



STRUMENTI DI MERCATO PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO DELLA FILIERA DEL GAS NATURALE

Amici della Terra Onlus
Ottobre 2020



STRUMENTI DI MERCATO PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO DELLA FILIERA DEL GAS NATURALE

Il presente studio è stato realizzato dagli Amici della Terra Onlus con il supporto di Environmental Defense Fund - Europa (EDF- Europe). Le attività di elaborazione dello studio sono state coordinate da Tommaso Franci. Tommaso Franci è autore delle parti 1, 2, 4.1 e 5, Laura Cutaia della parte 3, Claudia Checchi della parte 4.2 e Agime Gerbeti del Box n. 8

Sommario

Sommario	4
Abstract	6
Consumi di Energia e Filiera del Gas Naturale	10
1.1 Consumo di energia e gas naturale	10
1.1.1 Consumo di energia e gas naturale in Italia	10
1.1.2 Il bilancio del gas naturale in Italia.....	11
1.2 Produzione di gas naturale	14
1.2.1 Produzione di gas naturale in Italia	14
1.3 Importazioni di gas naturale in Italia	15
1.3.1 Importazioni di gas naturale	15
1.3.2 Importazioni da gasdotti per paese di origine.....	18
1.3.3 Importazioni di GNL per paese di origine	19
1.4 Consumi di gas naturale per settore di uso	21
1.4.1 Consumi per trasformazioni, del settore energia e per usi non energetici	21
1.4.2 Consumi finali di gas naturale per settore	22
Emissioni di Gas Serra	24
2.1 Emissioni di gas serra per settore.....	24
2.1.1 Emissioni di gas serra per settore in Italia.....	24
2.2 Emissioni di gas serra per tipo di gas	25
2.2.1 Emissioni di gas serra per tipo di gas in Italia	25
2.3 Emissioni di metano per settore	30
2.3.1 Emissioni di metano per settore in Italia	30
2.4 Emissioni di metano per usi energetici.....	33
2.4.1 Emissioni di metano per usi energetici in Italia.....	33
2.5 Emissioni di metano della filiera del gas naturale	34
2.5.1 Emissioni di metano della filiera del gas naturale in Italia	34
2.5.2 Livelli di attività per la stima delle emissioni di metano nella filiera del gas naturale	40
2.5.3 Coefficienti di emissione e metodi di stima	42
2.5.4 "Methane intensity" nella filiera del gas naturale	48
Applicazione dell'analisi del Ciclo di Vita Alla Filiera del Gas Naturale	51
3.1 Analisi del ciclo di vita e filiera del gas naturale	52

3.2 Letteratura su analisi del ciclo di vita nella filiera del gas naturale.....	60
3.3 Applicazione della certificazione carbon footprint (ISO 14067) alla filiera del gas naturale	76
3.4 Rassegna di casi di applicazione della carbon footprint alla filiera del gas naturale	78
Politiche e Regolazione per la Limitazione Delle Emissioni Dirette di Metano Nella Filiera del Gas Naturale.....	86
4.1 Politiche UE.....	86
4.1.1 Effort Sharing Regulation (ESR) e emissioni di metano.....	86
4.1.5 La strategia UE per la riduzione delle emissioni di metano	99
4.2 Regolazione delle infrastrutture di distribuzione e trasporto del gas naturale	106
Conclusioni e Proposte per la Introduzione di Strumenti di Mercato per la Riduzione Delle Emissioni Dirette di Metano Nella Filiera del Gas Naturale	112
5.1 Regolazione per la riduzione delle emissioni di metano delle reti di distribuzione e trasporto	113
5.2 Estensione ETS alle emissioni di metano delle infrastrutture nella filiera del gas naturale	114
5.3 IMEA per le emissioni di metano nella produzione del gas naturale	114
Bibliografia e Sitografia	116
Indice Delle Figure	120
Indice Delle Tabelle.....	121

Abstract

L'oggetto del presente studio è la possibile introduzione di strumenti di mercato finalizzati a ridurre le emissioni dirette di metano lungo la filiera del gas naturale, dalla produzione alla distribuzione. Il metano è, per importanza il secondo gas oggetto delle politiche di riduzione delle emissioni climalteranti (11% nella UE).

La prima parte dello studio è focalizzato sul caso dell'Italia, in relazione al contesto dell'Unione Europea. A questo fine viene analizzato il ruolo del gas naturale nell'ambito consumi di energia e le specificità della filiera di questa fonte energetica dal punto di vista delle modalità di produzione interna, di importazione, trasporto e distribuzione verso i centri di consumo. Il gas naturale in Italia è la prima fonte di energia utilizzata (circa 60 Mtep) e copre il 37% dei consumi. Negli ultimi anni oltre il 90% del gas naturale consumato in Italia viene importato, prevalentemente da paesi extra UE.

Nel secondo capitolo viene presentato il quadro complessivo delle emissioni di gas climalteranti in termini di macrosettori di emissioni e tipologia di gas climalterante. All'interno di questo quadro si mostra il ruolo delle emissioni metano (che sono il 10% delle emissioni di gas serra in Italia). Si evidenziano poi i settori (agricoltura, gestione dei rifiuti e energia) da cui provengono le emissioni di metano, con particolare riferimento agli usi energetici. Nell'ambito delle emissioni di metano da usi energetici i dati disponibili di quelle provenienti dai diversi segmenti della filiera del gas naturale mostrano che in totale sono 187,5 kt di CH₄ nel 2018, di cui il 5% dalla produzione, il 17% dal trasporto e il 78% dalla distribuzione.

Viene effettuato un focus sui dati dell'inventario italiano delle emissioni di gas serra, con un esame di quelli utilizzati in termini di livelli di attività dei diversi segmenti della filiera del gas naturale e i coefficienti di emissione utilizzati per la stima dei relativi livelli di emissione dirette di metano.

Da questo esame emerge che vi è un ampio margine di miglioramento della qualità dei dati che dovrebbe essere innalzata con un maggiore impiego di misurazioni e l'aggiornamento dei modelli di stima oggi utilizzati, oltre che con una maggiore collaborazione degli operatori con ISPRA, in particolare nei segmenti di produzione e processing.

Sulla base di questi dati è stata calcolata la methane intensity (valore % delle emissioni di metano rispetto alla quantità di gas naturale prodotto e immesso in rete) delle attività upstream (attività di estrazione e processing) per la produzione del gas naturale in Italia e nella UE. L'analisi compiuta sui dati degli inventari nazionali delle emissioni di gas

serra mostra per il 2018 un valore della methane intensity nella produzione di gas naturale dello 0,19% in Italia e dello 0,17% come valore medio nella UE. I valori che emergono sarebbero indicativi di una buona performance ma è necessario che vengano basati su dati più affidabili con un maggiore uso di misurazioni dirette e criteri omogenei nei diversi paesi UE.

Nel terzo capitolo il tema delle emissioni di metano della filiera del gas naturale viene inquadrato nell'ambito dell'analisi del ciclo di vita (Life Cycle Assessment - LCA) che può essere applicata anche ai prodotti energetici dell'attività estrattiva come il gas naturale. Viene esaminata la letteratura rilevante in materia di applicazione della LCA alla filiera del gas naturale che risulta ancora limitata e con risultati molto differenziati che evidenziano la scarsità di informazioni e in generale una sottostima nei dati ufficiali degli inventari nazionali delle emissioni climalteranti in particolare nei paesi da cui provengono le importazioni di gas naturale verso i paesi UE come l'Italia. Si individua la possibilità di utilizzare le procedure e le metodologie, basate sulla LCA, previste dalla norma ISO 14067 sulla carbon footprint dei prodotti in termini di emissioni di gas climalteranti. La norma può essere utilizzata dagli operatori dell'upstream per certificare in modo indipendente e riconosciuto a livello internazionale l'intensità emissiva del gas naturale nei segmenti di attività della di produzione (estrazione e processing) nei diversi siti in cui operano.

Nel quarto capitolo si esaminano gli elementi più significativi delle politiche e UE e della regolazione delle infrastrutture del gas in Italia che possono essere rilevanti per formulare proposte di introduzione di strumenti di mercato per le nuove politiche di riduzione delle emissioni di metano dalla filiera del gas naturale. Il punto di partenza è costituito dalle due principali linee di intervento oggi messe in campo dalla UE per la riduzione dei gas climalteranti: 1) le politiche ESR (Effort Sharing Regulation) per i settori e i gas serra (tra cui il metano) non soggetti al meccanismo ETS. Oggi per queste emissioni gli obiettivi al 2030 di riduzione sono fissati dal regolamento 2018/842/UE (per l'Italia -33% rispetto alla media degli anni 2016-2018); e 2) il meccanismo ETS da cui sono escluse le emissioni di metano. Tali linee di intervento sostanzialmente non contemplano misure specifiche per le emissioni di metano dalla filiera del gas naturale.

Si evidenzia che lo strumento delle garanzie di origine nel settore dell'energia è già previsto dalla normativa UE, ed è applicabile anche alle fonti non rinnovabili come il gas naturale.

Si esaminano alcune delle principali nuove iniziative della Commissione UE nell'ambito dell'European Green Deal costituite dal "Carbon border adjustment Mechanism" e dalla Strategia UE per la riduzione delle emissioni di metano (o "Methane Strategy"). La

proposta della Commissione di istituire un “Carbon border adjustment Mechanism” nasce per dare risposte efficaci ai problemi di carbon leakage generati dall’attuale funzionamento del meccanismo ETS. La Strategia UE per il metano viene introdotta per affrontare il tema delle emissioni di metano fino ad oggi sostanzialmente ignorato. Nell’ambito della rassegna sugli strumenti delle politiche UE si evidenzia il ruolo dell’iniziativa Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) coordinata dall’UNEP che appare come uno dei riferimenti scelti dalla Commissione per l’elaborazione della prima proposta di “Methane Strategy”.

Con riferimento alle contraddizioni generate dai processi di carbon leakage si presenta la proposta di Imposta sulle emissioni Aggiunte (IMeA) che potrebbe costituire il modo più efficace di introdurre il “Carbon border adjustment mechanism” previsto dall’European Green Deal e la cui impostazione può essere utilizzata anche nel caso delle emissioni di metano legate alle importazioni di gas naturale da paesi extra-UE.

La regolazione finalizzata alla riduzione delle emissioni di metano delle infrastrutture per la distribuzione e il trasporto del gas naturale nel caso italiano è ancora molto limitata, ma l’autorità per l’energia italiana (ARERA) è orientata a seguire le indicazioni che sono già state formulate dal Coordinamento delle autorità europee dell’energia (CEER) e che prevedono l’introduzione in modo organico di meccanismi regolatori per incentivare la riduzione delle emissioni di metano nelle infrastrutture del gas naturale sulla base di specifici standard di emissioni per le attività delle infrastrutture regolate.

Nella parte conclusiva dello studio si individuano tre principali opportunità di introduzione di strumenti di mercato nelle politiche di riduzione delle emissioni dirette di metano nella filiera del gas naturale che devono essere inquadrare nell’ambito delle politiche UE per la riduzione delle emissioni di gas serra e del quadro regolatorio europeo per le infrastrutture del sistema gas.



Nel contesto della UE il 74 % delle emissioni di metano della filiera del gas naturale provengono dai segmenti del trasporto e stoccaggio (21%) e da quello delle reti distribuzione (53%). Le attività di ambedue i segmenti sono oggetto dell’intervento delle autorità di regolazione nazionali dei mercati del gas naturale nel quadro delle disposizioni UE

sul mercato unico in questo specifico ambito. La regolazione delle infrastrutture può introdurre molte disposizioni di carattere vincolante per il loro esercizio ma anche introdurre dei benchmark di performance emissiva sulla base dei quali prevedere incentivi e disincentivi nella remunerazione degli operatori che gestiscono questo tipo di infrastruttura regolata, con particolare riguardo per le reti.

2 *

Estensione del regime ETS alle emissioni di metano dei grandi impianti e infrastrutture della filiera del gas naturale. Alcuni impianti e infrastrutture della filiera del gas naturale come le centrali di compressione della rete di trasporto e i terminali di rigassificazione sono già soggetti al regime ETS per le emissioni di CO₂. Si può prevedere che le emissioni di metano di questi e o altri grandi impianti (stoccaggi sotterranei) le cui emissioni dirette di metano in termini di CO₂ equivalente superano un determinato livello siano assoggettate al regime ETS. In modo analogo a come oggi avviene gli impianti delle categorie di attività già assoggettate al regime ETS.

3 *

Introduzione del meccanismo "IMEA" per le emissioni di metano nella produzione di gas naturale che avviene nel mercato interno, o importato da paesi extra UE. Come previsto dalla proposta di IMEA per le emissioni di CO₂ importate per i prodotti dell'industria manifatturiera è possibile ipotizzare un meccanismo di fiscalità ambientale non discriminatorio anche per le di emissioni dirette di metano nelle fasi di estrazione e processing per la produzione di gas naturale prodotto nella UE o importato da paesi extra UE.

Queste tre linee di intervento per la introduzione di strumenti di mercato possono costituire un pacchetto di misure integrate in grado di coprire le problematiche di emissioni di metano della filiera del gas naturale nei diversi segmenti di attività sia nell'ambito della UE che dei paesi extra-UE da cui provengono le importazioni di gas naturale verso il mercato interno europeo. Il funzionamento del pacchetto è basato sulla individuazione di benchmark di intensità delle emissioni di metano nei diversi segmenti della filiera del gas naturale.

L'introduzione di strumenti di mercato efficaci per sostenere lo sforzo di conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione legati alla riduzione delle emissioni di metano nella filiera del gas naturale può costituire il perno di un set complessivo strumenti necessario ad un salto di qualità in questo settore di intervento per la riduzione delle emissioni climalteranti.

#1

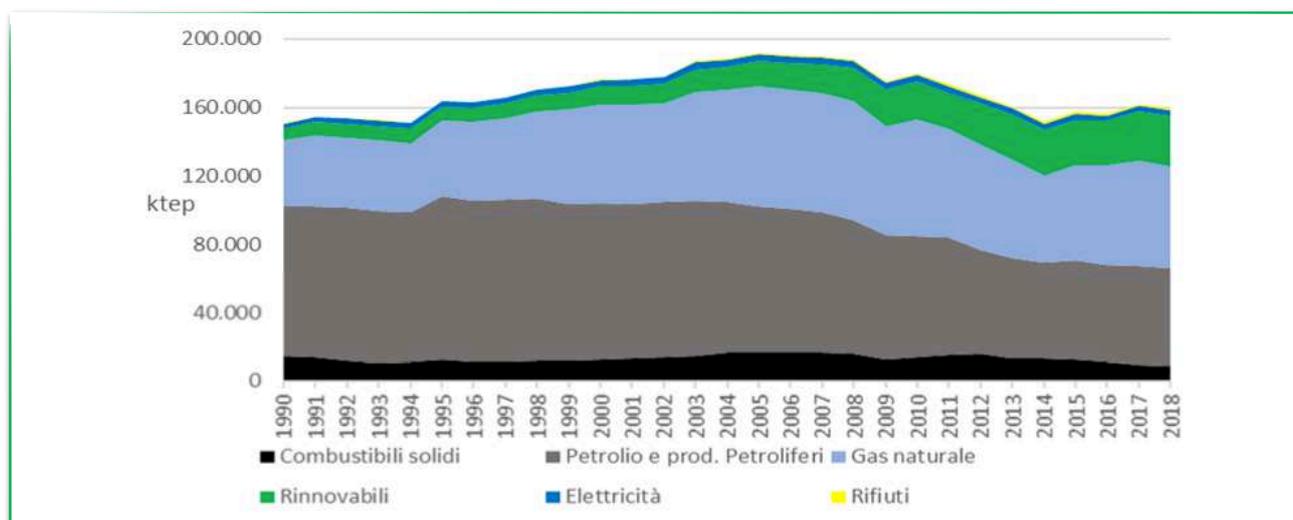
Consumi di Energia e Filiera del Gas Naturale

1.1 Consumo di energia e gas naturale

1.1.1 Consumo di energia e gas naturale in Italia

Il consumo complessivo di risorse energetiche, sia per usi finali che per trasformazioni come la generazione elettrica, in Italia era di circa 150 Mtep nel 1990, è arrivato a un massimo di circa 192 Mtep nel 2005, è tornato al livello del 1990 nel 2014, ed è successivamente risalito a circa 160 Mtep negli ultimi anni. Dal '90 al 2018 il gas naturale ha progressivamente accresciuto il suo ruolo nel mix energetico dell'Italia fino a diventare stabilmente la prima fonte energetica nel triennio 2016-2018 (**vedi Fig. 1**).

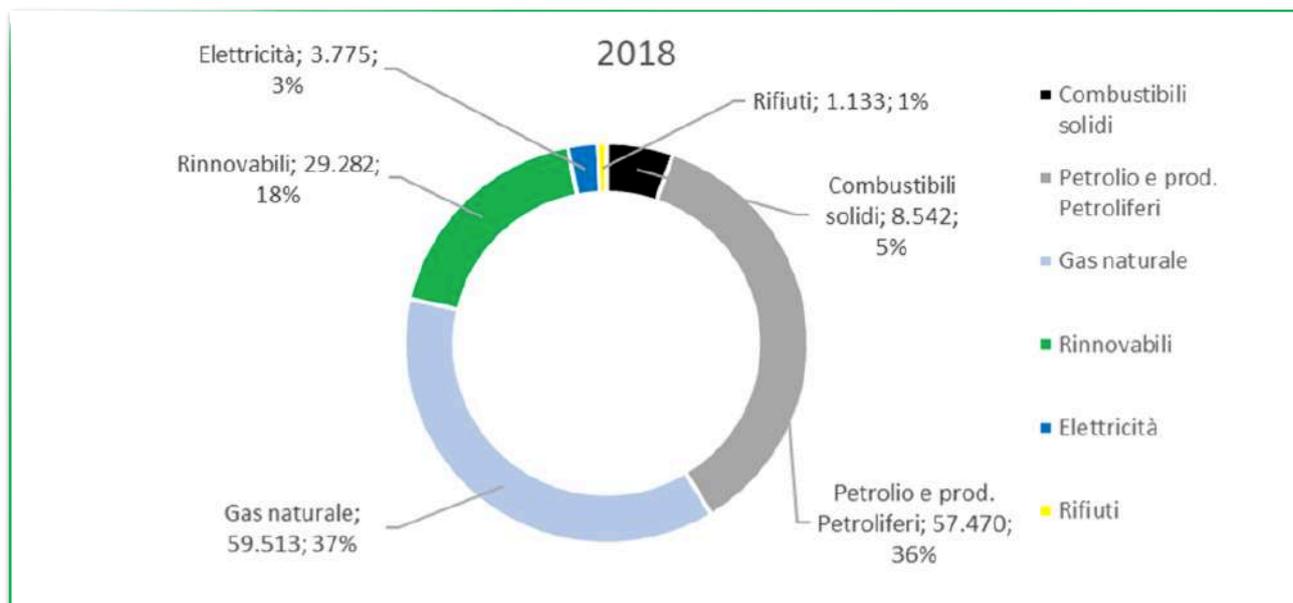
Figura 1. Italia: consumo interno lordo di energia, 1990 - 2018 (ktep)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

Il peso del gas naturale era del 26% nel 1990 ed è arrivato al 37 % nel 2018. Il peso di petrolio e prodotti petroliferi nello stesso periodo si è ridotto dal 58 al 36%. Rilevante anche la crescita delle rinnovabili, che sono passate dal 4 al 18 %. Il peso dei combustibili solidi è sempre stato al di sotto del 10%, ed oggi è del 5%. Nel mix energetico dell'Italia è assente l'uso dell'energia nucleare.

Figura 2. Italia: consumo interno lordo di energia, 2018 (ktep e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

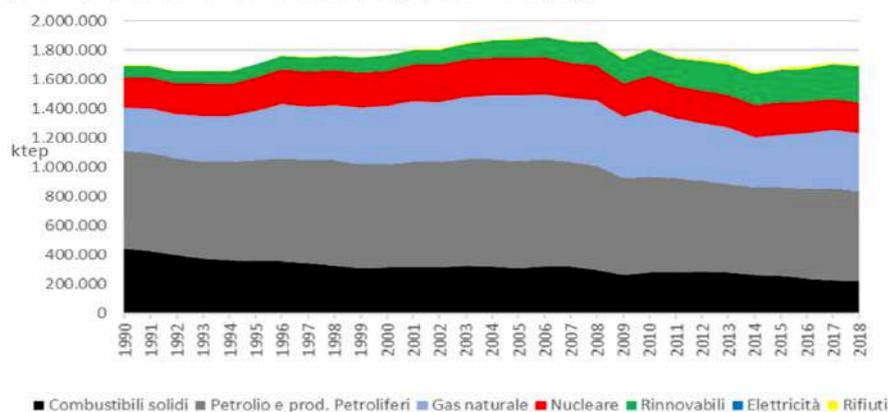
1.1.2 Il bilancio del gas naturale in Italia

Il bilancio del gas naturale mostra che in Italia il consumo complessivo di gas naturale (72.700 Mm³ pari a 59,5 Mtep nel 2018) è consentito da una quota maggioritaria e crescente di importazioni (67.800 Mm³ pari a 55,6 Mtep nel 2018) e da una sempre minore di produzione nazionale (5.500 Mm³ pari a 4,5 Mtep nel 2018). Nel caso italiano sono praticamente inesistenti flussi di esportazione, ma nei prossimi anni non si può escludere un loro aumento in particolare con attivazione, attesa a breve, di un nuovo punto di ingresso nella rete di nazionale di trasporto con il gasdotto internazionale TAP. In Italia sono attive quindici concessioni di stoccaggio sotterraneo di gas naturale, realizzati in giacimenti di produzione esauriti. La capacità disponibile presso i siti di stoccaggio in Italia è di circa 17.600 Mm³. I saldi su base annuale delle immissioni e prelievi negli stoccaggi di gas naturale, espressi dalla variazione delle scorte mostrano valori che oscillano tra un saldo positivo di 4.500 Mm³ nel 2000, e un saldo negativo di 1.400 di Mm³ nel 2003.

BOX 1__ Consumo di energia e gas naturale nell'Unione Europea

Il consumo di risorse energetiche nei paesi della UE era di circa 1703 Mtep nel 1990, ha raggiunto un massimo di circa 1900 Mtep nel 2005, ha oscillato attorno i 1698 Mtep nel triennio 2014-2016 ed è risalito sopra ai 1700 Mtep negli ultimi anni. Nel 1990 il gas naturale era la terza fonte energetica per importanza nel mix dei paesi UE, oggi è la seconda, con petrolio e prodotti petroliferi che continuano a essere la principale fonte energetica utilizzata.

Figura 1. UE 28: consumo interno lordo di energia, 1990 – 2018 (ktep)

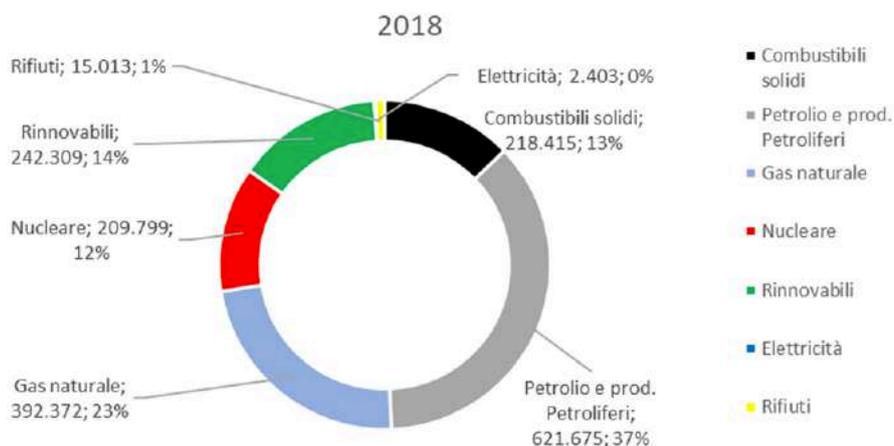


Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat

Il peso del gas naturale era del 17,4% nel 1990 ed è arrivato al 23 % nel 2018. Il peso di petrolio e prodotti petroliferi nello stesso periodo si è ridotto dal 39 al 37%. Nel mix europeo il nucleare ha mantenuto una quota del 12%, mentre i combustibili solidi dal 90 ad oggi sono passati dal 26 al 13%, con un valore più che doppio rispetto a quello dell'Italia. Le fonti rinnovabili nel mix UE erano al 4% nel 1990 e sono arrivate al 14% nel 2018.

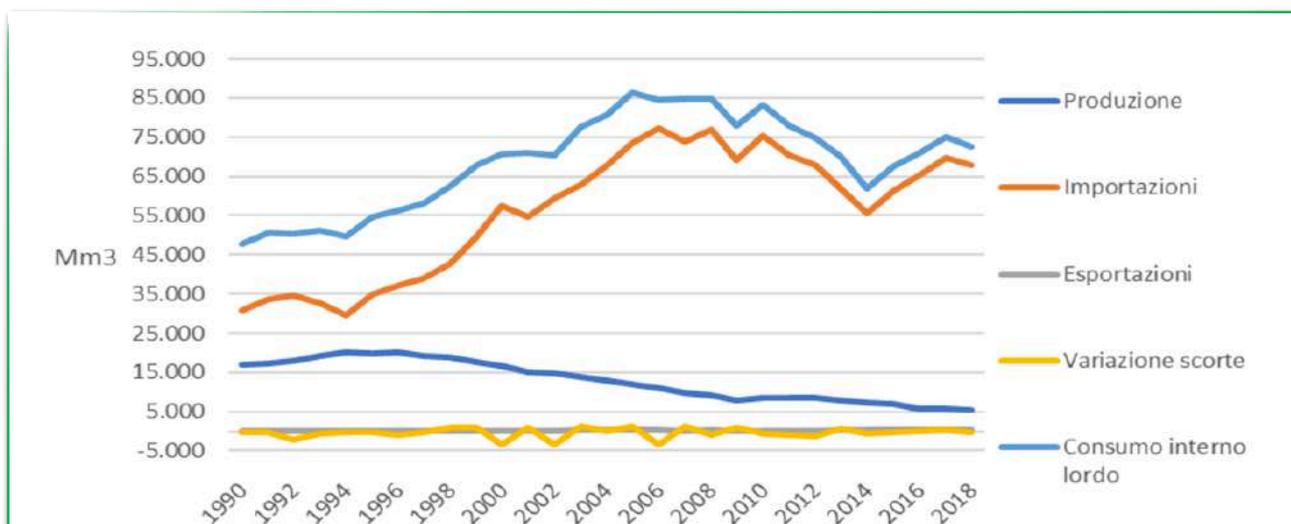
Figura 2. UE 28: consumo interno lordo di energia, 2018 (ktep e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat

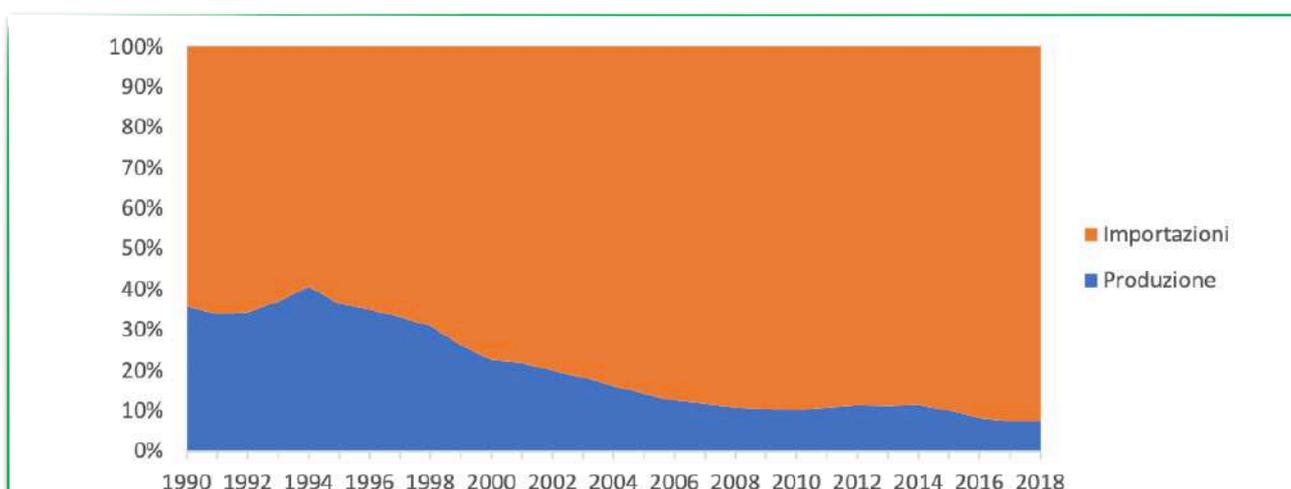
Figura 3. Italia: bilancio del gas naturale, 1990 - 2018 (Mm3)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

Come si può vedere dalla **Figura 4**, in Italia la produzione nazionale nei primi anni '90 copriva un 35-40% del fabbisogno del mercato italiano, mentre successivamente si è avuto un progressivo declino che ha portato negli ultimi anni tale valore al 7-8%, con un grado di dipendenza dall'estero superiore al 90%.

Figura 4. Italia: produzione interna e importazioni di gas naturale, 1990 - 2018 (%)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

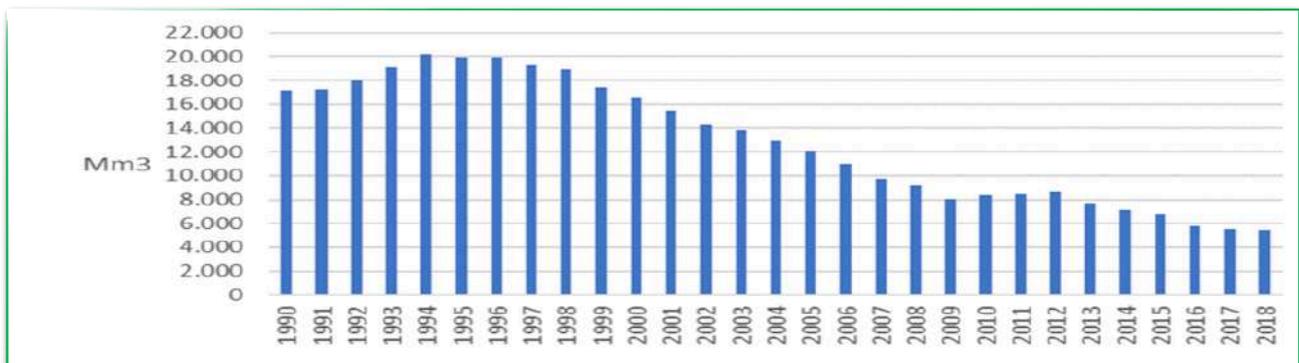
1.2 Produzione di gas naturale

1.2.1 Produzione di gas naturale in Italia

La produzione di gas naturale estratto in Italia nel 1990 era di circa 17.100 Mm³; è successivamente cresciuta fino ad un massimo di 20.200 Mm³ nel 1994 momento a partire dal quale si è avuto un trend continuo di calo fino ad oggi, che ha portato il volume del gas estratto ad un minimo di circa 4.800 Mm³ nel 2018. In questo periodo il peso della produzione italiana rispetto a quella complessiva dei paesi UE si è costantemente ridotta da un valore medio del 9% nei primi anni '90 fino ad un valore del 5% circa negli ultimi anni.

La produzione di gas naturale in Italia proviene circa per il 70% da giacimenti offshore (in particolare nel Mar Adriatico) e per il restante 30% da giacimenti a terra (onshore).

Figura 5. Italia: produzione di gas naturale, 1990 - 2018 (Mm³)

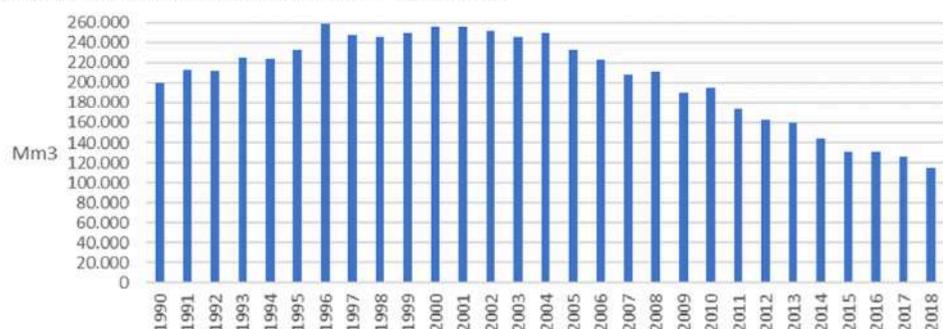


Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

BOX 2__ Produzione di gas naturale nell'Unione Europea

La produzione di gas naturale estratto nei paesi UE (28) nel 1990 era di circa 200.000 Mm³; è successivamente cresciuta fino ad un massimo di 240.000 Mm³ nel 1996, con una fase di sostanziale stabilità fino al 2004, momento dal quale si è avuto un trend continuo di calo fino ad oggi, che ha portato il volume del gas estratto ad un minimo di circa 114.000 Mm³ nel 2018.

Fig. 1 UE 28: produzione di gas naturale, 1990 - 2018 (Mm³)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat

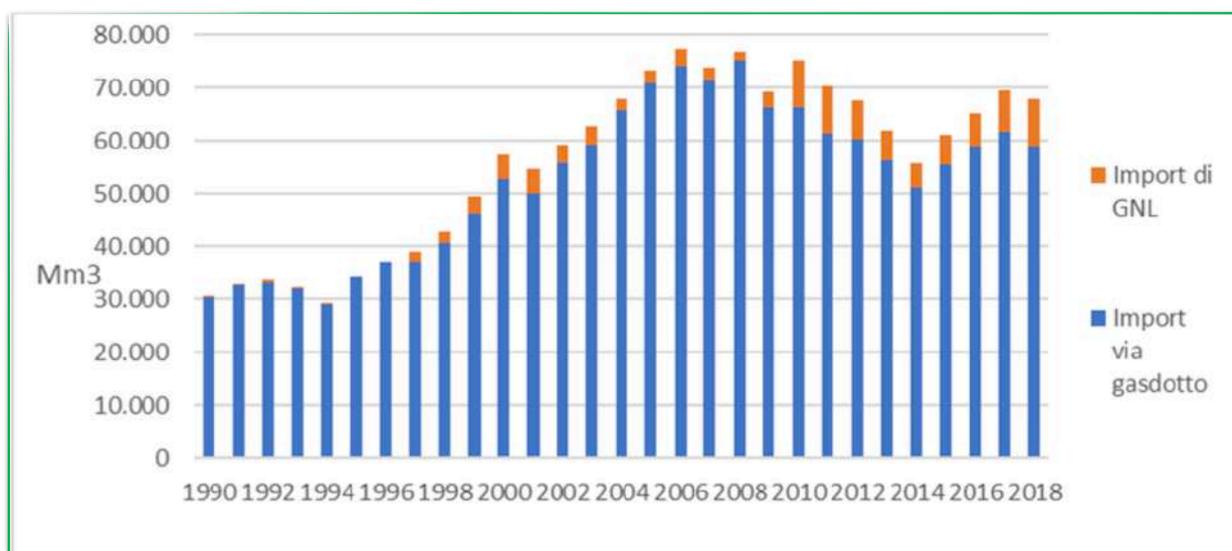
1.3 Importazioni di gas naturale in Italia

1.3.1 Importazioni di gas naturale

Le importazioni di gas naturale in Italia erano nel 1990 pari a circa 30.500 Mm³; tale valore è rimasto sostanzialmente stabile fino al 1994 momento dal quale si è avuto un trend di continua crescita fino alla metà degli anni 2000, che ha portato il volume del gas importato ad un massimo di circa 77.400 Mm³ nel 2006. Successivamente si è avuto un trend di calo delle importazioni, che nel 2014 hanno toccato un valore di circa 55.800, Mm³ per poi riportarsi a quasi 68.000 Mm³ nel 2018. In questo periodo il peso delle importazioni di gas è costantemente aumentato da un valore medio del 65% del fabbisogno nei primi anni '90, fino ad un valore del 93% circa negli ultimi anni.

Come si può vedere dalla **Figura 6**, l'importazione di gas naturale in Italia avviene con due modalità di trasporto: quella dei gasdotti di importazione e quella dei terminali di rigassificazione, presso i cui stoccaggi il gas naturale viene consegnato in forma liquefatta tramite navi metaniere. Fino alla fine degli anni '90 le importazioni di gas sono avvenute quasi esclusivamente tramite gasdotti. Dalla fine degli anni '90 alla fine degli anni 2000 dai terminali di rigassificazione è transitato mediamente il 5% delle importazioni di gas naturale. Dal 2010 ad oggi tale valore è stato mediamente del 10%.

Figura 6. Italia: importazione di gas naturale, 1990 - 2018 (Mm³)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

Il gas naturale importato in Italia arriva quasi esclusivamente da 5 gasdotti internazionali e tre terminali di rigassificazione (vedi Tabella 1). Due punti di ingresso dei gasdotti internazionali sono in Sicilia, a Mazara del Vallo dove arriva il gas dalla Libia, e a Gela dove arriva quello dall'Algeria.

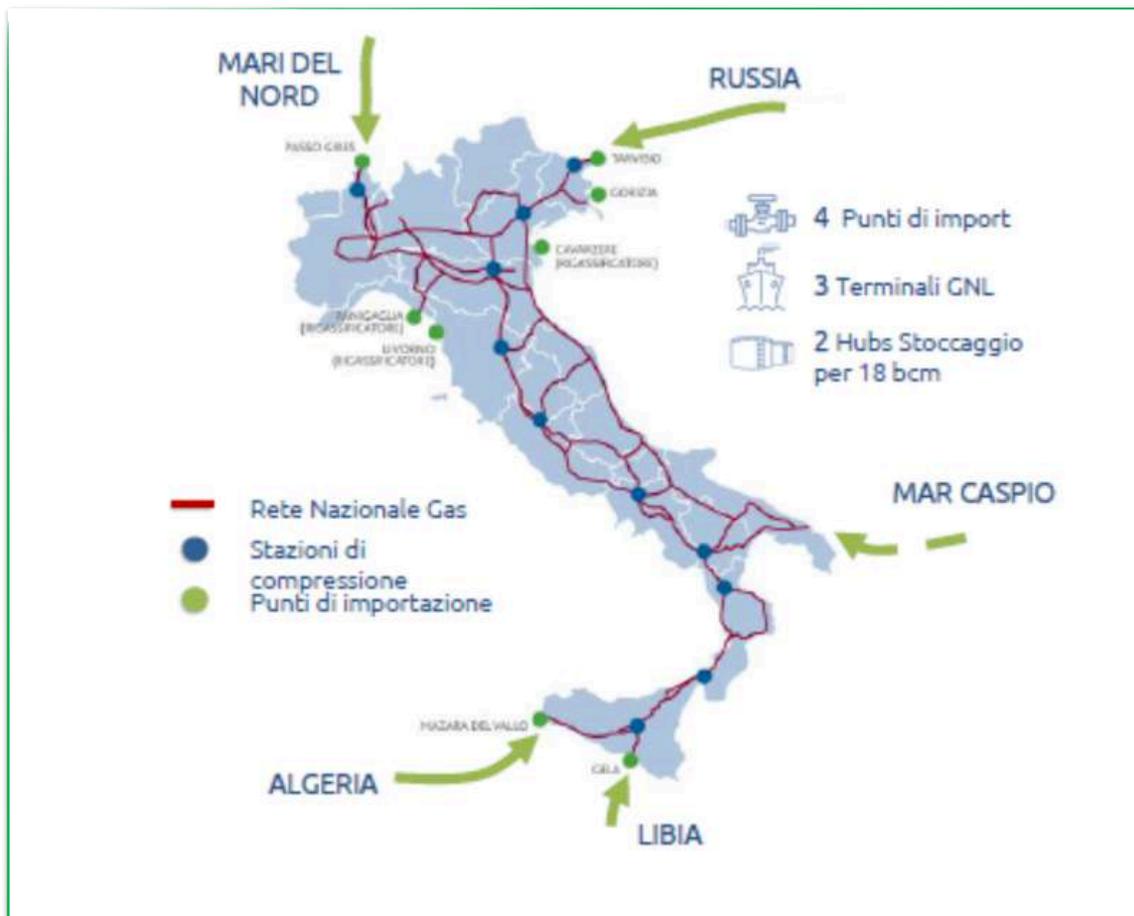
Tabella 1. Italia: importazioni di gas naturale per punti di ingresso, 2010-2019 (Mm3)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
per punto di ingresso	MAZARA DEL VALLO	25.945	21.309	20.632	12.460	6.774	7.244	18.873	18.880	17.095	10.206
	GELA	9.410	2.339	6.470	5.704	6.512	7.107	4.807	4.641	4.467	5.701
	TARVISIO	22.492	26.451	23.851	30.265	26.154	29.918	28.267	30.180	29.688	29.856
	PASSO GRIES	7.828	10.859	9.034	7.495	11.433	10.635	6.697	7.248	7.760	11.127
	PANIGAGLIA (GNL)	2.012	1.925	1.131	39	70	34	207	632	895	2.448
	CAVARZERE (GNL)	7.083	7.068	6.204	5.377	4.447	5.942	5.670	6.966	6.743	7.938
	LIVORNO (GNL)	-	-	-	264	57	60	510	944	1.105	3.585
	GORIZIA	135	155	155	5	0	27	6	25	25	16
	ALTRI	450	262	249	356	309	234	247	134	96	42
	Totale IMPORTAZIONI	75.354	70.369	67.725	61.966	55.757	61.201	65.284	69.650	67.872	70.919

Fonte: MSE

Altri tre punti di ingresso della rete europea di trasporto sono localizzati sulla frontiera alpina, a Tarvisio e Gorizia dove arriva quello importato dalla Russia, e a Passo Gries, punto di ingresso dei flussi in arrivo dai gasdotti dell'Europa settentrionale.

Figura 7. Italia: punti di ingresso per le importazioni di gas naturale

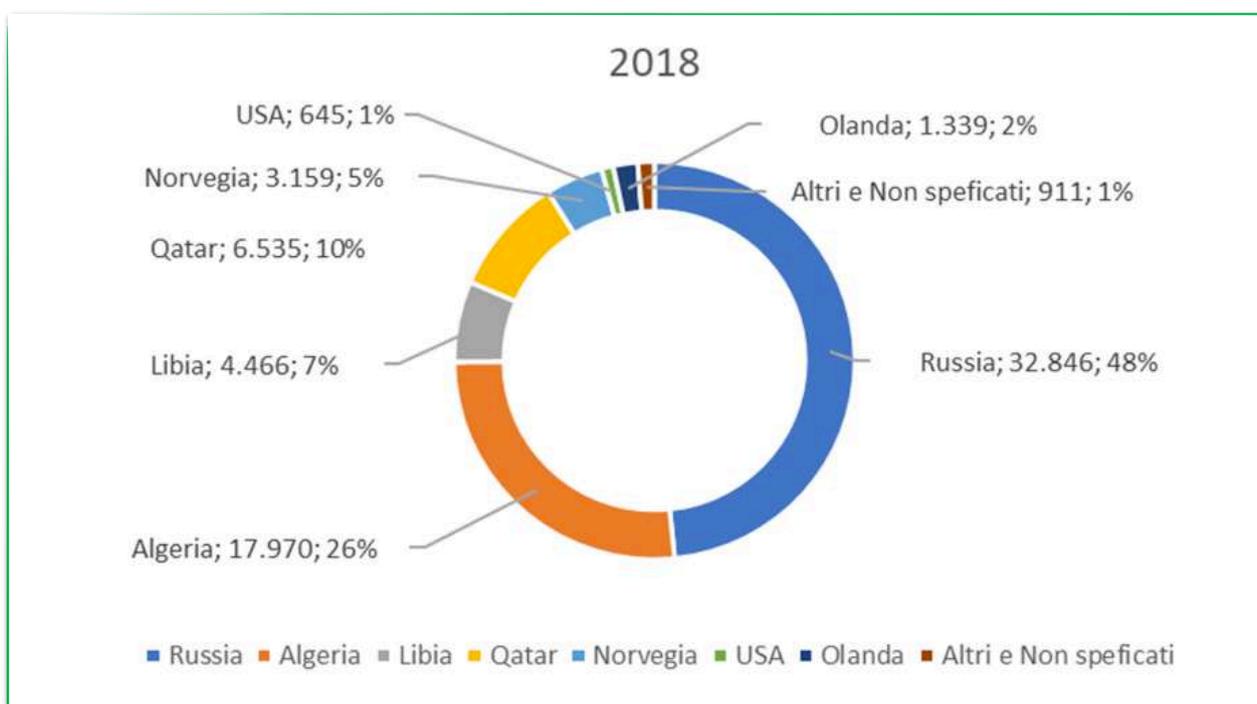


Fonte: SNAM



Analizzando la provenienza per paese di origine del gas importato in Italia, si evidenzia il ruolo preponderante di quello proveniente dalla Russia che nel 2018, con 32.800 Mm3, ha coperto il 48% delle importazioni. Il secondo fornitore è l'Algeria, che nel 2018 con 18.000 Mm3 ha coperto il 26% dell'import. Seguono il Qatar con 6.500 Mm3 (10%), la Libia 4.500 Mm3 (7%), e la Norvegia con 3.1 Mm3 (5%).

Figura 8. Italia importazione di gas naturale per paese di origine, 2018 (Mm3 e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

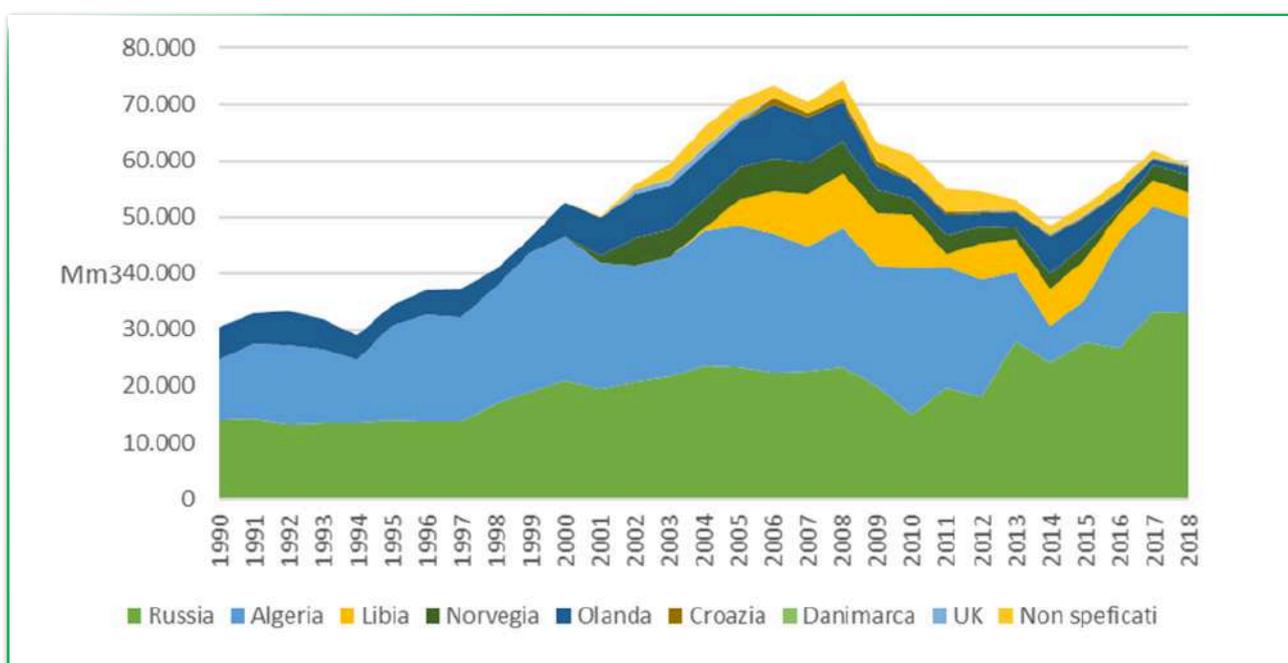
1.3.2 Importazioni da gasdotti per paese di origine

Le importazioni da gasdotto nel decennio degli anni '90 sono state coperte prevalentemente da Russia e Algeria e in parte dalla produzione dell'Olanda.

Dal 2000 ad oggi oltre alle forniture da gasdotto provenienti da Russia, Algeria e Olanda si sono aggiunte quote significative dalla Libia e dalla Norvegia. A queste si sono aggiunte quote minori, e in modo non continuativo, da Gran Bretagna, Danimarca e Croazia.

Nel 2018 il 56% delle importazioni italiane di gas naturale da gasdotto sono state coperte dalla Russia, con un volume di 32.800 Mm³ transitati da Tarvisio e in parte da

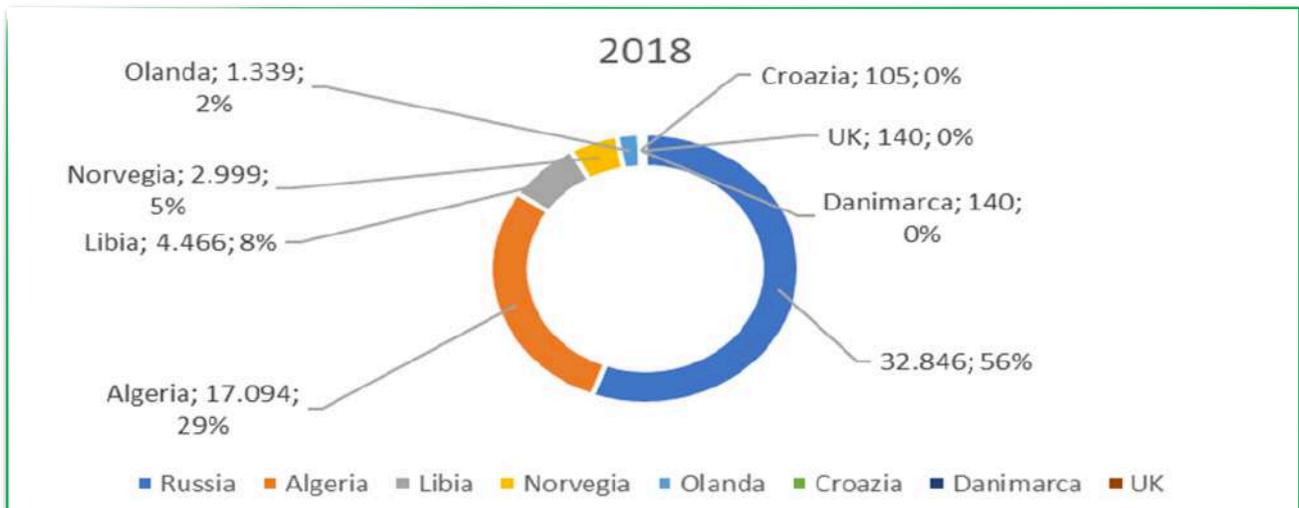
Figura 9. Italia: importazione di gas naturale tramite gasdotto per paese di origine, 1990 - 2018 (Mm³)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

Passo Gries. L'Algeria ha coperto il 29% delle importazioni (17.000 Mm³) tramite il gasdotto sottomarino che arriva a Mazara del Vallo. Il terzo fornitore è la Libia con un volume di 4.500 Mm³, pari all'8% del gas importato dal gasdotto che arriva a Gela. A questi volumi si aggiungono i flussi provenienti dai gasdotti del Nord-Europa a Passo Gries, costituiti dalle forniture norvegesi pari a 3.000 Mm³ (5%) e quelle dall'Olanda per circa 1.300 Mm³ (2%). E' da evidenziare che nel caso della Norvegia e dell'Algeria come oltre alle forniture tramite gasdotto vi siano anche quelle tramite GNL come illustrato nel paragrafo successivo.

Figura 10. Italia: importazione di gas naturale tramite gasdotto per paese di origine, 2018 (Mm3 e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

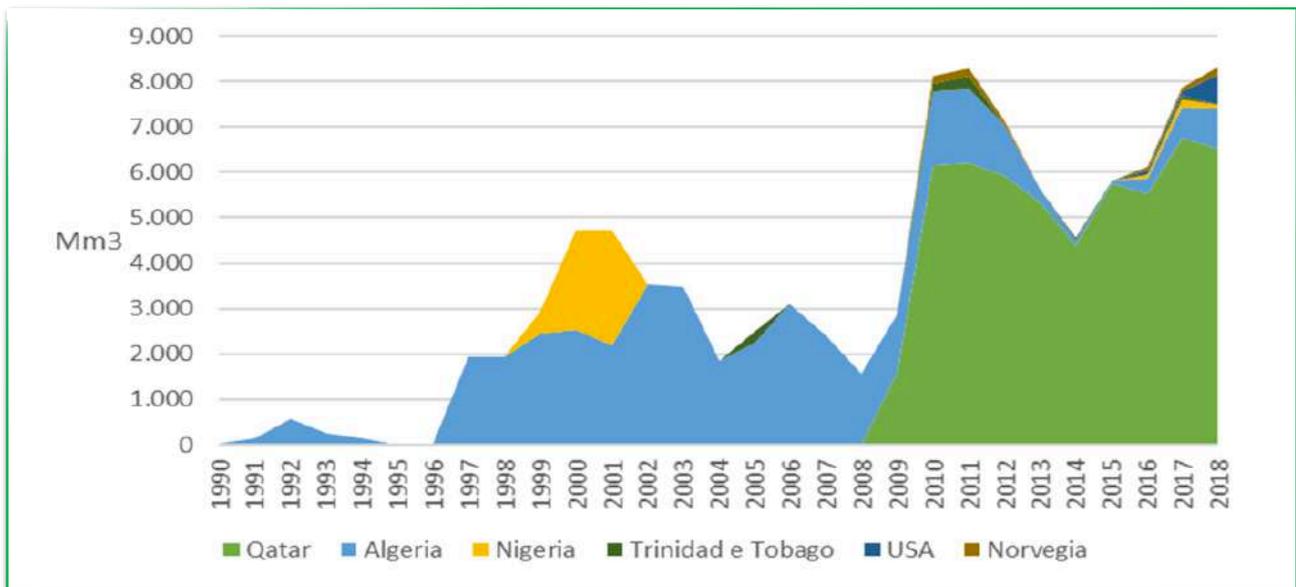
1.3.3 Importazioni di GNL per paese di origine

In Italia sono presenti tre terminali di rigassificazione. Il primo è stato quello già operativo dagli anni '70, di GNL Italia (Gruppo Snam) a Panigaglia (SP) sulla costa ligure. Successivamente ne sono entrati in funzione altri due localizzati a mare, il terminale Adriatic LNG di fronte a Rovigo, entrato in funzione a fine 2009, e nel 2013 la FSRU di Olt off-shore LNG Toscana, localizzata di fronte a Livorno.

Nella prima metà degli anni '90 le importazioni GNL sono state molto limitate. Dalla seconda metà degli anni 90 fino alla fine degli anni 2000 sono stati importati mediamente 3.000 Mm3 di gas naturale, tramite carichi di GNL provenienti prevalentemente dall'Algeria e in parte dalla Nigeria. Dal 2010 ad oggi sono stati importati mediamente 7 miliardi di m3 di gas naturale su metaniere provenienti prevalentemente dal Qatar e in misura minore dall'Algeria e altri paesi, con una crescente diversificazione negli ultimi anni.



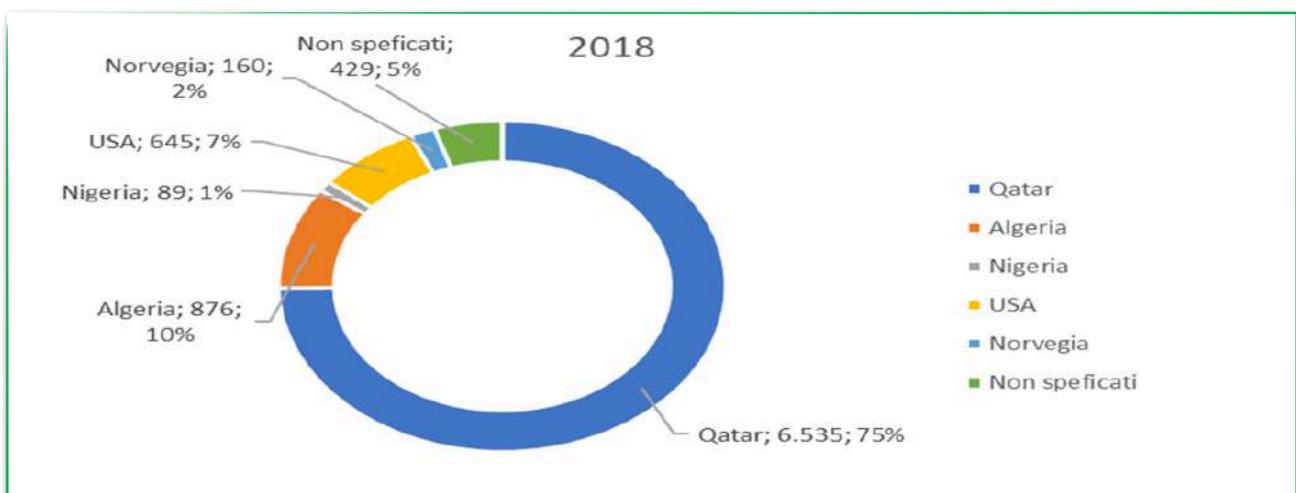
Figura 11. Italia: importazione di gas naturale tramite terminali GNL per paese di origine, 1990 - 2018 (Mm3)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

Nel 2018 tre quarti del GNL importato proveniva dal Qatar e il 10% dalla Algeria. A questo si aggiungono i carichi provenienti dagli USA per il 7%, dalla Norvegia per il 2% e dalla Nigeria 1%; oltre a un 5% di cui non è specificata la provenienza nelle statistiche disponibili.

Figura 12. Italia importazione di gas naturale tramite terminali GNL per paese di origine, 2018 (Mm3 e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

1.4 Consumi di gas naturale per settore di uso

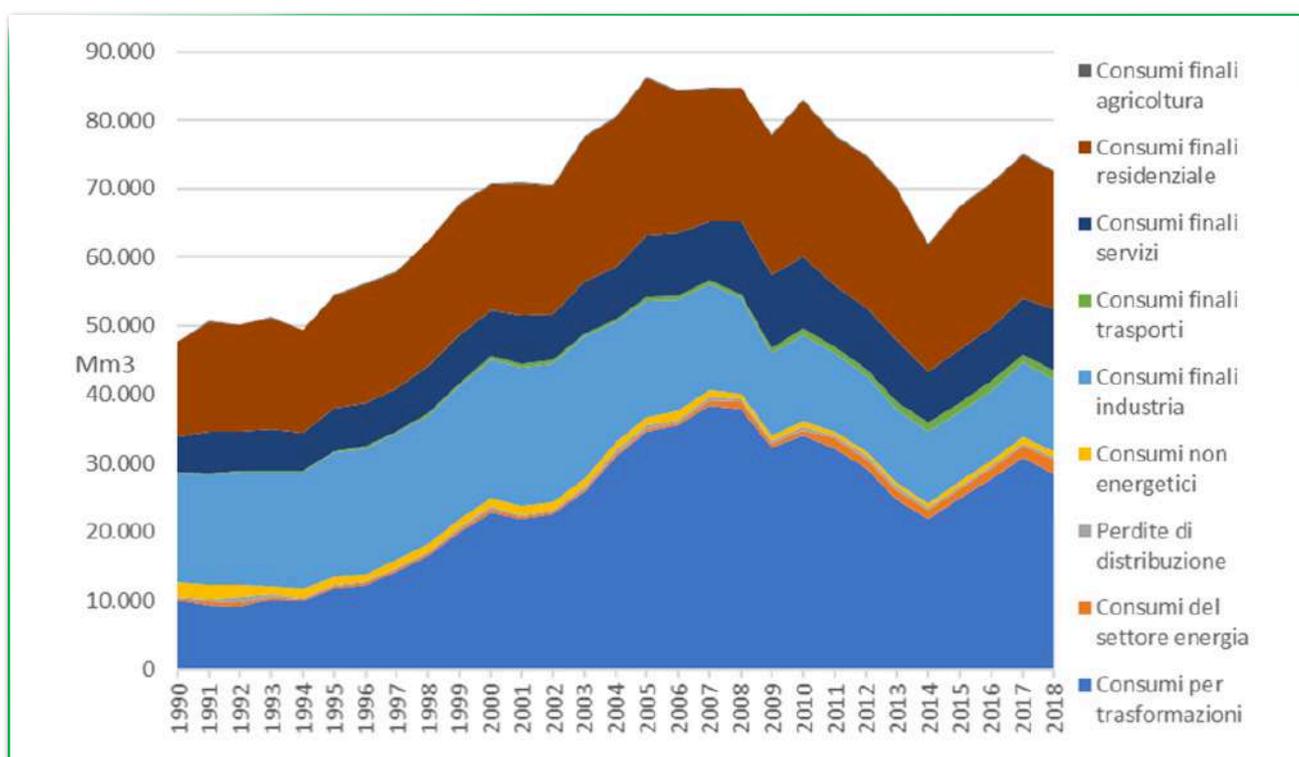
1.4.1 Consumi per trasformazioni, del settore energia e per usi non energetici

Oggi il principale settore di impiego del gas naturale in Italia è costituito dai **consumi per trasformazioni energetiche nella produzione di elettricità e calore derivato**. Nel 1990 i consumi di gas naturale per trasformazioni era di 10.094 Mm³ (8.267 ktep); con il ruolo crescente e prevalente che questa fonte ha assunto nel mix nella produzione di energia elettrica in Italia, il livello dei questi consumi negli ultimi anni è quadruplicato rispetto al 1990, con un valore di 28.553 Mm³ (23.385 ktep) nel 2018. Molto rilevante è anche il consumo per la produzione di calore derivato (anche in cogenerazione) utilizzato nei processi industriali e nelle reti di teleriscaldamento.

I **consumi di gas naturale del settore energia**, come l'impiego di gas naturale nei processi degli impianti di raffinazione, è passato con un incremento costante, da poco meno di 331 Mm³ (300 ktep) nel 1990 a quasi 1.933 Mm³ (1.600 ktep) nel 2018.

L'impiego del gas naturale per **usi non energetici** come consumi di processo nelle attività industriali, è passato con un trend di riduzione costante nel periodo considerato, da circa 2.000 Mm³ (1.700 ktep) nel 1990 a poco più 750 Mm³ (600 ktep) nel 2018.

Figura 13. Italia: impieghi e consumi finali di gas naturale, 1990 - 2018 (Mm³)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat

Tra gli impieghi di gas naturale registrati dal bilancio energetico Eurostat figura anche la voce perdite di distribuzione: tra il 1990 e il 2000 i dati mostrano un'alta variabilità per l'Italia, con un valore oscillante tra un minimo di 75 Mm³ (61 ktep) nel 1996 e un massimo di 987 Mm³ (808 ktep) nel 1993. Nel periodo successivo fino ad oggi tale variabilità appare minore, con un minimo nel 2002 di 142 Mm³ (116 ktep) e un massimo di 678 Mm³ (555 ktep) nel 2007; con un valore che oscilla di poco attorno ai 370 Mm³ (300 ktep) nel quadriennio dal 2015 al 2018. L'andamento dei valori delle perdite di distribuzione registrato dal bilancio energetico Eurostat appare sostanzialmente correlato a quelli dei consumi finali degli utenti del residenziale e del terziario, che si riforniscono dalle reti di distribuzione del gas naturale.

1.4.2 Consumi finali di gas naturale per settore

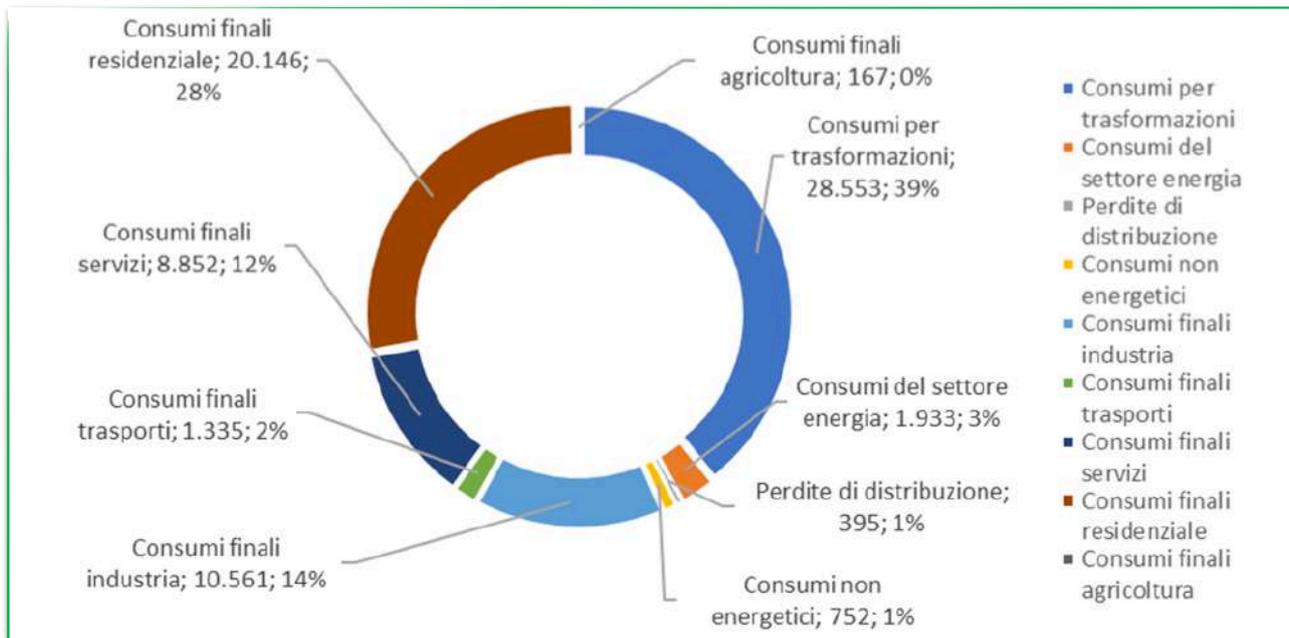
Gli impieghi di gas naturale per **consumi finali di energia dell'industria** nel 1990 15.837 Mm³ (12.971 ktep), costituivano la prima voce della richiesta gas naturale. Tale valore ha avuto un trend di crescita fino ad un massimo di quasi 20.700 Mm³ (17.000 ktep) nel 2003, dopodiché si è progressivamente ridotto fino ad un valore di quasi 10.560 Mm³ (8.650 ktep) nel 2018. Dal 2003 i consumi del residenziale hanno superato quelli dell'industria. Da evidenziare che i consumi di gas dell'industria vengono prevalentemente forniti alle utenze direttamente tramite la rete di trasporto, senza transitare dalle reti di distribuzione.

I consumi di gas naturale del **residenziale** erano pari a 13.814 Mm³ (11.313 ktep) nel 1990, sono costantemente cresciuti fino a 22.830 Mm³ (18.698 ktep) nel 2010, e si sono stabilizzati attorno ai 20.740 Mm³ (17.000 ktep) nel quadriennio 2015-2018 diventando la prima voce dei consumi finali di gas naturale.

Il settore dei **servizi** ha visto una crescita della domanda di gas naturale che da un livello di 5.141 Mm³ (4.211 ktep) nel 1990 è raddoppiata arrivando nel 2010 ad un massimo di 10.500 Mm³ (8.614 ktep), livello che si è lievemente ridotto negli anni successivi ad un valore di 8.850 Mm³ (7.250 ktep).

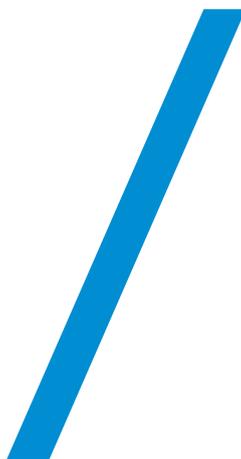
In Italia sono particolarmente rilevanti rispetto agli altri paesi europei i consumi di gas naturale per **trasporti**, che partendo da un livello del 1990 di 255 Mm³ (218 ktep) sono arrivati a circa 1.330 Mm³ (1.100 ktep) negli ultimi tre anni. E' necessario specificare che nel bilancio energetico Eurostat la voce dei consumi finali di energia per trasporti include anche quelli per il funzionamento delle reti di trasporto (come le centrali di compressione) del gas naturale, che nel 2017 sono circa il 17% di quelli complessivi, pari a 265 Mm³ (217 ktep).

Figura 14. Italia impieghi e consumi finali di gas naturale, 2018 (Mm3 e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MSE

In conclusione il quadro degli impieghi complessivi di gas naturale in Italia mostra che nel 2018 la prima voce di consumo è quella per la produzione di energia elettrica e calore derivato (39%), seguita dal residenziale (con una quota del 28%) e dall'industria (14%). I consumi finali del settore dei servizi pesano per il 14%, quelli del settore energia per il 3%, quelli per trasporti per il 2% e gli impieghi per usi non energetici del gas naturale per poco più dell'1%.



#2

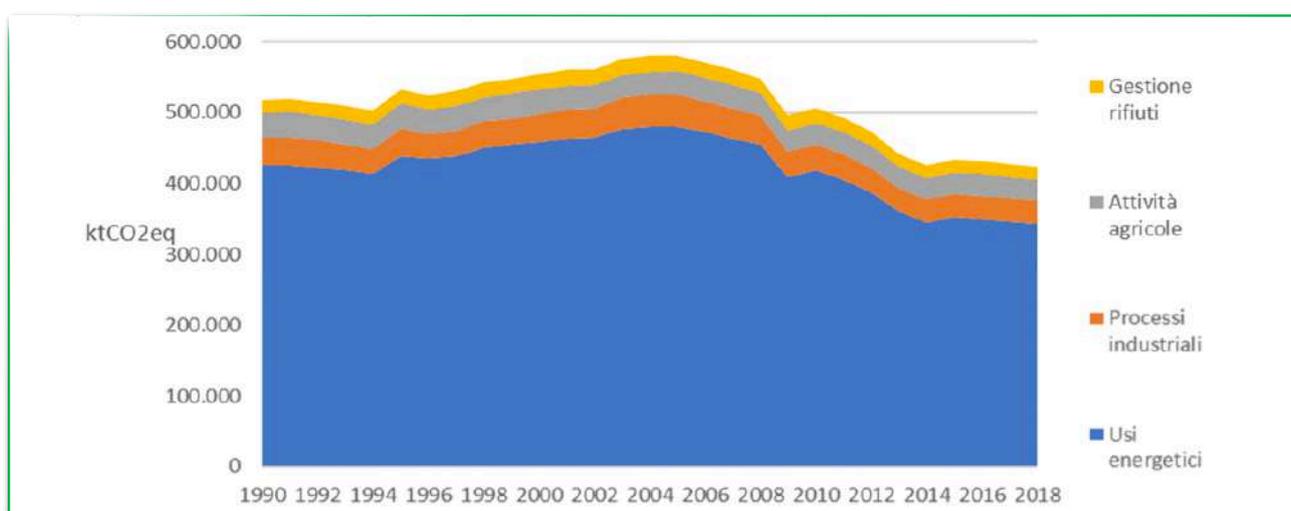
Emissioni di Gas Serra

2.1 Emissioni di gas serra per settore

2.1.1 Emissioni di gas serra per settore in Italia

Le emissioni di gas serra in Italia hanno un trend di crescita dal 1990 al 2007 che parte da un livello iniziale di quasi 518.000 fino a circa 560.000 migliaia di tonnellate di CO₂ equivalente (ktCO₂eq), con una crescita dell'8,1 % in 17 anni. Successivamente si è avuto un calo continuo fino ad arrivare a circa 422.000 ktCo₂eq nel 2018, con un calo del 18,3 % rispetto al 1990, valore non molto distante dal target 2020 UE di riduzione del 20% rispetto al livello del 1990.

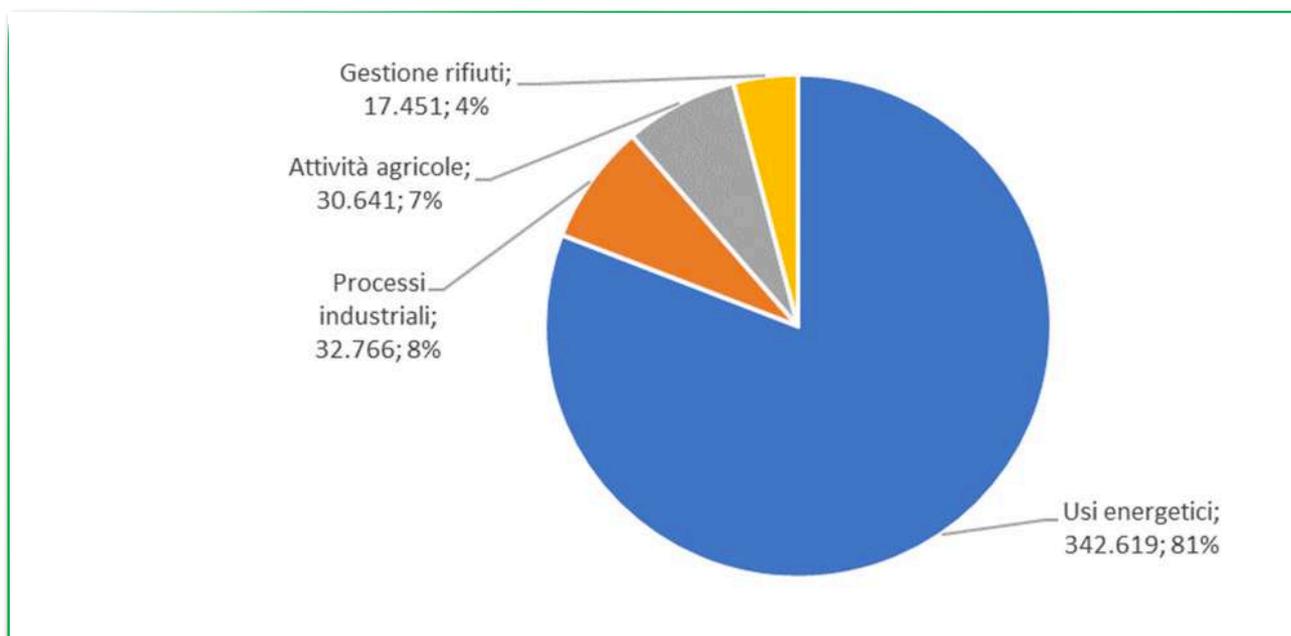
Figura 15. Italia: emissioni di gas serra per settore, 1990 - 2018 (ktCO₂eq)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA e Eurostat

In Italia nel 2018 le emissioni climalteranti derivanti da usi energetici pesano per l'81%, le attività agricole sono responsabili del 7%, quelle derivanti da processi industriali pesano per l'8%, e quelle causate dalla gestione dei rifiuti sono il 4%.

Figura 16. Italia: emissioni di gas serra per settore, 2018 (ktCO₂eq e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

2.2 Emissioni di gas serra per tipo di gas

2.2.1 Emissioni di gas serra per tipo di gas in Italia

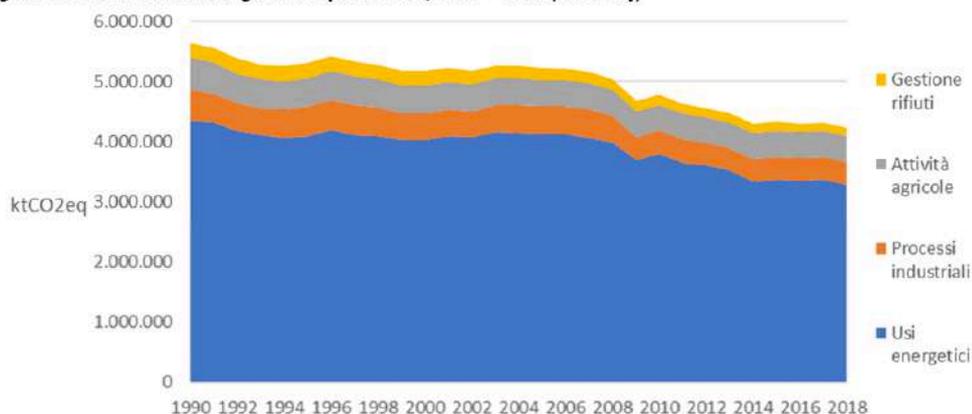
Il biossido di carbonio (CO₂) è il principale gas climalterante e costituisce oltre l'80% delle emissioni complessive di gas serra; ed è prevalentemente originato dai processi di combustione dei combustibili fossili per usi energetici, il cui consumo è tutt'oggi fortemente correlato all'andamento delle attività economiche e di consumo. Il metano è il secondo gas serra per importanza, e costituisce circa il 10% delle emissioni climalteranti. Il metano ha un potenziale di riscaldamento globale (Global Warming Potential o GWP) molto forte, che nei dati statistici utilizzati, a parità di massa, viene considerato 25 volte maggiore¹ di quello della CO₂. Su un orizzonte temporale di 20 anni il potenziale di riscaldamento globale ha invece un valore molto più alto paria a 84 volte quello della CO₂.

¹ Nei dati ISPRA e Eurostat utilizzati nelle elaborazioni grafiche l'orizzonte temporale del potenziale di riscaldamento globale (GWP) del metano è di 100 anni.

BOX 3__ Emissioni di gas serra per settore nell'Unione Europea

Le emissioni climalteranti dei paesi della UE dal 1990 al 2018 hanno avuto un trend di calo sostanzialmente continuo, passando da un valore iniziale di 5.649.529 di ktCO₂ fino a 4.231.384 ktCO₂eq, con una riduzione del 25% in 28 anni e avendo già conseguito l'obiettivo di riduzione del 20% previsto per il 2020.

Figura 1. UE 28: emissioni di gas serra per settore, 1990 – 2018 (ktCO₂eq)

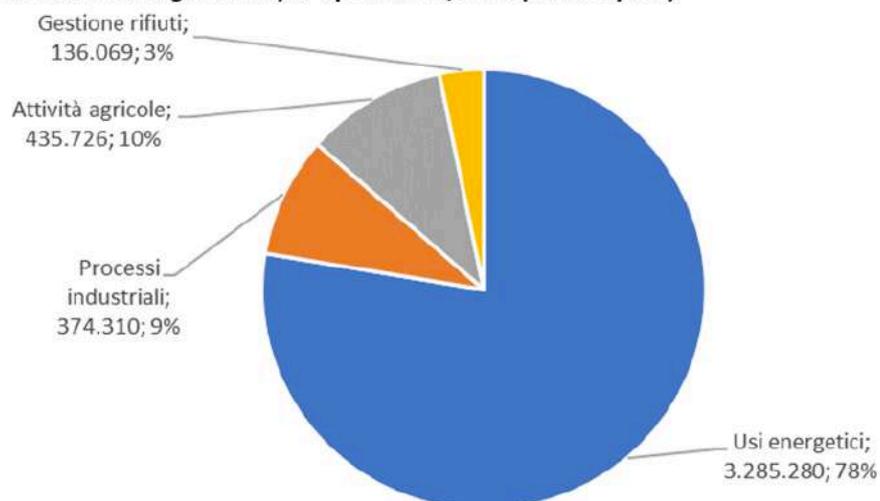


Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

Nella UE nel 2018 le emissioni climalteranti derivanti da usi energetici pesano per l'78%, le attività agricole sono responsabili del 10%, quelle derivanti da processi industriali pesano per l'9%, e quelle causate dalla gestione dei rifiuti sono il 3%.

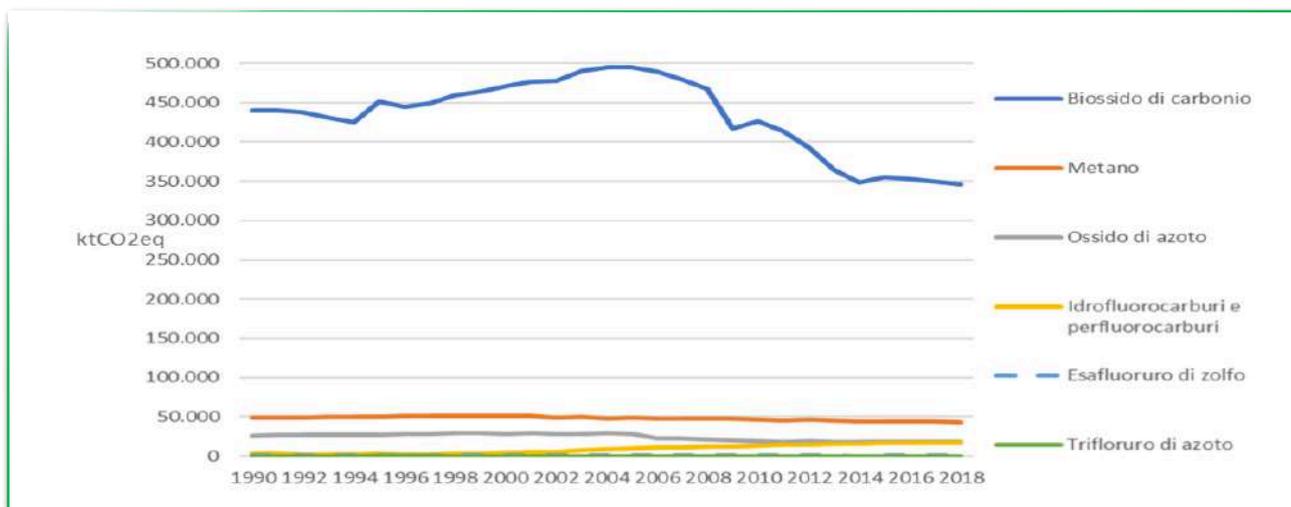
Figura 2. UE 28: emissioni di gas serra per tipo settore, 2018 (ktCO₂eq e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

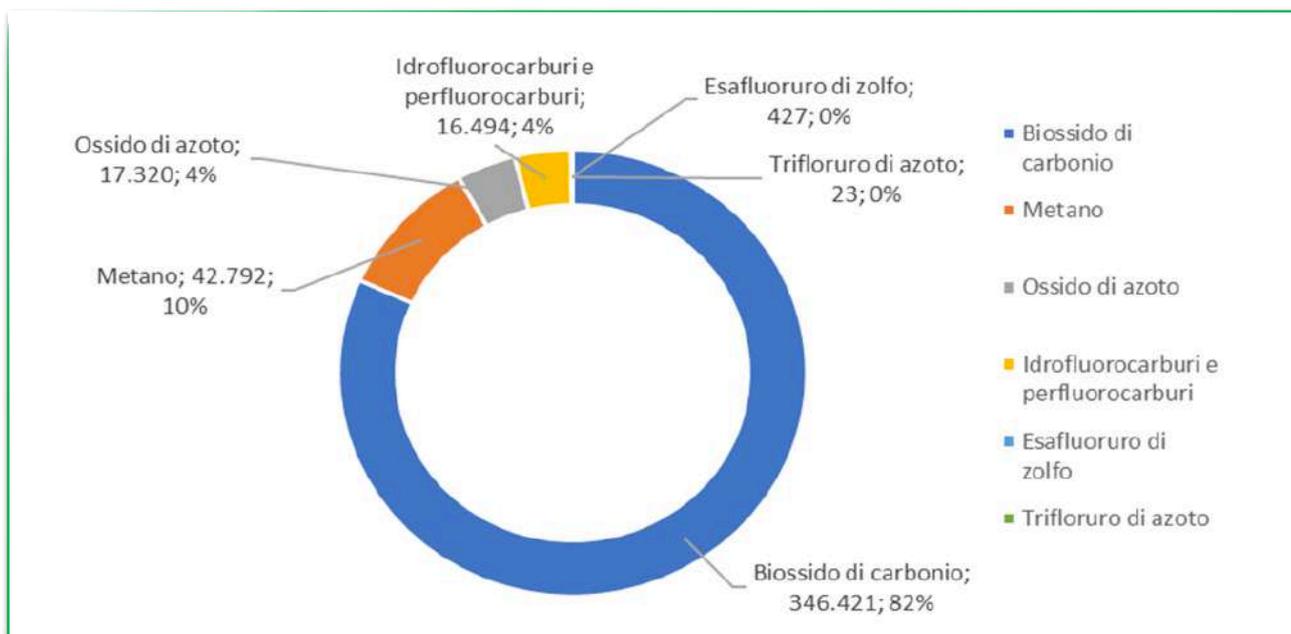
Figura 17. Italia: emissioni di gas serra per tipo di gas, 1990 - 2018 (ktCO₂eq)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

In Italia nel 2018 le emissioni di biossido di carbonio costituiscono l'82%, quelle di metano il 10%, seguite dagli ossidi di azoto (NO) per il 4%, dagli idrofluorocarburi e perfluorocarburi con il 4% e infine da quelle di esafluoruro di zolfo e trifluoruro di zolfo con valori molto ridotti.

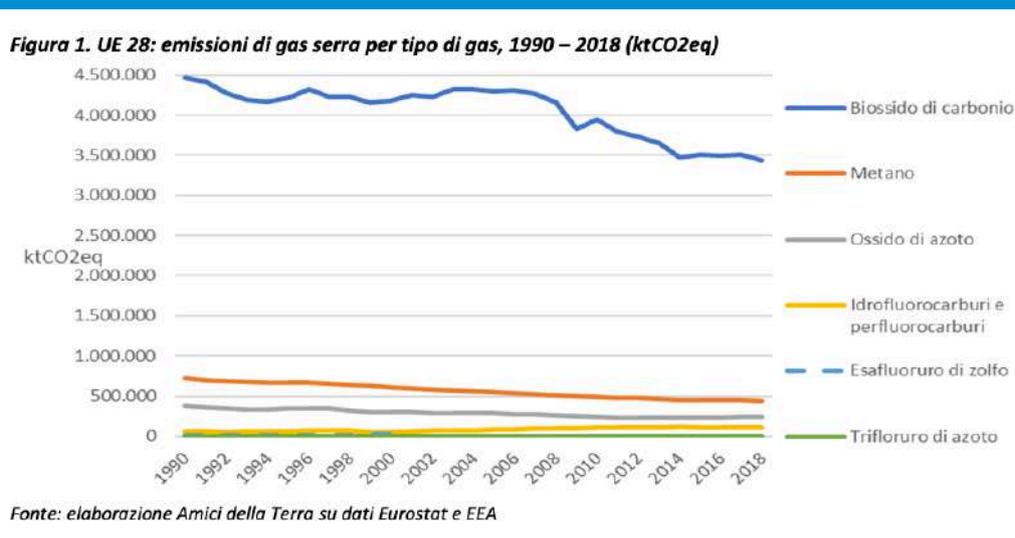
Figura 18. Italia: emissioni di gas serra per tipo di gas, 2018 (ktCO₂eq e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

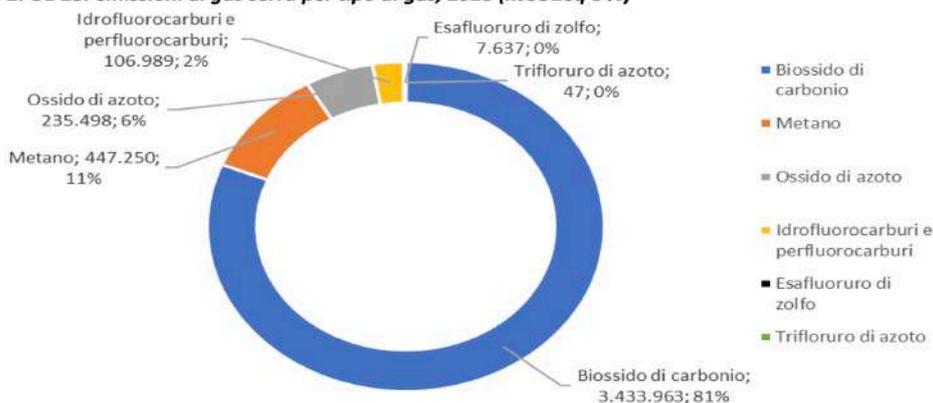
BOX 4_ Emissioni di gas serra per tipo di gas nell'Unione Europea

Rispetto all'andamento delle emissioni dei diversi gas, serra nella UE dal 1990 al 2018 si può osservare nel caso del metano una riduzione del 38,5% da 727.449 ktCo2eq (pari a 29.098 kt di CH₄), a 447.250 ktCO₂eq (pari a 17.890 kt di CH₄). Nello stesso tempo in Italia la riduzione delle emissioni di metano è stata invece solo dell'11,3%, passando da 48.263 ktCO₂eq (pari a 1.930 kt di CH₄) a 42.792 ktCO₂eq (pari a 1.712 kt di CH₄).



Nel 2018 le emissioni di biossido di carbonio pesano per l'81% di quelle totali di gas climalteranti emessi nella UE, il metano per l'11%, gli ossidi di azoto per 6%, gli idrofluorocarburi e i perfluorocarburi per il 2%, a cui si aggiungono quote molto ridotte di esafluoruro di zolfo e trifluoruro di zolfo.

Figura 2. UE 28: emissioni di gas serra per tipo di gas, 2018 (ktCO₂eq e %)





2.3 Emissioni di metano per settore

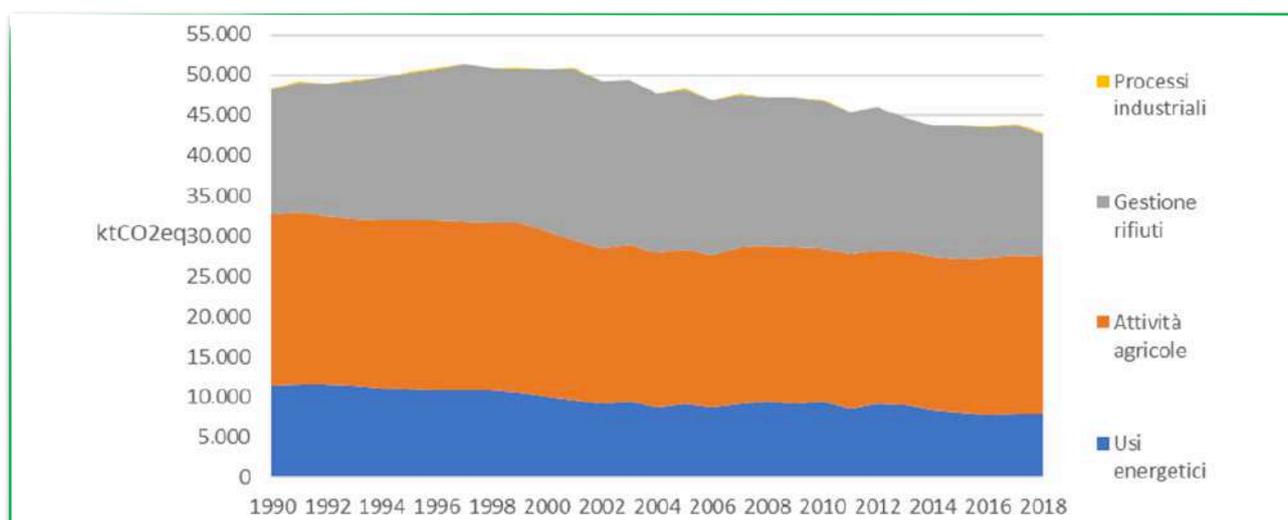
2.3.1 Emissioni di metano per settore in Italia

Le emissioni di metano da attività agricole sono rimaste sostanzialmente stabili, con una riduzione dell'8,3%: da 21.321 ktCO₂eq (853 kt di CH₄) nel 1990 a 19.544 ktCO₂eq (782 kt di CH₄) nel 2018.

La gestione dei rifiuti ha fatto registrare un aumento delle emissioni di metano del 50% dal 1990 al 2001, ma successivamente si sono ridotte tornando al valore iniziale di circa 15.400 ktCO₂eq (616 kt di CH₄).

Molto limitate le emissioni di metano da processi industriali, pari a 44 ktCO₂eq (1,8 kt di CH₄) nel 2018.

Figura 19. Italia: emissioni di metano per settore, 1990 - 2018 (ktCO₂eq)

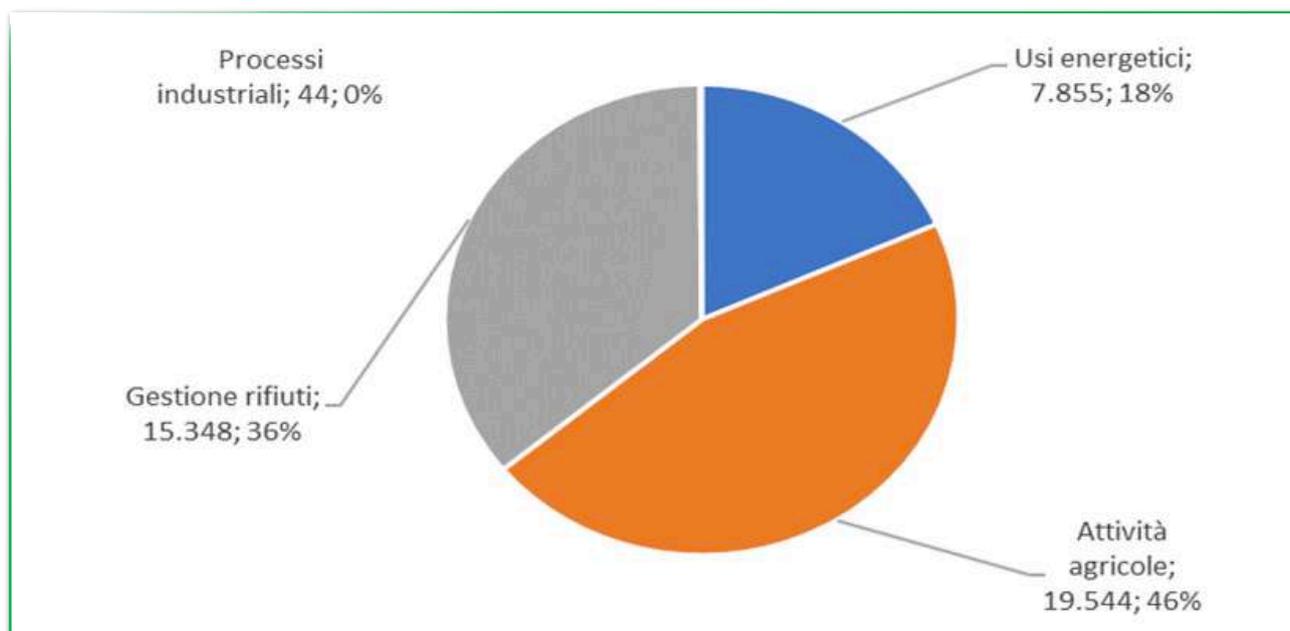


Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

Le emissioni di metano per usi energetici si sono ridotte del 30,5% con un trend costante, passando da 11.343 ktCO₂eq (454 kt di CH₄) nel 1990, a 7.855 ktCO₂eq (314 kt di CH₄) del 2018.

In Italia nel 2018 le attività agricole sono responsabili del 46% delle emissioni di metano, le attività di gestione dei rifiuti lo sono per il 36%, gli usi energetici per il 18%, e i processi industriali per un valore trascurabile.

Figura 20. Italia: emissioni di metano per settore, 2018 (ktCO₂eq e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA



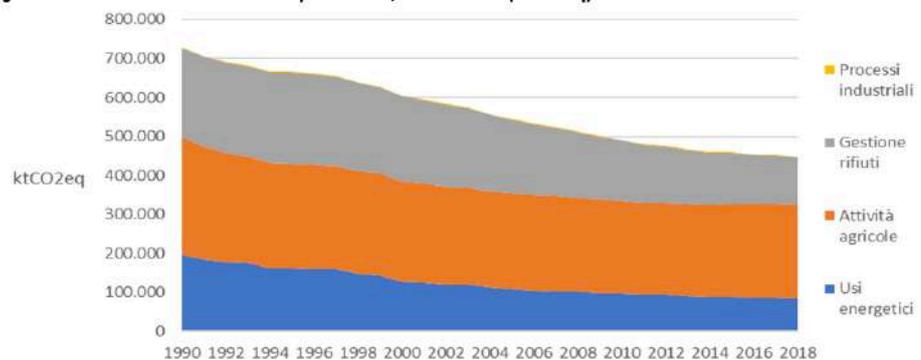
BOX 5_ Emissioni di metano per settore nell'Unione Europea

Nella UE le emissioni di metano dell'agricoltura hanno avuto una significativa riduzione del 21,1%, da 304.531 ktCO₂eq (12.181 kt di CH₄) nel 1990, a 239.570 ktCO₂eq (9.583 kt di CH₄) nel 2018.

La gestione dei rifiuti nella UE ha fatto registrare una forte riduzione delle emissioni di metano (del 46%) dal 1990 al 2018, passando da 225.597 ktCO₂eq (9.024 kt di CH₄), a 122.226 ktCO₂eq (4.889 kt di CH₄). Le emissioni di metano da usi energetici nella UE dal 1990 al 2018, si sono più che dimezzate con una riduzione del 57%, passando da 195.259 ktCO₂eq (7.810 kt di CH₄), a 83.897 ktCO₂eq (3.356 kt di CH₄).

Trascurabili i valori relativi alle emissioni di metano da processi industriali anche nella UE.

Figura 1. UE 28: emissioni di metano per settore, 1990 – 2018 (ktCO₂eq)

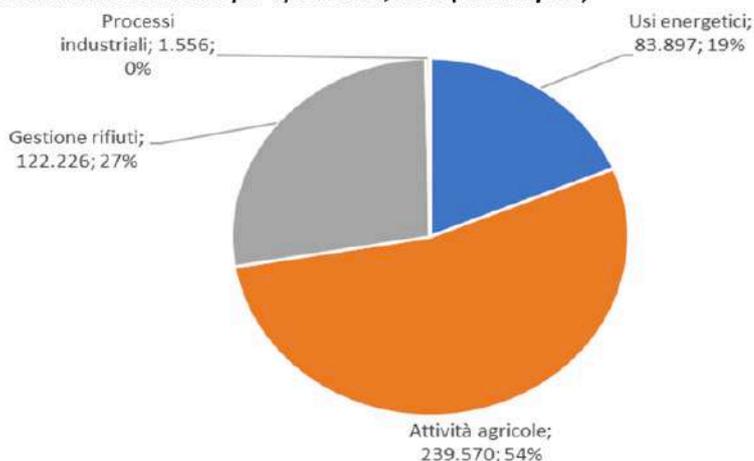


Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

Il quadro delle emissioni di metano della UE nel 2018 vede l'agricoltura come primo settore ma con un valore del 54%, maggiore rispetto al caso dell'Italia (46%); il secondo settore è quello della gestione dei rifiuti con un peso del 27% (in questo

caso inferiore a quello in Italia che è del 36%), e un peso del 19% per le emissioni da usi energetici, analogo a quello in Italia (18%).

Figura 2. UE 28: emissioni di metano per tipo settore, 2018 (ktCO₂eq e %)



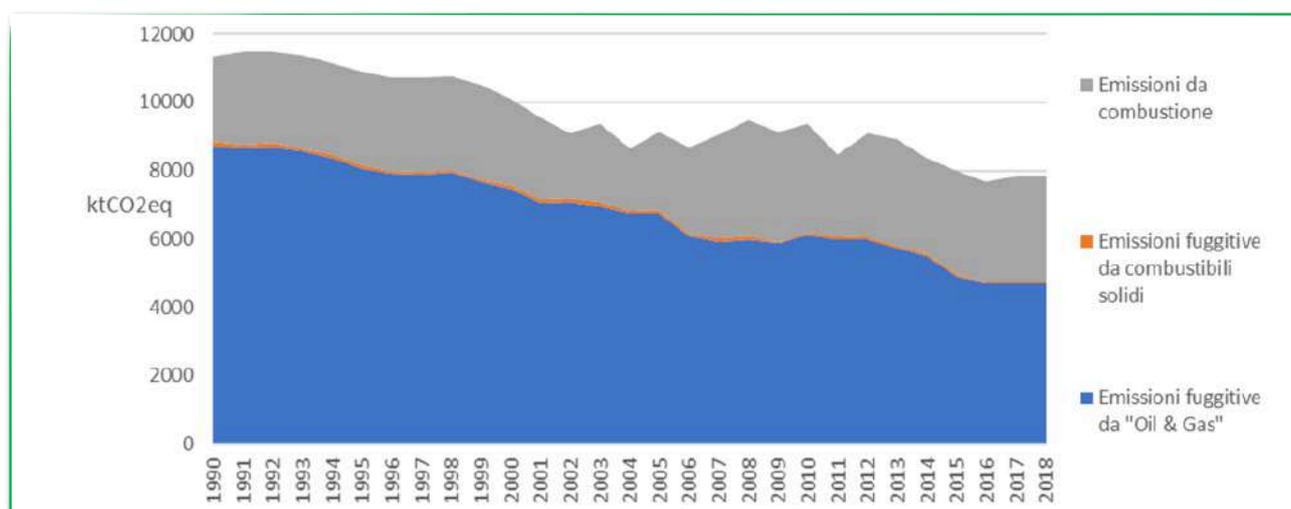
Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

2.4 Emissioni di metano per usi energetici

2.4.1 Emissioni di metano per usi energetici in Italia

Le emissioni fuggitive di metano delle filiere del gas naturale e del petrolio in Italia hanno avuto una riduzione del 46,3%, tra il 1990 e il 2018, passando da un valore iniziale di 8.720 ktCO₂eq (349 kt di CH₄) nel 1990, a 4.686 ktCO₂eq (187,5 kt di CH₄) nel 2018. Le emissioni di metano derivanti dai processi di combustione (la quota incombusta) in Italia hanno avuto un incremento del 25% nel periodo considerato, passando da 2.492 ktCO₂eq (99,7 kt di CH₄) del 1990 a 3.120 ktCO₂eq (125 kt di CH₄) del 2018. Molto limitato, in Italia, il peso delle emissioni fuggitive da combustibili solidi come il carbone, passate da 132 ktCO₂eq (5,3 kt di CH₄) nel 1990, a 49 ktCO₂eq (2 kt di CH₄) nel 2018.

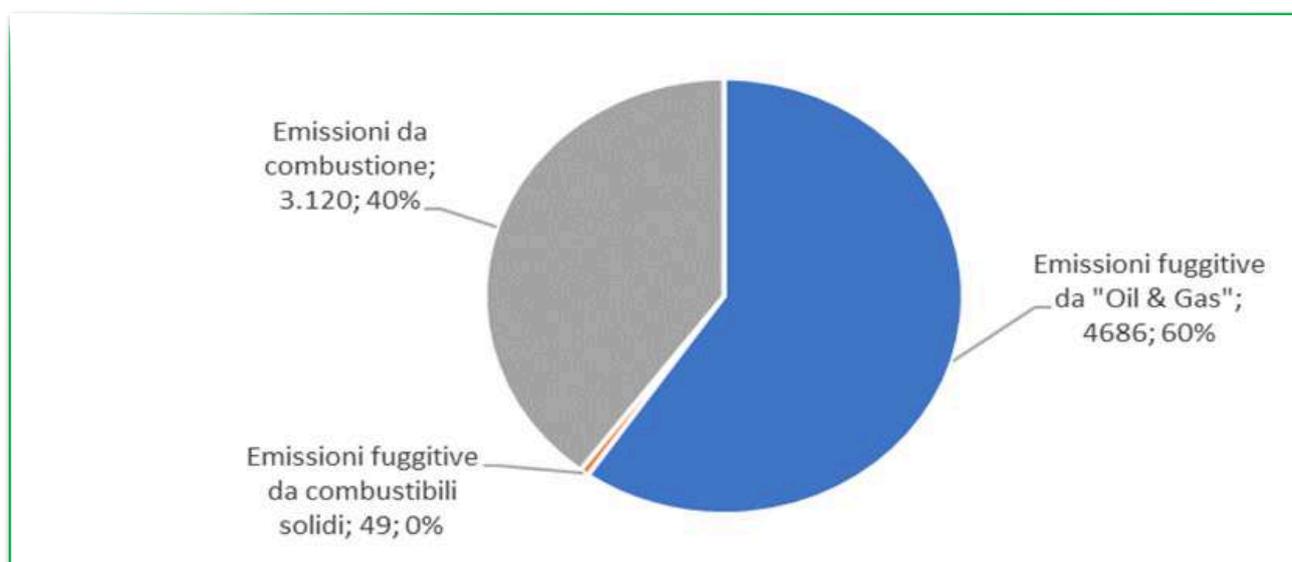
Figura 21. Italia: emissioni di metano per tipo usi energetici, 1990 - 2018 (ktCO₂eq)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

Il quadro delle emissioni di metano per usi energetici in Italia (2018) è sostanzialmente limitato a quelle fuggitive dai vari segmenti delle attività delle filiere del petrolio e del gas naturale, con un peso del 60%, e a quelle provenienti dalla combustione con un peso del 40%. Irrilevante in Italia il peso delle emissioni di metano dalle filiere dei combustibili solidi come il carbone e la lignite, che sono invece molto rilevanti in altri paesi UE.

Figura 22. Italia: emissioni di metano per tipo di usi energetici, 2018 (ktCO₂eq e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e EEA

2.5 Emissioni di metano della filiera del gas naturale

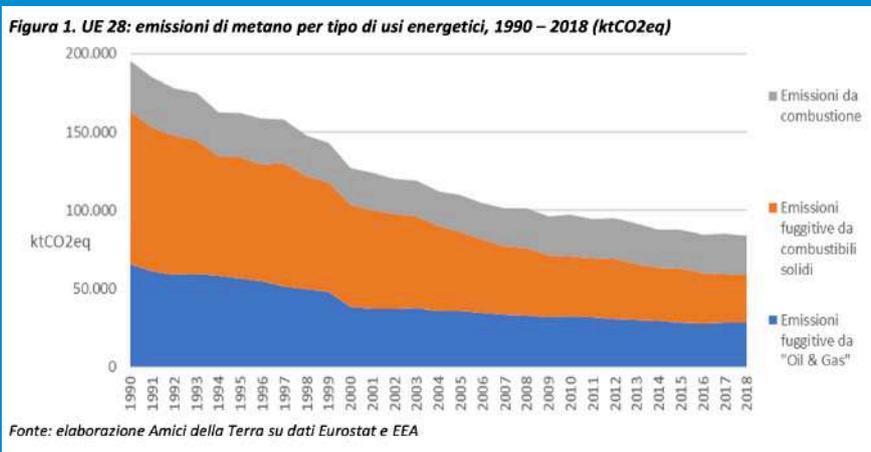
2.5.1 Emissioni di metano della filiera del gas naturale in Italia

Le emissioni fuggitive sono tutte le emissioni, intenzionali e non intenzionali, originate nei diversi segmenti di attività della filiera del gas naturale con esclusione di quelle provenienti dalla combustione per usi energetici anche come gas incombusti. Sono costituite: a) dalle perdite graduali dovute alla non perfetta tenuta delle componenti delle infrastrutture; b) dalle emissioni da ventato (venting) controllato (da manutenzioni o da "emissioni pneumatiche" di impianti di regolazione) o incontrollato (da rotture incidentali); e c) dalle emissioni di metano incombusto proveniente dalla combustione di apparati di flaring negli impianti della filiera in cui sono presenti.

Per un esame di dettaglio dei dati delle emissioni fuggitive di metano si utilizzano le informazioni degli inventari nazionali delle emissioni di gas serra. Questi per l'Italia sono elaborati dall'ISPRA e sono attualmente disponibili solo fino all'anno 2018. I dati sono rilevati nella tavola 1.B.2 degli inventari, dedicata ai gas serra emessi dalle filiere del petrolio, del gas naturale e altre produzioni di energia. In particolare si considerano i dati raccolti nella sezione della tavola 1.B.2 dedicata della filiera del gas naturale (1.B.2.b). Nel complesso le emissioni di metano della filiera del gas naturale in Italia, dal 1990, hanno avuto una riduzione del 47%, passando da 329 kt di CH₄ (8.225 ktCO₂eq) a 165 kt di CH₄ (circa 4.400 ktCO₂eq) nel 2018. Nel 2018 le emissioni di metano della

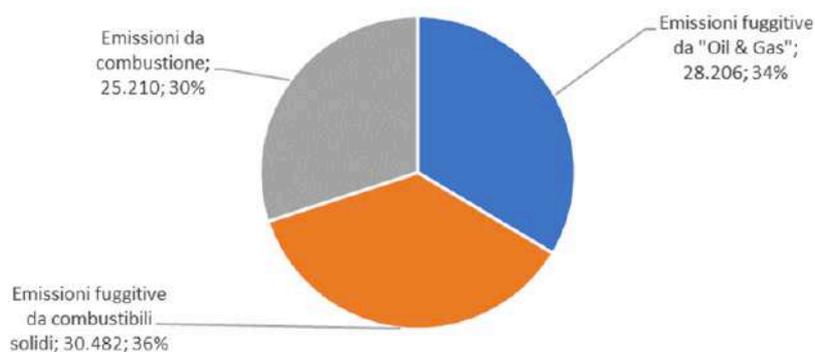
BOX 6__ Emissioni di metano per usi energetici nell'Unione Europea

Nella UE le emissioni fuggitive di metano dalle filiere dei combustibili solidi tra il 1990 e il 2018 si sono ridotte a poco meno di un terzo del livello iniziale, passando da 97.467 ktCO₂eq (3.899 kt di CH₄), a 30.482 ktCO₂eq (1.219 kt di CH₄). Rilevante anche la riduzione del 57%, in 28 anni, delle emissioni fuggitive delle filiere del petrolio e gas naturale, passate da 65.517 ktCO₂eq (2.621 kt di CH₄), a 28.206 ktCO₂eq (1.128 kt di CH₄). Hanno avuto invece una riduzione del 22% le emissioni di metano da combustione, passando da 32.275 ktCO₂eq (1.291 kt di CH₄) nel 1990 a 25.210 ktCO₂eq (1.008 kt di CH₄) nel 2018.



E' quindi molto diverso il quadro delle emissioni di metano da usi energetici della UE rispetto a quello dell'Italia. Per il 2018 nella UE il comparto delle emissioni fuggitive di metano da usi energetici dei combustibili solidi pesa per il 30%, quello delle emissioni fuggitive di metano delle filiere del petrolio e del gas naturale per il 36%, stesso peso delle emissioni di metano da combustione per usi energetici.

Figura 2. UE 28: emissioni di metano per tipo usi energetici, 2018 (ktCO₂eq e %)



filiera del gas naturale hanno pesato per poco più dell'1% del totale delle emissioni climalteranti dell'Italia che sono state pari a circa 422.000 ktCO₂eq.

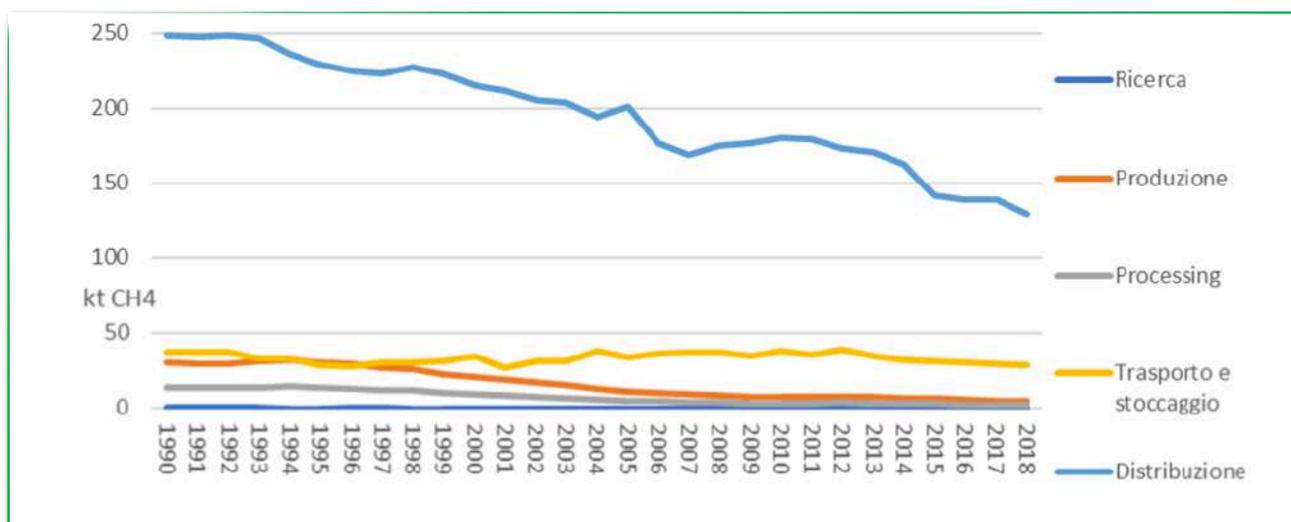
Nella sezione 1.B.2.b degli inventari nazionali la filiera del gas naturale è articolata in 6 segmenti: 1) Ricerca; 2) Produzione; 3) Processing (processi per attribuire al gas estratto i requisiti per l'immissione nella rete di trasporto); 4) Trasporto e stoccaggio (che include anche le attività dei terminali di rigassificazione); 5) Distribuzione; e 6) Altro (non specificato).

Per le attività di ricerca del gas naturale in Italia le emissioni fuggitive di metano dal 1990 al 2018 hanno valori molto bassi, tali da potere essere considerati non rilevanti.

Per le attività di produzione del gas naturale, le emissioni di metano tra il 1990 e il 2018 si sono ridotte ad un sesto del valore iniziale che nel 1990 era di 30 kt di CH₄ (750 ktCO₂eq) e nel 2017 è sceso a 5 kt di CH₄ (125 ktCO₂eq).

Nel periodo considerato le emissioni fuggitive di metano dalle attività di processing avevano inizialmente un valore di 13 kt di CH₄ (325 ktCO₂eq), che si ridotto a 2 kt di CH₄ (50 ktCO₂eq) nel 2018.

Figura 23. Italia: emissioni di metano della filiera del gas naturale, 1990 - 2018 (kt)



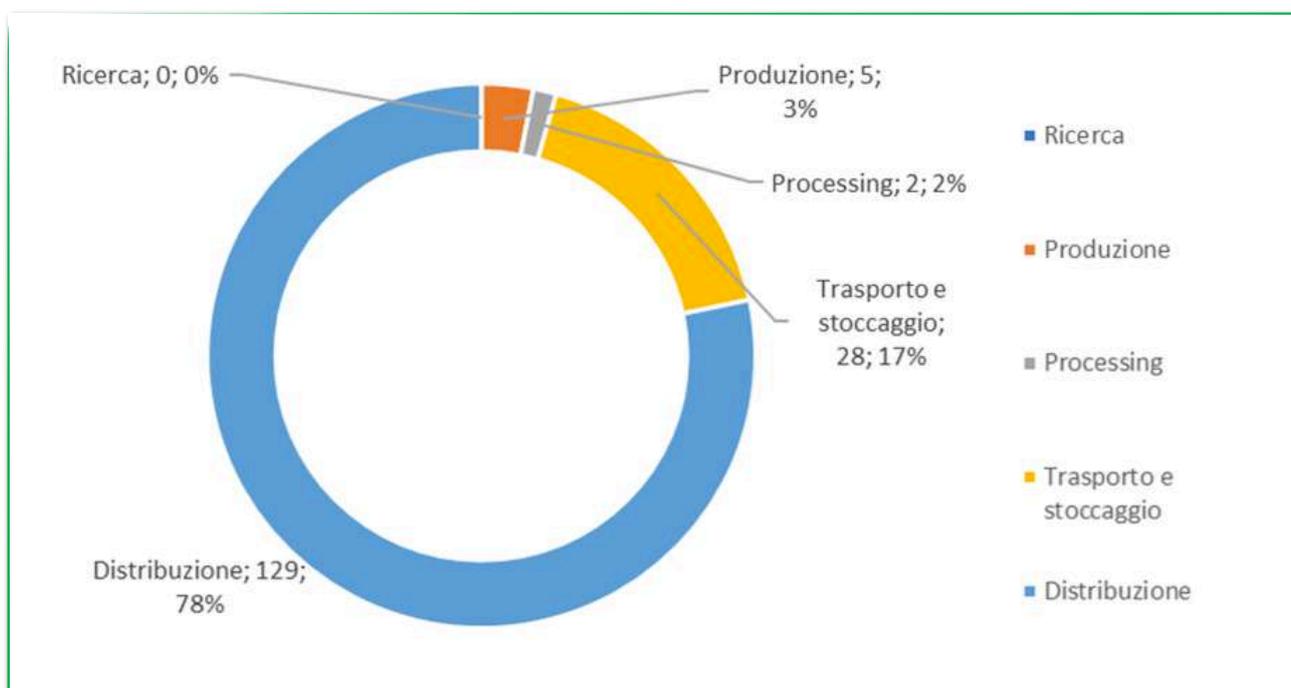
Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

Le attività di trasporto e stoccaggio del gas naturale (che includono anche quelle di terminali di rigassificazione) mostrano per l'Italia valori di emissioni di metano che nel periodo considerato hanno oscillato tra un minimo di 27 e un massimo di 39 kt di CH₄, con un valore di 38 (950 ktCO₂eq) nel 1990 e di 28 kt di CH₄ (quasi 750 ktCO₂eq) del 2018.

Più rilevanti le emissioni fuggitive di metano che provengono dall'esercizio delle reti di distribuzione del gas naturale che dal 1990 al 2018 hanno avuto una riduzione del 42%, passando da un valore iniziale di 249 kt di CH₄ (6.225 ktCO₂eq) ad un valore di 129 kt di CH₄ (3.225 ktCO₂eq) nel 2018.

Nel 2018 il quadro delle emissioni di metano della filiera del gas naturale in Italia mostra un ruolo prevalente di quelle emesse dalle reti di distribuzione, con un peso del 78%; seconde per importanza sono quelle delle attività di trasporto e stoccaggio (e terminali di rigassificazione) che contano per il 17%, a cui si aggiungono quelle derivanti dalla produzione di gas naturale (3%) e quelle da attività di processing del gas estratto (2%).

Figura 24. Italia: emissioni di metano della filiera del gas naturale, 2018 (kt e %)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

BOX 7_ Emissioni di metano della filiera del gas naturale nell'Unione Europea

A livello della UE i dati aggregati dei diversi paesi per le emissioni di metano della filiera del gas naturale previsti dalla sezione dedicata del formato degli inventari nazionali, vengono elaborati dall'Agenzia Europea per l'Ambiente (EEA) e sono disponibili fino all'anno 2016. Nel complesso le emissioni di metano della filiera del gas naturale nella UE hanno si sono dimezzate, passando da 2056 kt di CH₄ (51.400 ktCO₂eq) nel 1990, a 1.006 kt di CH₄ (25.150 ktCO₂eq) del 2016. Nel 2016 le emissioni di metano della filiera del gas naturale hanno pesato per lo 0,58% del totale delle emissioni climalteranti della UE, che erano pari a 4.323.163 ktCO₂eq.

Per le attività ricerca del gas naturale, nella UE le emissioni fuggitive di metano, dal 1990 al 2016, hanno valori molto bassi che oscillano tra 1 e 5 kt di CH₄, con un valore di 2 kt (50 ktCO₂eq) nel 2016.

Per le attività di produzione del gas naturale, le emissioni di metano hanno valori che tra il 1990 e il 2016 si sono ridotti al 36% del valore iniziale, che nel 1990 era di 408 kt di CH₄ (10.200 ktCO₂eq) e nel 2016 è sceso ad un valore di 148 kt di CH₄ (3.700 ktCO₂eq).

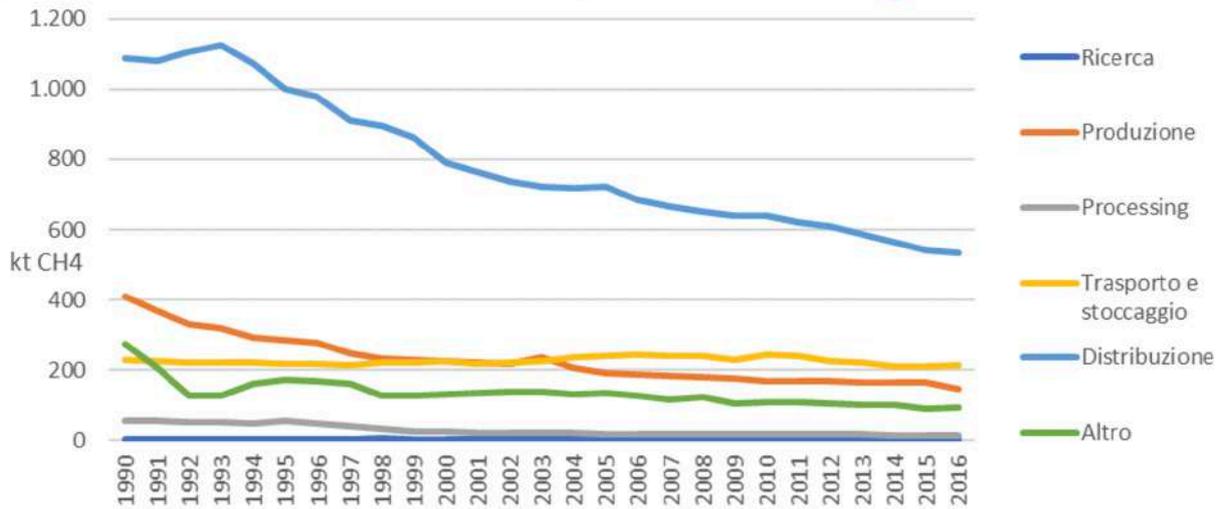
Le emissioni fuggitive di metano provenienti dalle attività di "processing" nella UE avevano un valore di 55 kt di CH₄ (1.375 ktCO₂eq) nel 1990, che si ridotto a 14 kt di CH₄ (350 ktCO₂eq) nel 2016.

Le attività di trasporto e stoccaggio del gas naturale (che includono anche quelle dei terminali di rigassificazione) mostrano per la UE valori di emissioni di metano che nel periodo considerato hanno oscillato tra un minimo di 210 e un massimo di 246 kt di CH₄, con un valore di 227 nel 1990 e di 213 kt di CH₄ (5.325 ktCO₂eq) nel 2016.

Le emissioni fuggitive di metano che provengono dall'esercizio delle reti di distribuzione del gas naturale della UE, dal 1990 al 2016, hanno avuto una riduzione del 50%, passando da un valore iniziale di 1.088 kt di CH₄ (27.200 ktCO₂eq), ad un valore di 536 kt di CH₄ (13.400 ktCO₂eq) nel 2016.

Nel 2016 il quadro delle emissioni di metano della filiera del gas naturale nella UE mostra il ruolo primario di quelle provenienti dalle reti di distribuzione, con un peso del 53%; seconde per importanza le emissioni derivanti dalle attività di trasporto e stoccaggio (e terminali di rigassificazione), che contano per il 21%; e terze quelle derivanti dalla produzione di gas naturale che pesano per il 15%, a cui si aggiungono quelle di "processing" con un 2%. Nei dati della EEA la voce "Altro", assente nei dati per l'Italia, pesa a livello UE per il 5%.

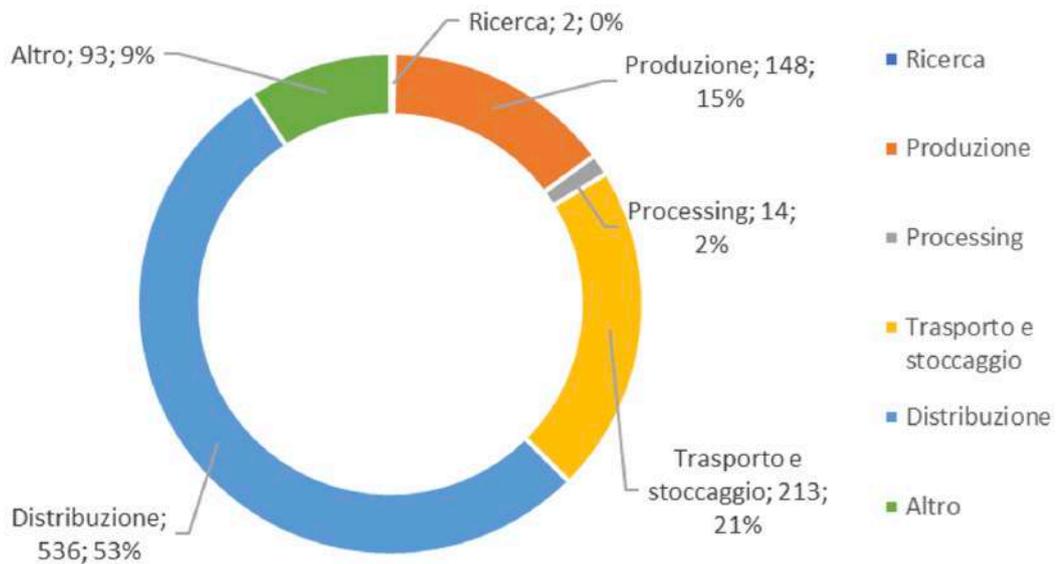
Figura 1. UE 28: emissioni di metano della filiera del gas naturale, 1990 – 2016 (kt)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati EEA

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati EEA

Figura 2. UE 28: emissioni di metano della filiera del gas naturale, 2016 (kt e %)



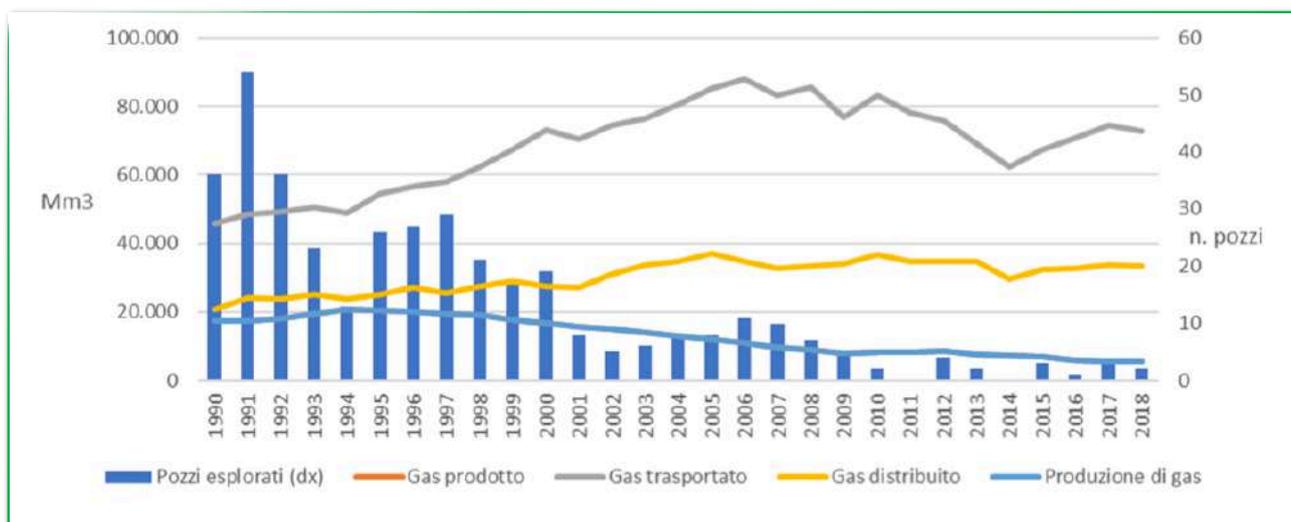
Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati EEA

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati EEA

2.5.2 Livelli di attività per la stima delle emissioni di metano nella filiera del gas naturale

I dati sui livelli di attività dei diversi comparti della filiera del gas naturale (come per tutti gli altri settori considerati dagli inventari) sono il punto di partenza per la stima delle emissioni con l'utilizzo di specifici coefficienti di emissione. Per ogni segmento di attività prevista dal formato delle tabelle² degli inventari nazionali di emissioni climalteranti, è necessario specificare il tipo di dato che viene utilizzato e l'unità di misura utilizzata (**vedi Figura 25**).

Figura 25. Italia: livelli di attività nella filiera del gas naturale nell'inventario delle emissioni, 1990 - 2017 (Mm3 e n. pozzi)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

Nel caso delle attività di ricerca/esplorazione finalizzate all'estrazione del gas naturale dal sottosuolo il dato utilizzato per rappresentare il livello di attività è quello sui "pozzi di esplorazione" realizzati nel corso dell'anno, espressi come numero di pozzi comunicato dal MSE.

Per la produzione di gas naturale, il livello di attività utilizzato è il volume complessivo di "gas prodotto" (gas naturale estratto) nell'anno, espresso in Milioni di metri cubi (Mm3). Anche in questo caso la fonte dei dati sul livello di attività è il MSE. I valori della serie di dati utilizzati da ISPRA nell'inventario come "gas prodotto" non corrispondono esattamente ai valori della voce "produzioni" di gas naturale del Bilancio Energetico

² ISPRA: Tabelle dei gas serra (comunicate ufficialmente alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici - UNFCCC) per gli anni 1990-2017 (Common Reporting Format), <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>.

Nazionale (vedi paragrafo 1.2). Ne seguono l'andamento, ma hanno sistematicamente dei valori³ leggermente più alti.

Anche per il segmento di processing del gas naturale estratto, per renderlo conforme alle specifiche necessarie all'immissione in rete, il livello di attività è quello del "gas prodotto" nell'anno, espresso in Milioni di metri cubi (Mm3).

Per le emissioni connesse al segmento del trasporto e stoccaggio del gas naturale (che comprende anche quelle dei terminali di rigassificazione) l'attività viene descritta nei fogli dell'inventario come "gas trasportato" espresso in Mm3. In questo caso le fonti dei dati utilizzati da ISPRA come livello di attività sono quelli resi disponibili da operatori delle infrastrutture di trasporto come SNAM; e da ARERA. I valori della serie di dati utilizzati da ISPRA nell'inventario come "gas trasportato" corrispondono sostanzialmente all'andamento della voce "Consumo interno lordo" di gas naturale del Bilancio Energetico Nazionale (vedi paragrafo 1.1.2), ma anche in questo caso hanno sistematicamente dei valori leggermente più alti. Per questo segmento di attività le procedure di stima delle emissioni di metano utilizzate da ISPRA considerano anche altri livelli di attività che comprendono: 1) i volumi di GNL consegnato ai terminali di importazione e rigassificato per essere immesso nella rete di trasporto, che nel 2017 sono stati pari a 7.853 Mm3; la lunghezza della rete di trasporto, che nel 2017 era di 34.876 km; e il n. delle centrali di compressione presenti lungo la rete di trasporto, che nel 2017 erano 13, con un capacità complessiva di 961 MW.

Nel caso del segmento delle reti di distribuzione del gas naturale, il livello delle attività nel foglio dell'inventario è descritta come "gas distribuito", espresso in Mm3. Anche per questo comparto della filiera le fonti dei dati utilizzati da ISPRA come livello di attività sono i principali operatori delle reti di distribuzione, come Italgas e altri; e da Arera. In questo caso si può osservare che i valori della serie di dati utilizzati da ISPRA nell'inventario come "gas distribuito" collimano con il dato elaborato e fornito dal MSE come gas naturale distribuito per regione, che riporta anche i volumi complessivi consegnati alle reti di distribuzione. I volumi di "gas distribuito" erano nel 1990 pari a 20.632 Mm3; hanno avuto un trend continuo di crescita fino al 2005, toccando un valore massimo di 36.875 Mm3 di gas naturale distribuito. Nel periodo successivo questi volumi si sono sostanzialmente stabilizzati con un leggero trend di calo, con un minimo di 29.451 nel 2014, e un valore di 33.500 Mm3 nel 2017 (come mostrato nella Figura 25). Anche per questo segmento di attività le procedure di stima delle emissioni di

³ Questa differenza si spiega con il fatto che i volumi del "gas prodotto" sono quelli del "raw gas" estratto dai pozzi, al lordo delle perdite di emissioni fuggitive per il trasporto e il successivo trattamento di "processing", prima di essere immesso con i requisiti necessari nella rete di trasporto.

metano utilizzate da ISPRA considerano, oltre al “gas distribuito”, anche un altro parametro costituito dalla lunghezza delle reti di distribuzione che nel 2017 era di 266.346 km. Tale dato è disponibile anche per le diverse tipologie di materiali utilizzati per le tubature delle reti di distribuzione (Acciaio, ghisa lamellare e polietilene).

Infine un parametro essenziale da considerare per la principale unità di misura dei livelli di attività (Mm3 di gas naturale) è costituito dalla composizione media del gas naturale che, ai fini della stima delle emissioni di metano e degli altri gas di cui è composto, varia in modo significativo di anno in anno come di si può vedere dalla **Tabella 2** che segue. Nel 2017 la percentuale media di metano nel gas naturale immesso nelle reti di distribuzione e trasporto era dell’84,71 %.

Tabella 2. Italia: composizione del gas naturale nelle reti di trasporto e distribuzione, (% in massa)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
CH4 (%)	88,83	87,14	85,16	84,53	84,52	85,80	83,79	84,71
NMVOG (%)	7,33	8,62	10,00	10,73	11,27	10,34	12,04	11,51
CO2 (%)	0,57	0,51	0,47	1,23	1,89	1,78	1,62	1,70
Altro ((%)	3,27	3,74	4,37	3,51	2,30	2,10	2,56	2,09

Fonte ISPRA (National Inventory Report 2019)

2.5.3 Coefficienti di emissione e metodi di stima

Nella sezione 1.B.2.b, dedicata alla filiera del gas naturale, le tabelle dei gas serra - comunicate ufficialmente alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) per gli anni 1990-2018 dall’ISPRA secondo il Common Reporting Format, per ogni segmento della filiera considerato (Ricerca, produzione, processing, trasporto e distribuzione) - oltre ai valori delle emissioni e dei livelli di attività riportano anche i corrispondenti valori dei coefficienti di emissione. Come mostrato dalla Figura 26., il loro andamento nel tempo mostra i cambiamenti dell’intensità emissiva delle attività comprese nei diversi segmenti della filiera del gas naturale. Si può quindi evidenziare come questi dati, in modo più o meno significativo, mostrino per la realtà italiana un trend di miglioramento dell’efficienza ambientale dal punto di vista delle emissioni fuggitive di metano.

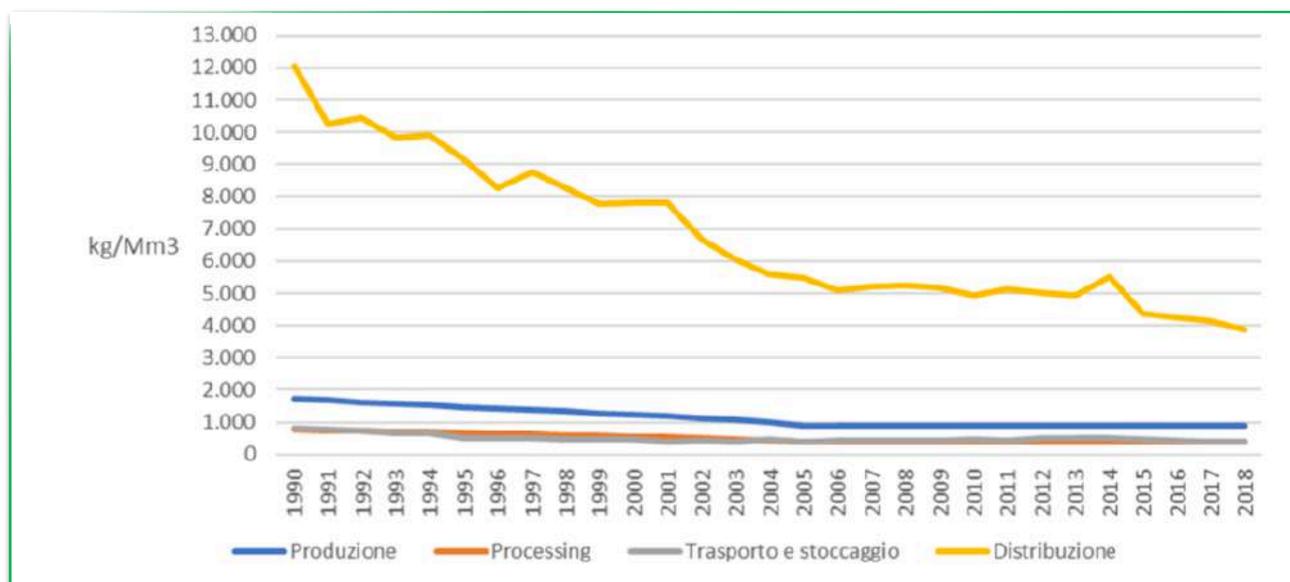
Prima di esaminare nello specifico l’andamento dei coefficienti di emissione di metano, per l’Italia, nei diversi segmenti considerati dalle tabelle dell’inventario, è necessario evidenziare che i valori di questi coefficienti sono al cuore delle procedure di stima delle

emissioni, e il grado della loro significatività viene classificato dalle linee guida dell'IPCC per gli inventari nazionali delle emissioni di gas serra⁴ in tre livelli (Tier 1, Tier 2 e Tier 3).

Inoltre è necessario tenere conto del fatto che i coefficienti di emissione dei segmenti di attività della filiera del gas naturale, riportati nella **Figura 21**, sono in molti casi il risultato dell'aggregazione dei coefficienti specifici disponibili per le diverse attività o infrastrutture comprese in ogni segmento: ad esempio nel caso del segmento del trasporto del gas naturale (1.B.2.b.1) il coefficiente riportato nella tabella è il risultato dell'aggregazione dei coefficienti specifici delle emissioni delle tubature, delle centrali di compressione e dei terminali di rigassificazione.

Il primo livello nei processi di stima delle emissioni è quello più elementare, denominato Tier 1, che si basa sull'uso dei coefficienti di emissione di default resi disponibili dalle linee guida IPCC⁵ per le diverse attività della filiera del gas naturale, applicati ai dati nazionali dei livelli di attività; costituiti in questo caso dalle statistiche energetiche normalmente disponibili come i dati dei bilanci energetici. Il secondo livello è denominato Tier 2, e si basa sullo stesso approccio di calcolo delle stime delle emissioni del livello Tier 1, utilizzando informazioni specifiche a livello nazionale sul settore di attività considerato, che consentono di elaborare coefficienti specifici della

Figura 26. Italia: fattori di emissione di metano nella filiera del gas naturale, 1990 - 2018 (kg/Mm³)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

⁴ IPCC 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/index.html>

⁵ Sezione 4.2.2 del capitolo 4 "Fugitive Emissions" del volume 2 "Energy" delle linee guida IPCC.

realità nazionale. Il livello Tier 3 prevede invece l'elaborazione e l'utilizzo sistematico nel tempo di rilevazioni e modelli di elevato dettaglio dal punto di vista della segmentazione delle attività e della dimensione spaziale-territoriale.

La seguente rassegna dei coefficienti di emissione utilizzati e dei metodi di stima delle emissioni di metano nei diversi segmenti, che segue, è basata sulle informazioni riportate nel "Greenhouse Gas Inventory 1990- 2017 - Nazional Inventory Report 2019" dell'ISPRA.

Ricerca

Come visto per il segmento della ricerca mineraria del gas naturale (voce Exploration con codice IPPC 1.B.2.b.1) la quantità delle emissioni stimate è minimo, ed è minimo anche il livello delle attività rappresentato nelle tabelle dell'inventario dal numero dei pozzi di ricerca perforati, che sono stati due nel 2017. Per questo segmento della filiera del gas naturale la stima delle emissioni è effettuata utilizzando valori di coefficienti di emissione di default resi disponibili dalle pubblicazioni⁶ dell'IPPC. Il valore medio del coefficiente di emissioni fuggitive di metano per l'insieme delle attività del segmento ricerca di gas naturale indicato dall'inventario, è di 111 kg/pozzo perforato. Il metodo di stima utilizzato ricade nel livello Tier 1. In questo caso appare scarsamente significativa anche un'analisi dell'andamento del valore dei coefficienti di emissione presenti nella serie storica dei dati disponibili.

Produzione

Per il segmento delle attività di produzione del gas naturale (voce Production con codice IPPC 1.B.2.b.2), la quantità delle emissioni fuggitive di metano (nel 2017 5 kt, pari al 3% del totale di quelle della filiera) è stata stimata sulla base del valore del livello del "gas prodotto" riportato dall'inventario (5.657 Mm³ nel 2017). In questo caso per il calcolo è stato utilizzato un valore di default del coefficiente di emissione basato su quelli resi disponibili dalle Linee Guida dell'IPPC⁷, in modo da tenere conto anche delle emissioni fuggitive di metano derivanti dal flaring in questo segmento della filiera del gas naturale. Per il 2017 il valore del coefficiente di emissioni fuggitive di metano, per l'insieme delle attività/processi del segmento produzione di gas naturale indicato dall'inventario, è di 906 kg/Mm³. Il metodo di stima utilizzato ricade nel livello Tier 1. In questo caso, come si può vedere dalla Figura 26., l'andamento del valore del coefficiente di emissione nella serie storica dell'inventario mostra un valore iniziale di

⁶ IPPC Good Practice Guidance, 2000.

⁷ Le linee guida dell'IPCC per la compilazione degli inventari rendono disponibili anche valori di default dei coefficienti di emissione per l'attività di produzione differenziati tra giacimenti offshore e giacimenti onshore.

circa 1.776 kg/Mm³ nel 1990, che si riduce gradualmente a 1.006 kg/Mm³ nel 2004. Dal 2005 al 2017 tale valore rimane costante a 906 kg/Mm³.

Processing

Nel segmento delle attività di processing del gas naturale (voce Processing con codice IPPC 1.B.2.b.3), la quantità delle emissioni fuggitive di metano (nel 2017 2 kt, pari all'1% del totale di quelle della filiera) sono sempre stimate sulla base del valore del livello del "gas prodotto" riportato dall'inventario (5.657 Mm³). Anche in questo caso per il calcolo è stato utilizzato un valore di default del coefficiente di emissione basato su quelli resi disponibili dalle Linee guida dell'IPPC, in modo da tenere conto anche delle emissioni fuggitive di metano derivanti dal flaring in questo segmento della filiera del gas naturale. Per il 2017 il valore del coefficiente di emissioni fuggitive di metano, per l'insieme delle attività/processi del segmento processing del gas naturale estratto, indicato dall'inventario, è di 405,8 kg/Mm³. Il metodo di stima utilizzato ricade nel livello Tier 1. L'andamento del valore di questo coefficiente di emissione, nella serie storica dell'inventario mostra (**vedi Figura 26**) un valore iniziale di circa 773 kg/Mm³ nel 1990, che si riduce gradualmente a 450 kg/Mm³ nel 2004. Dal 2005 al 2017 tale valore rimane costante a 405,8 kg/Mm³.

Trasporto e stoccaggio

Nel caso del segmento delle attività di trasporto e stoccaggio del gas naturale (voce transmission and storage con codice IPPC 1.B.2.b.4), la quantità delle emissioni fuggitive di metano (nel 2017 30 kt, pari all'17% del totale di quelle della filiera) sono stimate sulla base del valore del livello del "Gas trasportato" riportato dall'inventario, con un valore pari 75.590 Mm³. Per l'attività di trasporto e stoccaggio il coefficiente di emissione riportato nelle tavole dell'inventario, a livello di segmento, è ottenuto come aggregazione di coefficienti e informazioni specifici a livello nazionale su quattro sub-segmenti di emissioni fuggitive di metano, costituiti da: i terminali di rigassificazione, le tubature della rete, le centrali di compressione, Il venting e altre emissioni non prevedibili. Per il 2017 il valore del coefficiente di emissioni fuggitive di metano per l'insieme delle attività/processi del segmento trasporto e stoccaggio di gas naturale indicato dall'inventario è di 397,2 kg/Mm³.

Per i quattro sub-segmenti considerati, le procedure di stima utilizzate da ISPRA nel 2017 prevedono:

- nel caso dell'attività dei tre terminali di importazione di GNL operativi in Italia, le emissioni fuggitive sono stimate sulla base dei volumi rigassificati immessi nella rete di trasporto con un coefficiente pari a 0,4 Mm³ di perdite per miliardo di m³ importati;

- per le tubature della rete, le emissioni fuggitive di metano sono stimate in base a un coefficiente pari a 6-700 m³ di gas naturale per km di rete di trasporto;
- per l'attività delle centrali di compressione presenti lungo la rete di trasporto, le emissioni sono stimate con un coefficiente pari a 0,16 Mm³ per miliardo di m³ di gas trasportato;
- per le emissioni delle reti da venting o altri eventi non prevedibili, la stima delle emissioni è basata su coefficienti specifici per gli asset dei principali operatori delle reti di trasporto, con valori compresi tra 0,032 e 0,122 Mm³ per miliardo di m³ di gas trasportato.

L'andamento del valore del coefficiente di emissione per le attività di trasporto e stoccaggio nella serie storica dell'inventario mostra (**vedi Figura 26**) un valore iniziale di circa 822 kg/Mm³ nel 1990, che si è ridotto della metà con un valore di poco inferiore ai 400 kg/Mm³ nel 2017. Il metodo di stima utilizzato ricade nel livello Tier 2. La qualità delle informazioni sulle emissioni fuggitive di metano in questo segmento di attività della filiera del gas naturale è stata progressivamente incrementata a partire dalle raccolte di dati sui principali parametri sulla rete di trasporto effettuata annualmente dall'Autorità per l'energia (ARERA) presso gli operatori presenti in Italia a partire da SNAM, Edison, e SGI. ARERA nel 2012 ha commissionato uno studio sulle emissioni di metano della rete di trasporto mirato a individuare livelli standard delle perdite come base di una specifica regolazione⁸ finalizzata ad incentivare comportamenti efficienti degli operatori delle infrastrutture, anche ai fini della riduzione delle emissioni climalteranti.

Distribuzione

Nel caso del segmento dell'attività di distribuzione del gas naturale (voce Distribution con codice IPPC 1.B.2.b.5), la quantità delle emissioni fuggitive di metano (nel 2017 139 kt, pari al 79% del totale di quelle della filiera) sono stimate sulla base del valore del livello del "Gas distribuito" riportato dall'inventario, pari 33.499 Mm³ per il 2017. Per l'attività delle reti di distribuzione, il coefficiente di emissione riportato nelle tavole dell'inventario, a livello di segmento, è ottenuto come aggregazione di coefficienti e informazioni specifici a livello nazionale su due sub-segmenti di emissioni fuggitive di metano costituiti dalle perdite tubature delle reti, e di quelle da venting e altre

⁸ ARERA, Deliberazione 514/2013 - "Regolazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale nel quarto periodo di regolazione 2014-2017".

emissioni non prevedibili. Per il 2017 il valore del coefficiente di emissioni fuggitive di metano, per l'insieme delle attività/processi del segmento trasporto e stoccaggio di gas naturale indicato dall'inventario, è di 4.151,2 kg/Mm³. Per i due sub-segmenti considerati, le procedure di stima utilizzate da ISPRA nel 2017 prevedono:

- per le tubature delle reti le emissioni di metano sono stimate in base a un coefficiente medio pari 522 kg di metano, per km di rete di distribuzione;
- per le emissioni delle reti da venting o altri eventi non prevedibili, la stima delle emissioni è basata su coefficienti specifici per gli asset dei principali operatori delle reti di distribuzione, con valori compresi tra 0,029 e 0,150 Mm³ per miliardo di m³ di gas trasportato.

Il metodo di stima utilizzato ricade nel livello Tier 2. L'andamento del valore del coefficiente di emissione per le attività delle reti di distribuzione nella serie storica dell'inventario mostra (**vedi Figura 21**) un valore di circa 12.500 kg/Mm³ di gas distribuito nel 1990, che gradualmente si è ridotto a circa un terzo del valore iniziale (4.152 kg/Mm³ nel 2017). La qualità delle informazioni sulle emissioni fuggitive di metano in questo segmento di attività della filiera del gas naturale è stata progressivamente incrementata a partire dalle raccolte di dati sui principali parametri sulla rete di trasporto effettuata annualmente dall'Autorità per l'energia (ARERA) presso gli operatori presenti in Italia a partire dai principali come Italgas e F2i. ISPRA alla fine degli anni 90' ha sviluppato un modello di stima delle emissioni delle reti di distribuzione che tiene conto dei materiali delle tubature, della loro pressione di esercizio, e che viene aggiornato e alimentato con i dati raccolti annualmente da ARERA. La **Tabella 3** offre un quadro d'insieme dei coefficienti di emissione e dei relativi metodi di stima per le emissioni di metano nella filiera del gas naturale, utilizzati nell'inventario per l'anno 2017.

Tabella 3. Italia: coefficienti di emissione e metodi di stima per le emissioni di metano, 2017

Segmento di attività (codice IPPC)	Coefficiente di emissione per segmento	Sub segmento	Coefficienti di emissione per sub segmento di origine	Riferimento Coefficienti di emissione (metodo di stima)
Ricerca (1.B.2.b.1)	111,4 (kgCH ₄ / pozzo perforato)	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	IPPC-Default (Tier 1)
Produzione (1.B.2.b.2)	906 (kgCH ₄ /Mm ³ di gas prodotto)	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	IPPC-Default (Tier 1)
Processing (1.B.2.b.3)	405,8 (kgCH ₄ /Mm ³ di gas prodotto)	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	IPPC-Default (Tier 1)
Trasporto e stoccaggio (1.B.2.b.4)	397,2 (kgCH ₄ /Mm ³ di gas trasportato)	<i>Terminali di rigassificazione</i>	0,4 Mm ³ /Gm ³ di gas rigassificato	Specifico per l'Italia (Tier 2)
		<i>Centrali di compressione</i>	0,16 Mm ³ /Gm ³ di gas trasportato	
		<i>Rete di trasporto</i>	6-700 m ³ /km di rete di trasporto	
		<i>Venting e altre perdite</i>	0,032-0,122 m ³ /Gm ³ di gas trasportato	
Distribuzione (1.B.2.b.5)	4151,8 (kgCH ₄ /Mm ³ di gas distribuito)	<i>Reti di distribuzione</i>	522 kgCH ₄ /km di rete di distribuzione (4150,35 kgCH ₄ /Mm ³ di gas distribuito)	Specifico per l'Italia (Tier 2)
		<i>Venting e altre perdite</i>	0,029-0,150 m ³ /Gm ³ di gas distribuito (1,45 kgCH ₄ /Mm ³ di gas distribuito)	

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati e informazioni ISPRA ("Greenhouse Gas Inventory 1990-2017 - National Inventory Report 2019")

Da questo quadro emerge che vi è un ampio margine di miglioramento della qualità dei dati, qualità che dovrebbe essere innalzata con un maggiore impiego di misurazioni dirette e l'aggiornamento dei modelli di stima oggi utilizzati; oltre che con una maggiore collaborazione con ISPRA degli operatori in particolare nei segmenti di produzione e processing.

2.5.4 "Methane intensity" nella filiera del gas naturale

La "Methane Intensity" è un indicatore⁹ che esprime il peso percentuale (in massa) delle emissioni di metano rispetto al livello di attività in termini di quantità di gas naturale di un determinato segmento della filiera. Viene generalmente utilizzato per valutare il rilievo delle emissioni fuggitive di metano per i due segmenti dell'upstream produzione

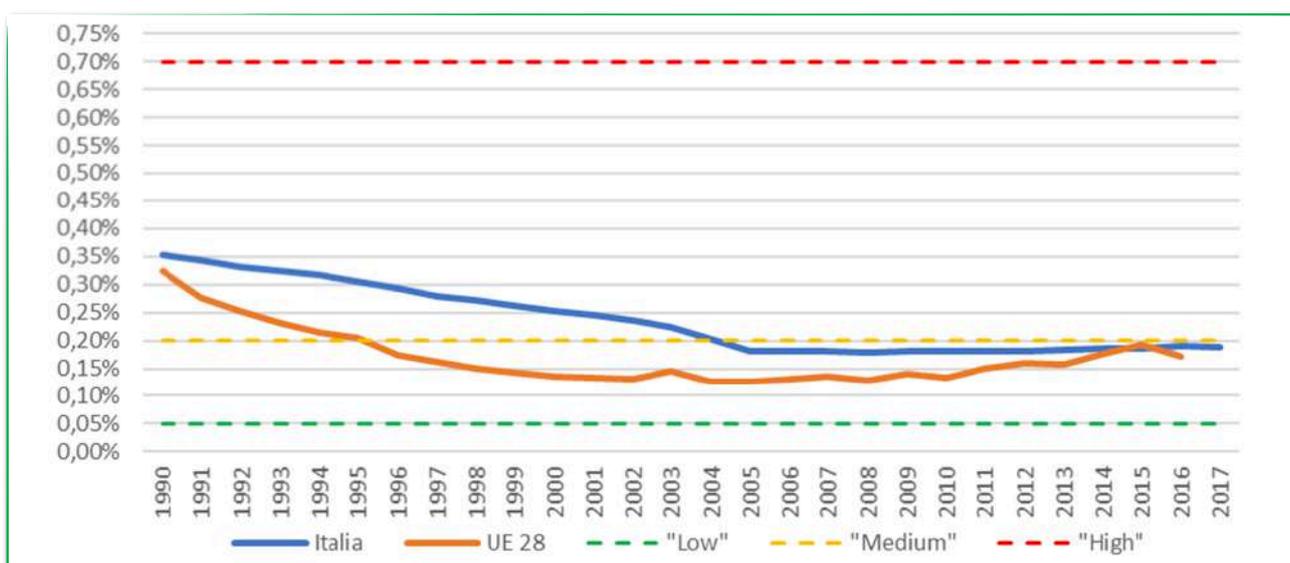
⁹ "At work - A report from the Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), september 2018.

(estrazione) e processing rispetto al volume della produzione di gas naturale. In questo caso esprime il valore percentuale (%) della sommatoria delle emissioni fuggitive dei due segmenti (esprese in ktCH₄) rispetto a volume della produzione di gas naturale immessa nella rete di trasporto (anch'essa espressa in kt di gas naturale).

Con questo criterio si è effettuata una valutazione della "Methane Intensity" della produzione di gas naturale in Italia e nella UE, sulla base dei dati delle statistiche energetiche per i valori della produzione di gas naturale (Cfr. par 1.2), e di quelli della somma delle emissioni di metano presenti negli inventari delle emissioni di gas serra (vedi par. 2.5) per i due segmenti Produzione (1.B.2.b.2) e processing (1.B.2.b.3).

L'andamento della "Methane Intensity", nel periodo considerato per l'Italia e la UE 28, con le serie di dati disponibili, mostrata nella **Figura 27**, è sostanzialmente analogo con valori dell'ordine di pochi decimi di unità %, che inizialmente (1990) sono di 0,35% per l'Italia e di 0,32% per la UE 28; mentre per gli ultimi dati disponibili sono di 0,19% per l'Italia (2017) e di 0,17% per la UE 28 (2016).

Figura 27. Italia e UE 28: "Methane Intensity" della produzione di gas naturale, 1990 - 2017 (%)

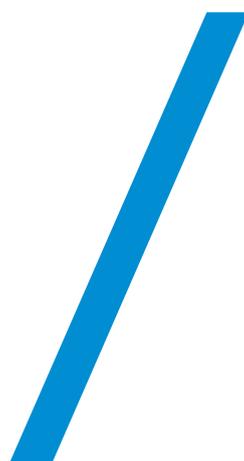


Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA, EEA, Eurostat, MSE e IPCC

Nella **Figura 27** sono stati riportati i valori indicati dalle Linee Guida¹⁰ IPCC (2006) come benchmark di riferimento per classificare, con lo stesso criterio di calcolo della "Methane Intensity", le perdite di metano dei segmenti produzione e processing come: "High" (0,7%); "Medium" (0,2%); e "Low" (0,05%).

¹⁰ Tabella 4.2.8 del cap. 4 del volume II delle Linee Guida IPCC, 2006.

Pur nei limiti del significato attribuito a questi valori di benchmark dalle linee guida IPCC, e della solidità delle stime delle emissioni di metano degli inventari nazionali per questi segmenti di attività della filiera del gas naturale, si può osservare che i valori della "Methane Intensity" per l'Italia e la UE 28 si sarebbero attestati sistematicamente con valori compresi tra il livello "Medium" e quello "Low". I valori che emergono sarebbero indicativi di una buona performance ma è necessario che vengano basati su dati più affidabili con un maggiore uso di misurazioni dirette e criteri omogenei nei diversi paesi UE.



#3

Applicazione dell'analisi del Ciclo di Vita Alla Filiera del Gas Naturale

Lo scopo di questa parte del rapporto è quello di introdurre il tema dell'applicazione dell'analisi del ciclo di vita alla filiera del gas naturale (LCA) e fare una revisione della letteratura degli studi LCA applicati alla filiera del gas naturale, per capire in che modo vengono prese in considerazione le emissioni di CH₄ prodotte lungo la filiera e, inoltre, fare una revisione della letteratura degli studi sulla Carbon Footprint del gas naturale.

Per quanto possibile, sono stati presi in considerazione studi relativi alla filiera del gas naturale.

Comprendere le emissioni di CO₂eq durante la filiera, prima dell'arrivo al sistema di distribuzione, può dare un'importante informazione per la scelta del miglior fornitore di gas naturale, in termini di emissioni di CO₂eq per unità di gas naturale. Per questo motivo, questa parte del report descriverà anche la metodologia della Carbon Footprint (CF), strumento utile per dare un peso alle emissioni di CO₂eq prima dell'arrivo al sistema di distribuzione. La maggior parte degli studi LCA e di valutazione della CF prendono in considerazione la filiera del gas naturale senza considerare "l'ultimo miglio" della fase di distribuzione. Questi strumenti possono aiutare a valutare gli impatti ambientali/emissioni di CO₂eq lungo la filiera del NG, fase per fase, aiutando a comprendere, in questa maniera, ad esempio, se da un punto di vista energetico ed ambientale sia più conveniente importare il gas naturale da siti estrattivi molto distanti o se sia invece preferibile approvvigionarsi da siti più vicini, a prescindere dai costi di vendita.

Questa parte del rapporto presenta:

- La metodologia LCA
- Una revisione degli studi LCA (o simili) relativi alla catena di approvvigionamento NG
- La metodologia dell'impronta di carbonio
- Una revisione degli studi sull'impronta di carbonio di NG

3.1 Analisi del ciclo di vita e filiera del gas naturale

Il Life Cycle Assessment è una metodologia che tiene conto degli impatti ambientali durante l'intero ciclo di vita di un prodotto o servizio.

Tale metodologia è regolata dai seguenti standard internazionali:

- ISO 14040:2006¹¹: Gestione ambientale - Valutazione del ciclo di vita - Principi e struttura
- ISO 14044: 2006¹²: Gestione ambientale - Valutazione del ciclo di vita - Requisiti e linee guida
- ISO/TS 14048:2002¹³: Gestione ambientale - Valutazione del ciclo di vita - Documentazione dei dati

La ISO 14040: 2006 descrive i principi e il quadro per la valutazione del ciclo di vita (LCA), tra cui: la definizione dell'obiettivo e dell'ambito dell'LCA, la fase di analisi dell'inventario del ciclo di vita (LCI), la fase di valutazione dell'impatto del ciclo di vita (LCIA), la fase di interpretazione del ciclo di vita, reporting e revisione critica dell'LCA, limiti dell'LCA, relazione tra le fasi dell'LCA e condizioni per l'utilizzo di scelte di valore ed elementi opzionali.

La ISO 14040: 2006 comprende gli studi sulla valutazione del ciclo di vita (LCA) e sul suo inventario (LCI). Non descrive in dettaglio la tecnica LCA, né specifica metodologie per le sue singole fasi. L'applicazione prevista dei risultati LCA o LCI viene presa in considerazione durante la definizione dell'obiettivo e dell'ambito, ma l'applicazione stessa esula dall'ambito della presente norma internazionale.

¹¹ <https://www.iso.org/standard/37456.html>

¹² <https://www.iso.org/standard/38498.html>

¹³ <https://www.iso.org/standard/29872.html>

La ISO 14044: 2006 specifica i requisiti e fornisce linee guida per la valutazione del ciclo di vita (LCA), tra cui: definizione dell'obiettivo e dell'ambito della LCA, la fase di analisi dell'inventario del ciclo di vita (LCI), la fase di valutazione dell'impatto del ciclo di vita (LCIA), fase di interpretazione del ciclo di vita, reporting e revisione critica dell'LCA, limiti dell'LCA, relazione tra le fasi dell'LCA e condizioni per l'utilizzo di scelte di valore ed elementi opzionali.

La ISO 14044: 2006 comprende gli studi sulla valutazione del ciclo di vita (LCA) e gli studi sull'inventario del ciclo di vita (LCI).

Secondo gli standard ISO, la LCA può aiutare a:

- identificare le opportunità per migliorare le prestazioni ambientali dei prodotti in vari punti del loro ciclo di vita
- informare i responsabili delle decisioni nell'industria, nel governo o nelle organizzazioni non governative (ad esempio ai fini della pianificazione strategica, della definizione delle priorità, della progettazione o riprogettazione di prodotti o processi)
- selezionare gli indicatori significativi di prestazione ambientale, comprese le tecniche di misurazione
- supportare azioni di marketing (ad es. implementare un sistema di etichettatura ecologica, presentare una dichiarazione ambientale o produrre una dichiarazione ambientale di prodotto)

La specifica tecnica ISO 14048: 2002 fornisce requisiti e struttura per un format di documentazione dei dati, da utilizzare per una documentazione trasparente e inequivocabile, per lo scambio di dati di valutazione del ciclo di vita (LCA) e l'inventario del ciclo di vita (LCI), consentendo così una documentazione coerente di dati, reporting della raccolta dei dati, calcolo dei dati e qualità dei dati, specificando e strutturando le informazioni pertinenti.

Questa tecnica è applicabile alla specificazione e strutturazione dei moduli del questionario e dei sistemi informativi. Il format della documentazione dei dati è indipendente da qualsiasi software o piattaforma di database per l'implementazione.

LCA affronta gli aspetti ambientali e i potenziali impatti ambientali durante il ciclo di vita di un prodotto, dall'acquisizione delle materie prime alla produzione, all'uso, al trattamento di fine vita, al riciclaggio e allo smaltimento finale.

Si compone delle seguenti fasi:

- La definizione dell'obiettivo e dell'ambito
- L'analisi dell'inventario
- La valutazione dell'impatto
- L'interpretazione

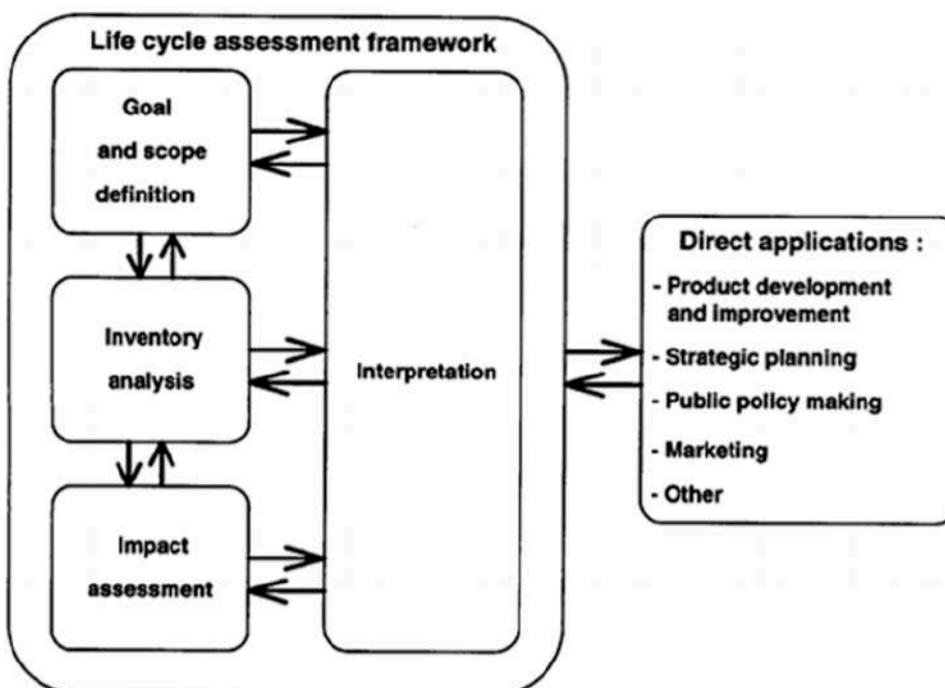
L'ambito di una LCA, inclusi i confini del sistema e il livello di dettaglio, dipende dall'argomento e dall'uso previsto dello studio. La profondità e l'ampiezza dell'LCA possono differire notevolmente a seconda dell'obiettivo particolare.

La seconda fase dell'LCA consiste nell'analisi dell'inventario del ciclo di vita (fase LCI) è. È un inventario dei dati di input / output relativi al sistema in esame e implica la raccolta dei dati necessari per raggiungere gli obiettivi dello studio definito.

La terza fase dell'LCA consiste nella valutazione dell'impatto del ciclo di vita (LCIA). Lo scopo è fornire informazioni aggiuntive per aiutare a valutare i risultati LCI di un sistema di prodotto, in modo da comprenderne meglio il significato ambientale.

L'interpretazione del ciclo di vita è la fase finale della procedura LCA, in cui i risultati di un LCI o di un LCIA, o entrambi, vengono riassunti e discussi come base per conclusioni, raccomandazioni e processi decisionali in conformità con l'obiettivo e la definizione dell'ambito. La seguente figura mostra le fasi dell'LCA:

Figura 28: Fasi della LCA secondo lo schema dell'ISO 14040



Definizione di obiettivo e ambito

La prima fase di una LCA inizia con una dichiarazione esplicita dell'obiettivo e dell'ambito dello studio, che definisce il contesto e spiega come e a chi devono essere comunicati i risultati. Questo è un passaggio chiave e gli standard ISO richiedono che l'obiettivo e l'ambito di una LCA siano chiaramente definiti e coerenti con l'applicazione prevista. Il documento goal and scope, quindi, include dettagli tecnici che guidano il lavoro successivo:

- l'unità funzionale, che definisce con precisione ciò che si sta studiando, quantifica il servizio erogato dal sistema, fornisce un riferimento per mettere in relazione gli input e gli output, e fornisce una base per confrontare / analizzare beni o servizi alternativi
- i confini del sistema, che delimitano quali processi dovrebbero essere inclusi nell'analisi, incluso se il sistema produce eventuali co-prodotti, che devono essere considerati dall'espansione o allocazione del sistema
- eventuali ipotesi e limitazioni
- requisiti di qualità dei dati, che specificano i tipi di dati che saranno inclusi e quali restrizioni (intervallo di date, completezza, circoscrizione o regione di studio, ecc.) verranno applicate
- i metodi di allocazione, utilizzati per partizionare un carico ambientale di un processo, quando è condiviso da più prodotti o funzioni
- le categorie di impatto

La disponibilità dei dati è fondamentale per l'implementazione di una LCA. I dati possono essere suddivisi in due sottogruppi:

- Dati primari
- Dati secondari

I dati primari vengono forniti direttamente dalle organizzazioni coinvolte in ogni fase della catena del valore in termini di input e output generati.

I dati secondari sono ricavati da database disponibili (commerciali o open source) e, quindi, ogni dato utilizzato per l'LCI deve essere scelto il più possibile "simile" alla situazione in esame (in termini di geografia, tecnologia, tempo, ecc.) . Tanto più i dati secondari sono vicini alla situazione reale, quanto più l'LCA ne è rappresentativa. In altre parole, una LCI è una sorta di "costruzione lego" per riprodurre il reale inventario input-

output dove ogni singolo dato (es. 1 kWh di energia elettrica) è rappresentato da un mattone.

In ogni LCA ci sono molti dati scelti da dataset, tuttavia per lo specifico sistema in esame tanti più sono i dati primari disponibili, tanto più lo studio è rappresentativo.

L'inventario del ciclo di vita

L'inventario del ciclo di vita (LCI) implica la creazione di un inventario dei flussi da e verso la natura per un dato sistema di prodotti. I flussi di inventario includono input di acqua, energia e materie prime, e rilasci in aria, terra e acqua. Per sviluppare l'inventario viene costruito un modello di flusso del sistema tecnico utilizzando dati su input e output. Il modello di flusso è tipicamente illustrato con un diagramma di flusso che include le attività che verranno valutate nella catena di fornitura pertinente e fornisce un quadro chiaro dei confini del sistema tecnico. I dati di input e output necessari per la costruzione del modello sono raccolti per tutte le attività all'interno del confine del sistema, anche dalla catena di fornitura, denominati input dalla tecno-sfera e output dalla tecno-sfera.

I dati devono essere correlati all'unità funzionale definita nella definizione dell'obiettivo e dell'ambito, e possono essere raccolti ad esempio attraverso questionari di indagine. I risultati dell'inventario sono una LCI che fornisce informazioni su tutti gli input e gli output sotto forma di flusso elementare da e verso l'ambiente in tutti i processi unitari coinvolti nello studio.

La raccolta dei dati si riferisce a:

- Energia, materie prime, ausiliari e altri input fisici
- Prodotti, co-prodotti e rifiuti
- Emissione nell'aria, scarichi nell'acqua e nel suolo e altri aspetti ambientali

Dopo la raccolta, i dati devono essere implementati con:

- Validazione
- Relazione dei dati ai processi unitari
- Relazione dei dati al flusso di riferimento dell'unità funzionale

Valutazione di impatto

L'analisi dell'inventario del ciclo di vita è seguita dal Life Cycle Impact Assessment (LCIA). Questa fase di LCA ha lo scopo di valutare la significatività dei potenziali impatti ambientali sulla base dei risultati del flusso di impatto del ciclo di vita. Secondo lo standard ISO, la LCIA è costituita dai seguenti elementi obbligatori:

- Selezione di categorie di impatto, indicatori di categoria e modelli di caratterizzazione
- "Classificazione" - assegnazione dei risultati LCI
- "Caratterizzazione" - Calcolo dei risultati degli indicatori di categoria

I passaggi precedenti producono il profilo LCIA. Seguendo i passaggi precedenti possono seguire altri passaggi non obbligatori:

- Normalizzazione
- Raggruppamento
- Ponderazione

Come risultato dei passaggi non obbligatori di cui sopra, è possibile calcolare uno o più indicatori ecologici in base al Metodo di Valutazione utilizzato.

Fermandosi alla fase di "Caratterizzazione", uno dei fattori di impatto più importanti è il Cambiamento Climatico, espresso in termini di CO₂ eq. Ciò significa che dietro questo indicatore c'è una somma di tutti i gas serra prodotti lungo l'intero ciclo di vita analizzato, ponderata con fattori specifici di potenziale danno (in questo caso il potenziale serra).

Queste informazioni costituiscono la base per il calcolo della Carbon Footprint, basato, quindi, sulla LCA.

Interpretazione

L'interpretazione del ciclo di vita è una tecnica sistematica per identificare, quantificare, controllare e valutare le informazioni dai risultati dell'inventario del ciclo di vita e / o la valutazione dell'impatto del ciclo di vita. I risultati dell'analisi dell'inventario e della valutazione dell'impatto vengono riassunti durante la fase di interpretazione. Il risultato della fase di interpretazione è un insieme di conclusioni e raccomandazioni per lo studio.

Và notato che i risultati dell'LCA sono preziosi in termini relativi. A questo proposito, ad esempio, la LCA può essere utilizzata per valutare le prestazioni ambientali di un prodotto dal punto di vista del suo produttore per migliorarne le prestazioni ambientali (in questo caso ogni fase del ciclo di vita viene confrontata con le altre, al fine di identificare i cosiddetti hot-spot dove gli impatti ambientali sono relativamente elevati e quindi, entrando nel dettaglio, si individuano gli input specifici che contribuiscono all'impatto per agire in direzione di un suo miglioramento o sostituzione). Un altro utilizzo della LCA è la valutazione comparativa tra due o più prodotti comparabili, al fine di comprendere quello con le migliori prestazioni ambientali. Il confronto deve essere riferito alla stessa unità funzionale.

LCA è la base per una serie di altri strumenti, come gli standard per l'etichettatura ambientale (ISO 14020 serie1), per la comunicazione sull'impronta e per l'impronta di carbonio (famiglia ISO 14060).

Le etichette ambientali forniscono informazioni su un prodotto o servizio in termini di benefici ambientali complessivi; disporre di standard riconosciuti, affidabili e armonizzati può essere vantaggioso per tutte le parti interessate (industria, consumatori, regolatori).

Gli standard ISO riguardano:

- Etichette e dichiarazioni ambientali - Principi generali - ISO 14020. Stabilisce i principi guida per lo sviluppo e l'uso di etichette e dichiarazioni ambientali.
- Etichettatura ambientale di tipo I, per schemi di etichettatura ecologica in cui vi sono criteri chiaramente definiti per i prodotti - ISO 14024. Più comunemente noti come schemi di etichettatura ecologica con un marchio o un logo per quei prodotti o servizi che soddisfano una serie di criteri, specifici per ogni prodotto / servizio.
- Dichiarazioni ambientali autodichiarate di tipo II, per prodotti e servizi per i quali non esistono criteri né schemi di etichettatura - ISO 14021. Questo tipo di etichetta può fornire credibilità per affermazioni ambientali autodichiarate che produttori, operatori di marketing e rivenditori possono fare per prodotti o servizi.
- Dichiarazioni ambientali di tipo III, per aspetti specifici dei prodotti, utilizzando un approccio basato sul ciclo di vita. - ISO 14025. Stabilisce i principi e le procedure per lo sviluppo dei dati per tali dichiarazioni e i requisiti per i programmi di dichiarazione, compreso il requisito che i dati siano verificati in modo indipendente. La Dichiarazione Ambientale di Prodotto (EPD) rispetta questo tipo

di standard. Le EPD richiedono, per ogni tipo di prodotto / servizio, specifiche "Regole di categoria di prodotto" che specifichino gli aspetti ambientali da affrontare, elencati e contabilizzati per ogni specifico prodotto.

- Comunicazione dell'impronta ambientale - ISO 14026. Lo standard fornisce una guida su come comunicare le informazioni sull'impronta ambientale in modo trasparente e solido.

In termini generali, il marchio di qualità ecologica e l'autodichiarazione sono più visibili e comprensibili per il consumatore finale (es. Marchio di qualità ecologica europeo - ci sono prodotti con marchio di qualità ecologica sul mercato), mentre le EPD sono più complicate da utilizzare per il consumatore finale. Tuttavia, tutte e tre le etichette sono utilizzate come sottocriteri, ad esempio negli appalti pubblici verdi, e possono essere utilizzati come termine di dichiarazione/prestazione ambientale in ogni tipo di appalto. La tabella seguente riporta alcuni esempi di etichette.

Tabella 4. Esempi di etichette ambientali del tipo I e III

Etichetta	Descrizione	Dettagli
<p>EU Ecolabel¹⁴</p> 	<p>l'Ecolabel UE è un marchio di eccellenza ambientale che viene assegnato a prodotti e servizi che soddisfano elevati standard ambientali durante tutto il loro ciclo di vita: dall'estrazione delle materie prime, alla produzione, distribuzione e smaltimento.</p>	<p>L'elenco completo dei criteri per il marchio di qualità ecologica dell'UE sviluppati o in fase di sviluppo è disponibile al seguente link:</p>
<p>International EPD System¹⁵</p> 	<p>Una Dichiarazione Ambientale di Prodotto (EPD) è un documento verificato e registrato in modo indipendente che comunica informazioni trasparenti e confrontabili sull'impatto ambientale del ciclo di vita dei prodotti. Come dichiarazione volontaria dell'impatto ambientale del ciclo di vita, avere una EPD per un prodotto non implica che il prodotto dichiarato sia ecologicamente superiore alle alternative.</p>	<p>L'elenco completo delle PCR sviluppate o in fase di sviluppo è disponibile al seguente link: https://www.environdec.com/PCR/</p>

Tra i marchi di qualità ecologica dell'UE¹⁴¹⁵ non ci sono criteri per il gas naturale; inoltre non ci sono PCR per il gas naturale all'interno del sistema internazionale EPD2.

¹⁴ EU Ecolabel: https://ec.europa.eu/environment/ecolabel/index_en.htm

¹⁵ EPD: <https://www.environdec.com/>

Esiste un'etichetta per gas rinnovabile realizzata da EkoEnergy1. Il gas rinnovabile etichettato EKOenergy proviene da:

- Tipi sostenibili di biomassa, in particolare rifiuti organici e residui
- Gas prodotto attraverso processi di gassificazione utilizzando rinnovabili sostenibili idonee a EKOenergy elettricità (rinnovabile power-to-gas).

EKOenergy è un'etichetta ecologica internazionale senza scopo di lucro per l'energia (elettricità rinnovabile così come gas rinnovabile, caldo e freddo).

La famiglia delle norme ISO 14060 verrà descritta nel paragrafo finale di questo capitolo.

3.2 Letteratura su analisi del ciclo di vita nella filiera del gas naturale

Ci sono alcuni esempi di LCA, LCI e relativi studi di valutazione sulla filiera del gas naturale. Alcuni di questi sono presentati di seguito. Sebbene sia possibile ottenere un'ampia gamma di informazioni da essi, non è possibile effettuare confronti tra di loro, in quanto le impostazioni di base possono non essere affatto omogenee.

Il presente paragrafo mostra, brevemente, i seguenti studi e valutazioni basati sull'approccio LCT e in particolare su LCA e LCI. Un recente ed ampio lavoro sulle emissioni di metano dalla filiera dell'olio e del gas naturale viene inoltre presentata come uno studio di riferimento della complessità e delle relazioni circa le emissioni di metano derivanti dalle due filiere interconnesse.

- Paul Balcombe, Kris Anderson, Jamie Speirs, Nigel Brandon, Adam Hawkes, "Emissioni di metano e CO2 dalla catena di approvvigionamento del gas naturale. An Evidence Assessment ", Imperial College London - Sustainable Gas Institute, settembre 2015.
- Sevenster M.N. (Maartje), Croezen H.J. (Harry), **The natural gas chain. Toward a global life cycle assessment**, Delft, CE, 2006
- Salome Schori, Rolf Frischknecht, **Life Cycle Inventory of Natural Gas Supply**, Version: 2012, ESU- services Ltd. On behalf of the Swiss Federal Office of Energy SFOE.
- Tan Reginald B.H., Wijaya David, Khoo Hsien H., "**LCI (Life cycle inventory) analysis of fuels and electricity generation in Singapore**", in Energy 35 (2010) 4910e4916. JRC, **Data on NG from ELCD3.2 data set**, European Commission.

- Alvarez et al., "Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain", Science 361, 186-188 (2018)
- JRC, **Data on NG from ELCD3.2 data set**, European Commission.

Lo studio "Methane and CO2 emissions from the natural gas supply chain".

Lo studio di Balcome et al., 2015¹⁶ prende in considerazione 424 articoli sull'argomento e descrive, passo dopo passo, la quantità di emissioni di CO₂eq durante l'intera catena di fornitura del gas naturale dagli Stati Uniti o dal Nord America (54%), una stima globale (13%), reti del gas russe (5%) o Regno Unito (6%). Le stime delle emissioni totali di metano lungo l'intera catena di fornitura variavano dallo 0,2% al 10% del metano prodotto (la quantità totale di metano estratta dal pozzo), con una media del 2,2% e una mediana dell'1,6%.

Secondo il documento, "mentre il gas naturale può rappresentare un miglioramento rispetto al carbone, le emissioni di anidride carbonica (CO₂) potrebbero non essere ancora sufficientemente basse da mantenere le emissioni entro un budget globale di carbonio richiesto. Inoltre, il metano è un potente gas serra (GHG) e le quantità vengono rilasciate nell'atmosfera attraverso la catena di approvvigionamento del gas. Pertanto, se le emissioni di metano fossero abbastanza elevate, eventuali benefici associati alla riduzione dell'intensità di carbonio nell'uso finale potrebbero essere annullati".

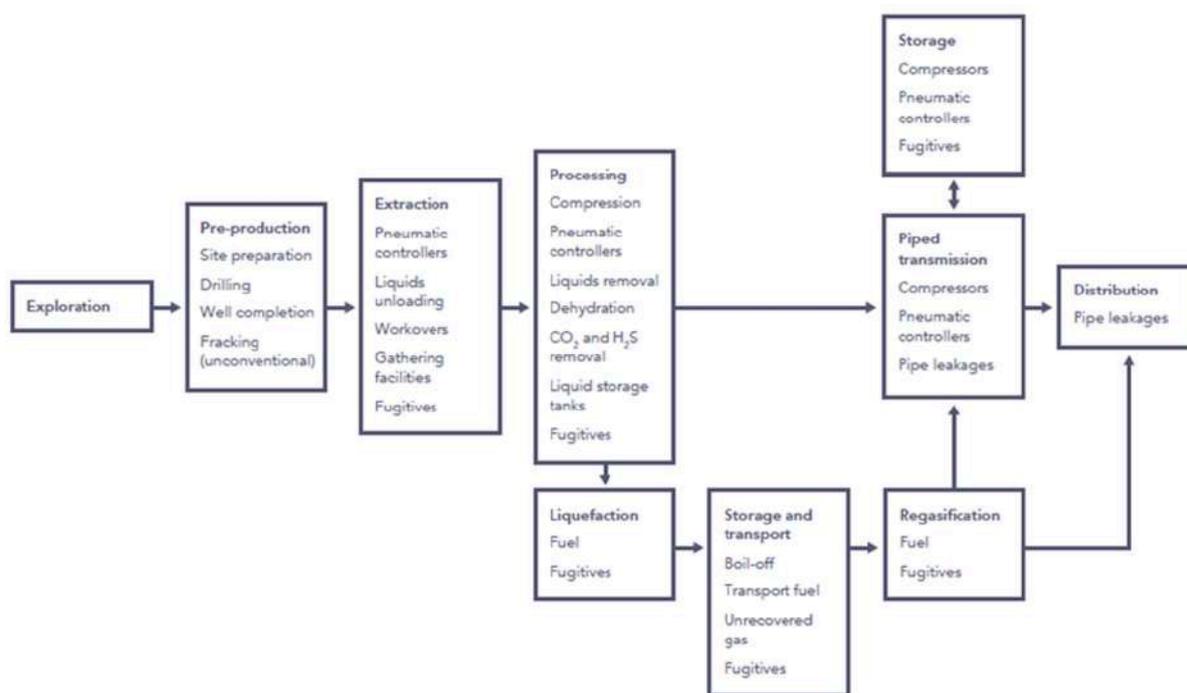
Lo stesso studio sottolinea l'importanza di prendere in considerazione i seguenti aspetti per considerare i possibili vantaggi (o svantaggi) dell'utilizzo del gas naturale al posto di altre fonti di combustibili fossili:

- L'entità e la gamma delle emissioni di metano lungo la catena di approvvigionamento del gas naturale.
- I metodi, i dati e le ipotesi utilizzati per stimare queste emissioni.
- Il "potenziale di riscaldamento globale" del metano rispetto alla CO₂ e la tempistica su cui dovrebbe essere considerato.

¹⁶ Paul Balcombe, Kris Anderson, Jamie Speirs, Nigel Brandon, Adam Hawkes, "Methane and CO₂ emissions from the natural gas supply chain. An Evidence Assessment", Imperial College London - Sustainable Gas Institute, September 2015.

L'immagine seguente rappresenta la catena di approvvigionamento del GN secondo lo stesso studio con i diversi passaggi in cui possono verificarsi emissioni fuggitive di GN.

Figura 29: La filiera del gas naturale

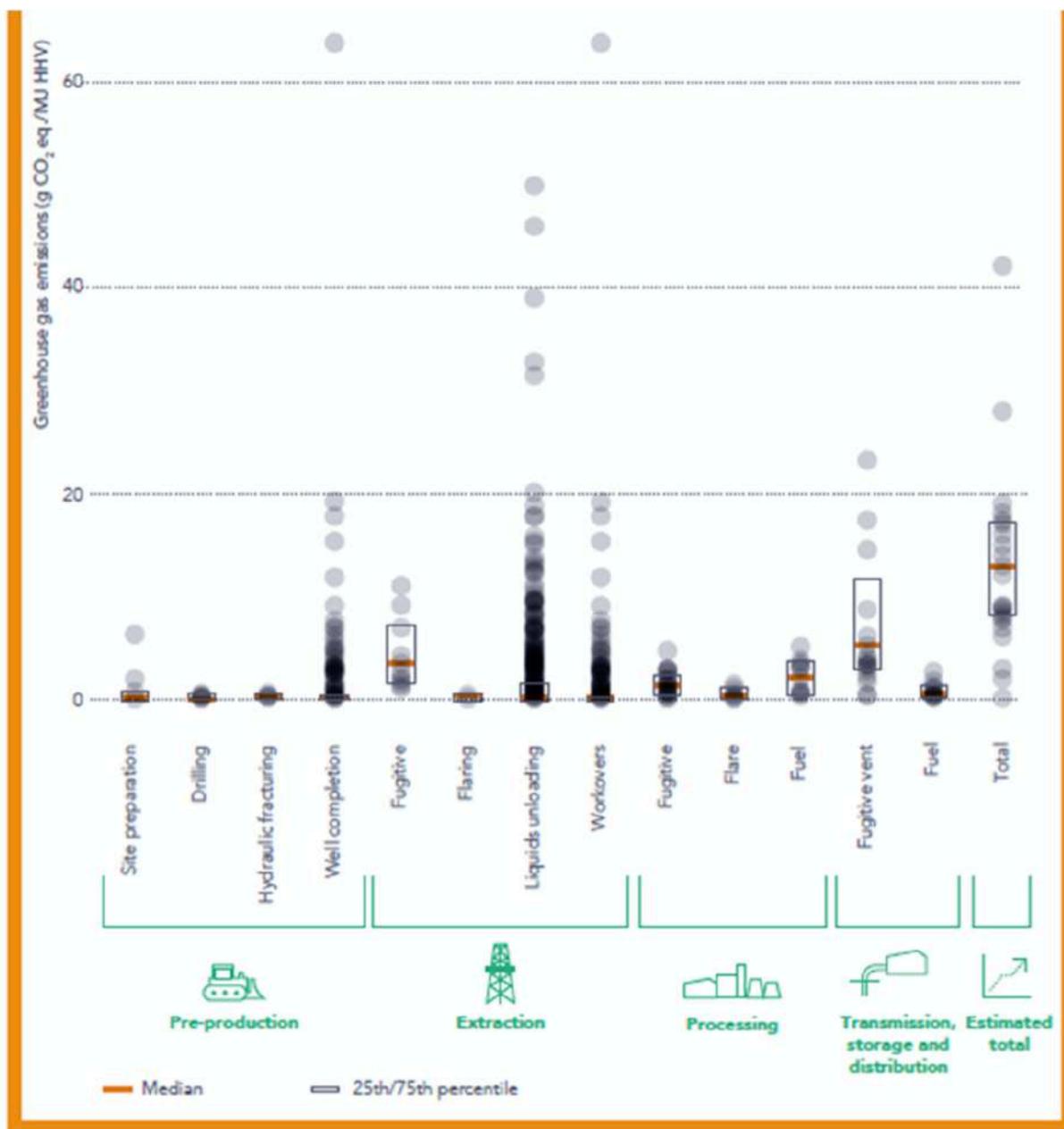


Fonte: Balcome et al., 2015.

Le immagini seguenti mostrano la gamma di emissioni di gas serra lungo la catena di approvvigionamento del gas naturale, secondo cui estrazione, trasmissione, stoccaggio e distribuzione sono le fasi con le emissioni di GHG più significative (vedi valori mediane).

In totale, **le stime delle emissioni combinate di metano e CO₂ erano comprese tra 2 e 42 g CO₂ eq / MJ HHV**, mentre le emissioni di solo metano variavano dallo 0,2% al 10% del metano prodotto. Secondo lo studio, le emissioni di metano nella fase di estrazione sono la questione più controversa, con dati disponibili limitati ma impatti potenzialmente ampi, associati a completamenti di pozzi di gas non convenzionali, scarico di liquidi e anche la fase di trasmissione. Dalle stime della letteratura, **le emissioni totali di GHG della catena di approvvigionamento sono considerate tra 3,6 e 42,4 g CO₂ eq / MJ HHV**, con una stima centrale di 10,5.

Figura 30: Stime delle emissioni di gas a effetto serra lungo la catena di approvvigionamento del gas naturale



Fonte: Balcome et al. (truncated), 2015



La tabella successiva mostra le emissioni di metano da diversi passaggi lungo la catena del valore della produzione di GN.

Tabella 5: Emissioni di metano nel 2012 per il settore del trasporto di gas naturale negli Stati Uniti

Activity Data		Emission Factor		Mg CH ₄ /year
Pipelines				
Leaks	489,900 km	0.027	m ³ / day/ km	3,310
Compressor Stations				
Station	1,807 Stations	248	m ³ / day/ station	111,200
Reciprocating Compressor	7,265 Compressors	430	m ³ / day/ compressor	774,800
Centrifugal Compressor (wet seals)	672 Compressors	1,422	m ³ / day/ compressor	236,700
Centrifugal Compressor (dry seals)	57 Compressors	912	m ³ / day/ compressor	12,880
Compressor Exhausts				
Engines	3.59E+13 MWhr	5.066	m ³ / MWhr	222,200
Turbines	8.57E+12 MWhr	0.211	m ³ / MWhr	2,209
Venting				
Pneumatic Devices	114,500 km	4,591	m ³ / year/ device	221,700
Pipeline Venting	489,900 km	895,880	m ³ / year/ mile	185,200
Station Venting	1,807 Stations	1.E+08	m ³ / year/ station	151,400
Total				1,922,000

Fonte: Balcome et al., 2015

Lo studio di Balcome et al, 2015, offre una revisione ampia e dettagliata dei documenti riguardanti le emissioni di GHG dalla catena di approvvigionamento del gas naturale, ma non è uno studio LCA e non abbiamo informazioni per affermare che il documento analizzato per la revisione sia uno studio LCA.

Quello che possiamo dire da questa recensione molto completa è che c'è una variabilità assai elevata tra i dati disponibili per la valutazione delle emissioni di GHG lungo la filiera del gas naturale, dovuta ad un mix di fattori (tecnologia, geografia, tempistica, ecc.), ma anche ad una mancanza di dati primari affidabili provenienti da alcune fasi lungo la filiera.

Lo studio "The natural gas chain. Toward a global life cycle assessment".

Lo studio "La filiera del gas naturale. Verso una valutazione del ciclo di vita globale" non è un vero e proprio studio LCA della filiera NG, è piuttosto vecchio (2006) e fa

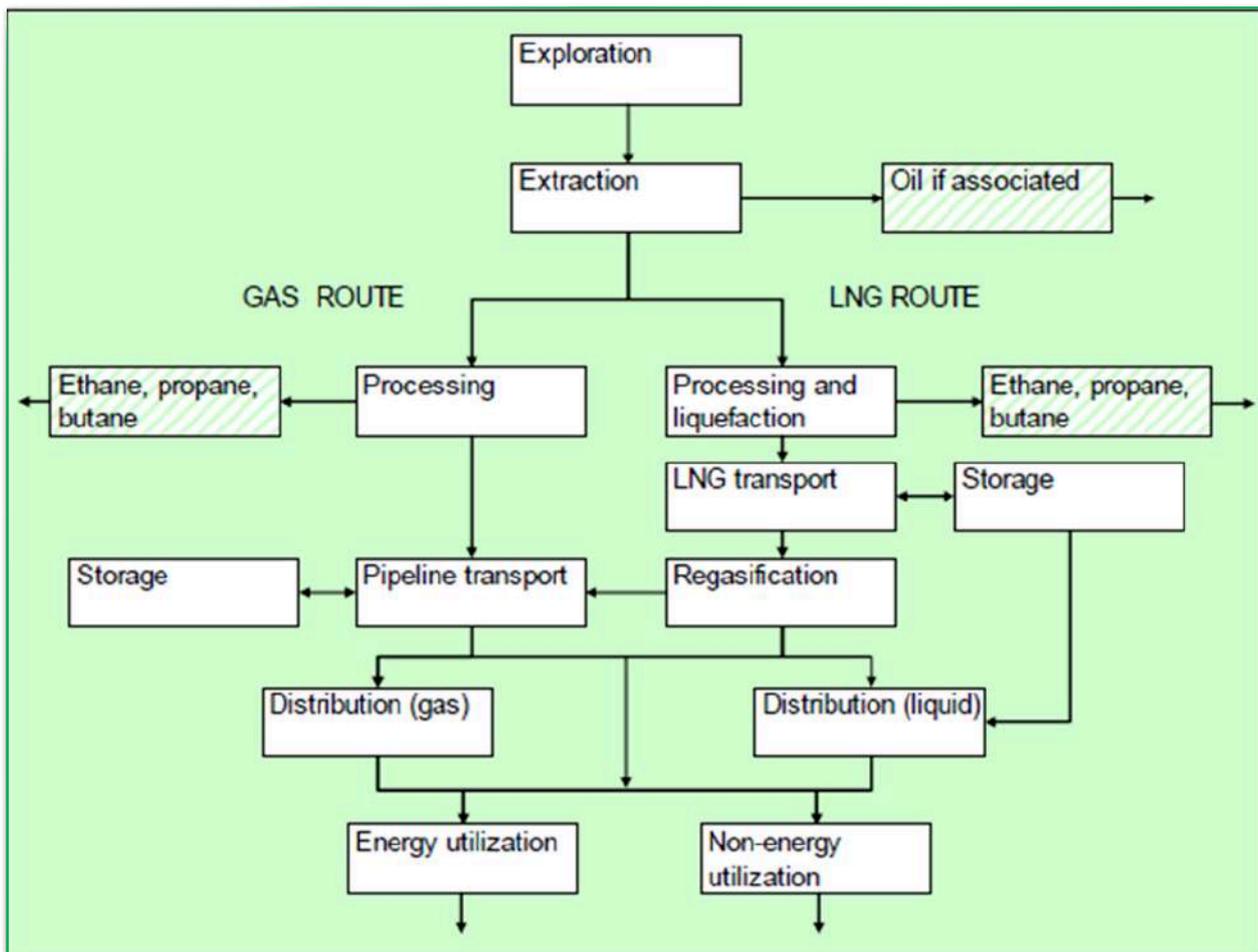
riferimento ai precedenti standard ISO per LCA (ISO 14040, 41-42-43, ora ISO 1040 e solo ISO 14044). Scopo dello studio è avviare lo sviluppo di un database LCA (sulla filiera del gas naturale) piuttosto che svolgere un vero e proprio studio LCA. Tuttavia, lo studio cerca di essere il più possibile coerente con gli standard ISO.

Ci sono alcuni punti in cui lo studio non è stato in grado di seguire le linee guida. Tra questi:

- Qualità dei dati rappresentativa e coerente.
- A causa della copertura incompleta dei dati, molte fasi del ciclo di vita non possono essere collegate ad altre. Ciò significa che non esiste un flusso di riferimento unico e i dati vengono forniti per un output unitario per processo.
- Ogni applicazione sarà correlata alla propria funzionalità e al flusso di riferimento corrispondente.

La figura seguente mostra lo schema di filiera del gas naturale utilizzato.

Figura 31: Filiera del gas naturale



Fonte: Sevenster and Croezen, 2006

Secondo la metodologia LCA, lo studio la segue passo dopo passo.

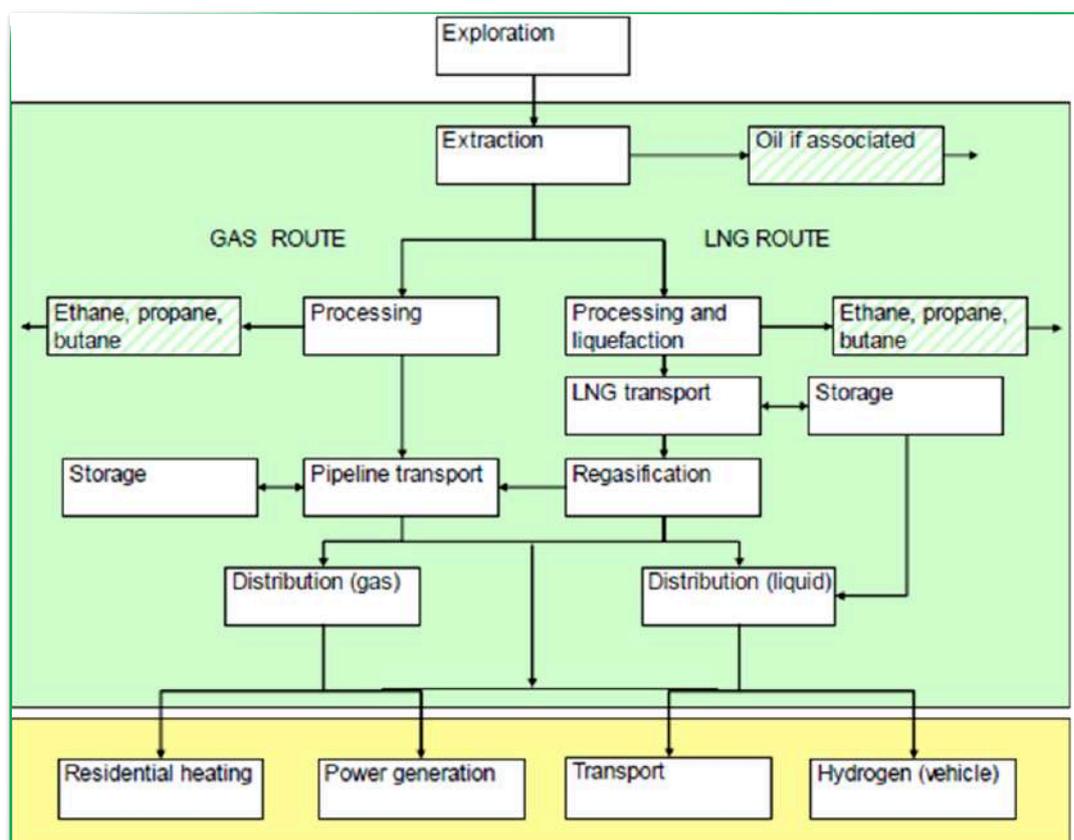
Senza entrare nei dettagli di ogni singola fase dell'LCA, qui di seguito si elencano alcuni presupposti principali di questo studio, il cui obiettivo è avviare lo sviluppo di una banca dati globale di consumi ed emissioni (impatti) che fornisca una panoramica del ciclo di vita dell'approvvigionamento di gas naturale.

Le fasi LC della filiera sono:

1. Esplorazione (compresa la preparazione e la chiusura del pozzo)
2. Estrazione
3. Elaborazione
4. Trasporto
5. Stoccaggio
6. Distribuzione
7. Utilizzo

Lo studio copre le fasi da 2 a 7 come descritto nella figura seguente.

Figura 32: Ambito dello studio



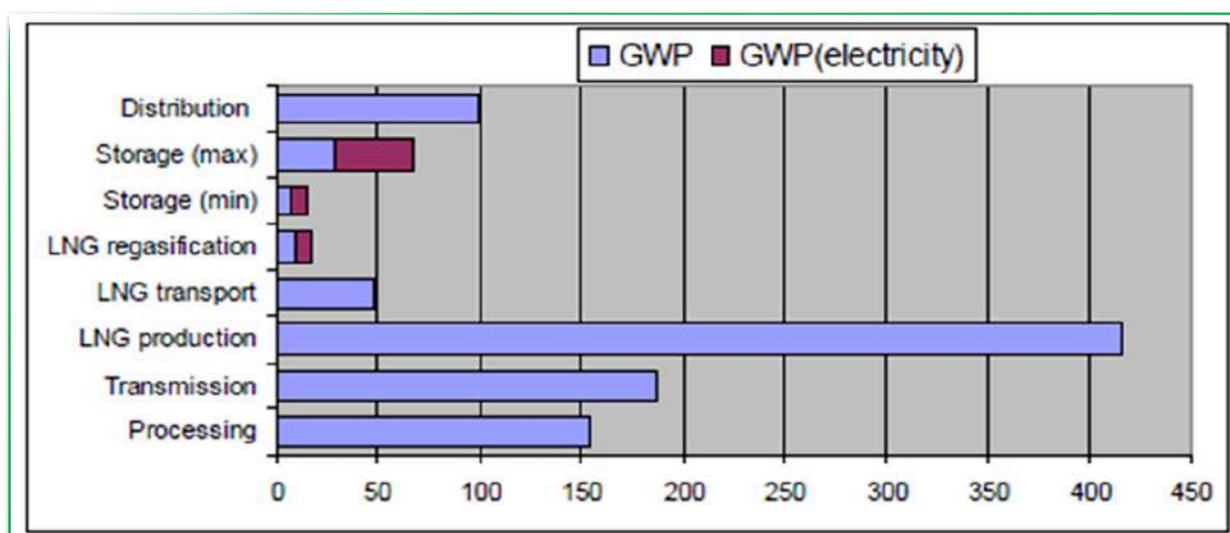
Fonte: Sevenster and Croezen, 2006

In particolare, la fase esplorativa non sarà inclusa in questo studio perché l'esplorazione pone problemi in termini di allocazione degli impatti al ciclo di vita del GN, così come per la fase di utilizzo. Per l'ultima fase, gli impatti sono stati allocati al sistema delle utilities. Quindi, alla fine, l'allocazione si riferisce alle fasi da 2 a 6.

I dati dell'inventario della produzione si riferiscono alle emissioni dirette dovute alla combustione di carburante; le perdite, le emissioni di processo e le emissioni indirette (ad esempio, la produzione di elettricità o metanolo) non sono incluse.

I dati di inventario per le varie fasi del ciclo di vita sono elencati e descritti in un documento a parte perché alcuni dati sono riservati e per questo motivo non sono elencati nel report. La figura successiva mostra parte dei risultati complessivi dell'LCA, in termini di emissioni di CO₂eq per unità funzionale (in questo studio i Nm³ di gas naturale).

Figura 33: Impatto sul clima (GWP) in grammi CO₂-eq per Nm³ (per il trasporto di GNL si ipotizza una distanza di 5.000 km)



Fonte: Sevenster e Croezen, 2006

Lo studio sottolinea la necessità di disporre di dati LCI affidabili e solidi dall'industria, al fine di ricavare, come diretta conseguenza, studi LCA affidabili in grado di trarre adeguatamente le prestazioni ambientali del NG rispetto a quelle di altri combustibili utilizzati per gli stessi scopi.

Lo studio " Life Cycle Inventory of Natural Gas Supply " ¹⁷

Lo studio "Life Cycle Inventory of Natural Gas Supply" prende in considerazione l'Inventario del Ciclo di Vita (quindi non un LCA completo ma solo una parte di esso) delle seguenti fasi delle catene del valore NG:

- Esplorazione, produzione e lavorazione
- Trasporto a lunga distanza
- Distribuzione regionale
- Fornitura di gas naturale locale

Il rapporto è un follow-up dei rapporti Ecoinvent sul gas naturale (Faist Emmenegger et al. 2003; Faist Emmenegger et al. 2007). In questa revisione del 2012 dell'inventario del gas naturale "sono stati aggiornati i dati del mix di fornitura e sono stati generati nuovi dataset rappresentativi della produzione e del trasporto di gas naturale liquefatto dalla Nigeria e dal Medio Oriente. La produzione e la fornitura di gas naturale dalla Russia è stata inventariata per la prima volta con specifici dati. La produzione in Norvegia è stata aggiornata con dati recenti. Altri set di dati sulla produzione sono stati solo leggermente modificati. Nei dataset rappresentativi della distribuzione regionale nella rete gas ad alta e bassa pressione sono stati aggiornati i dati sui consumi energetici e sui tassi di fuga".

Nell'ambito di questo lavoro, i set di dati sono stati compilati e/o aggiornati per ciascuna delle fasi della catena del valore NG sopra menzionate. Quindi il lavoro non offre una visione completa dell'LCI della catena del valore NG, ma set di dati selezionati da utilizzare come dati secondari per gli studi LCA.

Lo studio "LCI (Life cycle inventory) analysis of fuels and electricity generation in Singapore"

Il documento "Analisi LCI (inventario del ciclo di vita) dei combustibili e della generazione di elettricità a Singapore"¹⁸ offre uno studio con un approccio a tre fasi nell'analisi LCI per la generazione del profilo ambientale della generazione di elettricità a Singapore. La prima fase si concentra sui combustibili consegnati a Singapore, la seconda sull'elettricità generata da vari tipi di impianti di produzione di energia. La terza

¹⁷ Salome Schori, Rolf Frischknecht, Life Cycle Inventory of Natural Gas Supply, Version: 2012, ESU-services Ltd. On behalf of the Swiss Federal Office of Energy SFOE.

¹⁸ Tan Reginald B.H., Wijaya David, Khoo Hsien H., "LCI (Life cycle inventory) analysis of fuels and electricity generation in Singapore", in Energy 35 (2010) 4910e4916.

fase integra lo studio dell'intero ciclo di vita. Per quanto riguarda l'obiettivo specifico di questo rapporto, ci concentreremo solo sulla prima fase dello studio: i combustibili recapitati a Singapore.

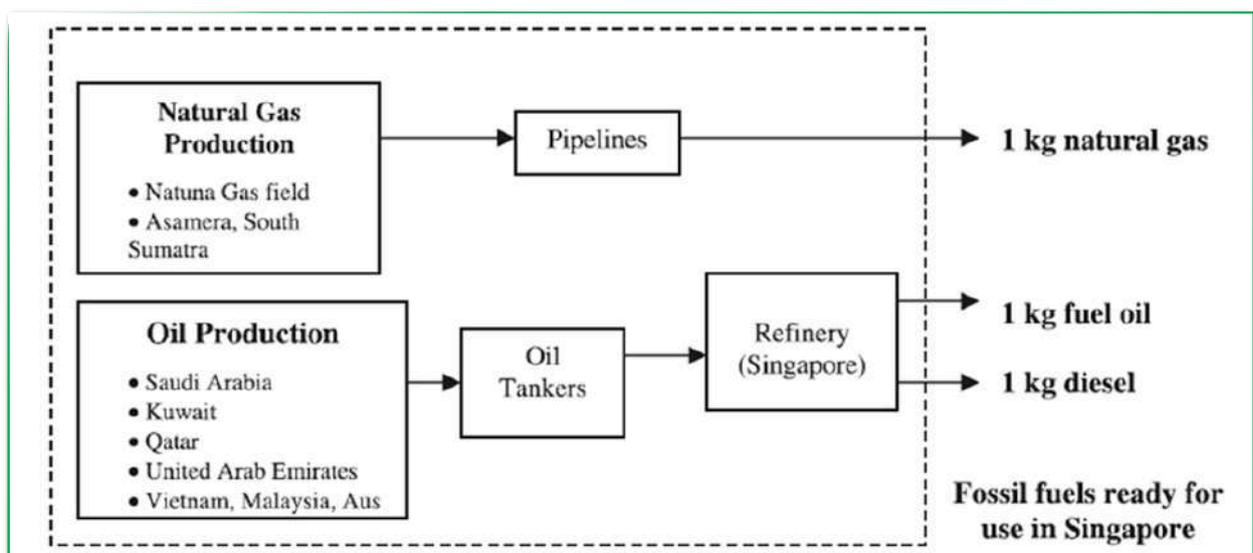
La prima fase considera le emissioni atmosferiche derivanti dalla produzione e dal trasporto di gas naturale e petrolio greggio consegnati a Singapore, nonché la raffinazione del petrolio greggio in olio combustibile e diesel. L'obiettivo della fase 1 è stimare la quantità totale di emissioni atmosferiche, dalla culla alla tomba, per 1 kg di quantità di:

- Gas naturale
- Carburante
- Diesel

Il percorso del sistema è illustrato nella figura successiva.

Nella prima fase di sviluppo di LCI, il gas naturale viene estratto da due luoghi e convogliato a Singapore. La tabella successiva mostra l'allocazione di massa per le importazioni di gas naturale dalle due località. Nella tabella successiva sono riportate le percentuali di importazione di petrolio greggio da ogni paese preso in considerazione, nonché le rispettive distanze di trasporto con petroliere. A causa dei dati non disponibili delle compagnie petrolifere e del gas che operano all'estero, le emissioni atmosferiche dalla produzione di petrolio greggio dal Medio Oriente e dalla produzione di gas naturale dall'Indonesia sono fornite dal database JEMAI e i dati sulle emissioni

Figura 34: I confini del sistema (dalla culla alla tomba)



Fonte: R.B.H. Tan et al. / Energy 35 (2010) 4910e4916

atmosferiche delle navi cisterna e dei trasporti di tubature sono estratti dai dati del ciclo di vita GaBi Banca.

Tabella 6: allocazione di massa per le importazioni di gas naturale

Mass allocation for natural gas imports.

Pipeline	Distance (km)	Capacity (MMscf/day)	%transported	Amount transported (kg/kg NG)
Natuna	650	325	48.15	0.48
Asamera	470	350	51.85	0.52

Fonte: R.B.H. Tan et al. / Energy 35 (2010) 4910e4916

Tabella 7: allocazione di massa delle importazioni di petrolio greggio

Mass allocation of crude oil imports.

Source	Distance (km)	%crude oil	Amount shipped by ocean tanker (kg)
Saudi Arabia	6843	37.53	0.375
Kuwait	7078	20.59	0.206
Qatar	6645	15.45	0.155
UAE	6221	12.01	0.120
Vietnam	1377	5.03	0.050
Australia	5691	5.15	0.052
Malaysia	646	4.23	0.042
Total	—	100.00	1.000

Fonte: R.B.H. Tan et al. / Energy 35 (2010) 4910e4916

Le tre tabelle successive presentano i risultati LCI delle emissioni atmosferiche totali da 1 kg di gas naturale, olio combustibile e gasolio consegnati a Singapore.

Tabella 8: risultati LCI per 1 kg di gas naturale consegnato a Singapore

Pollutants (all in kg/kg natural gas)	Natural Gas production	Pipeline transportation	Total
CO ₂	8.88×10^{-3}	5.87×10^{-3}	1.48×10^{-2}
CO	1.45×10^{-6}	2.04×10^{-6}	3.49×10^{-6}
N ₂ O	1.01×10^{-5}	4.27×10^{-8}	1.02×10^{-5}
NO _x	1.28×10^{-5}	1.14×10^{-5}	2.42×10^{-5}
SO _x	1.09×10^{-7}	2.03×10^{-6}	2.13×10^{-6}
VOC	1.62×10^{-6}	1.45×10^{-5}	1.61×10^{-5}
PM	3.11×10^{-8}	—	3.11×10^{-8}

Fonte: R.B.H. Tan et al. / Energy 35 (2010) 4910e4916

Tabella 9: risultati LCI per 1 kg di olio combustibile consegnato a Singapore

Pollutants (all in kg/kg fuel oil)	Crude oil production	Ocean tanker transportation	Refinery	Total
CO ₂	1.13	0.36	0.32	1.81
CO	1.85×10^{-4}	1.03×10^{-3}	3.48×10^{-4}	1.56×10^{-3}
N ₂ O	1.29×10^{-3}	–	5.58×10^{-6}	1.30×10^{-3}
NO _x	1.63×10^{-3}	9.63×10^{-3}	6.80×10^{-4}	1.19×10^{-2}
SO _x	1.39×10^{-5}	6.96×10^{-3}	1.69×10^{-3}	8.66×10^{-3}
VOC	2.06×10^{-4}	2.87×10^{-4}	1.26×10^{-4}	6.19×10^{-4}
PM	3.97×10^{-6}	2.29×10^{-4}	3.13×10^{-5}	2.65×10^{-4}

Fonte: R.B.H. Tan et al. / Energy 35 (2010) 4910e4916

Tabella 10: risultati LCI per 1 kg di diesel consegnato a Singapore

Pollutants (all in kg/kg diesel)	Crude oil production	Ocean tanker transportation	Refinery	Total
CO ₂	0.48	0.15	0.30	0.94
CO	7.85×10^{-5}	4.39×10^{-4}	3.70×10^{-4}	8.87×10^{-4}
N ₂ O	5.49×10^{-4}	–	5.65×10^{-6}	5.55×10^{-4}
NO _x	6.94×10^{-4}	4.10×10^{-3}	6.99×10^{-4}	5.49×10^{-3}
SO _x	5.91×10^{-6}	2.96×10^{-3}	1.72×10^{-3}	4.69×10^{-3}
VOC	8.78×10^{-5}	1.22×10^{-4}	3.84×10^{-3}	4.05×10^{-3}
PM	1.69×10^{-6}	9.76×10^{-5}	3.26×10^{-5}	1.32×10^{-4}

Fonte: R.B.H. Tan et al. / Energy 35 (2010) 4910e4916

Riassumendo, la tabella seguente mostra i risultati combinati per i tre tipi di combustibili con particolare attenzione alle emissioni di CO₂.

Tabella 11: emissioni di CO₂ per il confine dalla culla al cancello di gas naturale, olio combustibile e diesel

	kg CO ₂ /kg fuel	g CO ₂ /kg fuel
Gas naturale	0.0148	14.8
Olio combustibile	1.8100	1810
Diesel	0.9400	940Fob

Fonte: R.B.H. Tan et al. / Energy 35 (2010) 4910e4916

Lo studio “Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain”

Lo studio di Alvarez et al. (2018)¹⁹ descrive un complesso ed ampio lavoro finalizzato a stimare le emissioni di metano derivanti dalla filiera produttiva del petrolio e del gas naturale negli U.S.A. (produzione, trasformazione e trasporto).

Lo studio si basa su ed integra due differenti tipi di Valutazione:

- Stima quantitativa di tipo Top Down (TD) di 9 aree di produzione di petrolio/gas naturale effettuata attraverso strumenti di osservazione remota come aerei, satelliti e più in generale sistemi di “remote sensing”;
- Valutazione quantitativa di tipo Bottom-Up (BU) effettuata attraverso misure dirette sulle apparecchiature e sugli impianti di estrazione, trasformazione e distribuzione.

Secondo questo studio le emissioni delle filiera del petrolio/gas natural sono sottostimate di circa il 60% rispetto a quanto stimato dall’inventario redatto dalla U.S. Environmental Protection Agency.

Questo si può osservare nella prossima tabella che mostra che le emissioni stimate con metodologia BU, estrapolate a livello di USA. Secondo queste stime nel 2015 le emissioni di metano sarebbero state pari a 13 Tg invece che 8.1 Tg come valutato dall’Inventario delle emissioni di GHG dell’EPA.

Questa grande quantità di emissioni sottostimate dall’EPA potrebbero essere giustificate, secondo gli autori, dal fatto che i sistemi di inventario delle emissioni che vengono utilizzati non prendono in considerazione gli eventi accidentali che possono avvenire.

Lo studio sottolinea che gli inventari di emissioni di GHG sono probabilmente sottostimati a causa della mancanza di informazioni circa gli eventi accidentali e che quindi c’è un urgente bisogno di campagne di misura per valutare la portata di questi eventi che producono una così importante quota di emissioni.

È ragionevole estendere le considerazioni sopra esposte a scala globale data la necessità di avere dati primari ed affidabili sulle emissioni di GHG dalla filiera del gas naturale (e delle sue relazioni con quelle della filiera del petrolio), prendendo in considerazione non solo le prestazioni normali degli equipaggiamenti e delle attrezzature, ma anche gli eventi accidentali.

¹⁹ Alvarez et al., “Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain”, Science 361, 186-188 (2018)

Tabella 12. Stima delle emissioni di metano della filiera petrolio/gas naturale secondo l'approccio Bottom-Up esteso agli interi USA, comparato con la corrispondente stima effettuata dall'EPA (USA, 2015)

Industry segment	2015 CH ₄ emissions (Tg/year)	
	This work (bottom-up)	EPA GHGI (17)
Production	7.6 (+1.9/-1.6)	3.5
Gathering	2.6 (+0.59/-0.18)	2.3
Processing	0.72 (+0.20/-0.071)	0.44
Transmission and storage	1.8 (+0.35/-0.22)	1.4
Local distribution*	0.44 (+0.51/-0.22)	0.44
Oil refining and transportation*	0.034 (+0.050/-0.008)	0.034
U.S. O/NG total	13 (+2.1/-1.7)	8.1 (+2.1/-1.4) [†]

Fonte: Alvarez et al, 2018

I dati sul gas naturale dal set di dati "ELCD3.2"

Secondo il database open source LCI ELCD3.2²⁰ del JRC, è possibile ricavare i dati sull'inventario del ciclo di vita del seguente processo: "1 kg di miscela di gas naturale, mix di tecnologia, mix di consumo, al consumo, produzione onshore e offshore incluso gasdotto e trasporto GNL EU-27 S".

Il set di dati copre l'intera catena di approvvigionamento del gas naturale, comprese la perforazione di pozzi, la produzione di petrolio, la lavorazione e il trasporto, e rappresenta il mix di fornitura paese/regione nell'anno di riferimento, comprese la produzione interna e le importazioni. I parametri principali, come il consumo di energia, le distanze di trasporto, il gas acido e la fase di recupero (Materie prime, secondarie, terziarie) sono considerati singolarmente per tutti i paesi esportatori di gas naturale inclusi nel mix di approvvigionamento nonché per la produzione interna. L'inventario si basa principalmente su dati secondari. L'anno di riferimento per questi dati è il 2008 e il dato è valido fino al 2015, quindi questa informazione può essere presa in considerazione solo tenendo presente che nel frattempo le tecnologie, così come il mix NG, sono state modificate e che probabilmente, secondo i recenti sistemi di monitoraggio SAT le emissioni possono essere superiori alle stime precedenti.

I dati sono riferiti alle seguenti informazioni:

- nome di base: miscela di gas naturale
- trattamento, standard, percorsi: mix tecnologico
- mix e tipologie di location: mix di consumo, al consumatore

²⁰ <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/ELCD3/datasetDownload.xhtml>

- Rete dati ILCD - Livello base: produzione onshore e offshore incl. gasdotto e trasporto GNL
- geografia: UE-27
- descrizione della rappresentatività temporale: media annuale

Il mix di gas naturale è costituito dalla produzione interna e dalle importazioni di gas naturale dai paesi esportatori al paese/regione consumatore.

Per il trasporto del gas naturale è stata utilizzata la seguente modellazione:

- Importazioni: a partire da un paese/regione esportatore, il gas naturale viene trasportato tramite gasdotto direttamente al confine del paese/regione consumatore o come gas naturale liquefatto (GNL) tramite navi GNL. In caso di importazione di GNL, il gas naturale viene prima trasferito in condotte al successivo terminale GNL all'interno dei paesi esportatori, liquefatto e quindi esportato tramite navi GNL nel paese/ regione di destinazione. Nel terminale GNL del paese/regione di destinazione, il GNL viene rigassificato. Dal confine o dal porto GNL viene stimata una distanza media specifica per paese/regione per la distribuzione regionale del gas naturale (tramite gasdotto).
- Produzione nazionale: per la produzione nazionale onshore è stata presa in considerazione la stessa distanza della distribuzione regionale delle importazioni. Per la produzione nazionale offshore è considerato un trasporto aggiuntivo tra il giacimento di gas e la costa. Il set di dati considera l'intera catena di fornitura del gas naturale ovvero esplorazione, produzione, lavorazione (es. desolfurazione) e in caso di importazione di GNL, liquefazione/rigassificazione di GNL, il trasporto a lunga distanza e la distribuzione regionale al consumatore finale. Sono incluse le perdite che si verificano durante il trasporto tramite tubazioni o navi.
- Trasporti: sono inclusi tutti i processi di trasporto pertinenti e noti, compresi i trasporti oltremare, il trasporto su rotaia e camion da e verso i principali porti per le risorse importate. Inoltre, sono inclusi tutti i trasporti rilevanti e noti di gasdotti e/o cisterne di gas e importazioni di petrolio.
- Vettori energetici: I vettori energetici sono modellati in base alla specifica situazione di importazione (vedi elettricità). Prodotti della raffinazione - diesel, benzina, gas tecnici, oli combustibili, oli di base e residui come il bitume - sono considerati tramite un modello parametrizzato di raffineria specifico per paese. Il modello di raffineria rappresenta lo standard nazionale corrente nelle tecniche di raffinazione (ad es. Livello di emissione, consumo interno di energia, ...) così come lo spettro di produzione del prodotto specifico, che può essere molto

diverso da paese a paese. Quindi i prodotti di raffinazione utilizzati mostrano l'uso delle risorse specifico per paese. L'offerta di petrolio greggio è modellata, ancora una volta, in base alla situazione del petrolio greggio specifica del paese con le proprietà delle rispettive risorse.

Nell'Allegato 1 è riportata la tabella Life Cycle Inventory con tutti gli impatti per la produzione di 1 kg di metano al consumo, mentre i dati seguenti mostrano l'impronta calcolata secondo questo LCI con il metodo di valutazione IPCC, da cui si ricava che **alla produzione di 1 kg di metano è correlata un'emissione complessiva di CO₂eq di 0,524541363 kg.**

Conclusioni

La metodologia LCA offre un modo efficace per valutare le prestazioni ambientali di prodotti, servizi, processi e organizzazioni. L'implementazione della LCA è regolata dagli standard ISO 14040 e 14044 e, in questo modo, ogni studio LCA può essere chiaramente compreso e confrontato con altri studi relativi agli stessi oggetti.

Lo studio LCA è in grado di tracciare un quadro delle prestazioni ambientali di un prodotto (o servizio, processo, organizzazione) ed è significativo in termini relativi. In questo modo è possibile comprendere le fasi di un LC che hanno i maggiori impatti ambientali e perché (in altre parole, capire, per ogni fase, quali sono i principali contributori agli impatti ambientali).

Uno dei problemi principali di una LCA è disporre di dati affidabili (primari o secondari) perché i dati sono la base per avere, di conseguenza, studi LCA affidabili (a parte il rispetto degli altri passaggi dello standard).

La revisione degli studi LCA applicati alla filiera del Gas Naturale, offre un quadro non omogeneo che non consente un facile confronto tra gli studi (quando possibile).

Secondo diverse fonti mancano ancora i dati per comprendere le effettive prestazioni ambientali del Gas Naturale lungo la sua filiera, in particolare rispetto a ciascuna specifica filiera. Lo studio di Alvarez et. Al (2018) mostra che le emissioni di metano provenienti dalla filiera del petrolio e del gas naturale sarebbero maggiori del 60% rispetto alle corrispondenti stime effettuate dall'EPA. Questo mostra ancora una volta che c'è bisogno di avere dati primari ed affidabili lungo la filiera del petrolio e del gas naturale.

Poiché LCA è la base di conoscenza per una serie di strumenti di etichettatura correlati, è fondamentale poter contare su dati affidabili, dato il campo di applicazione e le potenziali implicazioni di tali etichette che potrebbero essere utilizzate non solo per

questioni ambientali, ma anche per quelle commerciali disposte a tenere conto in qualche modo delle prestazioni ambientali dei prodotti (in questo caso il GN) per il miglioramento del mercato in una più generale Politica Integrata di Prodotto.

3.3 Applicazione della certificazione carbon footprint (ISO 14067) alla filiera del gas naturale

Secondo la Commissione Europea, la Carbon Footprint è intesa come “La quantità totale di gas serra che può essere attribuita a un individuo, un impianto, un'azienda, un prodotto o un'intera economia”.

Per quanto riguarda l'etichettatura, esistono anche in questo caso degli standard (in particolare qui si elencano gli standard ISO) per l'implementazione della Carbon Footprint in diversi campi di applicazione.

A tal proposito ISO propone gli standard della famiglia ISO 14060 che a breve si elencano di seguito:

- ISO 14064-1. Gas a effetto serra - Parte 1: Fornisce specifiche indicazioni a livello di organizzazione per la quantificazione e la comunicazione delle emissioni e delle rimozioni di gas a effetto serra;
- ISO 14064-2. Gas a effetto serra - Parte 2: Fornisce specifiche indicazioni guidate, a livello di progetto, per la quantificazione, il monitoraggio e la comunicazione delle riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra o dei miglioramenti alla rimozione;
- ISO 14064-3. Gas a effetto serra - Parte 3: Fornisce specificazioni guidate per la verifica e la convalida delle dichiarazioni sui gas a effetto serra;
- ISO 14065. Gas a effetto serra - Elenca i requisiti per gli organismi di convalida e verifica dei gas a effetto serra da utilizzare nell'accreditamento o in altre forme di riconoscimento
- ISO 14066. Gas a effetto serra - Requisiti di competenza per i team di convalida dei gas a effetto serra e per i team di verifica ;
- ISO 14067. Gas a effetto serra - Impronta di carbonio dei prodotti - Requisiti e linee guida per la quantificazione;
- ISO / TR 14069. Gas a effetto serra - Quantificazione e rendicontazione delle emissioni di gas a effetto serra per le organizzazioni - Guida per l'applicazione della ISO 14064-1.

Secondo lo scopo di questo rapporto, l'impronta di carbonio dei prodotti (ISO 14067) può offrire un criterio per valutare le emissioni di GHG relative alla produzione di un'unità funzionale di Gas Naturale, tenendo conto dell'intera catena del valore e secondo la LCA. La norma, infatti, fa riferimento ai "prodotti" in generale, compresi tra gli altri i combustibili.

La ISO 14067 fornisce la metodologia per la quantificazione della Carbon Footprint of Products (CFP) e, anche, della CFP parziale.

CFP e CFP parziale sono definite come segue:

- **CFP**: somma delle emissioni di GHG e delle rimozioni di GHG in un sistema di prodotto, espressa come CO2 equivalente e basata su una valutazione del ciclo di vita utilizzando la singola categoria di impatto del cambiamento climatico,
- **CFP parziale**: somma delle emissioni di GHG e delle rimozioni di GHG di uno o più processi selezionati in un sistema di prodotto, espressa come CO2 equivalente e basata sulle fasi o processi selezionati all'interno del ciclo di vita.

Per quanto riguarda l'LCA, la quantificazione della PCP prevede le seguenti fasi principali:

- Definizione di obiettivi e scopi;
- Obiettivo e ambito dello studio; - Portata dello studio sulla PCP;
- Unità funzionale (o dichiarata);
- Confini del sistema;
- Dati e qualità dei dati;
- Limite di tempo per i dati;
- Fase d'uso e profilo d'uso (se incluso nell'ambito della PCP);
- Fase di fine vita;
- Analisi dell'inventario del ciclo di vita per la PCP:
 - Raccolta dati
 - Validazione dei dati
 - Relazione sui dati all'unità di processo e funzionale o dichiarata
 - Confine del sistema di raffinazione
 - Allocazione (gli input e gli output della fase di inventario devono essere assegnati ai diversi prodotti);

- Monitoraggio delle prestazioni della CFP (se si intende utilizzare la CFP);
- Valutazione dell'effetto della tempistica delle emissioni e delle rimozioni di GHG;
- Trattamento di specifiche emissioni e rimozioni di GHG.
- Valutazione dell'impatto per CFP o CFP parziale;
- Interpretazione della CFP o CFP parziale;
- Rapporto di studio sulla CFP.

La metodologia CFP può quindi essere uno strumento utile per quantificare il CF di un'unità funzionale di Gas Naturale, secondo la sua specifica catena del valore, tenendo conto sia delle emissioni provenienti dai processi (es. per trasporto, consumi elettrici negli impianti, ecc.) sia da emissioni fuggitive intenzionali e non intenzionali, lungo l'intera catena del valore.

3.4 Rassegna di casi di applicazione della carbon footprint alla filiera del gas naturale

La metodologia CFP è stata applicata ai seguenti studi segnalati da una revisione della letteratura:

- Commissione Europea - DG Ener, Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas, EXERGIA, E3M-Lab of NTUA and COWI, July 2015.
- Aksyutin Oleg E., Ishkov Alexander G., Romanov Konstantin V., Grachev Vladimir A., The carbon footprint of natural gas and its role in the carbon footprint of energy production, International Journal of GEOMATE, August, 2018 Vol.15, Numero 48, pagg.155-160, Geotec., Const. Stuoia. & Env., DOI: <https://doi.org/10.21660/2018.48.59105>, ISSN: 2186-2982 (stampa), 2186-2990 (online), Giappone.
- Yu Gan , Hassan M. El-Houjeiri, Alhassan Badahdah, Zifeng Lu, Hao Cai, Steven Przesmitzki & Michael Wang, **Carbon footprint of global natural gas supplies to China**, <https://doi.org/10.1038/s41467-020-14606-4>

Lo "Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas"

La Commissione Europea ha commissionato lo studio sui dati effettivi GHG per diesel, benzina, cherosene e gas naturale nell'ambito dell'ordine di lavoro ENER/C2/2013-643 per i trasporti. Nel luglio 2015 è stato presentato il report finale dello studio, realizzato da EXERGIA S.A. (Leader), in collaborazione con E3M-Lab (Economics Energy

Environment Modeling Laboratory) dell'Università Tecnica Nazionale di Atene e COWI A/S.

Lo studio ha preso in considerazione molti dati, ove disponibili, per pozzi NG, sistemi di trasporto e di procedimento e così via. I principali risultati dello studio, con riferimento alla sola parte di NG, sono presentati nella tabella seguente. La media UE dell'intensità di carbonio per l'Europa è 19.177 g CO₂eq/MJ, 15.358 g CO₂eq/MJ senza considerare l'erogazione.

Tabella 13: Intensità media di carbonio del gas naturale per le regioni considerate

Reference scenario	EU average	EU North	EU Central	EU South East	EU South West
CNG	grCO₂eq/GJ				
Fuel dispensing	3,819	3,519	4,112	4,221	2,790
Gas distribution, transmission and storage	2,964	1,249	2,804	6,616	1,158
Feedstock transportation (pipeline, LNG)	6,633	2,436	8,287	9,119	5,142
Fuel production and recovery	5,395	4,820	3,352	7,858	9,559
CO ₂ , H ₂ S removed from NG (gas processing)	366	238	201	768	517
Total	19,177	12,262	18,756	28,582	19,166

Fonte: Exergia et Al. 2015

Le principali conclusioni e risultanze di questo studio sono:

- "La gamma dei valori stimati di CI WTT [Well To Tank Carbon Intensity] ... dei combustibili fossili convenzionali è particolarmente ampia rispetto ai rispettivi valori CI medi ponderati, mentre l'incertezza riflessa dal concetto min/max intensifica ulteriormente questo intervallo di valori CI. I valori CI dei combustibili fossili non convenzionali si trovano ai livelli più alti, se confrontati con i rispettivi valori dei combustibili convenzionali. Pertanto, la considerazione di valori medi ponderati invece di valori aggregati effettivi per i combustibili fossili potrebbe fuorviare gli sforzi di riduzione efficiente dei GHG nel contesto delle pertinenti politiche dell'UE, perché i valori CI medi favoriscono i combustibili fossili con CI elevato e le ragioni di questa situazione (svasatura, scarsa manutenzione, fuggitivi, ecc.) contro i combustibili fossili meno emettitori e ben regolati".
- Revisione della FQD [Direttiva sulla qualità dei combustibili] con un valore CI massimo per i combustibili fossili che possono essere utilizzati nell'UE. Il FQD potrebbe essere eventualmente rivisto per includere un valore massimo di CI dei combustibili fossili che sarebbe consentito utilizzare nell'UE. Ad esempio, questo

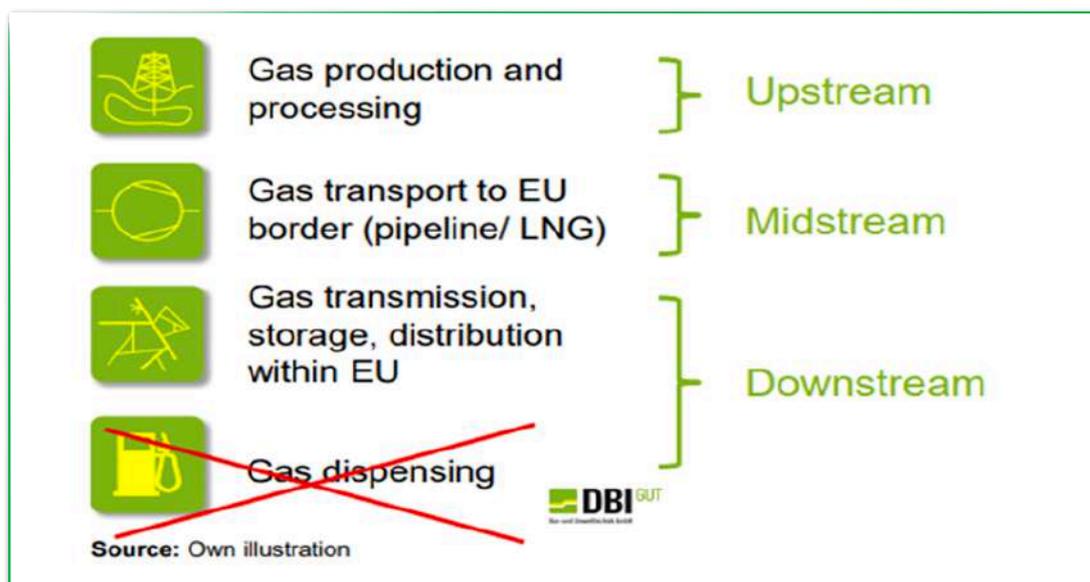
valore potrebbe essere fissato a 100 grCO₂eq/MJ per i combustibili fossili. Ciò significherebbe che gli IC MCON elevati, il GNL algerino e alcuni flussi di gas naturale russi non potrebbero più essere utilizzati nell'UE, se produttori e fornitori non adottano misure di riduzione dei gas serra. Il risultato di una simile politica finale sarebbe una riduzione relativamente accelerata delle emissioni di gas serra dal settore dei trasporti”.

- Revisione del FQD con un valore CI massimo per i combustibili fossili che possono essere utilizzati nell'UE con considerazioni sulla sicurezza dell'approvvigionamento. La sicurezza dell'approvvigionamento è uno dei pilastri della politica energetica dell'UE. Pertanto, qualsiasi politica futura dovrebbe salvaguardare la sicurezza dell'approvvigionamento del fabbisogno energetico dell'UE. Il FQD potrebbe essere eventualmente rivisto per includere un valore massimo di CI dei combustibili fossili consentito, utilizzabile nell'UE come al punto 4 sopra. La legislazione potrebbe includere disposizioni secondo cui per ogni MJ di combustibile fossile utilizzato nell'UE al di sopra del valore massimo di 100 grCO₂eq/MJ per i combustibili fossili, lo Stato membro/compagnia petrolifera sarebbe obbligato/a a utilizzare 4 volte l'equivalente MJ di lignocellulosico e altri biocarburanti liquidi rinnovabili avanzati (esclusi FER/elettricità nucleare). Tale clausola salvaguarderebbe la sicurezza dell'approvvigionamento per l'UE e fornirebbe un incentivo per la diffusione accelerata di biocarburanti liquidi lignocellulosici e altri rinnovabili avanzati.
- **"Certificazione. Per qualsiasi sviluppo futuro delle politiche in questo settore sarà necessario sviluppare un solido sistema di certificazione e verifica per tutti i combustibili fossili utilizzati nell'UE, simile a quello sviluppato per i biocarburanti e i bioliquidi nell'ambito dei RED e FQD.** Tale sistema di certificazione garantirebbe trasparenza e parità di trattamento di biocarburanti, bioliquidi e combustibili fossili nel settore dei trasporti. **Inoltre, tali eventuali politiche porterebbero anche alla riduzione dell'IC dell'energia non solo nei trasporti ma in tutti i settori energetici con benefici significativi per la società dell'UE".**
- "Considerazioni OMC. Qualsiasi sviluppo futuro della politica in questo settore dovrebbe applicarsi sia alla produzione che alle importazioni dell'UE, al fine di ridurre al minimo l'incompatibilità con le regole dell'OMC".

Lo studio "The carbon footprint of natural gas and its role in the carbon footprint of energy production"

Il documento "L'impronta di carbonio del gas naturale e il suo ruolo nell'impronta di carbonio della produzione di energia"²¹ offre un'ampia prospettiva dell'impronta di carbonio del gas naturale. La valutazione è stata effettuata tenendo conto della parte della filiera descritta nella figura successiva.

Figura 35: Fasi della filiera del gas naturale considerate per il calcolo della PCP.



Fontee: DBI GUT

Secondo questo studio l'impronta di carbonio del gas naturale nelle fasi di produzione, trasporto, stoccaggio e distribuzione, ammonta a non più di 17 g CO₂-eq./MJ:

- Il calcolo dell'impronta di carbonio del gas naturale sulla base dei dati affidabili delle statistiche statali della Russia e dei Paesi dell'UE centrale ha dimostrato che l'impronta di carbonio del gas naturale durante la sua estrazione, trasporto e stoccaggio, escluso il carburante, ammontava:
 - a. nel 2012 - a 16,5 g di CO₂-eq./MJ
 - b. nel 2013 - a 15 g di CO₂-eq./MJ
 - c. nel 2014 - a 12,2 g di CO₂-eq./MJ

²¹ Aksyutin Oleg E., Ishkov Alexander G., Romanov Konstantin V., Grachev Vladimir A., THE CARBON FOOTPRINT OF NATURAL GAS AND ITS ROLE IN THE CARBON FOOTPRINT OF ENERGY PRODUCTION, International Journal of GEOMATE, Aug., 2018 Vol.15, Issue 48, pp.155-160, Geotec., Const. Mat. & Env., DOI: <https://doi.org/10.21660/2018.48.59105>, ISSN: 2186-2982 (Print), 2186-2990 (Online), Japan

vale a dire:

- Il gas naturale consegnato in Europa tramite il Nord Stream è caratterizzato dalla minore impronta di carbonio (9 g CO₂-eq./MJ), ovvero due volte inferiore a quella del gas spedito attraverso il "Corridoio Ucraina".

Per quanto riguarda lo scopo di questo rapporto, le conclusioni del documento sono:

- Il calcolo dell'impronta di carbonio del gas naturale sulla base dei dati affidabili delle statistiche statali della Russia e dei paesi dell'UE centrale ha dimostrato che l'impronta di carbonio del gas naturale durante la sua estrazione, trasporto e stoccaggio - escluso il carburante - ammontava nel 2012 a 16,5 g di CO₂-eq./MJ, nel 2013 - a 15 g di CO₂-eq./MJ, e nel 2014 - a 12,2 g di CO₂-eq./MJ; ciò che si intende qui è gas naturale e il suo uso, non solo nel settore dei trasporti.
- Il gas naturale consegnato in Europa tramite il Nord Stream è caratterizzato dalla minore impronta di carbonio (9 g CO₂-eq./MJ), ovvero due volte inferiore a quella del gas spedito attraverso il "Corridoio ucraino".

Il calcolo per la quantificazione della Carbon Footprint è stato effettuato secondo la versione GHGenius.

Lo studio "Carbon footprint of global natural gas supplies to China"

Un altro studio ha approfondito "l'impronta di carbonio delle forniture globali di gas naturale alla Cina"²². Lo studio ha stimato le emissioni di gas serra per la Cina, da pozzo a città, sulla base di analisi delle caratteristiche specifiche di 104 giacimenti in 15 paesi. I risultati mostrano che le intensità di GHG delle forniture dai 104 campi variano:

da 6,2 g CO₂eq /MJ - a 43,3 g CO₂eq /MJ. 4.03.

La figura successiva mostra l'ubicazione delle fonti di gas naturale della Cina e le corrispondenti intensità di GHG dal pozzo alla città nel 2016. I cerchi nella figura mostrano l'ubicazione delle fonti di gas naturale della Cina. Per il gas naturale liquefatto (GNL) d'oltremare, le postazioni mostrate si trovano ai terminali GNL. L'area del cerchio rappresenta il volume di fornitura di gas naturale nel 2016 e il colore rappresenta il livello di intensità dei gas serra. L'approvvigionamento di gas naturale a bassa intensità

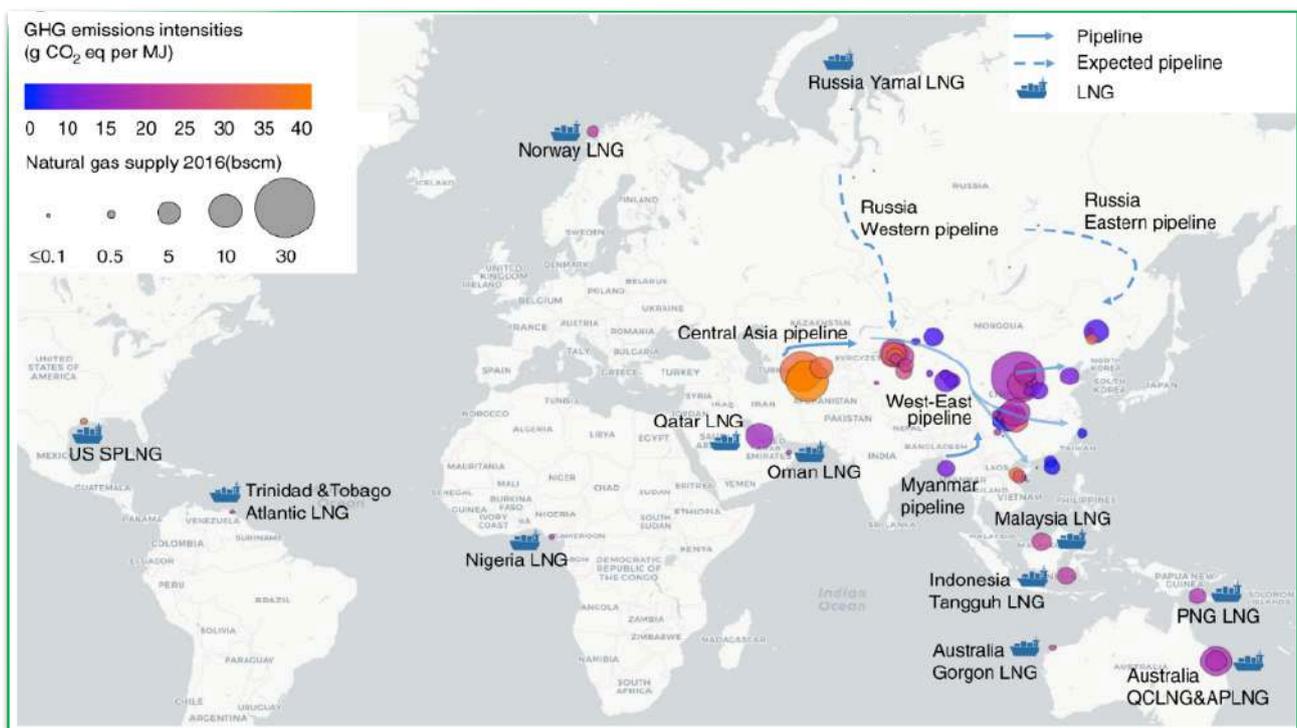
²² Yu Gan , Hassan M. El-Houjeiri, Alhassan Badahdah, Zifeng Lu, Hao Cai, Steven Przesmitzki & Michael Wang, Carbon footprint of global natural gas supplies to China, <https://doi.org/10.1038/s41467-020-14606-4>

di GHG è colorato in blu e l'approvvigionamento di gas con alta intensità di GHG è colorato in arancione. Le intensità di GHG nella figura si basano su GWP100.

Il calcolo per la quantificazione dell'intensità dei GHG è stato effettuato secondo la metodologia LCA, ma lo studio non descrive lo standard utilizzato per l'LCA, né quello utilizzato per la valutazione CFP.

Tuttavia, lo studio offre una fonte dettagliata di dati primari e uno scenario molto ampio della catena di approvvigionamento NG in Cina.

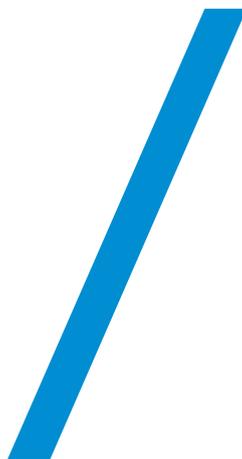
Figura 36: Localizzazione delle aree di fornitura del gas naturale in Cina e le corrispondenti carbon footprint nel 2016



Fonte: Yu Gan , Hassan M. El-Houjeiri, Alhassan Badahdah, Zifeng Lu, Hao Cai, Steven Przesmitzki & Michael Wang, Carbon footprint of global natural gas supplies to China, <https://doi.org/10.1038/s41467-020-14606-4>

Conclusioni

Il confronto tra studi sulla CF del gas naturale può essere difficile, visti i diversi confini del sistema, ipotesi, metodi di calcolo, standard e dati disponibili; ma, in ogni caso, **la CFP sul gas naturale, con la verifica di terze parti, può offrire una via per una fornitura sicura e a prezzi accessibili di GN, tenendo conto dell'intera emissione di gas serra lungo la filiera.** Sono necessari dati primari affidabili per valutare le emissioni di GHG dal pozzo al punto di distribuzione, o in qualsiasi punto della filiera. Avere dettagli sulla CF passo dopo passo lungo la filiera può contribuire a considerare ogni singolo contributo della quantità totale di emissioni di GHG, avendo anche la possibilità di capire se le emissioni provengono principalmente, ad esempio, dal gasdotto e dalla sua lunghezza in proporzione, oppure da altri punti di perdita. Un profilo CF dettagliato può dare l'opportunità di scegliere la fonte più sostenibile di approvvigionamento di GN, almeno dal punto di vista delle emissioni di GHG.





#4

Politiche e Regolazione per la Limitazione Delle Emissioni Dirette di Metano Nella Filiera del Gas Naturale

4.1 Politiche UE

4.1.1 Effort Sharing Regulation (ESR) e emissioni di metano

Nell'ambito del "Clean Energy Package", per rafforzare il conseguimento del proprio obiettivo complessivo 2030 di riduzione delle emissioni di gas serra (riduzione del 40% rispetto al livello del 1990), l'UE ha varato anche un apposito regolamento per le emissioni dei gas e dei settori non coperti dal meccanismo ETS. In particolare va evidenziato che le emissioni di metano non sono soggette al meccanismo ETS, e quindi tutto lo sforzo di riduzione per questo gas dovrebbe passare attraverso le iniziative necessarie per conseguire gli obiettivi previsti dell'Effort Sharing Regulation.

Con il varo dell'European Green Deal (EGD) il quadro delle politiche UE di decarbonizzazione è destinato ad subire una profonda trasformazione scandita dalle tappe della road map fissata dalla commissione europea. Lo EGD prevede innanzitutto un innalzamento degli obiettivi a partire da quelli per il 2030 che secondo gli attuali orientamenti indicano come minimo un target di riduzione delle emissioni di gas serra del 50% che potrebbe arrivare anche al 55%. Oltre all'innalzamento degli obiettivi lo EGD prevede un rafforzamento generalizzato degli strumenti di intervento nelle politiche di decarbonizzazione della UE con l'estensione dei settori coperti dal meccanismo ETS, l'introduzione di un Carbon border mechanism adjustment, e

l'introduzione di una apposita strategia di riduzione delle emissioni di metano (Methane Strategy).

Oggi i settori non ETS, che includono anche quelli del residenziale, dei servizi e dei trasporti, dell'agricoltura e della gestione dei rifiuti. In Italia le emissioni soggette alle politiche per l'effort sharing sono responsabili di circa il 64% del totale delle emissioni gas serra. Il regolamento formula l'obiettivo UE 2030 di riduzione del 30% per le emissioni di gas serra non coperte dal meccanismo ETS, rispetto al livello del 2005. Per questo ambito di intervento vengono fissati specifici obiettivi nazionali al 2030 dall'articolo 4 e dall'allegato I del regolamento 2018/842/UE.

Inoltre, il comma 2 dell'articolo 4 del regolamento stabilisce che ciascuno Stato membro assicuri che le emissioni di gas a effetto serra per ogni anno compreso tra il 2021 e il 2029 non superino il limite definito da una traiettoria lineare che inizia con un livello pari alla media delle emissioni di gas serra degli anni 2016, 2017 e 2018, e termina nel 2030 con il limite fissato per ogni Stato membro nell'allegato I del regolamento (riduzione del 33% per l'Italia) Se in Italia le emissioni soggette all'obiettivo "non ETS" sono circa il 60% delle emissioni totali; e quelle di metano escluse dal meccanismo ETS sono circa il 10% (vedi Fig 13) si può evidenziare che le emissioni metano costituiscono, per l'Italia, il 16 % di quelle oggetto dell'obiettivo di riduzione del 33% entro il 2030.

Nonostante la rilevanza delle emissioni di metano fino ad oggi non ci sono state né a livello della UE, né a livello italiano politiche specifiche per la riduzione delle emissioni di questo gas serra. Anche nel PNIEC dell'Italia non vi sono indicazioni specifiche di intervento se non un generico riferimento alle emissioni di metano del settore agricolo, ma nessuna per quello del settore energia.

4.1.2 Il meccanismo di Emission Trading System (ETS) e il carbon leakage

L'Europa ha recepito gli obiettivi del Protocollo di Kyoto e si appresta a dare seguito agli impegni di Parigi principalmente con il meccanismo dell'EU-ETS: un sistema Cap & Trade, che fissa un tetto massimo delle emissioni, a livello di impianti produttivi localizzati nel territorio europeo, e consente ai partecipanti di acquistare e vendere quote di emissione secondo le loro necessità all'interno di tale limite.

Il meccanismo prevede che ogni anno le imprese devono migliorare progressivamente la propria efficienza ambientale in termini di emissioni di CO₂ nella produzione di beni. L'applicazione di questo fattore di miglioramento dovrebbe condurre al rispetto degli obiettivi di riduzione delle emissioni da conseguire con questo strumento. Con la Dir. 2009/29/CE si è introdotto il principio generale di assegnazione onerosa, tramite aste,

delle quote di emissione (art.10). In realtà l'allocazione a titolo gratuito rimane per un numero molto grande di impianti e settori e risponde alla logica di "mantenere la competitività internazionale, perché gli impianti più efficienti in questi settori (ETS) non dovrebbero sostenere costi del carbonio indebiti che porterebbero alla rilocalizzazione delle emissioni di CO₂²³".

In pratica le istituzioni europee affermavano che se questi settori avessero pagato i costi per la decarbonizzazione, per minori emissioni, perderebbero competitività nel mercato europeo e internazionale. Quindi, per evitare il rischio che le imprese falliscano o che vadano a produrre fuori dal territorio europeo, il cosiddetto carbon leakage, si offre la possibilità di emettere gratuitamente.

L'ETS si basa sull'idea che a un determinato livello di prezzo delle quote di emissione, individuato in ca. € 30/tonCO₂, le imprese ritengano più conveniente emettere di meno efficientandosi da un punto di vista energetico e approvvigionarsi di fonti rinnovabili.

In realtà, nonostante le modifiche normative e il progressivo innalzamento degli standard emissivi, il mercato delle quote di CO₂ è spesso entrato in crisi per l'eccesso di offerta legato anche la riduzione della produzione industriale europea. Già nel 2015, la Commissione Europea²⁴ ha adottato la misura di back loading (accantonamento di quote), togliendo dal mercato un significativo numero di quote (400 Mln nel 2014, 300 Mln nel 2015 e 200 Mln nel 2016) eppure il prezzo non è risalito e a settembre 2016 segnava uno sconsolante €4,17/tonCO₂,

L'ETS, nonostante sia un ambizioso progetto di uso degli strumenti economici nelle politiche ambientali, e testimoni gli impegni dell'EU, si è dimostrato essere uno strumento con molte criticità come quella del carbon leakage.

Il livello di prezzo delle quote è inadeguato a incentivare ricerca e investimenti, si è trasformato in una sorta di (bassa) taxa energetica negoziabile che grava sulla competitività delle imprese europee nel mercato mondiale. L'adozione di misure come il backloading o l'adozione del Market Stability Reserve²⁵ (MSR) confermano le difficoltà di raggiungere in modo affidabile e continuativo l'efficienza di prezzo.

Inoltre, l'impatto dell'ETS è di una riduzione di circa lo 0,4% delle emissioni globali che, nel loro complesso, continuano a crescere, business as usual, in modo molto

²³ Consiglio Europeo del 23 - 24 ottobre del 2014

²⁴ Reg. n 176/2014

²⁵ Il Consiglio ha adottato la decisione sulla creazione di una riserva stabilizzatrice del mercato relativa al sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra dell'UE (EU ETS) che mira a correggere gli squilibri strutturali tra domanda e offerta nell'EU ETS.

significativo, e tale crescita si ferma solo in momenti di crisi economica come quella del 2008, o recentemente per la pandemia da COVID 19.

L'ETS è strutturato con un approccio solo territoriale, locale, in un mercato globalizzato e non ha coinvolto altri attori internazionali, con la conseguenza che l'Europa importa beni con alta intensità carbonica dai paesi emergenti e delocalizza le proprie imprese in Paesi che non hanno onerosi obblighi ambientali.

Il punto centrale è che beni analoghi venduti sul mercato europeo hanno una tassazione diversa a seconda che la fabbrica sia localizzata in Europa soggetta all'ETS e ai costi energetici e ambientali europei oppure produca quel bene in un paese extra europeo dove questi limiti ambientali non ci sono.

Il costo energetico di produzione è decisivo per analizzare l'impatto che ha sulla competitività manifatturiera industriale, ed è determinato da due fattori:

- Aumenta con l'incremento del prezzo dell'energia,
- Ai attenua con gli interventi di efficienza energetica.

A livello europeo molti studi che analizzano le politiche europee sul clima e l'ambiente, evidenziano, in particolare nei settori energivori, la perdita di competitività e la pressione subita all'economia europea da parte delle altre economie cosiddette emergenti.

La manifattura industriale, specialmente quella energivora, soffre maggiormente il costo dell'energia e alcune imprese, con l'aumento di questo valore e in un contesto di economia globalizzata, rischiano di uscire dal mercato.

Per i settori energivori, i benefici dell'efficienza non sono ancora sufficienti a compensare l'aumento dei prezzi dell'energia. L'Europa deve prendere atto che oggi non è più possibile trattare di energia e ambiente senza occuparsi anche di sviluppo economico e di politica estera.

Inoltre, in questo periodo in cui la pandemia da Covid-19 ha costretto quasi tutto il mondo produttivo ad arrestarsi, ha creato una serie di ricadute e condizioni assolutamente nuove nel contesto competitivo globale i cui effetti tarderanno a scemare:

1) Rallentamento dei consumi mondiali con particolare riguardo a quei paesi maggiori consumatori e che, con buona approssimazione, sono i più sensibili alla salute pubblica.

2) Crollo dei consumi fossili che rispetto alla produzione rinnovabile non beneficiano della priorità di dispacciamento e vengono colpiti in particolar modo dal blocco del movimento merci, con conseguente affossamento dei prezzi.

3) L'introduzione con la nuova direttiva ETS 2018/410/UE (art. 24) della cancellazione automatica delle quote che affianca il meccanismo del market stability reserve.

4) L'aspettativa dell'eliminazione delle quote gratuite alle imprese a rischio carbon leakage qualora fosse adottata una carbon tax alla frontiera (Carbon border mechanism adjustment).

Per ciò che riguarda l'Italia, nel più ampio spettro delle difficoltà europee, l'indice della produzione industriale, che misura la variazione nel tempo del volume fisico della produzione, al netto delle costruzioni, indica un andamento drammatico per il nostro tessuto produttivo. È in atto una divaricazione tra gli andamenti dell'industria italiana con la media EU19 che indica una progressiva perdita di competitività e che assume ogni anno carattere strutturale e non congiunturale.

Non colgono nel segno coloro che sostengono che questa mancanza di competitività sia dovuta al costo del lavoro, infatti i dati evidenziano al contrario che il costo medio italiano è in linea, o addirittura inferiore, alla media europea, né appare ragionevole o utile che i lavoratori italiani ed europei competano, a livello di costo, con quelli cinesi.

L'Europa non si limita a delocalizzare la produzione e i consumi, ma con un approccio autoreferenziale ha, in ultima analisi, incentivato le emissioni globali. Ad esempio, se si comprano un paio di pantaloni o una maglietta in Europa, per produrli verrà emesso un X di CO₂. Se si comprano gli stessi beni prodotti in territori extra Europei, le emissioni saranno approssimativamente due volte X di CO₂.

La realtà economica sembra suggerire che, di fatto, l'UE ha delocalizzato anche le emissioni di CO₂ evidenziando una bilancia commerciale fortemente in negativo con paesi terzi, come la Cina.

Ma se davvero la Commissione dovesse riuscire a far funzionare il meccanismo e ad alzare il prezzo delle quote di CO₂ a valori significativi, e se togliesse le quote gratuite ai settori carbon leakage, si amplificherebbero le criticità. In questa chiave anche con l'introduzione del MSR queste criticità sono rimaste aperte, basti vedere come prezzi della CO₂ nel mercato ETS hanno oscillato tra un massimo di circa 30 €/t e un minimo di circa 15 €/t.

Proprio per far fronte ai problemi di competitività internazionale che il meccanismo ETS causa in molti importanti settori di attività industriali europei, nell'ambito dello EGD, la Commissione Europea sta proponendo l'introduzione di un Carbon border adjustment mechanism per far emergere un segnale di prezzo che incorpori i contenuti di gas serra dei prodotti provenienti da industrie ad alta intensità carbonica importati (vedi paragrafo 4.1.4).

4.1.3 Garanzie di origine nel settore dell'energia

La garanzia di origine (GO) nel settore dell'energia è uno strumento già introdotto da tempo nella normativa UE per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Per la promozione delle fonti rinnovabili la direttiva 2009/28/UE aveva come nel suo ambito di applicazione²⁶ le normative per le garanzie di origine.

L'articolo 15 della direttiva 2009/28/UE disciplinava lo strumento delle GO sia per l'energia elettrica che i consumi termici da fonti rinnovabili per informare e garantire ai clienti finali la provenienza rinnovabile dell'energia consumata, e affidava agli stati membri il compito di assicurare che l'origine rinnovabile dell'energia fosse garantita in base a criteri obiettivi e trasparenti e non discriminatori in conformità alle normative in materia mercato unico dell'energia. A questo fine veniva previsto che gli stati membri potessero emettere, su richiesta dei produttori, garanzie di origine sia per l'energia elettrica che termica prodotte da fonti rinnovabili. Tra i requisiti previsti dalla direttiva per i certificati di rilascio delle GO di energia prodotta da fonti rinnovabili la direttiva prevedeva: la denominazione; l'ubicazione; la tipologia; e la capacità produttiva dell'impianto. Gli Stati membri che istituiscono sistemi di GO dell'energia prodotta da rinnovabili hanno il compito di introdurre misure per assicurare l'affidabilità del meccanismo dalle possibili frodi. Anche la direttiva 2012/27/UE per la promozione dell'efficienza energetica prevedeva la possibilità di emettere garanzie di origine per l'energia elettrica proveniente dagli impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Oggi in Italia è già stato introdotto l'uso del meccanismo delle garanzie di origine anche per il biometano come energia prodotta da fonte rinnovabile, anche se è limitato solo al biometano immesso in rete senza specifica destinazione di uso, come previsto dall'articolo 4 del DM MSE 2 marzo 2018.

La nuova direttiva UE 2018/2001 (che ha sostituito la direttiva 2009/28/CE) per le fonti rinnovabili ha confermato all'articolo 19 la disciplina generale delle garanzie di origine dell'energia da fonti rinnovabili in base alla quale gli stati membri dovranno assicurare il

²⁶ Articolo 1 della Direttiva 2009/28/UE

rilascio della GO ai produttori di FER di qualsiasi tipo che lo richiedano. Fin dalle sue considerazioni la nuova direttiva sottolinea che *“Le garanzie di origine che sono attualmente in vigore per l'energia elettrica dovrebbero essere estese al gas da fonti rinnovabili. Gli Stati membri dovrebbero poter optare per un'estensione del sistema delle garanzie di origine all'energia da fonti non rinnovabili. Ciò garantirebbe un metodo coerente per provare al cliente finale l'origine del gas da fonti rinnovabili, quale il biometano, e faciliterebbe maggiori scambi transfrontalieri di tale gas. Ciò favorirebbe anche l'introduzione di garanzie di origine per altro gas da fonti rinnovabili quali l'idrogeno.”*

Una delle principali novità nella disciplina delle garanzie di origine nel settore dell'energia, introdotte dalla direttiva 2018/2001/UE è presente nel comma 2 dell'articolo 19 in cui si stabilisce che: *“Gli stati membri possono provvedere affinché siano emesse garanzie di origine per l'energia da fonti non rinnovabili”*.

Il comma 6 dell'articolo disciplina in modo più dettagliato le misure anti frode per i meccanismi delle GO e stabilisce che: *“Gli Stati membri o gli organi competenti designati predispongono gli opportuni meccanismi per assicurare che le garanzie di origine siano rilasciate, trasferite e annullate elettronicamente e siano precise, affidabili e a prova di frode. Gli Stati membri e le autorità competenti designate assicurano che gli obblighi che impongono siano conformi alla norma CEN - EN 16325”*. La norma tecnica CEN - EN 16325 sulle garanzie di origine dell'energia elettrica definisce i metodi di misurazione e le procedure di audit. Il contenuto della norma può, con gli opportuni adattamenti, essere applicato anche al riscaldamento, al raffrescamento, o al gas.

Il sistema delle GO è quindi applicabile anche alla produzione di gas naturale da giacimenti minerari nei paesi della UE, è può costituire un riferimento a cui associare, se disponibili, i parametri della methane intensity di specifici siti estrattivi (vedi paragrafo 2.5.4).

4.1.4 La proposta di “Carbon border adjustment Mechanism”

Il “Carbon border adjustment Mechanism” nello European Green Deal

La necessità dell'UE di dare una risposta alle contraddizioni generate dal fenomeno del Carbon Leakage ha portato la nuova commissione UE, nell'ambito degli indirizzi dello European Green Deal, a formulare la proposta di introduzione di un “Carbon border adjustment Mechanism”.

In particolare lo European Green Deal (diffuso nel dicembre 2019) nella parte in cui introduce la nuova proposta, parte dalla constatazione che la non condivisione di molti

paesi terzi degli obiettivi ambiziosi di decarbonizzazione della UE genera la doppia contraddizione del Carbon leakage; data dalla delocalizzazione delle attività produttive dalla UE ai paesi con minori ambizioni, e la sostituzione dei prodotti UE con prodotti importati caratterizzati da una maggiore intensità emissiva. Secondo il documento della UE ciò compromette le possibilità di riduzione delle emissioni climalteranti a livello globale e penalizza l'industria UE, che già ha raggiunto elevanti standard ambientali.

Lo "European Green Deal" stabilisce che di fronte al permanere dei diversi livelli di ambizione negli obiettivi di decarbonizzazione nello scenario internazionale, la Commissione Europea proporrà un "Carbon border adjustment Mechanism" per i settori maggiormente esposti ai rischi del Carbon leakage. Il documento prosegue specificando che il meccanismo dovrebbe assicurare che il prezzo dei beni importati rifletta in modo adeguato il loro contenuto emissivo. Inoltre questa nuova misura dovrà essere coerente con le regole del commercio internazionale stabilite dal WTO. La nuova misura dovrebbe essere anche un'alternativa alle misure correttive già adottate per il meccanismo ETS con la finalità di limitare il carbon leakage.

La consultazione sul "Carbon border adjustment Mechanism"

Tra marzo e aprile del 2020 si è svolta la prima fase di consultazione della Commissione UE sulla proposta di "Carbon border adjustment Mechanism" formulata negli indirizzi dello European Green Deal. La Commissione Europea sta quindi rispettando la road map per le azioni previste dallo European Green Deal approvato lo scorso dicembre. In particolare questa fase di consultazione è stata aperta quattro settimane (4 marzo - 1 aprile) nella forma di Valutazione di Impatto Iniziale, una prima forma di consultazione che ha lo scopo di informare su obiettivi e tempi dell'iniziativa di policy e raccogliere contributi a riguardo.

Come si legge nel documento di consultazione, lo scopo del meccanismo dovrebbe essere quello di contrastare il fenomeno del carbon leakage per raggiungere gli obiettivi di energia e clima che l'Unione si è prefissata. La tabella di marcia prevede una vera e propria consultazione pubblica sulla base di una proposta nel terzo trimestre di quest'anno e la definitiva approvazione per metà 2021.

Gli Amici della Terra hanno inviato il proprio contributo indicando la proposta ImEA (Imposta sulle Emissioni Aggiunte), che sostengono da tempo, come soluzione ad una tassazione ambientale sul carbonio, in quanto non discriminatoria, compatibile con le regole del WTO e in grado di tutelare le produzioni industriali (come in genere quelle europee) che adottano standard ambientali più rigorosi (vedi Box 6). La proposta

dell'ImEA era già stata indirizzata lo scorso settembre al neo Commissario UE all'economia Paolo Gentiloni, evidenziando che L'ImEA non è un dazio ma una nuova strada che l'UE può aprire per trasformare la sostenibilità in uno dei parametri della competizione globale. La proposta in Italia ha già una storia importante anche a livello istituzionale, dopo essere stata presentata nel 2016 alla VIII Conferenza Nazionale sull'Efficienza Energetica degli Amici della Terra, è stata adottata come risoluzione delle Commissioni Industria e Ambiente del Senato nel 2017, e segnalata dal Comitato Economico e Sociale Europeo proprio alla Commissione tra le proposte da approfondire come soluzione al problema del carbon leakage. Nell'ambito di questa consultazione altri contributi a sostegno dell'ImEA sono venuti per quanto riguarda l'Italia da AIEE (Associazione Italiana Economisti dell'Energia) e dallo stesso Comitato Economico e Sociale Europeo.

La proposta di Imposta sulle Emissioni Aggiunte (ImEA) che potrebbe costituire il modo più efficace di introdurre il "Carbon border adjustment mechanism" previsto dall'European Green Deal e la sua impostazione può essere utilizzata anche nel caso delle emissioni di metano legate alle importazioni di gas naturale da paesi extra-UE.

BOX 8 LA PROPOSTA DI IMPOSTA SULLE EMISSIONI AGGIUNTE - ImEA

L'Imposta sulle Emissioni Aggiunte (ImEA)¹ è uno strumento per la perequazione internazionale dei costi energetici e ambientali sulla produzione dei beni, sulla base del carbonio emesso, a prescindere dal luogo di fabbricazione.

L'ImEA è uno strumento applicabile a livello europeo per la valorizzazione degli impegni che i produttori europei già sopportano per una minore intensità emissiva, nell'ottica di un prezzo certo della CO₂. L'Imea può essere una via economicamente sostenibile per abbassare realmente le emissioni globali, non limitarsi a delocalizzarle, come se la CO₂ si fermasse alla frontiera del paese produttore/emettitore. L'Europa ha fatto grandi sforzi non solo con l'ETS ma anche con un impegno straordinario sulle fonti rinnovabili, che sono vanificati, industrialmente e ambientalmente, da maggiori importazioni dai "paradisi emissivi", quei paesi produttori che stanno competendo e vincendo con la nostra industria.

¹ La proposta della introduzione di una imposta sulle emissioni aggiunte (ImEA) è basata sui contenuti del libro di Agime Gerbeti "CO₂ nei beni e competitività industriale europea" (Delfino Editore, 2014) che gli Amici della Terra ringraziano per la preziosa collaborazione.

I consumatori europei, soprattutto in questa lunga fase recessiva, si trovano a dover scegliere sul medesimo mercato continentale tra prodotti con caratteristiche simili ma con prezzi finali diversi, derivanti dal diverso costo di approvvigionamento dell'energia e dall'adempimento di altri vincoli ambientali vigenti e più stringenti in Europa. È inevitabile che il consumatore europeo scelga il prodotto meno costoso.

In questo modo sono poste le basi per una serie di conseguenze economiche e ambientali:

a) una perdita di competitività dei prodotti locali europei a basso contenuto di CO₂ nel mercato interno a favore dei beni "dopati" dall'utilizzo di vettori energetici inquinanti ed economici;

b) per massimizzare il profitto ci sarà un sempre maggiore approvvigionamento energetico ad alta intensità emissiva, perché meno costoso, da parte delle industrie dei paesi senza vincoli ambientali.

c) il consumatore europeo indurrà in tentazione il proprietario della fabbrica europea a spostare la propria produzione nei "paradisi emissivi", dove potrà godere di manodopera ed energia a bassi costi;

d) questo creerà un aumento delle emissioni medie mondiali per unità di prodotto derivante dall'utilizzo di un mix energetico meno pulito di quello europeo, ma i costi legati all'adattamento ai cambiamenti climatici ricadranno invece sull'intera economia mondiale.

Se l'inquinamento è globale e non territoriale, la sua circolazione non sarà impedita dall'adozione di regole nazionali. Allora occorre far emergere questa esternalità sui beni prodotti tramite uno strumento di fiscalità ambientale sul contenuto di CO₂ dei prodotti.

L'unica strada per non svilire ulteriormente l'industria continentale, anzi per farle recuperare competitività sul versante dei costi energetici, è quella di attribuire un prezzo alla CO₂ "contenuta" nei beni, sia che questi vengano prodotti localmente, sia che vengano importati da territori extra EU.

Lo strumento che viene proposto è quello di perequare questo costo tramite una modulazione mirata delle aliquote dell'IVA applicata: una Imposta sulle Emissioni Aggiunte (IMeA).

Data la migliore efficienza dell'industria europea, temprata da oltre un decennio di politiche ambientali, l'IVA sui prodotti europei sarebbe generalmente più bassa dell'attuale imposizione. A questo farebbe da contraltare una imposizione superiore per i beni fabbricati con bassi standard ambientali e alte emissioni. Quindi, con un impatto tendenzialmente neutro sul gettito fiscale.

Così, con una riduzione delle aliquote dell'IVA dei prodotti con minore contenuto di CO₂, si incentiverebbero sia il miglioramento dell'efficienza energetica nei processi produttivi che la diffusione delle fonti rinnovabili, e al contempo si creerebbero le premesse per un rilancio della produzione energetica e industriale e dell'occupazione.

Quest'impostazione non viola le regole della World Trade Organization perché, introdurre una tassa sul contenuto di carbonio dei beni (sia che siano prodotti nel territorio europeo che fuori dall'Europa) equivarrebbe ad una tassa su una merce incorporata in prodotti con genere e non costituirebbe una discriminazione (art. II, comma 2 del GATT).

Perché l'equivalenza di condizioni di accesso ai mercati sia attualizzata occorre che le imprese di paesi terzi possano, su base volontaria, dimostrare che i loro processi produttivi sono compliance con i parametri europei.

Ciò è necessario perché, presumere che il singolo produttore, ad esempio, coreano emetta in base al mix energetico della Corea è voler presumere troppo, perché questo produttore potrebbe scegliere di approvvigionarsi di energia a bassa intensità emissiva o, semplicemente, perché i suoi impianti potrebbero essere più efficienti della media degli impianti coreani. Quindi impugnerebbe certamente, e con successo, un eventuale provvedimento che lo vedesse equiparato alle emissioni medie del suo paese.

Inoltre, questa presunzione comporta che se si attribuisce alla determinata e specifica industria coreana un mix energetico pari alle emissioni medie nazionali, il produttore coreano potrebbe approvvigionarsi di energia a più basso costo e, dunque, più emissiva per lucrare sul differenziale di carbonio con il mix energetico del proprio paese.

Invece offrendo la possibilità al produttore extraeuropeo di dimostrare² il livello delle proprie emissioni per avere uno sconto d'IVA sul mercato europeo, il rapporto intercorrerebbe con le singole industrie e non con gli Stati esteri e, oltre ogni ragionevole contestazione, la quantità di emissioni per prodotto e la sua valorizzazione diverrebbe uno dei parametri della competizione internazionale.

² Uno strumento potrebbe essere la certificazione della Carbon footprint dei prodotti in base alle norme UNI ISO 14067.

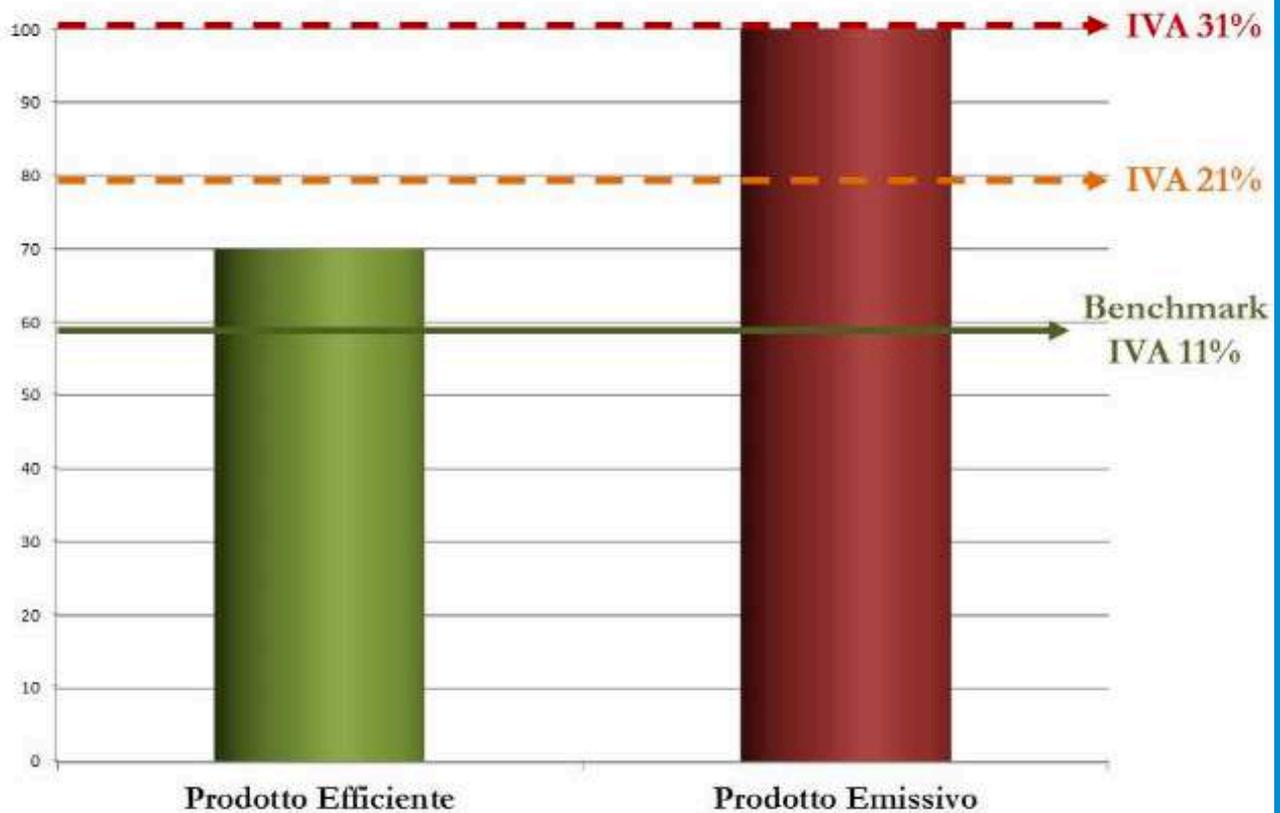


Figura 1 - Schema dell'imposizione. Le percentuali riportate sono puramente rappresentative.

rappresentative.

Figura 1 - Schema dell'imposizione. Le percentuali riportate sono puramente

Prodotto Efficiente

Prodotto Emissivo

Si propone di implementare un processo in base al quale un Ente Accrediatore Europeo riconosca società di diritto privato per le verifiche e le certificazioni di tutti i soggetti industriali che, su base volontaria, richiedano questa certificazione. A parte i costi dell'Ente Accrediatore Europeo e dei controlli che questo necessariamente dovrà compiere a campione sugli opifici che si sono sottoposti alla verifica - anche per valutare l'operato del verificatore e garantirne così un'attività priva di irregolarità e comportamenti opachi - questo sarebbe un sistema a costo estremamente ridotto. Perché sarebbero i soggetti privati industriali a pagare all'ente verificatore i costi di verifica e lo farebbero sulla base del vantaggio che deriverebbe dal non incorrere nell'aggravio dell'IVA sui prodotti venduti sul mercato europeo.

Con la ImEA il rischio di truffe sarebbe estremamente basso perché il controllo sarebbe lineare, ossia, a prescindere da dove sia fabbricata una scarpa, per produrla non bisogna emettere più di una certa quantità di CO2. Un controllo di tipo aritmetico e non algebrico, con scarse incognite e pochissime variabili.

In secondo luogo bisogna considerare che l'accreditamento presso l'ente europeo avrebbe per le società private di verifica un significativo valore economico perché, come detto, le richieste di verifica e certificazioni potrebbero essere virtualmente infinite; dunque, l'emissione di certificazioni inesatte o inappropriate con il rischio di perdere, a fronte di un controllo, l'accreditamento europeo sarebbe un danno gravissimo, sicuramente superiore agli introiti derivanti da pratiche di verifica fraudolente.

La truffa, in ultima analisi, non sarebbe mai realmente vantaggiosa.

La profilazione dei target emissivi sui beni dovrebbe avvenire in maniera graduale e, per un periodo di tempo, residuale rispetto alle categorie produttive già soggette a ETS, espandersi e aggiornarsi nel tempo.

Se l'Europa decide di stabilire livelli di efficienza adeguati per la produzione, ad esempio, di una pentola, deve essere possibile imputare livelli reali di emissioni, maggiori o minori, sia che questa venga fabbricata in Europa sia che venga fabbricata in Cina. Bisogna permettere al produttore, quindi, di non subire un'ingiustizia, di non essere soggetto di un pregiudizio. Bisogna, in altri termini, consentirgli di dimostrare che la sua produzione avviene mantenendo livelli di emissioni efficienti e, quindi, che il contenuto di CO₂ per unità di prodotto è in linea, o inferiore, a quanto stabilito dall'UE (tramite specifici benchmark di intensità emissiva) per non incorrere nell'inasprimento dell'IVA sul bene. Occorre lasciare che sia competitivo sul mercato sulla base dei propri limiti o delle proprie virtù, senza pregiudizi di provenienza. Per questo occorre utilizzare uno strumento che agisca anche sul mercato d'importazione per stabilire standard ambientali anche per le produzioni extra-europee e restituire nel frattempo competitività all'industria europea.

Aprirci quindi alla possibilità di una competizione di mercato non solo sulla qualità dei prodotti e il prezzo di acquisto, ma anche sull'efficienza emissiva nella produzione. La CO₂ come nuovo parametro produttivo, competitivo mondiale. E l'Europa partirebbe avvantaggiata.

4.1.5 La strategia UE per la riduzione delle emissioni di metano

La Methane Strategy nel regolamento Governance

La necessità di una specifica strategia di intervento per la riduzione delle emissioni di metano era già presente nel regolamento "Governance"²⁷ varato dalla UE nel 2018 ai fini dell'attuazione delle politiche energetico ambientali per gli obiettivi 2030 previste dal Clean Energy Package. Nelle considerazioni del regolamento si ricorda che conformemente agli attuali orientamenti dell'UNFCCC per la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra, il calcolo e la comunicazione delle emissioni di metano si basano sui potenziali di riscaldamento globale (GWP) su un orizzonte temporale di 100 anni. Inoltre si evidenziava che in considerazione dell'elevato GWP del metano e del suo tempo di vita atmosferico relativamente breve, che comportano un impatto significativo sul clima nel breve e medio periodo, è opportuno che la Commissione analizzi le implicazioni dell'adozione di politiche e misure preposte a ridurre l'impatto nel breve e medio termine delle emissioni di metano sulle emissioni dei gas a effetto serra dell'Unione. Infine si affermava che la Commissione dovrebbe valutare le opzioni politiche possibili per affrontare rapidamente le emissioni di metano e dovrebbe presentare un piano strategico dell'Unione per il metano come parte integrante della strategia a lungo termine.

Nel regolamento l'articolo 16 prevede un Piano strategico per il metano. L'articolo stabilisce che "In considerazione dell'elevato potenziale di riscaldamento globale del metano e del suo tempo di vita atmosferico relativamente breve, la Commissione analizza le implicazioni dell'adozione di politiche e misure preposte a ridurre l'impatto nel breve e medio termine delle emissioni di metano sulle emissioni dei gas a effetto serra dell'Unione. Tenuto conto degli obiettivi dell'economia circolare, se del caso, la Commissione valuta le opzioni politiche per affrontare rapidamente le emissioni di metano e presenta un piano strategico dell'Unione per il metano come parte integrante della strategia a lungo termine dell'Unione."

La Comunicazione sull'European Green Deal ha confermato che le eccessive emissioni di metano come una questione importante e urgente che richiede un intervento strategico. Le emissioni combinate di metano da energia, agricoltura e rifiuti costituiscono la quasi totalità delle emissioni di metano antropogeniche.

Inoltre, la dichiarazione della Commissione sul metano allegata alla direttiva sulla Riduzione delle emissioni nazionali (UE) 2016/2284 affermava l'esigenza di seguire da vicino lo sviluppo delle emissioni di metano al fine di ridurre le concentrazioni di ozono

²⁷ regolamento (UE) 2018/1999 sul governo dell'Unione dell'energia e l'azione per il clima

nell'UE e promuovere le riduzioni a livello internazionale. Il metano è un potente gas serra, secondo solo all'anidride carbonica. È anche il secondo maggiore contributo all'ozono a livello del suolo - l'ingrediente principale nello smog - e un inquinante atmosferico nocivo. La riduzione delle emissioni di metano è quindi vitale per aiutare a rallentare il riscaldamento globale, ridurre l'inquinamento e migliorare la qualità dell'aria.

Obiettivo della Commissione è ridurre le emissioni di metano per contribuire all'efficace riduzione dei gas a effetto serra in tutta l'UE nel contesto di una maggiore ambizione climatica per il 2030 e l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050. Inoltre la UE dovrà promuovere e sostenere azioni analoghe a livello internazionale e rafforzare la leadership globale dell'UE nell'ambito della tutela ambientale. Per far ciò, la Commissione sta lavorando a una strategia integrata che copra i settori dell'energia, dell'agricoltura e dei rifiuti, per affrontare le emissioni di metano e sfruttare le sinergie tra questi settori. La strategia includerà sforzi per migliorare la qualità della comunicazione dei dati nei vari settori, nonché iniziative volontarie per far fronte alle emissioni dove sono conosciute e comprese, e illustrerà come l'UE intende ridurre le emissioni, concentrandosi su tre principali fonti emissive artificiali: energia (carbone, petrolio e gas), agricoltura e rifiuti, sfruttando anche le sinergie tra settori, come nella produzione di biogas.

A medio termine, l'azione legislativa sarebbe orientata a interagire le iniziative volontarie come OGMP 2.0 (vedi Box 7), garantendone la conformità ove necessario. L'azione legislativa in questa fase successiva dovrebbe essere basata su una comprensione notevolmente migliorata delle emissioni, ed essere più mirata ed efficace.

Nella fase finale del processo la strategia dovrà identificare le aree politiche in cui verranno intraprese azioni da parte della Commissione. Le azioni specifiche di follow-up seguiranno il proprio processo di approvazione, in linea con i requisiti di una migliore regolamentazione, compreso l'obbligo di condurre una valutazione d'impatto. Prerequisito una significativa revisione della legislazione e della attuale regolamentazione del metano.

L'intervento della UE sulle emissioni di metano è giustificato dall'essere un gas serra e un precursore dell'ozono, che non conosce confini e quando emesso in un paese avrà un impatto sul clima e sulla qualità dell'aria in altri, e che quindi può essere affrontato al meglio a livello dell'UE. La legislazione relativa al clima e la politica energetica sono generalmente coordinate a livello dell'UE. Inoltre, la maggior parte delle emissioni di metano legate all'energia sono legate ai combustibili fossili consumati nell'UE che però

sono emesse al di fuori dei confini dell'UE per i quali è necessaria un'azione internazionale, perseguibile al meglio a livello dell'UE. Anche le emissioni del settore agricolo è meglio siano affrontate a livello dell'UE, così come la politica agricola nel suo complesso.

La prima consultazione pubblica sulla Methane Strategy

Per accompagnare la preparazione della strategia, la Commissione ha svolto da inizio 2020 degli incontri con parti interessate, compresi seminari dedicati e una serie di incontri con gruppi di riflessione, associazioni di settore, ONG e organizzazioni internazionali (UNEP, IEA), sfociati nel primo processo di consultazione pubblica diretta indirizzata alle imprese, alle associazioni e ai cittadini europei aperto lo scorso 8 luglio e che è terminata il 5 agosto. Come di consueto per questo tipo di iniziative della UE che porteranno a decisioni legislative, le proposte e i suggerimenti del pubblico saranno prese in considerazione per l'ulteriore sviluppo e la messa a punto della strategia. La Commissione sintetizzerà i contributi ricevuti in una relazione di sinossi che sarà pubblicata, spiegando come i contributi saranno utilizzati e, se fattibile, perché alcuni suggerimenti non possono essere accolti.

La consultazione ha avuto anche l'obiettivo di informare i cittadini e le parti interessate sul lavoro della Commissione e favorire una partecipazione efficace. I cittadini e le parti interessate sono stati invitati a fornire pareri sulla comprensione del problema e delle possibili soluzioni e a rendere disponibili tutte le informazioni pertinenti di cui potrebbero disporre. In questa fase si terrà anche un evento di consultazione dedicato alle parti interessate sul biogas e sul biometano, che copre tutti e tre i settori. Le principali parti interessate comprendono l'industria, gli agricoltori, i governi, le ONG e il mondo accademico pertinenti.

Nell'ambito della consultazione, la Commissione ha segnalato come non esista alcuna legislazione dell'UE volta al settore petrolifero e del gas che affronti le emissioni di metano in relazione al loro impatto sul clima. Né fino ad ora è stata intrapresa alcuna azione mirata per far fronte alle emissioni agricole di metano, comprese le azioni di cattura di tali emissioni. Le principali fonti di emissioni artificiali di metano sono l'agricoltura, che contribuisce a poco più della metà delle emissioni totali di metano nell'UE, la produzione di combustibili fossili, il loro trasporto e l'uso, nonché il trattamento e lo smaltimento dei rifiuti.

In media, il 5% delle sorgenti contribuisce al 50% delle emissioni ("super-emettitori"). Una sfida chiave è anche migliorare la misurazione effettiva, la comunicazione e la

verifica a livello dei singoli operatori. A livello globale, almeno la metà della riduzione delle emissioni di metano legate all'energia è possibile senza costi netti per l'industria. Il tema principale della consultazione è identificare i principali settori di azione per ridurre significativamente le emissioni di metano artificiale, anche attraverso la creazione di un ambiente favorevole.

Nel settore dell'energia, i programmi di rilevamento e riparazione delle perdite, nonché la ricerca e l'indirizzamento dei "super-emettitori" possono essere un'azione molto efficace. Il metano può fuoriuscire da impianti di carbone, petrolio e gas o essere scaricato nell'atmosfera. Rispetto ai settori dell'agricoltura e dei rifiuti, il settore energetico appare più pronto per interventi di identificazione e riparazione ai fini di contenimento delle emissioni climalteranti, perché già sono predisposte misure simili ai fini della sicurezza e delle conseguenze economiche delle dispersioni.

Il settore è però particolarmente complesso perché caratterizzato da una filiera lunga, che va dall'esplorazione dei giacimenti di carbone, petrolio e gas, alla loro trasformazione (raffinerie, liquefatori di gas, rigassificatori, impianti termoelettrici), al trasporto via mare e terra con petroliere, metaniere e grandi gasdotti dove operano centrali di compressione, fino alle reti di distribuzione alle utenze finali, anch'esse caratterizzate dalla presenza di numerose centraline di compressione. Sia per il petrolio che per il metano è poi rilevante la capacità di combustione dei motori, di modo che non fuoriescano emissioni incombuste.

I Paesi europei importano la maggior parte del gas naturale che consumano e la gran parte delle emissioni di metano ad esso associate, molto probabilmente sono emesse prima di raggiungere i confini europei, rendendo importante per l'UE affrontare le emissioni di metano lungo tutta la catena di approvvigionamento energetico, dai giacimenti originari fino agli adduttori di importazione.

BOX 9__ la Oil and Gas Methane Partnership - OGMP

A livello internazionale, la principale iniziativa volta al controllo e alla riduzione delle emissioni di metano è stata lanciata dal Segretario generale delle Nazioni Unite (ONU) in occasione del vertice sul clima del 2014, ed è stata creata dal Climate and Clean Air Coalition (CCAC) e dal Programma delle Nazioni Unite per l'ambiente (UNEP). Il progetto è strutturato sulla collaborazione volontaria delle principali aziende mondiali del settore, ed è stato denominato Oil and Gas Methane Partnership (OGMP).

Obiettivo aiutare le imprese a ridurre le emissioni di metano in particolare nelle operazioni a monte di petrolio e gas (esplorazione, estrazione e produzione) oltre alla sensibilizzazione a livello globale sul metano.

Oltre all'industria petrolifera e del gas, partecipano all'iniziativa anche Governi, organizzazioni internazionali, organizzazioni non governative per sensibilizzare e affrontare responsabilmente le emissioni di metano. Particolare attenzione al supporto dei Paesi in via di sviluppo per la regolazione delle emissioni di metano. Alle imprese l'OGMP fornisce un protocollo e altra documentazione scientifica per aiutarle a gestire sistematicamente le loro emissioni oltre a offrire una piattaforma attendibile per aiutare le aziende associate a dimostrare riduzioni effettive agli stakeholder del settore.

OGMP è l'unica iniziativa multi-stakeholder attiva sul metano, impegnata anche nella produzione di guide tecniche pubbliche, a disposizione di tutti gli operatori del settore. Nelle intenzioni dell'OGMP è possibile ridurre le emissioni di metano del 45% entro il 2025, e tra il 60% e il 75% entro il 2030. Oltre il 15 per cento della produzione globale di gas naturale è rappresentato dalle 10 società associate a OGMP: BP, Ecopetrol, Eni, Equinor, Neptune Energy International SA, Pemex, PTT, Repsol, Shell e Total. I principali partner tecnici dell'OGMP includono l'Environmental Defense Fund, associazione ambientalista degli Stati Uniti che ha recentemente lanciato una campagna mondiale per la riduzione delle emissioni di metano, attiva anche in Italia, il programma STAR per il gas naturale degli Stati Uniti EPA e la Global Methane Initiative.

Per aderire all'OGMP, le organizzazioni devono impegnarsi volontariamente ad esaminare i propri impianti per nove fonti "core" che costituiscono la maggior parte delle emissioni di metano nelle tipiche operazioni a monte; valutare opzioni tecnologiche convenienti per affrontare fonti incontrollate; riportare i progressi su sondaggi, valutazioni dei progetti e implementazione dei progetti in un modo trasparente e credibile che dimostri i risultati.

Queste le nove fonti principali da monitorare:

Comandi e pompe pneumatici azionati a gas naturale - Attrezzature fuggitive e perdite di processo - Compressori centrifughi con tenute "a umido" - Ricambiare le guarnizioni dell'asta del compressore / gli sfiati dell'imballaggio - Disidratatori di glicole - Serbatoi di stoccaggio di idrocarburi liquidi - Buona ventilazione per scarico liquidi - Buona ventilazione / svasatura durante il riempimento della vasca - Sfiato del gas del serbatoio. Le aziende associate esaminano le loro operazioni e riferiscono sul numero di ciascuna fonte principale in uso. I membri notano quante fonti sono mitigate e quante non sono mitigate, con riferimento alle opzioni consigliate delle migliori pratiche nei documenti di orientamento tecnico elaborati dallo stesso OGMP. Le aziende calcolano le emissioni di metano da ciascuna fonte su cui si è intervenuti e quindi comunicano i propri progetti di mitigazione e le rispettive riduzioni delle emissioni. Le relazioni annuali presentate da ciascuna società partner sono raccolte dal Segretariato dell'UNEP per tenere traccia dei progressi complessivi del partenariato in un apposito Rapporto Annuale.

Le organizzazioni interessate possono aderire alla partnership contattando la segreteria CCAC che collabora stabilmente con l'OGMP.

OGMP 2.0

Il meccanismo volontario OGMP è stato sostanzialmente implementato nel 2020, per migliorare la consapevolezza e una migliore conoscenza dell'impatto sul clima delle emissioni di metano, con lo sviluppo del framework di reporting OGMP 2.0 come piattaforma di segnalazione standard sul metano.

Nel quadro dei rapporti e delle collaborazioni di OGMP 2.0, informazioni più dettagliate e trasparenti sulle emissioni di metano saranno fornite all'industria, alla società civile e ai governi con l'obiettivo a lungo termine di incentivare l'uso di gas naturale con l'intensità di emissione di metano più bassa possibile. OGMP si concentrerà inoltre sulla collaborazione con le compagnie petrolifere statali e sull'ampliamento della propria portata ai segmenti midstream e downstream della catena di approvvigionamento del gas naturale. In particolare l'attività di controllo e riduzione viene estesa sia agli impianti di estrazione attivi sia dismessi; sarà migliorata la qualità delle misurazioni passando da tre a cinque anni l'arco di tempo dei controlli; saranno fornite maggiori informazioni e rassicurazioni a governi e cittadini; saranno forniti alle imprese strumenti credibili per dimostrare "Prestazioni Gold Standard".

Questi aggiornamenti del piano originario di attività alla crescente sensibilità pubblica sull'uso del metano. Così oltre alle attività relative alla riduzione delle emissioni nelle fasi produttive, si prevede di estendere le stesse metodologie a tutte le infrastrutture della filiera del petrolio e del gas, come gasdotti, centrali di compressione, liquefatori e rigassificatori. Le aziende non segnalano pubblicamente le effettive cifre sulle emissioni, mentre aumenta la preoccupazione pubblica per il metano, e il desiderio di vedere reali riduzioni comprovate, anche dei giacimenti dismessi. OGMP 1.0 infatti non includeva nei rapporti i livelli di emissioni, ma era invece focalizzata sulla quota di partecipazione alle attività, sul numero di singole fonti emmissive principali, lo stato di mitigazione di ciascun tipo di sorgente principale, la riduzione delle emissioni raggiunta. Sempre la precedente versione prevedeva il controllo solo su nove fonti emmissive principali.

OGMP 2.0 espande i rapporti sulle emissioni a tutte le fonti materiali di emissioni di metano gestite e non gestite, lungo l'intera catena del valore del petrolio e del gas. Nella nuova versione la comunicazione dei livelli di emissione prevede per gli asset il numero consolidato; le categorie di emissione basate su cinque grandi ambiti, identificati dall'International Association of Oil and Gas Producers (IOGP); i fattori di emissioni saranno assegnati ad ogni singola fonte emmissiva e saranno basati su misurazioni dirette, riconciliando le emissioni a livello di ogni sito. Il nuovo "gold standard" delle rilevazioni da comunicare riguardano le emissioni di metano da tutte le attività, gestite e non gestite in linea con i parametri che saranno previsti, riguarderanno tutti i segmenti del settore petrolifero e del gas, tutte le fonti materiali di emissioni di metano (OGMP 1.0 nove fonti + fonti intermedie e downstream, combustione incompleta da fiamme, fonti offshore). Le aziende associate annunceranno individualmente obiettivi di riduzione che saranno periodicamente rivisti. Tale nuova iniziativa costituisce un punto di riferimento per la definizione della Methane Strategy in corso di elaborazione presso al Commissione Ue (vedi paragrafo 4.1.5)

4.2 Regolazione delle infrastrutture di distribuzione e trasporto del gas naturale

Nella UE le infrastrutture di distribuzione e trasporto e stoccaggio del gas naturale, caratterizzate dall'essere monopoli naturali, sono oggetto della regolazione delle autorità per l'energia. Tale tipo di intervento può essere molto rilevante nello sviluppo delle politiche di riduzione delle emissioni di metano dalla filiera del gas naturale. In questa prospettiva si esamina lo stato dell'arte dell'intervento regolatorio dell'ARERA in Italia e gli orientamenti del CEER sul ruolo della regolazione per la riduzione delle emissioni di metano nella filiera del gas naturale espressi in occasione della recente consultazione iniziale della UE sulla proposta di Methane Strategy (vedi paragrafo 4.1.5).

Disposizioni nella regolazione delle reti di distribuzione

Le imprese di distribuzione, nell'ambito della regolazione della qualità e più in particolare delle disposizioni a tutela della sicurezza della rete sono soggette a una serie di norme per il controllo delle emissioni fuggitive dette anche dispersioni (Regolazione della Qualità dei Servizi di Distribuzione e misura del Gas per il periodo di regolazione 2020-2025 - RQDG, allegata alla Delibera 569/19).

Ogni impresa distributrice ha l'obbligo di:

- a)** dotare ogni punto di consegna di idoneo sistema di misura del gas immesso in rete e garantirne il regolare funzionamento in conformità alle norme tecniche vigenti in materia;
- b)** garantire il regolare funzionamento dei gruppi di misura del gas, in conformità alle norme tecniche vigenti in materia, installati sui punti di interconnessione con impianti gestiti da altre imprese;
- c)** predisporre la cartografia, con aggiornamento della stessa entro quattro mesi da ogni modifica intervenuta o in termini di materiali di condotte o in termini di diametri delle stesse o di pressioni di esercizio o per l'aggiunta di parti di nuova realizzazione, con esclusione degli impianti di derivazione di utenza e dei gruppi di misura;
- d)** predisporre una cartografia provvisoria per le parti di impianto di distribuzione di nuova realizzazione o per le modifiche degli impianti esistenti, in modo che sia disponibile all'atto della loro messa in esercizio, con esclusione degli impianti di derivazione di utenza e dei gruppi di misura, che non siano ancora stati riportati nella cartografia di cui alla precedente lettera c);
- e)** pubblicare a consuntivo, sul sito internet e con visibilità per almeno 24 mesi, il piano di ispezione mensile degli impianti entro il mese successivo quello dell'ispezione, indicando il Comune, il codice e la denominazione dell'impianto di distribuzione,

l'elenco delle vie/piazze/strade oggetto di ispezione, le parti dell'impianto ispezionate, distinguendo tra rete in AP/MP, rete in BP, impianto di derivazione di utenza parte interrata, impianto di derivazione di utenza parte aerea, gruppo di misura;

Ogni impresa distributrice è tenuta al rispetto di specifici obblighi di servizio:

a) periodicità di ispezione del 100% della rete in alta e in media pressione: 3 anni mobili;

b) periodicità di ispezione del 100% della rete in bassa pressione: 4 anni mobili;

c) periodicità di ispezione del 100% della rete in AP/MP e BP in materiale diverso da acciaio protetto catodicamente in modo efficace (comprensivo di quello protetto con anodi galvanici le cui misurazioni di potenziale hanno espresso valori conformi a quelli previsti dalle norme tecniche vigenti in materia e/o dalla pertinente linea guida APCE), polietilene, ghisa risanata e ghisa con giunti non in canapa e piombo: 1 anno;

d) numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali: almeno 3

e) percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti: 90%.

Ogni impresa distributrice deve predisporre per ogni impianto di distribuzione il "Rapporto annuale di valutazione dei rischi di dispersioni di gas".

Sono anche previste specifiche tempistiche per la protezione catodica delle reti in acciaio e per la sostituzione delle reti in ghisa con giunti di canapa e piombo e di ammodernamento degli impianti di odorizzazione.

Regole dettagliate sono definite anche in relazione alle modalità di raccolta conservazione e comunicazione dei dati riguardanti le attività soggette a obbligo.

Nel caso del monitoraggio delle emissioni fuggitive di tipo incontrollato per rotture da incidenti, l'Autorità ha introdotto disposizioni che impongono alle imprese distributrici di comunicare al CIG (Comitato Italiano Gas), entro 15 giorni dal loro insorgere, le emissioni di gas in atmosfera, dalla rete di distribuzione, che non hanno causato incidenti da gas, ma che, per la loro rilevanza, oltre all'intervento dell'impresa distributrice, abbiano richiesto l'intervento dei Vigili del Fuoco e/o di forze di pubblica sicurezza (Carabinieri, Polizia, ecc.) per l'eventuale chiusura al traffico veicolare di tratti di autostrada e/o di strada statale e/o regionale, interruzione del transito su linee ferroviarie, etc.. I dati e le informazioni raccolte dal CIG nel periodo (2014 - 2019) hanno evidenziato che la maggior parte delle emissioni di gas in atmosfera è provocata da interventi di terzi; e che gestori di altri sottoservizi nel sottosuolo, con una certa frequenza non si attengono a quanto previsto per la protezione delle reti gas nella

norma UNI 10576 "Protezione delle tubazioni gas durante i lavori nel sottosuolo", non richiedendo ai gestori delle reti gas le informazioni necessarie a evitare i danneggiamenti delle condotte.

Tutte le tipologie di dispersione devono essere invece comunicate a ARERA.

Tutte le imprese che servono più di 1000 clienti finali sono anche soggetti a un meccanismo incentivante organizzato intorno a un sistema di premi e penalità per il rispetto di alcuni degli obblighi descritti. In particolare sono oggetto del meccanismo:

- Le misure di odorizzazione
- Il numero di dispersioni segnalate da terzi

I premi e le penalità sono erogati rispetto a target di miglioramento individuali, in tal modo il meccanismo non premia tanto le imprese più virtuose quanto quelle che attivano investimenti per migliorare le loro performance verso percorsi di efficientamento fissati e monitorati da ARERA stessa. In questo senso il meccanismo premia gli investimenti ma è tarato non sul costo dell'investimento quanto sul risultato (regolazione output-based).

Con la riforma del settlement del 2018 è stata avviato anche un percorso per la gestione del cd delta in-out ossia della differenza tra immesso e prelevato nelle reti di distribuzione. I delta in-out sono solo marginalmente spiegati da perdite di rete. Per la maggior parte afferiscono a errori di stima dei prelievi dei consumatori non misurati giornalmente, errori di misurazione o di comunicazione dei dati di misura, mancata associazione dei clienti finali con i fornitori. Tuttavia la loro minimizzazione consente di avere una visione migliore dello stato della rete di distribuzione e quindi di evidenziare meglio gli errori di natura organizzativa o commerciale dalle perdite fisiche della rete. Oltre a procedere nella spinta alla installazione dei misuratori elettronici, che si stanno rapidamente diffondendo e che dovrebbero a breve consentire l'ampliamento delle misure giornaliere per la maggior parte dei clienti finali, l'ARERA ha incaricato Snam di implementare una modalità di load profiling dinamico, entrato in funzione da quest'anno, per migliorare appunto la prevedibilità dei consumi dei giornalieri dei clienti non misurati. L'obbligo di acquisto delle quantità relative sul mercato di bilanciamento attraverso procedure trasparenti fornisce ulteriore incentivo a Snam alla minimizzazione delle differenze in-out spiegabili da motivi diversi dalle perdite effettive. Allo stesso tempo la gestione dei dati di misura è stata centralizzata e affidata al SII (Sistema Informativo Integrato) gestito dall'Acquirente Unico. Questa sistematizzazione dovrebbe migliorare rendere più efficiente la gestione commerciale della rete nella fase

di settlement consentendo anche un migliore monitoraggio delle dispersioni non attualmente rilevate.

L'ammontare netto di premi distribuiti per il 2016 (ultimo anno di cui si hanno dati definitivi) è stato di 38 mln di € e solo 17 delle oltre 170 imprese soggette al meccanismo ha subito penali nette.

In prospettiva possono essere rilevanti le iniziative previste dal documento di consultazione 39/2020/R/gas. Il documento espone i criteri di carattere generale e le principali linee di intervento che l'Autorità intende sviluppare in materia di progetti pilota finalizzati alla sperimentazione di soluzioni per la gestione ottimizzata e per nuovi utilizzi delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas.

Tra gli obiettivi generali e tra gli ambiti di sperimentazione vi sono anche le sperimentazioni in materia di riduzione delle perdite dalle reti di distribuzione del gas, ed in particolare tali sperimentazioni sono mirate a consentire di:

- Migliorare il livello di conoscenza delle fonti/condizioni di emissione
- Individuare le migliori soluzioni (testate in campo) per la loro riduzione
- Individuare la possibilità di diffusione generalizzata delle metodiche e degli strumenti testati

Secondo ARERA questa iniziativa costituisce una premessa per valutare la possibilità di definire una nuova e ancora più efficace regolazione con lo scopo di migliorare il contributo della filiera gas al contenimento delle emissioni serra nelle reti di distribuzione.

Disposizioni nella regolazione delle reti di trasporto

Dal 2014 è stato istituito un meccanismo di riconoscimento dei costi associati alle perdite di rete basato su criteri standard, finalizzato a fornire incentivi per il loro contenimento. Oggi le disposizioni regolatorie vigenti per questo ambito sono quelle della deliberazione 114/19 (RTTG) - art. 8 su costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato. Queste disposizioni prevedono il riconoscimento dei costi a copertura delle perdite basato su fattori di emissione considerati efficienti. In particolare l'impresa di trasporto è chiamata a acquistare sul mercato le quantità relative alle perdite e al gas autoconsumato ma può recuperare in tariffa solamente i costi relativi alle quantità standard (a prezzi medi di mercato). Anche per le reti di trasporto così come per la distribuzione è stato quindi implementato un meccanismo incentivante: il costo per l'acquisto delle perdite superiori a quelle relative ai coefficienti standard è a carico delle imprese e non può essere recuperato in tariffa.

Contemporaneamente, ARERA ha avviato insieme alle imprese di trasporto una campagna di misura su un campione di impianti di regolazione e misura, al fine di aggiornare i livelli di emissione efficienti in funzione della realtà impiantistica della rete di trasporto. I coefficienti standard potrebbero quindi essere a breve rivisti.

E' stato anche introdotto un percorso di efficientamento del fattore di emissione fuggitivo relativo alle stazioni REMI che entro la conclusione del periodo regolatorio dovrebbe condurre a individuare valori in linea con i benchmark emissivi disponibili, da conseguire anche tramite opportuni e adeguati piani di manutenzione.

Orientamenti del CEER (Council of European Energy Regulators) per la Methane Strategy UE

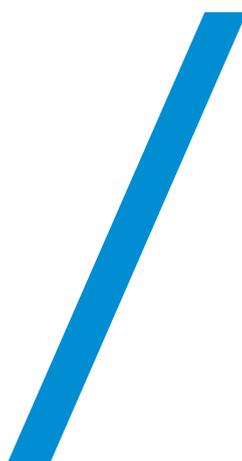
Il 5 Agosto 2020 il CEER ha partecipato alla consultazione iniziale della Commissione Europea, fornendo orientamenti sulla Methane Strategy della UE. Il CEER ha confermato che la decarbonizzazione con costi efficienti è una priorità dei regolatori. In questa prospettiva, scopo della regolamentazione è di rimuovere gli ostacoli che possono consentire gli interventi di decarbonizzazione più efficienti. Il CEER manifesta consapevolezza che il settore dell'energia, e in particolare la filiera del gas, è uno dei maggiori contributori alle emissioni dirette di metano e che, in questa prospettiva, già nel documento "The bridge beyond 2025" erano state formulate prime indicazioni su come contribuire alla minimizzazione delle emissioni di metano tramite la regolazione degli operatori delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas naturale.

Nel documento sopra richiamato, il CEER affermava la necessità di introdurre l'obbligo di misura e reporting delle emissioni di metano, con una metodologia standard che consenta di identificare i grandi emettitori; e che i dati siano pubblici e rendicontati dagli operatori tramite i propri report di sostenibilità. I risultati di questa attività di misura dovrebbero essere inoltre seguiti da specifici piani di intervento dei singoli operatori, e le autorità di regolazione nazionale dovrebbero riconoscere in modo efficiente i costi per lo svolgimento di tali attività.

Nel proprio contributo nella consultazione per la Methane Strategy, il CEER menziona anche un proprio recente documento, Paper on regulatory issues related to the "Delta In-Out" in distribution network, in cui si esamina la problematica delle rilevanti differenze osservate tra la misura del gas immesso nelle reti di distribuzione e la somma dei valori misurati nei punti di consegna ai consumatori finali. La necessità di affrontare queste discrepanze viene ritenuta necessaria per comprendere anche il ruolo delle perdite di metano dalle reti di distribuzione.

Il CEER sottolinea poi che la maggior parte del gas consumato nei Paesi europei è importato, e che nella prospettiva della riduzione delle emissioni di metano come gas climalterante, è indispensabile un'analisi dell'intera filiera che in larga parte ricade al di fuori dei confini dell'Unione Europea, e ciò richiede una forte cooperazione internazionale per affrontare il problema in modo efficace.

Infine, il CEER sottolinea che gli orientamenti del proprio programma di lavoro prevedono lo sviluppo di meccanismi regolatori per incentivare la riduzione delle emissioni di metano nelle infrastrutture del gas naturale. Con questo studio, il CEER vuole sviluppare un'analisi dei meccanismi già esistenti per incentivare gli operatori delle infrastrutture a ridurre le proprie emissioni di metano. Il documento conferma che la regolazione dell'infrastruttura del gas, come reti di distribuzione e trasporto, rigassificatori e stoccaggi, offre uno spazio importante di introduzione di strumenti di mercato per le politiche di riduzione delle emissioni di metano in questi segmenti di attività della filiera del gas naturale.



#5

Conclusioni e Proposte per la Introduzione di Strumenti di Mercato per la Riduzione Delle Emissioni Dirette di Metano Nella Filiera del Gas Naturale

La più grande incognita legata alle emissioni fuggitive di metano connesse al gas naturale consumato in Italia è legata a quelle del 93% di gas importato di cui in questo momento è difficile conoscere quelle dovute alle attività produzione e trasporto dai principali paesi da cui ci approvvigioniamo (48% dalla Russia, 26% dall'Algeria e 10% dal Qatar).

Secondo le prime stime effettuate dagli Amici della Terra le emissioni fuggitive di metano legate alle importazioni di gas naturale oscillano tra un minimo pari al valore di quelle generate dalla filiera nel territorio italiano (circa 4 Mt CO₂ eq), e un probabile massimo che potrebbe esprimere un valore almeno doppio se non maggiore.

Il caso delle importazioni dei gas naturale in Italia ripropone le stesse contraddizioni già emerse con i fenomeni di carbon leakage che penalizzano l'industria manifatturiera italiane e europea con effetti ambientali negativi a livello globale, Per questo è essenziale che l'UE si doti in tempi brevi di una "Methane Strategy" per la riduzione delle emissioni di metano del settore energetico come previsto dallo European Green Deal, e che si preveda anche in questo settore l'utilizzo di una carbon border tax non discriminatoria, come la proposta di imposta sulle emissioni aggiunte (IMEA) già

sostenuta dagli Amici della Terra per contrastare efficacemente i processi di carbon leakage.

E' indispensabile un netto salto di qualità nei dati ufficiali sulle emissioni di metano che è possibile con un maggior coinvolgimento degli attori della filiera del gas naturale, come sta avvenendo anche a livello internazionale, per poter verificare in modo credibile se effettivamente sono stati raggiunti i significativi obiettivi di riduzione su cui importanti operatori del settore hanno dichiarato di essere impegnati anche in Italia.

Uno degli obiettivi promuovere è ottenere un miglioramento nelle tecniche di MRV di monitoraggio, rendicontazione, verifica delle emissioni di metano della filiera del gas naturale. Nella realtà italiana e UE questo obiettivo potrà essere raggiunto anche con un ruolo più incisivo della regolazione per le attività di trasporto e distribuzione del gas naturale.

Le principali opportunità di introduzione di strumenti di mercato nelle politiche di riduzione delle emissioni dirette di metano nella filiera del gas naturale devono essere inquadrare nell'ambito delle politiche UE per la riduzione delle emissioni di gas serra e del quadro regolatorio europeo delle infrastrutture del sistema gas.

- 1) Regolazione per la riduzione delle emissioni di metano delle reti di distribuzione e trasporto
- 2) Estensione ETS alle emissioni di metano delle infrastrutture nella filiera del gas naturale
- 3) IMEA per le emissioni di metano nella produzione del gas naturale

5.1 Regolazione per la riduzione delle emissioni di metano delle reti di distribuzione e trasporto

Nel contesto della UE il 74 % delle emissioni di metano della filiera del gas naturale provengono dai segmenti del trasporto e stoccaggio (21%) e da quello delle reti distribuzione (53%). Le attività di ambedue i segmenti sono oggetto dell'intervento delle autorità di regolazione nazionali dei mercati del gas naturale nel quadro delle disposizioni UE sul mercato unico in questo specifico ambito. La regolazione delle infrastrutture può introdurre molte disposizioni di carattere vincolante per il loro esercizio ma anche introdurre dei benchmark di performance emissiva sulla base dei quali prevedere incentivi e disincentivi nella remunerazione degli operatori che gestiscono questo tipo di infrastruttura regolata con particolare riguardo le reti.

5.2 Estensione ETS alle emissioni di metano delle infrastrutture nella filiera del gas naturale

Estensione del regime ETS delle emissioni di metano dei grandi impianti e infrastrutture della filiera del gas naturale. Alcuni impianti e infrastrutture della filiera del gas naturale come le centrali di compressione della rete di trasporto e i terminali di rigassificazione sono già soggetti al regime ETS per le emissioni di CO₂. Le emissioni di metano di questi e di altre infrastrutture o grandi impianti (stoccaggi) le cui emissioni dirette di metano in termini di CO₂ equivalente superano un determinato limite, come oggi avviene gli impianti delle categorie di attività già soggette al regime ETS.

5.3 IMEA per le emissioni di metano nella produzione del gas naturale

Applicazione di un meccanismo di "IMEA" alle emissioni di metano nella produzione di gas naturale prodotto nel mercato interno e importato da paesi extra UE. Nel caso del gas importato da paesi extra UE si dovrà tenere conto anche delle emissioni fuggitive nella fase di trasporto dai siti di produzione fino all'ingresso nelle reti di trasporto dei paesi UE. Come previsto dalla proposta di IMEA per le emissioni di CO₂ importate per i prodotti dell'industria manifatturiera è possibile ipotizzare un meccanismo di fiscalità ambientale non discriminatorio anche per le di emissioni dirette di metano nelle fasi di estrazione e processing per la produzione di gas naturale prodotto nella UE o importato da paesi extra UE.

Queste tre linee di intervento per la introduzione di strumenti di mercato possono costituire un pacchetto di misure integrate in grado di coprire le problematiche di emissioni di metano della filiera del gas naturale nei diversi segmenti di attività sia nell'ambito della UE che dei paesi extra-UE da cui provengono le importazioni di gas naturale verso il mercato interno europeo. Il funzionamento del pacchetto è basato sulla individuazione di benchmark di intensità delle emissioni di metano nei diversi segmenti della filiera del gas naturale.

L'introduzione di strumenti di mercato efficaci per sostenere lo sforzo di conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione legati alla riduzione delle emissioni di metano nella filiera del gas naturale può costituire il perno di un set complessivo strumenti necessario ad un salto di qualità in questo settore di intervento per la riduzione delle emissioni climalteranti.

Bibliografia e Sitografia

- Aksyutin Oleg E., Ishkov Alexander G., Romanov Konstantin V., Grachev Vladimir A., THE CARBON FOOTPRINT OF NATURAL GAS AND ITS ROLE IN THE CARBON FOOTPRINT OF ENERGY PRODUCTION, International Journal of GEOMATE, Aug., 2018 Vol.15, Issue 48, pp.155-160, Geotec., Const. Mat. & Env., DOI: <https://doi.org/10.21660/2018.48.59105> , ISSN: 2186-2982 (Print), 2186-2990 (Online), Japan
- Carla Tagliaferri^{1,2} & Roland Clift³ & Paola Lettieri¹ & Chris Chapman², Liquefied natural gas for the UK: A Life Cycle Assessment, Int J Life Cycle Assess (2017) 22:1944–1956, DOI 10.1007/s11367-017-1285-z
- Sara Al-Haidous and Tareq Al-Ansari, Sustainable Liquefied Natural Gas Supply Chain Management: A Review of Quantitative Models, Sustainability –MDPI
- Korre A, Nie Z, Durucan S. Life Cycle Assessment of the natural gas supply chain and power generation options with CO₂ capture and storage: Assessment of Qatar natural gas production, LNG transport and power generation in the UK, Sustainable Technologies, Systems and Policies 2012 Carbon Capture and Storage Workshop:11 <http://dx.doi.org/10.5339/stsp.2012.ccs.11>
- International Gas Union, Life Cycle Assessment of LNG, 2012 – 2015 Triennium Work Report, WGC 2015
- Bond C.E., Roberts J., Hastings A., Shipton Z.K., João E.M., Tabyldy Kyzy J., Stephenson, M., Life- cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions from Unconventional Gas in Scotland, A ClimateXChange Report, Scotland
- M.N. (Maartje) Sevenster, H.J. (Harry) Croezen, The natural gas chain. Toward a global life cycle assessment, Delft, CE, 2006
- Salome Schori, Rolf Frischknecht, Life Cycle Inventory of Natural Gas Supply, Version: 2012, ESU- services Ltd. On behalf of the Swiss Federal Office of Energy SFOE.

- IGU, Understanding Methane Emissions. And what the global gas industry is doing about them,
- <https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/jrc-eplca-3d602e55-aaa2-44e3-adb9-40f49eb1a915>, Natural Gas; from onshore and offshore production incl. pipeline and LNG transport; consumption mix, at consumer; desulphurised (Location: EU-27),
- James Littlefield, Selina Roman-White, Dan Augustine, Ambica Pegallapati, George G. Zaines, Srijana Rai, Gregory Cooney, Timothy J. Skone, P.E., Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation, National Energy Technology Laboratory, April 19 2019, DOE/NETL- 2019/2039
- Paul Balcombe, Kris Anderson, Jamie Speirs, Nigel Brandon and Adam Hawkes, The Natural Gas Supply Chain: The Importance of Methane and Carbon Dioxide Emissions, ACS Sustainable Chem. Eng. 2017, 5, 1, 3-20, Publication Date: October 7, 2016, <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.6b00144> , Copyright © 2016 American Chemical Society, <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acssuschemeng.6b00144>
- Anna Korre, Zhenggang Nie, Sevkett Durucan, Life Cycle Assessment of the natural gas supply chain and power generation options with CO2 capture and storage: Assessment of Qatar natural gas production, LNG transport and power generation in the UK, Sustainable Technologies, Systems & Policies, Volume 2012, Issue Carbon Capture and Storage Workshop, Texas A&M University in Qatar, December 2012, DOI: <https://doi.org/10.5339/stsp.2012.ccs.11>
- Shrivastava S* and Unnikrishnan S, Review of Life Cycle Assessment and Environmental Impacts from The Oil & Gas Sector, National Institute of Industrial Engineering, India, J Oil Res 2019, Vol 5(1): 164 DOI: 10.4172/2472-0518.1000164. <https://www.omicsonline.org/open-access/review-of-life-cycle-assessment-and-environmental-impacts-from-the-oil-gas-sector-2472-0518-1000164-108259.html>

- <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/jiec.12751> Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions from Marine Fuels: A Case Study of Saudi Crude Oil versus Natural Gas in Different Global Regions, Hassan El-Houjeiri Jean-Christophe Monfort Jessey Bouchard Steven Przesmitzki, 25 March 2018 <https://doi.org/10.1111/jiec.12751>
- https://www.sustainablegasinstitute.org/wp-content/uploads/2015/09/SGI_White_Paper_methane-and-CO2-emissions_WEB-FINAL.pdf?noredirect=1 Paul Balcombe, Kris Anderson, Jamie Speirs, Nigel Brandon, Adam Hawkes, METHANE AND CO2 EMISSIONS FROM THE NATURAL GAS SUPPLY CHAIN. AN EVIDENCE ASSESSMENT, SEPTEMBER 2015, Sustainable Gas Institute | Imperial College London.
- <https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/jrc-eplca-7eb4828f-3191-4a18-ae67-313c2052bea8> (Title: Natural Gas Mix; technology mix; consumption mix, at consumer; onshore and offshore production incl. pipeline and LNG transport (Location: EU-27)) - DataSet in attesa da JRC
- IEA (2020), Methane Tracker 2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020>

Indice Delle Figure

- 10.....Figura 1. Italia: consumo interno lordo di energia, 1990 - 2018 (ktep)
- 11.....Figura 2. Italia: consumo interno lordo di energia, 2018 (ktep e %)
- 13.....Figura 3. Italia: bilancio del gas naturale, 1990 - 2018 (Mm3)
- 13.....Figura 4. Italia: produzione interna e importazioni di gas naturale, 1990 - 2018 (%)
- 14.....Figura 5. Italia: produzione di gas naturale, 1990 - 2018 (Mm3)
- 15.....Figura 6. Italia: importazione di gas naturale, 1990 - 2018 (Mm3)
- 16.....Figura 7. Italia: punti di ingresso per le importazioni di gas naturale
- 17.....Figura 8. Italia importazione di gas naturale per paese di origine, 2018 (Mm3 e %)
- 18.....Figura 9. Italia: importazione di gas naturale tramite gasdotto per paese di origine, 1990 - 2018 (Mm3)
- 19.....Figura 10. Italia: importazione di gas naturale tramite gasdotto per paese di origine, 2018 (Mm3 e %)
- 20.....Figura 11. Italia: importazione di gas naturale tramite terminali GNL per paese di origine, 1990 - 2018 (Mm3)
- 20.....Figura 12. Italia importazione di gas naturale tramite terminali GNL per paese di origine, 2018 (Mm3 e %)
- 21.....Figura 13. Italia: impieghi e consumi finali di gas naturale, 1990 - 2018 (Mm3)
- 23.....Figura 14. Italia impieghi e consumi finali di gas naturale, 2018 (Mm3 e %)
- 24.....Figura 15. Italia: emissioni di gas serra per settore, 1990 - 2018 (ktCO₂eq)
- 25.....Figura 16. Italia: emissioni di gas serra per settore, 2018 (ktCO₂eq e %)
- 27.....Figura 17. Italia: emissioni di gas serra per tipo di gas, 1990 - 2018 (ktCO₂eq)
- 27.....Figura 18. Italia: emissioni di gas serra per tipo di gas, 2018 (ktCO₂eq e %)
- 30.....Figura 19. Italia: emissioni di metano per settore, 1990 - 2018 (ktCO₂eq)
- 31.....Figura 20. Italia: emissioni di metano per settore, 2018 (ktCO₂eq e %)
- 33.....Figura 21. Italia: emissioni di metano per tipo di usi energetici, 1990 - 2018 (ktCO₂eq)
- 34.....Figura 22. Italia: emissioni di metano per tipo di usi energetici, 2018 (ktCO₂eq e %)
- 36.....Figura 23. Italia: emissioni di metano della filiera del gas naturale, 1990 - 2018 (kt)
- 37.....Figura 24. Italia: emissioni di metano della filiera del gas naturale, 2018 (kt e %)
- 40.....Figura 25. Italia: livelli di attività nella filiera del gas naturale nell'inventario delle emissioni , 1990 - 2017 (Mm3 e n. pozzi)
- 43.....Figura 26. Italia: fattori di emissione di metano nella filiera del gas naturale, 1990 - 2018 (kg/Mm3)
- 49.....Figura 27. Italia e UE 28: "Methane Intensity" della produzione di gas naturale, 1990 - 2017 (%)
- 54.....Figura 28: Fasi della LCA secondo lo schema dell'ISO 14040
- 62.....Figura 29: La filiera del gas naturale
- 63.....Figura 30: Stime delle emissioni di gas a effetto serra lungo la catena di approvvigionamento del gas naturale

- 65.....Figura 31: Filiera del gas naturale
- 66.....Figura 32: Ambito dello studio
- 67.....Figura 33: Impatto sul clima (GWP) in grammi CO₂-eq per Nm³ (per il trasporto di GNL si ipotizza una distanza di 5.000 km)
- 69.....Figura 34: I confini del sistema (dalla culla alla tomba)
- 81.....Figura 35: Fasi della filiera del gas naturale considerate per il calcolo della PCP.
- 83.....Figura 36: Localizzazione delle aree di fornitura del gas naturale in Cina e le corrispondenti carbon footprint nel 2016

Indice Delle Tabelle

- 16.....Tabella 1. Italia: importazioni di gas naturale per punti di ingresso, 2010-2019 (Mm³)
- 42.....Tabella 2. Italia: composizione del gas naturale nelle reti di trasporto e distribuzione, (% in massa)
- 48.....Tabella 3. Italia: coefficienti di emissione e metodi di stima per le emissioni di metano, 2017
- 59.....Tabella 4. Esempi di etichette ambientali del tipo I e III
- 64.....Tabella 5: Emissioni di metano nel 2012 per il settore del trasporto di gas naturale negli Stati Uniti
- 70.....Tabella 6: allocazione di massa per le importazioni di gas naturale
- 70.....Tabella 7: allocazione di massa delle importazioni di petrolio greggio
- 70.....Tabella 8: risultati LCI per 1 kg di gas naturale consegnato a Singapore
- 71.....Tabella 9: risultati LCI per 1 kg di olio combustibile consegnato a Singapore
- 71.....Tabella 10: risultati LCI per 1 kg di diesel consegnato a Singapore
- 71.....Tabella 11: emissioni di CO₂ per il confine dalla culla al cancello di gas naturale, olio combustibile e diesel
- 73.....Tabella 12. Stima delle emissioni di metano della filiera petrolio/gas naturale secondo l'approccio Bottom-Up esteso agli interi USA, comparato con la corrispondente stima effettuata dall'EPA (USA, 2015)
- 79.....Tabella 13: Intensità media di carbonio del gas naturale per le regioni considerate



Amici della Terra Onlus

Via Ippolito Nievo, 62 - 00153 Roma

amicidellaterra.it - Twitter: [amicidellaterra](#) - Facebook: [amicidellaterraitalia](#)



L'Astrolabio

Periodico di informazione sull'energia, l'ambiente e le risorse - Newsletter degli Amici della Terra

astrolabio.amicidellaterra.it



ZeroSprechi - Verso un'economia circolare

zerosprechi.eu



amicidellaterra.it

astrolabio.amicidellaterra.it

zerosprechi.eu