ricerca di eccellenza nel Mezzogiorno, di cui uno focalizzato sullo studio dei reattori a fusione.

Consapevole dei tempi lunghi ancora necessari per dimostrarne la fattibilità e ancor più per la concretizzazione di iniziative industriali, Eni non considera la fusione nucleare tra le leve di decarbonizzazione al 2050. D'altro canto, l'interesse e le risorse messe in campo anche su tale opzione sono indicative della sensibilità a largo spettro di Eni alle tecnologie che possano affrancare definitivamente l'Umanità dalla generazione di energia basata sul carbonio.

- La Commissione Europea ha valutato positivamente il PNIEC italiano nell'ottobre 2020¹³⁶ ("Nel complesso, il PNIEC definitivo applica ampiamente la maggior parte delle raccomandazioni della Commissione")

Entrando nel merito dei contenuti, il Piano si struttura in **cinque dimensioni, che si sviluppano in maniera integrata:**

- **Dimensione della decarbonizzazione:** affronta direttamente la tematica del cambiamento climatico sviluppandosi su due filoni principali, quali riduzione/contenimento delle emissioni di gas a effetto serra (GHG), e accelerazione della transizione verso le fonti rinnovabili;
- **Dimensione dell'efficienza energetica:** propone un mix di strumenti di natura fiscale, economica, regolatoria e programmatica, prevalentemente calibrati per settori di intervento (soprattutto edilizia e trasporti) e tipologia dei destinatari;
- **Dimensione della sicurezza energetica:** si focalizza sulla sicurezza dell'approvvigionamento, intendendo *"perseguire, da un lato, la riduzione della dipendenza dalle importazioni mediante l'incremento delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica e, dall'altro, la diversificazione delle fonti di approvvigionamento"*;
- **Dimensione del mercato interno dell'energia:** prevalentemente focalizzata sul mercato dell'energia elettrica, propone iniziative riguardo ad una maggiore integrazione dei mercati, al potenziamento delle interconnessioni elettriche con gli altri Stati membri, ed allo sviluppo dell'integrazione tra sistemi (elettrico, idrico e gas in particolare);
- **Dimensione della ricerca, innovazione e competitività:** delinea i criteri e le misure che ispireranno la ricerca nel settore energetico, quali sviluppo di prodotti/conoscenze con sbocco nei mercati, integrazione sinergica tra sistemi e tecnologie, scenari di riduzione emissioni e neutralità climatica.

Si evidenziano di seguito i contenuti e gli obiettivi principali di due dimensioni del PNIEC 2019: ***Dimensione della decarbonizzazione*** e ***Dimensione della sicurezza energetica***.

7.1 "Dimensione della decarbonizzazione"

7.1.1 Sintesi degli obiettivi e traguardi proposti

Questa dimensione si sviluppa in due sotto argomenti riassunti di seguito: emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra ed energia rinnovabile.

7.1.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra

In primo luogo, si afferma che ***"l'Italia attuerà le politiche e misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra concordate a livello internazionale ed europeo"***.

Per quanto riguarda i target, ***"l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 di almeno il 40% a livello europeo rispetto al 1990 è ripartito tra i settori ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) che dovranno registrare rispettivamente un -43% e un -30% rispetto all'anno 2005"*** (v. **Tabella 2**).

¹³⁶ [Valutazione del piano nazionale per l'energia e il clima definitivo dell'Italia](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-01/staff_working_document_assessment_necp_italy_it_0.pdf)
(https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-01/staff_working_document_assessment_necp_italy_it_0.pdf)

Tabella 2 - Obiettivi emissioni ETS e non ETS nel PNIEC

	Obiettivo 2020	Scenario 2020	Obiettivo 2030	Scenario 2030
Emissioni ETS	-21%	-42%	-43%	-55,9%*
Emissioni ESR	-13%	-21%	-33%	-34,6%*

* Riduzioni conseguibili qualora si realizzassero i benefici attesi dall'attuazione di tutte le politiche e misure indicate al successivo capitolo 3 del presente Piano

Con riferimento al 2020, le proiezioni mostrano che l'Italia ha superato in maniera significativa il livello atteso di riduzione delle emissioni sia nel settore ETS sia in quello non ETS.

7.1.1.2 Energia rinnovabile

L'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo **“il phase out dal carbone (programmato entro il 2025, sempreché siano per tempo realizzati gli impianti sostitutivi e le necessarie infrastrutture) che potrà essere implementato attraverso una significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione, oltre che attraverso la realizzazione di unità termoelettriche addizionali alimentate a gas”**.

Riguardo allo sviluppo delle rinnovabili **“L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia [...], delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema. In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili. [...] Si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 (30%) sia così differenziato tra i diversi settori:**

- 55,0% di quota rinnovabili nel settore elettrico [16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh nel 2030];
- 33,9% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento) [15 Mtep nel 2030, legati principalmente all'incremento dell'energia rinnovabile fornita da pompe di calore];
- 22,0% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti (calcolato con i criteri di contabilizzazione dell'obbligo previsti dalla RED II).” (Tabella 3)

Tabella 3 - Contributo delle rinnovabili nel settore trasporti previsto al 2030, secondo i criteri di calcolo definiti dalla Direttiva RED II per gli obblighi in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica (ktep).

	Fattore moltiplicativo*	2016	2017	2022	2025	2030
Numeratore		2.056	1.665	3.365	4.152	6.051
Biocarburanti avanzati	X 2	9	7	394	695	1.057
di cui biometano	X 2	0	0	277	511	793
di cui altri biocarburanti	X 2	9	7	117	184	264
Biocarburanti double counting non avanzati	X 2	765	350	672	630	570
Biocarburanti single counting		265	703	710	655	710
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su strada	X 4	2	2	55	126	404
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su rotaia	X 1,5	156	159	203	228	313
Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti		31.719	30.352	30.655	28.851	27.472
Quota FER-T (%) - RED II		6,5%	5,5%	11,0%	14,4%	22,0%

*I contributi delle singole componenti sono riportati senza applicare i relativi fattori moltiplicativi. Il Numeratore complessivo, invece, è ottenuto tenendo conto dei moltiplicatori.

7.1.2 Azioni e risultati intrapresi da Eni a supporto degli obiettivi

7.1.2.1 Riduzione e assorbimenti di gas a effetto serra

L'allineamento della strategia di decarbonizzazione di Eni agli obiettivi PNIEC emerge da una serie di circostanze. Tra esse, l'andamento decrescente delle emissioni Eni da impianti ETS nel corso degli ultimi anni, riportato in Tabella 4, e la rilevanza del progetto di cattura e stoccaggio di CO₂ di Ravenna.

Tabella 4 - Andamento emissioni ETS dichiarate Eni (Fonte: Eni For 2022 – Performance di sostenibilità)

Anno	2019	2020	2021	2022
Emissioni di CO ₂ da impianti Eni soggetti all'EU-ETS (MtCO ₂ eq)	19,57	17,32	17,74	16,72

Il ruolo atteso e lo stato del progetto di Ravenna è desumibile dalla Relazione Finanziaria Annuale Eni 2022: *“I progetti per la cattura di CO₂ e lo stoccaggio in giacimenti operati offshore in via di esaurimento, ovvero il riutilizzo in altri cicli produttivi, rappresentano un elemento fondamentale nell’ambito della strategia di transizione energetica di Eni. In particolare: firmato un accordo con Snam per lo sviluppo e la gestione congiunta del progetto **Ravenna Carbon Capture and Storage (CCS)** che ha l’obiettivo di raccogliere dati a supporto della prevista costruzione del grande hub CCS, e che farà leva sui campi offshore esauriti di Eni presenti nell’area. La Fase 1 del progetto, di carattere prettamente dimostrativo, è in corso e prevede dal 2024 la cattura di 25 mila tonnellate/anno di CO₂ emessa dall’impianto di trattamento del gas naturale Eni di Casalborsetti (Ravenna) e il successivo trasporto e iniezione in un vicino giacimento di gas esaurito.”* (Relazione Finanziaria Annuale Eni 2022)

7.1.2.2 Energia rinnovabile

La **Tabella 5** evidenzia la sostanziale crescita negli ultimi anni della capacità installata Eni per la produzione elettricità da fonti rinnovabili.

Tabella 5 - Andamento capacità installata rinnovabile Eni in Italia (Fonte: Relazione finanziaria Eni 2020 – 2022)

Anno	2019	2020	2021	2022
Potenza installata (MW)	82	112	466	844

All'espansione della capacità per la produzione di elettricità da rinnovabili si affiancano una serie di iniziative e misure comunicate nell'ultimo biennio come riportato nel seguito.

Nasce GreenIT la nuova società di Eni e CDP Equity per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili – *“Eni e CDP Equity hanno costituito GreenIT, una nuova joint venture per lo sviluppo, la costruzione e la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia”* ([Comunicato stampa ENI](#) – 11 marzo 2021)

*“In Italia perfezionata l’acquisizione da Glenmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di **tre dici campi eolici onshore in esercizio**, della capacità complessiva di 315 MW.”* (Relazione Finanziaria Annuale Eni 2021)

*“Finalizzata l’acquisizione della società **FRI-EL Biogas Holding**, leader italiano nel settore della **produzione di biogas**. La società, rinominata **EniBioCh4in**, possiede e gestisce impianti per la generazione di energia elettrica da biogas e un impianto per il trattamento della FORSU, la frazione organica dei rifiuti solidi urbani. Eni intende **convertire tali impianti alla produzione di biometano** da commercializzare nelle stazioni di servizio Eni”.* (Relazione Finanziaria Annuale Eni 2021)

*“Nell’ambito dello sviluppo dei settori eolico e fotovoltaico, componente essenziale della strategia di crescita, nel 2022 è proseguita l’espansione nel mercato nazionale ed internazionale delle energie rinnovabili, con acquisizioni in grado di essere rapidamente integrate nel portafoglio Eni, in particolare: In Italia e Spagna, è stata avviata una nuova partnership con Infrastrutture SpA per lo **sviluppo di progetti solari ed eolici**, attraverso l’acquisizione del 65% di Hergo Renewables SpA società che detiene un portafoglio di progetti nei due Paesi con una capacità complessiva di circa 1,5 GW; inoltre è stato acquisito il 100% di PLT (PLT Energia Srl e SEF Srl e rispettive controllate e partecipate), un **gruppo italiano integrato nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** e nella fornitura di energia a clienti retail. La Società acquisita include circa 90.000 clienti retail in Italia ed un portafoglio di capacità di 1,6 GW. L’accordo consente a Plenitude di rafforzare la presenza nei due Paesi, consolidando una piattaforma verticalmente integrata [...]”*. (Relazione Finanziaria Annuale Eni 2022)

*“GreenIT, joint venture con CDP Equity, ha acquisito l’intero portafoglio del Gruppo Fortore Energia, costituito da quattro parchi eolici onshore operanti in **Italia** con una capacità complessiva di 110 MW (56 MW in quota Eni), inoltre la JV ha firmato un ulteriore accordo con il fondo Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) per la costruzione e la gestione di due parchi eolici offshore galleggianti in **Sicilia e Sardegna**, con una capacità totale prevista di circa 750 MW”*. (Relazione Finanziaria Annuale Eni 2022)

Eni: prima immissione di biometano nella rete AcegasApsAmga – *“Eni, tramite Enibioch4in, società di Eni Sustainable Mobility, annuncia l’avvenuta prima immissione di biometano prodotto da effluenti zootecnici, matrici agricole e biomasse residuali del territorio nella rete di distribuzione di AcegasApsAmga (Gruppo Hera)”*. ([Comunicato stampa ENI](#) – 21 febbraio 2023).

7.2 “Dimensione della sicurezza energetica”

7.2.1 Sintesi degli obiettivi e traguardi proposti

Al fine di garantire la sicurezza della fornitura di energia ai consumatori nazionali, il PNIEC assume quali capisaldi la **sicurezza dell’approvvigionamento di gas naturale da paesi terzi** e la **sicurezza del sistema elettrico**. Il PNIEC ne stressa la rilevanza sottolineando che “[...] *i due sistemi sono e saranno ancor più fortemente interdipendenti, dal momento che la produzione elettrica è assicurata sostanzialmente da fonti rinnovabili e gas, con un ruolo del carbone minoritario [...]*”. Dunque, la linea di azione che il PNIEC propone è chiara: *“Per la sicurezza dell’approvvigionamento si intende perseguire, da un lato, la **riduzione della dipendenza dalle importazioni** mediante l’incremento delle fonti rinnovabili e dell’efficienza energetica e, dall’altro, la **diversificazione delle fonti di approvvigionamento** (ad esempio facendo ricorso al gas naturale anche tramite GNL, con infrastrutture coerenti con lo scenario di decarbonizzazione profonda al 2050)”*.

Per quanto riguarda gli obiettivi nazionali del settore gas, il PNIEC riporta che: *“Dagli scenari considerati è previsto un fabbisogno di 49 Mtep di gas naturale (circa 60 GSm³) al 2030 con un picco di consumi intorno al 2025 dovuto alla fuoriuscita del carbone dal mix di generazione elettrica. [...] Il **sistema gas giocherà quindi un ruolo indispensabile per il sistema energetico nazionale** e potrà divenire il **perno del sistema energetico “ibrido” elettrico-gas**, anche alla luce dello sviluppo dei gas rinnovabili (biometano, idrogeno e metano sintetico) [...]”*.

Il passaggio sopra è cruciale in quanto **identifica il ruolo centrale del gas naturale all’interno del PNIEC**.

[...] Nel settore gas l’obiettivo principale è quindi quello di garantire un sistema complessivamente più sicuro, flessibile e resiliente, in grado di fronteggiare un contesto di mercato tendenzialmente più incerto e volatile, e di supportare il forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili [...].

Questi obiettivi possono essere raggiunti tramite:

- *l’incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso l’ottimizzazione dell’uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo del mercato del GNL e l’incremento in rete di quote crescenti dei gas rinnovabili (biometano, metano sintetico e a tendere idrogeno);*

- *il miglioramento della flessibilità del sistema nazionale rispetto alle fonti di approvvigionamento, tramite l'ammmodernamento della rete di trasporto del gas [...];*
- *il miglioramento del margine di sicurezza in caso di elevati picchi di domanda;*
- *il coordinamento dei piani di emergenza nazionali con quelli degli altri Paesi [...].*

Il concetto della diversificazione delle fonti e della resilienza dei sistemi nel settore gas viene ulteriormente rimarcato in altri passaggi del PNIEC: *“Considerato che il **gas continuerà comunque a svolgere nel breve-medio periodo una funzione essenziale**, in sinergia con le fonti rinnovabili, per gli usi industriali e domestici (oltre che per i trasporti) e soprattutto per la generazione elettrica, occorre continuare a prestare una particolare attenzione alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento. [...] Per quanto riguarda l'obiettivo della **diversificazione della capacità di importazione**, si sta procedendo:*

- *a ottimizzare l'uso della capacità di importazione di GNL nei terminali esistenti [...]*
- *all'apertura del corridoio sud tramite TAP (Trans Adriatic Pipeline) [...].”*

E ancora:

*[...] Il paese si è inoltre attivato anche a potenziare le infrastrutture per la sicurezza degli approvvigionamenti: **augmentando la capacità dei terminali di rigassificazione** (mediante i nuovi Floating Storage and Regasification Unit – FSRU di Piombino e Ravenna in esercizio nel 2023-24 ed aumentando la capacità di rigassificazione dei terminali esistenti) puntando anche ad **ampliare la capacità di trasporto sud-nord lungo la dorsale Adriatica**, ad **augmentare la produzione nazionale**, anche mediante l'ottimizzazione delle concessioni già esistenti. Tali misure potranno anche portare l'Italia a porsi come riferimento per i Paesi europei, in un'ottica di solidarietà e di centralità della cooperazione europea. [...]*

*[...] La diversificazione delle fonti di approvvigionamento potrà essere perseguita sia mediante la conclusione di nuovi accordi sia attraverso il potenziamento delle infrastrutture necessarie. **Con il venir meno dell'approvvigionamento di gas russo, l'Italia, per la sua posizione geografica, può potenziare il suo ruolo di supporto per il mercato europeo del gas.***

A tal fine ci si pone i seguenti obiettivi:

- *creare le condizioni per il potenziamento del corridoio sud tramite TAP (Trans Adriatic Pipeline), favorendo un incremento di capacità dalla rotta di approvvigionamento dall'Azerbaijan per ulteriori 10 miliardi di m3 all'anno, .*
- *incrementare la capacità di trasporto dai punti di entrata del sud Italia mediante la realizzazione della “Linea Adriatica”, intervento indispensabile per poter incrementare i flussi verso il nord Europa, in conseguenza dell'aumento delle importazioni di gas dall'Algeria, originato dalla riduzione dei flussi di gas russo dall'Austria.*
- *ottimizzare l'uso della capacità di importazione di GNL nei terminali esistenti e sviluppare nuova capacità di rigassificazione e di stoccaggio in forma liquida (depositi SSLNG), di strategica importanza per favorire la partecipazione dell'Italia al mercato mediterraneo e globale del GNL in concorrenza con i terminali del nord Europa.*
- *potenziare il sistema di stoccaggio, che consentano di avere un sistema maggiormente flessibile e resiliente.*
- *[...]*
- *favorire lo sviluppo di nuovi impianti di produzione di gas rinnovabili, in particolare di biometano. [...]*

Da quanto sopra riportato, si evidenzia come la sicurezza energetica passi necessariamente attraverso la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, e delle correlate infrastrutture, del sistema gas: fonti via gasdotto e via GNL, come anche fonti da produzione nazionale di gas naturale e di gas rinnovabili che contribuiscono non solo alla sicurezza ma anche alla indipendenza energetica. Con riferimento alla produzione nazionale di gas naturale, giova ricordare che, successivamente alla definizione del PNIEC, il DECRETO-LEGGE 9 dicembre 2023, n. 181 (c.d. Decreto Sicurezza Energetica) ha introdotto, all'Art. 2, opportune misure per il rilancio della produzione nazionale di gas naturale, prevedendo la coltivazione di gas in deroga alla normativa primaria, sulla base di concessioni esistenti

o nuove con determinate caratteristiche, laddove i produttori aderiscano ad un contestuale meccanismo di gas release per l'approvvigionamento di lungo termine di diritti sul gas di produzione nazionale, a prezzi pari ai costi remunerati ed asseverati di tali produzioni, da parte del gruppo GSE per successiva rivendita prioritariamente destinata ai clienti finali industriali a forte consumo di gas.

La sicurezza energetica viene altresì sviluppata in merito anche ad altri settori (prodotti petroliferi, elettrico) e tematiche, quali l'indipendenza energetica (*"la dipendenza energetica dovrebbe ridursi dal 77,7% del 2016 a circa il 68% nel 2030"*) e la flessibilità del sistema energetico nazionale (*"L'utilizzo della gestione della domanda e degli accumuli per migliorare flessibilità e sicurezza del sistema (elettrico, e di conseguenza, anche del gas) è già in fase di avvio"*)).

7.2.2 Azioni e risultati intrapresi da Eni a supporto degli obiettivi

In merito alla sicurezza energetica si riportano nel seguito la **Tabella 6**, che evidenzia il ruolo di Eni nell'importazione di gas naturale a livello nazionale, e a seguire una serie di comunicazioni che testimoniano la proattività e la rilevanza del contributo di Eni agli obiettivi nazionali.

Tabella 6 - Andamento importazioni lorde di gas naturale (Fonte: Relazione annuale ARERA 2020-2023)

Anno	2019	2020	2021	2022
Quantità (Mm ³)	32.527	29.662	34.341	28.470
TOTALE (Mm ³)	69.063	62.380	70.981	67.926
Quota	47,1%	47,6%	48,4%	41,9%
Posizione in classifica importatori	1°	1°	1°	1°

"In Sicilia, nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, sono stati avviati i lavori di costruzione dell'impianto di trattamento del gas che sarà estratto dai giacimenti di Argo e Cassiopea (Eni 60%), che avranno una durata di quasi 3 anni con investimenti per oltre €700 milioni. L'avvio della produzione di gas è previsto nella prima metà del 2024. Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere la carbon neutrality". (Relazione Finanziaria Annuale Eni 2021)

Eni e Sonatrach concordano l'aumento delle forniture gas dall'Algeria attraverso Transmed – *"Grazie a questo accordo saranno utilizzate le capacità disponibili di trasporto del gasdotto per garantire maggiore flessibilità di forniture energetiche, fornendo gradualmente volumi crescenti di gas a partire dal 2022, fino a 9 Mld di metri cubi di gas all'anno nel 2023-24."* ([Comunicato stampa ENI](#) – 11 aprile 2022)

Eni ed EGAS firmano un accordo per aumentare la produzione e la fornitura di gas egiziano – *"Questo accordo mira a promuovere l'esportazione di gas egiziano verso l'Europa, e in particolare verso l'Italia, nel contesto della transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio."* ([Comunicato stampa ENI](#) – 13 aprile 2022)

"Nell'orizzonte di Piano, GGP proseguirà nella strategia di massimizzare i ritorni facendo leva su un portafoglio più diversificato e flessibile e su una maggiore componente equity. Il Piano 2023-2026 prevede: [...] la sostituzione completa dei volumi di gas russo entro il 2025, facendo leva sulle forti relazioni con i Paesi produttori e sull'approccio di sviluppo fast-track dei progetti aumentando i volumi da Algeria, Egitto, Mozambico, Congo LNG e Qatar" (Relazione Finanziaria Annuale Eni 2022)

"Nell'ambito della strategia di aumento della produzione e dell'export di gas verso l'Italia, Eni ha avviato il primo progetto di liquefazione di gas naturale nella Repubblica del Congo che avrà una capacità

complessiva di produzione di gas naturale liquefatto (GNL) di 3 milioni di tonnellate all'anno (circa 4,5 miliardi di metri cubi/anno) e valorizzerà le ingenti riserve a gas di Marine XII, soddisfacendo le esigenze del paese per la produzione di energia elettrica e al contempo alimentando l'export di GNL, approvvigionando di nuovi volumi di gas i mercati internazionali, con l'Europa come principale punto di approdo. Il progetto, realizzato attraverso uno sviluppo accelerato e con filosofia zero-flaring prevede l'installazione di due impianti galleggianti di liquefazione del gas naturale (FLNG) ([Comunicato stampa ENI](#) – 25 aprile 2023).

In Algeria, Eni prevede di aumentare gradualmente i volumi di gas importati in Italia attraverso il gasdotto Transmed nell'ambito dei contratti di fornitura di lungo termine in essere con Sonatrach, con consegne incrementali di gas naturale a partire dal prossimo anno termico e un progressivo ramp-up fino a 9 Mld di metri cubi/anno nel 2024. (Relazione Finanziaria Annuale Eni 2022)

In Egitto, con la società di Stato "EGAS" è stato concordato di valorizzare le riserve locali di gas incrementando le attività nelle concessioni gestite congiuntamente e attraverso l'esplorazione near-field, con l'obiettivo di incrementare nei prossimi anni la produzione e le esportazioni di gas verso l'Italia attraverso l'impianto di liquefazione di Damietta sino ad un livello di circa 3 Mld di metri cubi (Relazione Finanziaria Annuale Eni 2022)-

In Libia è stato siglato un accordo per avviare lo sviluppo delle "Strutture A&E", un progetto strategico volto ad aumentare la produzione di gas per rifornire il mercato interno libico, oltre a garantire l'esportazione di volumi in Europa, la produzione di gas inizierà nel 2026 e raggiungerà un plateau di 750 milioni di piedi cubi di gas standard al giorno (Relazione Finanziaria Annuale Eni 2022)

Eni annuncia l'arrivo del primo carico di GNL a Piombino – *"Eni ha acquisito capacità di rigassificazione nel terminale di Piombino nell'ambito della strategia di diversificazione delle forniture di GNL verso l'Italia attraverso il gas di propria produzione internazionale, facendo leva sulle consolidate relazioni con i Paesi produttori in cui Eni opera e sull'approccio di sviluppo fast-track dei progetti aumentando i volumi di gas disponibili da Algeria, Libia e Italia e incrementando i carichi di GNL da Egitto, Congo, Qatar, Angola, Nigeria, Indonesia e Mozambico."* ([Comunicato stampa ENI](#) – 5 maggio 2023)

Eni ha firmato un contratto a lungo termine con QatarEnergy LNG NFE, la joint venture tra Eni e QatarEnergy per lo sviluppo del progetto North Field East (NFE) in Qatar, per la fornitura fino a 1,5 miliardi di metri cubi anno (bcma) di GNL. I volumi disponibili saranno consegnati al terminale di rigassificazione "FSRU Italia" attualmente collocato a Piombino, con consegne previste a partire dal 2026 per una durata di 27 anni. (Comunicato stampa Eni – 23 ottobre 2023)

7.3 Posizione Eni su PNIEC 2023

Gli estratti riportati nei precedenti paragrafi evidenziano la coerenza dell'operato Eni rispetto all'edizione attualmente vigente del PNIEC, che tuttavia, come già accennato in precedenza, è in fase di aggiornamento (PNIEC 2023) e attualmente al vaglio della Commissione. Come già accaduto nel 2019, anche per questa nuova edizione del piano è stata operata una consultazione pubblica a cui Eni ha nuovamente preso parte attiva.

A corredo si riportano alcune risposte fornite da Eni alle consultazioni relative al PNIEC 2023:

*"Per perseguire la decarbonizzazione del sistema e al contempo rafforzare la sicurezza energetica del Paese, secondo Eni sono necessari ulteriori strumenti da affiancare o per potenziare quelli già previsti. Per esempio, sono necessari: ulteriore semplificazione dei processi autorizzativi per nuovi impianti rinnovabili e di accumulo e infrastrutture; **adeguata produzione e offerta di gas; ricorso al CCS; definizione di un piano per la sicurezza energetica a livello europeo; cooperare nel settore gas con i paesi dell'area del mediterraneo; diversificare l'offerta nazionale di soluzioni rinnovabili (FER, biometano e biocarburanti)**"*

*"Per ridurre la dipendenza dalle fonti fossili estere si dovrebbe procedere a una **graduale elettrificazione mantenendo un utilizzo della capillare infrastruttura gas**, cercando di convertirla ad un uso sempre più esteso di gas rinnovabili (biometano, idrogeno)"*

*“L'approccio che Eni ritiene più efficace per ottimizzare lo sviluppo e l'integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico sono: **investimenti infrastrutturali; sviluppo calibrato della capacità di accumulo (onshore e offshore); maggiore coordinamento tra le scelte di investimento; mantenere un ruolo centrale nel mercato per guidare le scelte di investimento dei privati**”*

*“**CCUS** da usare soprattutto per il settore termoelettrico e per il settore industriale hard to abate.”*

In conclusione, si riscontra come la strategia di decarbonizzazione di Eni sia anche coerente alle richieste del PNIEC e agli obiettivi dell'Unione Europea (come già evidenziato in altri passaggi all'interno del presente documento) e come stia giocando un ruolo attivo nell'ottica della diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas oltre che dell'utilizzo di leve fondamentali al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione anche grazie allo sviluppo di sistemi tecnologici innovativi (CCUS).

8 Raffronti con l'atto di citazione

Quanto illustrato ai capitoli precedenti consente di spiegare e motivare l'inconsistenza e/o l'incongruenza di una serie di affermazioni e richieste riportate nell'atto di citazione ("ATTO").

8.1 Scenari di decarbonizzazione vs strategia Eni

La sezione 31.2, pagg. 125-126 dell'ATTO (cfr. *Richiesta di accertamento delle responsabilità in capo ai convenuti e le conseguenti richieste di condanna al risarcimento in forma specifica*) afferma che **"la strategia di decarbonizzazione Eni al 2050 non è affatto in linea con quanto richiesto dagli scenari net zero dell'IPCC e dell'Agenzia Internazionale dell'Energia"** (pag. 125) e ipotizza che *"In quanto società responsabile di un quantitativo di CO₂ superiore a quello emesso da tutto il Paese, Eni dovrà seguire lo scenario di riduzione delle emissioni necessario per stabilizzare le concentrazioni di gas ad effetto serra nell'atmosfera tra le 400 e le 500 ppm"* (pag. 125-126).

Fermo restando che:

- a) **gli scenari non sono previsioni;**
- b) **tantomeno gli scenari hanno significato prescrittivo;**
- c) **le traiettorie di decarbonizzazione** prefigurate negli scenari generati da IPCC, IEA e altri soggetti **coprono un campo molto ampio;**
- d) a prescindere dal significato degli scenari, gli accordi internazionali prescrivono **impegni per gli Stati e non per le singole aziende;**

quanto illustrato ai Cap. 5 e 6 mostra la consistenza della strategia di decarbonizzazione Eni. In particolare, il par. 5.2 illustra come l'impegno e le risorse messe in campo volontariamente da Eni siano cresciute rapidamente per corrispondere all'evoluzione degli obiettivi sempre più ambiziosi definiti dalla concertazione internazionale. Stabilire se la strategia e le misure adottate da Eni corrispondono ad uno o più o nessuno degli scenari IPCC o IEA (o di altre agenzie) è estremamente difficile, se non impossibile, per tre motivi.

- Come illustrato ai par. 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4, gli scenari di decarbonizzazione si differenziano tra loro per obiettivo (punto d'arrivo), arco temporale considerato, *baseline* (punto di partenza), perimetro (tipologia di emissioni considerate e relative fonti) e varietà di assunzioni adottate per costruire le traiettorie da percorrere.
- Come discusso al par. 5.2, baseline, metodologia di calcolo delle emissioni, perimetro e altre ipotesi considerati per la definizione delle traiettorie di decarbonizzazione Eni sono in generale diverse da quelle adottate in specifici scenari.
- Ancora più importante, gli scenari di decarbonizzazione delle agenzie internazionali si riferiscono al complesso dell'economia globale, mentre la strategia Eni si concentra ovviamente sulle sole emissioni climalteranti Eni. E non esiste motivo – tantomeno alcuna prescrizione – per cui si possa pretendere una coincidenza tra la traiettoria di decarbonizzazione di una singola azienda (o Stato) e la traiettoria di decarbonizzazione globale.

Oltre che molto arduo, il confronto tra scenari di decarbonizzazione e strategia Eni è peraltro futile, poiché le traiettorie di decarbonizzazione possibili sono infinite e non esistono criteri / parametri condivisi per preferire l'una rispetto ad un'altra. L'elemento qualificante è l'obiettivo finale, ovvero il punto d'arrivo, sul quale Eni ha adottato in via volontaria impegni in linea con quanto stabilito dalla concertazione internazionale, a partire dal Net Zero Emissions al 2050 (vedi par. 5.2)

Circa la pretesa di allineamento tra scenari internazionali e strategie di singole aziende si rileva inoltre che il già citato recentissimo rapporto IEA sul settore Oil & Gas sottolinea come la complessità e l'articolazione del settore Oil & Gas rende **troppo semplicistica** la mera verifica dell'allineamento al *Net Zero* attraverso il solo confronto degli obiettivi emissivi¹³⁷.

¹³⁷ [The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions – Analysis - IEA](https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions) (https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions)

8.1.1 Anno di riferimento

Si segnala infine un'ulteriore circostanza – non ultima per rilevanza – indicativa della tendenziosità e delle forzature che ispirano l'ATTO.

Quale riferimento per la loro richiesta di riduzione delle emissioni gli attori assumono il 2020, un anno che a causa del pesantissimo impatto della pandemia covid su tutto il sistema socio-economico mondiale è evidentemente un riferimento inopportuno. Non a caso, il riferimento a tale anno assolutamente anomalo non trova alcun riscontro negli scenari internazionali di decarbonizzazione richiamati dagli stessi attori (IPCC, IEA) e tantomeno nelle prescrizioni dell'Unione Europea, che utilizza la *base line* (data di riferimento) del 1990

8.2 Valutazioni sulle emissioni Eni

Sempre nella sezione 31.2 (pag. 126) si richiama che *“il Rapporto SR 1.5 dell'IPCC del 2018 indica che la riduzione del riscaldamento globale a 1,5 °C richiede che le emissioni globali di CO₂ siano ridotte del 45% entro il 2030 e del 100% netto entro il 2050”*, da cui *“la necessità di limitare il **volume annuo aggregato di tutte le emissioni di CO₂ in atmosfera di Eni (Ambito 1, 2 e 3) [...] di almeno il 45% a fine 2030 rispetto ai livelli 2020”***.

Ma l'entità del **“volume annuo aggregato delle emissioni di CO₂”** cambia significativamente con il perimetro (ovvero la tipologia di gas serra) considerato, nonché la metrica (cioè la grandezza, l'unità di misura) e la metodologia adottate per la sua quantificazione. L'approccio **“Emission Net Absolute”** adottato da Eni rendiconta le emissioni di tutti i gas serra connessi alle attività Oli & Gas (ovvero CO₂ + CH₄ + N₂O) usando un approccio di filiera per tutti i prodotti venduti a livello globale, cosicché il **“volume annuo aggregato”** è più ampio delle sole emissioni di CO₂.

Il riferimento alle sole emissioni di CO₂ quale parametro per valutare l'efficacia o la coerenza della strategia Eni non è corretto. Tantomeno per stabilire obiettivi.

Alla sezione 18, pag. 44-46 l'ATTO **richiama e descrive sommariamente le metodologie Eni di calcolo e di rendicontazione delle emissioni**, richiamando ed evidenziando il perimetro dello "standard reporting" e della "nuova metodologia" (vedi l'evoluzione qui descritta al par. 5.2). Relativamente a quest'ultima, a pag. 45 dell'ATTO si richiamano e descrivono sommariamente gli indicatori proposti ed utilizzati da Eni per il monitoraggio delle sue performances (Net Carbon Footprint, Net GHG Lifecycle Emissions, Net Carbon Intensity), qui introdotti al par. 5.2.

Per l'indice **Net GHG Lifecycle Emissions** l'ATTO riporta per gli anni 2021 e 2022, coerentemente con i report *“Eni For”*¹³⁸ relativi ai medesimi anni, i valori di 456 e 419 MtCO₂eq.

Tuttavia, la Fig. 4.1, pag. 46 dell'ATTO riporta per il 2018 il valore di 537 MtCO₂eq. Tale valore è fuorviante poiché, come argomentato al par. 5.2, con il perfezionamento della *“nuova metodologia”*¹³⁹ di Eni il valore di riferimento della *baseline* (cioè il punto di partenza della traiettoria di decarbonizzazione) è invece 505 MtCO₂eq – un valore che non viene mai richiamato nell'ATTO.

8.3 Emissioni Eni vs emissioni nazionali

L'ATTO confronta le **emissioni Eni** (dato 2021) con le **emissioni di gas serra a livello nazionale** (dato citato: **407** MtCO₂eq, trattandosi tuttavia di una **stima** proposta dalla fonte citata¹⁴⁰ dall'ATTO).

¹³⁸ [Eni for 2022 - Performance di sostenibilità](#)

¹³⁹ [Eni for 2020 - Neutralità carbonica al 2050](#) – Tabella “Indicatori di decarbonizzazione di medio-lungo termine” – Nota (b)

¹⁴⁰ [Comunicato stampa ISPRA – 14 Aprile 2021](#). Dato apparentemente erroneo in quanto la fonte riporta 381 MtCO₂ al 2020 con una stima di crescita del 6,8% per il 2021. La crescita effettiva è stata però dell'8,5%, (pari a 413 MtCO₂ al 2021) come specificato in nota 142.

Ma le emissioni Eni (emissioni dirette e indirette di tutte le attività su scala globale) e le emissioni di gas serra dell'Italia **non sono confrontabili, poiché riferite a contesti diversi sia in termini di ambito geografico che di perimetro di rendicontazione.**

Inoltre **Eni contabilizza sia le emissioni dirette che indirette mentre l'Italia**, in accordo agli obblighi di rendicontazione dei Paesi, **contabilizza esclusivamente le emissioni dirette.** Anche ammettendo che la comparazione proposta dagli attori abbia una qualche rilevanza, tale comparazione dovrebbe limitarsi al confronto tra emissioni dell'Italia ed emissioni scope 1 di Eni in Italia.

Ad ogni buon conto, qualora si volesse effettuare un confronto tra emissioni Eni ed emissioni nazionali si osservi che nella presentazione del documento *“Inventario nazionale delle emissioni in atmosfera 1990-2021. Informative Inventory Report 2023”*¹⁴¹ (documento di riferimento nella rendicontazione delle emissioni GHG nazionali), ISPRA dichiara: *“Tornano a crescere, nel 2021, le emissioni di gas serra in Italia dopo la battuta d'arresto dovuta essenzialmente al periodo pandemico: in un solo anno (2020-2021) i valori mostrano un deciso aumento (+8.5%), pur registrando una diminuzione del 20% rispetto al 1990, grazie alla crescita negli ultimi anni della produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico ed eolico), dell'efficienza energetica nei settori industriali e al passaggio all'uso di combustibili a minor contenuto di carbonio”*¹⁴². Nello stesso periodo temporale (2020 vs. 2021) l'aumento delle emissioni di Eni è minore rispetto al dato nazionale e pari al **+3,7%** (Emissioni Eni 2021: 456 MtCO₂eq; 2022: 439 MtCO₂eq).

Questi aumenti 2021 su 2020 devono essere (ovviamente) interpretati alla luce della pandemia 2020: trattasi cioè dell'atteso e scontato “rimbalzo post-covid”, che come si vede è stato molto maggiore per il sistema Italia che per il sistema Eni.

In altri termini, pur con le limitazioni metodologiche con cui il confronto può essere effettuato, **in occasione del rimbalzo post-covid del 2020-2021 Eni ha dimostrato che le misure da essa intraprese (volontariamente) per il contenimento delle proprie emissioni climalteranti sono più efficaci di quanto finora intrapreso dal Sistema Paese Italia - che peraltro, in qualità di Stato firmatario, diversamente da Eni è soggetto ad impegni vincolanti in tal senso.** Tutto ciò nonostante le condizioni esogene a cui il mercato energetico è stato esposto.

8.4 Efficacia delle leve per la decarbonizzazione

La sezione 19 dell'ATTO (pag. 47-51) richiama la politica climatica di Eni, mettendo in discussione la coerenza del *“piano di decarbonizzazione al 2050”* con le *“strategie”* (intendendo quelle che all'interno di questo documento vengono definite leve) per la mitigazione del cambiamento climatico.

Nella fattispecie, a pag. 47 dell'ATTO si afferma che: *“Il piano resta abbastanza vago in diversi passaggi, ed Eni fornisce come motivazione il fatto che 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 lungo periodo, sarebbe però opportuno che Eni fornisse agli investitori e a tutti i cittadini interessati almeno 3-4 scenari di sviluppo diversi, basati su un diverso andamento atteso dei mercati. Eni sottolinea inoltre che, entro il 2030, arriverà ad azzerare le emissioni nette Scope 1 e 2 (upstream). Tale obiettivo, non particolarmente ambizioso considerando che, come detto, il 90 % delle emissioni dell'azienda nel 2021 è di tipo Scope 3, sarebbe raggiunto attraverso una serie di strategie che includono anche progetti di dubbia efficacia come la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (CCS) e i crediti di emissioni derivanti da progetti di preservazione delle foreste (REDD+) che hanno riscontrato in passato diversi problemi, sia in termini di conteggio dei crediti di emissione che di impatto sulle comunità locali che abitano le diverse foreste.”*

A pag. 49 si sottolinea poi che: *“Anche la tecnologia di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS) è uno dei pilastri promossi dall'azienda per la sua decarbonizzazione. Oltre a numerose incertezze legate alla tecnologia, ai costi, all'efficienza, alla possibilità della sua produzione su scala adeguata e all'impatto*

¹⁴¹ [Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2021 - National Inventory Report 2023](#)

¹⁴² [Emissioni di gas serra: trend di nuovo in crescita, complici trasporti e riscaldamento](#)

ambientale, è evidente che il CCS non potrà fornire un contributo alla decarbonizzazione nel breve periodo.”

Circa la **Natural Climate Solution (NCS)**, alla Sezione 15 dell’ATTO (Il fenomeno del c.d. “Greenwashing”, pag. 40-42) si riporta che *“Parimenti problematica è la promozione di ENI di progetti di “compensazione” delle emissioni tramite la realizzazione di interventi per la protezione delle foreste, poiché **le stime presentate da Eni sui dati relativi alla riduzione delle emissioni ottenuta con questi progetti sono gonfiate.**”* Con riferimento al Luangwa Community Forest project (LCFP - progetto REDD+ finanziato da Eni) a pag. 41 dell’ATTO si arriva ad affermare che *“**il progetto zambiano finanziato da Eni sovrastima i crediti di carbonio generati che, nella realtà, rischiano di essere circa la metà di quelli previsti.**”*

A dispetto della negatività e delle illusioni che pervadono ogni considerazione dell’ATTO sui piani e le azioni Eni, quanto riportato ai Cap. 5 e 6 documenta sia l’impegno via via crescente assunto su base volontaria da Eni per tenere il passo dei sempre più ambiziosi obiettivi fissati dalla comunità internazionale, sia i risultati finora conseguiti. Nella fattispecie, si richiamano nel seguito i punti qualificanti delle leve per la decarbonizzazione discusse al Cap. 6.

8.4.1 Portafoglio Oil & Gas

Eni ha intrapreso una molteplicità di azioni progressive sul portafoglio Oil&Gas per ridurre le emissioni dirette associabili alle attività Upstream, con l’obiettivo di breve termine di incrementare al 60% la quota parte di gas naturale nel mix energetico prodotto al 2030. Ciò anche tramite operazioni straordinarie come la recente acquisizione degli *asset* a bassa intensità carbonica di Neptune¹⁴³.

8.4.2 Rinnovabili

La produzione Eni di elettricità da fonti rinnovabili sta aumentando a ritmi ben superiori a quelli ipotizzati da IEA al 2030: mentre IEA prevede di triplicare la potenza installata in otto anni (dal 2022 al 2030¹⁴⁴), **Eni prevede di fare altrettanto in meno di quattro anni, passando dai 2,2 GW a fine 2022 di solare ed eolico a 7 GW nel 2026, per arrivare a 15 GW nel 2030.** Trattasi di una crescita elevatissima: passare da 2,2 a 15 GW in meno di otto anni significa crescere di circa 30% all’anno - un ritmo confermato dal recentissimo comunicato del 21.12.2023, secondo il quale a fine 2023 la potenza installata per produzione di elettricità da rinnovabili è salita a circa 3 GW¹⁴⁵. Questi ritmi di crescita sono così elevati da essere impraticabili con la sola espansione “interna”, cioè solamente con la costruzione di nuovi impianti; anche perché il mercato mondiale dei fornitori di tecnologie per la produzione di elettricità da rinnovabili è sotto pressione da anni, proprio in seguito agli sforzi / impegni per contrastare il cambiamento climatico.

La capacità produttiva dei fornitori di tecnologie per fonti rinnovabili, e.g. costruttori di turbine eoliche o di pannelli fotovoltaici, è ovviamente limitata dalla capacità degli impianti e dalla disponibilità delle materie prime. Per questo motivo **il ritmo di crescita della capacità da fonti rinnovabili non può essere aumentato a piacere** - una circostanza che alcuni scenari eccessivamente ottimistici e ambiziosi dimenticano di considerare. Questo tema, cruciale per la concretizzazione delle traiettorie prefigurate negli scenari generati dalle agenzie internazionali, è l’oggetto di studi e ricerche volti ad individuare colli di bottiglia e vincoli della transizione¹⁴⁶.

¹⁴³ <https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/06/eni-var-acquisizione-neptune.html>

¹⁴⁴ [Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach - 2023 Update](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9a698da4-4002-4e53-8ef3-631d8971bf84/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf), par. 3.1.1 pag. 108 (https://iea.blob.core.windows.net/assets/9a698da4-4002-4e53-8ef3-631d8971bf84/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf)

¹⁴⁵ <https://corporate.eniplenitude.com/en/media/press-release/21-12-2023-Plenitude-progresses-its-strategy-with-the-investment-of-Energy-Infrastructure-Partners>.

¹⁴⁶ <https://acee.princeton.edu/rapidswitch/>

In definitiva, la pianificata espansione della produzione Eni da rinnovabili impone di aggiungere alla crescita ottenuta con la costruzione di nuovi impianti una crescita per acquisizioni e per alleanze – come per esempio il recentissimo ingresso in Plenitude, società controllata da Eni, di Energy Infrastructure Partners (EIP)¹⁴⁷

Nella fattispecie il caso Plenitude è paradigmatico della versatilità con cui Eni sta perseguendo la propria strategia di decarbonizzazione, articolando il proprio impegno anche in adeguate azioni societarie. Plenitude, società *benefit* avviata nel 2021 aggiornando lo statuto della pre-esistente Eni gas e luce¹⁴⁸, opera sul mercato con un modello distintivo concepito per agevolare la transizione verso *Net Zero Emissions*, coniugando produzione di elettricità da fonti rinnovabili, vendita di energia e di soluzioni energetiche per i clienti e offerta di un’ampia rete di punti di ricarica per veicoli elettrici.

8.4.3 Biocarburanti

Il ricorso ai biocarburanti costituisce uno strumento fondamentale – spesso senza alternative – per la decarbonizzazione di settori nei quali l’elettrificazione è difficile, se non impossibile. L’esempio forse più paradigmatico è il trasporto aereo, per il quale non esistono ancora all’orizzonte tecnologie in grado di sostituire i motori delle (sottilissime ed efficientissime) turbine a gas oggi impiegate come propulsori. In linea con il proprio ruolo e la propria storia di azienda leader nella produzione di combustibili, la strategia di decarbonizzazione Eni prevede, coerentemente con l’industria aeronautica, il progressivo passaggio a combustibili portatori di carbonio rinnovabile – ovvero bio – anziché carbonio fossile. Trattasi di un passaggio fondamentale per semplificare ed accelerare la transizione verso un’economia con zero emissioni nette di gas climalteranti - che come già sottolineato al par. 5.3 non significa un’economia senza carbonio, bensì una economia senza emissioni nette di gas climalteranti.

Nella fattispecie, Eni sta continuando a investire nelle proprie bioraffinerie e ad ampliare il perimetro di mercato con investimenti significativi, come testimonia l’acquisizione del 50% della bioraffineria di Chalmette in Louisiana (USA). A ciò si aggiungono iniziative su *agri-business* ed *agri-feedstock*, con l’obiettivo di fornire 700.000 tonnellate di olio vegetale alle bioraffinerie entro il 2026. Nel settore dei trasporti Eni ha siglato nel 2022 con SEA (società di gestione degli aeroporti di Milano) e Aeroporti di Roma accordi per l’introduzione di combustibili sostenibili destinati all’aviazione (SAF – *Sustainable Aviation Fuel*) e alla movimentazione a terra (HVO – *Hydrotreated Vegetable Oil*), mentre con BASF è stato stipulato un accordo per lo sviluppo di una nuova tecnologia per la produzione di bio-propanolo destinato all’utilizzo come componente “bio” nella formulazione di carburanti.

8.4.4 Cattura (Utilizzo) e Stoccaggio di CO2

Come già discusso al par. 5.3, la Cattura (se del caso l’Utilizzo) e lo Stoccaggio di CO2 offre la possibilità di **disaccoppiare l’utilizzo dei combustibili fossili dalle emissioni di gas climalteranti**, costituendo di conseguenza una fondamentale opzione per iniziare a ridurre le emissioni di CO2 in tempi brevi, molto più brevi dei tempi inevitabilmente necessari per svincolare dai combustibili fossili il gigantesco sistema energetico mondiale.

Diversamente dalla sfiducia degli attori nel ruolo e nella potenzialità della CCUS, essa costituisce una delle fondamentali tecnologie di decarbonizzazione degli scenari IPCC che, con “alta probabilità”, permetteranno di contenere l’aumento delle temperature al di sotto degli 1.5°C (vedi par. 6.4). E non è ovviamente casuale che, come richiamato sempre al par. 6.4, il ruolo della CCUS sia riconosciuto sia nello scenario Net Zero della IEA sia nel Net Zero Industry Act della Commissione Europea nonché, in

¹⁴⁷ Vedasi il già citato <https://corporate.eniplenitude.com/en/media/press-release/21-12-2023-Plenitude-progresses-its-strategy-with-the-investment-of-Energy-Infrastructure-Partners>

¹⁴⁸ <https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2021/07/cs-eni-gas-luce-societa-benefit.html>.

Le Società Benefit rappresentano un’evoluzione del concetto di azienda, integrando nel proprio oggetto sociale, accanto all’obiettivo di profitto, lo scopo di avere un impatto positivo sulla società, le comunità e le persone, nonché in particolare sull’ambiente.

ambito nazionale, nel PNIEC e nella Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra.

Sul fronte CCUS, in Italia Eni promuove e persegue lo sviluppo del sito di Ravenna quale polo di stoccaggio con una capacità complessiva di circa 500 milioni di tonnellate. Trattasi del progetto di gran lunga più importante dell'area mediterranea, che in ambito europeo potrà bilanciare la prevalenza finora pressoché esclusiva dei progetti centrati sul Mare del Nord e perseguiti da Norvegia, Paesi Bassi, UK. Non a caso il progetto è stato considerato di primaria importanza nell'ottica della transizione energetica nazionale evidenziando l'importanza della progettualità CCUS per l'intero Sistema Paese, oltre che una soluzione tecnologica di primaria rilevanza per i settori "hard to abate".

In ambito internazionale Eni ha recentemente definito un accordo con il Dipartimento per la Sicurezza Energetica e Net Zero (DESNZ) del Regno Unito sui termini e le condizioni chiave relative al modello economico, normativo e di *governance* per il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ nel cluster industriale CCS HyNet North West, rendendo Eni l'operatore di riferimento delle attività di trasporto e stoccaggio di CO₂ del progetto (vedi par. 6.4).

8.4.5 Natural Climate Solutions (NCS)

Anche per la leva NCS le illusioni degli attori sono smentite dai fatti. Nella fattispecie, il dettaglio riportato al par. 6.5 dimostra sia la coerenza della progettualità Eni con gli scenari internazionali, sia la conformità della metodologia di valutazione dei risultati con gli standard internazionali più avanzati.

Dal 2019 Eni ha intrapreso una collaborazione con lo sviluppatore BCP (BioCarbon Partners, un'impresa sociale dello Zambia) al fine di preservare la capacità di stoccaggio del carbonio e conservare e proteggere la biodiversità, garantendo anche benefici socio-economici per le popolazioni locali. Per la selezione dei partners e la contabilizzazione dei crediti di carbonio compensati viene condotto un rigoroso processo di due-diligence e adottate metodologie definite da organizzazioni internazionali responsabili degli Enti di Registro di crediti volontari. Al pari di altri progetti NCS finanziati, l'iniziativa Eni è soggetta a un meccanismo di validazione e processi di audit, esterni e autorevoli, opportunamente rendicontati nei registri.

8.4.6 Risorse dedicate alla decarbonizzazione

Il piano di investimenti a bassa intensità carbonica Eni prevede quote sostanzialmente in crescita sia nel piano quadriennale sia nel lungo termine, con un peso via via crescente delle iniziative di decarbonizzazione. Come già citato al Capitolo 5, tra il 2018 ed il 2022 Eni ha investito a tal fine circa 7,5 Mld Euro.

8.5 L'equivoco delle rinnovabili

Sempre nella sezione 19 (La politica climatica di Eni), a pag. 50 dell'ATTO si afferma *"Gli investimenti del quadriennio saranno, infatti, concentrati prevalentemente su idrocarburi, mentre davvero poco è previsto per le energie rinnovabili, grandi assenti nel piano industriale di ENI, che dimostra di non voler puntare su queste tecnologie per la propria decarbonizzazione."*

Mentre a pag. 51 dell'ATTO: *"Anche gli obiettivi di produzione da rinnovabili sono estremamente bassi: ENI prevede di installare o acquisire impianti rinnovabili o società esistenti del settore rinnovabili entro il 2026 appena 7 GW, una quota davvero minima, che non migliora di molto neppure al 2030, quando l'azienda si pone un obiettivo di 15 GW di capacità installata"*

Considerato che i valori di capacità installata citati (7 GW al 2026, 15 GW al 2030) si riferiscono alla produzione di elettricità da fonte eolica e solare, **si desume che per gli attori decarbonizzazione implica necessariamente produzione di elettricità da rinnovabili.** Ma il quadro del **sistema energetico mondiale è molto più vario e complesso del sistema per la produzione di elettricità, che assorbe meno della metà del totale dell'energia primaria utilizzata nel mondo.** Il contesto, le esigenze, i vincoli dei sistemi energetici "non elettrici" sono in generale molto diversi da quelli della produzione di elettricità, e molto diverse sono le opzioni per la decarbonizzazione. Anche per questo **ogni strategia globale per la**

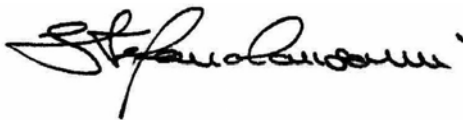
decarbonizzazione deve necessariamente comprendere un complesso di opzioni da perseguire in parallelo, ciascuna “ritagliata” sulle esigenze di singoli settori o singoli Paesi – un concetto ampiamente consolidato in letteratura¹⁴⁹. Le dimensioni e la difficoltà della sfida da affrontare sono tali che non è possibile permettersi di sottovalutare (o peggio ancora scartare a priori) alcuna opzione – incluse quelle apparentemente remote come la fusione nucleare.

La storia, le competenze, il mercato di Eni non appartengono al mondo dell’elettricità, bensì al mondo dei combustibili. Ne consegue che è naturale che Eni concentri la propria strategia di decarbonizzazione su ambiti diversi dalla produzione di elettricità: portafoglio Oil & Gas, biocarburanti, CCUS e NCS.

Il fatto che la strategia di decarbonizzazione Eni includa anche una consistente produzione di elettricità da rinnovabili è semmai una ulteriore dimostrazione dell’impegno a tutto campo di Eni, che per raggiungere l’ambizioso obiettivo *Net Zero Emissions* ha pianificato di andare oltre il tradizionale perimetro della propria attività.

Circa la sufficienza con la quale gli attori qualificano poi la prevista espansione della capacità Eni di produzione di elettricità da rinnovabili (+114% in soli 4 anni, da 7 GW nel 2026 a 15 GW nel 2030) si reitera quanto già osservato al par. 8.4.2, ovvero che il ritmo di crescita della capacità da fonti rinnovabili non può essere aumentato a piacere. Ciò per un complesso di motivi tecnici, economici, finanziari, autorizzativi, normativi, sociali e, non ultimi, ambientali. Alla luce della realtà con la quale devono confrontarsi le società impegnate nell’espansione della capacità di produzione elettrica da rinnovabili, andare oltre un raddoppio in soli 4 anni appare un obiettivo estremamente ambizioso.

Piacenza, lì 4 gennaio 2024



¹⁴⁹ Vedi per esempio S. Pacala e R. Socolow, “*Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies*”, *Science*, Vol. 305, 13 Aug 2004, pp. 968-972.