

Quadro strategico nazionale

Sezione A: fornitura di elettricità per il trasporto

Prima sottosezione:

**Piano Nazionale Infrastrutturale per la ricarica
dei veicoli alimentati ad energia elettrica (PNire),
di cui all'articolo 17 *septies* della
legge n. 134 del 7 agosto 2012.**

Quadro strategico nazionale

Sezione A: fornitura di elettricità per il trasporto

Seconda sottosezione:

**valutazione della necessità di fornitura di elettricità
alle infrastrutture di ormeggio nei porti marittimi e
nei porti della navigazione interna e
valutazione della necessità di installare sistemi di
fornitura di elettricità negli aeroporti per l'utilizzo
da parte degli aerei in stazionamento**

INDICE

LISTA DELLE TABELLE

LISTA DELLE FIGURE

- 2 ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHINE - LO STATO TECNOLOGICO**
 - 2.1 INTRODUZIONE
 - 2.2 LE NORME DI RIFERIMENTO
- 3 ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHINE - LO SCENARIO ITALIANO**
- 4 MISURE DI SOSTEGNO PER L'ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHINE**
- 5 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO - LO STATO TECNOLOGICO**
- 6 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO - LO SCENARIO ITALIANO**
- 7 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO – GLI IMPATTI SOCIALI**
- 8 MISURE DI SOSTEGNO PER LA FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO**
 - 8.1 AUTORITÀ AEROPORTUALI ED OPERATORI
 - 8.2 AIRLINE OPERATORS
- 9 ULTERIORI CONTRIBUTI ALLA RIDUZIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA NEL SETTORE AEROPORTUALE**

RIFERIMENTI

APPENDICE A:

LISTA DELLE TABELLE

Tabella No.

Tabella 1: Dati di Traffico Anno 2015 e variazioni su 2014 (Assaeroporti, dati aggiornati Marzo 2016)

LISTA DELLE FIGURE

Figura No.

Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte:
EUROSTAT

1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

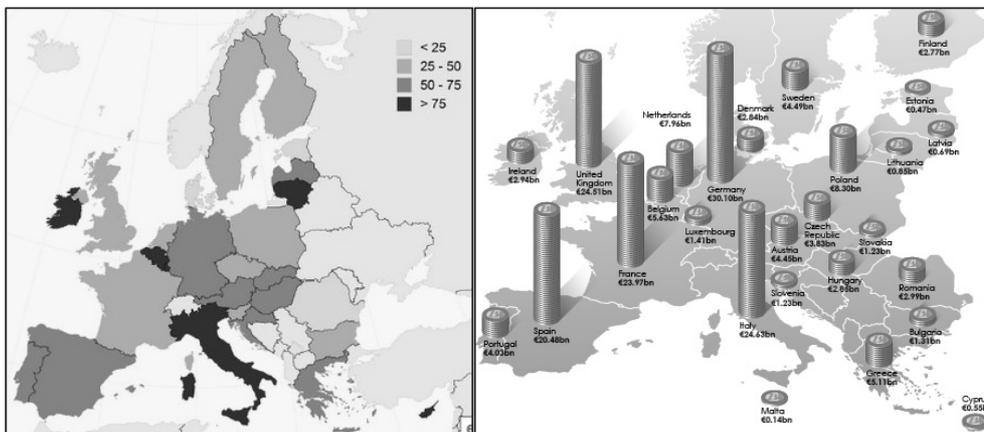


Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite la fornitura di elettricità agli aeromobili in fase di stazionamento e l'elettrificazione delle banchine.

2 ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHINE - LO STATO TECNOLOGICO

2.1 INTRODUZIONE

Il settore del trasporto marittimo di persone e cose contribuisce all'emissione di sostanze inquinanti nocive per l'aria costituendo pertanto un problema per le comunità portuali coinvolte.

L'aumento delle concentrazioni di Ossidi di Azoto (NO_x), Ossidi di Zolfo (SO_x), Particolato (PM) Idrocarburi incombusti (HC o VOCs - benzene, formaldeide, toluene, ecc.), Ossido di Carbonio (CO) costituiscono una minaccia per la salute pubblica nei porti e nelle aree circostanti.

Per queste ragioni, tra cui principalmente quelle legate alle emissioni in aria di gas ed inquinanti ad elevato impatto locale (NO_x, SO_x, PM) l'alimentazione di navi in porto tramite una sorgente elettrica esterna alla nave stessa sta diventando un argomento di cui tenere conto nella progettazione degli impianti elettrici navali e della logistica portuale.

Le prime navi ad adottare soluzioni di questo tipo, progettate cioè per poter spegnere i motori primi dei loro generatori quando in porto e per poter essere alimentate da sorgenti esterne (a terra), risalgono all'inizio degli anni 2000. Tale pratica, nata nei porti dell'Alaska e altri porti USA, è storicamente conosciuta come "cold ironing".

Tenendo conto della vita operativa di una nave, della percentuale di navi nuove che verosimilmente saranno realizzate per funzionare a gas naturale come combustibile alternativo, si presume che queste ultime saranno solo circa il 10/11 % delle navi circolanti entro il 2030 (fonte studio Lloyds Register Marine e dall'University of London).

La realizzazione di sistemi di fornitura di alimentazione elettrica lungo le banchine alle navi adibite alla navigazione marittima o alle navi adibite alla navigazione interna, quando ormeggiate, effettuata attraverso un'interfaccia standardizzata può pertanto rivestire un'importanza fondamentale per la riduzione delle emissioni nelle aree portuali. I benefici conseguenti si estenderebbero ad ampie fasce della popolazione costiera e consentirebbero la riqualificazione di aree portuali a fini turistici e commerciali.

Dal punto di vista tecnico, l'eventuale realizzazione di impianti di elettrificazione delle banchine, anche se non particolarmente complicato, richiederebbe comunque la collaborazione di tutte le entità coinvolte (pubbliche istituzioni, armatori, autorità portuali, gestori dei terminali portuali) per assicurare un elevato tasso di utilizzo a garanzia della sostenibilità commerciale dell'investimento e una massimizzazione della riduzione dell'impatto ambientale.

La necessità di un'alimentazione simultanea di più navi da crociera, che genera una richiesta di potenza molto elevata, potrebbe comportare di dover rafforzare la rete locale di trasmissione/distribuzione. Tale eventualità potrebbe essere un'opportunità rilevante per il miglioramento della qualità dell'energia di intere aree urbane afferenti alle rispettive realtà portuali.

2.2 LE NORME DI RIFERIMENTO

La normativa e la standardizzazione sono disponibili: nel 2012 è stato pubblicato congiuntamente da IEC - International Electrotechnical Commission, ISO - International

Organization for Standardization e IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers lo standard tecnico IEC/ISO/IEEE 80005-1 – Ed. 2012-07 - Utility connections in port – Part 1: High Voltage Shore Connection (HVSC) Systems – General requirements. L'intenzione di questo standard è quello di definire i requisiti di sicurezza e lo standard per le connessioni delle navi ai relativi terminali fornitori di energia.

Le soluzioni tecniche sono mature e sono già state installate su navi da crociera e da carico che approdano con regolarità in porti ove esiste la disponibilità di energia da terra per alimentare gli impianti elettrici delle navi (prevalentemente negli USA).

L'impatto sulla logistica portuale e sulla rete elettrica di alimentazione in alcuni casi non è trascurabile: relativamente alla fornitura di energia elettrica alle navi da crociera si prevede che, per ognuna di esse, sia necessaria una singola fornitura di almeno 16 MVA (preferibili 20 MVA) corrispondenti mediamente a 12.8 MWe.

In generale i limiti imposti per le emissioni inquinanti delle centrali termoelettriche sono tali da rendere comunque positivo l'impatto sull'ambiente, conseguente all'adozione di sistemi di alimentazione da terra delle navi in porto. Tale impatto è ancora più positivo qualora sia possibile generare l'energia richiesta dalle navi in siti lontani dagli abitati o con fonti rinnovabili.

3 ELETRIFICAZIONE DELLE BANCHINE - LO SCENARIO ITALIANO

Recenti studi hanno evidenziato (Università di Trieste, studio sulla riqualificazione dell'area portuale di Trieste) che circa il 40% del costo dell'elettrificazione di due banchine per navi da crociera di grandi dimensioni (nel caso specifico in grado di alimentare due navi da crociera con 20 MVA di potenza ognuna) è rappresentato dalla linea di alta tensione che andrebbe portata fino alla cabina ed alle relative stazioni di trasformazione. Lo studio evidenzia le possibili sinergie tra elettrificazione del porto e infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici, la stessa linea potrebbe alimentare anche le stazioni di carica lente e veloci dei veicoli elettrici senza alcun aggravio di costi.

I sistemi di fornitura di alimentazione elettrica alle navi sono una tecnologia efficace non soltanto per la riduzione delle emissioni, ma anche per la riduzione dell'impatto acustico e delle vibrazioni generate dai motori attivi su navi ormeggiate in banchina.

Anche uno studio dell'Autorità Portuale di Genova dimostra come le navi da crociera e i traghetti ospitati mediamente nei soli bacini di carenaggio di Genova, se connesse con un impianto di elettrificazione delle banchine, potrebbero ridurre le emissioni di CO₂ di 19.000 tonnellate/anno, di NO_x e SO_x di un totale di 2.400 tonnellate all'anno.

La disponibilità di soluzioni per l'alimentazione elettrica in porto, in particolare per le navi da crociera costituirebbe un ulteriore fattore di attrattività dei porti Italiani, tenuto conto di quanto stia diventando importante la sostenibilità sociale ed ambientale.

La presenza di standard globali per l'elettrificazione delle banchine garantisce la compatibilità di installazioni effettuate in Italia con quelle dislocate in ogni altro porto mondiale, massimizzando il fattore di utilizzo dei sistemi installati.

L'evoluzione tecnologica dei sistemi di controllo delle reti intelligenti consente un miglioramento sensibile dell'efficienza energetica in tutta l'area portuale e delle zone adiacenti, che deve integrare anche la parte relativa all'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici e degli altri carichi elettrici portuali. A questo proposito si cita uno studio dell'Università Sapienza di Roma che propone un approccio integrato alla gestione energetica dei porti, che include gli impianti di alimentazione delle navi in banchina, i carichi per la movimentazione delle merci (gru) e la relativa conservazione (celle frigorifere) ed apre ad altri carichi elettrici tra cui l'infrastruttura dei veicoli elettrici pubblici e privati.

Ogni porto presenta specifiche peculiarità legate alla posizione geografica, alla sua rete di interconnessione infrastrutturale terrestre (strade, autostrade, ferrovie), alla tipologia di traffico marittimo e alla vicinanza o meno ad un centro urbano.

Il successo ambientale e commerciale di qualsiasi sistema di elettrificazione delle banchine deve essere soggetto ad un accurato studio di fattibilità e ad una valutazione caso per caso, al fine di ottimizzare il dimensionamento dell'impianto e massimizzarne l'utilizzo da parte degli operatori portuali e degli armatori.

La valutazione sull'opportunità di elettrificare un porto od alcune banchine dello stesso potrà essere fatta applicando il principio della valutazione dei costi e benefici derivanti dalle installazioni stesse, come indicato dalla Direttiva 2014/94. A tal fine si potranno utilizzare, secondo necessità, alcuni degli elementi della metodologia suggerita dalla Commissione Europea, che permette di quantificare le esternalità, o la riduzione delle stesse.

Nello specifico si può quantificare una riduzione degli inquinanti ad impatto locale (SO_x, NO_x, PM) a cui si unisce una riduzione della CO₂ emessa, soprattutto ove venga integrata in un sistema di produzione di energia pulita, da fonti rinnovabili.

Molti porti italiani hanno già redatto o stanno sviluppando diversi studi sull'impatto economico-ambientale dell'elettificazione delle banchine e tutti concordano sul determinante contributo della elettificazione dei porti alla effettiva riduzione delle emissioni inquinanti misurabili, e molti tengono conto del bilancio costi benefici oppure analizzano i vantaggi di un approccio energetico integrato all'area portuale.

4 MISURE DI SOSTEGNO PER L'ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHE

Particolare attenzione per ciascun progetto deve essere riservata alla sostenibilità finanziaria che, oltre all'investimento iniziale in macchinari capaci di fornire energia elettrica con le caratteristiche adeguate al maggior numero possibile di navi (e quindi con tensioni che possono variare dai 440 V ai 690 V, dai 6,6 kV agli 11 kV e con frequenze di 50 o 60 Hz), deve tenere conto della sfruttabilità dell'impianto (previsione di quante navi, tra quelle già pronte per poter essere alimentate da terra, approderanno nel porto in un determinato periodo) e del costo finale per l'utente (tale costo deve risultare competitivo rispetto al costo dei combustibili navali che permettono di ottemperare ai limiti imposti per legge in materia di emissioni navali).

Pertanto, a seguito di approfondite considerazioni locali di carattere ambientale, di traffico marittimo, di generazione e disponibilità di energia elettrica dalla rete nazionale, si potrà stabilire caso per caso, porto per porto, l'opportunità di dotarlo di impianto di alimentazione elettrica per navi.

5 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO - LO STATO TECNOLOGICO

Ogni aereo, in volo o a terra, necessita di una alimentazione di energia elettrica, 115 V e 400 Hz per operazioni di sicurezza e di controllo del velivolo stesso. Durante il rullaggio, l'energia elettrica è generata da apparecchiature di bordo che forniscono energia / potenza per funzioni diverse dalla propulsione, ad esempio l'unità di alimentazione ausiliaria (APU - Auxiliary Power Unit) situata nella parte posteriore del velivolo. Quando l'aeromobile è parcheggiato, l'APU può essere utilizzata per alimentare il velivolo durante l'imbarco e lo sbarco dei passeggeri, la pulizia, l'avviamento del motore, ecc. e, soprattutto, per alimentare l'impianto di climatizzazione. Tuttavia, queste operazioni generano un alto livello di gas serra (ad esempio, per un per B747-400 sono necessari 550 l/h di kerosene) e provocano una rumorosità di circa 80 decibel (dB), misurata nella area di stazionamento, con una efficienza stimata dell'APU compresa tra il 10 e il 14%.

L'installazione di un impianto di fornitura di energia elettrica negli aeroporti per l'uso da parte degli aerei in stazionamento è una opportunità cruciale per i terminal per ridurre al minimo il consumo di carburante, le emissioni acustiche e di CO₂ derivanti.

Relativamente alle tecnologie disponibili ci sono metodi alternativi per la fornitura di energia e aria condizionata per gli aeroplani in stazionamento (oltre all'APU):

- Impianti fissi di distribuzione dell'energia elettrica (FEGP - Fixed Electrical Ground Power), collegati alla rete elettrica dell'aeroporto, in grado di alimentare il sistema di aria condizionata degli aeromobili. Dal momento che nella maggior parte degli aeroporti la rete elettrica opera su 50 o 60 Hz, sono necessari convertitori di frequenza per passare ai 400 Hz richiesti per il funzionamento dell'aereo. Questi possono essere installati in due modi:
 - Sui pontili di imbarco e sbarco dei passeggeri, controllati elettricamente sia per la connessione sia per il riavvolgimento, una volta concluse le operazioni, oppure
 - Su supporti fissi posizionati sull'asfalto nei pressi dell'ogiva del velivolo parcheggiato che possono essere interrati o fuori terra.
- Impianti di aria pre-condizionata (APC - Pre-conditioned air system), utilizzando apparecchiature a terra. I sistemi azionati elettricamente non richiedono combustibile liquido, il livello di rumore è di 70 dB, e la loro efficienza è fino al 50% (per i sistemi centrali in termini di consumo di energia primaria). In termini comparativi, secondo la scala logaritmica, una rumorosità di 70 dB nella area di stazionamento invece di 80 dB corrisponde ad una riduzione della rumorosità di 10 volte.

Questi impianti alternativi alle APU possono essere forniti di motori diesel portatili, oppure concepiti come sistemi localizzati puntuali o centralizzati:

- le unità portatili a terra con motore diesel (GPU) e le unità di condizionamento d'aria possono essere montate sulla parte posteriore di un camion o rimorchio per una maggiore mobilità nelle aree di stazionamento;
- i sistemi localizzati puntuali (POU - Point of Use) rendono disponibile l'infrastruttura primaria necessaria per il riscaldamento, la ventilazione ed il condizionamento dell'aria (HVAC) in corrispondenza delle postazioni in cui sostano gli aeromobili;

- i sistemi centralizzati infine producono in un sistema centrale la loro funzione primaria (riscaldamento, ventilazione o condizionamento) che giunge agli aeromobili attraverso una rete di distribuzione, spesso integrata con il sistema centralizzato del terminal aeroportuale.

Poiché ognuno di questi tipi di sistemi alternativi può essere utilizzato per soddisfare i requisiti di carico e potenza per più tipi di velivolo, la scelta di quale sistema alternativo per implementare è basata su diversi fattori legati a costi, requisiti di infrastruttura e considerazioni operative. Numerosi standard internazionali possono essere impiegati nella selezione dei fornitori al fine di garantire l'efficienza dell'infrastruttura installata.

6 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO - LO SCENARIO ITALIANO

Nei principali aeroporti italiani aperti al traffico commerciale sono presenti piazzole di sosta dotate di apparati di alimentazione di energia elettrica sottobordo (400 Hz) per gli aeromobili.

In particolare nei tre gates intercontinentali (così come definiti dal DPR 201/2015 che ha individuato gli aeroporti di interesse nazionale: aeroporti di Fiumicino, Malpensa e Venezia) i sopracitati apparati sono disponibili per oltre l'80% delle piazzole presenti.

I suddetti dispositivi di rifornimento sottobordo sono anche disponibili nella quasi totalità degli aeroporti con traffico superiore ai 1,5 milioni di pax/anno, in percentuale variabile.

Dati di Traffico Anno 2015 (Assaeroporti, dati aggiornati Marzo 2016)

**Tabella 1: Dati di Traffico Anno 2015 e variazioni su 2014
(Assaeroporti, dati aggiornati Marzo 2016)**

N.	AEROPORTO	MOVIMENTI	%	PASSEGGERI	%
1	Alghero	12.551	-9,1	1.677.967	2,4
2	Ancona	12.395	-2,9	521.065	8,4
3	Bari	36.886	13,0	3.972.105	8,0
4	Bergamo	76.078	12,4	10.404.625	18,6
5	Bologna	64.571	-0,7	6.889.742	4,7
6	Bolzano	11.915	-2,2	35.141	-46,4
7	Brescia	8.239	9,6	7.744	-42,8
8	Brindisi	18.042	4,5	2.258.292	4,4
9	Cagliari	31.167	-8,6	3.719.289	2,2
10	Catania	54.988	-8,2	7.105.487	-2,7
11	Comiso	3.458	21,5	372.963	13,6
12	Cuneo	4.908	-14,0	129.847	-45,3
13	Firenze	34.269	0,3	2.419.818	7,5
14	Foggia	1.043	-57,7	1.942	-67,0
15	Genova	19.280	3,8	1.363.240	7,5
16	Grosseto	1.661	-10,0	3.183	-32,0
17	Lamezia Terme	21.524	-5,9	2.342.452	-2,8
18	Milano Linate	118.650	4,8	9.689.635	7,4
19	Milano Malpensa ¹	160.484	-3,8	18.582.043	-1,4
20	Napoli	60.261	1,4	6.163.188	3,4
21	Olbia	28.272	-1,0	2.240.016	5,3
22	Palermo	42.407	0,4	4.910.791	7,4
23	Parma	5.946	-15,2	187.028	-9,0

¹ Inclusi movimenti e passeggeri Bergamo, relativi al periodo in cui le attività aeronautiche si sono fermate alcuni giorni in coincidenza con l'ultima fase dei lavori di rifacimento della pista e ammodernamento delle infrastrutture di volo.

N.	AEROPORTO	MOVIMENTI	%	PASSEGGERI	%
24	Perugia	5.963	72,6	274.027	30,9
25	Pescara	10.324	53,2	612.875	10,1
26	Pisa	39.515	1,7	4.804.812	2,6
27	Reggio Calabria	6.858	-7,1	492.612	-5,8
28	Roma Ciampino ²	53.153	6,2	5.834.201	16,1
29	Roma Fiumicino ²	315.217	1,0	40.463.208	4,8
30	Torino	44.261	4,2	3.666.424	6,8
31	Trapani	11.607	-7,4	1.586.992	-0,7
32	Trieste	14.672	-4,9	741.776	0,2
33	Treviso	18.402	3,4	2.383.307	6,0
34	Venezia	81.946	5,4	8.751.028	3,3

Negli aeroporti caratterizzati da volumi di traffico più bassi, ad eccezione di pochi casi, non sono fruibili piazzole con alimentazione elettrica sottobordo.

A margine di quanto sopra, si evidenzia che l'Action Plan per la riduzione dei livelli di CO₂, definito dall'Italia per rispondere alle specifiche risoluzioni dell'ICAO, promuove l'aumento del numero delle piazzole di sosta fornite di alimentazione elettrica sottobordo.

Come precedentemente riportato, la maggior parte degli aeroporti italiani che operano un servizio commerciale sono già dotati, per lo meno parzialmente, di installazioni per la fornitura di energia elettrica agli aeromobili in fase di stazionamento, ulteriori installazioni sono previste essere sviluppate.

La valutazione dell'opportunità di incrementare ulteriormente il numero di installazioni potrà essere fatta applicando il principio della valutazione dei costi e benefici derivanti dalle installazioni stesse, come indicato dalla Direttiva 2014/94. A tal fine si potranno utilizzare, secondo necessità, alcuni degli elementi della metodologia suggerita dalla Commissione Europea.

² Nel periodo Mag-Lug 2015, per ragioni operative, parte del traffico di Fiumicino è stato trasferito a Ciampino

7 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO – GLI IMPATTI SOCIALI

La valutazione se e dove procedere con le installazioni necessarie alla fornitura di energia elettrica agli aerei in fase di stazionamento può essere fatta sulla base di una mappatura delle diverse categorie di aeroporti, del loro profilo di traffico aereo e delle strutture aeroportuali attualmente disponibili, i piani di azione possono essere studiati, insieme alle industrie del settore del trasporto aereo, per determinare la strategia ottimale di azione ed il livello ottimale di coordinamento, che potrebbe essere nazionale così come regionale.

Una volta che sia stata stabilita la necessità di un'azione strategica concreta (mediante una valutazione Costi Benefici), gli organismi di regolamentazione possono impostare linee guida normative in materia di utilizzo della APU mentre gli aerei stazionano in aeroporto e fornire incentivi finanziari per l'installazione di tali sistemi.

I principi ispiratori del piano d'azione possono essere trovati nel programma AGR (Aircraft on the Ground CO₂ Reduction), sviluppato dalla BAA attraverso la Sustainable Aviation coalition³.

Il programma fornisce una guida pratica per aiutare le compagnie aeree, i fornitori di servizi per la navigazione aerea, le società di assistenza a terra e gli operatori aeroportuali per ridurre le emissioni di CO₂ dei movimenti aerei a terra ed ha già portato a notevoli risparmi:

- una quantità stimata di circa 100.000 tonnellate di CO₂ annue risparmiate ad Heathrow, derivante dalla riduzione dell'utilizzo del motore durante il rullaggio così come dall'uso di FEGP e PCA;
- circa il 20% di risparmi in termini di incremento di efficienza per ciascun movimento per le attuali attività a terra degli aeromobili, con potenziali ulteriori sviluppi per il futuro;
- questo si traduce in circa 6 milioni di tonnellate di CO₂ ogni anno a livello mondiale (stimato dalla IATA).

³ Sustainable Aviation CO₂ Road-Map 2012, disponibile sul sito: <http://www.sustainableaviation.co.uk/wp-content/uploads/2015/09/SA-Carbon-Roadmap-full-report.pdf>

8 MISURE DI SOSTEGNO PER LA FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO

8.1 AUTORITÀ AEROPORTUALI ED OPERATORI

Le autorità aeroportuali e gli operatori sono fattori chiave per la realizzazione di infrastrutture alternative e centrale per l'agevolazione del suo utilizzo da parte degli operatori delle compagnie aeree. In genere, gli aeroporti che hanno installato FEGP e PCAs impostare restrizioni per l'uso di APUs.

Oltre a fornire infrastrutture alternative, gli aeroporti potrebbero garantire che le strutture a terra siano ben mantenute e la disponibilità sia elevata, al fine di creare una fiducia nella possibilità di un loro utilizzo costante.

Gli Aeroporti potrebbero anche collaborare con gli operatori aerei e di terra garantendo che le strutture terminalistiche dell'aeroporto siano adeguate, adatte allo scopo e ben tenute e che ci sia stata una sufficiente formazione mirata a garantire che queste strutture siano utilizzate in modo efficiente e sicuro.

8.2 AIRLINE OPERATORS

Gli operatori aerei hanno un ruolo da svolgere per accrescere l'uso di infrastrutture alternative. Alcune compagnie aeree stabiliscono procedure aggiuntive al fine di limitare l'uso dell'APU, in funzione del tipo di velivolo, del peso effettivo al momento del decollo e a seconda delle caratteristiche dell'aeroporto (altitudine, la lunghezza della pista, ecc).

Poiché l'uso di carburante aeronautico nel APU è costoso e inefficiente, si raccomanda che gli operatori di bordo e gli operatori di terra seguano procedure nel usare le dotazioni del terminal aeroportuale, che, se seguite, possono far risparmiare carburante, ridurre significativamente il rumore e le emissioni di gas serra. Le seguenti regole non valicano mai le normative di sicurezza né i controlli del velivolo:

- 1. Nel Terminale Aeroportuale, le installazioni di terra come FEGP e PCA alimentati dalla rete elettrica, devono essere sempre utilizzate ove previste,**
- 2. Quando queste non sono disponibili, dovrebbero essere utilizzate per le unità di condizionamento i GPU portatili alimentati a gasolio perché riducono l'utilizzo di carburante, emissioni e rumore rispetto all'APU,**
- 3. Quando FEGP, PCA o GPU non sono disponibili, dovrebbe essere usato il sistema APU di bordo ed i relativi generatori e flussi d'aria dal compressore (ad alta pressione e temperatura).**
- 4. Se nessuna di queste tecnologie è disponibile dovrebbe essere usato come ultima risorsa i generatori azionati dal motore principale e il flusso dell'aria.**

9 ULTERIORI CONTRIBUTI ALLA RIDUZIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA NEL SETTORE AEROPORTUALE

Nel settore aeroportuale i Gestori hanno da tempo avviato iniziative ed interventi volti alla riduzione del consumo di energia primaria, e conseguentemente delle emissioni di CO₂, e considerevoli progressi sono già stati realizzati, sia con azioni intraprese a livello nazionale, sia tramite la partecipazione a programmi europei. A ciò si aggiungono le azioni inserite nei nuovi contratti di programma che le società di gestione intendono adottare entro il 2020, sulla base dei modelli emanati dall'Autorità di Regolazione dei Trasporti.

Sulla base delle informazioni fornite da Assaeroporti, a partire dai dati comunicati dai principali Gestori che complessivamente rappresentano circa il 90% del traffico complessivo del sistema aeroportuale italiano, corrispondente a oltre 135 milioni di passeggeri, risulta il seguente quadro:

- Aeroporti che rappresentano l'84% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi volti all'efficientamento degli impianti di illuminazione, come ad esempio la installazione di corpi illuminanti ad alta efficienza (LED) o di sistemi di controllo automatico della luminosità degli ambienti; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti all'87% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 78% del traffico aereo nazionale hanno già avviato interventi per l'efficientamento degli impianti di produzione energetica (termica/elettrica/frigorifera) tramite cogenerazione, trigenerazione o installazione di unità per il trattamento dell'aria (UTA) ad elevata efficienza; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti all'84% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 41% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi di riqualificazione e/o realizzazione di componenti dell'involucro edilizio ad elevate prestazioni in termini di trasmittanza termica; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti al 57% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 58% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi di Green Procurement; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti al 60% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 59% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi di Personnel Training comprendente iniziative di formazione e sensibilizzazione sulle tematiche ambientali ed il corretto uso dell'energia, rivolte al personale aeroportuale; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti al 64% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano l'82% del traffico aereo nazionale hanno già promosso l'adozione di protocolli gestionali e strumenti organizzativi per la migliore conduzione degli impianti tecnologici e la pianificazione degli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica delle infrastrutture aeroportuali; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti all'84% del traffico complessivo;
- Alcuni aeroporti prevedono di realizzare entro il 2020 interventi riguardanti l'installazione di impianti fotovoltaici e di adottare materiali fotocatalitici per le aree di viabilità;

- L'Accreditamento ACI Europe Airport Carbon Accreditation è stato conseguito da aeroporti che gestiscono il 51% del traffico aereo ed è previsto raggiungere il 65% nel 2020.

In merito agli interventi che saranno attuati dai Gestori aeroportuali per la riduzione delle esternalità ambientali connesse all'attività aeroportuale, programmati nell'ambito dei rinnovi dei contratti di programma vi sono ad esempio i seguenti indicatori-obiettivo definiti dall'Autorità di Regolazione dei Trasporti:

- Nuovi impianti di illuminazione in sostituzione di quelli esistenti con apparecchi a basso consumo (LED, fluorescenti, etc.)
- Installazione dei componenti opachi di involucro al di sotto dei valori limite di trasmittanza indicati dalla normativa
- Installazione dei componenti trasparenti di involucro al di sotto dei valori limite di trasmittanza indicati dalla normativa
- Riduzione del consumo di energia mediante sistemi di gestione degli apparati di Illuminazione
- Riduzione del consumo di energia mediante impianti di condizionamento ad elevata efficienza
- Produzione di energia alternativa tramite installazione di impianti fotovoltaici
- Produzione di energia elettrica, termica e frigorifera tramite impianti di cogenerazione e rigenerazione
- Produzione di energia termica ed elettrica tramite impianti alimentati da biomasse reperibili localmente
- Produzione di energia elettrica, termica e frigorifera tramite impianti di cogenerazione e rigenerazione
- Produzione di energia elettrica e termica tramite impianti geotermici a bassa entalpia

Quadro strategico nazionale

Sezione b: Fornitura di idrogeno per il trasporto stradale

INDICE

LISTA DELLE TABELLE

LISTA DELLE FIGURE

- 1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI**
- 2 LO STATO TECNOLOGICO**
- 3 SCENARI EUROPEI**
- 4 SCENARI ITALIANI**
 - 4.1 DIMENSIONAMENTO DEL PARCO VEICOLI FCEV
 - 4.2 PRODUZIONE DELL'IDROGENO PER IL SETTORE DEI TRASPORTI
 - 4.3 INTEGRAZIONE DELLE RINNOVABILI ELETTRICHE
- 5 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO**
- 6 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'**
 - 6.1 LA PROSPETTIVA DEL CONSUMATORE
 - 6.2 RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO2 E DI ALTRI INQUINANTI DANNOSI ALLA SALUTE UMANA
- 7 MISURE DI SOSTEGNO**
 - 7.1 MISURE DI SOSTEGNO ALLO SVILUPPO DELL'IDROGENO E BARRIERE
 - 7.2 BARRIERE ALLO SVILUPPO DELL'IDROGENO
 - 7.3 MISURE GIURIDICHE
- 8 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO**
- 9 ABBREVIAZIONI, ACRONIMI, UNITÀ DI MISURA E BIBLIOGRAFIA**
 - 9.1 ABBREVIAZIONI E ACRONIMI
 - 9.2 UNITÀ DI MISURA
 - 9.3 BIBLIOGRAFIA

RIFERIMENTI

APPENDICE A:

LISTA DELLE TABELLE

Tabella No.

Tabella 1: Scenari di evoluzione tecnologica riportati nel report “Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs”

Tabella 2: Scenario MobilitàH2IT, riduzione dei principali inquinanti atmosferici attribuiti al trasporto su strada fino al 2050

Tabella 3: Iniziative UE per la sperimentazione e la diffusione dell'idrogeno per il trasporto

LISTA DELLE FIGURE

Figura No.

Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Figura 2: Emissioni dal pozzo alla ruota (well-to-wheel, WTW) vs autonomia per diverse opzioni tecnologiche di mobilità

Figura 3: La sfida dello stoccaggio energetico per la mobilità

Figura 4: Componenti di un'auto FCEV e previsioni di costo delle autovetture per tecnologia di alimentazione in Europa

Figura 5: Costo d'acquisto e TCO degli autobus per tecnologia di alimentazione in Europa

Figura 6: Flusso di cassa delle stazioni di rifornimento nelle prima fase di sviluppo del mercato FCEV

Figura 7: La stazione idrogeno di Bolzano

Figura 8: Stock delle autovetture per tecnologia negli Stati Uniti, EU4 e Giappone nello scenario IEA 2DS high H₂ fino al 2050

Figura 9: TCO delle diverse tecnologie automobilistiche (considerando un tasso di sconto del 5 %)

Figura 10: Proiezione del numero di stazioni di rifornimento a idrogeno previsto in Francia

Figura 11: Scenario MobilitàH2IT, stock autovetture FCEV fino al 2050

Figura 12: Scenario MobilitàH2IT, stock autobus FCEV fino al 2050

Figura 13: Scenario MobilitàH2IT, domanda H₂ alla pompa veicoli FCEV fino al 2050

Figura 14: Scenario MobilitàH2IT, produzione H₂ fino al 2050

Figura 15: Scenario MobilitàH2IT, costo di produzione e trasporto H₂ fino al 2050

Figura 16: Scenario MobilitàH2IT, potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche fino al 2050

Figura 17: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV fino al 2050

Figura 18: Possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 2020 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)

Figura 19: Possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 2025 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)

Figura 20: Scenario MobilitàH2IT, riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto al Reference Scenario fino al 2050

Figura 21: Scenario MobilitàH2IT, finanziamenti pubblici Europei e Nazionali necessari fino al 2025

1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

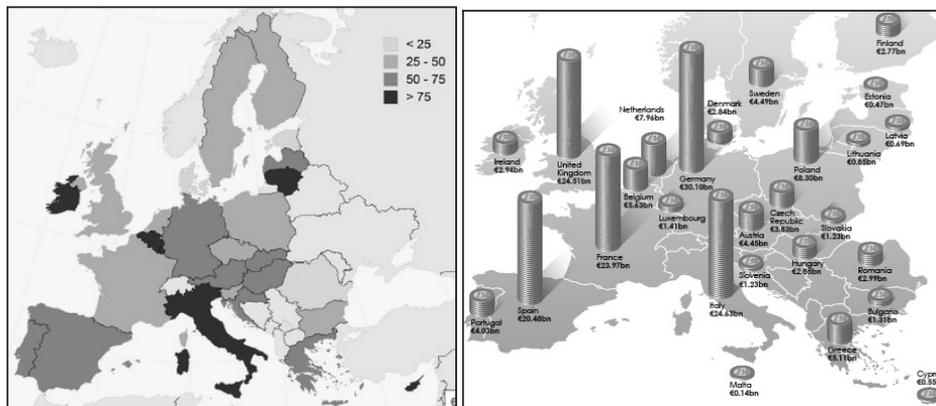


Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite l'utilizzo dell'idrogeno.

2 LO STATO TECNOLOGICO

La produzione di idrogeno da energia elettrica e lo stoccaggio in forma gassosa o liquefatta rappresenta una valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico, consentendo l'integrazione di elevate quote di fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico) e la riduzione delle emissioni di CO₂.

In particolare il trasporto su strada è un grande emettitore di anidride carbonica ed è necessario il passaggio a modi di trasporto più efficienti, come il trasporto di passeggeri e merci su rotaia. In alternativa, una sostanziale decarbonizzazione del settore dei trasporti su strada può essere ottenuta:

- 1) aumentando la quota di uso diretto di energia elettrica in veicoli elettrici a batteria (BEVs) e veicoli elettrici ibridi plug-in (PHEVs);
- 2) aumentando in modo significativo la quota di biocarburanti sostenibili (in particolare biometano), in combinazione con motori ad alta efficienza ibridi a combustione interna (ICEs) e PHEVs;
- 3) utilizzando FCEVs veicoli elettrici alimentati da idrogeno prodotto a basso tenore di carbonio.

Tutte e tre le opzioni possono contribuire in modo sostanziale alla riduzione delle emissioni (Figura 2), ma devono superare diverse barriere.

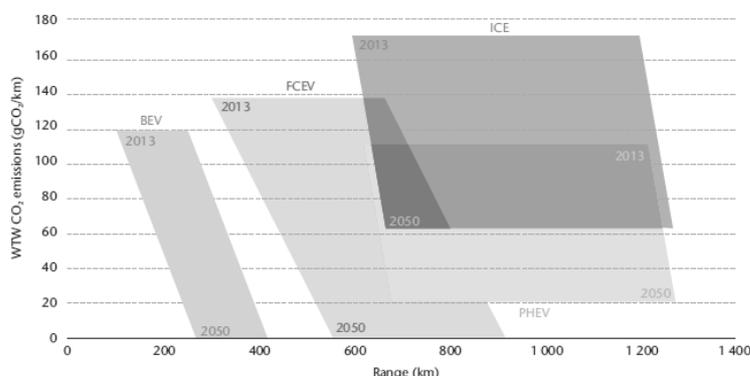


Figura 2: Emissioni dal pozzo alla ruota (well-to-wheel, WTW) vs autonomia per diverse opzioni tecnologiche di mobilità

I veicoli BEVs possono attingere da una produzione di energia elettrica e da un'infrastruttura di trasporto e distribuzione (T&D) già esistenti, nonché fare affidamento sul fatto che il loro impatto in termini di emissioni di CO₂ sarebbe ridotto dalla decarbonizzazione già in atto nel settore elettrico. In ogni caso occorre considerare che le batterie riscontrano un serio compromesso tra capacità e peso, nonché l'incertezza sull'autonomia e i lunghi tempi di ricarica che sono grandi preoccupazioni per l'accettabilità dell'utente finale. Nel caso dei biocarburanti, la produzione solleva dubbi per quanto riguarda la sostenibilità e la sottrazione

dal settore alimentare umano ed animale, in particolare tenendo conto che una considerevole quantità di biocarburanti saranno necessari per decarbonizzare il trasporto di merci su lungo raggio (su strada, aerei e marittimo).

I veicoli FCEV possono fornire un servizio di trasporto paragonabile ai veicoli di oggi e, allo stesso tempo, contribuire agli obiettivi di miglioramento dell'indipendenza energetica e di sicurezza climatica.

Le performance di stoccaggio dell'idrogeno sono migliori rispetto a quelle delle batterie elettriche (Figura 3). È possibile infatti immagazzinare 6 kg di idrogeno (circa 200 kWh) compresso a 700 bar in un serbatoio dal peso complessivo di 125 kg e dal volume di 260 litri, mentre per immagazzinare metà di quest'energia (100 kWh) in batterie elettriche agli ioni di litio occorrono 830 kg di peso e 670 litri di volume. Un serbatoio di 260 litri può rientrare perfettamente nel volume, necessariamente ridotto, di un veicolo, offrendo un'autonomia di 600 km, comparabile con quella offerta dai veicoli a benzina e chiaramente superiore alle ridotte autonomie dei veicoli a batteria BEVs attualmente sul mercato. Da ultimo, e diversamente dalle batterie, le performance di stoccaggio di un serbatoio di idrogeno non si deteriorano con il numero di cariche e scariche o con l'esposizione a temperature estreme.



Figura 3: La sfida dello stoccaggio energetico per la mobilità

Attualmente circa 540 FCEVs (autovetture e autobus) sono in attività come vettura pilota in tutto il mondo, in particolare in Europa (192), Stati Uniti, Giappone, Corea del Sud (Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA. Giugno 2015). I veicoli FCEVs sono essenzialmente veicoli elettrici che utilizzano idrogeno immagazzinato in un serbatoio pressurizzato e una cella a combustibile per la produzione di energia a bordo. I veicoli FCEVs sono anche auto ibride, l'energia di frenata viene recuperata e accumulata in una batteria. L'alimentazione elettrica della batteria viene usata per ridurre la domanda di picco della cella a combustibile in accelerazione e per ottimizzare l'efficienza operativa. I veicoli FCEVs sono usualmente riforniti con idrogeno gassoso a pressioni tra 35 MPa e 70 MPa. Attualmente, per le autovetture, l'efficienza su strada (fuel economy) è di circa 1 kg di idrogeno ogni 100 km percorsi, con autonomie da circa 500 km a 750 km e tempi di ricarica inferiori ai 5 minuti.

Nonostante i costi delle autovetture FCEV sono ad oggi elevati¹, il costo è previsto convergere entro il 2030 con quello delle altre tecnologie di alimentazione, grazie ad economie di scala (Figura 4, (En route pour un transport durable. Cambridge Econometrics. Novembre 2015)).

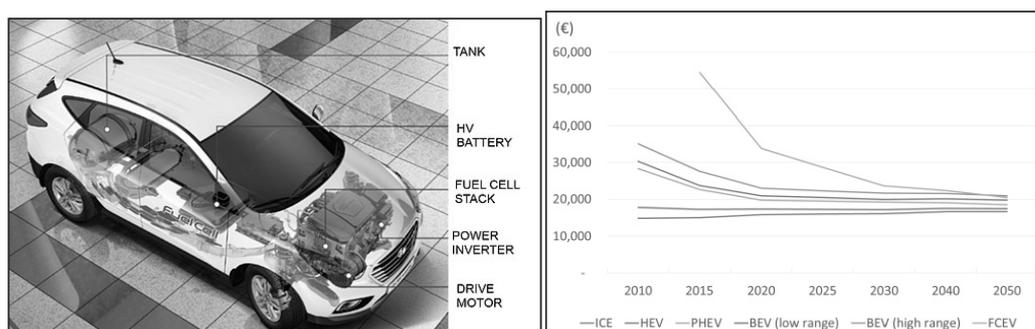


Figura 4: Componenti di un'auto FCEV e previsioni di costo delle autovetture per tecnologia di alimentazione in Europa

A conferma dell'interesse nella tecnologia FCEV, alcune delle maggiori case automobilistiche mondiali hanno già integrato la tecnologia delle fuel cell ad idrogeno nei loro piani strategici e dai primi prototipi si è passati rapidamente, negli ultimissimi anni, alla produzione su scala commerciale.

Varie sperimentazioni hanno coinvolto anche il trasporto pubblico, sin dai primi anni '90. Negli ultimi 15 anni, in Europa, sono stati operativi autobus FCEV su circa 8 milioni di km, dimostrando che la tecnologia funziona, è flessibile, operativa e sicura. Un totale di 84 autobus FCEV sono operativi, o in procinto di esserlo, in 17 città e regioni in 8 paesi europei. Le autonomie quotidiane arrivano fino a 450 km, con efficienze di consumo di circa 8-9 kg di H₂/100 km, i tempi di rifornimento sono inferiori a 10 minuti. Gli autobus FCEV sono in grado di raggiungere lo stesso chilometraggio quotidiano degli autobus diesel convenzionali, hanno piena flessibilità di rotta e non richiedono alcuna infrastruttura lungo il percorso. La piattaforma europea "Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking" sta attivamente promuovendo e finanziando diversi progetti, da 10 fino a più di 20 autobus FCEV per località. I futuri costi d'acquisto degli autobus FCEV dipenderanno dalla rapidità nel raggiungere effetti di scala e dal cammino tecnologico seguito. In un percorso in grado di cogliere sinergie di tecnologia con il mercato FCEV automobilistico (Automotive FC), i costi d'acquisto e i TCO (Total Cost of Ownership) potrebbero essere pressoché alla pari con la tecnologia diesel ibrida entro il prossimo decennio (Fuel Cell Electric Buses, Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Settembre 2015) (Figura 5).

¹ I prezzi annunciati fino ad oggi sono stati fissati, per le autovetture, a circa 60.000 euro.

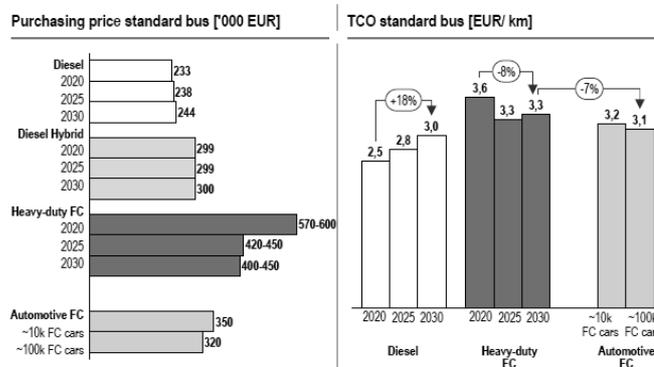


Figura 5: Costo d’acquisto e TCO degli autobus per tecnologia di alimentazione in Europa

Le stazioni di rifornimento di idrogeno possono essere alimentate in due diversi modi:

- 1) Produzione di idrogeno in sito direttamente nella stazione di rifornimento;
- 2) Produzione di idrogeno in impianti centralizzati e trasporto alla stazione di rifornimento.

Sia nella produzione in sito, che nella produzione centralizzata, è possibile l’utilizzo di elettrolizzatori o steam methane reformers (SMR). Ogni approccio ha i suoi vantaggi e compromessi. Mentre la produzione centralizzata di idrogeno offre economie di scala per minimizzare il costo di generazione dell’idrogeno, la necessità di distribuire l’idrogeno comporta costi di trasporto. Per la generazione di idrogeno decentralizzata è vero esattamente il contrario.

In una prospettiva di incremento della produzione elettrica mediante fonti rinnovabili, appare strategico localizzare la produzione di idrogeno da elettrolisi in prossimità dei siti di produzione da RES (sia in modalità in sito che centralizzata), sfruttandone la produzione in surplus. Questi impianti, dotati di propri sistemi di accumulo, avranno maggiori caratteristiche di dispacciabilità, le fonti rinnovabili diventeranno “più programmabili”.

Garantire una densità minima di stazioni di rifornimento di idrogeno è un prerequisito fondamentale per raggiungere l’interesse dei consumatori e garantire un ampio mercato per i veicoli FCEV. Attualmente è stimato che circa 300 stazioni sono già state realizzate, principalmente dalle aziende Air Liquide, Linde, Air Products (partner italiano è il Gruppo SAPIO), H₂ Logic, particolarmente in Germania, Giappone, Stati Uniti (California) e in Nord Europa (Danimarca e Olanda) negli ultimi dieci anni (Hydro-gen: the energy transition in the making! Pierre-Etienne Franc, Pascal Mateo. Manifesto. 2015.). Sia in Germania che in Giappone ci sono piani per costruire varie decine di nuove stazioni di rifornimento di idrogeno nei prossimi anni, in modo da completare l’esistente rete.

Le caratteristiche progettuali di una stazione di rifornimento di idrogeno sono determinate dalla domanda giornaliera di idrogeno, dalla modalità di stoccaggio dell’idrogeno a bordo dei veicoli (ad esempio la pressione a 350 bar o 700 bar), e il modo in cui l’idrogeno viene consegnato o prodotto in stazione.

Il rischio di investimento associato con lo sviluppo delle stazioni di rifornimento è dovuto principalmente all'elevato investimento di capitale e ai costi operativi, nonché il sottoutilizzo degli impianti durante la prima fase di sviluppo del mercato FCEV, che può portare a un flusso di cassa negativo nei primi 10-15 anni (Figura 6).

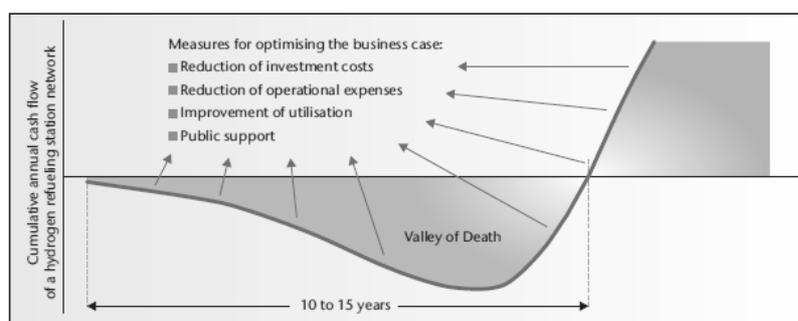


Figura 6: Flusso di cassa delle stazioni di rifornimento nelle prima fase di sviluppo del mercato FCEV

Questa lunga "valle della morte" può essere minimizzata riducendo i costi di capitale e di esercizio e massimizzando l'utilizzo della risorsa, ma per coprire il periodo di flusso di cassa negativo, il sostegno pubblico appare necessario durante la fase di introduzione sul mercato dei veicoli FCEV.

Inoltre nella progettazione delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno è importante l'armonizzazione delle norme europee e la loro essenzialità: i costi possono infatti diminuire, anche considerevolmente, se si riducono le prescrizioni normative nazionali che vanno oltre gli standard europei. Infine, sarà fondamentale garantire snellezza nelle pratiche autorizzative, evitando che tempi burocratici lunghi possano scoraggiare gli operatori del settore e rallentare la transizione verso una mobilità sostenibile.

Approfondimento: IL PROGETTO H2 ALTO ADIGE

In Italia spicca il progetto H2 Alto Adige. Produrre idrogeno, ovvero "carburante made in Alto Adige" generato tramite energie rinnovabili, stoccarlo, rifornire le silenziose vetture elettriche a emissioni zero per raggiungere una graduale indipendenza energetica, questa è l'idea alla base del progetto H2 di Bolzano. L'Alto Adige, nel 2006, ha deciso di perseguire questo importante obiettivo, attraverso una stretta collaborazione con l'Autostrada del Brennero SpA e grazie al sostegno del FESR, il Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale. L'impianto di produzione di Bolzano è considerato uno dei più grandi e innovativi a livello mondiale. I tre elettrolizzatori modulari sono in grado di produrre fino a 345 kg/giorno. L'idrogeno compresso e stoccato sotto forma gassosa attualmente può rifornire fino a 15

autobus urbani (con tratte giornaliere di 200-250 km) o fino a 700 vetture. Contemporaneamente alla messa in servizio del centro idrogeno sono stati avviati i progetti europei HYFIVE e CHIC.



Figura 7: La stazione idrogeno di Bolzano

3 SCENARI EUROPEI

Numerosi studi hanno recentemente analizzato possibili scenari di transizione energetica nel settore dei trasporti, con estensioni temporali fino al 2050.

Nel settore autovetture, nel “Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells” (Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA. Giugno 2015), pubblicato dall’IEA nel Giugno 2015, viene presentato uno scenario di introduzione delle autovetture FCEV fino al 2050 (Figura 8). Per quanto riguarda le autovetture FCEV, l’IEA prevede per i tre principali mercati, Stati Uniti, EU4 (Francia, Germania, Regno Unito, Italia) e Giappone i seguenti target commerciali:

- 2020: saranno in circolazione circa 30,000 FCEVs;
- 2025: le vendite annue raggiungono i 400,000 FCEVs;
- 2030: le vendite cumulate raggiungono gli 8 milioni di FCEVs (2,3 milioni di vendite annue);

2050: la quota di FCEVs sul totale delle vendite di autovetture è di circa il 30% (25% lo share sullo stock complessivo dei veicoli in circolazione), la frazione di veicoli convenzionali ICE e ibridi senza la possibilità di inserimento nella rete elettrica dovrà scendere a circa il 30 % del parco veicoli.

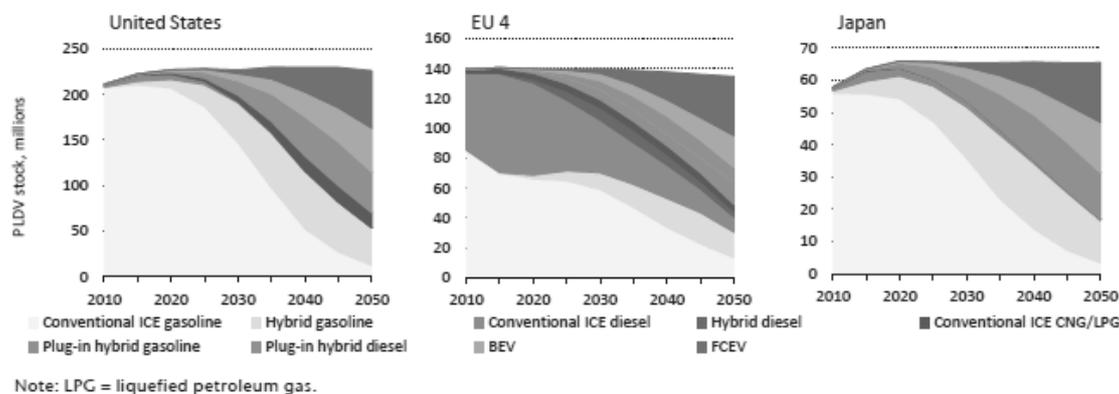


Figura 8: Stock delle autovetture per tecnologia negli Stati Uniti, EU4 e Giappone nello scenario IEA 2DS high H₂ fino al 2050

Inoltre, per comprendere gli impatti macro-economici della transizione verso una mobilità alternativa, nell'arco di tempo 2010-2050, il Report “Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs” (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) ha sviluppato e analizzato cinque scenari di evoluzione tecnologica. Tali Scenari sono riassunti in Tabella 1.

Tabella 1: Scenari di evoluzione tecnologica riportati nel report “Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs”

Nome Scenario	Descrizione
<i>Reference Scenario (REF)</i>	Le emissioni di CO ₂ delle nuove vendite di autoveicoli in Europa rimangano agli attuali livelli di 135 g/km, la corrente suddivisione tra veicoli diesel e benzina rimane invariata e nessun ulteriore tecnologia viene introdotta per migliorare l'efficienza.
<i>Current Policy Initiatives (CPI)</i>	Raggiungimento dell'obiettivo proposto alle autovetture di 95 g/km nel 2020 e ai furgoni di 147 g/km nel 2020. Nessun ulteriore obiettivo politico viene fissato dopo il 2020, ci saranno comunque alcuni ulteriori progressi nella riduzione del consumo di carburante, guidati dalla preoccupazione dei consumatori per le emissioni di CO ₂ , dall'incremento nel prezzo del carburante e dal proseguimento nell'esistente sviluppo tecnologico (tasso di miglioramento inferiore all'1% all'anno dopo il 2020). L'introduzione di veicoli HEV nel nuovo parco auto raggiunge il 5% nel 2020, il 12 % nel 2030 e il 22 % entro il 2050.
<i>Scenario Tech1</i>	Lo scenario si propone di esplorare l'impatto di un'introduzione ambiziosa di veicoli HEV. Si presuppone una penetrazione di mercato per gli HEV del 10 % sulle nuove vendite di veicoli nel 2020, del 50 % nel 2030 e del 96 % nel 2050.
<i>Scenario Tech2</i>	Questo scenario presuppone una penetrazione di mercato dei veicoli HEV del 20 % nelle vendite di nuovi veicoli nel 2020, 42% nel 2030, 10 % nel 2050. I veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV) vengono introdotti al 2.5 % nel 2020, 37 % nel 2030, 90 % nel 2050.
<i>Scenario Tech3</i>	Questo scenario presuppone un ritmo più rapido di introduzione dei veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV), possibile con apposite misure di sostegno. Questo scenario presuppone una penetrazione di mercato dei veicoli elettrici avanzati del 9.5 % nel 2020, 80 % nel 2030 e 100 % nel 2050. I veicoli HEV raggiungono, nelle vendite di nuovi veicoli, il 20 % nel 2020, il 15 % nel 2030, il 0 % nel 2050.

Le innovazioni indagate negli scenari Tech1, Tech2 e Tech3 hanno portato alle seguenti conclusioni:

- Le emissioni dirette di CO₂ delle auto e dei furgoni vengono ridotte tra il 64 % e il 93 % entro il 2050, contribuendo al raggiungimento dell'obiettivo UE di riduzione delle emissioni complessive dei trasporti del 60%.
- Le emissioni degli inquinanti dannosi alla salute sono drasticamente tagliate, l'NOx di oltre l'85 %, il particolato fine di oltre il 70%.
- I consumatori selezionano i loro veicoli sulla base di un'ampia gamma di fattori, di cui il costo del capitale è solo un elemento. Nel calcolo dell'impatto complessivo sugli automobilisti legato al miglioramento nell'efficienza dei veicoli, è anche utile guardare al “Costo Totale di Proprietà” (Total Cost of Ownership, TCO), che include i costi del

carburante e la manutenzione. Utilizzando un tasso di sconto del 5 % i TCO delle diverse tecnologie automobilistiche sono attesi convergere verso il 2020 (ad eccezione dei FCEV), con il TCO di tutti i propulsori inferiore a quello del 2010, nonostante la previsione di un significativo (circa +30%) aumento del prezzo dei combustibili (Figura 9). Invece i veicoli FCEV avvicinano i TCO delle altre tecnologie a partire dal 2030.

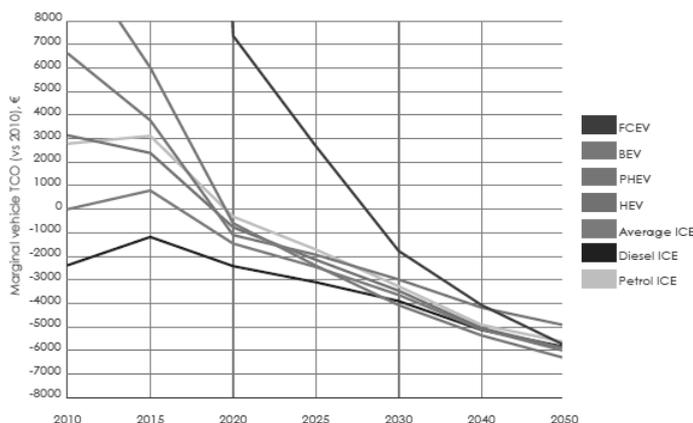


Figura 9: TCO delle diverse tecnologie automobilistiche (considerando un tasso di sconto del 5 %)

- Il passaggio a combustibili alternativi, può avere un impatto positivo sull'economia europea. In primo luogo, porta a una maggior efficienza nei veicoli.
- Gli investimenti nelle infrastrutture per il rifornimento hanno un impatto positivo sul PIL, perché stimolano l'industria nazionale e richiedono un alto input di lavoro nella catena di fornitura.
- L'Europa eccelle nella tecnologia per il settore automobilistico, un aumento della spesa per veicoli a basse emissioni di carbonio creerà lavoro. Tra 660.000 e 1,1 milioni di nuovi posti di lavoro (al netto dell'intera forza lavoro) potranno essere generati entro il 2030. Nel 2050, questi valori salgono tra 1.9 e 2.3 milioni di nuovi posti di lavoro. La transizione verso veicoli a basse emissioni di carbonio genererà la domanda di nuove competenze nella forza lavoro. L'Europa potrà sviluppare adeguati percorsi formativi per far crescere le necessarie competenze nella sua futura forza lavoro.
- L'analisi suggerisce anche che la tassazione della maggior attività economica risultante da un passaggio ai veicoli a basse emissioni in gran parte compensa le entrate fiscali perse dalla vendita dei combustibili convenzionali (benzina e diesel).

Passando al settore autobus, a livello europeo è prevista l'attuazione di progetti dimostrativi su larga scala, con un totale da circa 300 a 400 autobus FCEV in Europa entro il 2020 [19].

Questo scenario prevede un volume totale di 8,000-10,000 autobus FCEV necessari fino al 2025.

Alcune importanti iniziative europee hanno già iniziato a sostenere l'introduzione dell'idrogeno come carburante per il trasporto attraverso lo sviluppo e l'attuazione di una strategia nazionale. Queste sono :

- Regno Unito: "UK H2 Mobility" (www.ukh2mobility.co.uk);
- Francia: "Mobilité hydrogène France" (www.afhypac.org) (Figura 10);
- Scandinavia: "Scandinavian Hydrogen Highway Partnership" (www.scandinavianhydrogen.org);
- Germania: "H2 Mobility" (h2-mobility.de).

Le prime indicazioni quantitative risultano essere:

Paese	FCEV 2020	FCEV 2025	FCEV 2030	HRS 2020	HRS 2025	HRS 2030
Regno Unito	-	-	1.600.000	-	-	1.150
Francia	2.500	167.000	773.000	21	355	602
Germania	156.000	658.000	1.773.000	377	779	992

Iniziative simili sono in fase di lancio anche in altri paesi europei come Austria, Belgio, Finlandia, Paesi Bassi, Svizzera.

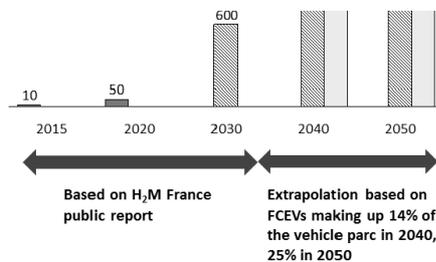


Figura 10: Proiezione del numero di stazioni di rifornimento a idrogeno previsto in Francia

I progetti di cui sopra dimostrano che lo sviluppo di idrogeno come combustibile alternativo è possibile quando si trova:

- una strategia stabilita per diffondere le stazioni di rifornimento di idrogeno;
- un forte sostegno del governo nazionale e locale (legislativo e finanziario);
- una presenza importante di attori industriali nel campo dell'idrogeno;
- un potenziale di produzione di idrogeno "green".

Questi possono essere riconosciuti come elementi fondamentali per la definizione di una strategia per la mobilità a idrogeno.

4 SCENARI ITALIANI

Il seguente contesto caratterizza lo stato attuale del settore dei trasporti in Italia:

- Al 2014 il settore dei trasporti rappresentava il 31,8 % dei consumi finali totali di energia (38.117 ktep su un totale di 119.769 ktep)².
- Al 2013 le emissioni atmosferiche attribuibili al settore trasporti rappresentavano il 24% delle emissioni totali nazionali (104,9 Mt CO_{2eq} su un totale di 438,0 Mt CO_{2eq})³.
- L'Italia è il Paese dell'Unione europea che registra più morti premature a causa dell'inquinamento dell'aria. In Italia nel 2012 59.500 decessi prematuri sono attribuibili al particolato fine (PM 2,5), 3.300 all'ozono (O₃) e 21.600 al biossido di azoto (NO₂) (Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report).
- Per quanto riguarda il trasporto su strada, al 2014 la consistenza del parco veicolare è risultata pari a circa 49,2 milioni di veicoli, tra cui: 37,1 milioni di autovetture, 6,5 milioni di motocicli, 3,9 milioni di autocarri per merci, 97.914 autobus. Tra le autovetture la predominanza è netta per l'alimentazione a benzina (51%) e gasolio (41%), seguono le alimentazioni ibride benzina/GPL (6%) e benzina/metano (2%). Allo stato attuale, la presenza di veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV) è pressoché nulla. (Annuario Statistico ACI 2015)

La definizione degli obiettivi nazionali è basata su una modellazione analitica di dettaglio estesa fino al 2050, prendendo in considerazione i seguenti aspetti:

- obiettivi ambientali per la riduzione dei gas serra e delle emissioni inquinanti;
- futura flotta di veicoli alternativi attesi per diversi orizzonti temporali e stima della domanda futura di idrogeno⁴;
- produzione dell'idrogeno e aumento della rete di alimentazione (cioè l'implementazione di un'infrastruttura adeguata) per favorire lo sviluppo della mobilità alternativa e, di conseguenza, per soddisfare le future esigenze della domanda.

L'intera analisi è stata scomposta nelle seguenti aree:

1. Dimensionamento del parco veicoli FCEV;
2. Produzione dell'idrogeno per il settore dei trasporti;
3. Integrazione delle rinnovabili elettriche;
4. Dimensionamento delle stazioni di rifornimento;

² I dati del bilancio energetico nazionale MiSE

³ I dati delle emissioni di gas ad effetto serra sono di fonte UNFCCC così come comunicati per l'Italia da ISPRA secondo il mandato stabilito dal Decreto legislativo 51/2008

⁴ Lo scenario di introduzione dell'idrogeno nella mobilità italiana (denominato Scenario MobilitàH2IT), proposto in questa sezione è stato modellato tenendo conto degli studi di riferimento illustrati nel precedente Capitolo, adattandoli al contesto italiano

5. La prospettiva del consumatore;
6. Riduzione delle emissioni di CO₂ e di altri inquinanti dannosi alla salute umana;
7. Misure di sostegno allo sviluppo dell'idrogeno.

4.1 DIMENSIONAMENTO DEL PARCO VEICOLI FCEV

La vendita di autovetture FCEV proposta nello Scenario MobilitàH2IT è riportata in Figura 11 per il contesto italiano⁵. Lo scenario di vendita in Italia delle autovetture FCEV pone come punto di partenza un'introduzione di 1.000 autovetture entro il 2020, per poi raggiungere uno stock di circa 27.000 al 2025 (0,1% del parco veicoli italiano), circa 290.000 al 2030 (0,7% del parco veicoli italiano) e circa 8,5 Milioni al 2050 (20% del parco veicoli italiano).

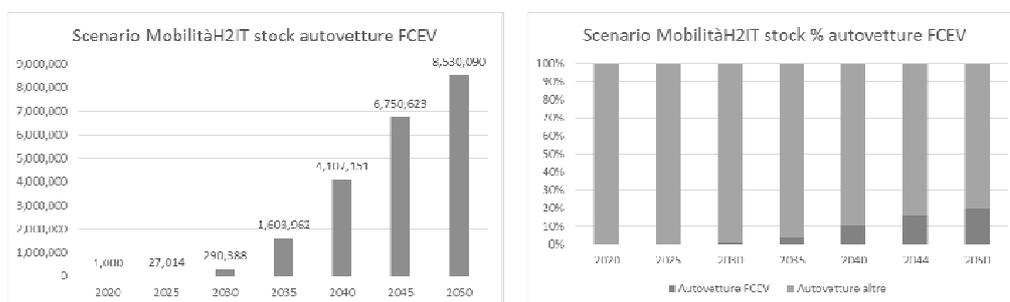


Figura 11: Scenario MobilitàH2IT, stock autovetture FCEV fino al 2050

Passando agli autobus, lo scenario di ramp-up italiano è indicato in Figura 12⁶. Lo scenario di vendita in Italia degli autobus FCEV prevede obiettivi più ambiziosi rispetto alle autovetture. Gli operatori del trasporto pubblico, attivi in ambito cittadino, dovranno infatti garantire un ruolo guida nella transizione verso una mobilità alternativa, specialmente nelle prime fasi di mercato. Il punto di partenza è posto nell'introduzione di 100 autobus entro il 2020, per poi raggiungere uno stock di circa 1.100 al 2025 (1,1 % dello stock totale), circa 3.700 al 2030 (3,8 % dello stock totale) e circa 23.000 al 2050 (25,0 % dello stock totale).

⁵ Nel calcolo dello stock autovetture FCEV è stato considerato un life-time di 12 anni

⁶ Nel calcolo dello stock autobus FCEV è stato considerato un life-time di 12 anni

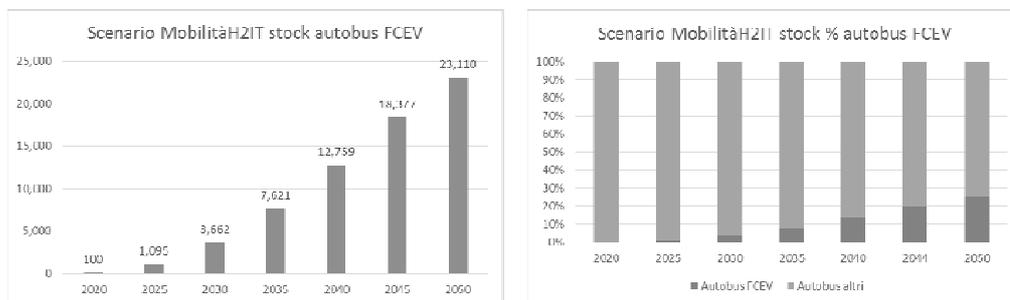


Figura 12: Scenario MobilitàH2IT, stock autobus FCEV fino al 2050

Un notevole miglioramento nella fuel economy delle autovetture e degli autobus FCEV è atteso fino al 2050, incrementando la competitività con i veicoli convenzionali ICE, soggetti anch'essi a miglioramenti ma in maniera meno marcata. Questo fa sì che la percentuale di finanziamento per gli acquirenti (eco-bonus), nella copertura del costo addizionale dei veicoli FCEV, potrà essere ridotta progressivamente.

La domanda di idrogeno alla pompa delle autovetture FCEV e degli autobus FCEV introdotti nello Scenario MobilitàH2IT, è indicata in Figura 13. Al 2020 è prevista una domanda alla pompa di circa 2.000 kg/giorno, portata a circa 25.600 kg/giorno al 2025.

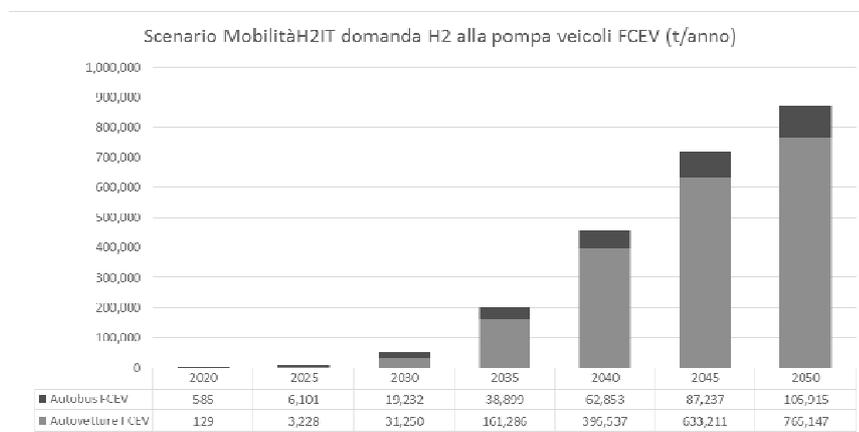


Figura 13: Scenario MobilitàH2IT, domanda H2 alla pompa veicoli FCEV fino al 2050

4.2 PRODUZIONE DELL'IDROGENO PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Negli scenari proposti l'idrogeno può essere prodotto secondo quattro diverse modalità operative:

- 1) Produzione di idrogeno in impianti centralizzati mediante SMR (H₂ da SMR C) e trasporto gassoso su camion fino alla stazione di rifornimento;
- 2) Produzione di idrogeno in impianti centralizzati mediante elettrolisi da rinnovabili (H₂ da ELR C) e trasporto gassoso su camion fino alla stazione di rifornimento;
- 3) Produzione di idrogeno on-site nella stazione di rifornimento mediante elettrolisi con energia elettrica da rete (H₂ da ELG OS);
- 4) Produzione di idrogeno on-site nella stazione di rifornimento mediante elettrolisi con energia elettrica rinnovabile (H₂ da ELR OS).

Attualmente, più del 95% dell'idrogeno viene prodotto da fonti fossili. La produzione centralizzata di idrogeno da SMR, a basso costo, permetterà di agevolare il periodo di transizione iniziale 2020-2030. Superata questa fase tutta la nuova produzione di idrogeno avverrà mediante elettrolisi. In particolare dovrà essere particolarmente incentivato l'utilizzo di energia rinnovabile prodotta on-site (autoconsumo). Lo Scenario MobilitàH2IT prevede una rapida transizione verso una produzione di idrogeno "green" da elettrolisi e il raggiungimento di risultati ambiziosi in termini di:

- 1) Maggior contributo dei veicoli FCEV nella riduzione delle emissioni di CO₂;
- 2) Maggior indipendenza energetica nazionale;
- 3) Maggior potenzialità di integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico).

La produzione di idrogeno, con relativo mix, nello Scenario MobilitàH2IT è indicata in Figura 14. Al 2020 è prevista una domanda di produzione pari a circa 2.500 kg/giorno (circa 1.500 kg/giorno da SMR e circa 1.000 kg/giorno da elettrolisi), portata a circa 32.000 kg/giorno al 2025 (circa 12.800 kg/giorno da SMR e circa 19.200 kg/giorno da elettrolisi).

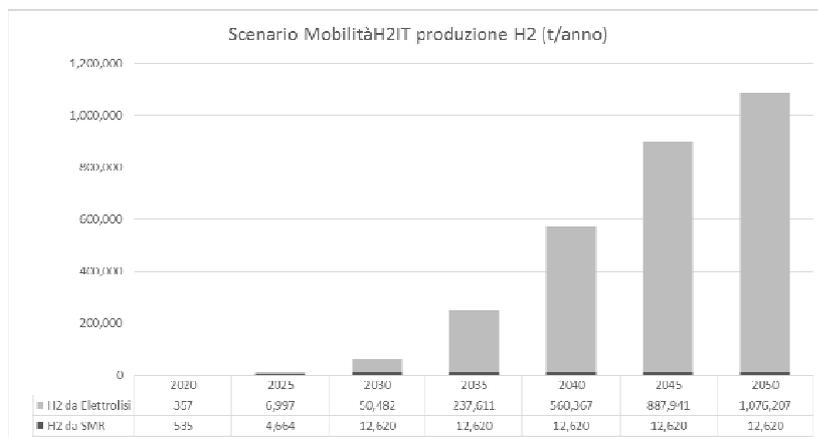


Figura 14: Scenario MobilitàH2IT, produzione H2 fino al 2050

In Figura 15 sono stati analizzati e comparati i costi di produzione e trasporto dell'idrogeno nelle quattro modalità operative precedentemente descritte. Il costo di produzione e trasporto dell'idrogeno è calcolato sulla base di parametri economici quali i costi di investimento (CAPEX), costi finanziari, costi dell'energia primaria (gas ed elettricità), costi operativi e di manutenzione (OPEX), margine di guadagno sulla produzione, costi di trasporto e margine di guadagno sul trasporto, così come sulla base di parametri tecnici quali l'efficienza di conversione e il life-time.

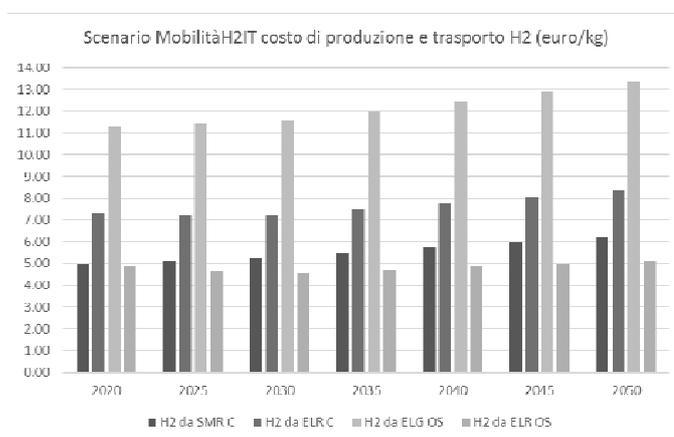


Figura 15: Scenario MobilitàH2IT, costo di produzione e trasporto H2 fino al 2050

4.3 INTEGRAZIONE DELLE RINNOVABILI ELETTRICHE

La produzione di idrogeno da energia elettrica e lo stoccaggio in forma gassosa o liquefatta potrebbe rappresentare una valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico, consentendo l'integrazione di elevate quote di fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico). In particolare potrebbe essere di grande interesse l'accumulo mediante power to fuel: l'elettricità viene trasformata in idrogeno utilizzato poi come combustibile per FCEV nel settore dei trasporti. La Figura 16 quantifica il potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche offerto nello Scenario MobilitàH2IT: circa 2,3 TWh/anno al 2030, circa 24,7 TWh/anno al 2040, circa 47 TWh/anno al 2050.

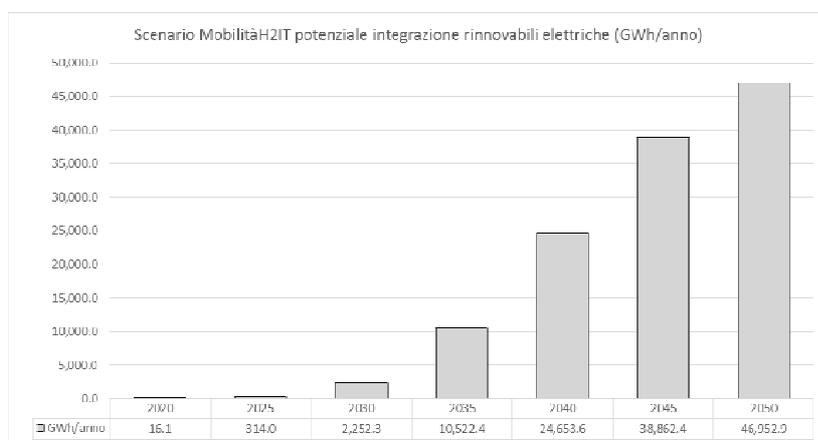


Figura 16: Scenario MobilitàH2IT, potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche fino al 2050

5 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO

La configurazione dell'infrastruttura di rifornimento è determinata da molti parametri, tra cui: la domanda di idrogeno, la densità di popolazione dell'ambiente urbano, ipotesi sulla necessaria prossimità di una stazione rispetto ad un'altra per i consumatori. Per necessità operative, autovetture e autobus saranno serviti da stazioni di rifornimento diverse.

Le stazioni più piccole saranno costruite nelle due fasi iniziali di captive fleet (2020-2022 e 2023-2025), a servizio di piccole flotte di veicoli. Nella prima fase 2020-2022 si prevedono captive fleets fino a 99-109 autovetture e fino a 10-11 autobus, con stazioni rispettivamente da 50 kg/giorno e 200 kg/giorno. Nella seconda fase 2023-2025 si prevedono captive fleets fino a 222-229 autovetture e fino a 29 autobus, con stazioni rispettivamente da 100 kg/giorno e 500 kg/giorno. La costruzione di piccole stazioni permette il rapido raggiungimento di una copertura minima delle principali arterie di trasporto (TEN-T) e dei principali centri abitati, garantendo il successivo passaggio alla mass transportation. Dopo questa fase iniziale è prevista solamente la costruzione di stazioni di grande taglia, 500 kg/giorno per le autovetture (in grado di rifornire fino a 1169 autovetture/giorno al 2026) e 1000 kg/giorno per gli autobus (in grado di rifornire fino a 60 autobus/giorno al 2026), economicamente attrattive per gli operatori del settore.

L'approccio captive fleet permette i seguenti benefici:

- I mezzi di trasporto e le stazioni di rifornimento dell'idrogeno saranno sviluppati una volta identificato un numero sufficiente di clienti locali;
- Un adeguato fattore di carico (AL) per le stazioni di rifornimento già dai primi anni, evitando rischi di sottoutilizzo;
- Notevole riduzione della necessità di investimento.

Le captive fleet sono flotte di veicoli con modelli di guida e di rifornimento prevedibili. Ogni flotta fa riferimento ad una specifica stazione di rifornimento. Esempi di captive fleet sono le flotte di taxi, veicoli per la consegna della merce, le flotte di veicoli per i dipendenti comunali, per le forze dell'ordine, veicoli della posta, flotte di veicoli aziendali. Tali utenze devono essere coinvolte per il successo della prima fase di introduzione sul mercato.

Lo Scenario MobilitàH2IT utilizza le seguenti assunzioni per quanto riguarda le stazioni di rifornimento dell'idrogeno:

- annual load factor (AL) delle stazioni di rifornimento pari al 70 % fino al 2020 e al 75% nel periodo successivo per le autovetture e 80% fino al 2020 e 90 % nel periodo successivo per gli autobus;
- costi finanziari pari al 7 % (Fuel Cell Electric Buses, Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Settembre 2015),
- margine di guadagno per le stazioni di rifornimento pari al 20 %.

Numero e tipologia delle stazioni di rifornimento, per autovetture FCEV e autobus FCEV, nello Scenario MobilitàH2IT è indicato in Figura 17.

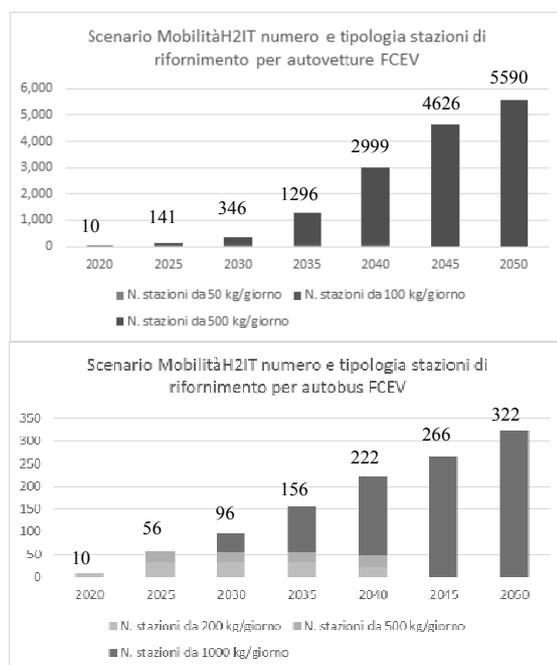


Figura 17: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV fino al 2050

In Figura 18 e in Figura 19 è indicata una possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV previste al 2020 e al 2025. La scelta dell'ubicazione rispetta i seguenti criteri:

- città già attive o in fase progettuale avanzata per la sperimentazione del trasporto idrogeno, alla data di redazione del presente documento (Bolzano, Milano, Sanremo, Roma, Venezia, Brunico, Rovereto);
- popolazione residente nel comune (priorità ai comuni con maggior popolazione, dati ISTAT 2015).

Le Figura 18 e la Figura 19 ipotizzano una possibile distribuzione territoriale delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno. L'effettiva ubicazione dipenderà infatti dall'adesione delle città ai bandi di finanziamento appositamente promosse a livello europeo, nazionale e regionale.

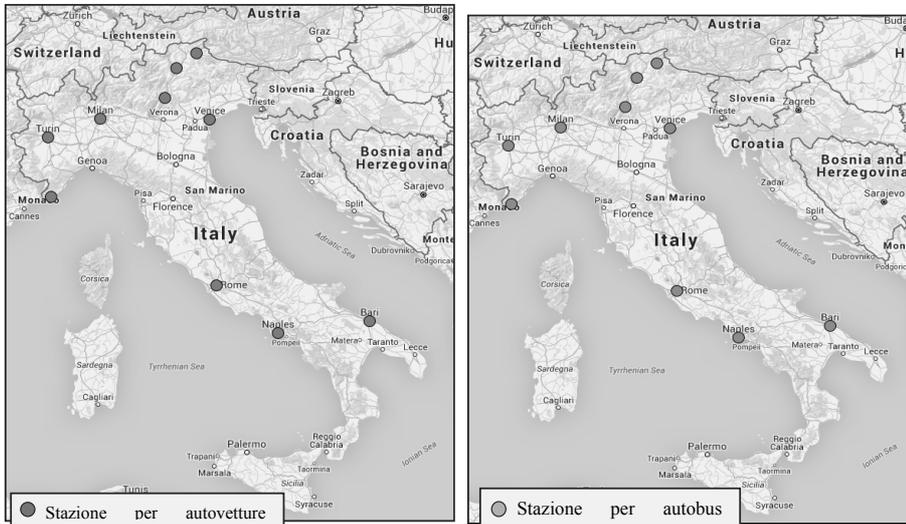


Figura 18: Possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 2020 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)

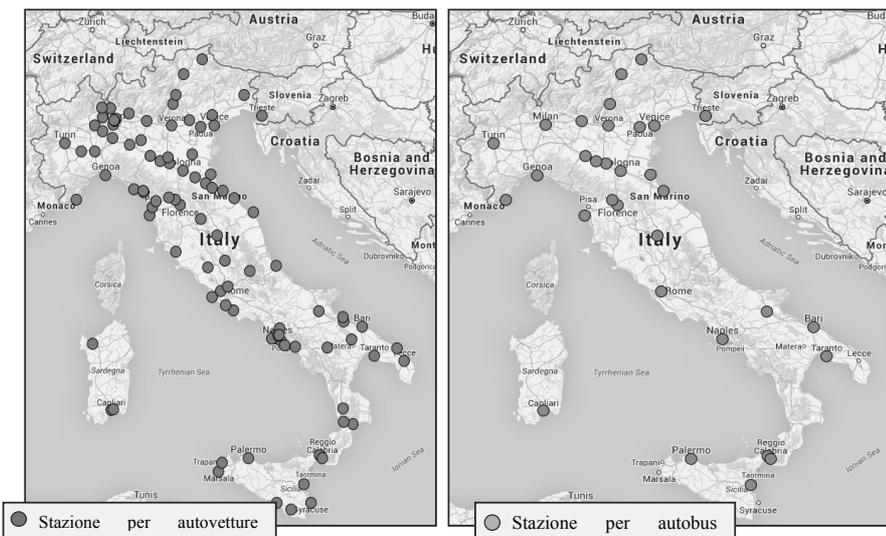


Figura 19: Possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 2025 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)

Per quanto riguarda le autovetture, l'infrastruttura prevista dallo scenario a fine 2020 permette solamente l'attività di un numero limitato di captive fleets in alcune città italiane, a fine 2025 invece l'infrastruttura prevista dallo scenario appare adeguata per una vera e propria mass transportation. L'ubicazione delle stazioni sarebbe ben collocata rispetto alla rete TEN-T e alla rete autostradale italiana.

6 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'

6.1 LA PROSPETTIVA DEL CONSUMATORE

Come facilmente prevedibile, tra le modalità considerate, l'idrogeno più economico è quello prodotto mediante elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, in stazioni di grandi dimensioni (500 kg/giorno per le autovetture e 1000 kg/giorno per gli autobus).

Al fine di valutare la competitività del vettore idrogeno rispetto al concorrenziale diesel, è stato valutato il costo per la percorrenza di 100 km per autovetture e autobus FCEV e per autovetture e autobus diesel. Il costo per la percorrenza di 100 km dipende dal costo del vettore energetico alla pompa e dalla fuel economy del veicolo.

Per le autovetture, nella prima fase 2020-2022, nonostante l'utilizzo di stazioni di piccole dimensioni (50 kg/giorno) e gli elevati costi di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione, i costi del vettore idrogeno sono alla pari con il vettore diesel nella produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, mentre sono superiori di circa 2 euro/100 km in modalità "H2 da ELR C" e di circa 6 euro/100 km in modalità "H2 da ELG OS". Nella seconda fase, cioè dal 2023, il passaggio a stazioni più grandi, dapprima 100 kg/giorno e poi 500 kg/giorno, nonché la rapida e notevole diminuzione del costo di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione rende il vettore idrogeno ancor più conveniente rispetto al vettore diesel, da subito anche in modalità "H2 da ELR C", poco prima del 2030 nella modalità "H2 da ELG OS".

Per gli autobus, già dal 2020 (stazioni 200 kg/giorno) il vettore idrogeno è più conveniente rispetto al vettore diesel nella produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, mentre è più costoso sia in modalità "H2 da ELR C" che in modalità "H2 da ELG OS". Dal 2025, il passaggio a stazioni da 1000 kg/giorno, nonché la rapida e notevole diminuzione del costo di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione rende il vettore idrogeno più conveniente rispetto al vettore diesel anche nella modalità "H2 da ELR C".

Riassumendo, la competitività del vettore idrogeno si manifesterà in tempi rapidi, già nella fase iniziale con captive fleets, ancor più nel momento in cui si raggiungerà la maturità commerciale e l'idrogeno sarà distribuito in stazioni di grandi dimensioni (a partire dal 2025 con stazioni da 500 kg/giorno per le autovetture e 1000 kg/giorno per gli autobus).

6.2 RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO2 E DI ALTRI INQUINANTI DANNOSI ALLA SALUTE UMANA

Occorre sottolineare che la produzione di idrogeno mediante elettrolisi da fonti energetiche rinnovabili è priva di emissioni di CO₂.

La potenzialità di riduzione delle emissioni di CO₂ nello Scenario MobilitàH2IT (Figura 20) è stata calcolata comparando le emissioni per il mix di produzione di idrogeno destinato ai veicoli FCEV rispetto alle emissioni dei veicoli diesel di ultima generazione (Reference

Scenario). Per lo Scenario MobilitàH2IT si sono ipotizzate due opzioni: (1) la produzione da elettrolisi avviene con elettricità solo da rete elettrica con mix nazionale, (2) la produzione da elettrolisi avviene con elettricità solo da produzione rinnovabile. Nel Reference Scenario, per le autovetture diesel lo standard di riferimento è quello raggiunto dai nuovi veicoli venduti in Unione Europea nel 2014 (123,4 gCO₂/km), per gli autobus lo standard EURO VI (1.200 gCO₂/km). Al 2020, la riduzione delle emissioni di CO₂ garantite dalla mobilità idrogeno, rispetto allo stato attuale del Reference Scenario, è in un range tra 269 e 5.066 t/anno, per poi raggiungere un range tra circa 8.000 e 92.000 t/anno al 2025, circa 116.000 – 655.000 t/anno al 2030 e circa 12 - 15 Mt/anno al 2050.

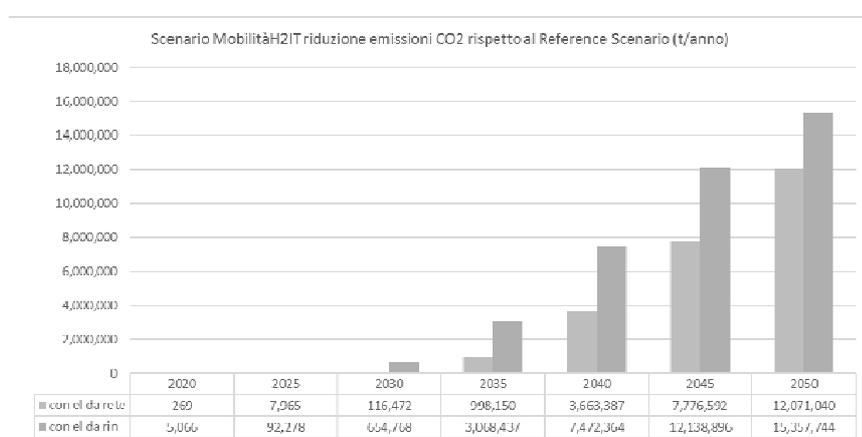


Figura 20: Scenario MobilitàH2IT, riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto al Reference Scenario fino al 2050

In Tabella 2 viene invece riportato il potenziale di riduzione dei principali inquinanti atmosferici grazie all'applicazione dello Scenario MobilitàH2IT.

Tabella 2: Scenario MobilitàH2IT, riduzione dei principali inquinanti atmosferici attribuiti al trasporto su strada fino al 2050

Riduzione emissioni	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
SO ₂ (kg/anno)	10	265	2.847	15.725	40.267	66.183	83.629
NO _x (t/anno)	49	627	3.159	11.886	27.455	43.981	55.525
CO (t/anno)	25	473	4.033	20.644	51.986	85.109	107.530
PM10 (kg/anno)	964	13.543	82.551	358.016	864.228	1.400.315	1.768.572

7 MISURE DI SOSTEGNO

7.1 MISURE DI SOSTEGNO ALLO SVILUPPO DELL'IDROGENO E BARRIERE

Al fine di promuovere l'idrogeno e lo sviluppo delle relative infrastrutture, appare necessario ed indispensabile mettere in campo diverse azioni/misure.

In particolare sono di grande rilevanza le misure, legislative, regolamentari /amministrative, finanziarie e di comunicazione e la disponibilità di incentivi pubblici europei, nazionali, regionali e locali così come di investimenti privati. Si segnalano in particolare il programma quadro Horizon 2020, i Fondi strutturali e di investimento europei, gli orientamenti della rete transeuropea di trasporto (TEN-T), e le iniziative della Banca Europea per gli Investimenti (BEI) ed in particolare del Fondo "European Local ENergy Assistance" <http://www.eib.org/products/advising/elena/index.htm>

Lo Scenario MobilitàH2IT indica una partecipazione nella quota di finanziamenti pubblici UE&IT al 60% da fondi comunitari europei e al 40% da fondi nazionali

7.2 BARRIERE ALLO SVILUPPO DELL'IDROGENO

Considerando le prospettive tecnologiche e di mercato, almeno fino al 2030, appaiono non trascurabili sulla effettiva realizzazione dello scenario illustrato due barriere finanziarie:

- 1) L'investimento nell'acquisto dei costosi veicoli FCEV;
- 2) L'investimento nella realizzazione degli impianti di produzione e nelle stazioni di distribuzione dell'idrogeno.

Non è infatti possibile sviluppare un mercato per i veicoli FCEV senza un'adeguata infrastruttura di produzione e distribuzione dell'idrogeno e viceversa, non è sostenibile sviluppare un'infrastruttura di produzione e distribuzione dell'idrogeno senza una domanda da parte di veicoli FCEV in circolazione.

Relativamente al primo punto si stima idonea una copertura pubblica sul costo addizionale delle autovetture e degli autobus FCEV mentre, relativamente al secondo punto, al fine di ridurre il rischio di investimento associato allo sviluppo degli impianti di produzione e delle stazioni rifornimento dell'idrogeno, sarebbe altresì funzionale un sostegno pubblico:

- per le stazioni di rifornimento:
 - ✓ 40% fino 2020,
 - ✓ 35% dal 2021 al 2025,
 - ✓ 30% dal 2026 al 2030,
 - ✓ 20% dal 2031 al 2035,
 - ✓ 10% dal 2036 al 2040,
 - ✓ 5% dal 2041 al 2050;
- per gli impianti di produzione da SMR:
 - ✓ 15% fino al 2025,
 - ✓ 10% nel periodo 2026-2030;
- per gli impianti di produzione da elettrolisi:
 - ✓ 40% fino 2020,

- ✓ 35% dal 2021 al 2025,
- ✓ 30% dal 2026 al 2030,
- ✓ 25% dal 2031 al 2035,
- ✓ 20% dal 2036 al 2040,
- ✓ 15% dal 2041 al 2050.

Per la riuscita dello Scenario MobilitàH2IT sono stimati opportuni finanziamenti pubblici europei ed nazionali (compresi gli Enti locali) pari a circa 47 M€ fino al 2020 e circa 419 M€ nel successivo periodo 2021-2025, di cui 60% da fondi comunitari europei e 40 % da fondi nazionali italiani compresi gli Enti locali (Figura 21).

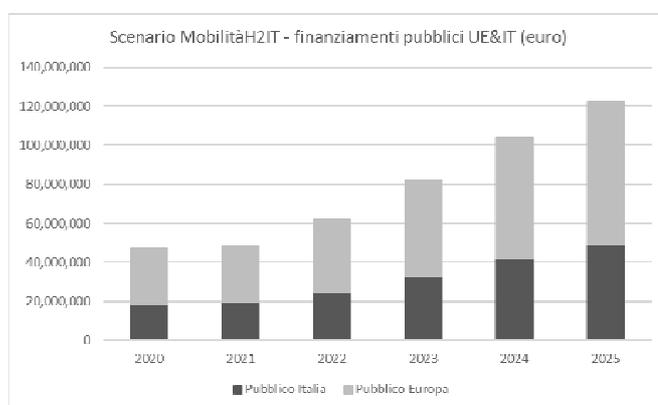


Figura 21: Scenario MobilitàH2IT, finanziamenti pubblici Europei e Nazionali necessari fino al 2025

Al momento, tuttavia, non è previsto alcun impegno finanziario per la implementazione di tale scenario MobilitàH2IT che, pertanto, deve intendersi come mero scenario potenziale che si realizzerebbe in presenza di tutte le condizioni riportate nello stesso ed in particolare della disponibilità di fondi pubblici nazionali, regionali e locali per finanziarne la prevista parte pubblica.

7.3 MISURE GIURIDICHE

Lo sviluppo della mobilità terrestre a idrogeno e fuel-cell è oggetto di un intenso lavoro di standardizzazione a livello internazionale, giunto oramai nella fase terminale.

Il punto 2.3 dell'allegato II della Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi stabilisce che *“I punti di rifornimento di idrogeno utilizzano algoritmi per i carburanti e apparecchiature conformi alla norma ISO/TS 20100 relativa all'idrogeno allo stato gassoso utilizzato come combustibile”*.

Proprio per evitare una frammentazione delle competenze, ISO ha deciso di sviluppare in parallelo un intero pacchetto di standard che coprano tutti gli aspetti tecnici e di sicurezza riguardanti il rifornimento dei veicoli a idrogeno e fuel-cell. Questo approccio è stato seguito proprio per assicurare il massimo livello di sicurezza in tutto il sistema.

Attualmente (maggio 2016) i lavori di revisione della norma ISO/TS 20100 curati da ISO/TC 197 (Hydrogen (Technologies)) hanno portato al suo ritiro e all'elaborazione della ISO/PRF TS 19880.

In particolare, la *ISO 19880-1: Gaseous hydrogen fueling stations - General requirements* raccomanderà le caratteristiche progettuali minime per garantire la sicurezza e, ove appropriato, le prestazioni delle stazioni di rifornimento pubbliche e "non pubbliche" (cioè per esempio quelle riservate al rifornimento di mezzi di trasporto pubblici) che forniscono idrogeno gassoso per veicoli di trasporto leggero (veicoli elettrici a fuel cell). Gli impegni iniziali sono proprio dedicati al rifornimento dei veicoli leggeri, ma una versione successiva sarà focalizzata anche sull'impiego per gli autobus e i carrelli elevatori. Lo standard (inizialmente diffuso come Technical Report, approvato in data 5 ottobre 2015, per raccogliere eventuali osservazioni dagli utilizzatori) sintetizza l'attuale esperienza e conoscenza nell'ambito del rifornimento con idrogeno, incluse le distanze di sicurezza suggerite e le alternative per i protocolli di rifornimento.

La *ISO 19880-2: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Dispensers* fornisce le prescrizioni e i metodi di test della sicurezza per stazioni di rifornimento complete con idrogeno gassoso sia alla pressione di 35 MPa (350 bar) sia alla pressione di 70 MPa (700 bar).

La *ISO 19880-3: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Valves* fornisce le prescrizioni e i metodi di test delle prestazioni di sicurezza delle valvole per gas idrogeno ad alta pressione (1 MPa e oltre) installate presso le stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.

La *ISO 19880-4: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Compressors* contiene le prescrizioni di sicurezza relative ai materiali, alla progettazione, alla costruzione e alla verifica di sistemi di compressione di idrogeno gassoso utilizzati nelle stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.

La *ISO 19880-5: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Hoses* considera le prescrizioni relative alle manichette per idrogeno gassoso e le giunzioni di manichette impiegate per collegare il distributore alla pistola di rifornimento, ma anche a quelle utilizzate per le linee di spurgo del gas in zona sicura e quelle flessibili da poter utilizzare in altri punti dove è richiesta la flessibilità del collegamento.

La *ISO 19880-6: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Fittings* specifica metodi uniformi per la valutazione e la verifica delle prestazioni dei raccordi, inclusi connettori e chiusure terminali utilizzati nelle stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.

Recentemente, sono anche partiti i lavori per lo sviluppo di altri due standard: *ISO 19880-7: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Fueling protocols* e *ISO 19880-8: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Hydrogen quality control*.

In Europa, oltre alla ISO 19880-1 in fase di pubblicazione, lo stato dell'arte dell'esperienza di settore può essere individuato nel documento EIGA (European Industrial Gases Association) *IGC DOC 15/06/E "Gaseous Hydrogen Stations"*. Il settore dei gas industriali ha un'esperienza secolare nel trasporto e stoccaggio dell'idrogeno, vantando livelli di sicurezza fra i migliori in campo industriale (con un indice di frequenza infortuni medio europeo dell'intero settore gas industriali e medicinali inferiore a 2 eventi per milione di ore lavorate).

Sebbene il documento sia orientato alle installazioni di idrogeno per impiego industriale, esso riassume le migliori tecniche e pratiche disponibili atte a garantire la massima sicurezza nelle operazioni di compressione, purificazione, riempimento e stoccaggio di idrogeno gassoso.

I recipienti a pressione con materiali metallici sono progettati e fabbricati in Europa con normative, quali AD2000 Merkblatt o EN 13445, consolidate da anni di esperienza, con le quali vengono garantiti i requisiti di sicurezza richiesti dalla Direttiva Apparecchi a Pressione (PED, Pressure Equipment Directive) 97/23/CE, emanata dalla Comunità Europea, e recepita in Italia con il Decreto Legislativo n° 93/2000.

Riguardo ai recipienti per gas a 700 bar collocati sui veicoli esiste la specifica tecnica *ISO/TS 15869* del 2009 intitolata *“Gaseous hydrogen and hydrogen blends - Land vehicle fuel tanks”*. Un altro standard di riferimento è il *“SAE J 2579 Compressed Hydrogen Vehicle Fuel Containers”*. In Europa le prescrizioni di sicurezza sono coperte dal *“Regolamento (CE) N. 79/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 gennaio 2009 relativo all’omologazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno e che modifica la direttiva 2007/46/CE”*. La pressione di scoppio ammessa per questi recipienti è superiore al doppio della pressione normale di esercizio.

Maggiori dettagli sugli aspetti omologativi dei veicoli a idrogeno sono contenuti nel *“Regolamento (UE) N. 406/2010 della Commissione del 26 aprile 2010 recante disposizioni di applicazione del regolamento (CE) n. 79/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo all’omologazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno”*.

Come già detto, l’Italia ha cominciato a occuparsi di mobilità a idrogeno fin dal 2002 e degno di nota è il lavoro di collaborazione portato avanti dall’Università di Pisa con i settori industriali e i Vigili del Fuoco. Ciò ha portato nel 2006 alla pubblicazione del *Decreto del Ministero dell’Interno 31 agosto 2006 “Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione”*.

A livello italiano esistono allo stato attuale delle condizioni di legge più restrittive di quelle applicate negli altri Paesi e questo ha fatto sì che, in una prima fase, le case automobilistiche abbiano scartato l’Italia come mercato di sbocco iniziale delle auto a fuel-cell che saranno distribuite nei prossimi anni.

In particolare, la pubblicazione del Decreto 31 agosto 2006 avvenuta prima dei più recenti e concreti sviluppi tecnologici a livello internazionale prevede una limitazione a 350 bar della pressione di compressione ed erogazione di idrogeno presso le stazioni di servizio e sui veicoli.

Tale limitazione potrà essere superata alla luce dei nuovi criteri di costruzione dei recipienti e di omologazione dei veicoli previsti dalle normative europee.

Tale normativa antincendio sarà pertanto rivista entro il 18 novembre 2017 per tener conto dei nuovi standard internazionali sui criteri costruttivi delle stazioni di rifornimento di idrogeno gassoso.

8 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO

In accordo con il punto (10) delle considerazioni iniziali e l'articolo 3, comma 1 della Direttiva, laddove la continuità extraterritoriale dell'infrastruttura ovvero la realizzazione di una nuova infrastruttura in prossimità di confini lo richieda, sarebbe opportuno collaborare con gli Stati Membri limitrofi coinvolti al fine di garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura per i combustibili alternativi.

Al fine di valutare la necessità di detta continuità transfrontaliera, ai sensi dell'articolo 5, comma 1 della Direttiva, particolare attenzione potrà essere data ai punti di rifornimento lungo i collegamenti stradali transfrontalieri.

La valutazione della necessità e delle eventuali modalità da adottare per garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura così come l'eventuale sviluppo di progetti pilota e/o progetti infrastrutturali potrebbe essere fatta tenendo in considerazione, per quanto pratico ed applicabile, anche i risultati dei progetti europei di collaborazione transfrontaliera conclusi o in itinere quali, a titolo d'esempio, quelli co-finanziati a valere sui bandi TEN-T ovvero CEF, una lista non esaustiva dei quali, aggiornata al Dicembre 2015, è fornita nel seguito:

Tabella 3: Iniziative UE per la sperimentazione e la diffusione dell'idrogeno per il trasporto

TITOLO	IDENTIFICATIVO	INIZIO	FINE	PILOTA O STUDIO
EAS HYMOB	2014-Fr-Ta-0519-S	01/2016	12/2018	Pilota
H2NODES - evolution of a European hydrogen refuelling station network by mobilising the local demand and value chains	2014-EU-TM-0643-S	03/2014	12/2018	Pilota
COHRS - Connecting Hydrogen Refuelling Stations	2014-EU-TM-0318-S	09/2015	06/2019	Pilota
HIT2 Corridors	2013-EU-92077-S	03/2014	12/2015	Pilota
HIT - (Hydrogen Infrastructure for Transport)	2011-EU-92130-S	04/2012	12/2014	Pilota

A completamento di quanto precedentemente riportato va ricordata l'iniziativa MEHRLIN (Models for Economic Hydrogen Refuelling Infrastructure) che vede coinvolta anche l'Italia e che mira alla realizzazione di n. 8 stazioni di rifornimento di idrogeno di 4 alimentate ad idrogeno di produzione elettrolitica tramite energia rinnovabile. Il progetto include aspetti innovativi quali: da un punto di vista HW soluzioni per l'accumulo di idrogeno a base idruri metallici, da un punto di vista gestionale lo sviluppo di un nuovo modello operativo e da un punto di vista tecnologico lo sviluppo di un nuovo modello integrativo per l'elettromobilità a base di cella a combustibile e a base di batterie. Per l'Italia è coinvolta la città di Brunico sita lungo il Corridoio Scan - Med e il Corridoio Verde del Brennero per l'installazione di una nuova stazione di ricarica che funzionerà a punto di collegamento ed accesso agli altri Corridoi europei come il Mediterraneo ed il Baltico Adriatico.

9 ABBREVIAZIONI, ACRONIMI, UNITÀ DI MISURA E BIBLIOGRAFIA

9.1 ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AL:	annual load factor
BEV:	battery electric vehicle
CAPEX:	costi di investimento
DSM:	demand side management
FC:	fuel cell
FCEV:	fuel cell electric vehicle
FER:	fonti energetiche rinnovabili
GPL:	gas di petrolio liquefatto
HEV:	hybrid electric vehicle
ICE:	internal combustion engine
OPEX:	costi operativi e di manutenzione
PHEV:	plug-in hybrid electric vehicle
RES:	renewable energy sources
SEF:	standard emission factor
SMR:	steam methane reforming
T&D:	transmission and distribution
TCO:	total cost of ownership
VRE:	variable renewable energy
WTW:	well-to-wheel

9.2 UNITÀ DI MISURA

€:	euro
g:	grammi
GW:	gigawatt
kg:	kilogrammi
km:	kilometri
ktep:	kilo tonnellate equivalenti di petrolio
kW:	kilowatt
kWh:	kilowatt hour
l:	litri

m: metri
MPa: megapascal
Mt: megatonne
MWh: megawatt hour
t: tonnellate
TWh: terawatt hour

9.3 BIBLIOGRAFIA

- Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report. (s.d.).
- Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report. (s.d.).
- Annuario Statistico ACI 2015. (s.d.).
- Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi . (s.d.).
- En route pour un transport durable. Cambridge Econometrics. Novembre 2015. (s.d.).
- Energia pulita per i trasporti: una strategia europea in materia di combustibili alternativi. Commissione europea. Gennaio 2013. (s.d.).
- Fonti rinnovabili e rete elettrica in Italia. Considerazioni di base e scenari di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia. Falchetta Massimo. ENEA. 2014 . (s.d.).
- Fuel Cell Electric Buses, Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Settembre 2015. (s.d.).
- Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013. (s.d.).
- Hydro-gen: the energy transition in the making! Pierre-Etienne Franc, Pascal Mateo. Manifesto. 2015. (s.d.).
- Indagine conoscitiva sui prezzi finali dell'energia elettrica e del gas naturale. Memoria per l'audizione presso la 10° Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica. AEEG. Aprile 2015. (s.d.).
- Le politiche dell'Unione europea: Trasporti. Commissione Europea. Novembre 2014. (s.d.).
- LIBRO BIANCO, Tabella di marcia verso uno spazio unico europeo dei trasporti - Per una politica dei trasporti competitiva e sostenibile. Commissione Europea. Marzo 2011 . (s.d.).
- Mal'ARIA di città 2016. Legambiente. Gennaio 2016. (s.d.).
- Mercato dei carburanti in Italia. Ministero dello Sviluppo Economico. (s.d.).

Newsletter del GME n.78 Gennaio 2015. (s.d.).

Regolamento (UE) N. 1291/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il programma quadro di ricerca e innovazione (2014-2020) - Orizzonte 2020. Commissione europea. Dicembre 2013. (s.d.).

Relazione finale del gruppo ad alto livello CARS 21. Commissione europea. 6 giugno 2012. (s.d.).

Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA. Giugno 2015. (s.d.).

Quadro strategico nazionale

Sezione C: fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi

**Prima sottosezione: fornitura di gas naturale
liquefatto (GNL) per la navigazione marittima e
interna, per il trasporto stradale e per altri usi**

INDICE

LISTA DELLE TABELLE

LISTA DELLE FIGURE

- 1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI**
- 2 LO STATO TECNOLOGICO**
 - 2.1 DEFINIZIONE, CARATTERISTICHE
- 3 GLI SCENARI INTERNAZIONALI**
 - 3.1 MERCATO DEL GNL
 - 3.2 IL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL
 - 3.3 APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL
 - 3.3.1 Principali esperienze nei Paesi che utilizzano il GNL nel trasporto marittimo e terrestre
 - 3.4 UTILIZZO TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE ANCHE PER LO SSLNG
- 4 LO SCENARIO ITALIANO**
- 5 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO**
 - 5.1 CRITERI PER L'INDIVIDUAZIONE DI UNA IPOTESI DI RETE DI DISTRIBUZIONE DI GNL SULLA BASE DEGLI ATTUALI SCENARI LOGISTICI DEGLI ALTRI PRODOTTI ENERGETICI
 - 5.2 CONSIDERAZIONI SULL'INFRASTRUTTURA NECESSARIA: MERCATO POTENZIALE
 - 5.3 IPOTESI DI SVILUPPO DELL'INFRASTRUTTURA
 - 5.4 PUNTI CRITICI LEGATI ALL'INFRASTRUTTURA
 - 5.5 RETE DI RIFORNIMENTO DEL GNL PER USO AUTOTRAZIONE
 - 5.6 IMPIANTI DI STOCCAGGIO DI PICCOLE DIMENSIONI PER AUTOTRAZIONE, RETI LOCALI, TRASPORTO FERROVIARIO
 - 5.7 UTILIZZO DEL GNL NEL TRASPORTO STRADALE PESANTE: AUTOCARRI E AUTOBUS
 - 5.8 UTILIZZO DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO (GNL) COME COMBUSTIBILE MARINO
 - 5.9 PROGETTO COSTA
 - 5.10 CONFIGURAZIONE DI UNA RETE DI DISTRIBUZIONE DEL GNL NEL SETTORE MARITTIMO E PORTUALE
 - 5.10.1 Premessa
 - 5.10.2 Linee guida per lo sviluppo della rete nazionale GNL
 - 5.10.3 Tipologia di traffico
 - 5.10.4 Età della nave
 - 5.10.5 Area di traffico
 - 5.10.6 Proposte di reti nazionali
 - 5.10.7 Stima della domanda di GNL per il trasporto navale
 - 5.10.8 Ricadute economiche sulla cantieristica navale
 - 5.11 SICUREZZA DELLO STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE
 - 5.11.1 Quadro di riferimento tecnico normativo
 - 5.11.2 Fenomeni fisici associabili al GNL
 - 5.12 FORMAZIONE, INFORMAZIONE, ADDESTRAMENTO DEL PERSONALE ADIBITO AL GNL

- 5.13 ACCETTABILITÀ SOCIALE DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE
- 5.14 RUOLO DEGLI STRUMENTI DI INFORMAZIONE E PARTECIPAZIONE
- 5.15 SITO WEB NAZIONALE PER L'INFORMAZIONE SULLA FILIERA DEL GNL
- 5.16 ESAME DELLA CONTRATTUALISTICA ESISTENTE IN ALTRI PAESI
- 5.17 IMPIANTI DI LIQUEFAZIONE DI TAGLIA RIDOTTA
- 5.18 UTILIZZO DEL GNL NELLA REGIONE SARDEGNA
- 5.19 PREVISIONI DI MERCATO PER SMALL SCALE LNG AL 2020, 2025 E 2030
- 6 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETÀ'**
- 6.1 MERCATO POTENZIALE DEL GNL E RELATIVI IMPATTI
- 6.2 RISULTATI
- 6.3 BENEFICI AMBIENTALI
- 7 ALTRI USI INDUSTRIALI**
- 7.1 QUADRO DELLA DOMANDA ENERGETICA DEI MERCATI OFF-GRID E POTENZIALE DI PENETRAZIONE DEL GNL
- 7.2 PREVISIONI DI PENETRAZIONE DEL GNL OFF-GRID
- 8 INTEROPERABILITÀ A LIVELLO EUROPEO**
- 9 DEFINIZIONI**

LISTA DELLE TABELLE

Tabella No.

Tabella 1: Numero di installazioni Small Scale LNG (escluse le autobotti) in Europa

Tabella 2: Top 10 Paesi europei per numero di installazioni (escluse autobotti e impianti satelliti)

Tabella 3: Flussi import-export via GNL nei paesi UE27, 2011 (mld/mc/a), Cassa Depositi e Prestiti - Studio di settore n. 03 – Marzo 2013 – Gas naturale (Fonte BP, 2012)

Tabella 4: Dati provenienti dal progetto COSTA

Tabella 5: Caratteristiche di infiammabilità (Norma CEI-EN 61779-1)

Tabella 6: Composizione del parco ≥ 18 ton – scenario 2025

Tabella 7: Composizione del parco ≥ 18 ton – scenario 2025

Tabella 8: Iniziative UE per la sperimentazione e la diffusione del GNL per il trasporto

LISTA DELLE FIGURE

Figura No.

Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Figura 2: Servizi SSLNG

Figura 3: Localizzazione Porti ed Interporti

Figura 4: Schema delle Aree di Adduzione

Figura 5: Schemi movimentazione

Figura 6: Individuazione del mercato potenziale – Principali risultati

Figura 7: Schema Benefici Viaggio Genova-Roma

1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

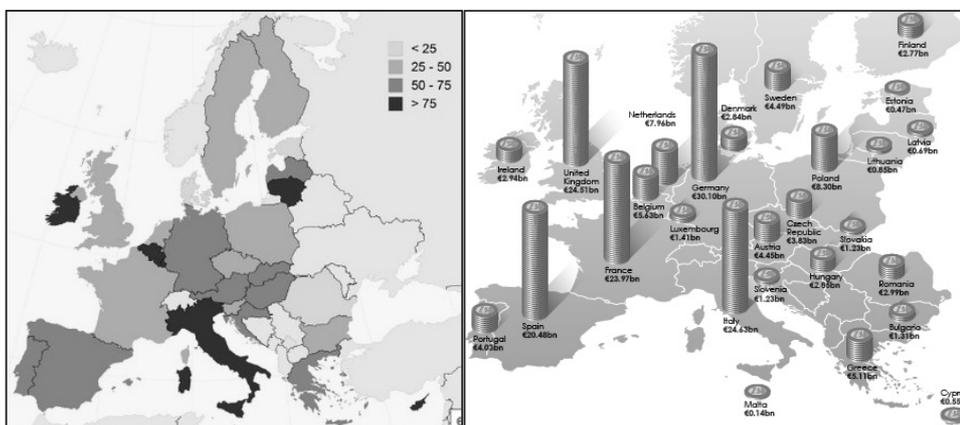


Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite l'utilizzo del Gas Naturale Liquefatto (GNL).

2 LO STATO TECNOLOGICO

2.1 DEFINIZIONE, CARATTERISTICHE

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) è una miscela di idrocarburi, costituito prevalentemente da metano; altri componenti solitamente presenti sono l'etano, il propano e il butano. Tutti gli idrocarburi più complessi, i composti dello zolfo e il biossido di carbonio, vengono rimossi durante la produzione.

Il GNL è ottenuto infatti, per liquefazione del Gas Naturale (GN), quest'ultimo è una miscela complessa di idrocarburi, composta principalmente da metano, ma che generalmente include, in quantità sensibilmente minori, etano, propano, idrocarburi superiori, acido solfitrico e alcuni altri gas non combustibili come ad esempio azoto e anidride carbonica.

Il GN destinato alla liquefazione viene purificato nei paesi produttori dai gas acidi (CO₂ e H₂S) e dagli idrocarburi pesanti (C₅+ e superiori), nonché da una buona parte di etano, propano e butani in quanto la loro presenza va fortemente limitata nel GNL, così come quella, tra gli altri, anche di acqua, mercurio e zolfo per ragioni tecniche (es. corrosione, rischi di solidificazione durante il raffreddamento).

Il gas naturale purificato viene quindi liquefatto a pressione atmosferica mediante raffreddamento fino a circa -160°C per ottenere il GNL che, occupando un volume circa 600 volte inferiore rispetto allo stato gassoso di partenza, può essere più agevolmente stoccato e trasportato; quindi, in linea di massima, il GN a sua volta derivato dalla rigassificazione del GNL, è più "leggero" e presenta una quantità inferiore di impurità rispetto al corrispondente GN prodotto dai giacimenti.

3 GLI SCENARI INTERNAZIONALI

3.1 MERCATO DEL GNL

A livello mondiale, nel 2014, il consumo di GNL è stato di circa 239 milioni di tonnellate. L'Asia rimane il principale driver della crescita dei consumi di GNL e, nell'ultimo decennio, ha visto raddoppiare le proprie importazioni. Il mercato asiatico rappresenta infatti il 75% della domanda mondiale di GNL. Giappone e Corea del Sud sono i due maggiori importatori mondiali e coprono il 70% della domanda asiatica di GNL. La Cina risulta oggi il terzo importatore e consuma circa il 10% del GNL richiesto dall'Asia.

Il GNL è stato prevalentemente utilizzato per la produzione di energia elettrica, per l'industria e per l'uso di clienti residenziali che non hanno accesso ad una rete di distribuzione.

L'uso del GNL come combustibile per il trasporto si sta ampliando significativamente negli ultimi anni, ma i volumi sono ancora relativamente piccoli. La maggior parte del combustibile viene utilizzato da veicoli pesanti o da auto alimentate a gas naturale compresso (GNC) ma si stanno diffondendo anche unità navali da carico e passeggeri, particolarmente in Scandinavia.

Una crescente sostituzione del diesel con il GNL è già realtà in paesi come l'Australia o gli Stati Uniti e l'utilizzo del GNL per alimentare locomotive è in fase di sperimentazione in Canada e negli Stati Uniti.

3.2 IL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

La capacità di rigassificazione di GNL oggi esistente a livello mondiale è pari a circa 1.000 miliardi di metri cubi. Più del 50% di questa è concentrata in Asia. Da notare inoltre che, per molti degli impianti di rigassificazione americani esistenti sono previsti progetti di conversione a terminali di liquefazione, come conseguenza dello sviluppo dello shale gas.

La capacità nominale di liquefazione nel 2014 risultava pari a 298 milioni di tonnellate di GNL di cui il 63% in Medio Oriente e Africa. Ad oggi risultano in costruzione impianti per circa 128 milioni di tonnellate/anno di capacità addizionale, di cui il 45% e il 34% concentrati rispettivamente in Australia e negli Stati Uniti. Secondo quanto comunicato dagli operatori, tutti i progetti in costruzione dovrebbero entrare in esercizio entro il 2020 portando così la capacità di liquefazione complessiva a circa 425 Milioni di tonn/anno. Inoltre, altri progetti di liquefazione sono oggi in costruzione in Indonesia, Malesia, Colombia e Russia per un totale di 26,5 milioni di tonnellate/anno.

3.3 APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL

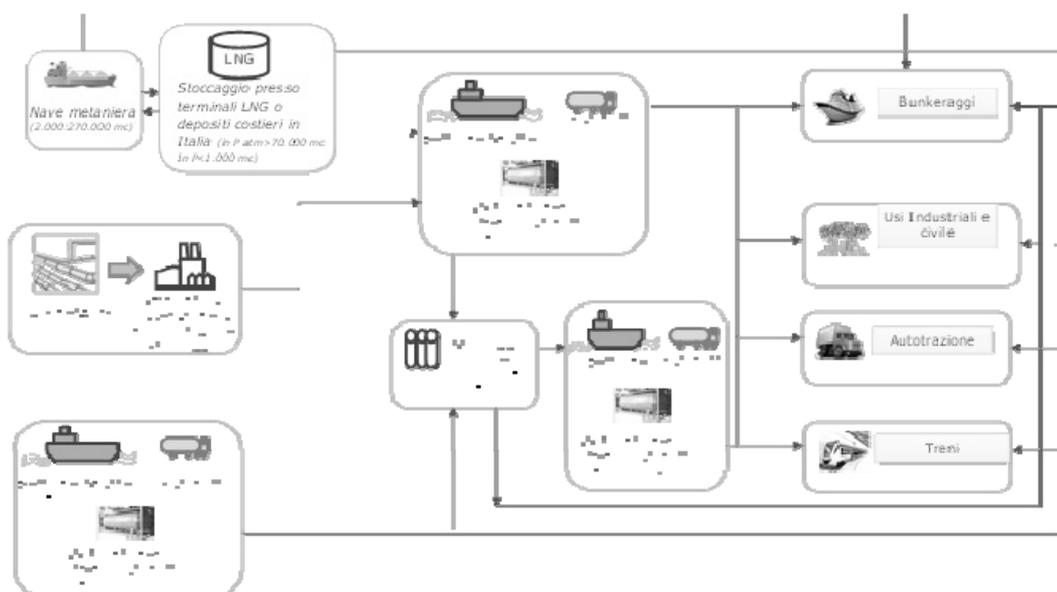
3.3.1 Principali esperienze nei Paesi che utilizzano il GNL nel trasporto marittimo e terrestre

Lo "Small Scale LNG" (o SSLNG) si definisce come la modalità attraverso la quale il GNL viene gestito in piccole/medie quantità direttamente in forma liquida. In tale ambito i servizi relativi allo SSLNG includono diversi segmenti di una filiera che coinvolge vari soggetti/operatori.

Con riferimento alla Figura 2, i servizi di tipo “Small Scale LNG”, già in essere o in fase di studio, possono essere forniti mediante le seguenti infrastrutture (o installazioni):

1. Terminali di rigassificazione, che offrono prevalentemente i seguenti servizi:
 - Re-loading ovvero trasferimento di GNL dai serbatoi del terminale a navi metaniere;
 - Ship to ship transfer (Allibo) ovvero trasferimento diretto di GNL da una nave ad un'altra;
 - Caricamento di GNL su navi bunker (bettoline/shuttle);
 - Caricamento di GNL su autobotti (o ISO-container);
 - Caricamento di GNL su vagoni-cisterna ferroviari.
2. Navi bunker (bettoline/shuttle), che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL (bunkeraggio) o stoccaggi locali costieri.
3. Mini impianti di liquefazione per la trasformazione in GNL del gas naturale proveniente dalla rete, utilizzati per rifornire autobotti (o ISO container) e/o bettoline/navi shuttle per impianti costieri.
4. Autobotti (o ISO-container), che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL (bunkeraggio) o stoccaggi locali.
5. Stoccaggi locali, riforniti da autobotti (o ISO-container) e/o bettoline/shuttle (se stoccaggi costieri) e utilizzati per:
 - a) caricamento di autobotti (o ISO-container) e/o di bettoline;
 - b) impianti di rifornimento costieri per navi alimentate a GNL (bunkeraggio);
 - c) impianti di rifornimento di autoveicoli alimentati a GNL o a CNG;
 - d) depositi satellite di stoccaggio per usi industriali o civili.

Figura 2: Servizi SSLNG



In relazione al contesto di riferimento, la filiera dello SSLNG si è particolarmente sviluppata in Spagna, Norvegia, Regno Unito e Olanda, ove si registra il più alto numero di impianti.

La Tabella 1 e la Tabella 2 riportano i risultati di uno studio sullo stato dell'arte dei servizi SSLNG in Europa e di alcuni approfondimenti su Spagna, Norvegia, Regno Unito e Olanda. I dati, qui riportati sono aggiornati al 2014. (Fonte: database GIE Gas Infrastructure Europe).

Tabella 1: Numero di installazioni Small Scale LNG (escluse le autobotti) in Europa

Small Scale LNG per tipo di installazione	Status (escluse le autobotti)		
	In esercizio	In costruzione	Annunciati o in studio
Terminali di rigassificazione (grandi e piccoli)			
Reloading	9	3	4
Transhipment	2	1	5
Caricamento di navi bunker	5	2	12
Caricamento su autobotte	15	3	7
Caricamento su treno	-	-	3
Piccoli impianti di liquefazione	>19	-	3
Impianti di rifornimento costieri per navi	16	1	15
Navi bunker	2	-	5
Impianti di rifornimento GNL per veicoli	54	7	16
Impianti satellite (per usi industriali,)	>1000	n.a.	n.a.

Tabella 2: Top 10 Paesi europei per numero di installazioni (escluse autobotti e impianti satelliti)

Installazione Small Scale LNG	Numero di installazioni (esclusi impianti satellite ed autobotti)		
	In esercizio	In costruzione	Annunciati o in studio
Spagna	22	3	8
Norvegia	21	1	1
Inghilterra	17	2	8
Olanda	12	1	6
Svezia	6	3	6
Francia	5	-	2
Portogallo	4	-	3
Belgio	3	2	-
Germania	3	-	4
Italia e Slovenia	2	-	-

Gli aggiornamenti sono contenuti nel database GIE: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gle-sslng-map>.

L'esperienza dei paesi che già utilizzano GNL come combustibile, pur in un contesto normativo in fase di progressiva definizione, dimostra che lo sviluppo dell'impiego del GNL è possibile quando sono gestiti gli aspetti riportati in elenco di seguito:

- disponibilità delle norme tecniche applicabili alla costruzione delle navi a gas;

- disponibilità di chiare procedure autorizzative per la costruzione e il funzionamento delle installazioni infrastrutturali terrestri per il rifornimento (sia esso da terminale a nave, da autocisterna a nave, da nave a nave);
- disponibilità sul territorio di infrastrutture di stoccaggio di GNL;
- scelta della tecnologia per applicazioni navali, terrestri e di trasferimento del combustibile da terra a nave e da nave a nave e da nave a terra che assicuri la sicurezza in tutte le fasi del processo, dallo stoccaggio, al rifornimento, dallo stoccaggio a bordo all'utilizzo finale;
- sostenibilità finanziaria dei progetti e sostenibilità economico-sociale e ambientale del sistema GNL;
- accettazione sociale del GNL e delle relative infrastrutture.

In generale, dalle esperienze dei citati Paesi europei, si desume che un ruolo fondamentale all'espansione dei servizi di tipo SSLNG può derivare da opportune azioni di:

- semplificazione dei processi autorizzativi;
- agevolazione fiscale;
- incentivazione alla realizzazione di infrastrutture;
- nuove norme di regolazione e di sicurezza.

In particolare, si è osservato come la politica fiscale energetica, attualmente in discussione sia a livello europeo che a livello nazionale, assumerà un ruolo determinante nello sviluppo futuro del mercato del GNL, nell'ambito dei servizi Small Scale.

I servizi Small Scale LNG consentono l'utilizzo del gas naturale – il combustibile “più pulito” in quanto a minor contenuto di zolfo e con più basse emissioni di NOx e di CO2 – in zone dove la rete di trasporto di gas non è molto diffusa a causa di vincoli tecnico-economici.

In particolare il rapido sviluppo dei servizi di tipo SSLNG si è avuto nei Paesi che per via di un forte interesse alle problematiche ambientali hanno sostenuto attivamente politiche incentivanti ed iter autorizzativi più snelli, coinvolgendo le realtà industriali nazionali e le autorità dei Paesi confinanti anche attraverso progetti pilota che possono consentire il miglior apprezzamento delle attività necessarie al pieno sviluppo della filiera.

Peraltro si evidenzia come tali servizi, nell'ambito della catena del valore dello SSLNG, consentano anche un'innovazione nella gestione dei terminali di rigassificazione, permettendone quindi un utilizzo diversificato e maggiormente efficiente.

3.4 UTILIZZO TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE ANCHE PER LO SSLNG

L'opportunità di utilizzare i serbatoi dei terminali di rigassificazione, o in senso lato i terminali di rigassificazione, per effettuare, insieme al servizio base, anche le attività di stoccaggio e di rifornimento del GNL dipende fortemente dalla tipologia di servizio che si vuole fornire e dalle caratteristiche dei terminali stessi. I servizi aggiuntivi alla tradizionale attività di rigassificazione sono principalmente:

- **Servizio di caricamento di GNL su navi bunker** secondo la definizione del Gas Infrastructure Europe (GIE), ovvero l'operazione di caricamento di navi con il GNL stoccato nei serbatoi di un terminale di rigassificazione: tali navi possono essere utilizzate per fornire GNL ad altre navi (ovvero usate come bettoline) o a serbatoi costieri di stoccaggio (usate dunque come navi shuttle).
- **Servizio di reloading di navi metaniere**, ovvero l'operazione con la quale il GNL, precedentemente importato e stoccato nei serbatoi di un terminale, viene ricaricato su navi metaniere (con capacità compresa tra 30.000 e 270.000 mc) per la riesportazione del prodotto, allo scopo di cogliere eventuali opportunità commerciali;
- **Servizio di caricamento su autobotti** (solo per terminali onshore), ovvero l'operazione di caricamento di autocisterne o ISO-container, utilizzati per il trasporto su strada, con il GNL stoccato nei serbatoi di un terminale. Le autocisterne e gli ISO-container a loro volta possono essere utilizzati per alimentare impianti di rifornimento di autoveicoli alimentati a GNL o CNG, impianti di stoccaggio locali o per altri tipi di utilizzi che richiedano la fornitura del prodotto allo stato liquido (bunkeraggi, usi industriali e civili, treni).
- **Servizi aggiuntivi** (solo per terminali onshore), ovvero servizi che permettono la fornitura di GNL attraverso l'utilizzo di infrastrutture realizzate nei pressi del terminale e a esso direttamente collegate, quali il servizio caricamento di GNL su navi bunker e/o caricamento di autocisterne mediante un serbatoio dedicato collegato al terminale, o il servizio di caricamento per mezzi destinati al trasporto di merci su gomma mediante una stazione di rifornimento collegata direttamente al terminale.

Ad oggi, nessun terminale di rigassificazione italiano è in grado di fornire servizi di tipo Small Scale LNG (SSLNG), ma tutti gli operatori stanno valutando la fattibilità di modifiche tecniche-operative in modo da offrire tali nuovi servizi, in coerenza con l'attività di rigassificazione. L'adattamento di un terminale di rigassificazione, per fornire anche lo stoccaggio e il rifornimento di GNL per mezzi navali o terrestri, è possibile prevedendo determinate modifiche tecniche-impianistiche, con annessi costi per la realizzazione e gestione delle stesse.

Le fasi relative alla progettazione, realizzazione ed esercizio dei servizi SSLNG ricadono nell'ambito della normativa/legislazione di riferimento dei terminali di rigassificazione. In tale contesto normativo l'iter autorizzativo per gli interventi di adeguamento dell'impianto è già definito, ma può sicuramente beneficiare di una semplificazione/riduzione dei tempi soprattutto in un'ottica time-to-market.

Gli aspetti commerciali di cui si deve tenere conto sono:

- la gestione della capacità di stoccaggio del terminale;
- eventuali necessità di modifica relative alla programmazione degli approdi;
- la valutazione dei regolamenti portuali e la disponibilità dei servizi portuali;
- la modalità di separazione dei costi relativi alle attività di rigassificazione di tipo regolato rispetto a quelle di SSLNG di tipo libero.

Tali servizi, essendo finalizzati all'uso del GNL come combustibile tal quale, senza rigassificazione e senza l'uso delle reti di trasporto, esulano dalle attività di tipo regolato e vanno svolte in regime di mercato, separato dalle attività regolate di rigassificazione.

Risulta pertanto necessaria la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico delle modalità di separazione contabile e gestionale tra le due attività al fine di garantire la piena rispondenza al dettato normativo relativo all'attività di rigassificazione, ed evitare che dai servizi SSLNG svolti in regime di mercato derivino nuovi o maggiori oneri per le attività regolate.

4 LO SCENARIO ITALIANO

Dallo studio di settore “Il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo”, elaborato nel 2013 dalla Cassa Depositi e Prestiti, emerge che, ad oggi, l’industria del GNL presenta caratteristiche profondamente diverse con 18 Paesi esportatori e 25 Paesi importatori e altri Paesi che si apprestano a mettere a regime nuova capacità di liquefazione/rigassificazione. L’emergere di nuove tecnologie consente di immettere sul mercato risorse che fino a pochi anni fa era impossibile sviluppare.

All’incremento dei volumi scambiati e degli attori coinvolti è corrisposto un moltiplicarsi delle rotte percorse, con oltre 350 navi gasiere attive su direttrici transoceaniche.

Contemporaneamente, la componente “spot” dell’approvvigionamento ha acquisito un peso più rilevante raggiungendo il 30% dei volumi scambiati nel 2014 (era il 4% nel 1990) ed è aumentata la competitività tra operatori alternativi sia dal lato dell’offerta, sia da quello della domanda.

Nella Tabella 5 dello studio di settore della Cassa Depositi e Prestiti, vengono riportati i seguenti flussi import-export via GNL nei Paesi UE 27, 2011 (mld/mc/a).

Da un punto di vista infrastrutturale, dallo Studio emerge che, con riferimento ai progetti per il potenziamento della rete di terminali di rigassificazione, sebbene il GNL in Europa soffra l’elevato grado di competitività del gas trasportato tramite gasdotto, nell’ottica di diversificazione delle fonti d’approvvigionamento e di sfruttamento della componente spot del mercato, si stima che la capacità di rigassificazione possa superare i 220 mld/mc/a nel 2020, con un tasso di incremento medio annuo pari al 2,9%.

Il caso della Norvegia, che per prima ha realizzato e utilizzato traghetti a GNL già dall’inizio degli anni duemila, conferma quanto sopra: tutti i punti elencati sono stati a suo tempo risolti permettendo uno sviluppo a livello nazionale di una flotta di numerose unità che impiegano GNL come combustibile.

Anche il “North European LNG Infrastructure Project” del marzo 2012 della Danish Maritime Authority, co-finanziato dalla Comunità Europea, fornisce, tra le altre, raccomandazioni relative alle soluzioni più opportune per il rifornimento, agli aspetti economico finanziari, all’aspetto della sicurezza delle installazioni in condizioni di normale esercizio e di emergenza conseguente ad incidente, agli aspetti tecnici e operativi, ai processi autorizzativi e alla comunicazione durante i processi di consultazione delle varie parti coinvolte.

Nello studio viene analizzata, in particolare, la catena della fornitura del GNL, dai grandi terminali di importazione di GNL e/o impianti di liquefazione di GNL evidenziando le criticità connesse alla realizzazione di tali infrastrutture, le soluzioni per risolvere le varie problematiche e le realtà coinvolte (strutture portuali, armatori, etc.).

**Tabella 3: Flussi import-export via GNL nei paesi UE27, 2011 (mld/mc/a),
Cassa Depositi Prestiti - Studio di settore n. 03 – Marzo 2013 – Gas naturale
(Fonte BP, 2012)**

DA	USA	T&T	Perù	Belgio	Norvegia	Spagna	Oman	Qatar	Yemen	Algeria	Egitto	Libia	Nigeria	Tot.Import
Belgio	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,05	0,28	0,08	0,00	0,00	0,08	6,57
Francia	0,00	0,41	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	3,24	0,18	5,75	0,86	0,00	3,61	14,58
Grecia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,98	0,08	0,00	0,08	1,3
Italia	0,00	0,17	0,00	0,00	0,17	0,23	0,00	6,10	0,00	1,57	0,51	0,00	0,00	8,75
Olanda	0,00	0,08	0,00	0,09	0,09	0,00	0,00	0,37	0,00	0,08	0,00	0,00	0,08	0,79
Portogallo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,17	0,00	0,08	0,08	0,00	2,6	3,01
Spagna	0,17	2,55	1,94	0,18	1,31	0,00	0,17	4,79	0,00	2,35	2,35	0,08	6,64	22,53
Regno Unito	0,11	0,57	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	21,9	0,69	0,08	0,08	0,00	1,31	25,14
Totale Export	0,28	3,86	1,94	0,27	2,58	0,23	0,17	42,78	1,15	10,97	3,96	0,08	14,4	78,9

Secondo il “North European GNL Infrastructure Project”, dovrebbe essere realizzato un certo numero di terminali di piccole dimensioni in Danimarca, Norvegia, Svezia e Finlandia per l'anno 2020. Inoltre, ci sono piani per investimenti in strutture di piccole dimensioni, come punti di rifornimento GNL (banchine per bunkeraggio) in Germania, Belgio e Paesi Bassi che andrà ad integrare i terminali di stoccaggio di GNL esistenti.

Infatti, dal punto di vista delle infrastrutture di GNL nel Nord Europa, a fronte di terminali esistenti in Norvegia per il bunkeraggio di GNL (Fredrickstad 6.500 m³, Halhjem 1.000 m³, Agotnes CCB 500 m³, Floro 500 m³, numerosi sono i progetti di terminali di bunkeraggio di GNL pianificati o in via di realizzazione nel mare del Nord e nel Baltico: Antwerp (Belgio), Rotterdam (Olanda), Brunsbüttel (Germania), Goteborg e Stockholm (Svezia), Turku e Porvoo (Finlandia), Klaipeda (Lituania) e Swinoujscie (Polonia).

Sempre da quanto riportato nei documenti del “North European GNL Infrastructure Project” emerge inoltre che, al fine di selezionare la migliore soluzione per ogni singolo porto, si deve tener conto di una serie di parametri tra cui:

- volumi di bunkeraggio GNL;
- barriere fisiche presenti nel porto;
- aspetti logistici;
- tipologia di imbarcazioni;
- costi di investimento e di esercizio;
- sicurezza;
- normative tecniche e operative;
- questioni ambientali e normative.

Questi parametri devono essere presi tutti in considerazione anche se i volumi di bunkeraggio sono spesso il fattore determinante.

La domanda mondiale di GNL è stimata di circa 4,2 milioni di tonnellate nel 2020 e 7 milioni di tonnellate nel 2030: dall'analisi degli scenari di sviluppo della domanda, si può concludere che una gran parte della domanda deriverà dal trasporto marittimo di linea nelle diverse aree.

Dal punto di vista dei costi del sistema logistico-infrastrutturale di fornitura del GNL alle navi, sulla base di una stima basata sull'analisi di tre casi studio, il costo medio della supply chain è stato stimato a 170 €/tonn GNL. Lo studio, inoltre, ha esaminato la struttura del prezzo del GNL come combustibile rispetto all'olio combustibile pesante (HFO) ed al gasolio marino (MGO) tenendo conto dei seguenti aspetti:

- prezzo del carburante nei principali hub europei di importazione;
- costi delle infrastrutture;
- costi di stoccaggio;
- costo della distribuzione (hubs – strutture portuali – utenti finali).

La distribuzione di GNL in Italia rappresenta un'attività strategica per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e per la riduzione delle emissioni di sostanze pericolose per l'ambiente e per la salute dei cittadini; il raggiungimento di una distribuzione efficiente ed efficace passa necessariamente dalla realizzazione di infrastrutture, opportunamente dislocate sul territorio nazionale, capaci di rendere disponibile il caricamento delle autobotti con il prodotto in forma liquida.

La Commissione europea ha svolto nel 2015 una consultazione per lo sviluppo di una strategia al fine di esplorare il pieno potenziale del GNL e dello stoccaggio di gas nel medio e lungo termine. La ragione del focus su gas liquefatto e stoccaggio, è che essi contribuiscono ad aumentare la sicurezza e la concorrenzialità delle forniture di energia europee, in particolare attraverso la diversificazione delle fonti. Il GNL secondo la Commissione Europea contribuisce ad abbassare i prezzi dell'energia aumentando la concorrenza sui mercati Ue. Un ruolo importante e necessario quindi, quello del GNL, nel processo di decarbonizzazione dell'economia dell'Unione Europea.

Anche il Giappone ha elaborato una strategia per lo sviluppo dell'uso del GNL che è stata presentata durante i lavori del G7 dell'energia nell'aprile del 2016. Uno studio approfondito con analisi storiche e tendenziali dell'uso di questa commodity in Giappone e nel mondo che testimonia la grande attenzione che vi è a livello globale su questi temi. Un dato importante è la previsione di crescita del 40% dell'uso del GNL a livello mondiale (in particolare in Asia) che dovrebbe passare da 250 milioni di tonnellate del 2014 a 350 nel 2020. Tre sono gli elementi individuati per favorirne lo sviluppo:

- accrescerne la commerciabilità attraverso la riduzione della taglia delle navi cargo, l'aumento dei partecipanti al mercato e l'eliminazione dei vincoli di destinazione geografica;
- sviluppo e accesso di terzi alle infrastrutture del GNL e alle infrastrutture a valle;
- abbandono dei prezzi fissati a priori che invece dovrebbero formarsi dinamicamente come risultato di incontro trasparente tra domanda e offerta.

5 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO

5.1 CRITERI PER L'INDIVIDUAZIONE DI UNA IPOTESI DI RETE DI DISTRIBUZIONE DI GNL SULLA BASE DEGLI ATTUALI SCENARI LOGISTICI DEGLI ALTRI PRODOTTI ENERGETICI

Per tracciare scenari logistici di lungo termine in un'ottica di distribuzione del prodotto GNL sul mercato nazionale per le varie destinazioni d'uso occorre tener conto di:

- suddivisione del sistema distributivo tra “distribuzione primaria” e “distribuzione secondaria”;
- possibilità di utilizzare, ed eventualmente riconvertire, le infrastrutture esistenti per lo stoccaggio dei prodotti in questione, per successivo scarico su navi o autobotti di GNL;
- sviluppo della domanda per uso bunkering, per autotrazione o altri usi;
- opportunità di approvvigionamento di tale prodotto in zone non metanizzate (quali ad esempio la Sardegna) mediante lo sviluppo di sistemi di stoccaggio e di mini-rigassificazione del GNL presso il punto di consumo o centri di distribuzione periferici.

La direttiva europea indica gli elementi principali che gli Stati Membri devono considerare per la definizione di una rete di punti di rifornimento per il GNL che includono, fra l'altro, i terminali, i serbatoi e i containers mobili di GNL nonché navi e chiatte cisterna.

Per quanto riguarda la rete di rifornimento del GNL per uso autotrazione, volendo attenersi ai requisiti minimi della direttiva 2014/94/UE, una rete di distribuzione di primo livello (cioè disposta lungo la rete TEN-T) dovrebbe contare almeno una decina di impianti.

La scelta dei siti per la realizzazione di tali stazioni dipende dalle decisioni imprenditoriali che saranno determinate da una serie di fattori sia tecnici che economici.

La fattibilità tecnica dovrà tenere conto di tutte le prescrizioni della normativa tecnica e di prevenzione incendi vigente oltre ad eventuali vincoli di carattere urbanistico, ambientale e/o paesaggistico.

Una possibilità di sviluppo della rete di rifornimento in autostrada può essere costituita dallo svolgimento delle gare per le concessioni di distribuzione carburanti in autostrada, con la previsione di un riconoscimento qualitativo premiale per gli impianti che si dotino anche del GNL.

Sotto il profilo tecnico, è necessario completare quanto prima il quadro tecnico-normativo, con particolare riferimento alla disciplina di prevenzione incendi degli impianti stradali e degli impianti di stoccaggio primari.

Un iter autorizzativo semplificato e un sistema di incentivazione adeguato consentirebbero di agevolare gli investimenti nella rete di distribuzione, ad esempio per la realizzazione delle aree adibite alla distribuzione del GNL e per la diffusione dei mezzi alimentati a GNL.

5.2 CONSIDERAZIONI SULL'INFRASTRUTTURA NECESSARIA: MERCATO POTENZIALE

L'Unione Europea propugna l'uso di carburanti alternativi (Direttiva DAFI), promuovendo in particolare l'uso del GNL nei trasporti, per ridurre la dipendenza dall'olio e minimizzare

gli effetti negativi sull'ambiente (60% di riduzione delle emissioni di GHG nel settore trasporti nel 2050 rispetto al 1990). I recenti sviluppi tecnologici e il differenziale di prezzo tra greggio e gas hanno aperto la strada a nuove possibilità d'impiego per il GNL nel trasporto stradale delle merci e per la propulsione navale; in queste condizioni il GNL può divenire competitivo anche in nicchie di mercato nel settore industriale e residenziale.

In Italia il mercato del GNL ha già posto le premesse per lo sviluppo. Nel 2014, nell'area del Centro-Nord vi erano già operativi 8 distributori L-CNG cioè impianti approvvigionati con LNG ed erogatori CNG; 7 sono pubblici: Villafalletto (CN), Poirino (TO), Tortona (AL), Mortara (VA), Varna (BZ), Calderara (BO), Roma. Vi è poi un distributore L-CNG privato, impiegato dalla flotta di bus di Modena (SETA). Un nono distributore pubblico e il primo con erogatore GNL (e L-CNG) è stato inaugurato da ENI a Piacenza ad aprile 2014. Nel 2015 è stato aperto un secondo punto vendita con erogatore GNL (e L-CNG) a Novi Ligure ed a maggio 2016 il terzo impianto a Castel San Pietro terme (Bologna) con le stesse caratteristiche.

Inoltre la prima nave a GNL è stata commissionata dalla Marina Militare italiana e sono state realizzate anche le prime installazioni GNL in siti industriali. Attualmente sono tutte alimentate con carro cisterna criogenico dal terminale spagnolo di Barcellona, Rotterdam (Olanda); Zeebrugge (Belgio) e Marsiglia (Francia).

5.3 IPOTESI DI SVILUPPO DELL'INFRASTRUTTURA

Al 2030, se le condizioni riguardanti il quadro regolatorio e quello fiscale saranno favorevoli, è auspicabile la realizzazione sul territorio nazionale di un'infrastruttura per la ricezione e utilizzazione del GNL, con installazione di apparecchiature sufficienti a coprire un volume globale di mercato di 3,2 Mton (4 Mtep). Un'ipotesi abbastanza verosimile potrebbe prevedere: 5 depositi costieri di GNL da 30.000 – 50.000 m³; 3 navi di cabotaggio da 25.000 – 30.000 m³; 4 bettoline; circa 800 stazioni di servizio GNL, anche con L-CNG.

5.4 PUNTI CRITICI LEGATI ALL'INFRASTRUTTURA

I principali fattori critici sono:

- esistenza di una normativa su terminali costieri di piccola e media taglia;
- disponibilità di aree ben collocate, in seno ad insediamenti industriali;
- costi di realizzazione;
- propensione degli operatori industriali a investire in infrastrutture SSLNG;
- fiducia nella permanenza dell'attuale assetto fiscale dei carburanti gassosi;
- collocazione razionale dei distributori di GNL ed L-CNG;
- sinergie tra i diversi sistemi modali e operativi (es. interporti: opzione ferro + gomma; opzione distributori pubblici-privati);
- aumento dei modelli di veicoli offerti al mercato.

5.5 RETE DI RIFORNIMENTO DEL GNL PER USO AUTOTRAZIONE

Per quanto riguarda lo sviluppo della rete di rifornimento del GNL per uso autotrazione, la nuova direttiva 2014/94/UE del 22 ottobre 2014 (DAFI) “sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi”, obbliga gli Stati membri ad assicurare che, entro il 31 dicembre 2025, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il

GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale TEN-T. Al fine di definire il suddetto numero di punti di rifornimento su strada, la direttiva suggerisce di tener conto dell'autonomia minima dei veicoli pesanti alimentati a GNL, indicando, a titolo esemplificativo, una distanza media di 400 km. Si osserva che la rete TEN-T di primo livello interessa l'intero territorio nazionale con una più alta concentrazione nel nord del Paese.

In Italia, la rete centrale TEN-T conta circa 3.300 km di strada complessivi, divisi in 3 principali corridoi:

- Asse Palermo–Napoli–Roma–Bologna–Modena–Milano–Verona–Brennero
- Asse Genova–Milano–Chiasso e Genova Voltri–Alessandria–Gravellona Toce
- Asse Frejus–Torino–Milano–Bergamo–Verona–Padova–Venezia–Trieste

Pertanto, in una ipotesi estremamente semplificata, volendo rispettare la distanza media dei 400 km, così come raccomandato dalla direttiva DAFI, un numero adeguato di punti vendita, costituenti una rete di distribuzione di primo livello, dovrebbe essere non inferiore a 10.

Si osserva, tuttavia, che per assicurare un livello di servizio superiore a quello minimo, tarato esclusivamente sull'autonomia dei mezzi, sarebbe necessaria una rete di distribuzione più fitta - perfino sulla stessa viabilità stradale - con un numero almeno doppio di punti vendita rispetto a quello sopra indicato.

Per quanto riguarda la scelta dei siti per la realizzazione di tali stazioni, non è possibile fare una previsione puntuale perché le decisioni imprenditoriali dipenderanno da una serie di fattori sia tecnici che economici. La fattibilità tecnica di ogni singolo impianto dipenderà in buona parte dal rispetto delle prescrizioni di prevenzione incendi, dalla disponibilità di aree adeguate e dal rispetto dei vincoli paesaggistici. Il rispetto delle distanze di sicurezza e delle prescrizioni di tipo urbanistico, oggi contenute in tutte le norme di prevenzione incendi riguardanti i gas naturale per autotrazione, potrebbero essere determinanti nella scelta dei siti di installazione.

Relativamente alle analisi di tipo economico, si può solo prevedere che saranno sicuramente privilegiate le posizioni che intercettano flussi di traffico già consolidati per il trasporto pesante di merci, nonché stazioni stradali ed autostradali già esistenti presso le quali sia tecnicamente possibile ed economicamente conveniente aggiungere un impianto di distribuzione di GNL.

Si osserva inoltre che la redditività degli impianti è attualmente molto ridotta per l'assenza sul territorio nazionale di una base di approvvigionamento (cioè un punto di carico per autocisterne criogeniche) e questo rappresenta un freno importante allo sviluppo della rete di distribuzione stradale.

5.6 IMPIANTI DI STOCCAGGIO DI PICCOLE DIMENSIONI PER AUTOTRAZIONE, RETI LOCALI, TRASPORTO FERROVIARIO

Analizzando i risultati di un questionario compilato da aziende operanti sia nella progettazione-costruzione di impianti che nella filiera energetica è stato possibile avere una prima stima dei costi (limitata alle sole opere tecnologiche e agli oneri professionali) per la realizzazione di stoccaggi di piccole dimensioni quali:

- impianti a servizio di utenze civili (piccole reti canalizzate)
- impianti commerciali/industriali.

In particolare per tali impianti si evince che il costo (al netto dell'IVA) per serbatoi di capacità fra 30 e 50 ton varia da 270.000€ a 350.000€. A tale prezzo vanno aggiunti ulteriori componenti come, ad esempio, i costi per opere edili, per interventi di messa in sicurezza e/o per sistema antincendio, di valore complessivo pari a circa 80.000 €.

5.7 UTILIZZO DEL GNL NEL TRASPORTO STRADALE PESANTE: AUTOCARRI E AUTOBUS

L'utilizzo del GNL come combustibile alternativo al diesel si basa sulla sua sostenibilità economica e ambientale. La sostenibilità economica è dovuta al suo minore costo a parità di contenuto energetico, che deve almeno compensare i maggiori costi legati alla specifica tecnologia. Il prezzo di acquisto o di trasformazione di un veicolo a GNL rispetto ad un equivalente veicolo diesel convenzionale varia da 15.000 € a 60.000 €. Oltre al maggiore costo delle componenti specifiche del motore e del sistema di alimentazione, nell'ordine di 5.000÷30.000 €, il secondo costo più importante per un veicolo a GNL è il sistema di stoccaggio del combustibile.

L'uso di GNL aumenta l'autonomia rispetto al GNC mantenendo i vantaggi in termini di emissioni ridotte rispetto al diesel. Lo stato liquido consente, a parità di volume, percorrenze circa 2,5 volte quelle del GNC, e poco meno della metà rispetto al gasolio.

La sostenibilità economica dipende principalmente dalla percorrenza annua chilometrica e dalla differenza di prezzo tra gasolio e GNL. Una differenza di costo di 0,15 € tra il diesel (€/litro) e il GNL (€/kg) rappresenta il punto di pareggio per il trasportatore. I valori di risparmio tengono conto di tutti i contributi negativi (costo di acquisto del mezzo, costi finanziari associati, manutenzione, valore residuo).

5.8 UTILIZZO DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO (GNL) COME COMBUSTIBILE MARINO

La comunità internazionale attraverso le singole Amministrazioni e i canali di cooperazione sta esprimendo una crescente sensibilità per l'impatto delle attività umane sul sistema ambientale, dimostrando interesse e incoraggiando il settore dei trasporti marittimi verso l'utilizzo di gas naturale come fonte primaria di energia per la propulsione e la produzione di energia elettrica a bordo delle navi. Questa tendenza nell'ambito delle emissioni in aria è rafforzata dall'evoluzione della normativa internazionale, comunitaria e nazionale.

L'International Maritime Organization (IMO), con l'Annesso VI della Convenzione Internazionale MARPOL, di recente entrata in vigore e in evoluzione tramite i suoi emendamenti, ha stabilito i criteri e i requisiti per la prevenzione dell'inquinamento atmosferico provocato dalle navi, per il controllo e la relativa riduzione delle emissioni a livello globale ed all'interno di ben definite zone di mare, Emission Control Areas (ECA).

L'utilizzo di gas naturale come combustibile è uno dei modi che l'industria marittima può adottare per soddisfare i limiti sempre più restrittivi di emissioni in atmosfera con riferimento a sostanze inquinanti, nocive e climalteranti, come gli ossidi di azoto (NOx), di zolfo (SOx) e l'anidride carbonica (CO₂) dovute all'utilizzo di combustibili tradizionali nelle normali condizioni operative della nave. Ci sono aspetti, tra cui quelli indicati di seguito, che rendono il GNL, usato come combustibile marino, una delle soluzioni tecnologiche più promettenti per l'industria marittima. Infatti, l'impiego di GNL in alternativa ai combustibili tradizionali consente:

- la riduzione quasi a zero delle emissioni di ossido di zolfo (SOx)

- la riduzione delle emissioni di ossido di azoto (NOx) per il rispetto dei limiti applicabili dal 2016 nelle zone “Nitrogen-oxides Emission Control Areas” (NECA)
- la riduzione del 20-25% delle emissioni di CO2.

L’efficacia dell’impiego del GNL ai fini della riduzione dell’immissione nell’atmosfera di gas serra dipende dal tipo di motore e dalla gamma di possibili misure adottabili per ridurre il rilascio indesiderato di metano, essendo esso stesso un gas serra.

5.9 PROGETTO COSTA

Il progetto COSTA (CO₂ & other Ship Transport emissions Abatement by LNG), proposto dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti - Direzione Generale per il Trasporto Marittimo e per Vie d’Acqua Interne, con il coordinamento tecnico del RINA e presentato nell’ambito del bando delle Reti TEN-T del 2011, è stato approvato con Decisione della Commissione Europea C(2012) 7017 del 8.10.2012. I Paesi coinvolti sono l’Italia, partner coordinatore del progetto, la Grecia, il Portogallo e la Spagna. Il risultato più rilevante è il cosiddetto “LNG Masterplan” per le aree del Mediterraneo, del Mar Nero e dell’Atlantico.

Il progetto fornisce interessanti indicazioni e raccomandazioni per lo sviluppo del GNL come combustibile marino alternativo all’olio combustibile attualmente in uso.

E’ stata fatta un’analisi della possibile futura domanda di GNL, della localizzazione geografica di tale domanda in ambito Europeo–Mediterraneo, delle possibili soluzioni tecniche e logistiche a supporto, a definizione di un piano europeo e della sostenibilità delle soluzioni analizzate. Dal lavoro di analisi sono emersi “gap” normativi a livello internazionale e nazionale.

L’adozione dell’IGF Code (International Code of Safety for Ships using Gases or other Low flashpoint Fuels) nel corso dello scorso 2015 ha colmato in parte tali “gap” e la pubblicazione di linee guida complementari (ad esempio su rifornimento, stoccaggio e addestramento del personale) contribuirà a ridurlo ulteriormente.

I “gap” normativi a livello nazionale dovranno essere affrontati dagli stati membri entro il 2016, data alla quale dovranno comunicare il proprio quadro nazionale previsto in accordo alla direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un’infrastruttura per i combustibili alternativi. Il quadro normativo preso in considerazione dal progetto COSTA prevede l’introduzione dei limiti di contenuto di zolfo nei combustibili a 0,5% dal 2020 nelle acque europee e a livello mondiale dal 2020 (o dal 2025) in funzione della decisione finale dell’IMO. Di seguito è riportata la sintesi dei limiti sui contenuti di zolfo nei combustibili marini:

- 0,1% dal 2015 nelle aree “Sulphur Emission Control Areas” (SECA);
- 0,5% dal 2020 (o 2025) in tutto il mondo (su decisione IMO);
- 0,5% dal 2020 nei mari non SECA degli stati membri e comunque 0,1% nei porti europei;
- 0,1% dal 2018 nello Ionio e nell’Adriatico (se gli altri stati membri che si affacciano su detti mari imporranno analoghi limiti)
- 0,1% dal 2020 nei mari italiani (se gli altri stati membri che si affacciano su detti mari imporranno analoghi limiti).

Ulteriori raccomandazioni indicate dal progetto COSTA sono indirizzate agli stati nazionali affinché i rispettivi quadri normativi risultino essere tali da supportare, attraverso incentivi finanziari, regimi fiscali appropriati e piani di ricerca, lo sviluppo di tecnologie e infrastrutture dedicate ai combustibili alternativi. Il progetto COSTA raccomanda una cooperazione tra gli stati membri tale da garantire una continuità di approccio e standard comuni per la valutazione delle infrastrutture di rifornimento, in termini di tipo, dimensioni, costi e ritorni sugli investimenti, sulla base di metodi di riferimento concordati e accettati, senza dimenticare la necessità di considerare America, Nord Africa e Medio Oriente nello sviluppo di standard sempre più internazionali e globali. Inoltre, nello sviluppo di un piano strategico per la diffusione del GNL, il progetto COSTA ricorda l'importanza di supportare il trasporto marittimo, mantenendo o incrementando la quantità di merce trasportata via mare, di evitare la formazione di corridoi specifici, colli di bottiglia o situazioni di distorsione del mercato, di promuovere la tecnologia europea nell'ambito della cantieristica navale sia per le nuove costruzioni che per l'adeguamento del naviglio esistente. Il progetto COSTA evidenzia l'importanza del fattore umano, raccomandando lo sviluppo di quanto necessario per assicurare addestramento e formazione del personale chiamato ad operare con GNL sia a bordo che a terra, e del personale coinvolto nella manutenzione di impianti, componenti e motori. Infine contiene le raccomandazioni relative all'accettabilità sociale del nuovo combustibile che implica la trasparenza della comunicazione e la riduzione delle incertezze.

5.10 CONFIGURAZIONE DI UNA RETE DI DISTRIBUZIONE DEL GNL NEL SETTORE MARITTIMO E PORTUALE

5.10.1 Premessa

Le Autorità Portuali, nella loro veste di soggetti pubblici cui è affidata la gestione dei porti internazionali e nazionali di maggiore importanza in Italia, devono esprimere attenzione all'evolversi dei percorsi normativi legati alla futura applicazione della normativa MARPOL ANNEX VI e della Direttiva 2014/94/UE, soprattutto al fine di poter valutare per tempo le potenziali conseguenze, le ricadute, l'impatto sul settore portuale nonché le possibilità di sviluppo offerte, che deriveranno dall'applicazione di queste importanti novità regolamentari.

E' una sfida per le Autorità Portuali, che dovranno ottimizzare l'utilizzo di tutti gli strumenti a loro disposizione sia per dotare il proprio ambito di competenza di infrastrutture adeguate a favorire lo sviluppo dell'intera filiera legata al GNL, in termini di approvvigionamento, stoccaggio, distribuzione primaria e secondaria, sia per supportare il settore portuale e logistico e le imprese che in esso operano.

5.10.2 Linee guida per lo sviluppo della rete nazionale GNL

La scelta dell'ubicazione delle stazioni di rifornimento fisse e di dove prevedere la possibilità di rifornimento con navi capaci di rifornire di GNL altre unità navali (nel seguito "bettoline") e/o autobotti è determinante per il futuro utilizzo del GNL e presuppone un'analisi accurata della domanda marittima. Assumendo che tutte le variabili esogene per l'utilizzo del GNL siano soddisfatte (iscrivibilità nei registri nazionali delle navi, ingresso nei porti nazionali di navi alimentate a GNL, possibilità di effettuare bunkeraggio, ecc.) o favorevoli (differenziale di prezzo rispetto ai combustibili tradizionali, presenza di incentivi, ecc.) è possibile analizzare quali fattori più strettamente legati all'elemento nave possano

indirizzare la scelta verso la propulsione a GNL e conseguentemente definire con maggiore attendibilità i possibili scenari di evoluzione della domanda di questo tipo di combustibile.

5.10.3 Tipologia di traffico

I servizi di linea, soprattutto quelli point-to-point nei quali una nave scala a brevi intervalli il medesimo porto, sono avvantaggiati nell'utilizzo del GNL sempreché in almeno uno dei porti scalati questo sia disponibile. Anche la distanza tra i due porti influisce sulla preferenza del GNL perché incide sull'autonomia della nave e sulle scelte di dimensionamento dei serbatoi da installare a bordo.

Per lo stesso motivo risultano avvantaggiati anche i servizi svolti in ambito portuale (rimorchio e bunkeraggio in primis), sebbene probabilmente in misura ridotta, considerato che il loro utilizzo avviene di solito in modo meno continuativo.

I servizi di feeder contenitori, pur presentando le caratteristiche di un servizio di linea, possono presentare lo svantaggio legato ad un più alto grado di intercambiabilità delle navi impiegate in un determinato servizio. Le navi da carico, impiegate sui mercati a tempo o a viaggio, sono meno favorite considerata l'assoluta incertezza dei porti scalati, la impossibilità di pianificare le operazioni di bunkeraggio e le lunghe percorrenze.

5.10.4 Età della nave

In linea generale maggiore è l'età della nave più può essere preferibile la sua sostituzione rispetto ad operazioni di adeguamento alle nuove normative. Tale adeguamento può risultare peraltro poco conveniente, e/o tecnicamente difficile, in particolare nel caso di adeguamento delle motorizzazioni all'impiego del GNL.

5.10.5 Area di traffico

Anche l'area di traffico può contribuire a indirizzare o meno verso l'utilizzo del GNL. Una possibile discriminante può essere legata alla maggiore sensibilità sociale verso i livelli di emissioni nel caso, ad esempio, di porti o collegamenti prossimi ad aree densamente popolate o già sottoposte a livelli elevati di inquinamento da altre fonti (traffico stradale, industrie, ecc.).

Un ulteriore fattore legato all'area geografica è relativo ai traffici con paesi le cui norme in materia di GNL possono differire da quelle europee. Nei traffici di short sea shipping, e in particolare in quelli mediterranei, la flotta italiana riveste un ruolo di primo piano e la presenza di differenti quadri regolatori può avere un forte impatto sulla competitività dei vettori.

Quello che a priori è inoltre già ipotizzabile, è che la domanda di GNL per uso marittimo evolverà secondo due diversi scenari: uno di breve periodo ed uno di periodo medio-lungo. In queste due fasi le domande da soddisfare saranno probabilmente diverse non soltanto per volumi ma anche per le soluzioni tecniche e logistiche impiegabili.

La rete nazionale di distribuzione del gas naturale in Italia è capillare e non trova uguali in Europa, il che inciderà anche sulle dinamiche dei prezzi del GNL.

Nella prima fase, di breve periodo (fino al 2020), si può ipotizzare che la domanda di GNL sarà piuttosto limitata sia sotto il profilo quantitativo che sotto quello geografico, essendo legata a tipologie di traffico e iniziative armatoriali circoscritte. In questo senso, e tenuto conto delle considerazioni di cui sopra, in relazione ai diversi fattori che influenzano la scelta

del combustibile, tale domanda potrebbe interessare i servizi di linea passeggeri costieri nazionali, nazionali ed internazionali brevi (viste le già vigenti limitazioni sui tenori di zolfo contenuti nei combustibili tradizionali) e i servizi portuali. In tale prima fase, (fino al 2020) si può ipotizzare che la maggiore domanda si collocherà in aree a forte traffico passeggeri con breve percorrenza e con rotte e scali definiti (essendo la quantità di combustibile necessaria ridotta e il punto di rifornimento facilmente individuabile). In tale fase, si può ipotizzare l'ottimizzazione della collocazione dei punti di rifornimento di GNL con criteri e modalità che li rendano idonei a servire anche il traffico pesante su gomma che transita per lo scalo marittimo o nelle sue vicinanze.

Nella seconda fase, di medio-lungo periodo (dal 2020 in poi), è probabile che lo scenario sopra descritto si modifichi, anche se non totalmente, a seguito di dinamiche non più legate alla sola domanda nazionale e ad uno specifico tipo di navigazione. Ad esempio, potrebbero avere interesse al GNL le navi passeggeri e porta contenitori che operano regolarmente su tratte definite.

Da queste considerazioni scaturisce l'esigenza di prevedere, quantomeno in ambito marittimo-portuale, la predisposizione di procedure semplificate e rapide, nel pieno rispetto della sicurezza e dell'ambiente, per l'approvazione e la realizzazione di impianti di piccole dimensioni (che consentano l'avvio di buone pratiche, analogamente a quanto avvenuto negli anni passati in Nord Europa) e per l'approvazione degli adeguamenti delle infrastrutture esistenti (ad es. terminali di rigassificazione off-shore).

5.10.6 Proposte di reti nazionali

La rete di distribuzione del GNL nei porti deve necessariamente comprendere sia porti appartenenti alla rete centrale della TEN-T, sia porti esterni. Ciò al fine di rendere più omogenea la distribuzione sulle coste nazionali.

Sulla base di quanto ipotizzato al punto 5.10.5 e considerata l'impossibilità di munire ogni porto di un punto di rifornimento di grandi dimensioni, assume rilevanza la configurazione di una rete che tenga conto delle varie soluzioni intermodali di rifornimento delle navi, vale a dire "nave-nave", "terra-nave", "camion-nave" e imbarco sbarco di serbatoi mobili (portable tanks), senza tralasciare la mutua utilità e necessità della rete in questione nei confronti del settore dei trasporti terrestri.

Questo fa sì che sia necessario individuare una specifica area di azione attraverso la creazione di reti di dimensioni geografiche ridotte, che tengano conto della geomorfologia e dei flussi economici tipici del nostro paese. Tali reti, dotate di soluzioni basate su standard comuni, devono concorrere alla formazione di una rete nazionale che a sua volta possa interfacciarsi con il panorama internazionale del GNL. Una ipotesi di reti come sopra descritte è individuabile nelle tre macroaree: area mar Tirreno e mar Ligure, area mari del sud Italia, area mare Adriatico.

All'interno di queste aree si candidano naturalmente i porti sedi di Autorità portuali, con depositi di piccola o media capacità, ognuno dei quali deve essere fornito delle possibilità di approvvigionamento, stoccaggio, rifornimento per navi, distribuzione e rifornimento non navale.

In tale direzione, si può così ipotizzare una rete di distribuzione del GNL, che coinvolga i porti già inclusi nei corridoi della rete transeuropea dei trasporti ma anche gli altri porti sede di Autorità portuale, che non appartengono alla rete centrale TEN-T ma che offrono l'opportunità di completare adeguatamente la rete di rifornimento, come già detto, con punti

di deposito e rifornimento di piccole o medie dimensioni che possano eventualmente servire anche il trasporto pesante su strada, ove le circoscrizioni portuali e ed i raccordi stradali lo consentano. Va, altresì, ipotizzata l'individuazione di 2 o 3 siti portuali idonei per la realizzazione di depositi e rigassificatori al fine di creare, in previsione di un utilizzo importante e diffuso del GNL, strutture di distribuzione per i corridoi Tirrenico ed Adriatico nonché per la rotta da Suez a Gibilterra.

La valutazione dell'opportunità di inserire un porto nella rete di distribuzione del GNL (a prescindere dalla sua appartenenza alla rete centrale TEN-T) è fatta sulla base:

- della presenza o meno nel porto di servizi di stoccaggio e distribuzione di combustibili tradizionali siano essi finalizzati ai mezzi di trasporto o ad altro utilizzo
- della sostenibilità dello sviluppo delle necessarie infrastrutture per il GNL in termini di investimento economico, domanda prevista e prospettica, accessibilità per i mezzi di trasporto che fruirebbero della infrastruttura e disponibilità di spazi atti alle operazioni di bunkeraggio.

5.10.7 Stima della domanda di GNL per il trasporto navale

Per quanto riguarda il trasporto marittimo, rispetto al trasporto su strada, la sostituzione e/o l'adeguamento delle flotte navali sarà frenata dai più lunghi tempi di rinnovo delle navi e dal più complesso sistema logistico (adattamento banchine, depositi etc.) richiesto per il set-up del mercato.

Nel lungo termine, tuttavia, le normative ambientali internazionali (IMO-MARPOL) ed europee, e il minor costo atteso del GNL faranno da volano per il suo sviluppo in questo settore. A tale proposito utilizzando i dati provenienti dal progetto COSTA, che sono basati sulle seguenti considerazioni:

- trasporto marittimo effettuato da navi in servizio nel 2012, impiegate solo su tratte a breve raggio, tra porti "Core",
- assunzione come stima del 25% del valore massimo teorico potenziale di bunkeraggio nel 2025,
- metà rifornimento nel porto di partenza e l'altra metà nel porto di destinazione,

si è giunti ai valori riportati nella Tabella 4. È importante sottolineare che:

- i risultati sono comparabili perché le ipotesi utilizzate per ogni porto sono le stesse. (i risultati non devono essere considerati come valori assoluti oggettivi, dal momento che le ipotesi utilizzate rendono incerto il dato iniziale),
- i valori riportati si basano su dati provenienti da pubblico dominio.

Il 25% è stato scelto in virtù delle considerazioni riguardanti il mercato, l'età delle navi, la possibile presenza di nuove navi alimentate a GNL, ecc..

Inoltre, i porti "Core" sono stati raggruppati in tre gruppi, a seconda della posizione ed in base alla possibilità di rifornimento da terminali esistenti o previsti:

- Tirreno Settentrionale (rifornimento dal terminale di rigassificazione off-shore OLT FSRU Toscana e dal terminale di GNL Italia di Panigaglia): Genova, Livorno, La Spezia;

- Nord Adriatico (rifornimento dal terminale di Rovigo): Venezia, Ravenna, Ancona, Trieste;
- Mari del Sud Italia (rifornimento di combustibile da un terminale presunto nel Sud Italia): Napoli, Palermo, Bari, Gioia Tauro, Taranto.

Tabella 4: Dati provenienti dal progetto COSTA

CORE PORTS	Max theoretical value of LNG consumption m ³ /year	% Maximum Bunkering Potential	Potential LNG Bunkering Demand 2025 (m ³ /year)
GENOVA	1.295.803	25%	323.951
LIVORNO	816.237	25%	204.059
NAPOLI	700.786	25%	175.196
ANCONA	688.438	25%	172.109
PALERMO	654.691	25%	163.673
TRIESTE	622.262	25%	155.566
VENEZIA	584.914	25%	146.229
RAVENNA	502.535	25%	125.634
LA SPEZIA	365.464	25%	91.366
GIOIA TAURO	315.606	25%	78.901
BARI	152.418	25%	38.104
TARANTO	43.946	25%	10.987

Ulteriori analisi hanno affrontato il problema suddividendolo in due parti: una prima, relativa alla domanda potenziale aggregata a livello nazionale, utile a definire scenari di medio lungo periodo, ed una seconda, relativa ad alcuni trasporti marittimi specifici, utile a valutare le potenzialità dei mercati più promettenti sui quali puntare per lo sviluppo del GNL.

5.10.8 Ricadute economiche sulla cantieristica navale

E' del tutto evidente che una valutazione delle ricadute sulla cantieristica italiana derivanti dalla progressiva adozione del GNL come combustibile navale non può che essere riferita ad uno scenario teorico ed ipotetico, non essendo prevedibile direzione e velocità di evoluzione delle numerose variabili che condizionano il processo di cui trattasi.

In relazione a quanto sopra si può ragionevolmente assumere che la propensione dell'armamento ad investire nella propulsione e nelle tecnologie GNL sarà decisamente influenzata:

- dalla previsione che venga realizzata con tempistica certa, in ogni caso compatibile con l'entrata in vigore delle nuove norme, un'adeguata rete di infrastrutture di rifornimento;
- da un differenziale di prezzo fra MGO, HFO e GNL tale da consentire ritorni finanziari e tempi di recupero dell'investimento ritenuti accettabili;
- dalla remuneratività (attuale ed attesa) del business, elemento fondamentale per l'accesso al credito;
- dalla esistenza di adeguati incentivi.

Come già detto, in mancanza di riferimenti certi in merito ai punti di cui sopra, per una valutazione dell'impatto sull'industria italiana è stato necessario riferirsi in questa fase:

- a volumi “teorici” di domanda basati su scenari tanto ragionevoli/credibili quanto per definizione ipotetici,
- a parametri tecnici ed economici desunti dagli studi condotti in questi anni in merito ai costi dell'uptake del GNL,
- a moltiplicatori del reddito e dell'occupazione della navalmeccanica nazionale anch'essi desunti dalla letteratura in materia.

In tale quadro, il dimensionamento del mercato potenziale è stato effettuato prendendo a riferimento lo scenario “centrale” dello studio COSTA, che assume l'esistenza al 2030 di oltre 600 unità alimentate a GNL operanti nello “Short Sea Shipping” Europeo.

Nell'ambito di detto ipotetico mercato di riferimento, la cantieristica nazionale non potrà che focalizzare la propria offerta sulle tipologie di navi che maggiormente si prestano per essere alimentate a GNL, per le quali essa dispone di competenze tecnologiche di primo livello: ci si riferisce segnatamente ai ferries, ai mezzi di supporto offshore ed in genere alle unità da lavoro in mare, nonché alle unità di dimensioni medio-piccole per il bunkeraggio di GNL oltreché, naturalmente, alle navi da crociera e militari.

Con riferimento ai ferry, si sottolineano le opportunità collegate alla più volte segnalata obsolescenza delle unità operanti in Mediterraneo, in particolare della flotta greca e di quella di alcuni Paesi del nord-Africa, oltre a quelle più in generale offerte dall'armamento nord-europeo e nord-americano.

Alla luce di tali premesse ed assumendo prudenzialmente che la cantieristica nazionale possa acquisire il 10% dei volumi indicati dallo studio COSTA, ne deriverebbe un fabbisogno complessivo di 60 navi in 15 anni, pari a 4 navi in media per anno fra conversioni e nuove costruzioni.

E' opportuno considerare che il nostro Paese da una parte possiede la principale industria del trasporto marittimo a corto raggio in Europa, dall'altra dispone di un'industria cantieristica che si pone ai vertici mondiali nei segmenti di naviglio a maggiore complessità tecnologica .

Come tale, essa è perfettamente in grado di far fronte alla futura domanda di conversioni, di nuove navi a propulsione con GNL o “GNL-Ready” grazie alle competenze tecnologiche e all'esperienza di cui dispongono già oggi i cantieri navali nazionali, la relativa “supply-chain” e la filiera nazionale del criogenico.

Le tecnologie disponibili consentono inoltre tutta la gradualità necessaria per passare da una fase “Dual- Fuel” fino all'uso esclusivo del GNL, garantendo la flessibilità operativa necessaria a consentire la sostenibilità economico e finanziaria della soluzione metano liquido.

Esaminando l'attuale “orderbook” e la flotta di navi a propulsione GNL, emerge infatti che la grande maggioranza delle navi in questione fa capo a società armatoriali operanti in aree SECA o in paesi che comunque offrono una qualche forma di sostegno all'investimento nelle tecnologie del gas.

Con riferimento a quanto richiamato sopra relativamente alla necessità di prevedere strumenti che incentivino il rinnovamento della flotta, possono essere presi in considerazione molti strumenti sebbene sia opportuno sottolineare che tali misure non devono comportare:

- distorsioni della concorrenza;
- introduzione di nuovi limiti di età delle navi (a livello nazionale);
- obblighi per le imprese ad effettuare gli interventi incentivabili.

Come indicato da fonti autorevoli (CENSIS) il sostegno finanziario al settore marittimo portuale consentirebbe di attivare un circolo virtuoso che, grazie al rinnovamento della flotta ed alla realizzazione di nuove infrastrutture, avrebbe significative ricadute in termini di reddito e occupazione.

5.11 SICUREZZA DELLO STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE

5.11.1 Quadro di riferimento tecnico normativo

Nell'ambito della sicurezza, dello stoccaggio e della distribuzione del GNL sono rilevanti per lo sviluppo del GNL quale combustibile marino:

- i depositi e i serbatoi di stoccaggio installati nei porti o nelle loro immediate vicinanze dove tali depositi possano rifornire o essere riforniti da navi gasiere o unità di ridotto tonnellaggio quali bettoline;
- i relativi collegamenti, diversi dalle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, che consentono l'ingresso e l'uscita dai depositi/serbatoi di GNL fino all'utilizzo finale, quali i collegamenti tra i depositi nei porti e le navi/bettoline e i collegamenti diretti tra due o più depositi di GNL;
- i componenti e gli accessori necessari al deposito quali ad esempio valvole, strumenti di misura, raccordi flessibili, giunti e pompe.

Dal punto di vista degli standard di sicurezza, per garantire una crescita coerente del settore del GNL è necessario tener conto delle normative esistenti e individuare le loro eventuali implementazioni necessarie. E' necessario anche tener conto degli aspetti relativi alla formazione del personale.

Un quadro di riferimento tecnico e normativo chiaro e stabile nell'ambito della sicurezza dello stoccaggio e della distribuzione del GNL per i vari usi è fondamentale per garantire una crescita coerente ed uniforme del settore e va analizzato partendo dalle normative esistenti e dall'individuazione delle eventuali implementazioni necessarie.

Le tematiche correlate con la sicurezza delle installazioni del GNL sono legate alle caratteristiche del prodotto, all'osservanza della normativa tecnica e alla formazione del personale addetto.

Da ciò discende che gli aspetti di sicurezza legati al GNL sono quelli riconducibili ad un liquido criogenico e quelli riconducibili al gas naturale (in particolare potenziali rischi di incendio e/o esplosione) e sono intrinsecamente correlati alle caratteristiche chimico-fisiche del GNL e del GN e alle modalità di "conservazione" che permettono al GNL di essere stoccato allo stato liquido per essere utilizzato in un secondo tempo o tal quale oppure, dopo rigassificazione, come GN.

Per quanto riguarda le proprietà del GNL, sebbene il suo principale costituente sia il metano, nel valutarne il comportamento va considerato che il GNL non è metano puro e che quindi le sue proprietà variano in funzione della composizione del GNL stesso.

L'infiammabilità in aria del GNL varia durante l'evaporazione in funzione della composizione del prodotto di partenza e della differente velocità di evaporazione dei componenti la miscela. La composizione del GNL varia in funzione della composizione del GN da cui ha tratto origine e dai successivi processi di purificazione e liquefazione; va ricordato che, a sua volta, la composizione del GN di partenza varia in funzione della sua provenienza (area geografica di produzione).

Per quanto riguarda i limiti di infiammabilità, La Norma UNI EN 1160, la cui edizione vigente risale al 1998 (recepimento italiano dell'omologa norma EN del 1996, confermata nel 2011 dal CEN TC 282), riporta per il metano i tradizionali limiti di infiammabilità in aria, pari al 5% per il limite inferiore e al 15% per il limite superiore. La Tabella 6.1 riporta, per i principali composti presenti nel GNL, i limiti di infiammabilità (inferiore e superiore) per singolo componente estratti dalla Norma CEI-EN 61779-1 "Apparecchiature elettriche per la rilevazione e la misura di gas combustibili. Parte 1: Prescrizioni generali e metodi di prova", nella quale tali limiti vengono riportati quali indicativi per l'effettuazione delle prove specifiche relative alle apparecchiature elettriche per la rilevazione e la misura di gas combustibili (previste dalla norma medesima). Anche documenti elaborati dal CIG (Comitato Italiano Gas), quali le vigenti edizioni della Linea Guida 7 CIG "Classificazione delle dispersioni di gas" e della Linea Guida 16 CIG "Esecuzione delle ispezioni programmate e localizzate della dispersione sulla rete di distribuzione per gas con densità ≤ 0.8 e con densità >0.8 ", sono stati revisionati facendo riferimento ai limiti di infiammabilità riportati nella Norma CEI-EN 61779-1.

Tabella 5: Caratteristiche di infiammabilità (Norma CEI-EN 61779-1)

	Limite inferiore di infiammabilità (% volume)	Limite superiore di infiammabilità (% volume)	Flash Point	Temp.di ignizione
Metano	4,40	17,0		537
Etano	2,50	15,5		515
Propano	1,7	10,9	-104 gas	470
n-Butano	1,40	9,3	- 80 gas	372
i-Butano	1,3	9,8	gas	460
Pentano (miscela di isomeri)	1,40	7,8	-40	258

Il GNL si differenzia dal GPL (Gas di Petrolio Liquefatto) in quanto il GPL è una miscela di gas liquefatti che hanno una temperatura critica molto superiore alla temperatura ambiente e quindi possono essere liquefatti per compressione, raffreddamento o per compressione seguita da raffreddamento. Alla temperatura di 15 °C, in funzione della composizione della miscela stoccata, i GPL hanno tensioni di vapore tra 1.5 e 4 bar; i GPL sono stoccati in recipienti di acciaio al carbonio non coibentati con pressioni massime raggiungibili fino a 30 bar. Il comportamento di una nube di gas prodotta da GNL varia al variare della temperatura del gas evaporato dalla massa liquida. A temperature basse il gas ha densità maggiore dell'aria e permane in prossimità della pozza liquida ma all'aumentare della temperatura il gas diviene meno denso e più leggero dell'aria.

Le caratteristiche fisiche evidenziano grandi differenze tra GPL e GNL. Tali differenze si concretizzano in norme di sicurezza e di costruzione distinte (si vedano le nuove guide tecniche dei Vigili del Fuoco per gli stoccaggi di GNL) e in applicazioni complementari, con il GNL rivolto a taglie di utenza molto superiori rispetto al GPL: un esempio evidente è nell'ambito del trasporto stradale dove il GPL si indirizza all'alimentazione di veicoli leggeri mentre il GNL all'alimentazione di mezzi pesanti.

5.11.2 Fenomeni fisici associabili al GNL

Nella Norma UNI EN 1160 viene fatta menzione di tre particolari specifici fenomeni fisici, con differenti probabilità di accadimento, che possono essere ricondotti al GNL:

- Rollover: fenomeno per il quale grandi quantità di gas possono essere prodotte in un serbatoio di GNL in breve tempo. Il fenomeno è dovuto al formarsi nel serbatoio di due strati di GNL a densità diversa e ai relativi moti convettivi che si innescano tra detti strati. Tali moti causano una evaporazione del GNL e quindi un incremento della pressione nel serbatoio stesso che va tenuta in debita considerazione in fase di progetto del serbatoio.
- RPT (Rapida Transizione di Fase): quando due liquidi a temperatura differente vengono a contatto, possono generarsi reazioni esplosive in determinate circostanze. Questo fenomeno, chiamato rapida transizione di fase (RTP), può verificarsi quando vengono a contatto il GNL e l'acqua.
- Bleve: qualsiasi liquido al suo punto di ebollizione o ad esso prossimo e al di sopra di una certa pressione, evapora in modo estremamente rapido se rilasciato improvvisamente. Il fenomeno va considerato a livello di progetto delle valvole di sicurezza e del confinamento della perdita

Occorre tuttavia sottolineare che la corretta applicazione delle vigenti disposizioni legislative e delle norme tecniche di specie minimizzano molto la probabilità di accadimento di detti fenomeni sino a renderli pressoché trascurabili.

Per quanto riguarda la progettazione è inoltre importante segnalare che la maggior parte delle norme UNI EN e UNI ISO applicabili al settore criogenico escludono il GNL dal proprio campo di applicazione; quindi tali norme non possono essere applicate in similarità quando il fluido criogenico è il GNL, ma sono necessari ulteriori approfondimenti e aggiornamenti normativi. Esistono comunque molte norme tecniche dedicate specificamente al GNL che approfondiscono molti degli aspetti costruttivi e di sicurezza.

Uno degli aspetti tecnico/costruttivi particolarmente importante ai fini della sicurezza è la scelta dei materiali da utilizzare: nella Norma UNI EN 1160 viene dedicato un intero paragrafo ai materiali utilizzabili (vengono riportati degli elenchi non esaustivi) nell'industria del GNL in quanto "la maggior parte dei comuni materiali da costruzione si rompono, con frattura fragile, quando vengono esposti a bassissime temperature. In particolare, la tenacità a frattura dell'acciaio al carbonio è molto bassa alla temperatura tipica del GNL (-160 °C). Per i materiali utilizzati che sono a contatto con il GNL deve essere verificata la resistenza alla "frattura fragile".

5.12 FORMAZIONE, INFORMAZIONE, ADDESTRAMENTO DEL PERSONALE ADIBITO AL GNL

Da quanto già analizzato risulta evidente che un aspetto fondamentale per garantire la sicurezza delle attività associate al GNL è la diffusione di una corretta formazione,

informazione e addestramento del personale addetto all'esercizio e manutenzione dei depositi di GNL oltre che delle persone che utilizzano il GNL, per esempio come carburante.

Programmi formativi del personale addetto alla movimentazione del prodotto, per esempio addetti allo scarico del prodotto presso gli impianti di utenza, potrebbero rappresentare un utile strumento di conoscenza delle tematiche di sicurezza associate alle operazioni di travaso del prodotto con notevoli risvolti per la sicurezza delle operazioni. Tali programmi formativi dovrebbero affrontare le precauzioni generali per il corretto svolgimento delle operazioni di travaso e gli aspetti legati al comportamento del GNL in caso di fuoriuscita nonché le necessarie azioni per la gestione delle eventuali emergenze nelle fasi di trasferimento del prodotto. Infine, un'adeguata preparazione deve essere prevista per gli utenti che intendono utilizzare il GNL come carburante per i propri mezzi di trasporto e, in questo caso, ad essi dovrebbe essere indirizzata una formazione specifica sulle metodologie di rifornimento e sui comportamenti da adottare in caso di eventuale emergenza.

5.13 ACCETTABILITÀ SOCIALE DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

L'accettabilità sociale delle infrastrutture energetiche, sia di grandi che di piccole dimensioni, da parte delle comunità locali e dell'opinione pubblica, è uno dei fattori condizionanti la loro realizzazione. La Strategia Energetica Nazionale del marzo 2013 riconosce che questa dinamica condiziona in molti casi la realizzazione di interventi prioritari per le politiche energetiche ed ambientali, e che è necessario adottare le iniziative che possano prevenire e minimizzare i conflitti attorno sia alle politiche di sviluppo delle infrastrutture energetiche che durante i singoli procedimenti autorizzativi.

La capacità di comprendere, prevenire e interagire con le dinamiche di conflitto ambientale che si sviluppano intorno ai progetti di realizzazione di infrastrutture energetiche da parte dei diversi attori pubblici e privati, coinvolti, è un fattore cruciale ancora fortemente sottovalutato. Tale capacità chiama in causa il rapporto delle imprese con il territorio in cui operano e, in questa prospettiva, l'uso che viene fatto degli strumenti di comunicazione, informazione e partecipazione che in alcuni casi sono previsti nella normativa dei procedimenti autorizzativi.

L'attenzione all'uso preventivo degli strumenti di comunicazione, informazione e partecipazione anche quando non previsti dalle normative in materia di tutela ambientale e rischio industriale nei processi autorizzativi per le infrastrutture energetiche può costituire quindi un supporto di cui tenere conto anche nello sviluppo delle infrastrutture per la filiera del GNL per usi finali.

La principale tematica, già emersa nell'esperienza italiana, sotto il profilo dell'accettabilità sociale che caratterizza la filiera del GNL è quella del rischio incidentale in connessione alle dinamiche di conflitto ambientale relative ai procedimenti autorizzativi dei terminali di rigassificazione di GNL.

Ciò è collegato al fatto che il GNL, quando presente in quantità superiore alle 50 tonnellate, rientra tra le sostanze oggetto delle norme in materia di controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi a determinate sostanze pericolose. Appare utile evidenziare quindi che la quasi totalità degli impianti a servizio della distribuzione finale del GNL saranno costituiti da stoccaggi di capacità inferiore a tale limite.

E' quindi il tema del rischio incidentale nella catena logistica del GNL quello su cui è necessario concentrare l'attenzione nelle attività preventive di comunicazione, informazione

e partecipazione connesse alla realizzazione e alla gestione delle diverse tipologie di infrastrutture e mezzi interessati.

Gli aspetti della normativa UE su controllo del pericolo di incidenti rilevanti con sostanze pericolose sono stati significativamente rafforzati. Anche se riferiti solo ai grandi terminali GNL, sono molto rilevanti, in materia di accettabilità sociale, gli strumenti messi in campo dall'UE e dall'Italia per i progetti che ricadono tra i progetti di interesse comune (PCI) secondo il regolamento UE n. 347/2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee. Per i PCI la UE ha chiesto uno sforzo rilevante ai paesi membri per snellire e rafforzare i procedimenti autorizzativi di questa tipologia di infrastrutture energetiche.

Il Governo italiano ha dato adempimento a quanto previsto dall'art. 9 del Regolamento UE n. 347/2013 con la pubblicazione del Decreto Ministeriale 11 febbraio 2015 con il quale il Ministero dello sviluppo economico ha approvato il "Manuale delle procedure per il procedimento di rilascio delle autorizzazioni applicabili ai progetti di interesse comune". Il manuale recepisce tutti gli aspetti previsti dalla normativa e dagli orientamenti UE in materia di trasparenza e partecipazione del pubblico nei procedimenti autorizzativi dei PCI.

Le novità normative in materia di rischio industriale e procedimenti autorizzativi dei PCI inerenti la tematica dell'accettabilità sociale delle infrastrutture quindi non coinvolgono direttamente le tipologie prevalenti di impianti che dovranno essere realizzati per lo sviluppo della filiera degli usi finali del GNL ma costituiscono un riferimento utile anche come orientamenti e linee guida nella gestione delle problematiche di accettabilità sociale.

Nel caso dei piccoli e medi impianti di stoccaggio del GNL, non necessariamente dotati di funzioni di rigassificazione, il tema dell'accettabilità sociale deve essere quindi affrontato adeguatamente, fermo restando che il "track record" dell'incidentalità del GNL a livello globale, nei settori dove da anni è diffuso il trasporto e utilizzo del prodotto (molte navi gasiere per il trasporto del GNL utilizzano il boil-off gas per alimentare i motori principali della nave) è di assoluto primato per quasi totale assenza di eventi incidentali, come testimoniato dai più recenti studi che hanno raccolto evidenza su questo tema (studio DMA, North European LNG Infrastructure).

5.14 RUOLO DEGLI STRUMENTI DI INFORMAZIONE E PARTECIPAZIONE

Il primo passo per favorire la creazione delle migliori condizioni sotto il profilo dell'accettabilità per la realizzazione delle singole infrastrutture previste dalla strategia sull'utilizzo del GNL è stato quello di sottoporre al pubblico interessato i suoi obiettivi ed i suoi contenuti ad una fase di informazione, consultazione e partecipazione pubblica, preventiva alla sua definitiva approvazione. Nella prevenzione delle dinamiche di conflitto ambientale gli obiettivi degli strumenti di informazione e partecipazione da utilizzare nei procedimenti autorizzativi di singoli progetti sono:

- informare il pubblico interessato fin dalla fase ideativa
- comprendere prospettive, preoccupazioni, valori e conoscenze del pubblico interessato
- tenere conto delle indicazioni del pubblico interessato nel processo decisionale
- influenzare l'impostazione del progetto
- aumentare la fiducia del pubblico interessato
- migliorare la trasparenza e responsabilizzazione nella gestione del processo decisionale
- ridurre il conflitto.

Gli strumenti di informazione e partecipazione devono prevedere:

- un approccio il più possibile preventivo nell'attivazione degli strumenti e delle iniziative prima dell'attivazione formale del procedimento autorizzativo;
- un atteggiamento nell'uso degli obblighi di informazione e partecipazione che non sia burocratico e formalistico;
- un approccio condiviso da parte dell'impresa proponente e della pubblica amministrazione responsabile del procedimento autorizzativo, nell'uso degli strumenti di informazione e partecipazione.

Allo stato attuale le piccole e medie infrastrutture legate allo sviluppo della filiera del GNL ancora poco diffuse e conosciute, non costituiscono oggetto di dinamiche di conflitto ambientale come accaduto nel caso dei grandi terminali di approdo delle navi gasiere per lo stoccaggio e rigassificazione del GNL. L'obiettivo è quindi mettere in atto tutte le azioni che possano creare le migliori condizioni di accettabilità sociale nello sviluppo della filiera del GNL fornendo a tutti gli attori pubblici e privati strumenti e indirizzi utili sia a prevenire criticità legate a mancata informazione del pubblico interessato che alla gestione delle potenziali dinamiche di conflitto nella realizzazione di singole infrastrutture.

5.15 SITO WEB NAZIONALE PER L'INFORMAZIONE SULLA FILIERA DEL GNL

Il Ministero dello sviluppo economico attiverà un sito web dedicato alla informazione sulla filiera del GNL da configurare come hub unico informativo sia da parte delle articolazioni della pubblica amministrazione centrale e locale coinvolte, che delle imprese interessate. Il sito dovrà avere un'impostazione di divulgazione tecnico scientifica in modo da costituire uno strumento per la diffusione di una corretta informazione sul prodotto e sulle infrastrutture di stoccaggio e distribuzione. La definizione e lo sviluppo degli argomenti potrà essere condiviso con le Amministrazioni e con i settori industriali coinvolti, per il tramite delle associazioni di riferimento che potranno raccogliere le informazioni fornendo un quadro generale del settore.

Si indicano di seguito i principali contenuti del sito

- Illustrazione dei contenuti (obiettivi e strumenti) della strategia sull'utilizzo del GNL in Italia
- Materiale divulgativo di base sul GNL e sulle diverse articolazioni tecnologiche della filiera.
- Link ai siti e alle pagine web dedicate delle principali articolazioni istituzionali coinvolte nella filiera del GNL (VVFF, MATTM, MIT, Capitanerie di porto, Regioni, Stazione sperimentale combustibili)
- Raccolta di documenti inerenti la Legislazione (comunitaria e nazionale) e le disposizioni amministrative rilevanti per la filiera del GNL.
- Normative tecniche di riferimento per la filiera del GNL
- Documentazione sugli sviluppi della filiera del GNL in altri paesi a partire da quelli dell'UE
- Descrizione dei benefici ambientali

- Descrizione dei punti di forza del GNL
- Descrizione delle filiere di utilizzo
- Il sito dovrebbe fornire direttamente (o rendere accessibili tramite link) informazioni al pubblico interessato sulle tematiche di tutela ambientale e prevenzione del rischio di incidenti, evidenziando gli strumenti tecnici e gestionali che consentono di gestire le attività della distribuzione del GNL in sicurezza.
- Nel caso di impianti sottoposti a procedure autorizzative che prevedono obblighi informativi verso il pubblico interessato il sito dovrà rendere direttamente disponibile o accessibile (tramite link) la documentazione pubblica presente nei siti delle autorità competenti e delle imprese interessate.
- Nel caso di impianti sottoposti a procedure autorizzative che non prevedono obblighi informativi verso il pubblico interessato il sito può rendere disponibile degli schemi descrittivi generali di carattere divulgativo delle principali tipologie infrastrutturali (esempio il distributore di GNL per mezzi pesanti), delle specifiche problematiche di rischio, dei regimi autorizzativi specifici, e le specifiche misure di prevenzione richieste dalla normativa.
- Il sito può anche essere utilizzato come uno strumento per le Autorità competenti per fornire una risposta pubblica a quesiti ricevuti, con risposte preventivamente condivise in ambito di un coordinamento tecnico nazionale, anche con la presenza delle associazioni interessate.

5.16 ESAME DELLA CONTRATTUALISTICA ESISTENTE IN ALTRI PAESI

L'analisi della contrattualistica ad oggi presente negli altri Paesi (quali ad esempio Spagna, Belgio, Francia, Olanda) per i servizi Small Scale LNG fa emergere la necessità di favorire in modo organico lo sviluppo del nuovo segmento di business e dell'attuale quadro normativo. La scelta effettuata è che le modalità di offerta dei nuovi servizi di Small Scale LNG, in un quadro di competizione tra diverse scelte logistiche e di strutturazione della filiera non possano che essere effettuate senza vincoli di unbundling proprietario, così come già avviene per i carburanti tradizionali.

5.17 IMPIANTI DI LIQUEFAZIONE DI TAGLIA RIDOTTA

Tenuto conto della distribuzione capillare di gas naturale già esistente in Italia può assumere interesse in alcuni casi anche la soluzione basata su impianti di liquefazione di piccola (4.000 – 20.000 ton per anno) e media taglia (20.000 – 100.000 ton per anno) che siano progettati per rimuovere i componenti accessori del gas naturale ed elementi pesanti ad un livello tale da garantire la liquefazione del gas in modo sicuro. Le attuali tecnologie di liquefazione per questa tipologia di impianti hanno creato numerose opportunità nelle applicazioni sia off-shore che on-shore. A seconda della qualità del gas disponibile e della capacità dell'impianto, i diversi sistemi necessari alla liquefazione possono variare da caso a caso. Tra i vantaggi comuni ai diversi impianti si evidenziano in particolare la disponibilità ed affidabilità della tecnologia, la possibilità di funzionamento senza presidio e la modularità e facilità di ricollocazione.

5.18 UTILIZZO DEL GNL NELLA REGIONE SARDEGNA

Un progetto di elevata rilevanza per l'impiego del gas naturale liquefatto (GNL) può essere costituito dalla metanizzazione della Sardegna, tematica di grande interesse da parte della

Regione, tanto da essere inserita nel Piano energetico e ambientale sardo 2014-2020. Ciò anche a seguito delle difficoltà di realizzazione del progetto GALSI (gasdotto di collegamento dall'Algeria all'Italia via Sardegna e con approdo a Piombino) dovute sia alla riduzione delle esportazioni di gas naturale dall'Algeria che al suo elevato costo di realizzazione. Di conseguenza, vari operatori hanno proposto diversi progetti alternativi, alcuni dei quali presentati al Ministero dello sviluppo economico anche nell'ambito dei loro piani decennali di sviluppo delle reti del gas naturale.

Detti progetti, tra loro alternativi, sono:

Tubazione di collegamento sottomarina e dorsale sarda: il progetto utilizzerebbe in senso inverso il tracciato del progetto GALSI ricadente nel territorio italiano, ovvero senza la tratta Algeria – Sardegna, e, partendo dalla costa toscana (Piombino), approderebbe ad Olbia per poi proseguire fino a Cagliari attraverso una dorsale da realizzare lungo l'isola da Olbia a Cagliari; tale opera:

- si configurerebbe come un'estensione della rete nazionale di trasporto del gas naturale;
- richiederebbe un tempo di realizzazione di circa 4 anni dall'ottenimento dell'autorizzazione;
- sarebbe dimensionata per la potenziale domanda sarda massima stimata in circa 500 milioni di mc/anno;
- non necessiterebbe della realizzazione di una centrale di compressione del gas in quanto risulta sufficiente la pressione del punto di uscita dalla rete nazionale di trasporto di Piombino;
- presenterebbe un costo di realizzazione di circa 1 miliardo da ripartire sulla tariffa di trasporto nazionale della rete del gas naturale per una durata di 20 anni e con un onere stimato in circa 120 milioni di euro all'anno, su tutti i consumatori italiani;
- garantirebbe una sicurezza dell'approvvigionamento pari a quella della rete di trasporto nazionale del gas e un potenziale pari trattamento di prezzo del gas del consumatore domestico sardo rispetto agli altri consumatori nazionali finché continuerà l'attuale regime di tutela;
- permetterebbe una competitività delle forniture del gas naturale alle industrie sarde in quanto tutti i venditori potrebbero accedere al mercato del gas sardo;
- presenterebbe tuttavia lunghi tempi di realizzazione ed un alto costo in rapporto ai consumi di gas naturale previsti nell'isola.

Rigassificatore: consisterebbe nella costruzione di un impianto di rigassificazione di GNL di piccola taglia connesso alla dorsale interna all'isola da realizzare con un costo complessivo stimato in circa 800 milioni-un miliardo di euro; tale soluzione:

- presenterebbe tempi più rapidi di realizzazione rispetto all'opzione gasdotto, comunque dipendenti dalla soluzione tecnica adottata per la sua realizzazione (offshore o onshore);
- consentirebbe di applicare un procedimento autorizzativo già sperimentato per altri progetti;
- avrebbe tuttavia un costo simile alla realizzazione del gasdotto da Piombino;
- necessiterebbe di un soggetto privato per la sua realizzazione (nessun progetto è stato sinora presentato).

Vi sono tuttavia alcuni aspetti da tenere in conto in quanto:

- potrebbe suscitare opposizioni locali alla sua realizzazione (come già avvenuto per altri progetti);
- necessiterebbe del rilascio della “Third Part Access exemption” (ovvero dell’esenzione dall’accesso di terzi) e della dichiarazione della strategicità per ottenere un iter autorizzativo accelerato e il possibile trattamento regolatorio incentivante da parte dell’Autorità di regolazione, senza il quale la sua gestione non sarebbe economicamente sostenibile;
- richiederebbe una norma per stabilire un sistema compensativo (del tipo “bonus gas”) per i clienti domestici sardi al fine di compensare il potenziale maggior prezzo del GNL rispetto al metano importato via gasdotto

SSLNG: tale soluzione prevedrebbe la realizzazione di più depositi costieri, o basati su navi cisterna ormeggiate in siti idonei (ad es. Porto Torres, Cagliari e Oristano) necessari per la ricezione via nave del GNL, con approvvigionamento effettuato presso altri terminali di GNL spagnoli o francesi e, in futuro, anche nazionali; in tal caso si potrebbe procedere alla metanizzazione dell’isola in modo graduale partendo dalle aree di Cagliari e Sassari che sono quella a maggior consumo. In particolare nella zona di Cagliari il GNL rigassificato potrebbe essere immesso nelle esistenti reti di distribuzione cittadine alimentate ad aria propanata, mentre nelle altre aree ove non risulta economica la realizzazione di una rete di distribuzione (per la bassa densità di popolazione e/o per la conformazione sfavorevole del territorio) sarebbe in una prima fase possibile effettuare le forniture sin da subito mediante il trasporto del GNL su gomma tramite cisterne criogeniche, scaricandolo in appositi depositi ubicati in prossimità delle utenze civili e industriali nonché nelle cisterne dei punti vendita carburanti per la fornitura di GNL (ed eventualmente di CNG-gas naturale compresso) per uso autotrazione; in una seconda fase, ove conveniente, sarebbe possibile procedere alla realizzazione di una dorsale interna al fine di connettere i vari depositi alle reti di distribuzione cittadine esistenti e a quelle da sviluppare.

La soluzione del GNL a piccola scala, considerando anche le incertezze della domanda di gas che dipende dai prezzi che potrebbero essere praticati in Sardegna (i quali dovranno anche tener conto dei costi di trasporto sostenuti) appare la migliore per la metanizzazione dell’Isola in quanto:

- presenta un’elevata flessibilità data la modularità nella realizzazione delle infrastrutture adattabile alla crescita dei consumi;
- consente un graduale sviluppo della rete interna;
- ha tempi più rapidi di realizzazione;
- permette l’utilizzo del GNL anche per i trasporti navali e stradali e per il soddisfacimento dei fabbisogni industriali.

In particolare relativamente allo sviluppo del GNL in Sardegna si segnala l’interesse di diversi operatori e sono stati già presentati alcuni progetti di depositi costieri di GNL.

5.19 PREVISIONI DI MERCATO PER SMALL SCALE LNG AL 2020, 2025 E 2030

Sulla base di quanto illustrato nei capitoli precedenti, si riportano per ciascun settore considerato gli scenari previsti per il 2020, 2025, 2030 relativi allo sviluppo del mercato Small Scale LNG.

Le previsioni sono state formulate sulla base delle procedure autorizzative in corso e degli studi già eseguiti dagli operatori di settore.

Come si può notare dalla tabella il contributo a breve-medio termine del GNL sia per il trasporto su strada, sia per quello marittimo, appare significativo con un conseguente impatto positivo sull'inquinamento atmosferico.

Si riporta un glossario esplicativo di quanto indicato nella tabella in calce.

Tabella 6: Previsioni di installazioni per il 2020, 2025 e 2030

Applicazione	Previsioni 2020	Previsioni 2025	Previsioni 2030	Note
Impianti di stoccaggio (primari) di GNL presso terminali di rigassificazione e/o terminali di ricezione	3	4	5	depositi da 30.000-50.000 mc
Impianti di stoccaggio (secondari) di GNL	5	15	30	per una taglia da 1.500 mc liquidi fino a 10.000 mc liquidi
Impianti di rifornimento di metano integrati con GNL	2%	10%	800	
Mezzi di trasporto pesante su strada a GNL Veicoli nuovi		0	12-15% (ovvero 30.000 - 35.000 mezzi)	percentuale sul parco circolante sia mono fuel che dual fuel
Domanda di GNL per trasporto pesante (tonnellate/anno)	400.000	1.250.000	2.500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) - MIN			500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) - MAX			1.000.000	
Domanda di GNL nel mercato OFF-GRID (tonnellate/anno)			Industria: 1.000.000 - 2.000.000 Civile: 300.000 - 600.000	
domanda GNL bunker (tonnellate)		800.000	1.000.000	
Mezzi navali alimentati a GNL di nuova costruzione	2	20	35	
Conversione di mezzi navali alimentati a GNL	5	20	25	
Punti di carico per i veicoli cisterna di GNL	5	7	10	
Numero di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TENT-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti a GNL	3	5	7	
Punti di rifornimento del GNL per le navi che operano nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna	10	12	20	

Depositi Costieri

Nel 2020 si è previsto siano operativi solo i depositi relativi ai Terminali di rigassificazione di Panigaglia, Rovigo e Livorno (OLT).

Nel 2025 potrebbe entrare in esercizio un terminale di rigassificazione, nel Sud Italia, oppure potrebbe essere realizzato un terminale di ricezione.

Nel 2030 potrebbe entrare in esercizio un ulteriore terminale di rigassificazione o di ricezione.

Impianti di stoccaggio secondari

Si intendono impianti secondari sia costieri, sia interni.

Impianto di distribuzione (rifornimento) di metano integrati con GNL

Si tratta di impianti prevalentemente situati sulle strade statali principali a ridosso di svincoli autostradali, a causa delle problematiche poste dalle concessioni delle stazioni di servizio autostradali.

Mezzi di trasporto pesante su strada

Si è ipotizzata una prevalenza dei mezzi di trasporto nuovi rispetto a quelli di retrofit.

Domanda di GNL per autotrasporto

La domanda è stata calcolata in relazione al numero di veicoli previsto.

Penetrazione GNL nel mercato off-grid

E' stata prevista una ipotesi minima ed una massima, a seconda se il prezzo del petroli resterà attorno ai 30 \$/barile, o se risalirà a circa 100 \$/barile. Il mercato off grid considerato comprende sia i consumi industriali, sia quelli relativi ai mezzi di trasporto, sia gli usi civili.

Mezzi navali a GNL

Sono state indicate separatamente le previsioni relative a realizzazioni di nuovi mezzi navali e a conversioni di mezzi esistenti.

I dati riportati, qualora non sia indicato un range di variabilità, si riferiscono al caso il cui il prezzo del petrolio rimanga pari a circa 30 \$/barile, nel caso risalga a 100 \$/barile le previsioni potrebbero aumentare del 50/100%.

Punti di carico per i veicoli cisterna di GNL

Verosimilmente ogni terminale di rigassificazione, di ricezione o di stoccaggio secondario disporrà di un punto di carico per i veicoli cisterna a GNL, fatta eccezione per gli impianti offshore. Quindi coerentemente con le ipotesi presentate in tabella, si ipotizza che degli 8 impianti di stoccaggio primari e secondari al 2020, solo 5 disporranno del punto di carico, 7 su 19 al 2025 e 10 su 35 al 2030.

Numero di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TEN-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti a GNL

Si noti che attualmente i primi impianti di distribuzione di GNL, nati su iniziativa privata senza una programmazione concertata, non ricadono lungo i corridoi TEN-T. Inoltre le difficoltà inerenti le concessioni delle stazioni di servizio autostradali sembrano pregiudicare lo sviluppo di punti di rifornimento che non costringano ad uscire dalla autostrada. D'altronde, 5 impianti ben posizionati potrebbero soddisfare il requisito minimo UE dei 400 km. In sintesi si propone di ipotizzare 3 impianti nel 2020, 5 impianti nel 2025 e 7 impianti nel 2030.

Punti di rifornimento del GNL per le navi che operano nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna

Probabilmente, ogni impianto di stoccaggio costiero, primario o secondario, si doterà di un punto di rifornimento di GNL per navi. A questi si potranno aggiungere i porti che vorranno

dotarsi di una berrolina GNL in grado di rifornire le navi, per poi approvvigionarsi in un impianto di stoccaggio vicino. Al 2020, se si ipotizzano 3 depositi costieri e 5 impianti di stoccaggio secondari, di cui ipoteticamente la metà interni, si arriva a circa 5 punti di rifornimento costieri. Aggiungendo i porti serviti da berroline e gli eventuali punti di rifornimento lungo le vie d'acqua interne si può arrivare a 10. Tenendo conto che i porti Core sono 14 e che alcuni altri porti potranno essere interessati all'opportunità per dimensioni o per tipo di traffico (Es. Messina), si possono ipotizzare 12 porti al 2025 e 20 al 2030.

6 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'

La differenza principale tra un veicolo a GNC e a GNL si rileva nel sistema di stoccaggio in fase liquida e nel dispositivo di vaporizzazione del combustibile.

Le principali tecnologie motoristiche presenti sul mercato si differenziano per il tipo di ciclo termodinamico (Otto con accensione comandata e Diesel con accensione per compressione), per il tasso di sostituzione del diesel (100% per i mono-fuel, 40-95% per i dual-fuel) e per il tipo di iniezione (diretta in camera di combustione o indiretta sul collettore di aspirazione).

La tecnologia di stoccaggio del GNL si differenzia essenzialmente per la presenza o meno di un elemento pompante.

L'utilizzo di serbatoi con pompa criogenica permette coefficienti di riempimento maggiori (gas naturale liquefatto sottoraffreddato e quindi a maggiore densità) ed è solitamente in combinazione con motori ad iniezione diretta per i quali viene richiesto il combustibile ad alta pressione.

Lo svantaggio è legato principalmente ai costi maggiori e alla necessità di manutenzione della pompa.

I serbatoi passivi che lavorano grazie alla pressione di equilibrio del GNL con il suo vapore saturo presentano maggiore semplicità costruttiva e sono solitamente in combinazione con motori ad iniezione indiretta sul collettore di aspirazione sia mono-fuel che dual-fuel. Il serbatoio criogenico dispone di valvole automatiche che permettono di prelevare il combustibile sia in fase gassosa che liquida in modo da mantenere la pressione ad un livello ottimale ed evitare lo scarico di sicurezza del vapore in atmosfera (venting). Un vaporizzatore riscaldato dall'acqua di raffreddamento del motore consente il passaggio di fase da liquido a gas, alla pressione di alimentazione del motore stabilita. Il gas è iniettato nel collettore d'aspirazione a una pressione di 4-9 bar. Tale valore corrisponde a una temperatura di stoccaggio nel serbatoio di -130 -140°C.

I motori, indipendentemente dal tipo di stoccaggio del GN o bio-metano, sono alimentati da combustibile in fase gassosa.

Per il rispetto dei limiti EURO VI i motori diesel necessitano di un filtro anti-particolato (FAP) e un catalizzatore de-NOx SCR (Selective Catalytic Reduction) con l'additivazione dei gas di scarico con urea e quindi un serbatoio supplementare e un sistema di dosaggio urea a valle del FAP. Nonostante la maggiore complessità del sistema di trattamento dei gas di scarico, l'efficienza di un motore a gasolio risulta comunque maggiore di quella di un motore a GN ad accensione comandata.

L'alimentazione a GN riduce drasticamente la tossicità dei gas di scarico e il contributo all'effetto serra (tank-to-wheel) nonostante il minore rendimento del motore sia per il gas di origine fossile che per il bio-metano in fase gassosa o liquida. I valori delle emissioni di ossidi d'azoto (NOx) e particolato (PM) riscontrati con alimentazione stechiometrica e convertitore catalitico trivalente sono molto contenuti, permettendo di rispettare i limiti EURO VI con ampio margine.

6.1 MERCATO POTENZIALE DEL GNL E RELATIVI IMPATTI

Un modello di simulazione denominato DSS "T-Road Europe" è stato elaborato da Iveco-CSST per quantificare le percorrenze che potranno essere svolte con veicoli a GNL nella rete stradale italiana, con orizzonte temporale al 2020, tenendo conto dei principali fabbisogni

commerciali e di scambio merci (struttura della domanda) e partendo da alcuni presupposti programmatici in materia di impianti e infrastrutture (struttura dell'offerta).

Con una specifica simulazione dei traffici merci nazionali al 2013, si è implementato lo scenario di mercato ritenuto più credibile per il trasporto merci stradale italiano operabile con veicoli GNL ("*GNL Best Case Scenario*").

La struttura metodologica del modello consente anche di stimare il possibile beneficio, in termini di minori emissioni (CO₂, NO_x, PM), a cui si perverrebbe nello scenario operativo simulato. La valutazione si basa sul confronto tra uno scenario di movimentazione tutto-diesel ("*Business as Usual Scenario*") e lo scenario operativo con parco GNL ("*GNL Best Case Scenario*").

Il modello sviluppato per definire il mercato potenziale del trasporto merci stradale con GNL si fonda su alcune ipotesi, che rappresentano il background logico su cui poggia l'elaborazione. Si sono considerati i principali parametri funzionali di riferimento:

- una rete di primo livello delle aree di rifornimento GNL presso i principali porti e interporti e anche nei principali snodi e confini di Stato autostradali, ad esempio sul confine italo austriaco di Tarvisio (Udine); (Figura 3);
- una rete stradale che comprende la viabilità primaria nazionale e i collegamenti di adduzione per interporti e a porti;
- i traffici di riferimento composti dai veicoli merci utilizzati maggiormente per la lunga percorrenza (assimilabili ai veicoli con PTT >11 ton), alimentabili con la tecnologia GNL;
- un'autonomia dei veicoli commerciali pesanti alimentati a GNL pari a 600 Km;
- un indice di carico medio pari a 15 ton per veicolo, finalizzato al calcolo delle ton x km trasportate;
- una domanda potenziale rappresentata dai viaggi aventi per origine e destinazione località non più distanti di 20 km rispetto alle aree di rifornimento GNL più vicine, presupponendo che un autotrasportatore troverà conveniente utilizzare il mezzo a GNL solo se dovrà coprire un percorso specifico per il rifornimento pari a meno di 40 km (20+20 Km a un criterio di selezione dei viaggi interessati mediante calcolo del «raggio di adduzione variabile» per ciascun viaggio, al fine di selezionare ciascun viaggio avente origine-destinazione presso località (centroidi) distanti non oltre 20 Km dall'area di rifornimento GNL più vicina;
- inclusione nella domanda potenziale dei viaggi che prevedono lungo il percorso – tra origine e destinazione - la presenza di aree di rifornimento GNL non più distanti di 5 Km, in grado di assicurare un rifornimento intermedio durante il viaggio.



Figura 3: Localizzazione Porti ed Interporti

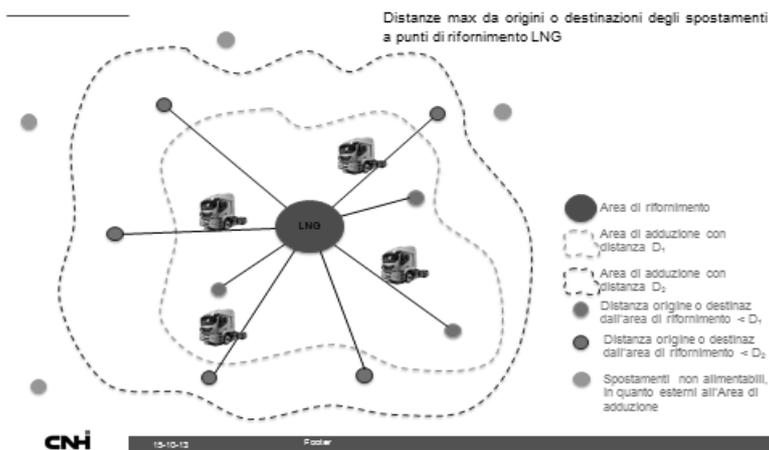
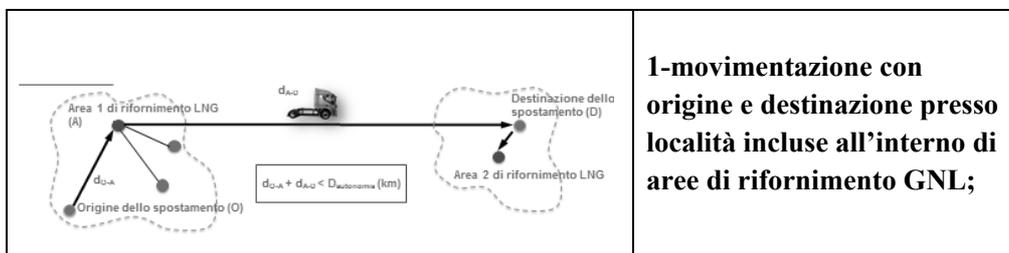


Figura 4: Schema delle Aree di Adduzione



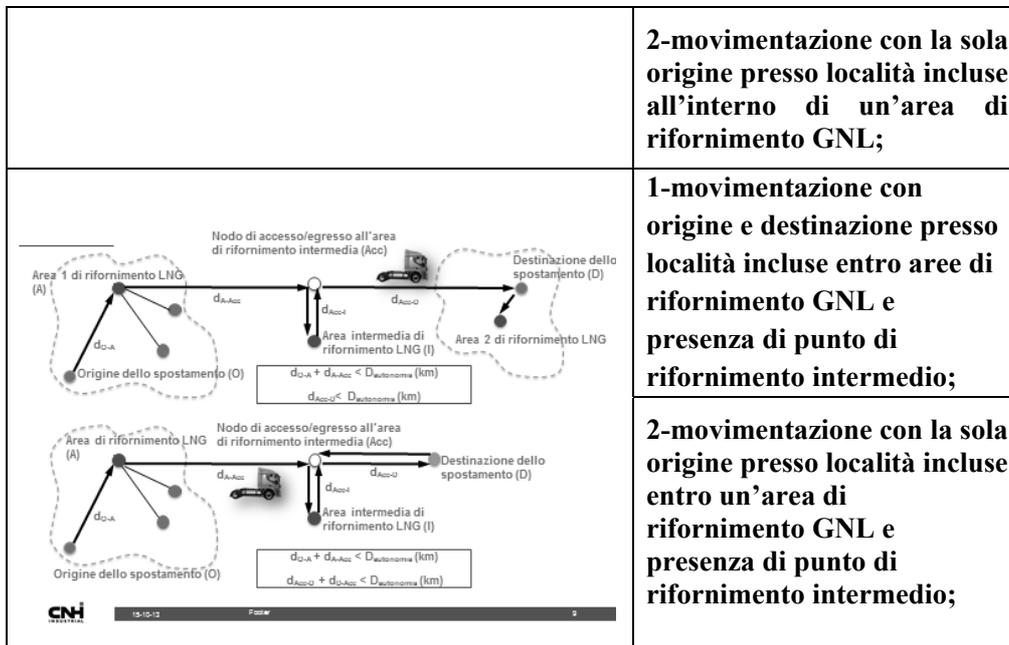


Figura 5: Schemi movimentazione

Il modello ha assegnato i 4 tipi di spostamento alla rete primaria nazionale, selezionando i traffici esercitabili con mezzi alimentabili a GNL e identificando il mercato potenziale del trasporto stradale merci con GNL (Fonte CNH).

6.2 RISULTATI

Il modello ha quantificato e localizzato gli spostamenti esercitabili con mezzi GNL, con due unità di misura standard: *numero di spostamenti da origine a destinazione (OD)*; *ton x km trasportate*.

Sulla rete stradale primaria italiana si effettuano 311.300 viaggi/giorno per movimentazioni merci. L'elaborazione indica un mercato potenziale del trasporto con mezzi a GNL pari a ~75.800 viaggi/ giorno.

Circa un quarto degli spostamenti quindi, può essere effettuato con mezzi a GNL. Tra questi, oltre 50.000 sono spostamenti andata/ritorno che si avvalgono di un solo punto di rifornimento, usato all'inizio del viaggio. Ciò significa che gran parte degli spostamenti identificati si svolgono entro 300-400 km (Figura 6).

Spostamenti						
	OD<100km	OD tra 100 e 200 km	OD tra 200 e 400 km	OD tra 400 e 600 km	OD >600 km	Totale
OD Dirette	2.381 (3,1%)	6.628 (7,3%)	8.233 (10,8%)	1.188 (1,6%)		17.288 (22,8%)
OD A/R	22.743 (30,0%)	18.821 (24,8%)	7.708 (10,2%)			48.271 (65,0%)
OD con rifornimento			3.060 (4,0%)	2.314 (3,1%)	3.869 (5,1%)	9.223 (12,2%)
TOTALE	25.104 (33,1%)	24.848 (32,1%)	18.990 (25,1%)	3.433 (4,6%)	3.869 (5,1%)	75.783 (100,0%)

Figura 6: Individuazione del mercato potenziale – Principali risultati

Le movimentazioni che si possono effettuare con mezzi a GNL riguardano circa 235 milioni di ton x km, pari al 32% delle movimentazioni totali attualmente presenti sulla rete stradale italiana (Fonte CNH).

6.3 BENEFICI AMBIENTALI

Le elaborazioni per stimare le minori emissioni dall'utilizzo del mezzo GNL per le missioni di trasporto merci di lunga percorrenza sono state effettuate su uno scenario 2025, presupponendo un definito assetto del parco circolante sulla rete nazionale, per i mezzi con PTT ≥ 18 ton:

Tabella 7: Composizione del parco ≥ 18 ton – scenario 2025

Parco solo diesel		Parco con quota GNL (sostituzione Euro IV)	
Euro IV	25,9%	Euro IV	17,9%
Euro V	32,3%	Euro V	32,3%
Euro VI	41,8%	Euro VI	41,8%
GNL	0%	GNL	8,0%

E' stata effettuata quindi un'assegnazione modellistica comparata sulle emissioni complessive del traffico merci riconducibile a questa tipologia di mezzi.

Questa scelta di metodo consente la stima più credibile e corretta, in quanto tiene conto di tutte le condizioni operative del sistema, a partire da un'evoluzione logica e verosimile della struttura del parco circolante.

Tabella 8: Composizione del parco ≥ 18 ton – scenario 2025

	Parco solo diesel	Parco con quota GNL (sostituz. Euro IV)	Diff %
CO ₂	1.561 ton	1.500 ton	-3,9
NO _x	5.289 kg	4.900 kg	-7,2
PM	120 kg	88 kg	-26,1

Il risultato evidenzia il notevole contributo che l'immissione nel sistema dei mezzi GNL può fornire per le strategie di riduzione delle emissioni, con forti vantaggi per tutte le tipologie di inquinanti e gas serra, in particolare per le emissioni di PM e polveri sottili.

Questi vantaggi sono messi ancor più in luce se si esegue un'assegnazione comparativa per una sola missione-tipo. Estrapolando tra le migliaia di spostamenti origine-destinazione che compongono il modello la singola OD di 490 km Genova Porto – Roma Nord (via centro merci di Prato + Interporto di Orte), i benefici conseguibili sono indicati in Figura 7.

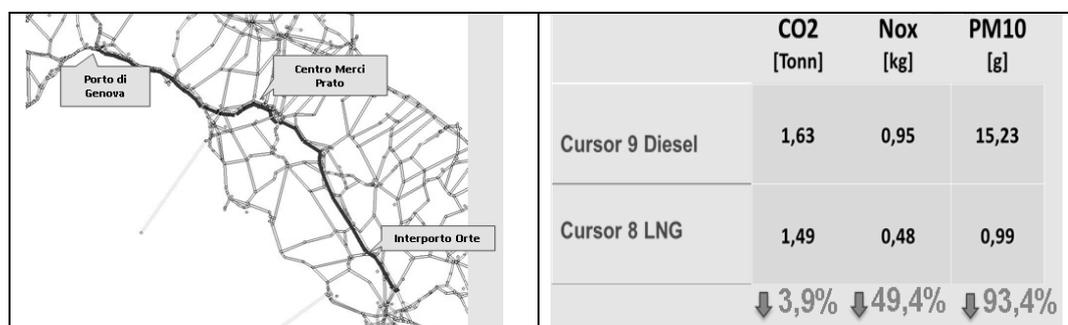


Figura 7: Schema Benefici Viaggio Genova-Roma

La domanda di gas del settore trasporti è, ad oggi, costituita principalmente da GNC per autotrazione. Tale domanda è attesa svilupparsi rapidamente nel prossimo decennio come GNL per autotrazione pesante e bunkeraggi. Sulla base delle ipotesi qui di seguito elencate si formula una previsione di eventuale scenario:

- un differenziale di prezzo della materia prima sufficientemente ampio e in allargamento tra gas e prodotti oil lungo l'arco di tempo considerato (2016-30);
- un regime fiscale che mantenga, almeno nelle fasi di sviluppo del mercato, una certa convenienza alla sostituzione di veicoli a benzina/diesel con GNC-GNL;
- un miglioramento delle tecnologie motoristiche a metano e, di conseguenza, maggiore disponibilità di veicoli sul mercato e riduzione degli extracosti dei nuovi veicoli;
- una modifica dei consumi di diesel pari a circa il 15% del totale trasporto pesante su strada al 2030 (poco al di sopra dell'1% al 2020);
- complessivamente il gas naturale è atteso soddisfare al 2030 oltre il 10% dei consumi totali di energia del settore trasporti in Italia (vs 2% oggi).

In termini di potenziale massimo a regime, il GNL potrebbe soddisfare fino al 20% della domanda italiana di energia per i trasporti. Un'infrastruttura in grado di supportare il massimo potenziale di penetrazione del GNL nelle applicazioni downstream è fortemente "capital intensive", pertanto il suo sviluppo richiede la soddisfazione di 4 fattori abilitanti:

- un quadro regolatorio definito e favorevole;
- la disponibilità di GNL in Italia;
- la convenienza relativa del GNL sulle alternative oil;
- disponibilità di una gamma completa di veicoli GNL a prezzi competitivi.

7 ALTRI USI INDUSTRIALI

7.1 QUADRO DELLA DOMANDA ENERGETICA DEI MERCATI OFF-GRID E POTENZIALE DI PENETRAZIONE DEL GNL

Il GNL rappresenta un nuovo vettore energetico disponibile per rispondere alle esigenze energetiche delle utenze non raggiunte dalla rete di distribuzione del gas naturale. Il settore dell'industria risulta essere quello di maggiore attrattiva per il GNL; l'industria ha rappresentato in Italia, nel 2014, circa il 23% dei consumi energetici a fronte del 37% coperto dai consumi domestici e del terziario ed il 32% del settore dei servizi e dei trasporti.

In questo paragrafo si forniscono indicazioni numeriche relative ai consumi di energia nei settori individuati nell'introduzione, specificando le possibilità di penetrazione del GNL anche in funzione di diversi scenari di approvvigionamento ipotizzabili in futuro, proiettando le valutazioni a due scadenze temporali di medio e lungo termine. E' evidente, in queste valutazioni, il valore rappresentato dalla disponibilità di prodotto sul territorio nazionale ed è funzionale alla completezza della disamina l'individuazione di massima della taglia e della localizzazione di siti specificamente dedicati allo stoccaggio ed alla successiva distribuzione del GNL.

Considerata l'attuale capacità di approvvigionamento, la penetrazione nel mercato domestico e nel terziario appare, in questa fase, poco attraente per il GNL nel caso di utenze di piccola e media taglia. Il suo impiego in tale settore risulta condizionato dalle esigenze fisiche del prodotto che ne limitano molto l'uso in utenze che non hanno consumi continui nel tempo e, comunque, consistenti nei volumi.

La penetrazione del GNL nel mercato domestico potrebbe essere favorita nelle aree urbanizzate non collegate alla rete del metano.

Particolare situazione è quella rappresentata dalla Sardegna dove, anche a seguito del rinvio del progetto di metanizzazione attraverso il gasdotto dall'Algeria GALSI, le caratteristiche intrinseche del GNL potrebbero offrire una soluzione ambientalmente meno impattante per le attività industriali che impiegano combustibili non gassosi ed una opportunità per differenziare le fonti energetiche per le reti di distribuzione del gas che alimentano grandi agglomerati urbani.

Il GNL potrebbe anche essere utilizzato per alimentare stazioni di servizio che non possono essere allacciate alla rete del metano. L'ampliamento del numero di stazioni di servizio che erogano metano (L-CNG) in aree densamente urbanizzate (es. Roma, Milano, Napoli, Torino) grazie alla disponibilità di GNL, potrebbe favorire la diffusione di autovetture con questa alimentazione, unitamente alla conferma degli incentivi già previsti a livello nazionale e regionale. Si stima che almeno il 10% delle nuove stazioni di servizio CNG che verranno realizzate nei prossimi anni in aree urbane ed extraurbane potrebbe essere alimentato da auto-cisterna criogenica anziché da metanodotto, in modo da consentire l'erogazione di GNL allo stato liquido e/o gassoso.

Il mercato altri usi industriali (off-grid), che in Italia vale oggi circa 8 Mtep, è a sua volta suddiviso tra combustibili solidi che rappresentano circa il 50% del consumo totale, combustibili liquidi che rappresentano circa il 40% del consumo totale e combustibili gassosi, escluso il gas naturale, che coprono il restante 10%.

I vantaggi ambientali dell'impiego dei combustibili gassosi rispetto a quelli solidi e liquidi, uniti alle spinte delle politiche comunitarie verso la decarbonizzazione dell'Europa possono rappresentare importanti driver per lo sviluppo dell'impiego di GNL nelle utenze industriali. Lo sviluppo delle attività nel settore dell'energia rappresenta un potenziale volano di ripresa economica che può muovere ingenti investimenti e consentire di costruire futuri risparmi oltre ad essere, in generale, portatore di innovazione e indotto.

In un orizzonte temporale di lungo termine (2030) prospettive di penetrazione del 20% del GNL nel mercato appena descritto rappresentano un obiettivo realistico, il cui raggiungimento deve essere supportato da soluzioni concrete per la nascita di infrastrutture logistiche capaci di rispondere in modo efficace ed economicamente sostenibile alle richieste energetiche del settore. Dalla distribuzione dei consumi appare evidente la necessità di predisporre, anche per gli impieghi off-grid del GNL, una struttura distributiva che assicuri una disponibilità omogenea del prodotto sul nostro territorio con infrastrutture di stoccaggio capaci di soddisfare una richiesta che può essere quantificata, per le diverse applicazioni off-grid, in circa 3,5 milioni di metri cubi di GNL.

7.2 PREVISIONI DI PENETRAZIONE DEL GNL OFF-GRID

Le previsioni di penetrazione del GNL nel mercato maturo delle utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale in Italia pongono come obiettivo di consumi a lungo termine, ovvero al 2030, circa 1 milione di tonnellate annue di GNL consumati dalle utenze industriali, da 0,5 ad 1 milione di tonnellate consumati dalle utenze della distribuzione di L-CNG ad uso autotrazione, e circa 0,3 milione di tonnellate consumate dalle utenze civili off grid. Il consumo totale ipotizzabile per le utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale si posiziona tra 1,8 e 2,3 milione di tonnellate di GNL.

La distribuzione dei consumi attuali fa prevedere, per i consumi industriali, una maggiore richiesta da parte delle regioni del nord ovest e del sud, in particolare le due isole maggiori, tuttavia tali prospettive potrebbero essere modificate qualora, sulla scia delle politiche comunitarie volte alla riduzione dell'inquinamento atmosferico, fossero messe in atto politiche di miglioramento dei parametri della qualità dell'aria che vedrebbero nelle naturali caratteristiche del GNL uno strumento importante di spinta alla riduzione dei maggiori inquinanti atmosferici. Per i consumi di L-CNG essi potrebbero essere distribuiti in modo abbastanza omogeneo sul territorio nazionale qualora le infrastrutture di distribuzione raggiungessero una adeguata capillarità sulla rete autostradale e nei maggiori centri abitati.

8 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO

In accordo con il punto (10) delle considerazioni iniziali e l'articolo 3, comma 1 della Direttiva, laddove la continuità extraterritoriale dell'infrastruttura ovvero la realizzazione di una nuova infrastruttura in prossimità di confini lo richieda, sarebbe opportuno collaborare con gli Stati Membri limitrofi coinvolti al fine di garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura per i combustibili alternativi.

Al fine di valutare la necessità di detta continuità transfrontaliera, ai sensi dell'articolo 6, commi 1, 2, 4 e 6 della Direttiva, particolare attenzione potrà essere data ai punti di rifornimento lungo i collegamenti stradali transfrontalieri.

La valutazione della necessità e delle eventuali modalità da adottare per garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura così come l'eventuale sviluppo di progetti pilota e/o progetti infrastrutturali potrebbe essere fatta tenendo in considerazione, per quanto pratico ed applicabile, anche i risultati dei progetti europei di collaborazione transfrontaliera conclusi o in itinere quali, a titolo d'esempio, quelli co-finanziati a valere sui bandi TEN-T ovvero CEF, una lista non esaustiva dei quali è fornita nel seguito:

Tabella 9: Iniziative UE per la sperimentazione e la diffusione del GNL per il trasporto

TITOLO	IDENTIFICATIVO	INIZIO	FINE	P= pilota S= studio L=Lavori
COSTA	2011-EU-21007-S	02/2012	04/2014	S
LNG RotterdamGothenburg	2012-EU-21003-P	01/2012	12/2015	L
Costa II East – Poseidon Med	2013-EU-21019-S	12/2013	12/2015	S
Greencranes: green technologies and eco- efficient alternatives for cranes & operation at port container terminals	2011-EU-92151-S	08/2012	05/2014	S/P
Poseidon Med II	2014-EU-TM-0673-S	06/2015	12/2020	S
CORE LNGas hive - Core Network Corridors and Liquefied Natural Gas	2014-EU-TM-0732-S	01/2014	12/2020	L/S
Sustainable LNG Operations for Ports and Shipping - Innovative Pilot Actions (GAINN4MOS)	2014-EU-TM-0698-M	01/2015	09/2019	S/L
Connect2LNG	2014-EU-TM-0630-S	10/2015	09/2018	P/S
GAINN4CORE	2014-IT-TM-0450-S	6/2015	09/2019	P/S
Small-scale liquefaction and supply facility for Liquefied Biogas as alternative fuel for the transport sector	2014-EU-TM-0503-S	06/2014	06/2019	P/S
LNG Masterplan for Rhine-Main-Danube	2012-EU-18067-S	1/2013	12 /2015	P/S

9 DEFINIZIONI

Caricamento di navi bunker: caricamento di GNL su navi bunker che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL oppure depositi di bunkeraggio

CNG ovvero Compressed Natural Gas: il Gas naturale compresso (sigla GNC in italiano) è gas naturale compresso ad una pressione di 200-250 bar. E' utilizzato nelle vetture bi-fuel (benzina/ GNC)

Colonna di assorbimento: per assorbimento si intende il trasferimento delle componenti componenti di una miscela gassosa dalla loro fase di gas verso una fase liquida. L'apparecchiatura chimica destinata allo svolgimento dell'operazione di assorbimento gas-liquido è detta colonna di assorbimento (o torre di assorbimento).

Gas di Boil-Off (BOG): è il gas formatosi dalla evaporazione del GNL

Impianto Peak Shaving: impianto destinato allo stoccaggio di gas (GNL) utilizzato per soddisfare il picco di domanda

Indice di Wobbe: è il principale indice dell'intercambiabilità del gas naturale a parità di pressione. E' definito come il rapporto fra il potere calorifico superiore di un gas (PCS) e la radice quadrata della sua densità relativa rispetto alla densità dell'aria in condizioni standard (ρ).

$$IW = PCS / \sqrt{\rho}$$

ISO container: attrezzatura specifica del trasporto intermodale, cioè basato su più mezzi di trasporto (camion, navi e treni). Il container ISO (International Organization for Standardization) è un container le cui misure sono state stabilite in sede internazionale nel 1967 (Larghezza di 244 cm, altezza di 259 cm e lunghezze di 610 o 1220 cm).

L-GNC gas compresso ottenuto per rigassificazione da GNL

Parabordi, bricole e ganci a scocco: Protezioni in PVC per le barche, è una struttura formata da due o più grossi pali di legno legati tra di loro e posti in acqua, utilizzata per indicare le vie d'acqua e collettore di alimentazione (manifold): condotta che trasporta il GNL dalla nave all'impianto pompe criogeniche di rilancio: pompe che mantengono il gas condensato e lo spingono dall'impianto alla nave.

Potere Calorifico Superiore: è la quantità di calore che si rende disponibile per effetto della combustione completa, a pressione costante della massa unitaria del combustibile, quando i prodotti della combustione siano riportati alla temperatura iniziale del combustibile e del comburente.

Rail Loading: caricamento di vagoni-cisterna ferroviari con GNL

Re-loading: trasferimento di GNL dai serbatoi (presso il terminale di rigassificazione) in navi metaniere

Reach stachers: veicoli usati per la movimentazione di container intermodali

Roll-on/Roll-Off (anche detto Ro-Ro): termine inglese per indicare una nave traghetto vera e propria, progettata e costruita per il trasporto con modalità imbarco e sbarco dei veicoli gommati (sulle proprie ruote) e di carichi, disposti su pianali o in contenitori, caricati e scaricati per mezzo di veicoli dotati di ruote in modo autonomo e senza ausilio di mezzi meccanici esterni.

Scrubber: apparecchiatura che consente di abbattere la concentrazione di sostanze presenti in una corrente gassosa, solitamente polveri e microinquinanti acidi (anche contenenti zolfo).

SECA ovvero Sulphur Emission Control Area sono le aree del Mar Baltico, del Mare del Nord e del Canale della Manica, identificate dall'IMO come Aree a controllo delle emissioni di zolfo

Soffianti: macchina operatrice termica che utilizza lavoro meccanico per imprimere energia di pressione ed energia cinetica al gas naturale presente all'interno della nave

TEU ovvero unità equivalente a venti piedi o TEU (acronimo di twenty-foot equivalent unit), è la misura standard di volume nel trasporto dei container ISO.

Le dimensioni esterne sono: 20 piedi (6,096 m) di lunghezza x 8 piedi (2,4384 m) di larghezza x 8,5 piedi (2,5908 m) di altezza. Il suo volume esterno è di 38,51 mc, mentre la sua capacità è di 33 mc. Il peso massimo del contenitore è approssimativamente di 24.000 kg ma sottraendo la tara (o peso a vuoto), il carico sulla parte interna può arrivare a 21.600 kg.

La maggior parte dei container hanno lunghezze standard rispettivamente di 20 e di 40 piedi: un container da 20 piedi (6,1 m) corrisponde a 1 TEU, un container da 40 piedi (12,2 m) corrisponde a 2 TEU. Per definire quest'ultima tipologia di container si usa anche l'acronimo FEU (forty-foot equivalent unit ovvero unità equivalente a quaranta piedi).

Anche se l'altezza dei container può variare, questa non influenza la misura del TEU.

Questa misura è usata per determinare la capienza di una nave in termini di numero di container, il numero di container movimentati in un porto in un certo periodo di tempo, e può essere l'unità di misura in base al quale si determina il costo di un trasporto.

Trans-shipment: trasferimento diretto di GNL da una nave in a un'altra

Truck Loading: caricamento di GNL su autobotte/autocisterna

Quadro strategico nazionale

Sezione C: fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi

**Seconda sottosezione: fornitura di Gas Naturale
Compresso (GNC) per il trasporto stradale**

INDICE

LISTA DELLE TABELLE

LISTA DELLE FIGURE

- 1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI**
- 2 LO STATO TECNOLOGICO**
 - 2.1 INQUADRAMENTO GENERALE
 - 2.2 LA TECNOLOGIA ESISTENTE
- 3 LO SCENARIO ITALIANO**
 - 3.1 CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO
 - 3.2 IL MERCATO DEI VEICOLI ALIMENTATI A GNC
- 4 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO**
 - 4.1 GLI SCENARI DI SVILUPPO
- 5 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'**
- 6 MISURE DI SOSTEGNO**
 - 6.1 CRITICITÀ OPERATIVE ESISTENTI
 - 6.2 MISURE STRATEGICHE PER LO SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE GNC
 - 6.2.1 Costanza di aliquote fiscali vigenti
 - 6.2.2 Modifiche necessarie al quadro normativo e regolatorio sul gas naturale utilizzato come carburante
 - 6.2.3 Incentivi finanziari e non finalizzati a promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture
 - 6.2.4 Revisione delle normative tecniche di sicurezza per i nuovi PV a metano
 - 6.2.5 Incentivi per promuovere la realizzazione di nuovi PV a biometano
 - 6.2.6 Superare le difficoltà operative per garantire il rifornimento self-service
 - 6.2.7 Uso degli appalti pubblici a sostegno dell'uso del GNC
 - 6.2.8 Incentivi non finanziari finalizzati a promuovere e sostenere la diffusione dei mezzi commerciali GNC
- 7 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO**

LISTA DELLE TABELLE

Tabella No.

Tabella 1: Diffusione veicoli alimentati a Benzina e CNG per Regione – Anno 2015

Tabella 2: Punti vendita a metano per regione e rapporto tra veicoli a metano e punti vendita

Tabella 3: “Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento: urbano” (2013, Fonte Ispra)

Tabella 4: “Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento: totale” (2013, Fonte Ispra)

LISTA DELLE FIGURE

Figura No.

Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

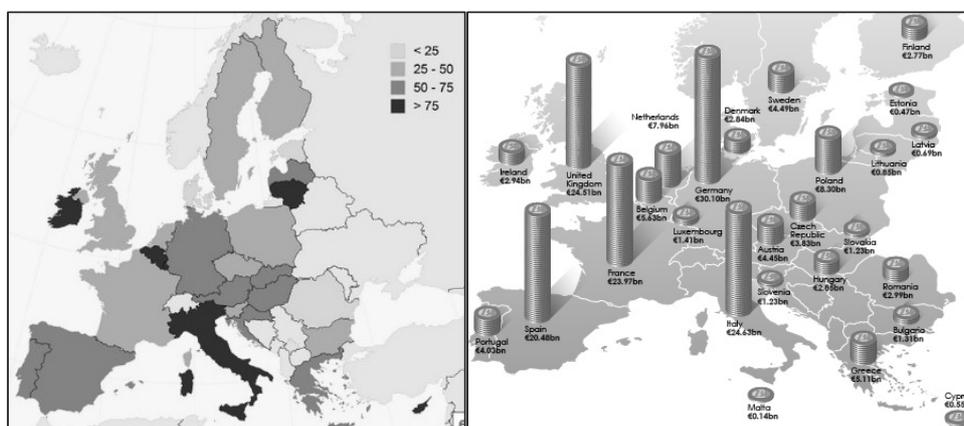


Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite l'utilizzo del Gas Naturale Compresso (GNC) per trasporto stradale.

2 LO STATO TECNOLOGICO

2.1 INQUADRAMENTO GENERALE

Il Governo Italiano sta promuovendo, già da alcuni anni, alcune iniziative strategiche finalizzate alla riduzione del costo del trasporto, sia in termini di costi operativi interni sia di quelli esterni. Data l'orografia del territorio, le caratteristiche della struttura produttiva e distributiva e l'incidenza del costo chilometrico del trasporto di materie prime e prodotti nella catena del valore, il Paese ha necessità di concretizzare tali strategie. Il contributo che il Gas Naturale Compresso (GNC) può dare alla sostenibilità delle attività di trasporto è notevole, in ragione della maturità ormai acquisita delle tecnologie connesse all'alimentazione a Gas Naturale. Alcune iniziative sono state già assunte sia sul piano nazionale che su quello locale a supporto dello sviluppo del mercato del GNC.

2.2 LA TECNOLOGIA ESISTENTE

La valorizzazione delle risorse nazionali di gas naturale e delle tecnologie "automotive" per un sistema dei trasporti sostenibile è un'opportunità di cui il Paese deve dotarsi per sostenere la Green Economy, rendendo compatibile lo sviluppo economico e i target di contenimento delle emissioni previsti dagli accordi internazionali. Il comparto del trasporto industriale (*trasporto merci e trasporto pubblico di passeggeri mediante autobus*) presenta già oggi caratteristiche di organizzazione logistica e di esercizio e tecnologie mature per un utilizzo di carburanti alternativi tali da poter essere il campo applicativo per una riconversione energetica finalizzata a generare vantaggi per il sistema nel suo complesso.

In particolare, la tecnologia basata sull'utilizzo del Gas Naturale, sia nella configurazione GNC che GNL (*Gas Naturale Liquefatto*) per la propulsione dei motori adottati sui mezzi commerciali pesanti ha avuto un processo di miglioramento costante negli ultimi anni, in termini di efficienza nei consumi, di autonomia di abbattimento delle emissioni, di miglioramento degli standard di sicurezza e dei tempi di rifornimento.

Nel settore dell'autotrasporto, il veicolo alimentato a GNC o GNL, a fronte di un costo d'investimento leggermente più elevato rispetto all'analoga versione Diesel Euro VI, assicura costi di gestione con valori significativamente più bassi. Ciò consente un ammortamento dell'investimento più rapido: a seconda del mercato, infatti, il costo di esercizio di un veicolo commerciale a metano è tra il 20 e il 40 per cento inferiore rispetto a quello di un veicolo commerciale Diesel. L'opzione del GNC per il trasporto industriale è molto efficiente anche dal punto di vista dei costi esterni, grazie agli impatti contenuti sull'ambiente. Il gas naturale è infatti il carburante più pulito attualmente disponibile nel settore dei trasporti di media e lunga percorrenza, assicurando una riduzione del 10-15% di CO₂ rispetto alle alimentazioni tradizionali che può crescere ulteriormente nel caso di utilizzo esclusivo del bio-metano prodotto a partire da frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) e residui.

3 LO SCENARIO ITALIANO

L'attività di distribuzione del metano come carburante è assoggettata alla stessa disciplina applicabile alla distribuzione di prodotti petroliferi tradizionali ed è stata definita, dalla legge, come un pubblico servizio. Nel caso di rete ordinaria, l'autorizzazione amministrativa per l'erogazione del servizio, viene rilasciata dal Comune competente per territorio mentre, per il servizio autostradale la concessione viene rilasciata dalle Regioni.

Al metano utilizzato per autotrazione, la legge ha riconosciuto la caratteristica merceologica di carburante, equiparandone la relativa disciplina a quella dei prodotti petroliferi tradizionali, sia per quanto riguarda l'accesso al mercato sia per quanto attiene alle modalità di distribuzione (consentendo, ad es. il self-service).

3.1 CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

Un quadro normativo chiaro e stabile è di fondamentale importanza per garantire un armonico e pieno sviluppo del settore del GNC nei suoi diversi impieghi e per il sostegno alla realizzazione di un'adeguata infrastruttura per questo carburante ecologico.

- I. Il sistema di distribuzione dei carburanti è stato oggetto di una profonda riforma operata, in attuazione della legge 59 del 1997 - c.d. legge Bassanini - con il D.Lgs. 11 febbraio 1998, n. 32 (Razionalizzazione del sistema di distribuzione dei carburanti), successivamente modificato in più punti dal D.Lgs. 8 settembre 1999, n. 346 e dal Decreto Legge 383/99, ai quali ha fatto seguito l'art. 19 della legge 57/2001 che ha prescritto l'adozione di un Piano nazionale, emanato con DM 31 ottobre 2001, con il quale alle Regioni è stata riconosciuta una importante funzione programmatica. Il D.Lgs. 32/98, che ha ridisciplinato interamente la materia del sistema di distribuzione dei carburanti sulla rete di viabilità ordinaria, rappresenta il punto di partenza e la base normativa essenziale del processo di riforma del settore. Il successivo D.Lgs. 346/99 di modifica del decreto n. 32/98 ha rivisto la tempistica precedentemente stabilita, fissando termini più stringenti per i Comuni, prevedendo poteri sostitutivi da parte delle Regioni in caso di inadempienza. Ulteriori elementi di liberalizzazione sono stati, poi, introdotti dal DL 383/99, convertito dalla legge 496/99. Infine, l'articolo 19 della legge n. 57/01 (Disposizioni in materia di apertura e regolazione dei mercati) ha previsto l'adozione da parte del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato d'intesa con la Conferenza unificata, di un Piano nazionale contenente le linee guida per l'ammodernamento del sistema di distribuzione dei carburanti in coerenza con il quale le Regioni sono state chiamate a provvedere alla redazione di piani regionali sulla base di precisi indirizzi.
- II. L'art. 83-bis del Decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112 recante "Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione Tributaria", convertito in legge n. 133/2008, ha dettato disposizioni volte a liberalizzare l'attività di distribuzione dei carburanti, al fine di fornire risposte ai rilievi avanzati dalla Commissione europea in materia, riguardanti vincoli con finalità commerciali. Come noto, la norma vieta la subordinazione dell'attività di installazione e di esercizio degli impianti di distribuzione di carburanti alla chiusura di impianti esistenti e al rispetto di vincoli relativi a contingentamenti numerici, distanza minima tra impianti e tra impianti ed esercizi o superfici minime commerciali, o concernenti limitazioni od obblighi relativamente all'offerta di attività e servizi integrativi nello stesso impianto o nella medesima area. La norma mantiene

l'obbligo della presenza contestuale di più tipologie di carburanti nell'apertura di nuovi distributori (metano per autotrazione, Gpl o idrogeno). Si tratta di disposizioni recepite dalle Regioni con specifici provvedimenti.

- III. Si è provveduto, altresì, a riconoscere il ruolo di programmazione delle Regioni nella promozione del miglioramento della rete distributiva e nella diffusione di carburanti eco-compatibili, secondo criteri di efficienza, adeguatezza e qualità del servizio reso ai cittadini, promozione attuata da alcune Regioni (es. Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna) con apposite programmazioni mirate che prevedono l'obbligo di erogare carburanti a basso impatto in tutti i nuovi impianti. Ad oggi, tuttavia, non tutte le Regioni hanno elaborato questi documenti di programmazione per lo sviluppo del metano generando delle asimmetrie di mercato tra aree geografiche dello stesso territorio nazionale.
- IV. Il D.Lgs 28/2011 recepisce la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ricompresa nel pacchetto legislativo sull'energia e sul cambiamento climatico, che iscrive in un quadro legislativo gli obiettivi comunitari di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Tali misure incoraggiano l'efficienza energetica, il consumo di energia da fonti rinnovabili e il miglioramento dell'approvvigionamento di energia. In particolare, la direttiva mira ad istituire un quadro comune per la promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e, per ciascuno Stato membro, fissa un obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia entro il 2020. In particolare, l'articolo 8 del citato decreto legislativo, mira ad incentivare l'utilizzo del biometano nei trasporti demandando alle Regioni la semplificazione del procedimento di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di metano e dichiarando di pubblica utilità la realizzazione di impianti di distribuzione di metano e le condotte di allacciamento che li collegano alla rete esistente dei metanodotti.
- V. Il Decreto-Legge n. 1 del 2012 (convertito nella Legge n. 27/2012) recante "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività", all'articolo 17, reca misure in tema di liberalizzazione nella distribuzione dei carburanti. Nello specifico, il comma 8 attribuisce al MISE l'individuazione dei principi generali per l'attuazione dei piani regionali di sviluppo della rete degli impianti di distribuzione del metano che debbono essere orientati alla semplificazione delle procedure autorizzative per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione e per l'adeguamento dei piani esistenti. Il comma 9 dispone, invece, in merito alla promozione, produzione e utilizzo del biometano attraverso procedure e percorsi di semplificazione da inserire nei piani regionali di talune realtà geografiche nelle quali, ad oggi, manca una rete distributiva per il metano. In tali contesti i piani regionali debbono prevedere per i Comuni la possibilità di autorizzare con iter semplificato la realizzazione di impianti di distribuzione e di rifornimento di biometano anche presso gli impianti di produzione di biogas, purché sia garantita la qualità del biometano. Va segnalato che tale principio è stato richiamato nell'articolo 11 della L.R. n. 8/2013 della Regione Campania, in cui, tra i diversi aspetti, si prevede l'avvio di programmi per lo sviluppo della filiera del metano liquido.
Il comma 10 attribuisce al Ministero dell'Interno, di concerto con il MISE, la possibilità di individuare criteri e modalità per l'erogazione self-service negli impianti di distribuzione del metano e del GPL e presso gli impianti di compressione domestici di metano, nonché l'erogazione contemporanea di carburanti liquidi e gassosi (metano e GPL) negli impianti di rifornimento multiprodotto. Tali criteri, enucleati nel D.M.

31 marzo 2014, prevedono la possibilità, previo adeguamento degli impianti di distribuzione alle nuove disposizioni, di effettuare il rifornimento di GPL o di metano in modalità self-service, sia durante gli orari di apertura (impianto presidiato) che presso impianti non presidiati. In questa seconda fattispecie, tuttavia, intervengono alcuni vincoli stringenti: a) l'impianto deve essere dotato di un sistema di videosorveglianza con registrazione; b) l'utente che effettua il rifornimento deve essere stato preventivamente autorizzato mediante l'attivazione di una apposita "scheda a riconoscimento elettronico" (nominativa e legata al veicolo) che sarà rilasciata dal gestore previa verifica dei requisiti tecnici del veicolo e dell'impianto installato sullo stesso. Inoltre l'utente deve ricevere adeguata istruzione sulle modalità di effettuazione del rifornimento in modalità self-service, comprensiva di una dimostrazione pratica e del rilascio di un opuscolo informativo. Il comma 11 prevede l'adozione di misure finalizzate all'inserimento (previsione) nei codici di rete di modalità di accelerazione dei tempi di allacciamento dei nuovi impianti di distribuzione di metano e per la riduzione delle penali da parte dell'AEEGSI nei casi di superamento di capacità impegnata previste per gli stessi impianti.

- VI. Al fine dello sviluppo della rete di distribuzione del metano, assume particolare rilievo la norma contenuta nel DDL Concorrenza, ancora all'esame parlamentare, che all'articolo 35, ribadisce la necessità/obbligatorietà di sviluppare la rete nazionale dei carburanti alternativi assicurando la presenza contestuale di più tipologie di carburanti nei nuovi impianti di distribuzione (carburanti alternativi), salvo che non vi siano ostacoli tecnico-economici per l'installazione e l'esercizio degli stessi (spetta al MISE, sentite, tra gli altri, anche l'AGCM e la Conferenza Stato Regioni, l'individuazione di questi ostacoli tecnici/oneri economici eccessivi e sproporzionati, tenendo anche conto delle esigenze di sviluppo del mercato dei combustibili alternativi ai sensi della Direttiva 2014/94 UE del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi).

3.2 IL MERCATO DEI VEICOLI ALIMENTATI A GNC

Nel 2014 l'immatricolato a metano ha superato quota 72.000 unità con una crescita di oltre il 6% rispetto al 2013 e le nuove immatricolazioni di modelli a metano hanno superato il 5% del mercato globale. Il parco nazionale di veicoli a gas naturale (NGV) a fine 2015 si prevede superi le 900.000 di unità.

Le Case Costruttrici offrono a listino una ventina di modelli a metano. Nuovi modelli a GNC potrebbero offrire maggiori sbocchi su un mercato dell'auto a benzina e gasolio. Ma la progettazione di nuovi modelli, e la realizzazione di nuove linee di montaggio comporta investimenti, che i costruttori potrebbero fare più volentieri in presenza di un quadro normativo ed incentivante definito e stabile.

La trasformazione di un veicolo a benzina Euro 1, Euro 2, o Euro 3, in uno a GNC, con un costo di circa 2.000 €, consente ancora oggi di ottenere un veicolo più rispettoso dell'ambiente, e più economico nei costi del carburante.

I veicoli alimentati a GNC circolanti in 7 regioni Italiane (Emilia Romagna, Marche, Veneto, Toscana, Lombardia, Puglia, Campania) rappresentano oltre l'81% dell'intero parco nazionale di veicoli a gas naturale. Tutte queste regioni fanno parte delle direttrici di traffico citate dalla linea guida TEN-T.

E' interessante anche notare la distribuzione dei NGV all'interno delle Regioni: nelle città di Torino, Roma, Napoli e Bari si concentrano più del 50 % dei veicoli della Regione.

Per una panoramica complessiva dell'andamento dell'immatricolato sul piano regionale nel decennio 2005-2015 si rimanda alla tabella seguente dove nella colonna "Bz-metano" si riportano i veicoli a doppia alimentazione benzina e metano.

Tabella 1: Diffusione veicoli alimentati a Benzina e CNG per Regione – Anno 2015

	Bz-Metano	Totale	Bz-Metano
ABRUZZO	22.347	847.233	2,6
BASILICATA	4.654	357.465	1,3
CALABRIA	4.242	1.215.172	0,3
CAMPANIA	63.492	3.335.372	1,9
EMILIA-ROMAGNA	204.919	2.754.792	7,4
FRIULI-VENEZIA GIULIA	2.824	769.583	0,4
LAZIO	28.715	3.707.456	0,8
LIGURIA	8.635	829.292	1,0
LOMBARDIA	64.812	5.879.632	1,1
MARCHE	114.734	993.976	11,5
MOLISE	4.879	202.873	2,4
PIEMONTE	34.521	2.833.499	1,2
PUGLIA	50.649	2.247.602	2,3
SARDEGNA	423	1.005.914	0,0
SICILIA	14.613	3.146.197	0,5
TOSCANA	81.240	2.378.924	3,4
TRENTINO-ALTO ADIGE	5.829	814.026	0,7
UMBRIA	33.660	613.739	5,5
VALLE D'AOSTA	582	147.147	0,4
VENETO	87.842	2.983.814	2,9
NON IDENTIFICATI	56	17.045	0,3
TOTALE	833.668	37.080.753	2,2

Tuttavia, a fronte di un avanzamento ormai maturo della tecnologia GNC per autotrazione, va considerata come fondamentale la criticità rappresentata dalla scarsa omogeneità e capillarità sul territorio della rete delle infrastrutture di distribuzione al dettaglio del GNC, che di fatto non consente una diffusione adeguata delle gamme di ultima generazione. Intercorre, infatti, una stretta correlazione tra numero di registrazioni di veicoli a metano e numero di stazioni di rifornimento.

Basti evidenziare che l'Italia e la Germania, che insieme detengono i 2/3 delle reti di erogazione GNC in Europa, costituiscono il 70% circa del mercato totale dei veicoli industriali GNC in Europa.

Il riferimento normativo di contesto su cui sviluppare un piano economico finalizzato a diffondere in modo significativo le stazioni GNC-GNL è rappresentato dalla Direttiva 2014/94/UE che, sulla base degli studi accompagnatori elaborati dalla Commissione, comporterebbe un impiego programmato di risorse private e pubbliche relativamente contenuto, stimato in 58 milioni di Euro.

La prospettiva di rendere disponibile il Gas Naturale anche in aree geografiche non servite dalla rete infrastrutturale esistente, consentirebbe l'impiego diretto e integrato del GNC e del GNL nel settore del trasporto industriale come carburante alternativo al Diesel per il trasporto urbano e regionale (per il quale risulta preferibile il GNC) e per quello a più lunga distanza (per il quale risulta preferibile il GNL).

In tale ottica si può ben inquadrare anche l'utilizzo del biometano che potrebbe avere un notevole ruolo in quelle aree rurali ove la rete del gas naturale è a distanze tali da rendere non economico l'investimento relativo alla connessione alle reti stesse o anche l'immissione in rete tramite carro bombolaio.

Regione	Punti Vendita (PV) Metano							Veicoli/PV metano 2014
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
SICILIA	19	20	21	24	26	28	29	522
TOSCANA	70	78	82	88	95	98	102	829
TRENTINO-ALTO ADIGE	11	11	13	15	16	16	17	364
UMBRIA	24	24	25	29	31	31	33	1.086
VALLE D'AOSTA	1	1	1	2	1	1	1	582
VENETO	105	113	120	124	127	136	140	646
TOTALE	722	790	861	941	993	1042	1086	800

4.1 GLI SCENARI DI SVILUPPO

Negli ultimi anni, i veicoli metano (compreso retrofit) crescono mediamente di 85.000 unità mentre le stazioni di servizio crescono di poco più di 50 unità.

Tendenzialmente quindi si avrebbe la seguente situazione al 2020:

SCENARIO TENDENZIALE	AUTO METANO 2020	% METANO SU PARCO TOTALE	PUNTI VENDITA METANO 2020	VEICOLI/PUNTI VENDITA METANO
Italia	1.350.000	3,6	1.350	1.000

Mentre al 2025 si avrebbe la seguente situazione:

SCENARIO TENDENZIALE	AUTO METANO 2025	% METANO SU PARCO TOTALE	PUNTI VENDITA METANO 2025	VEICOLI/PUNTI VENDITA METANO
Italia	1.800.000	4,8	1.600	1.1215

Uno **scenario di sviluppo ragionevole**, che preveda costi proporzionati rispetto ai benefici inclusi quelli per l'ambiente, dovrebbe prevedere:

- al 2020 un numero adeguato di punti di rifornimento accessibili al pubblico negli agglomerati urbani/suburbani e in altre zone densamente popolate in modo da garantire la circolazione dei veicoli alimentati a metano;
- al 2025 una percentuale del 6% di auto metano rispetto al totale circolante con un rapporto di 1.200 tra veicoli e stazioni di servizio (modello Marche ed Emilia Romagna).

SCENARIO OBIETTIVO	AUTO METANO 2025	MEDIA NUOVI VEICOLI/ANNO	PUNTI VENDITA METANO 2025	NUOVI PUNTI VENDITA METANO/ANNO
Italia	2.300.000	130.000	1.900	79

E' perfettamente coerente con la direttiva DAFI avviare il programma di sviluppo dagli agglomerati urbani dove è maggiore sia il numero di veicoli circolanti che il problema di qualità dell'aria. A titolo di esempio si riportano i target attesi per 5 delle province Italiane con il maggior parco circolante per le quali si ipotizza un parco metano pari al 3,5% del totale circolante e una stazione di servizio ogni 1.200 veicoli:

PROVINCIA	PARCO CIRCOLANTE 2014	AUTO METANO TARGET 2020	AUTO METANO 2014	PUNTI VENDITA METANO TARGET 2020	PUNTI VENDITA METANO 2014
Roma	2.678.107	93.734	17.696	78	31
Milano	1.755.983	61.459	14.648	51	31
Napoli	1.717.338	60.107	28.973	50	26
Catania	755.947	26.458	6.116	22	8
Palermo	724.929	25.373	3.045	21	4

Traguardare l'obiettivo del 6% del parco circolante a metano al 2025 sarebbe coerente con gli scenari di graduale riduzione della dipendenza del trasporto stradale dai carburanti derivati dal petrolio con conseguente riduzione delle emissioni di CO2 oltre che dei principali inquinanti atmosferici. Questi obiettivi appaiono ambiziosi e legati da diversi fattori esterni, ma è molto importante utilizzare tutte le leve descritte per avvicinare quanto più possibile il target, tenendo conto che si tratta di un comparto in cui lo sviluppo dell'offerta può generare un notevole effetto-traino per la domanda.

5 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'

Come già anticipato, il gas naturale è il carburante più pulito attualmente disponibile nel settore dei trasporti di media e lunga percorrenza, assicurando una riduzione del 10-15% di CO₂ rispetto alle alimentazioni tradizionali che può crescere ulteriormente nel caso di utilizzo esclusivo del bio-metano prodotto a partire da FORSU e residui. Questo significa che, in termini di emissioni di gas serra, i veicoli GNC possono essere considerati “puliti” come quelli a trazione elettrica, su base “*well-to-wheel*” (ossia dal punto d'estrazione a quello di utilizzo) se si considera il potenziale contributo del bio-metano.

In termini di inquinanti locali, le tabelle seguenti, relative alle emissioni rilasciate dagli autoveicoli, rispettivamente in ambito urbano e totale, mostrano come si riscontrano riduzioni di emissioni sia in termini di PM che di NOx, la cui entità è rilevante soprattutto rispetto al diesel.

Tabella 3: “Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento: urbano” (2013, Fonte Ispra)

Settore	PM_exhaust g/km	PM2.5 g/km	PM10 g/km	NOx g/km
Autovetture Benzina	0,001758	0,012889	0,022956	0,290725
Autovetture Diesel	0,043343	0,054474	0,064541	0,859305
Autovetture GPL	0,001488	0,012619	0,022686	0,186492
Autovetture Gas Naturale	0,001448	0,012579	0,022646	0,092054
Bus Diesel	0,235755	0,271363	0,309750	10,804344
Bus Gas Naturale	0,010593	0,045039	0,082928	5,141336
riduzione Gas Naturale/benzina	18%	2%	1%	68%
riduzione Gas Naturale/diesel	97%	77%	65%	89%
riduzione bus metano/bus diesel	96%	83%	73%	52%

Tabella 4: “Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento: totale” (2013, Fonte Ispra)

Settore	PM_exhaust g/km	PM2.5 g/km	PM10 g/km	NOx g/km
Autovetture Benzina	0,001335	0,009394	0,015961	0,186220
Autovetture Diesel	0,029212	0,036924	0,043092	0,682366
Autovetture GPL	0,001203	0,009147	0,015579	0,121540
Autovetture Gas Naturale	0,001179	0,009123	0,015554	0,070021
Bus Diesel	0,129833	0,150644	0,170047	6,467469
Bus Gas Naturale	0,010249	0,043822	0,080588	5,002739
riduzione Gas Naturale/benzina	12%	3%	3%	62%
riduzione Gas Naturale/diesel	96%	75%	64%	90%
riduzione bus metano/bus diesel	92%	71%	53%	23%

Sui veicoli GNC, inoltre, rumore e vibrazioni sono ridotte alla metà rispetto ai veicoli ad alimentazione tradizionale.

Di recente, sono entrate in vigore alcune misure promosse dal Ministero delle Infrastrutture e Trasporti che hanno il fine specifico di agevolare il ricambio del parco circolante degli automezzi che svolgono attività di autotrasporto in conto terzi mediante l'acquisto di veicoli commerciali alimentati sia a GNC che a GNL.

Risulta ormai matura la consapevolezza che la tecnologia GNC (e GNL) possa essere un importante pilastro per la sostenibilità del sistema dei trasporti.

6 MISURE DI SOSTEGNO

6.1 CRITICITÀ OPERATIVE ESISTENTI

L'obiettivo primario di avere una crescita equilibrata tra la domanda di veicoli GNC e l'offerta delle infrastrutture di erogazione del GNC, viene perseguita promuovendo linee di attuazione per l'adeguamento delle infrastrutture di distribuzione che incidano in misura minima sulla spesa pubblica e creino le opportune condizioni per una efficace diffusione delle tecnologie già oggi disponibili. Ad oggi le misure esistenti in tale direzione sono limitatissime.

L'individuazione di misure strategiche a favore del GNC rappresenta l'occasione per definire una cornice di programmazione in grado di favorire questo obiettivo strategico.

Le principali criticità operative alla diffusione del GNC-GNL per autotrazione sono:

- scarsa informazione degli utenti sui vantaggi operativi (Total Cost Ownership) ed ambientali e conseguente difficoltà a raggiungere la massa critica d'utenza per garantire la sostenibilità dell'investimento su impianti e conseguentemente sui mezzi;
- distanza eccessiva dal metanodotto o bassa pressione di allaccio che rendono impossibile la realizzazione della infrastruttura GNC tradizionale;
- alti costi di realizzazione dell'impianto di distribuzione rispetto ai costi degli impianti per carburanti tradizionali;
- vincoli urbanistici e di distanze di sicurezza che rendono impossibile la realizzazione di impianti GNL in aree urbane;
- limitazioni sulla logistica e alti costi produttivi che ostacolano la realizzazione di impianti alimentati da biometano;
- scarsa capillarità, standardizzazione ed omologazione degli impianti a livello UE;
- percezione non corretta degli standard di affidabilità e sicurezza di impianti e mezzi, inclusi i limiti in vigore in materia di Accordo europeo per il trasporto di merci pericolose su strada (ADR);
- prolungata tempistica realizzativa per gli impianti, a causa delle numerose autorizzazioni e passaggi procedurali e burocratici richiesti dalla normativa nazionale;
- scarsità di un mercato dell'usato sufficientemente maturo e diffuso.

6.2 MISURE STRATEGICHE PER LO SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE GNC

Come indicazione generale, si evidenzia l'importanza di dare priorità di intervento alle aree urbane e alle Regioni ove la rete infrastrutturale risulta essere più carente.

Al fine di affrontare e superare tali criticità operative per l'impiego su larga scala della tecnologia GNC, si elencano i seguenti punti chiave da tenere in considerazione.

6.2.1 Costanza di aliquote fiscali vigenti

Al fine di consolidare lo sviluppo del mercato del GNC (e garantire l'avvio anche del mercato del GNL), particolare attenzione dovrà essere data al mantenimento dell'attuale rapporto competitivo della fiscalità applicata al gas naturale rispetto agli altri carburanti,

continuando quindi a garantire una certa convenienza economica del gas naturale in virtù dei suoi benefici ambientali. Infatti, le esperienze degli altri Paesi dimostrano che la competitività del mercato del gas naturale nei trasporti, quando non deriva, come negli USA, dal differenziale di prezzo tra commodities, è assicurata attraverso incentivi pubblici, come la leva fiscale. In Europa il prezzo alla pompa del gas naturale risulta vantaggioso rispetto al diesel per effetto di un regime di accisa favorevole; grazie a questo differenziale di prezzo, l'extra-costi iniziale legato all'acquisto di una macchina a metano si può ripagare in pochissimi anni, anche grazie a motori ormai in grado di garantire un'efficienza analoga a quelli tradizionali. E' dunque raccomandabile, sia a livello europeo che nazionale, un trattamento fiscale che mantenga nel tempo la sostenibilità economica del gas naturale come carburante alternativo.

6.2.2 Modifiche necessarie al quadro normativo e regolatorio sul gas naturale utilizzato come carburante

Sono necessarie alcune modifiche del quadro regolatorio e tariffario in materia, in particolare, di trasporto e distribuzione del gas naturale per autotrazione. Sono da affrontare, fra gli altri, i seguenti punti per adattare il contesto regolatorio e tariffario del settore gas alle particolarità dell'utilizzo come carburante per autotrazione:

- modifiche al conferimento della capacità di trasporto con introduzione di idonea flessibilità nell'utilizzo della capacità di trasporto;
- modifiche tese alla riduzione delle penali per supero di capacità impegnata sulle reti di trasporto del gas naturale ed in misura ancora maggiore per le reti di distribuzione del gas naturale.

Altro aspetto critico da superare per lo sviluppo del mercato sono le procedure di allaccio ai metanodotti. Le principali problematiche riguardano i lunghi tempi necessari alla realizzazione del PV quali le autorizzazioni e le realizzazioni delle infrastrutture di rete del gas e dell'elettricità a servizio del PV. Appare necessario che per gli impianti di distribuzione di metano per autotrazione, le relative condotte di allacciamento che li collegano alle esistenti reti del gas naturale siano dichiarate di pubblica utilità e che abbiano un carattere di indifferibilità e di urgenza. A tal fine i gestori delle reti di trasporto e di distribuzione di gas e di elettricità dovranno attribuire carattere di priorità alla realizzazione degli allacciamenti alle proprie reti degli impianti di distribuzione di metano autotrazione rispetto ad altri allacciamenti di attività commerciali e industriali della stessa area geografica.

6.2.3 Incentivi finanziari e non finalizzati a promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture

Realizzare un nuovo impianto di distribuzione metano in aree dove non è presente un adeguato parco veicolare rappresenta un rischio imprenditoriale notevole, questa problematica è ancora di più accentuata nell'attuale contesto economico del Paese che comporta una generica riduzione degli investimenti di ogni genere. La previsione di possibili eventuali incentivi, che aiuti l'investimento per la realizzazione delle infrastrutture in aree a bassa attrattività agevolerebbe il conseguimento dell'obiettivo di un'infrastruttura minima prevista in ambito europeo.

Come riportato, per la realizzazione di una infrastruttura di distribuzione di GNC ci sono inoltre alcuni vincoli tecnici insormontabili che sono la distanza dal metanodotto e la pressione di allaccio.

Qualora risulti diseconomica la realizzazione di un tradizionale impianto di erogazione di metano è possibile ricorrere a carri bombolai, al GNL o al biometano. Queste soluzioni innovative hanno costi attuali di realizzazione di impianto e di logistica del carburante superiori a quelli relativi all'infrastruttura GNC tradizionale e pertanto occorrerebbe facilitarne la loro diffusione su larga scala anche attraverso opportuni incentivi.

6.2.4 Revisione delle normative tecniche di sicurezza per i nuovi PV a metano

La revisione della normativa sia in materia di impianti, in particolare rispetto alle norme che devono essere rispettate al momento della costruzione, sia rispetto ai servizi erogati agli utenti finali agevolerebbe infine lo sviluppo di nuove infrastrutture e un migliore utilizzo di quelle realizzate.

Affinché possa aumentare la diffusione dei PV anche in aree urbanizzate, ritenute prioritarie nella direttiva DAFI, verrà valutata con attenzione la necessità di procedere ad una revisione delle vigenti norme tecniche di sicurezza alla luce dell'eventuale evoluzione della normativa europea di settore.

Infine con l'eliminazione del vincolo sulla capacità minima dei nuovi impianti (450 mc/h) si inciderebbe con una riduzione dei costi di realizzazione dei PV e si favorirebbe lo sviluppo del mercato.

6.2.5 Incentivi per promuovere la realizzazione di nuovi PV a biometano

Laddove la realizzazione di una nuova stazione GNC presenta vincoli tecnici insormontabili quali la distanza dal metanodotto e la pressione di allaccio, il biometano rappresenta una soluzione innovativa, utile soprattutto in ambito urbano per l'alimentazione delle flotte di furgoni del trasporto merci leggero e di autobus per il Trasporto Pubblico Locale. Tuttavia, gli elevati costi di realizzazione di impianti e di logistica del biometano necessitano di incentivi per la loro diffusione.

Per agevolare la realizzazione di impianti di distribuzione a biometano, anche tramite aggiunta di un erogatore di biometano a punti vendita di carburanti convenzionali, è opportuno che la revisione in corso del decreto interministeriale 5 dicembre 2013 preveda un incremento dell'incentivazione sia in termini finanziari che di durata.

6.2.6 Superare le difficoltà operative per garantire il rifornimento self-service

Altro elemento importante è la possibilità di garantire rifornimenti in "self-service non presidiato" 24 ore su 24 in maniera analoga agli altri carburanti eliminando o riducendo significativamente le attuali limitazioni al servizio attraverso un aggiornamento da parte del Ministero dell'interno di concerto con il Ministero dello sviluppo economico del decreto sulla normativa tecnica dettata dal decreto del Ministro dell'interno del 24 maggio 2002 e successive modificazioni ed integrazioni in materia di sicurezza, tenendo conto degli standard di sicurezza utilizzati in ambito europeo.

6.2.7 Uso degli appalti pubblici a sostegno dell'uso del GNC

A supporto delle misure strategiche volte a facilitare lo sviluppo di una più capillare rete infrastrutturale, è importante sostenere la domanda sia pubblica che privata di veicoli alimentati a GNC, al fine di raggiungere la massa critica d'utenza tale da garantire la sostenibilità dell'investimento sugli impianti da realizzare e realizzati.

La vigente normativa in materia di Green Public Procurement e i relativi CAM (*Criteri Ambientali Minimi*) disposta dal DM 13-4-2013 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare tracciano alcune indicazioni che le stazioni appaltanti italiane, in coerenza con l'analoga normativa UE in materia di appalti, devono seguire per assicurare gare di fornitura in grado di contribuire alla sostenibilità del sistema dei trasporti. In quest'ambito, i veicoli GNC rientrano nelle forniture classificate come "verdi", con la conseguente attribuzione di valutazioni premianti in sede di assegnazione dei punteggi di gara.

Si tratta di un meccanismo che ha consentito di ampliare negli ultimi 2-3 anni soprattutto il parco autobus alimentato a GNC in servizio TPL, che oggi in Italia rappresenta il 9% circa del parco complessivo in esercizio TPL, con oltre 3.500 autobus in esercizio.

Lo stesso Fondo Investimenti gestito dal Ministero dell'Ambiente, mediante il Decreto Ministeriale n.735/11, aveva individuato delle premialità finanziarie per le Regioni che avessero promosso gare d'appalto per autobus GNC, in particolare per l'ambito urbano.

Le caratteristiche di veicolo a bassissima emissione di PM10 e NOx e a ridotta emissione di rumore consente alle Amministrazioni che utilizzano gli autobus GNC di avvalersi di considerevoli vantaggi in termini di abbattimento dei costi esterni nell'esercizio dei servizi di trasporto pubblico in ambito urbano. La migliore pianificazione per una mobilità sostenibile mediante la modernizzazione del servizio TPL individua nell'autobus GNC la soluzione tecnicamente e funzionalmente idonea. Nel futuro, occorre finalizzare in modo più puntuale i meccanismi di premialità a Regioni e Aziende TPL che promuovono gare di fornitura per autobus GNC. Infatti, l'autobus GNC assicura i seguenti vantaggi:

- servizi integrati con i servizi ferroviari pienamente sostenibili;
- servizi a basso impatto ambientale ed economicamente sostenibili per la città;
- riduzione del costo totale di esercizio con recupero di risorse da reinvestire per sistemi di mobilità sostenibile;
- aumento dell'attrattività dei servizi con possibili ricadute positive per la lotta alla congestione del traffico.

In ragione di questi vantaggi, sarebbe opportuno promuovere l'incremento della quota del parco autobus a GNC anche mediante i Contratti di Servizio tra Concessionario e Azienda di gestione dei servizi TPL, in coerenza con le linee di riforma del Sistema TPL.

In questo quadro, l'incentivazione finanziaria in sede di gara per l'attribuzione dei servizi in concessione alle Aziende per il trasporto pubblico locale (TPL) che realizzano impianti di erogazione GNC presso i depositi rappresenterebbe un fattore di spinta determinante per rendere operativamente possibile un diffuso utilizzo degli autobus alimentati a GNC.

In questa ottica opera la misura che prevede, per le pubbliche amministrazioni centrali, gli enti e istituzioni da esse dipendenti o controllate, le regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità da essi controllati, che sono situate nelle province ad alto inquinamento di particolato PM10, al momento della sostituzione del rispettivo parco auto, autobus e mezzi della raccolta dei rifiuti urbani un obbligo di acquisto di almeno il 25 per cento di veicoli a metano GNC e GNL.

6.2.8 Incentivi non finanziari finalizzati a promuovere e sostenere la diffusione dei mezzi commerciali GNC

Per il comparto dell'autotrasporto, non esistono attualmente in Italia meccanismi di regolazione del sistema finalizzati a promuovere e sostenere la diffusione dei mezzi commerciali GNC.

L'unica regolazione tendente a favorire indirettamente il rinnovo del parco circolante è stata introdotta dalle recenti Circolari del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti - MIT, in attuazione della Legge n.147/13.

Un fattore di regolazione del traffico merci in Italia su alcune direttrici internazionali è rappresentato dai limiti imposti da Paesi confinanti come Svizzera ed Austria per la circolazione dei veicoli con classi Euro più vetuste. Ad esempio, lungo l'asse del Brennero, la regolazione vigente sulla rete elvetica e austriaca inizia a condizionare anche la scelta del veicolo da parte degli operatori italiani, con prospettive positive in termini di aumento della quota di domanda per i veicoli GNC.

La tendenza a promuovere misure di regolazione della domanda al fine di rendere più sostenibile il sistema dei trasporti, a partire da quello industriale, sarà parte sempre più evidente e concreta nella pianificazione dei trasporti, sia su scala nazionale che locale. La regolazione del pedaggio autostradale mediante l'attuazione della Direttiva "Eurovignette" 2011/76/EU e le misure di "road pricing", "park pricing", "area pricing" adottate a vario titolo dagli Enti Locali rappresentano una discriminante di selezione dei mezzi utilizzabili, in particolare per l'ambito urbano, in grado di favorire la diffusione dei veicoli GNC.

Lo stesso vale per le misure di rimborso di pedaggi, accise carburanti e spese documentate e forfettarie applicate a sostegno del comparto dell'autotrasporto.

Occorre quindi prevedere in futuro una modularità di pedaggi e rimborsi, oltre che di accesso alla circolazione e alla sosta operativa nelle aree di pregio ambientale, che assegni ai mezzi GNC un concreto vantaggio operativo ed economico. Si tratta di un passaggio che dovrebbe rappresentare una priorità per la programmazione nazionale, se si intende dare impulso e spinta propulsiva allo sviluppo della tecnologia GNC nelle attività di trasporto industriale.

7 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO

In accordo con il punto (10) delle considerazioni iniziali e l'articolo 3, comma 1 della Direttiva, laddove la continuità extraterritoriale dell'infrastruttura ovvero la realizzazione di una nuova infrastruttura in prossimità di confini lo richieda, sarebbe opportuno collaborare con gli Stati Membri limitrofi coinvolti al fine di garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura per i combustibili alternativi.

Al fine di valutare la necessità di detta continuità transfrontaliera, ai sensi dell'articolo 6, comma 8 della Direttiva, particolare attenzione potrà essere data ai punti di rifornimento lungo i collegamenti stradali transfrontalieri.

La valutazione della necessità e delle eventuali modalità da adottare per garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura così come l'eventuale sviluppo di progetti pilota e/o progetti infrastrutturali potrebbe essere fatta tenendo in considerazione, per quanto pratico ed applicabile, anche i risultati dei progetti europei di collaborazione transfrontaliera conclusi o in itinere quali, a titolo d'esempio, quelli co-finanziati a valere sui bandi TEN-T ovvero CEF.

Quadro strategico nazionale

Sezione D: fornitura di gas di petrolio liquefatto (GPL) per il trasporto

INDICE

LISTA DELLE TABELLE

LISTA DELLE FIGURE

1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

2 LO STATO TECNOLOGICO

- 2.1 GAS PETROLIO LIQUEFETTO - GPL
- 2.2 RETE DI DISTRIBUZIONE
- 2.3 MERCATO
 - 2.3.1 Immatricolazioni di autovetture alimentate con GPL
 - 2.3.2 Conversioni a GPL di autovetture circolanti
- 2.4 NORMATIVA
 - 2.4.1 Norme tecniche di settore
 - 2.4.2 Navigazione da diporto e commerciale
 - 2.4.3 Rete di distribuzione per la navigazione da diporto e commerciale
 - 2.4.4 Domanda di mercato

3 SCENARI DI SVILUPPO

- 3.1 LATO DOMANDA
- 3.2 LATO OFFERTA

4 MISURE DI SOSTEGNO

- 4.1 MISURE A CARATTERE FINANZIARIO PER AGEVOLARE LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE STRADALE
- 4.2 MISURE FINANZIARIE PER L'ACQUISTO DI VEICOLI
- 4.3 MISURE FISCALI
- 4.4 CRITERI E OBIETTIVI INDICATIVI PER FAVORIRE L'UNIFORMITÀ DELLA PENETRAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI DISTRIBUZIONE NEL SETTORE STRADALE
- 4.5 REQUISITI MINIMI PER LA REALIZZAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI DISTRIBUZIONE NEL SETTORE NAUTICO DA DIPORTO

RIFERIMENTI

APPENDICE A:

LISTA DELLE TABELLE

Tabella No.

Tabella 1: Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia, ambito di riferimento: urbano (Ispra, 2013)

Tabella 2: Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia, ambito di riferimento: totale (Ispra, 2013)

Tabella 3: Diffusione impianti a livello regionale

Tabella 4: Impianti per residenti e per veicoli circolanti

Tabella 5: Ipotesi diffusione impianti per regione

LISTA DELLE FIGURE

Figura No.

Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

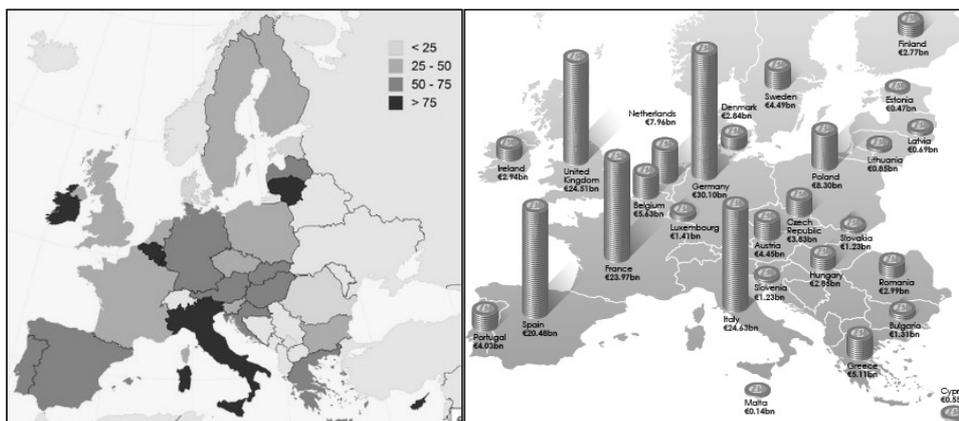


Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite l'utilizzo del gas di petrolio liquefatto.

2 LO STATO TECNOLOGICO

2.1 GAS PETROLIO LIQUEFETTO - GPL

Il GPL è un miscela di idrocarburi gassosi, formata principalmente da propano e butano, che deriva sia dal processo di estrazione del gas naturale, sia dalla raffinazione del greggio.

In Italia l'approvvigionamento del prodotto è determinato per il 53% dall'estrazione di gas naturale nei Paesi dell'area mediterranea e per il 47% dalla raffinazione del petrolio, principalmente in impianti nazionali e comunitari.

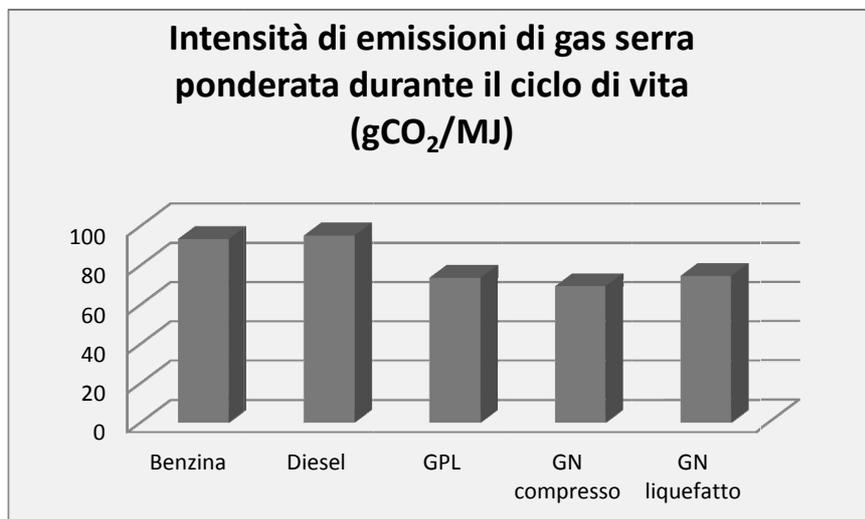
A temperatura ambiente e a pressione atmosferica, il GPL si presenta sotto forma di gas, ma può essere agevolmente liquefatto se sottoposto a moderate pressioni. Una volta liquefatto, il GPL può essere facilmente immagazzinato e trasportato in recipienti a pressione (cisterne ferroviarie o stradali), anche in zone difficilmente raggiungibili, e reso fruibile all'utente in bombole e serbatoi di varie dimensioni.

Durante il processo di liquefazione il suo volume si riduce di ben 274 volte. Ciò permette di immagazzinare una grande quantità di energia in poco spazio.

Il GPL è un'ottima fonte energetica e, a causa di una grande facilità di lavorazione, ha una notevole versatilità e può contribuire significativamente alla lotta all'inquinamento atmosferico, contribuendo alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, sia nel settore dell'autotrazione che in quello della nautica.

Dal punto di vista ambientale il GpL presenta notevoli vantaggi. Di seguito, si riporta un'analisi dell'impatto ambientale in termini di emissioni climalteranti e inquinanti.

In particolare, per quanto riguarda la CO₂, trattandosi di un climalterante, le emissioni sono state stimate sull'intero ciclo di vita (Life Cycle Analysis - LCA) e comparate con quelle derivanti dalla produzione e dall'utilizzo degli altri carburanti fossili. Il seguente grafico presenta una comparazione tra le emissioni LCA di benzina, diesel, GpL e metano, pubblicate dalla direttiva (UE) 652/2015, da cui si evince che il GPL presenta un risparmio di emissioni rispetto a benzina e diesel.



Per quanto riguarda le emissioni di inquinanti locali, quali in particolare PM e NO_x, si riporta di seguito una tabella riepilogativa con i relativi fattori: i dati, estrapolati dalla "Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia" dell'ISPRA, sono riferiti al 2013 e riguardano,

rispettivamente, nella prima tabella i valori emessi in ambito urbano, nella seconda i valori complessivamente emessi in ambito urbano, extraurbano e autostradale.

Tabella 1: Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia, ambito di riferimento: urbano (Ispra, 2013)

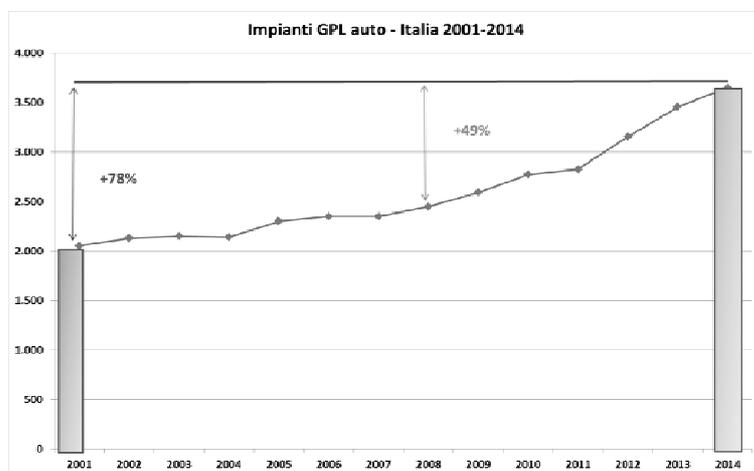
Settore	PM_exhaust g/km	PM2.5 g/km	PM10 g/km	NOx g/km
Autovetture Benzina	0,001758	0,012889	0,022956	0,290725
Autovetture Diesel	0,043343	0,054474	0,064541	0,859305
Autovetture GPL	0,001488	0,012619	0,022686	0,186492
Autovetture Gas Naturale	0,001448	0,012579	0,022646	0,092054
Bus Diesel	0,235755	0,271363	0,309750	10,804344
Bus Gas Naturale	0,010593	0,045039	0,082928	5,141336
<i>riduzione GPL/benzina</i>	<i>15%</i>	<i>2%</i>	<i>1%</i>	<i>36%</i>
<i>riduzione GPL/diesel</i>	<i>97%</i>	<i>77%</i>	<i>65%</i>	<i>78%</i>
<i>riduzione Gas Naturale/benzina</i>	<i>18%</i>	<i>2%</i>	<i>1%</i>	<i>68%</i>
<i>riduzione Gas Naturale/diesel</i>	<i>97%</i>	<i>77%</i>	<i>65%</i>	<i>89%</i>
<i>riduzione bus metano/bus diesel</i>	<i>96%</i>	<i>83%</i>	<i>73%</i>	<i>52%</i>

Tabella 2: Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia, ambito di riferimento: totale (Ispra, 2013)

Settore	PM_exhaust g/km	PM2.5 g/km	PM10 g/km	NOx g/km
Autovetture Benzina	0,001335	0,009394	0,015961	0,186220
Autovetture Diesel	0,029212	0,036924	0,043092	0,682366
Autovetture GPL	0,001203	0,009147	0,015579	0,121540
Autovetture Gas Naturale	0,001179	0,009123	0,015554	0,070021
Bus Diesel	0,129833	0,150644	0,170047	6,467469
Bus Gas Naturale	0,010249	0,043822	0,080588	5,002739
<i>riduzione GPL/benzina</i>	<i>10%</i>	<i>3%</i>	<i>2%</i>	<i>35%</i>
<i>riduzione GPL/diesel</i>	<i>96%</i>	<i>75%</i>	<i>64%</i>	<i>82%</i>
<i>riduzione Gas Naturale/benzina</i>	<i>12%</i>	<i>3%</i>	<i>3%</i>	<i>62%</i>
<i>riduzione Gas Naturale/diesel</i>	<i>96%</i>	<i>75%</i>	<i>64%</i>	<i>90%</i>
<i>riduzione bus metano/bus diesel</i>	<i>92%</i>	<i>71%</i>	<i>53%</i>	<i>23%</i>

2.2 RETE DI DISTRIBUZIONE

Negli ultimi anni, la rete di distribuzione stradale del GPL auto è cresciuta in modo costante e abbastanza omogeneo su tutto il territorio nazionale. Dal 2001 al 2014, i punti vendita sono aumentati del 78%, con un più alto trend di crescita a partire dal 2008 (+48%) grazie ad alcuni interventi normativi che hanno accelerato lo sviluppo della rete.



La rete distributiva del GPL auto rappresenta il 16% di quella totale e la quasi totalità degli impianti eroganti GPL sono inseriti in stazioni mult carburante. Secondo il tipo di viabilità stradale, la rete di GPL auto a fine 2012 era così suddivisa: 257 su autostrade e raccordi autostradali e 2900 sulle altre strade.

Analizzando la densità superficiale della rete in ogni singola Regione, in 12 di queste si registrano valori pari o inferiori alla media nazionale, pari a 1,2 impianti ogni 100 Km². La densità media nazionale, inoltre, è cinque volte inferiore a quella rilevata per i punti vendita eroganti i carburanti tradizionali pari a oltre 6 impianti ogni 100 km².

Tabella 3: Diffusione impianti a livello regionale

REGIONE	Impianti GPL	Densità Superficiale (n. impianti/100 Km ²)
Valle D'Aosta	5	0,2
Sardegna	84	0,3
Basilicata	43	0,4
Trentino-Alto Adige	50	0,4
Sicilia	163	0,6
Liguria	34	0,6
Molise	32	0,7
Calabria	105	0,7
Umbria	81	1
Abruzzo	120	1,1
Friuli-Venezia Giulia	84	1,1
Toscana	279	1,2
Puglia	244	1,2
Media Italia	3766	1,2
Piemonte	340	1,3
Lombardia	423	1,8
Lazio	336	1,9

Campania	265	1,9
Emilia Romagna	435	1,9
Marche	188	2
Veneto	455	2,5

Relativamente al rapporto tra stazioni di GPL auto e abitanti, in Italia il rapporto medio è di 16.000 residenti circa per impianto, con 10 Regioni che presentano un rapporto superiore alla media nazionale, mentre in merito al numero di veicoli a GPL circolanti per impianto, sono 7 le Regioni nelle quali si registra una media superiore a quella nazionale, che è pari a 542. A tal proposito, si evidenzia che in Italia il numero di veicoli con alimentazione tradizionale per impianto risulta, in media, superiore a 800: un rapporto, quindi, più alto di quello relativo al GPL di circa il 50%. Pertanto, la consistenza della rete GPL rispetto al numero di veicoli da servire è più favorevole di quella degli altri carburanti tradizionali, seppur con una densità territoriale notevolmente inferiore.

Tabella 4: Impianti per residenti e per veicoli circolanti

REGIONE	Impianti GPL	Residenti per impianto	Veicoli circolanti per impianto
Marche	188	8.249	274
Molise	32	9.792	308
Emilia Romagna	435	10.231	624
Veneto	455	10.830	474
Umbria	81	11.046	414
Abruzzo	120	11.096	424
Piemonte	340	13.013	617
Basilicata	43	13.410	298
Toscana	279	13.450	453
Friuli-Venezia Giulia	84	14.609	222
Puglia	244	16.763	435
Lazio	336	17.537	626
Calabria	105	18.825	330
Sardegna	84	19.801	313
Trentino-Alto Adige	50	21.119	475
Campania	265	22.119	799
Lombardia	423	23.647	703
Valle D'Aosta	5	25.660	624
Sicilia	163	31.240	629
Liguria	34	46.567	757

In merito al GPL per uso nautico, in Italia dai primi anni 2000 sono stati condotti alcuni progetti pilota sia nel settore del diporto sia in quello della navigazione commerciale.

Nella laguna di Venezia sono stati convertiti alcuni natanti per uso diportistico e nel 2010 è stato realizzato il primo distributore ad uso pubblico.

Numerosi motoscafi della Federazione italiana sci nautico, inoltre, sono alimentati a GPL: per il rifornimento degli stessi sono state installate due stazioni interne, una presso l'idroscalo di Milano e l'altra presso il campo prova di Recetto (NO).

2.3 MERCATO

I consumi di GPL per autotrazione hanno subito una importante flessione negli anni 2000-2007 (-34%), principalmente a causa della maggiore diffusione dei veicoli diesel e di un contestuale gap tecnologico nell'impiantistica GPL.

Grazie anche ai sistemi di incentivazione pubblica, tuttavia, il parco auto a GPL e quindi i relativi consumi si sono ripresi fino a recuperare tutto il calo accumulato dal 2001 al 2007.

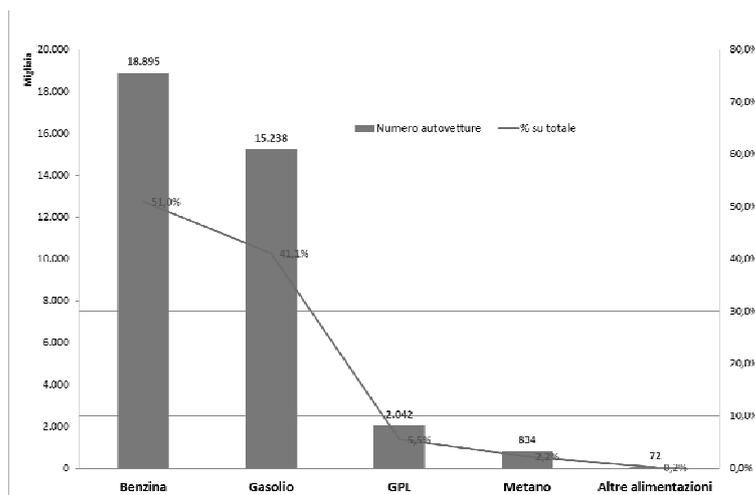
Nel 2014 sono state vendute 1.576.000 tonnellate di prodotto e i consumi di GPL auto hanno rappresentato, su base energetica, poco più del 5% dei consumi totali nel settore dei trasporti stradali.

Oltre il 40% del mercato è rifornito con propano proveniente da gas naturale, mentre la parte restante è una miscela variabile di gas liquidi prodotta nelle raffinerie italiane.

Si osserva che nel tempo è avvenuta una significativa riduzione del consumo unitario medio dei veicoli a GPL conseguente alla sempre maggiore efficienza delle auto e ad un fenomeno recessivo dei consumi per effetto della crisi economica, così come è accaduto per tutti i carburanti, nonché ad una contrazione significativa delle cilindrata medie.

Quest'ultimo fenomeno ha caratterizzato in particolare i gas (GPL e metano) ed è stato il risultato delle campagne di incentivazione a favore dell'acquisto di autovetture con basse emissioni di CO₂ e quindi, inevitabilmente, con cilindrata inferiori al passato.

Il parco autovetture circolante a GPL rappresenta il 5,5% del totale (dati ACI 2014) con 2.042.000 veicoli, a notevole distanza dalla benzina (51%) e dal gasolio (41%).



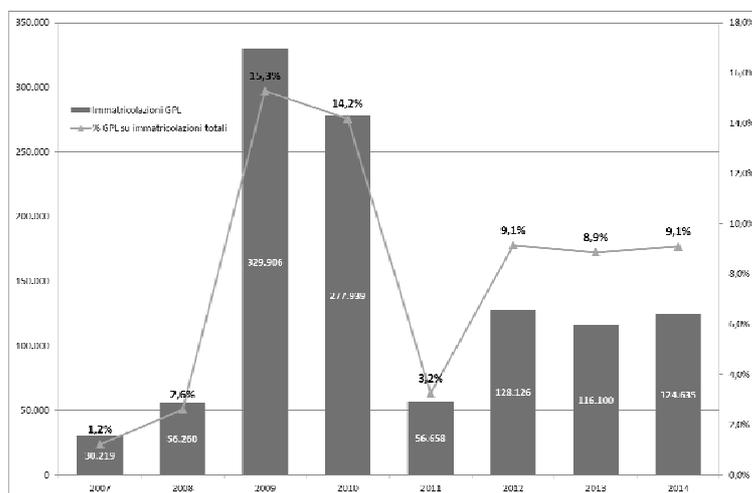
La maggior parte della popolazione di autovetture a GPL si concentra in alcune Regioni del nord del Paese: Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia-Romagna insieme accolgono quasi il 50% del parco circolante.

Nelle altre aree dell'Italia, si evidenziano le regioni del Lazio e della Campania con percentuali superiori al 10%.

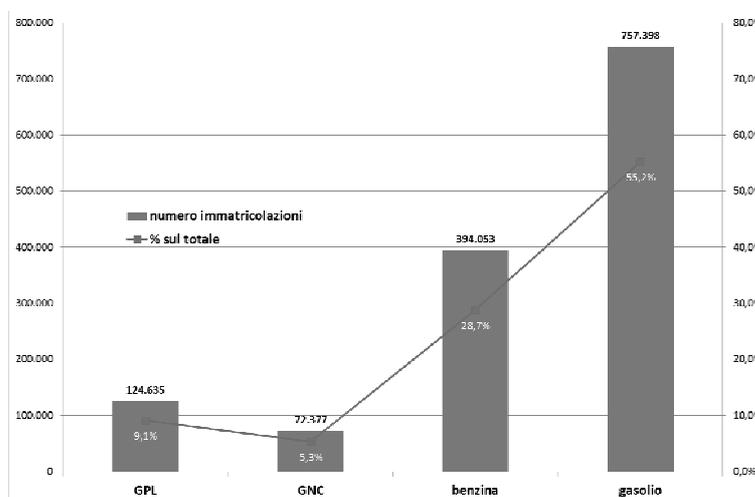
2.3.1 Immatricolazioni di autovetture alimentate con GPL

Le case automobilistiche hanno cominciato ad offrire modelli nativi a GPL a partire dal 1998 ma solo dal 2007 in poi quest'ultimi hanno rappresentato una percentuale non marginale sul totale immatricolato.

Negli anni 2009-2010, grazie agli incentivi statali all'acquisto di veicoli nuovi, che riconoscevano un beneficio unitario maggiore per coloro che sceglievano un'auto a gas, le immatricolazioni a GPL hanno registrato un picco, fino a superare la soglia del 15% sul totale immatricolato.



Nel 2014 le immatricolazioni di autovetture a GPL hanno rappresentato il 9,1% sul totale, terzo prodotto dopo gasolio (55,2%) e benzina (28,7%) e prima del metano (5,3%), mentre le altre alimentazioni (ibride, elettriche...) sono rimaste al di sotto del 1,7%.

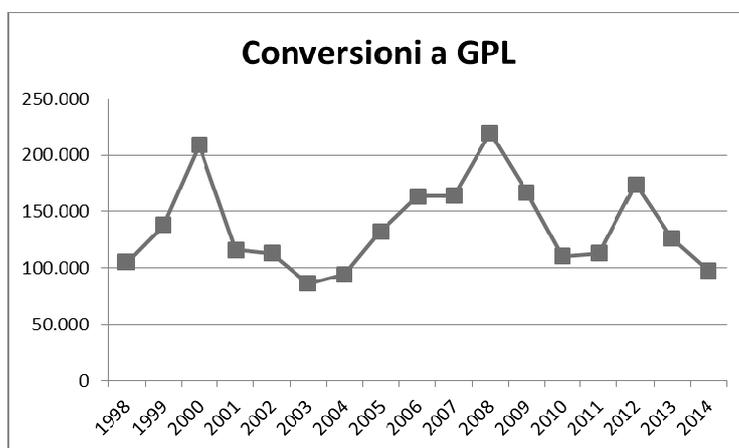


In Italia, sono attualmente offerti a listino da oltre 15 case automobilistiche circa 60 modelli alimentati a GPL, o più precisamente bi-fuel (benzina-GPL) dove la benzina ha la funzione di carburante di emergenza per eventuali difficoltà di rifornimento su strada. I modelli offerti si concentrano nei segmenti commerciali da A, B e C, mentre pochi sono quelli che appartengono al segmento D.

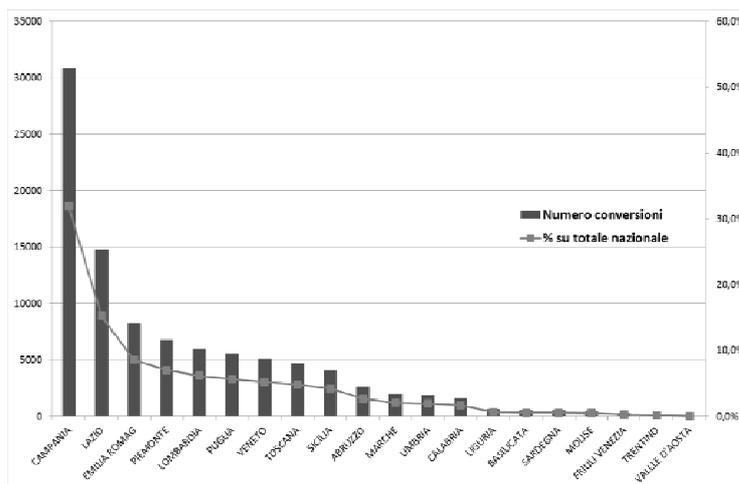
2.3.2 Conversioni a GPL di autovetture circolanti

Per “conversione a GPL” si intende l’operazione di modifica di un veicolo già omologato a benzina - e il più delle volte già immatricolato - per equipaggiarlo con un sistema di alimentazione a GPL. Tali interventi di after-market sono realizzati da officine meccaniche specializzate che in Italia sono circa 6.000, diffuse su tutto il territorio nazionale. In Italia, sono presenti, inoltre, le più importanti imprese di progettazione e costruzione di sistemi di alimentazione a GPL, che completano la filiera industriale delle conversioni a GPL e che sono leader globali del mercato e della tecnologia.

La domanda di mercato è stata storicamente molto rilevante nel nostro Paese, ma anche molto variabile nel tempo per diverse ragioni legate al prezzo del carburante, della componentistica e alla presenza o meno di incentivazioni pubbliche.



Il record di mercato raggiunto nel 2008 è il risultato di una campagna di incentivazione finanziaria che è stata attivata negli anni precedenti ma che ha ottenuto i suoi maggiori finanziamenti negli anni 2007, 2008 e 2009. Campania e Lazio hanno registrato il maggior numero di conversioni, contando insieme per oltre il 45% sul totale nazionale.



2.4 NORMATIVA

Nel 2008, la rete distributiva dei carburanti è stata oggetto di una importante riforma legislativa volta all'apertura alla piena concorrenza nel settore ed allo stesso tempo alla promozione dei carburanti alternativi, incoraggiando le amministrazioni regionali a porre in atto dei provvedimenti di sviluppo nell'ambito dei loro poteri di programmazione del territorio (Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112, articolo 83-bis, comma 21)

La maggior parte delle Regioni hanno attuato la norma statale imponendo l'erogazione di almeno un carburante gassoso (GPL o metano) in ogni nuovo impianto stradale.

Queste disposizioni regionali hanno avuto un effetto propulsivo importante sullo sviluppo delle reti di distribuzione di questi due carburanti ecologici: ad esempio, nel periodo dal 2009 al 2014 la rete del GPL è cresciuta di circa il 40%, da poco meno di 2.600 punti vendita a oltre 3.600, mentre nei sei anni precedenti, cioè dal 2003 al 2008, l'incremento era stato del solo 14%.

Più in generale, le iniziative regionali in materia di impianti stradali hanno contribuito ad enfatizzare il ruolo dei carburanti gassosi nelle più ampie politiche energetiche e ambientali delle Regioni e degli Enti Locali.

Infatti, sono state contestualmente poste in essere misure fiscali e finanziarie volte ad incentivare la domanda di mercato del GPL e del metano, proprio al fine di "spezzare" il circolo vizioso (assenza di domanda come conseguenza dell'assenza di offerta, e viceversa) che normalmente impedisce l'affermarsi di tecnologie alternative.

2.4.1 Norme tecniche di settore

L'investimento richiesto per la realizzazione di impianti di erogazione di GPL auto presso un punto vendita stradale è ancora leggermente superiore rispetto al caso dei combustibili liquidi tradizionali, soprattutto perché le norme tecniche di settore sono complessivamente più stringenti.

Queste normative tecniche sono state aggiornate (Decreto del Presidente della Repubblica 24 ottobre 2003, n. 340 e successive modifiche e integrazioni) nella direzione di una maggiore semplificazione non solo delle regole di costruzione/installazione, ma anche di quelle relative all'esercizio del punto vendita.

Tali aggiornamenti hanno notevolmente agevolato, rispetto al passato, l'affiancamento dei gas per auto agli altri carburanti: maggiore flessibilità nell'installazione delle apparecchiature, riduzione delle distanze di sicurezza rispetto a fabbricati interni ed esterni alla stazione, introduzione delle colonnine multi-prodotto (GPL, metano, benzina e diesel), nonché l'introduzione del servizio self-service per entrambi i carburanti gassosi.

Il servizio fai-da-te è consentito sia in presenza sia in assenza del personale nel piazzale della stazione stradale, pur nel rispetto di certe condizioni tecniche che sono più severe rispetto al caso del rifornimento effettuato dall'operatore (Decreto Ministro dell'Interno del 31 marzo 2014).

2.4.2 Navigazione da diporto e commerciale

Relativamente alla progettazione e costruzione delle unità da diporto e dei loro motori, la normativa comunitaria di riferimento è costituita dalla Direttiva 94/25/CE: trattasi di una Direttiva c.d. "di nuovo approccio" che pertanto stabilisce solo alcuni requisiti essenziali per la certificazione delle unità e dei motori secondo schemi amministrativi predefiniti.

La Direttiva demanda al Comitato Normatore Europeo (CEN) la definizione di eventuali specifiche tecniche di dettaglio per le diverse applicazioni ricadenti nel suo scopo, come ad esempio la propulsione a GPL. In altre parole, la conformità agli eventuali standard CEN armonizzati fornisce presunzione di conformità ai requisiti essenziali della direttiva nell'ambito delle relative procedure di certificazione.

La propulsione a GPL è esplicitamente prevista dalla legislazione comunitaria e il CEN ha già emanato una norma tecnica armonizzata, la UNI EN 15609:2012 riguardante *“Attrezzature e accessori per GPL - Sistemi di propulsione a GPL per imbarcazioni, yacht e altre unità”*.

Al fine di completare il quadro normativo europeo, la Legge Delega del 7 ottobre 2015, n. 167, per la riforma del Codice della nautica da diporto, ha delegato il Governo ad adottare le *“procedure per l'approvazione e l'installazione di sistemi di alimentazione con gas di petrolio liquefatto (GPL) su unità da diporto e relativi motori di propulsione, sia di nuova costruzione che già immessi sul mercato”*.

I requisiti tecnici necessari per ottenere il rilascio dei certificati di sicurezza o d'idoneità delle navi ad uso commerciale sono determinati dal D.P.R. 8 novembre 1991, n. 435, *“Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare”*.

Nel 2010 il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, tenuto conto che il regolamento suddetto non prevede l'uso del GPL come carburante per la propulsione, ha istituito un tavolo di lavoro con le istituzioni, gli organi di controllo e le categorie interessate per la realizzazione di un protocollo di sperimentazione con l'obiettivo di produrre un'opportuna regolamentazione tecnica.

Il Registro Italiano Navale (RINA) su mandato del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha predisposto una bozza di disciplinare tecnico in base alla quale i titolari delle imbarcazioni avrebbero dovuto presentare eventuali proposte di sperimentazione in campo. Purtroppo, fino ad ora, nessun campo prova è stato attivato sebbene sia stato manifestato un certo interesse sia da parte di alcuni utilizzatori che da parte di costruttori di mezzi, motori e sistemi di alimentazione a gas.

2.4.3 Rete di distribuzione per la navigazione da diporto e commerciale

Con il Decreto del Ministero dell'Interno del 6 ottobre 2010 è stata approvata la regola tecnica per la realizzazione della stazione di rifornimento uso nautico.

Rispetto alla disciplina di prevenzione incendi vigente nel campo della distribuzione del GPL uso autotrazione, il citato Decreto Ministeriale contiene alcune importanti semplificazioni, soprattutto nel lay-out delle apparecchiature, che consentono l'installazione degli impianti anche in porti di piccole e medie dimensioni.

L'assenza di un chiaro e completo quadro regolamentare per la certificazione delle mezzi da diporto e navali pone, tuttavia, un ostacolo allo sviluppo della domanda e, pertanto, risulta difficile motivare gli investimenti nella realizzazione di punti vendita carburante.

Dal 2010 ad oggi, non è stato installato alcun impianto di GPL per la nautica, e quindi la norma è rimasta di fatto inapplicata.

2.4.4 Domanda di mercato

In Italia, molteplici sono state le iniziative per favorire l'acquisto di veicoli nuovi a gas e la conversione a gas delle vetture circolanti.

La misura a “costo zero” di maggior successo è quella che permette alle autovetture alimentate con GPL o con metano di circolare anche in presenza dei blocchi del traffico motivati da ragioni di carattere ambientale.

Infatti, in questi anni, molti Comuni hanno disposto il blocco della circolazione parziale o totale all'interno dei propri centri urbani per evitare lo sfioramento dei limiti di concentrazione in aria del particolato e degli ossidi di azoto stabiliti dalla direttive europee.

Considerando che i gas di scarico delle autovetture a GPL e a metano presentano emissioni di particolato e di ossidi di azoto molto ridotte, soprattutto rispetto al diesel, i Comuni hanno esentato tali tipi di autovetture dai suddetti blocchi del traffico. Questo costituisce un vantaggio significativo in termini di possibilità di utilizzo del veicolo, che i proprietari di auto a gas hanno percepito come un vero e proprio premio alla propria scelta.

I provvedimenti di esenzione sono però spesso disomogenei mentre una maggiore armonizzazione darebbe più certezze ai cittadini e rappresenterebbe una sistema strutturale di incentivazione al passaggio a tecnologie a più basso impatto.

3 SCENARI DI SVILUPPO

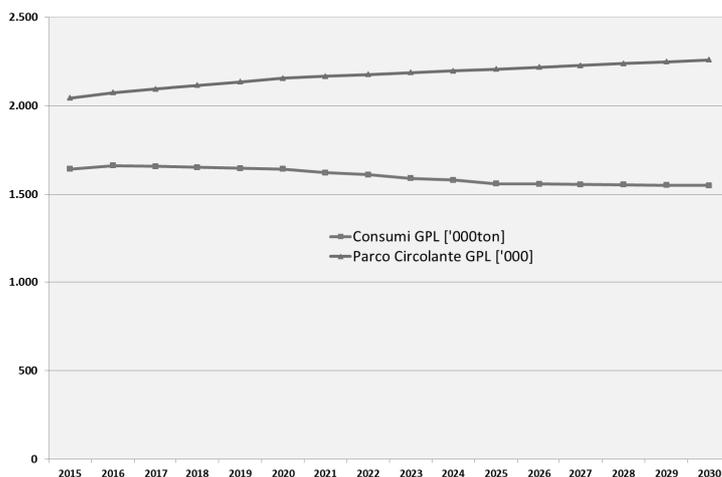
3.1 LATO DOMANDA

Il grafico seguente mostra le previsioni tendenziali dei consumi e del complessivo parco circolante a GPL, con esclusione del settore della nautica, settore per il quale, tuttavia, si ritiene probabile uno sviluppo a seguito di politiche di sostegno adeguate.

Si osserva un aumento del parco circolante al 2020 di circa il 6% rispetto al dato di 2.042.000 di fine 2015 e dell'11% al 2030, grazie ad un bilancio positivo tra il numero di nuove autovetture immesse sul mercato (immatricolazioni + conversioni) e quello delle vetture rottamate.

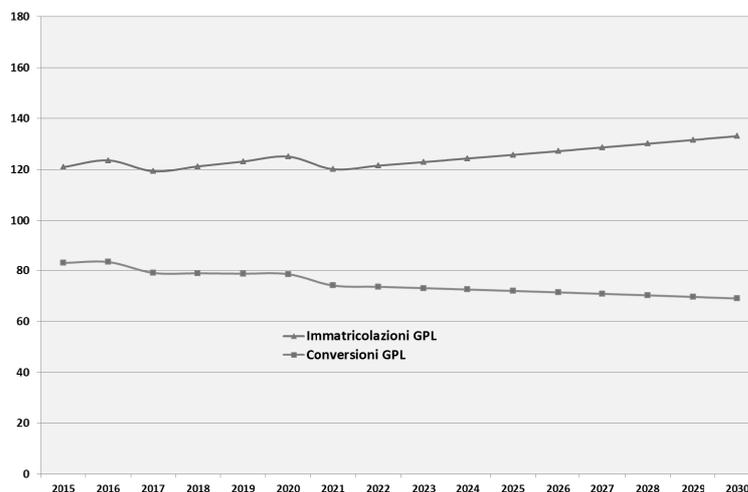
I consumi rimangono invece pressoché costanti fino al 2020, mentre per gli anni a seguire si nota un crescente "disaccoppiamento" rispetto al parco circolante per effetto di un duplice fenomeno: incremento della efficienza media del parco e diminuzione dei chilometraggi annui.

Il consumo medio per veicolo scende infatti dalle attuali 0,80 t/veicolo/anno a 0,76 nel 2020 e 0,69 nel 2030.



Nella figura seguente si riportano gli andamenti tendenziali delle immatricolazioni e delle conversioni, la cui somma rimane abbastanza costante nel tempo, ma la ripartizione interna evidenzia un leggero

aumento delle immatricolazioni e un contemporaneo e costante calo delle conversioni. Le conversioni si riducono di circa il 5% al 2020 e del 17% al 2030, mentre le immatricolazioni crescono, rispettivamente, del 3% e del 10%.



La ricerca “Green economy e veicoli stradali: una via italiana”, realizzata dalla Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile, ha preso in esame nel 2014 anche uno scenario di elevata penetrazione delle auto a gas in Italia da oggi al 2030, con la progressiva sostituzione di circa un terzo delle auto a combustibili liquidi del parco circolante, dovuta sia ad acquisto di nuove auto sia ad interventi di retrofit. La riduzione delle emissioni sarebbe significativa: al 2030 - 3,5 milioni di t CO₂, - 67 tonnellate di particolato e - 21 mila tonnellate di ossidi di azoto all’anno rispetto ad uno scenario di non intervento.

3.2 LATO OFFERTA

Per la stima dello sviluppo tendenziale della rete di distribuzione stradale si è ipotizzato di mantenere costante il rapporto tra il numero di stazioni e i consumi di carburante. La relazione di proporzionalità tra queste due grandezze, oltre ad avere un fondamento razionale, è corroborata dai dati storici degli ultimi anni: dal 2008 al 2015 il rapporto tra numero di stazioni e consumi ha subito oscillazioni contenute nel 10% massimo (410 – 450 t/impianto).

Questo è, inoltre, avvenuto in vigenza di normative volte a sostenere la crescita degli impianti. Lo scenario ipotizzato risulterebbe, pertanto, sovrastimato nel caso in cui il contesto legislativo dovesse mutare e le misure regionali di obbligo all’installazione di erogatori di GPL nei nuovi impianti dovessero essere abrogate in tutto il territorio nazionale, per effetto di provvedimenti statali, o in una parte più o meno ampia di esse, per scelta delle stesse amministrazioni locali.

4 MISURE DI SOSTEGNO

4.1 MISURE A CARATTERE FINANZIARIO PER AGEVOLARE LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE STRADALE

Per agevolare la realizzazione di impianti di distribuzione stradale di GPL o metano, alcune Regioni hanno messo in campo proprie risorse finanziarie per sostenere, con stanziamenti a fondo perduto, le spese relative alla c.d. area tecnologica, cioè per l'acquisto dei componenti degli impianti.

Le risorse sono state sempre esigue rispetto alla potenziale domanda e le modalità di erogazione dei finanziamenti hanno creato alcune difficoltà di accesso per alcuni tipi di imprese.

Infatti, nella quasi totalità dei casi, le Regioni sono ricorse al regime del "*de minimis*" per non incorrere nelle problematiche burocratiche relative alla notifica degli aiuti di Stato secondo la disciplina UE.

Il contributo unitario massimo per azienda stabilito per gli aiuti erogati in regime di "*de minimis*" (originariamente 100.000 euro e recentemente aumentato a 200.000 euro complessivi nell'arco di tre anni) ha, però, tenuto fuori alcuni importanti investitori.

4.2 MISURE FINANZIARIE PER L'ACQUISTO DI VEICOLI

Come rilevato nell'analisi dell'andamento delle immatricolazioni di veicoli a gas, il programma di incentivazione attivo negli anni 2009 e 2010 ha generato una svolta epocale nella domanda di mercato. Infatti, a chi acquistava un veicolo a gas con emissioni di CO₂ inferiori a 120gr/km previa rottamazione di una vettura circolante veniva riconosciuta una agevolazione statale di circa 3.000 euro pari a una percentuale rilevante del costo complessivo dell'auto.

Le case automobilistiche hanno ampliato la propria gamma di mezzi a gas proprio per cogliere l'opportunità offerta dalle agevolazioni statali. In un clima di competizione molto positivo, ognuna di loro ha prodotto in tempi brevi campagne pubblicitarie e di marketing per conquistare quote di mercato in questo nuovo segmento. Si è creato, quindi, un circolo virtuoso che ha amplificato l'efficacia degli incentivi pubblici.

Ciò ha dato modo a questi grandi gruppi industriali di testare le potenzialità commerciali e la bontà tecnologica delle auto a gas, e sulla base di questa positiva esperienza la quasi totalità delle case automobilistiche ha confermato i propri progetti a gas anche dopo l'interruzione degli incentivi.

Sul fronte delle conversioni a gas, iniziative di agevolazione finanziaria altrettanto efficaci sono state realizzate dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Nel 1997 il Ministero dello Sviluppo Economico ha creato un fondo strutturale per sostenere la conversione a gas dei veicoli circolanti con stanziamenti che si sono però rivelati troppo esigui rispetto all'interesse dei cittadini.

L'erogazione a "stop and go" dei fondi statali ha prodotto un analogo riflesso nel mercato. Solo con la Finanziaria 2007 è stato stabilito un fondo triennale tanto capiente da soddisfare le richieste di incentivo senza interruzioni.

Anche in questo caso, il successo dell'iniziativa ha fatto emergere una domanda potenziale che era inespresa per l'ostacolo posto dal "costo di ingresso" all'uso del prodotto, cioè dal prezzo di acquisto e di installazione dell'impianto a gas.

Dal 2009 in poi la campagna di incentivi non ha ricevuto altri finanziamenti; sono stati recuperate solo delle disponibilità residue dovute al mancato perfezionamento di alcune richieste di agevolazione.

Una esperienza ancor più significativa da punto di vista ambientale è l’Iniziativa Carburanti Basso Impatto (ICBI), istituita nel 2000 dal Ministero dell’Ambiente e volta alla promozione del GPL e del metano per auto.

ICBI è una Convezione di quasi 700 Comuni italiani inclusi nelle aree a rischio di inquinamento atmosferico volta principalmente ad agevolare la realizzazione di conversioni a gas di veicoli già circolanti e di impianti di distribuzione di GPL o metano per flotte pubbliche.

I fondi complessivamente erogati in questi anni sono stati pari a circa 30 milioni di euro ed hanno comportato la trasformazione a gas di circa 90 mila veicoli.

4.3 MISURE FISCALI

Per quanto riguarda la tassazione applicata ai veicoli (bollo regionale, IPT..), si evidenzia che attualmente la disciplina statale in materia di tasse automobilistiche:

- riconosce uno sconto permanente del 75% sul bollo annuale dei veicoli mono-fuel a gas¹;
- consente alle Regioni di esentare i veicoli a doppia alimentazione (GPL-benzina o metano-benzina), nuovi o “convertiti” in post-vendita, dal pagamento del c.d. bollo auto per un numero limitato di anni (Decreto Legge 3 ottobre 2006, n. 262, articolo 2, commi 60, 61, 62).

I modelli mono-fuel a gas sono molto pochi perché le case automobilistiche, per problemi legati all’omologazione e al fine di assicurare una maggiore autonomia al veicolo, preferiscono installare un serbatoio benzina di capacità ordinaria.

Pertanto, la prima norma di cui sopra ha avuto un impatto marginale sul mercato.

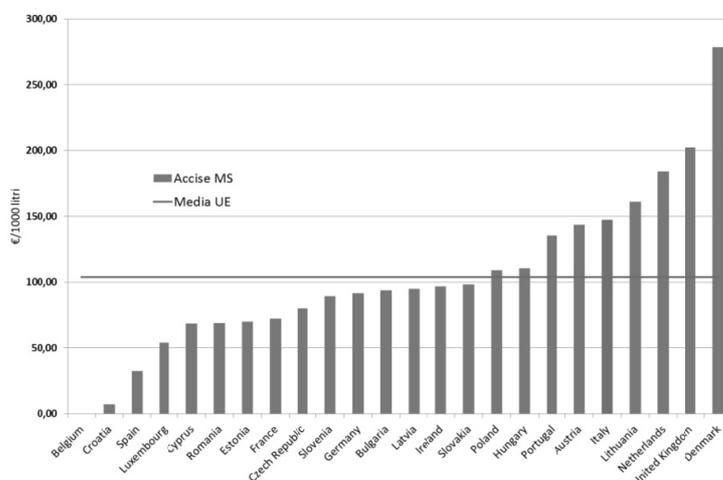
Solo poche Regioni hanno recepito, invece, la seconda norma nazionale riguardante le vetture bi-fuel (Piemonte, Lombardia, Puglia, Toscana, Province autonome Trento e Bolzano) e la maggior parte di queste come misura temporanea.

Laddove adottata in modo permanente (Piemonte, Puglia, Trento e Bolzano), le vendite delle auto a gas hanno subito un incremento superiore alla media nazionale, perché il beneficio economico, anche se dilazionato su più anni, compensa quasi totalmente i maggiori costi sostenuti per acquistare o convertire un veicolo con alimentazione a gas.

Rimanendo nell’ambito della fiscalità applicata all’auto, si segnalano alcune iniziative autonome da parte di amministrazioni provinciali in relazione all’Imposta Provinciale di Trascrizione (IPT): sono state applicate tariffe più basse rispetto a quelle fissate per i veicoli tradizionali. Infatti, a differenza di quanto è avvenuto nel caso della tassazione automobilistica regionale, la legislazione nazionale non prevede delle misure organiche a favore delle auto più ecologiche.

Infine, con riferimento alla fiscalità del carburante, si evidenzia che l’aliquota d’accisa prevista in Italia per il GPL carburante è alquanto superiore alla media europea (vedi tabella seguente).

¹ Si definisce “veicolo mono-fuel alimentato a gas” un veicolo dotato della doppia alimentazione GPL-benzina o metano-benzina con serbatoio della benzina di capacità inferiore a 15 litri.



Anche il rapporto relativo dell'aliquote stabilite in Italia rispetto a quelle minime UE per tutti i carburanti non premia il GPL auto. Infatti, l'accisa del GPL in Italia è pari al 214% di quella minima europea mentre per la benzina, il diesel ed il metano lo stesso rapporto è pari rispettivamente a 204%, 188% e 4%².

	Benzina	Diesel	GPL	Metano
Direttiva UE 2003/96	359	330	125	91
Italia	730,58	619,8	267,77	3,31
Ratio	204%	188%	214%	4%

Nonostante ciò, il livello di tassazione applicato in Italia al GPL auto è tale che il suo prezzo finale “alla pompa” sia inferiore a quello dei combustibili liquidi tradizionali, offrendo dunque all’utenza un vantaggio economico non marginale (minori costi operativi) che ha contribuito in modo sostanziale alla crescita del mercato in questi anni.

4.4 CRITERI E OBIETTIVI INDICATIVI PER FAVORIRE L'UNIFORMITÀ DELLA PENETRAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI DISTRIBUZIONE NEL SETTORE STRADALE

Dall’analisi sopra riportata relativa alla densità superficiale delle varie Regioni italiane, si evince come la maggior parte di esse abbia una densità al di sotto della media nazionale, pari a 1,2 (n. impianti/ 100 Km²).

Pertanto, al fine di favorire l’uniformità della copertura degli impianti di distribuzione lungo tutto il territorio nazionale si ritiene che possa essere considerato realistico e nel contempo necessario un incremento delle stazioni, nelle Regioni italiane con una densità superficiale (n. impianti/ 100 Km²)

² L'aliquota d'accisa del metano per auto è inferiore alla minima europea in forza del potere di deroga che la Direttiva UE 2003/96 concede ad ogni Stato Membro per quanto riguarda la tassazione applicata ai gas per auto.

inferiore a 0,7, che nel 2025 sia pari allo 0,2. Da tale incremento, deriverebbe una situazione complessiva secondo la tabella seguente e con una densità media che diventerebbe pari a 1,28.

Tabella 5: Ipotesi diffusione impianti per regione

REGIONE	Densità Superficiale (n. impianti/100 Km²)	Densità Superficiale (n. impianti/100 Km²) Al 2025
Valle D'Aosta	0,2	0,4
Sardegna	0,3	0,5
Basilicata	0,4	0,6
Trentino-Alto Adige	0,4	0,6
Sicilia	0,6	0,8
Liguria	0,6	0,8
Molise	0,7	0,9
Calabria	0,7	0,9
Umbria	1	1
Abruzzo	1,1	1,1
Friuli-Venezia Giulia	1,1	1,1
Toscana	1,2	1,2
Puglia	1,2	1,2
Piemonte	1,3	1,3
Lombardia	1,8	1,8
Lazio	1,9	1,9
Campania	1,9	1,9
Emilia Romagna	1,9	1,9
Marche	2	2
Veneto	2,5	2,5

4.5 REQUISITI MINIMI PER LA REALIZZAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI DISTRIBUZIONE NEL SETTORE NAUTICO DA DIPORTO

Nel settore nautico, finora quasi inesistente, si ritiene che possa essere considerata auspicabile una previsione di incremento graduale nel tempo, con riferimento al sistema complessivo della navigazione, e comprensivo sia dei porti marittimi che della navigazione interna che consenta la realizzazione, entro il 2025, di n. 1 impianto per ciascuna Regione lambita da acque marittime.