

Performance GHG degli asset operati

Con riferimento specifico agli obiettivi di decarbonizzazione di breve termine e i relativi indicatori, definiti per gli asset operati e contabilizzati al 100%, si riporta nei seguenti paragrafi una sintesi dei risultati ottenuti nel 2020 e dello stato di avanzamento rispetto ai target.

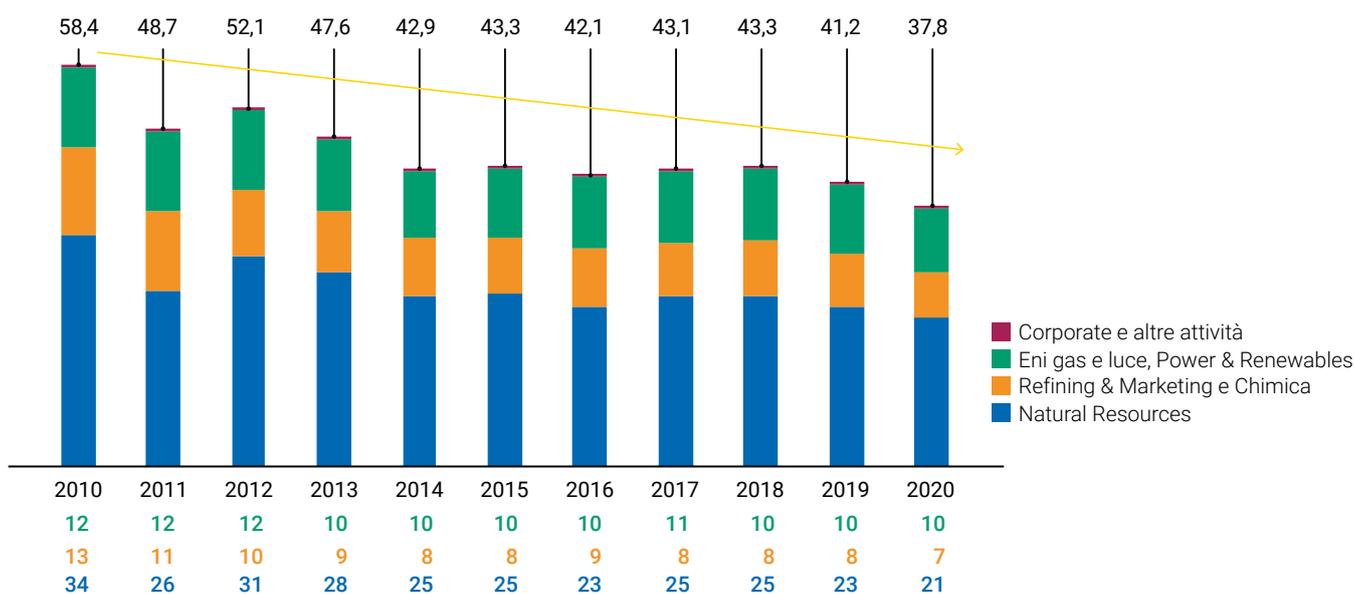
Le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 sono contabilizzate tramite il criterio dell'operatore (100% della quota relativa alle attività operate da Eni a livello globale), in tutti i business di riferimento. A partire dal 2019 tali emissioni sono sottoposte a una verifica di "reasonable assurance" ad opera della società di revisione.

Le emissioni GHG dirette nel 2020 sono in riduzione dell'8% rispetto al 2019 e del 35% rispetto al 2010

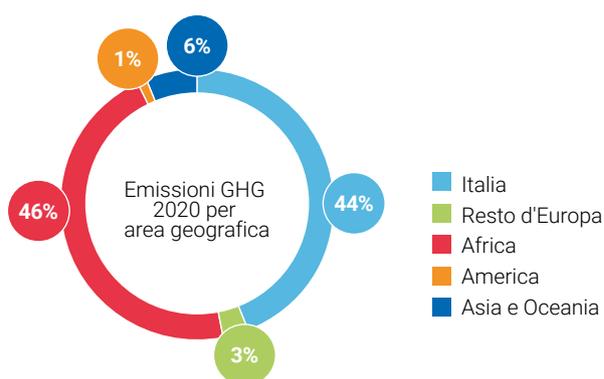
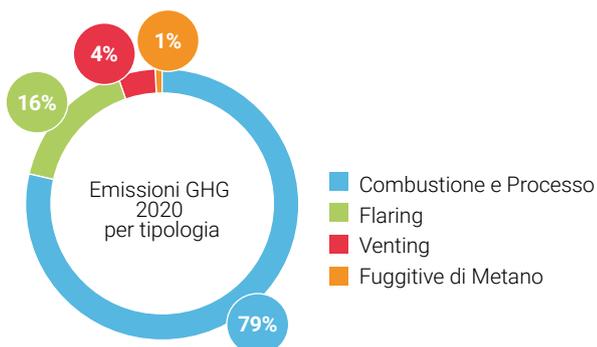
EMISSIONI GHG SCOPE 1

Le emissioni GHG dirette nel 2020 sono in riduzione dell'8% rispetto al 2019 e del 35% rispetto al 2010, la riduzione è dovuta principalmente al calo delle attività riconducibile all'emergenza sanitaria, nei settori upstream, power e raffinazione. Circa il 50% delle emissioni GHG è soggetto a schemi di carbon pricing, principalmente all'Emission Trading Scheme europeo, in cui ricadono tutti i maggiori impianti del mid-downstream, e il 56% delle emissioni dirette proviene dalle attività di Esplorazione & Produzione di idrocarburi. Il maggior contributo emissivo è da combustione e processo, legato ai consumi energetici degli asset produttivi. Le emissioni GHG Eni sono principalmente connesse ad attività in Italia e Africa. I restanti contributi sono ripartiti tra Asia, Oceania, Resto d'Europa e America.

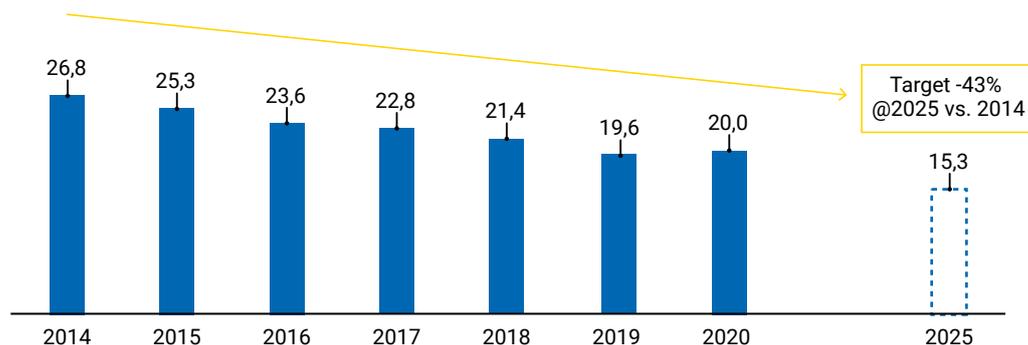
Emissioni GHG dirette Eni (MtCO₂eq)



Emissioni dirette 2020 per tipologia e area geografica



L'indice di intensità GHG upstream, espresso come rapporto tra emissioni dirette in tonnellate di CO₂eq e produzione lorda di idrocarburi in migliaia di barili di olio equivalenti, nel 2020 ha registrato un valore pari a 20,0 tonCO₂eq/kboe. Il trend di progressivo miglioramento ha subito un'interruzione legata al calo delle produzioni riconducibile in larga parte all'emergenza sanitaria, che ha coinvolto soprattutto alcuni campi le cui produzioni sono associate a basso impatto emissivo. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 26%.

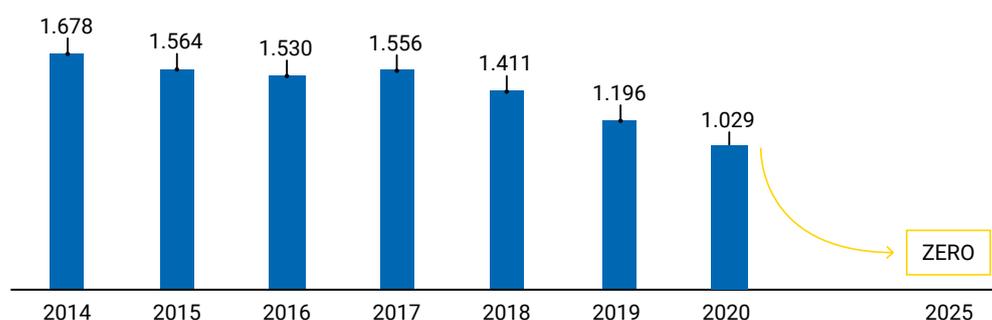
Intensità GHG UPS (tCO₂eq/kboe)

Eni prosegue nell'impegno di progressiva riduzione dell'intensità emissiva Upstream in linea con il raggiungimento del target di -43% al 2025 rispetto al 2014.

ZERO FLARING DI ROUTINE

Una delle leve per ridurre l'intensità emissiva del settore Upstream è la progressiva riduzione del flaring di routine (cd flaring di processo). In tale ambito Eni ha aderito nel 2014 all'iniziativa "Zero Routine Flaring" promossa dalla Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), della World Bank, che riunisce governi, compagnie petrolifere e organizzazioni per lo sviluppo internazionale. L'iniziativa "Zero Routine Flaring" ha come obiettivo la progressiva eliminazione del flaring di processo entro il 2030. Eni, che ha deciso di anticipare al 2025 gli obiettivi dell'iniziativa, è attiva in specifici programmi di valorizzazione del gas naturale tramite la produzione di energia elettrica a favore delle popolazioni locali, la distribuzione per il consumo domestico o l'esportazione. Ove tali pratiche non sono possibili, Eni ha realizzato impianti di re-iniezione in giacimento del gas naturale.

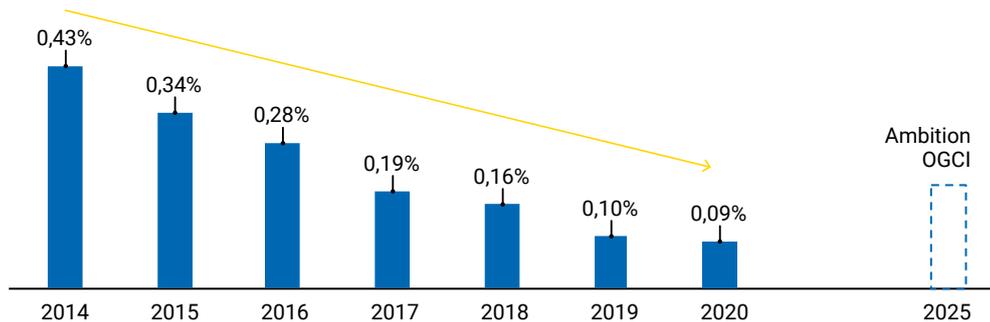
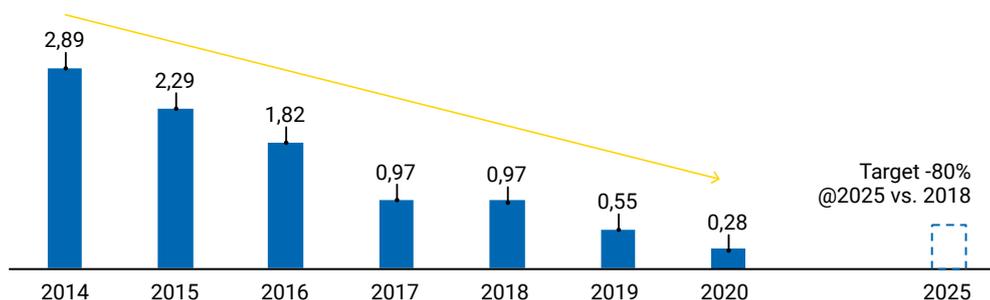
Eni conferma il proprio impegno ad anticipare al 2025 gli obiettivi dell'iniziativa "Zero Routine Flaring" nell'ambito della Global Gas Flaring Reduction (GGFR) promossa dalla World Bank

Volume di idrocarburi inviati a flaring di routine (MSm³)

Nel 2020 i volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine, pari a 1,03 miliardi di Sm³, si sono ridotti del 14% rispetto al 2019 e di quasi il 40% rispetto al 2014, in relazione al contributo di specifici progetti di riduzione del flaring (Angola) e del calo di produzione riconducibile all'emergenza sanitaria, che ha interessato alcuni campi con flaring di gas associato nel corso del 2020.

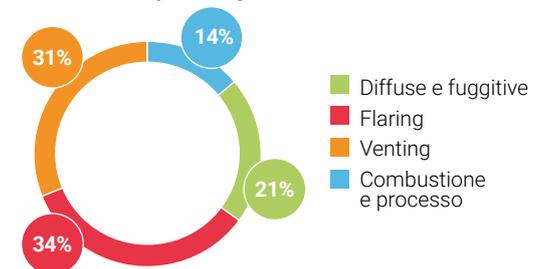
EMISSIONI DI METANO

Eni prosegue l'impegno nell'ottimizzazione dei propri processi di monitoraggio e reporting per la riduzione delle emissioni di metano negli asset operati. Le emissioni di metano si concentrano essenzialmente nella filiera Upstream (51 kton CH₄, pari al 92% del totale Eni nel 2020) e sono dovute a perdite fuggitive, metano incombusto da flaring e consumi e venting di processo. L'indice di intensità di emissioni di metano upstream, calcolato rispetto alla produzione venduta, è stato pari a 0,09% nel 2020, e si è ridotto del 16% vs. 2019. Eni concorre al target collettivo OGCI di riduzione dell'intensità di metano upstream da 0,32% nel 2017 a 0,25% nel 2025, con ambition di raggiungere 0,20%.

Methane intensity UPS (m³CH₄/m³ gas venduto)**Emissioni fuggitive di metano UPS** (MtCO₂eq)

In termini assoluti, Eni nel 2020 ha conseguito una riduzione di oltre 2,61 MtCO₂eq di emissioni fuggitive di metano upstream vs. 2014, raggiungendo, già nel 2019, con 6 anni di anticipo l'obiettivo di riduzione dell'80% al 2025.

Nel 2020 le emissioni fuggitive di metano upstream sono risultate pari a 0,28 MtCO₂eq, in calo di circa il 50% rispetto al 2019, anche in conseguenza dei cali di produzione riconducibili all'emergenza sanitaria. Sono proseguite nell'anno le campagne di monitoraggio e manutenzione (Leak Detection And Repair - LDAR) che hanno contribuito al mantenimento del trend di riduzione. Ad oggi, il 95% della produzione operata Upstream è coperto da programmi LDAR (corrispondente a circa 60 siti). La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 90%, confermando il raggiungimento, già a partire dal 2019, del target di riduzione dell'80% fissato per il 2025.

Emissioni CH₄ per categoria**Monitoraggio fuggitive**

Nel 2015, Eni Upstream ha avviato un monitoraggio progressivo degli impianti con lo scopo di identificare, quantificare e ridurre al minimo le emissioni fuggitive, implementando programmi di "Leak Detection And Repair" (LDAR). Le campagne LDAR consistono nella rilevazione in campo di eventuali perdite di metano e programmazione di opportuni interventi di manutenzione. Laddove possibile, le perdite vengono immediatamente riparate dai team di manutenzione di sito, contribuendo così alla minimizzazione delle emissioni fuggitive. Un corretto e frequente programma LDAR è in grado di ridurre fino all'85% le emissioni fuggitive quantificate con approcci standard, basati solamente sull'analisi della documentazione tecnica. Lo strumento maggiormente utilizzato nei nostri siti per i programmi LDAR è la termocamera OGI (Optical Gas Imaging), una versione altamente specializzata di una termocamera a infrarossi in grado di rilevare un composto gassoso sulla base della sua lunghezza d'onda. Per migliorare ulteriormente i programmi LDAR nei siti Upstream, dal 2020, sono state acquistate delle termocamere da parte dei siti operativi ed è iniziato un programma di training del personale locale sul corretto utilizzo di questi strumenti e sulla metodologia di monitoraggio, in accordo con i migliori standard internazionali quali OGMP-CCAC e EPA, incorporati nelle istruzioni operative aziendali. La disponibilità della termocamera in sito garantisce la possibilità di monitoraggi più frequenti, almeno con cadenza annuale per ciascun sito e in concomitanza con le attività di manutenzione.

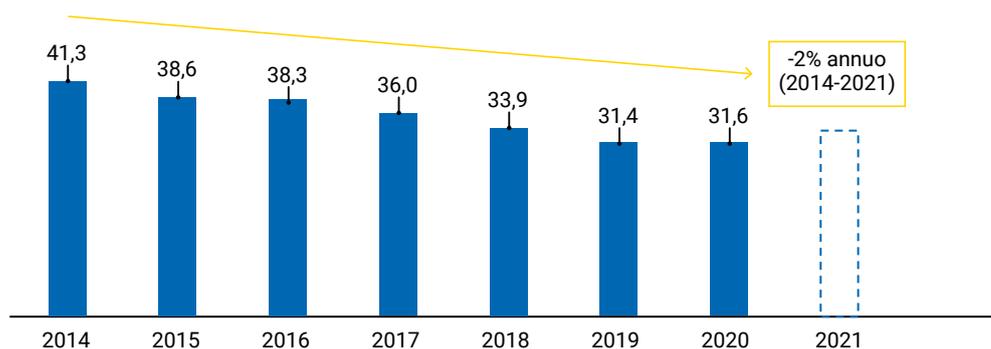
Eni Upstream ha avviato un monitoraggio progressivo degli impianti con lo scopo di identificare, quantificare e ridurre al minimo le emissioni fuggitive, implementando programmi di "Leak Detection And Repair" (LDAR)

IMPEGNO NELL'EFFICIENZA ENERGETICA

A partire dal 2018 Eni monitora l'intensità emissiva delle proprie attività industriali attraverso un apposito indice, che esprime l'intensità di emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 per unità di produzione energetica, misurandone quindi il grado di efficientamento in un contesto di decarbonizzazione. Su tale indice è stato imposto un target di miglioramento progressivo pari al 2% annuo rispetto al valore dell'indice del 2014. L'obiettivo è riferito all'indice complessivo Eni, mantenendo opportuna flessibilità nei trend dei singoli business.

Nel 2020 l'indice è stato pari a 31,6 tCO₂eq/kboe, sostanzialmente stabile rispetto al 2019 (31,4 tCO₂eq/kboe) principalmente per effetto del calo di produzione riconducibile all'emergenza sanitaria. Questo effetto è stato parzialmente controbilanciato dai progetti di efficienza energetica avviati o andati a regime nel corso dell'anno. Tale riduzione consente già di raggiungere l'obiettivo del 2021 ma Eni intende perseguire un miglioramento medio del 2% annuo per i prossimi anni.

Indice di Efficienza Operativa (tCO₂eq/kboe)



Nel 2020 Eni ha proseguito il piano di investimenti in progetti volti all'incremento dell'efficienza energetica negli asset e in progetti di sviluppo e revamping

Nel 2020 Eni ha proseguito infatti con il piano di investimenti sia in progetti volti direttamente all'incremento dell'efficienza energetica negli asset (€10 mln) sia in progetti di sviluppo e revamping con ricadute sulla performance energetica delle attività. Gli interventi effettuati nell'anno consentiranno a regime risparmi di combustibili pari a 287 ktep/anno (per la maggior parte in upstream), con un beneficio in termini di riduzione di emissioni pari a circa 0,7 milioni di tonnellate di CO₂eq. L'impegno al miglioramento delle performance energetiche è inoltre testimoniato dall'inclusione nel sistema normativo HSE Eni degli strumenti di gestione coordinati con gli schemi di certificazione ISO 50001. Il programma di energy assessment mirato all'individuazione di opportunità di miglioramento in ambito upstream, si è affiancato a partire dalla fine del 2019 ad un programma di gap analysis per il deployment dei sistemi di gestione energia, che ha coinvolto alcuni tra gli asset più energivori non ancora certificati nel 2020 e proseguirà nel 2021. Negli altri business, i cui siti più rilevanti in tema di consumi energetici sono già certificati da tempo, si è proceduto nel corso del 2020 alla transizione delle certificazioni alla nuova revisione della norma ISO 50001:2018.



Efficienza energetica upstream

Gli interventi di efficienza energetica hanno riguardato il revamping di compressori, l'ottimizzazione delle condizioni operative delle apparecchiature e delle reti di produzione, l'integrazione termica tra impianti limitrofi e l'importazione di energia elettrica dalla rete nazionale

Il miglioramento delle performance energetiche nel business upstream è stato possibile grazie ad interventi di revamping di compressori, ottimizzazione delle condizioni operative delle apparecchiature, ottimizzazione delle reti di produzione, integrazione termica tra impianti limitrofi ed importazione di energia elettrica dalla rete nazionale.

Tra le iniziative avviate nel corso del 2020, ha una certa rilevanza il progetto della nuova stazione di compressione elettrica nell'impianto di trattamento gas di Rubicone (DICS, Italia). L'intervento ha riguardato lo spegnimento del sistema di compressione presente sulla piattaforma offshore Cervia K e l'installazione nella centrale onshore di Rubicone di due compressori elettrici alternativi recuperati dalla Centrale di Candela e ricondizionati; i due compressori utilizzano energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione nazionale. Si prevede che il progetto a regime consentirà un risparmio energetico annuo di circa 8.000 tep, corrispondente ad un risparmio emissivo netto annuo (Scope 1+ Scope 2) di circa 20 kton.