



CONFINDUSTRIA

SISTEMA GAS NATURALE TRANSIZIONE E COMPETITIVITA'



NOVEMBRE 2019

SISTEMA GAS NATURALE TRANSIZIONE E COMPETITIVITA'

Coordinatore di progetto:

Massimo Beccarello

Project Manager:

Andrea Andreuzzi

Le analisi sono state elaborate con la collaborazione di:



Nomisma Energia

Le proposte sono state definite con il contributo di:



Indice dei contenuti

EXECUTIVE SUMMARY	3
1. CARATTERISTICHE STRUTTURALI DEL MERCATO ENERGETICO	7
1.1. CARATTERISTICHE STRUTTURALI DEL MERCATO ENERGETICO GLOBALE.....	7
1.1.1. <i>La domanda e l'offerta di energia globale</i>	7
1.1.2. <i>La domanda e l'offerta di gas naturale globale</i>	8
1.2. CARATTERISTICHE STRUTTURALI DEL MERCATO ENERGETICO EUROPEO.....	11
1.2.1. <i>La domanda e l'offerta di energia in Europa</i>	11
1.2.2. <i>La domanda e l'offerta di gas naturale in Europa</i>	16
1.3. CARATTERISTICHE STRUTTURALI DEL MERCATO ENERGETICO ITALIANO	19
1.3.1. <i>La domanda di energia in Italia</i>	19
1.3.1.1. <i>La domanda di energia nell'industria</i>	21
1.3.1.2. <i>La domanda di energia nel settore residenziale</i>	22
1.3.1.3. <i>La domanda di energia nel settore dei servizi</i>	24
1.3.1.4. <i>La domanda di energia nel settore dei trasporti</i>	25
1.3.2. <i>La domanda di elettricità in Italia</i>	26
1.3.3. <i>La domanda di gas naturale in Italia</i>	28
1.3.3.1. <i>Il gas naturale nei processi industriali: il caso dell'acciaio</i>	30
1.3.3.2. <i>Il gas naturale nei processi industriali: il caso della carta</i>	31
1.3.4. <i>L'offerta di energia in Italia</i>	33
1.3.5. <i>L'offerta di energia elettrica in Italia</i>	34
1.3.6. <i>L'offerta di gas naturale in Italia</i>	34
2. LA RILEVANZA DEL GAS PER LA COMPETITIVITÀ ECONOMICA NELLA TRANSIZIONE LOW CARBON.....	39
2.1. IL RUOLO DEL GAS NATURALE NELLE POLITICHE DI LOTTA AI CAMBIAMENTI CLIMATICI	39
2.1.1. <i>Il gas naturale e gli obiettivi di efficienza energetica italiana</i>	45
2.1.2. <i>Il gas nello sviluppo delle fonti rinnovabili</i>	46
2.1.2.1. <i>Le opportunità del biometano e dell'idrogeno</i>	51
2.1.3. <i>Gli effetti economici del mercato gas sul prezzo dell'energia elettrica</i>	57
2.1.3.1. <i>Il ruolo del gas nella decarbonizzazione del mercato elettrico italiano</i>	59
2.1.3.2. <i>Il ruolo degli impianti a gas nella gestione dei servizi di bilanciamento del sistema elettrico</i>	64
2.1.4. <i>Il ruolo del gas naturale nella decarbonizzazione dei trasporti</i>	65
2.2. IL GAS NATURALE FATTORE CHIAVE PER LA COMPETITIVITÀ ENERGETICA ED ECONOMICA.....	68
2.2.1. <i>Le opportunità di un utilizzo efficiente delle infrastrutture di importazione gas esistenti</i>	70
2.2.1.1. <i>Caratteristiche ed utilizzo delle infrastrutture di importazione di gas italiane</i>	72
2.2.1.2. <i>Caratteristiche dei contratti di importazione gas italiani</i>	74
2.2.1.3. <i>L'integrazione Sud-Nord per la sicurezza e l'economicità del mercato gas europeo</i>	76
2.2.2. <i>Le opportunità dello sviluppo infrastrutturale nel sistema gas europeo</i>	78
2.2.2.1. <i>Il Tap e i benefici per il mercato italiano</i>	80
2.2.2.1. <i>Le nuove scoperte di gas naturale nel bacino Mediterraneo</i>	81
2.2.3. <i>Le opportunità della produzione nazionale di gas naturale</i>	83
2.2.4. <i>Le opportunità degli stoccaggi gas italiani e delle infrastrutture di trasporto</i>	87
2.2.5. <i>Le opportunità delle infrastrutture GNL</i>	92
3. CONCLUSIONI	99

Executive Summary

Il presente documento ha lo scopo di analizzare il ruolo del gas naturale nel futuro contesto energetico, sostenendone la centralità nelle politiche di sostenibilità nazionali, europee e globali.

Il lavoro, partendo da una analisi strutturale del contesto globale ed europeo, approfondisce le opportunità ed i rischi per il nostro Paese, secondo tre direttrici: gli scenari previsti di domanda, in relazione alle politiche per la lotta ai cambiamenti climatici, le dinamiche di offerta, in relazione allo sviluppo delle infrastrutture per assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti, e la dimensione competitiva del mercato gas, con riferimento ai possibili miglioramenti del posizionamento dell'Italia attraverso una nuova visione strategica delle infrastrutture.

La principale conclusione del presente lavoro è relativa al fatto che le complessità delle sfide future **non sono riconducibili a soluzioni univoche, rendendo inefficiente l'orientamento in favore di una sola tecnologia**. Per affrontare le sfide del futuro, dalla sicurezza energetica al contenimento delle emissioni globali, è necessaria una pluralità di linee di azione.

Il gas naturale è in tutto il mondo la fonte che contribuisce di più in questi anni al contenimento della crescita delle emissioni di gas ad effetto serra, sempre con benefici immediati a livello locale in termini di riduzione dei macro inquinanti e di miglioramento della qualità della vita negli ambienti urbani dove viene usato. Gli impianti a gas a ciclo combinato per la produzione di elettricità, su cui l'Italia ha già investito massicciamente, saranno indispensabili per compensare l'intermittenza delle rinnovabili, per seguire velocemente l'entrata e l'uscita degli impianti eolici e fotovoltaici e quindi per garantire stabilità della rete e adeguatezza del sistema elettrico. In primo luogo sarà necessaria una piena integrazione del sistema energetico complessivo, partendo dai sistemi elettrico e gas, così da affiancare ad una crescente **elettificazione dei consumi, una adeguata copertura infrastrutturale**: partendo dalla produzione, passando per lo stoccaggio, il trasporto, la distribuzione, per arrivare al consumo finale. L'elettricità è un vettore di energia di straordinaria utilità, ma ha limiti fisici nel trasporto e soprattutto negli accumuli, dove comporta costi altissimi, per altro per volumi contenuti, impossibili da sostenere per un'economia di mercato, come quella italiana, esposta alla competizione internazionale. Ancora più chiara è l'impossibilità tecnologica per gli stoccaggi elettrici della copertura delle variazioni di domanda termica finale tra inverno/estate, cosa che è possibile fare con costi relativamente bassi con il gas naturale, di gran lunga attualmente la prima fonte per riscaldamento.

Allo stesso tempo, l'elettificazione non rappresenta una opzione efficace per tutte le tipologie di consumatori. Una forte elettificazione dei consumi finali dell'industria non è sostenibile, in assenza di salti tecnologici che per il momento non si intravedono. I consumi di gas non possono essere ridotti nel breve e medio termine nell'industria, per ragioni legate alla natura dei processi

che richiedono sia alte temperature, che il contatto del combustibile con i materiali destinati a trasformarsi in prodotti finali. L'impiego di elettricità non consente il raggiungimento delle stesse temperature e anche in prospettiva, nell'ipotesi tutta da dimostrare dell'avvento di nuove tecnologie, i costi di produzione e di realizzazione delle reti elettriche sarebbero proibitivi. Nei distretti industriali il gas ha rappresentato un importante progresso di sostenibilità del processo produttivo, mediante i sistemi di cogenerazione. La cogenerazione di elettricità e calore attraverso impianti posti all'interno di stabilimenti industriali, taglia le emissioni del 30% rispetto alle tecnologie tradizionali. Inoltre, produce importanti benefici sotto il profilo dell'efficienza energetica, proprio nei settori maggiormente coinvolti nei processi di economia circolare, come ad esempio la carta, moltiplicando le esternalità ambientali positive.

Non sono inoltre da sottovalutare gli aspetti relativi all'efficienza allocativa ed alla disponibilità economica per lo sviluppo degli investimenti da parte dei consumatori. **Nel riscaldamento** delle abitazioni, la sostituzione del gas con l'elettricità necessita di investimenti che le famiglie, nella gran parte dei casi, non si possono permettere. Pertanto nel settore residenziale e dei servizi, la sostituzione delle caldaie a gas con pompe di calore avverrà lentamente. Effettuare innovazioni tecnologiche basate sull'elettricità nel parco abitativo esistente è complicato a causa non solo dell'attuale stagnazione economica, ma anche della scarsa propensione dei consumatori finali che non hanno quell'abbondanza di risorse finanziarie che sarebbe invece necessaria.

La seconda importante conclusione è che **i consumi di gas in Italia saliranno, seppur di poco, almeno fino al 2025, per poi stabilizzarsi** sopra agli 80 miliardi di metri cubi anno, contro gli attuali 75 miliardi di metri cubi. Il presente scenario evidenzia prospettive di consumo superiori (circa 10-15 miliardi di metri cubi aggiuntivi) rispetto a quanto ipotizzato nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC¹) - presentato dal Governo a fine 2018 - poiché ipotizza una crescita economica più sostenuta ed un calo inferiore dell'intensità energetica, in via prudenziale. Nel presente documento si ritiene, in particolare, che la crescita della generazione elettrica sarà più sostenuta rispetto a quanto previsto dal PNIEC e sosterrà i consumi di gas naturale negli impianti termoelettrici. Questi saranno chiamati a garantire da un lato la flessibilità e l'affidabilità necessarie per affiancare le rinnovabili e, dall'altro, l'adeguatezza del sistema anche in vista della sostituzione degli impianti a carbone, in base ad un programma di uscita e chiusura delle centrali entro il 2025. Si prevede inoltre un **aumento dei consumi di gas nel trasporto**, in quanto l'Italia è il Paese che da tempo vanta una forte presenza dell'uso di metano quale propellente nelle vetture private, con il parco auto più numeroso, circa un milione, che impiega

¹ Il Piano è richiesto dal nuovo Regolamento sulla *Governance* (parte del più ampio pacchetto di normative chiamato Winter Package), approvato a ottobre del 2018 da parte della Commissione Europea. Ogni Stato Membro è tenuto a presentare un Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, un documento all'interno del quale ogni Paese definisce i propri target e gli strumenti per raggiungerli. A differenza della Strategia Energetica Nazionale, che aveva uno scopo puramente orientativo, il PNIEC è vincolante. La proposta italiana del piano, datata 31 dicembre 2018, è stata inviata a Bruxelles l'8 gennaio del 2019. Dopo le consultazioni e le eventuali modifiche, entro il 31 dicembre del 2019, il PNIEC dovrà essere definitivo.

oltre un miliardo di metri cubi di gas. La crescita del settore è costante per ragioni di carattere sia ambientale che economico. Già oggi è una valida alternativa all'auto elettrica, caratterizzata da costi più elevati, minore autonomia e tempi di ricarica più lunghi. Il rapporto costi-benefici detterà gli indirizzi del mercato dell'auto nei prossimi anni: i benefici ambientali dei diversi vettori di alimentazione, funzione del livello di rinnovabili nel sistema, dovranno essere confrontati con i costi di realizzazione delle reti di trasporto/trasmissione e distribuzione. I consumi di gas nel trasporto pesante su strada sono già in crescita grazie al GNL, mentre nel trasporto via nave il GNL sarà la soluzione di fronte alla drastica riduzione dei limiti di emissione previsti nel bunker a partire dal primo gennaio 2020, con particolare riferimento ai livelli di zolfo abbassati dall'attuale 4% allo 0,5%. Per consentire lo sviluppo degli utilizzi finali di GNL è fondamentale la realizzazione di una nuova catena logistica, tra cui navi di piccola dimensione per l'approvvigionamento e la realizzazione di nuovi depositi costieri (ad esempio è già in costruzione il deposito di Ravenna).

Appurato il ruolo del gas nel futuro dell'energia si deve operare su più fronti contemporaneamente e rendere la materia prima - *commodity* - maggiormente **sicura** (in termini di approvvigionamento), **competitiva** (in termini di prezzo) e **ambientalmente compatibile** (in termini di emissioni climalteranti). **L'Italia ha una delle reti gas più affidabili al mondo**, grazie ad investimenti e miglioramenti condotti nell'arco di 70 anni, che hanno visto l'impiego delle tecnologie più avanzate. Negli anni '80 e '90 la metanizzazione del Sud, costata circa 2 miliardi €, è stata una delle principali politiche a sostegno dell'economia del Meridione. L'espansione della rete gas ha accompagnato lo sviluppo economico dell'Italia negli anni '50 e '60, mentre la crescita dei consumi di metano ha permesso un drastico taglio alle emissioni di macro inquinanti nell'industria, nel riscaldamento e nella generazione elettrica a beneficio dei territori e dei consumatori finali. La rete del gas italiana, per la sua alta efficienza e per la sua diffusione, è un patrimonio al servizio di tutto il Paese, il cui abbandono, nell'ipotesi irrealistica di passaggio all'elettricità, rappresenterebbe uno spreco. Questa è, infatti, una struttura dedicata al trasporto di materie prime caratterizzate da un'alta densità energetica ed un alto contenuto di idrogeno, capaci di sintetizzare competitività e sostenibilità ambientale. Ciò accadrebbe mentre, paradossalmente, è in corso il tentativo di sfruttare risorse più pulite.

Per quanto riguarda la **sostenibilità ambientale** del gas, si devono considerare sia i benefici in termini di **sostituzione dei combustibili fossili maggiormente inquinanti nel mix di generazione**, sia l'effetto di **supporto alle fonti rinnovabili elettriche**, sia il contributo ottenibile dal **green gas** (*power-to-gas*, biometano, ecc.).

Per quanto riguarda invece la **sicurezza** degli **approvvigionamenti** e la **competizione** nei **mercati** è importante comprendere gli aspetti relativi al **contesto internazionale** e analizzare le localizzazioni territoriali dei **centri di produzione e consumo**. Alla disponibilità di riserve è infatti

correlato il **potere di mercato**, mentre al bisogno della *commodity* è correlato il **prezzo di acquisto**.

Una delle anomalie dell'Italia nel gas riguarda il suo prezzo spot (PSV²) più alto di quello dei principali Hub del Nord Europa (tra cui il TTF³). **L'Italia sconta infatti un differenziale sul prezzo del gas naturale rispetto al Nord Europa di circa 2 €/MWh** che determina una perdita di competitività per le imprese nazionali. Occorre azzerare tale differenziale attraverso interventi infrastrutturali e misure regolatorie volte a migliorare la liquidità del mercato nazionale.

Mentre la Germania sta completando il raddoppio del **Nord Stream** da 55 a 110 miliardi di metri cubi anno, **l'Italia deve rafforzare gli sforzi sulla realizzazione del Corridoio Sud**, che ancora manca, nonostante se ne parli da anni. Il TAP, infatti, ha avuto il via libera dal Governo solo a fine 2018. Altri progetti come Poseidon sono autorizzati, altri come East Med in sviluppo, e tutti contribuiranno a diversificare gli approvvigionamenti e a valorizzare le enormi potenzialità delle riserve del Mediterraneo dell'Est scoperte da società italiane i cui investimenti hanno importanti riflessi anche per l'indotto in Italia. L'obiettivo è quello di far sì che **l'Italia diventi un hub⁴**, un'interconnessione per il transito del gas dalle aree di produzione verso i mercati al consumo in Europa.

Il primato che l'Italia ha nell'uso del gas è un patrimonio da valorizzare proprio per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione attraverso le seguenti linee strategiche:

1. **Rafforzare l'integrazione con il sistema elettrico**, dagli accumuli delle fonti rinnovabili, fino alla micro generazione/cogenerazione nelle abitazioni;
2. Accompagnare la crescita dei consumi di gas **nei trasporti**, sia in forma compressa (CNG) che liquida (GNL), **liberando anche le potenzialità del biometano**, attraverso la realizzazione delle necessarie infrastrutture;
3. Proseguire nello **sfruttamento efficiente delle infrastrutture esistenti** e nel loro eventuale **potenziamento**, e **diversificare fonti e rotte di approvvigionamento**, in particolare quelle del Corridoio Sud;
4. Favorire lo sfruttamento della **produzione nazionale di gas**;
5. **Migliorare la regolazione dei transiti all'interno dell'Europa**, per incrementare l'utilizzo efficiente della capacità esistente e per sviluppare un mercato competitivo altrettanto liquido quanto quello del Nord Europa, dove il dominio della Germania, con prezzi più bassi, è destinato a rafforzarsi con il raddoppio del *Nord Stream*.

² Punto di Scambio Virtuale.

³ TTF: Title Transfer Facility dell'Olanda.

⁴ La parola "hub" letteralmente in inglese significa interconnessione ed è riferita, nel caso del gas, a mercati che si sono sviluppati, con il punto di consegna fisico, su interconnessioni di reti del gas. Quello più importante storicamente è Henry Hub in Louisiana (Stati Uniti) dove dagli anni '80 si è sviluppato il mercato spot più importante del mondo.

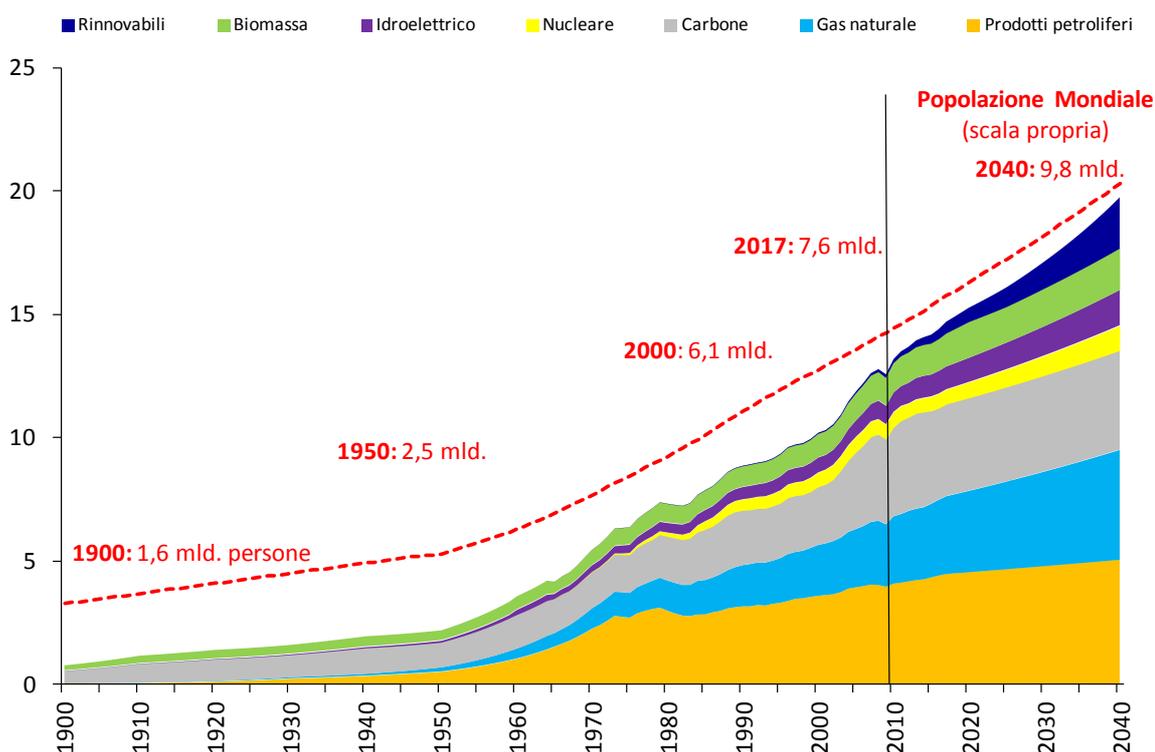
1.1. Caratteristiche strutturali del mercato energetico

1.2. Caratteristiche strutturali del mercato energetico globale

1.2.1. La domanda e l'offerta di energia globale

Tra i principali driver della domanda di energia mondiale troviamo l'evoluzione demografica della popolazione, in costante ascesa, attualmente pari a circa 7,6 miliardi di persone, ma destinata, entro il 2040, ad avvicinarsi alla soglia dei 10 miliardi. Circa 3 miliardi di abitanti del pianeta non accedono a forme moderne di energia in maniera stabile e usano prevalentemente biomasse povere - prima causa di morte prematura - in base ai dati dell'Organizzazione Mondiale della Sanità, a causa della respirazione di aria inquinata da particolato sottile, quasi 4 milioni di morti premature ogni anno.

Figura 1. Consumi mondiali di energia e popolazione (Mld Tep.)



Fonte: BP statistical review, Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

Un altro miliardo di persone non ha energia elettrica, problema ancora più grave sotto il profilo della salute, che determina l'assenza di vaccinazioni dovute alla mancanza di processi di

refrigerazione, conservazioni dei generi alimentari e carenza di acqua potabile, con gravi conseguenze in termini di alta mortalità infantile in molte regioni in via di sviluppo.

L'accesso di tutti a forme di energia moderna è la settima delle 17 priorità dell'ONU a livello globale⁵. In tale ambito sarà fondamentale la diffusione del **gas naturale, quale combustibile fossile pulito per eccellenza**: se comparato con il carbone per la generazione elettrica emette il 50% di CO₂ in meno, il 90% di CO in meno, l'80% di NO_x in meno, il 99% di SO₂ e PM₁₀ in meno, oltre a non avere praticamente emissioni di Hg, Cd e Pb.

Nel 2017 il combustibile più impiegato ai fini energetici al mondo è stato il petrolio con 5 miliardi di tep (4.964 Mtep), seguito dal carbone con 4 miliardi, mentre il gas naturale si trova al terzo posto (3,2 miliardi di tep), sopra alle energie rinnovabili (2 miliardi di tep) e al nucleare (0,7 miliardi di tep). Le proiezioni della Eia (*US Energy Information Administration*) considerano **al 2040 un incremento di tutte le fonti energetiche ad eccezione del carbone, in quanto più inquinante. In tale prospettiva il gas naturale potrebbe divenire la seconda fonte energetica più impiegata, con un incremento del 40% dei volumi mondiali.** L'incremento maggiore sarebbe però ascrivibile alle energie rinnovabili, che potrebbero arrivare a 3.300 Mtep, il 70% in più dei valori attuali.

1.2.2. La domanda e l'offerta di gas naturale globale

Oggi il gas naturale è la terza fonte energetica più consumata nel mondo 3,3 miliardi di tep e le proiezioni della EIA (*US Energy Information Administration*), considerano che potrebbe divenire la seconda fonte energetica più impiegata, con un incremento di oltre il 40% dei volumi consumati annualmente.

Per comprendere il potenziale sviluppo del gas naturale è importante valutare lo sviluppo del mercato nelle diverse aree geopolitiche. Il **Nord America** risulta essere il **maggior consumatore di gas naturale** con un consumo di 811 Mtep nel 2017, **seguita dall'Asia Pacifica** con 662 Mtep (solo Cina 209 Mtep) e dall'Eurasia con 494 Mtep (solo la Russia 365 Mtep). A seguire sono simili i consumi di Medio Oriente (461 Mtep) e Europa (457 Mtep), mentre risultano sensibilmente inferiori quelli di America Latina (149 Mtep) e Africa (122 Mtep). Il ruolo del gas nel mix energetico è estremamente differente rispetto a quanto poteva essere osservato nel passato per via della trasformazione economica che stanno vivendo i Paesi in via di sviluppo. **Nel 1990 la Cina consumava 16 Mld Smc, passando a 25 Mld Smc nel 2000 ed a 106 Mld Smc nel 2010, fino agli attuali 238 Mld Smc (+852% dall'inizio del nuovo millennio).** In generale, l'Asia ha visto crescere notevolmente i volumi di gas consumati, prevalentemente di importazione dai Paesi di produzione. Ciò ha portato ad una pressione sulla domanda di gas che ha prodotto un

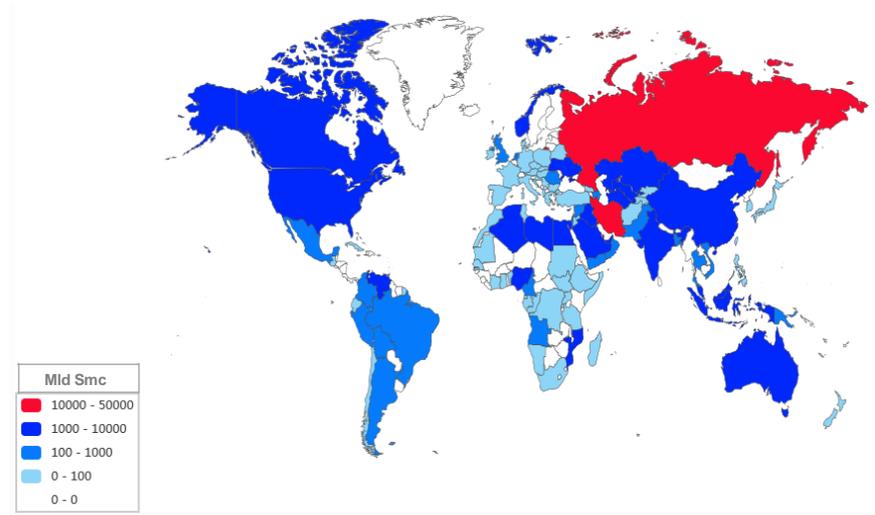
⁵ <http://www.worldbank.org/en/topic/energy/overview>

incremento del **differenziale di prezzo** rispetto alle altre aree territoriali, in particolare dopo la crisi del 2008 e l'avvio su vasta scala negli USA della produzione *shale*. L'anno che ha registrato il maggiore differenziale di prezzo tra aree geopolitiche è stato il 2012, quando il gas all'**Henry Hub USA** era quotato 2,76 \$/MBTU (8,4 €/MWh), all'**NBP UK** 9,46 \$/MBTU (28,7 €/MWh) ed in **Giappone** 16,75 \$/MBTU (50,2 €/MWh). Nel 2017, mentre rimane stabile il prezzo USA (2,96\$/MBTU – 9,0 €/MWh), i prezzi in Europa ed Asia sono notevolmente diminuiti, con l'**NBP UK** pari a 5,8 \$/MBTU (17,6 €/MWh) ed il Giappone pari a 8,1 \$/MBTU (24,6 €/MWh). Questa situazione di mercato ha inciso profondamente sul **mercato del GNL**, nel quale le nuove rotte delle navi erano dirette **dai prezzi più elevati pagati nei mercati emergenti**, lasciando la capacità di rigassificazione dei terminali europei largamente inutilizzata.

Le attuali previsioni di mercato indicano un aumento dei consumi di gas in quasi tutte le aree e lo stabilizzarsi dei volumi impiegati in Europa e Eurasia. In particolare nel periodo **2017-2023** la IEA prevede che **aunderanno del 59% i consumi di gas in Cina**, del **55% in India** e del **17% circa in Medio Oriente, Africa** e nel resto delle regioni dell'Asia Pacifica. Un tale incremento di domanda potrebbe chiudere al 2023 il gap di *Oversupply GNL*, destinando a quelle aree territoriali anche i volumi derivanti dalla nuova capacità di liquefazione attualmente in costruzione. L'effetto di questo trend evolutivo, potrebbe portare, nel prossimo futuro, **ad una perdita di rilevanza per il mercato Europeo tra i principali centri di consumo mondiali di gas naturale**, con potenziali effetti negativi anche sul prezzo della *commodity*.

Dal punto di vista dell'offerta, le riserve mondiali recuperabili di gas naturale sono aumentate di oltre 2,7 volte dal 1980 a 2017, salendo a 193,5 trilioni di metri cubi: **I primi quattro Paesi più dotati di tale risorsa, appartengono a due macro aree: Ex Urss e Medio Oriente**. Da una parte troviamo Russia (35 Tril. mc, 18,1% del totale mondiale) e Turkmenistan (19,5 Tril. mc, 10,1%), mentre dall'altra Iran (33,2 Tril. mc, 17,2%) e Qatar (24,9 Tril. mc, 12,9%). I primi 4 Paesi detengono il 58,2% delle risorse globali e distanziano notevolmente le altre regioni: Gli USA al quinto posto è aree presentano riserve per 8,7 Tril. mc (4,5%) e l'Europa complessivamente supera di poco il 2% delle riserve globali (l'Italia è al 65° posto nella classifica con lo 0,025%).

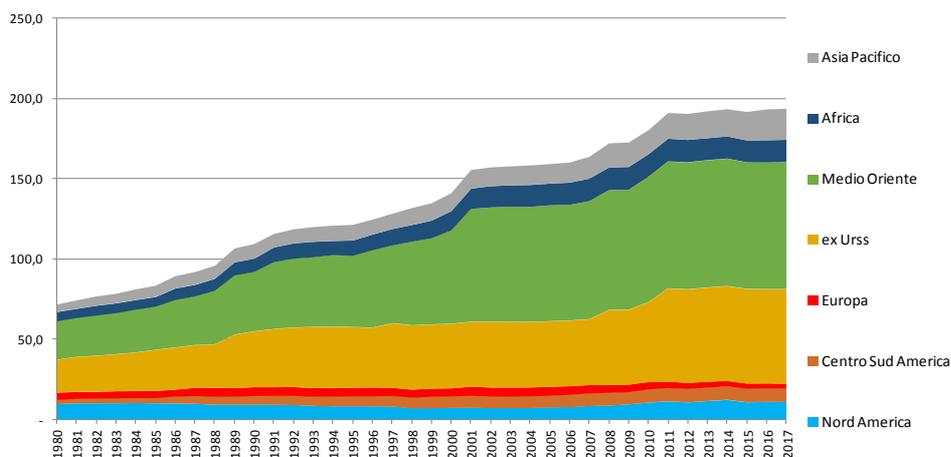
Figura 2. Distribuzione territoriale delle riserve certe di gas naturale (Mld Smc)



Fonte: Elaborazioni Confindustria

Le evoluzioni dello **Shale Gas USA** e le nuove scoperte nel Mediterraneo hanno leggermente modificato lo scacchiere geopolitico, avvicinando notevolmente le stime del TRR (*Technically Recoverable Resources*) del Nord America a quelli del Medio Oriente e della Russia, che rimangono comunque in testa alla classifica. Nella distribuzione fra le diverse macro-aree, le variazioni più significative nell'arco di tempo considerato, riguardano il Medio Oriente, la cui quota mondiale sale dal 34% del 1980 al 41% del 2017. L'Asia-Pacifico aumenta dal 6% al 10%, mentre il Nord America dimezza la sua quota dal 13% al 6%. In forte calo anche l'Europa che scende dal 6% all'1,5%, mentre l'ex Urss incrementa dal 29% al 31%.

Figura 3. Evoluzione delle riserve di gas naturale a fine 2017 (tril. Smc)



Fonte: NE Nomisma Energia su dati BP

Per quanto riguarda in particolare il **Medio Oriente**, si sono riscontrati numerosi **nuovi giacimenti** negli ultimi anni, dal 2000 al 2015 sono stati scoperti MARI-B, Tamar e Leviathan nell'off-shore di Israele, Aphrodite al largo di Cipro e Zohr presso la costa egiziana, per un totale complessivo di 1,8 Tril Smc. Passando per l'Italia il **gas del Mediterraneo** e del Medio Oriente in genere potrà fornire un importante contributo agli scenari energetici europei.

Tabella 1. Nuove riserve di gas naturale scoperte nel mediterraneo (Mld Smc)

RECENTI SCOPERTE GIACIMENTI MEDITERRANEO		
	<i>Mld Smc</i>	<i>Anno scoperta</i>
MARI-B	28	2000
TAMAR	238	2009
LEVIATHAN	620	2010
APHRODITE	80-140	2011
ZOHR	850	2015
TOTALE	1.816 – 1.876	2000-2015

Fonte: Elaborazioni Confindustria

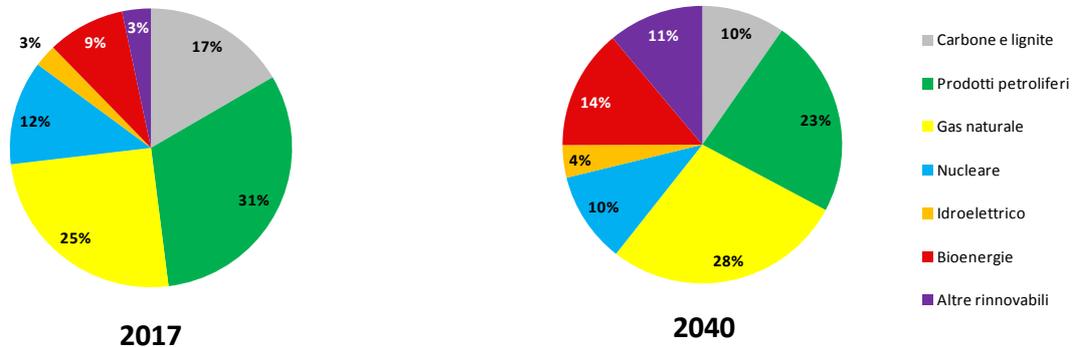
Importante notare dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti energetici *tout court* che, nel 2017, il **72% delle riserve mondiali di gas naturale sono detenute dalle aree geografiche che sono anche le più ricche di greggio.**

1.3. Caratteristiche strutturali del mercato energetico europeo

1.3.1. La domanda e l'offerta di energia in Europa

Attualmente la domanda di energia primaria in Europa è soddisfatta principalmente dai **prodotti petroliferi** (632 Mtep, equivalenti al 31% della domanda di energia primaria), impiegati prevalentemente nel settore dei trasporti, e dal **gas naturale** (508 Mtep, equivalenti al 25% della domanda di energia primaria), utilizzato prioritariamente nel riscaldamento e nella produzione di elettricità. La terza fonte energetica è rappresentata dai **combustibili solidi** di origine fossile (332 Mtep, equivalenti al 17% della domanda di energia primaria) e la quarta è il nucleare (243 Mtep, equivalenti al 12% della domanda di energia primaria). Le rinnovabili complessivamente ammontano a 279 Mtep (15 % della domanda di energia primaria), con un largo impiego delle bioenergie (179 Mtep) e dell'idroelettrico (52 Mtep), rispetto a tutte le altre (66 Mtep).

Figura 4. Evoluzione della domanda di energia in Europa (%)



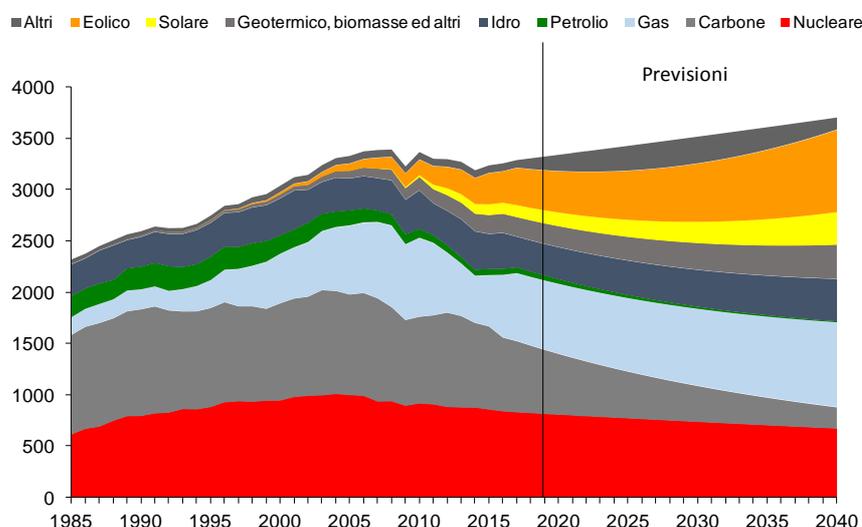
Fonte: elaborazioni Confindustria su dati IEA

Si prevede al 2040 un'importante contrazione dei consumi del carbone (dal 17% al 10% della domanda di energia primaria), dei prodotti petroliferi (dal 31% al 23% della domanda di energia primaria), con il contestuale aumento dei consumi di gas (dal 25% al 28% della domanda di energia primaria) e delle rinnovabili (dal 15% al 29% della domanda di energia primaria).

Anche il nucleare, secondo i piani nazionali energia e clima dei principali paesi Europei, dovrebbe ridurre il suo peso nella produzione elettrica progressivamente dal 12% al 10% della domanda di energia primaria. In particolare la Germania ha annunciato la chiusura del nucleare entro il 2022 e la Francia intende ridurre il ricorso a questa fonte dal 76% al 50% sulla produzione totale entro il 2035.

Il crescente sviluppo delle fonti rinnovabili in Europa aiuterà a coprire la maggiore domanda elettrica e a compensare la riduzione di carbone e nucleare, nel 2018 le due fonti principali. La crescita della domanda sarà dovuta alla sostituzione delle fonti tradizionali con elettricità nel riscaldamento, nei trasporti e nell'industria. Ciò, tuttavia, determinerà una perdita di efficienza, almeno nel riscaldamento e nei processi industriali, rallentando il calo dei consumi.

Figura 5. Evoluzione della produzione elettrica nell'Unione Europea (TWh)



Fonte: BP statistical review, Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

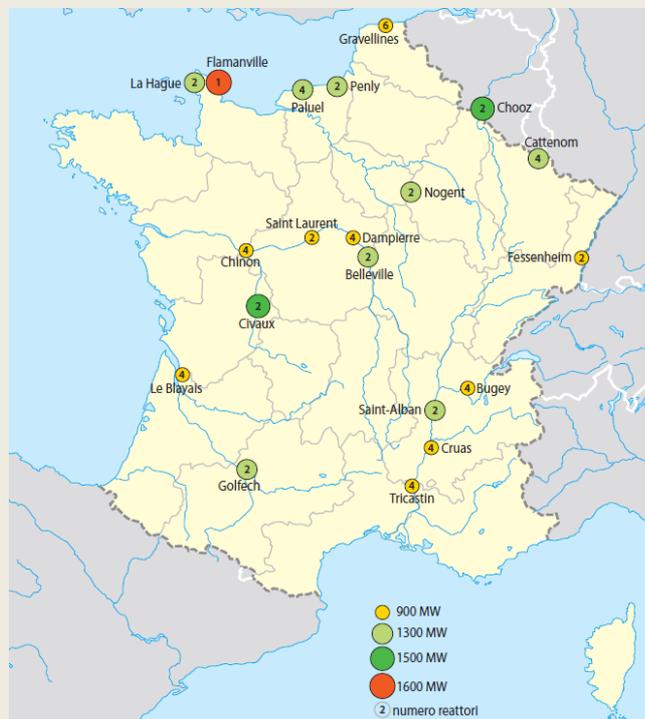
In base alle previsioni della Commissione UE e, tenuto conto delle ultime politiche energetiche approvate nel giugno 2018, l'Europa avrà un forte incremento della produzione elettrica da rinnovabili al 2050. Si prevede che l'eolico ed il solare registreranno una crescita pari a circa 4 volte gli attuali livelli: si tratta però di fonti energetiche intermittenti che, nelle more di una maggiore efficienza economica dei sistemi di accumulo, **necessitano del supporto di centrali a gas**, efficaci rispetto al servizio di bilanciamento e *backup* della rete elettrica in assenza di vento o nelle ore notturne. In misura minore, gli accumuli di energia, sia batterie chimiche che impianti idroelettrici a pompaggio, si svilupperanno in maniera sostenuta contribuendo, come il gas, all'espansione delle fonti rinnovabili intermittenti.

In base alle previsioni dell'Unione Europea e tenuto conto dei rafforzati impegni sulle rinnovabili del giugno 2018, la richiesta del settore elettrico di gas salirà da **130 miliardi metri cubi nel 2017 ad oltre 160 miliardi nel 2040**, rendendo necessario il ricorso a maggiori importazioni, fra cui anche quelle da Sud, attraverso l'Italia per mezzo di strutture come il TAP. Occorre segnalare che, in caso di difficoltà nello sviluppo delle rinnovabili e nell'efficienza, **i consumi e le importazioni di gas necessarie risulterebbero di molto superiori.**

FOCUS BOX: FRANCIA PHASE OUT DEL NUCLEARE, IMPLICAZIONI PER IL MERCATO GAS UE

La Francia ha rilevanza in quanto è il Paese con la più grande capacità di base dell'Europa, è un fornitore da 30 anni di capacità di base per il sistema elettrico italiano ed ha 58 centrali nucleari destinate a lungo ad essere il principale asse portante di tutto il sistema elettrico del centro nord Europa.

Figura 6. Francia, centrali nucleari (2017)

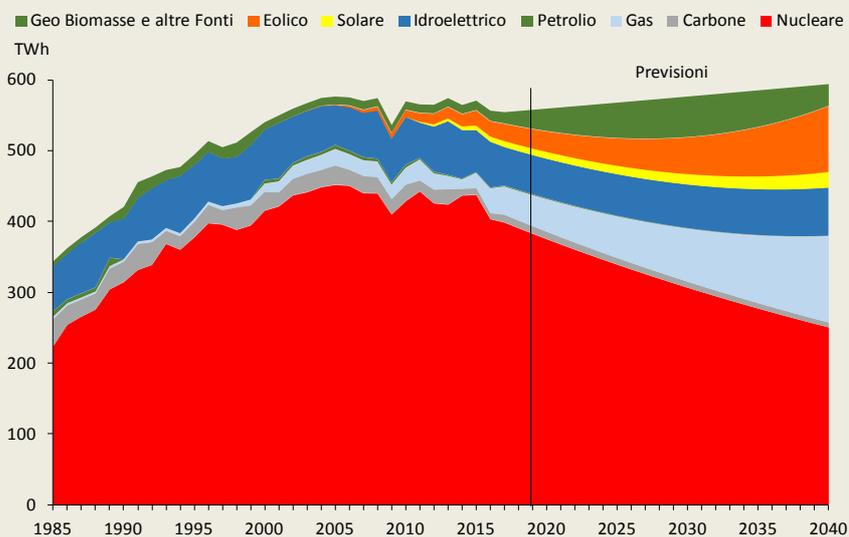


Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia su dati DGEC

Da anni la questione della chiusura delle centrali nucleari in Francia è dibattuta. Nel 2012 il Governo Hollande promise la riduzione del loro apporto dall'allora 75% al 50% nel 2025. Il Governo Macron nel 2017 confermò l'impegno, ma nell'ottobre 2018, dopo l'ultima versione del *Programmations pluriannuelles de l'énergie* (PPE), l'ha rinviato di 10 anni. Il piano prevede di chiudere 14 reattori nucleari entro il 2035 al fine di raggiungere tale obiettivo. Vi sono ancora questioni in sospeso circa quali centrali dismettere, tuttavia la chiusura della centrale di Fessenheim, argomento caldo già dal 2011, è diventata realtà dopo la firma e pubblicazione del decreto attuativo nella GU europea: la chiusura è prevista nell'estate 2020. Il Ministero della transizione ecologica e solidale ha annunciato l'apertura di un bando di gara per lo sviluppo di 300 MW di capacità solare da installare nell'area della centrale in procinto di chiusura. Si ricorda

che l'Italia abbandonò il nucleare nel 1987, scelta ribadita nel referendum del 2011.

Figura 7. Generazione elettrica per fonte in Francia (TWh)



Fonte: BP statistical review, Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

La crescita di **eolico e solare** in Francia potrà solo in parte compensare il calo della produzione da fonte nucleare: in tal caso si potrebbero configurare importazioni di gas dall'Italia.

I consumi di gas in Francia sono in crescita sia nel settore termoelettrico, sia nel settore residenziale, dove i problemi relativi ai picchi di domanda elettrica nel periodo invernale potrebbero sfavorire scenari di elettrificazione spinta.

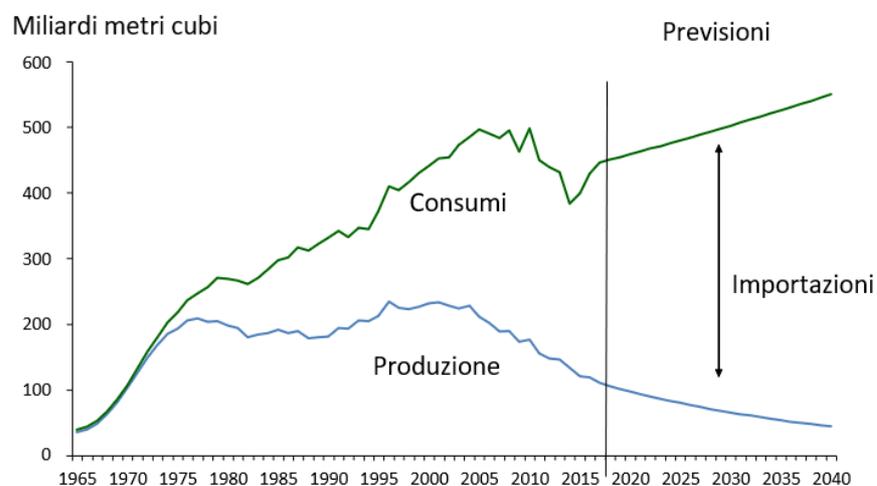
1.3.2. La domanda e l'offerta di gas naturale in Europa

L'Europa produce meno di un terzo del gas naturale consumato e si prevede che il trend di progressiva riduzione della **produzione interna di gas** sia destinato a proseguire rapidamente. **Dal 2000 al 2016 la produzione continentale di gas dell'UE è diminuita del 49%** e nel 2017 sono stati prodotti in Europa solo 128 Mld Smc di gas naturale, a fronte di una domanda annua di 491 Mld Smc. **Nel 2016 ben il 77% delle importazioni di gas in Europa** (corrispondenti a poco meno del 60% dei consumi complessivi) **sono state controllate da sole tre compagnie estere, peraltro di Stato: Gazprom (Russia), Petoro (Norvegia) e Sonatrach (Algeria)**. Una tale concentrazione si riflette anche sui prezzi della *commodity*, sempre nel 2017 la **bilancia energetica europea** ha segnato un **conto di importazione del gas** naturale pari a **75 Mld €**, in aumento del 28% rispetto al 2016 (nonostante i consumi siano cresciuti solo del 6% e le importazioni dell'11% nello stesso periodo).

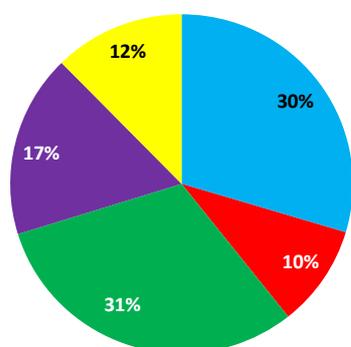
Nei prossimi anni si prevede un **leggero aumento dei consumi della commodity in Europa**, in linea con le previsioni delle politiche di decarbonizzazione che determineranno un effetto di sostituzione dei combustibili fossili più inquinanti con il gas naturale. Il sensibile miglioramento dell'efficienza previsto nel *Clean Energy Package*, comunque difficile da raggiungere, non eviterà un aumento modesto dei consumi di gas, che potrebbe diventare molto più sostenuto nel caso in cui gli auspici della Commissione non dovessero verificarsi.

A policy correnti, **consumi sostenuti, correlati al calo della produzione interna europea** - dove sono evidenti le riduzioni strutturali dei quantitativi estratti dai giacimenti del Mare del Nord, Olanda e in Italia – **potrebbero comportare un sempre maggiore ricorso alle importazioni, aumentando la dipendenza energetica dell'Unione**.

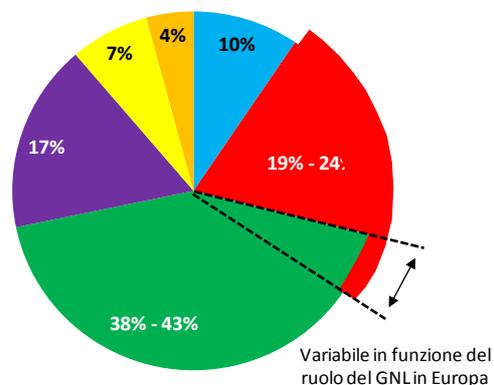
Figura 8. Evoluzione della domanda e dell'offerta di gas nell'Unione Europea (Mld Smc)



■ Produzione
 ■ GNL
 ■ Russia
 ■ Norvegia
 ■ Nord Africa
 ■ Mar Caspio



2017

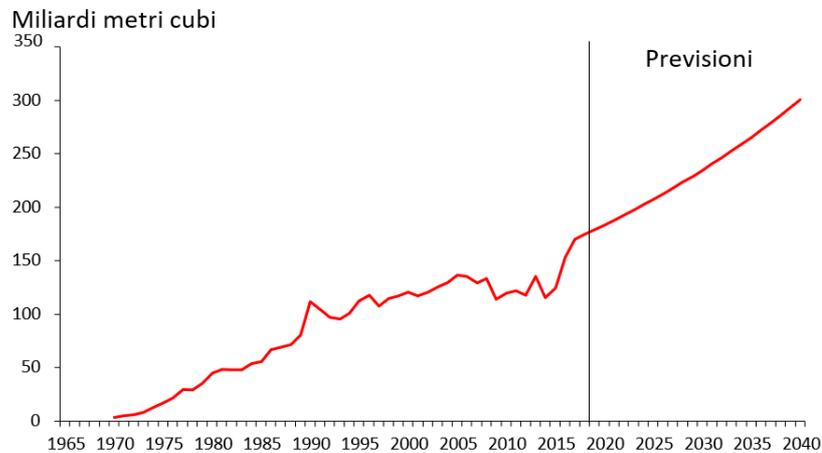


2040

Fonte: Elaborazioni su dati BP Statistical Review, IEA, Eurostat

Nel **2017** la **quota di mercato** della **Russia** ha raggiunto il valore record del **43% sulle importazioni europee** di gas (da Paesi extra-UE), nonostante le sanzioni commerciali adottate a partire dal 2014, **arrivando a soddisfare il 31% della domanda dell'Unione**. Tale dipendenza potrebbe essere destinata a crescere se si considera che:

- La Germania ha previsto di **raddoppiare da 55 a 110 miliardi di metri cubi** il gasdotto **Nord Stream** di collegamento diretto con la Russia;
- **Gli interventi infrastrutturali sulle altre direttrici attualmente in corso di realizzazione** – fra cui il TAP, con i suoi 10 miliardi di metri cubi di importazione annua – **miglioreranno solo in parte la situazione**, non essendo sufficienti a bilanciare la riduzione prevista della produzione nazionale e delle importazioni storiche dalla Norvegia e dal Nord Africa;
- **Il ruolo del GNL** - nella copertura della domanda e nell'accrescere la competizione e la diversificazione delle forniture europee - **sarà funzione del prezzo della commodity, con il mercato globale che potrebbe concentrarsi sulla domanda asiatica in rapida ascesa.**

Figura 9. Importazioni di gas dell'UE dalla Russia (Mld Smc)

Fonte: BP Statistical Review, IEA Eurostat

Tali prospettive rendono ancora più rilevanti i temi della **competitività** - una eccessiva concentrazione a monte del mercato europeo del gas naturale può determinare criticità in merito alla variabilità dei prezzi di approvvigionamento - e della **sicurezza** - una riduzione delle rotte e delle fonti di approvvigionamento potrebbe comportare criticità in merito a possibili interruzioni delle forniture. Considerando l'elevata concentrazione odierna della produzione *upstream* europea, la crescita dei consumi di gas in altre aree del mondo (Asia e USA) e la necessità di ottenere volumi in Europa a prezzi competitivi, diviene fondamentale avviare una riflessione seria, a livello comunitario, sull'opportunità di **diversificare la geopolitica degli approvvigionamenti europei** e **migliorare la competitività del mercato tra i fornitori**.

1.4. Caratteristiche strutturali del mercato energetico italiano

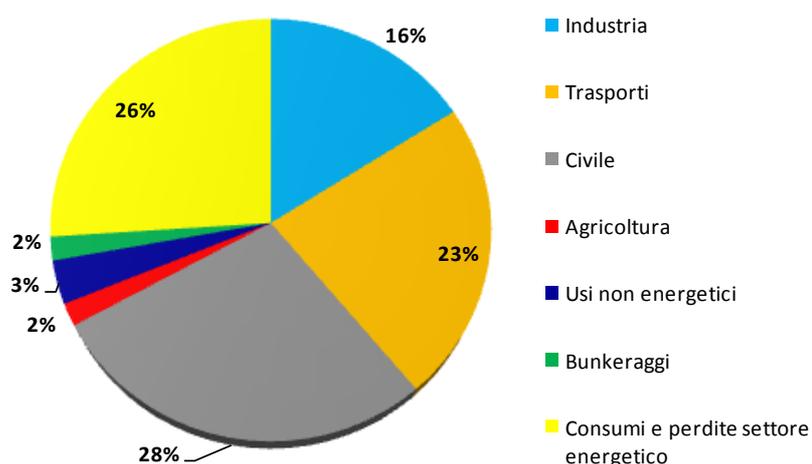
Con riferimento al mercato energetico nazionale l'esigenza di approfondire nel dettaglio il ruolo strategico del gas naturale, rende necessario analizzare separatamente le caratteristiche della domanda e dell'offerta di energia. La valutazione puntuale delle determinanti dei processi di consumo nei diversi settori consente di cogliere in modo più approfondito le necessità di offerta di energia sul piano della sicurezza, economicità e sostenibilità.

1.4.1. La domanda di energia in Italia

La crisi economica del periodo 2008-2013 e, in parte, la maggiore efficienza dei processi di consumo nazionali, hanno determinato un calo dei consumi di energia dell'Italia nell'ultimo decennio.

Nel 2017 la domanda di energia primaria ha ripreso a crescere (+1,5% rispetto al 2016) arrivando a 169,67 M Tep, dopo un decennio di riduzione quasi continua. Dal punto di vista settoriale, il civile è il settore dai maggiori consumi (47,79 M Tep), seguito dal settore energetico (44,17 M Tep) e dai trasporti (38,8 M Tep), mentre l'industria si pone al quarto posto (27,12 M Tep).

Figura 10. Consumo interno lordo di energia in Italia per settore, 2017 (%)



Fonte: Bilancio Energetico Nazionale

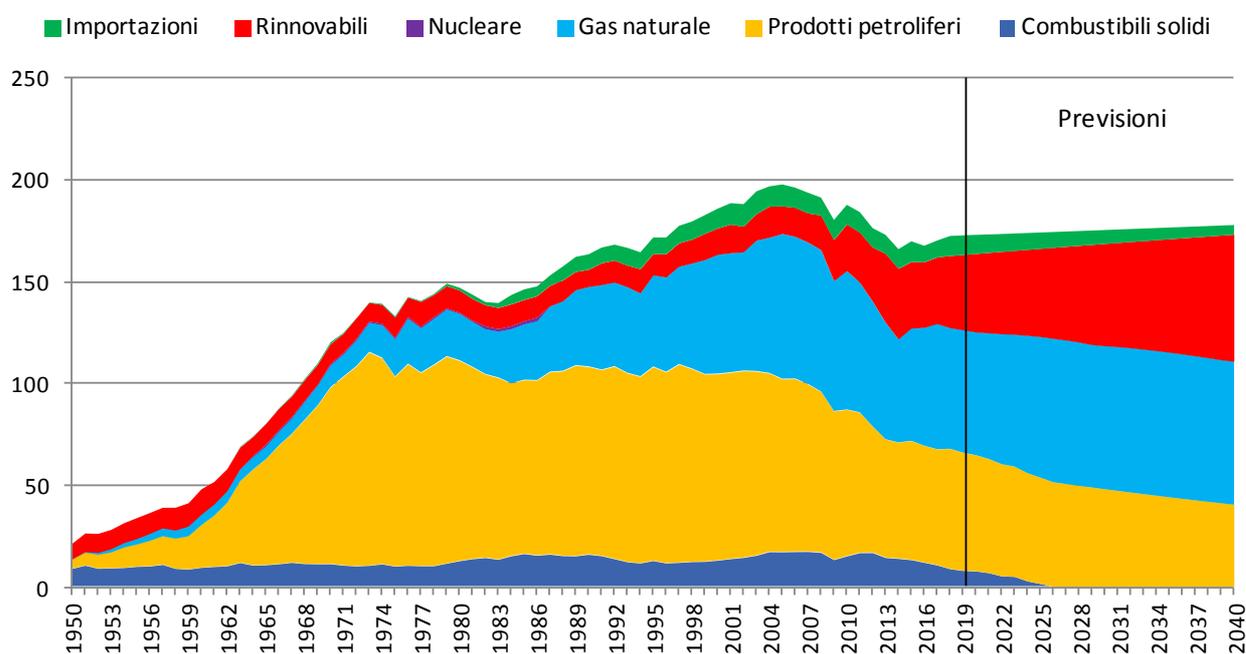
Nel 2017 la domanda è stata soddisfatta in misura progressivamente minore dal petrolio (un terzo del totale), dai combustibili solidi (al 6,1%) e dall'energia elettrica importata (al 4,9%) e sempre più dal gas naturale (36,2%) e dalle fonti rinnovabili (poco meno di un quinto).

Lo scenario analizzato nella presente analisi propone una visione ottimistica per l'economia italiana nel medio-lungo termine, in linea con quanto ipotizzato nel PNIEC, prevedendo un ritorno alla crescita del Prodotto Interno Lordo⁶. Nel Piano del Governo si riflettono, giustamente, obiettivi di carattere ambientale con ipotesi estremamente ambiziose di efficienza energetica, in particolare nei settori non industriali, che riducono il tendenziale di tutti i consumi energetici.

Come indicato dallo stesso PNIEC, i settori manifatturieri sono già stati caratterizzati da un elevato livello di efficienza per unità di *output* prodotto ed è irrealistico prevedere forti riduzioni dei consumi industriali a tecnologia esistente. Cautelativamente, nel presente scenario è stato ipotizzato un trend di riduzione dell'intensità energetica nazionale inferiore rispetto a quanto previsto nel PNIEC⁷.

Una crescita economica, trainata dai settori industriali, ed un livello di intensità energetica in lenta contrazione, portano ad ipotizzare un leggero aumento del totale dei consumi di energia in Italia, da 170 Mtep del 2017 a 178 Mtep nel 2040.

Figura 11. Consumo interno lordo di energia in Italia per fonte (Mtep)



⁶ Nel PNIEC si prevede una crescita media annua del PIL rispetto al 2017 (1.599.774 Mln€₂₀₁₀) del +1,37% nel periodo 2018-2020, +1,18% nel periodo 2020-2025, +1,19% nel periodo 2025-2030, +1,5% nel periodo 2030-2035 e 1,57% nel periodo 2035-2040. Coerentemente, nel presente scenario si prevede un tasso di crescita del PIL superiore al punto percentuale (+1,2% medio annuo nel periodo 2010-2040), contro il -0,5% registrato nell'ultimo decennio.

⁷ Partendo dai livelli di intensità energetica registrati nel 2010 (110,9 tep/Mln€) e nel 2015 (98,5 tep/Mln€) il PNIEC considera di raggiungere un livello pari a 56,0 tep/Mln€ al 2040. Nel presente scenario si ipotizza una riduzione più contenuta dell'intensità energetica, fino a raggiungere un livello di circa 77,8 tep/Mln€ al 2040.

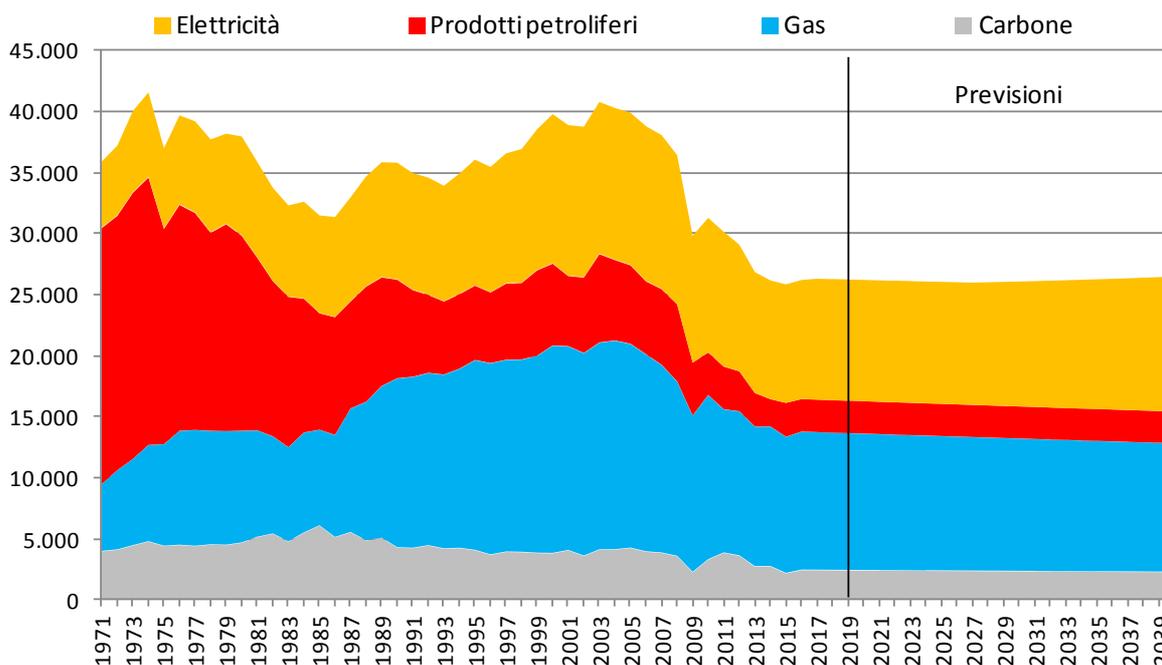
Fonte: BP statistical review, Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

Date le ipotesi, anche i consumi di gas sono attesi in crescita nel prossimo decennio, per compensare l'uscita dal carbone e il calo delle importazioni elettriche dall'estero. Ipotesi di forte elettrificazione dei consumi finali hanno un limite nella necessità di espandere enormemente le reti di distribuzione, in presenza di reti gas efficienti su cui si è già investito.

1.4.1.1. La domanda di energia nell'industria

La deindustrializzazione del Paese dell'ultimo decennio ha portato ad un crollo della capacità produttiva installata nel Paese e, di conseguenza, dei consumi di energia. **Il presente studio prevede una ripresa stabile dell'economia italiana che si basa anche su un recupero del settore industriale e dei suoi consumi.**

Figura 12. Consumi finali di energia nell'industria in Italia (ktep)



Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia

In virtù delle ipotesi sullo scenario di crescita attesa, i consumi di energia sono previsti in lieve aumento, per effetto di un'espansione compensata dagli ulteriori margini di miglioramento dell'efficienza energetica. Nell'ambito dei consumi termici di processo, si potranno ottenere risparmi più o meno significativi in ragione del progresso tecnologico e della penetrazione delle soluzioni più efficienti in linea con quanto accaduto in passato. Il settore industriale italiano storicamente, a causa dell'elevato costo dell'energia, ha fatto dell'efficienza energetica la

principale leva di competitività. È nel comparto termico che si possono realizzare i maggiori risparmi, come dimostrato dai risultati relativi al meccanismo dei Certificati Bianchi.

Accanto a questa dinamica, anche nell'industria si assisterà ad un ruolo progressivamente sempre più rilevante dell'energia elettrica negli usi finali. L'incremento dei consumi elettrici sarà tuttavia in parte compensato dalla fisiologica sostituzione degli apparecchi meno efficienti con quelli più performanti (motori elettrici, aria compressa, ecc.). Tuttavia, **evoluzioni tecnologiche, tali da far ipotizzare una significativa sostituzione del gas con l'elettricità, non sono prevedibili in un orizzonte di breve-medio termine**, per ragioni di processo che rendono inadeguato il vettore elettrico in molte attività industriali energivore, ad esempio viste le alte temperature richieste.

1.4.1.2. La domanda di energia nel settore residenziale

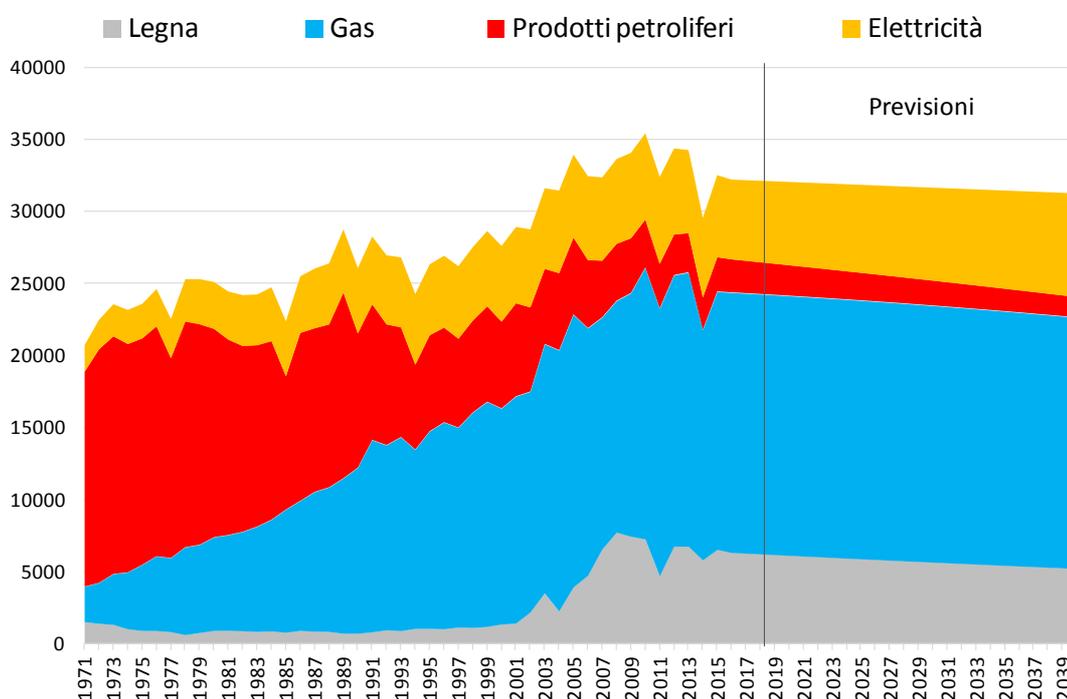
Il settore residenziale è quello con le maggiori potenzialità di efficienza energetica, tuttavia, si ritiene che gli effetti sui consumi energetici del patrimonio edilizio saranno relativamente contenuti. Il ricambio delle abitazioni e delle tecnologie di riscaldamento sarà lento, sia per la maturità del settore, che per la bassa capacità di investimento delle famiglie italiane alle prese con difficoltà di crescita del loro reddito disponibile⁸.

In Italia sono presenti oltre 12 milioni di edifici (oltre 31 milioni di abitazioni) di cui il 15% è stato realizzato prima del 1918 e il 65% prima del 1976, quando fu emanata la prima legge sul risparmio energetico. Per recuperare tale *stock* di immobili altamente energivori la soluzione più efficiente risulterebbe la completa demolizione e ricostruzione, procedura di sostituzione edilizia scarsamente diffusa nel nostro Paese. Oltre alle barriere di tipo culturale, devono essere considerati gli ostacoli economici: la riqualificazione urbana comporta, nella maggior parte dei casi, costi paragonabili a quelli per la nuova realizzazione.

Le proiezioni del presente modello prevedono in generale un calo leggero dei consumi energetici nel settore residenziale, che si rifletterà nella riduzione di circa 1-2 miliardi di metri cubi di gas: in parte per effetto degli interventi di efficienza energetica nelle abitazioni, in parte per effetto della diffusione di impianti di elettrici (pompe di calore) e a biomassa.

⁸ Nello scenario si prevede che la popolazione scenda dai 60,6 milioni nel 2017 a 60,4 milioni nel 2040, con una crescita del nuovo parco abitativo del 3% all'anno. Per gli edifici esistenti si avrà una crescita degli interventi di efficienza energetica del 3% annuo, che genereranno risparmi del 5% per ciascuna abitazione.

Figura 13. Consumi finali di energia nel residenziale in Italia (ktep)



Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia

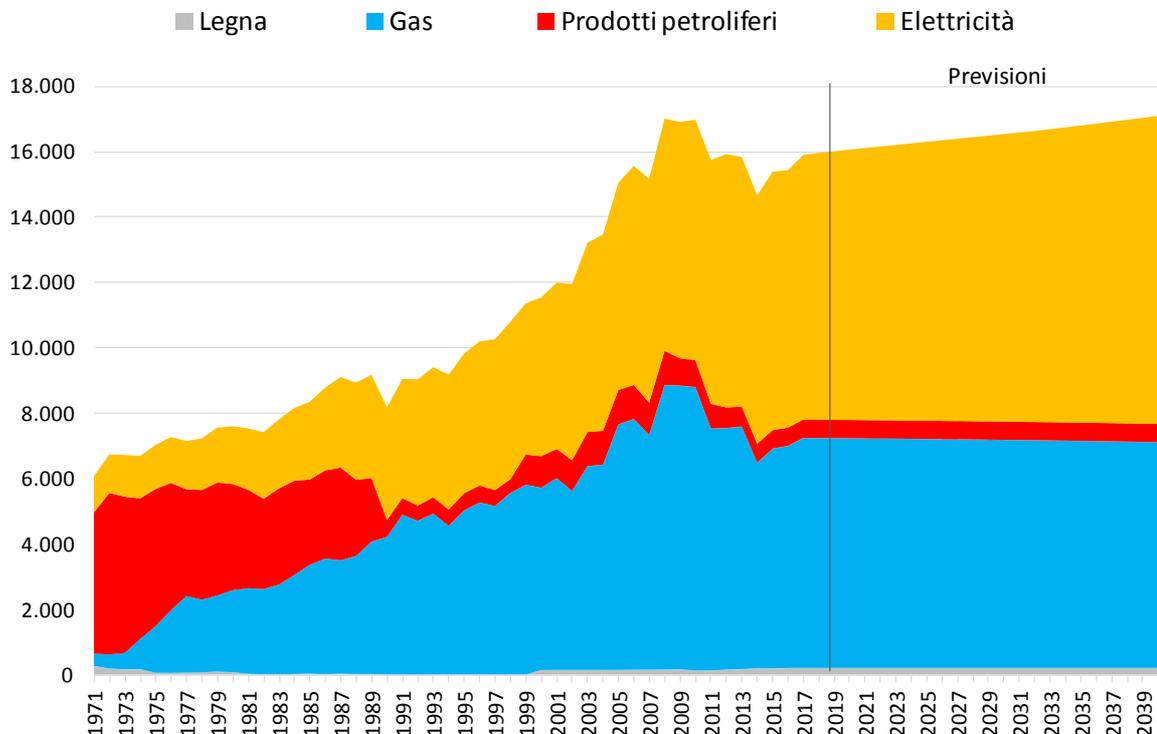
L'evoluzione tecnologica comporterà un aumento degli impieghi di energia elettrica negli usi finali del settore residenziale, tuttavia si ritiene complessa una rapida modifica nel mix degli impianti di riscaldamento delle abitazioni sia in termini di abitudini dei consumatori, orientati da ormai tre generazioni a riscaldarsi con il metano, sia sotto il profilo tecnico-tecnologico. Stimando oggi in Italia quasi 17 milioni di abitazioni riscaldate a gas naturale, si prevede che nei prossimi anni soltanto una quota relativamente contenuta abbandonerà questa fonte per passare ad un riscaldamento a pompa di calore elettrica, in misura non superiore a 1 milioni di abitazioni⁹. Una ipotetica totale elettrificazione delle utenze di riscaldamento, tenuto conto della domanda di picco nel periodo invernale di oltre 280 milioni metri cubi giorno, necessiterebbe di una capacità elettrica di 110 GW, praticamente l'intera capacità di generazione attualmente esistente in Italia (la domanda elettrica di picco, per tutte le utenze elettriche, nell'agosto 2018 è stata di 56 GW). È pertanto evidente l'enorme ricaduta che uno scenario teorico di questo tipo avrebbe in termini di investimenti infrastrutturali (impianti e reti elettriche) e quindi in termini di sostenibilità dei prezzi finali. Allo stesso tempo una penetrazione intensa come quella degli ultimi due decenni delle biomasse solide, legna e pellet, è da escludere, anche per i problemi di inquinamento che determinano.

⁹ Nello scenario si è previsto un calo del 5% della quota delle caldaie a gas e crescita del 7% delle pompe di calore.

1.4.1.3. La domanda di energia nel settore dei servizi

Nel nostro scenario, il settore dei servizi è il solo che vedrà continuare l'aumento dei propri consumi energetici. La crescita prevista per i prossimi anni, con tassi anche significativi soprattutto nei settori del commercio, dell'ICT, dei trasporti e dell'intrattenimento (alberghi e ristorazione), determinerà infatti un aumento del fabbisogno energetico del settore terziario. Anche nel settore dei servizi, come evidente dall'andamento storico dei consumi, si verificherà una sempre maggiore penetrazione dell'energia elettrica nei consumi finali, dovuta anche ad un incremento delle infrastrutture e delle applicazioni ICT. Occorre, tuttavia, evidenziare che i tassi di crescita dei consumi energetici del settore terziario previsti per i prossimi anni non saranno presumibilmente analoghi a quelli registrati negli ultimi decenni, ma si manterranno relativamente più contenuti, seppure, come detto, in crescita. Ciò anche a causa dell'elevato grado di maturazione ormai raggiunto dal settore negli ultimi decenni (mentre il settore industriale e delle costruzioni hanno visto il loro sviluppo e consolidamento a partire dal secondo dopoguerra e si ritrovano oggi in una fase di riassetto e ridimensionamento, che ne determinano, come visto precedentemente, anche un contenimento dei consumi energetici).

Figura 14. Consumi finali di energia nel terziario in Italia (ktep)



Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia

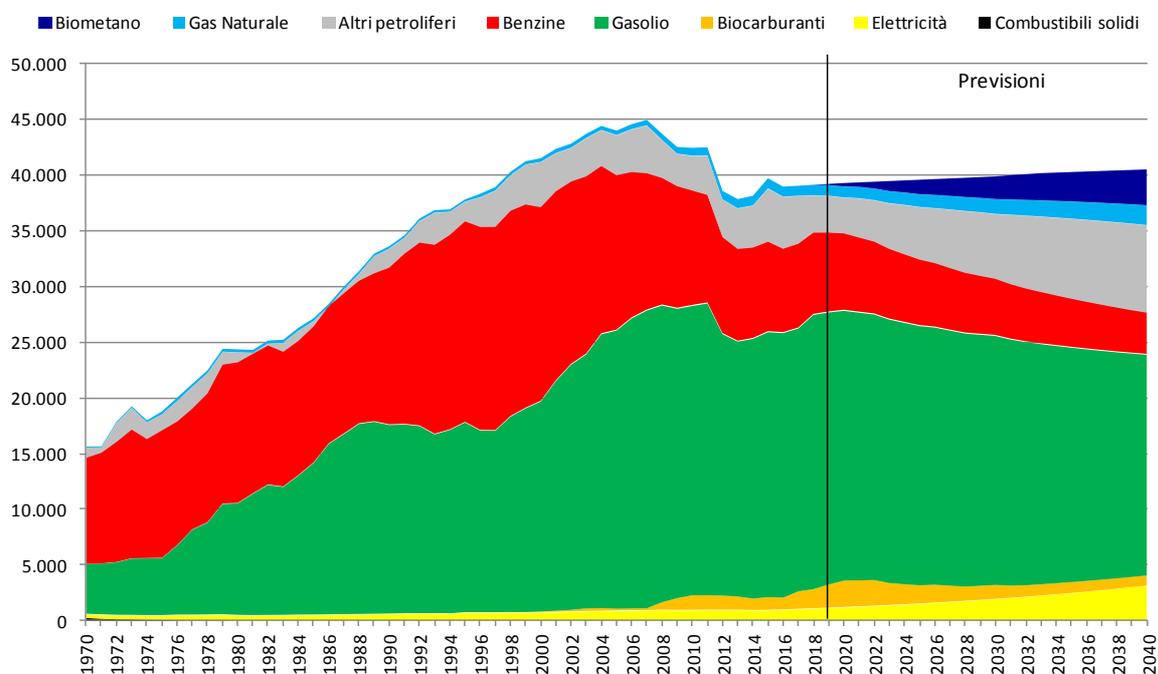
1.4.1.4. La domanda di energia nel settore dei trasporti

Nel settore dei trasporti, il dominio incontrastato dei derivati del petrolio sarà ridotto in parte grazie al forte incremento dell'uso del vettore elettrico e, soprattutto, all'impiego del metano e biometano.

L'Italia presenta un primato per l'alimentazione a metano, con quasi **1 milione di veicoli in circolazione ed una diffusa rete di rifornimento**. L'Italia si è dotata in particolare di un Quadro Strategico Nazionale riguardo la fornitura di gas naturale per il trasporto nell'ambito dell'adozione nell'ordinamento nazionale della Direttiva DAFI. Sono in particolare affrontate nella sezione C la fornitura di Gas Naturale Compresso (CNG) e Liquefatto (GNL).

Per quanto riguarda il primo gruppo, il documento prevede un obiettivo di aumento del numero di veicoli a metano (CNG) fino a 2,3 milioni al 2025, accompagnato dalla crescita dell'infrastruttura fino a 1.900 punti vendita. Per quanto riguarda invece il secondo gruppo, si afferma che 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).

Figura 15. Consumi di energia del settore dei trasporti (ktep)



Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia

Le politiche per la mobilità sostenibile si prevede porteranno ad un aumento della quota di mercato del gas naturale nei trasporti, con la conseguente crescita dei consumi della *commodity* fino ad oltre **6 Mld Smc nel 2040** (1,1 Mld Smc nel 2018), di cui una larga parte di origine rinnovabile, come meglio chiarito nel successivo paragrafo 2.1.4.

Nel 2018 è stato emanato il **DM 2 Marzo 2018** che prevede **incentivi** per la diffusione del biometano nell'ambito dei trasporti fino a **1 Mld Smc/a**, ma le **potenzialità del biometano nella mobilità sono di gran lunga superiori**.

Nell'ambito delle tecnologie alternative, nello scenario si ipotizzano inoltre circa 2 milioni di auto elettriche al 2030, che richiedono investimenti nell'adeguamento delle reti per circa 3-5 Mld €.

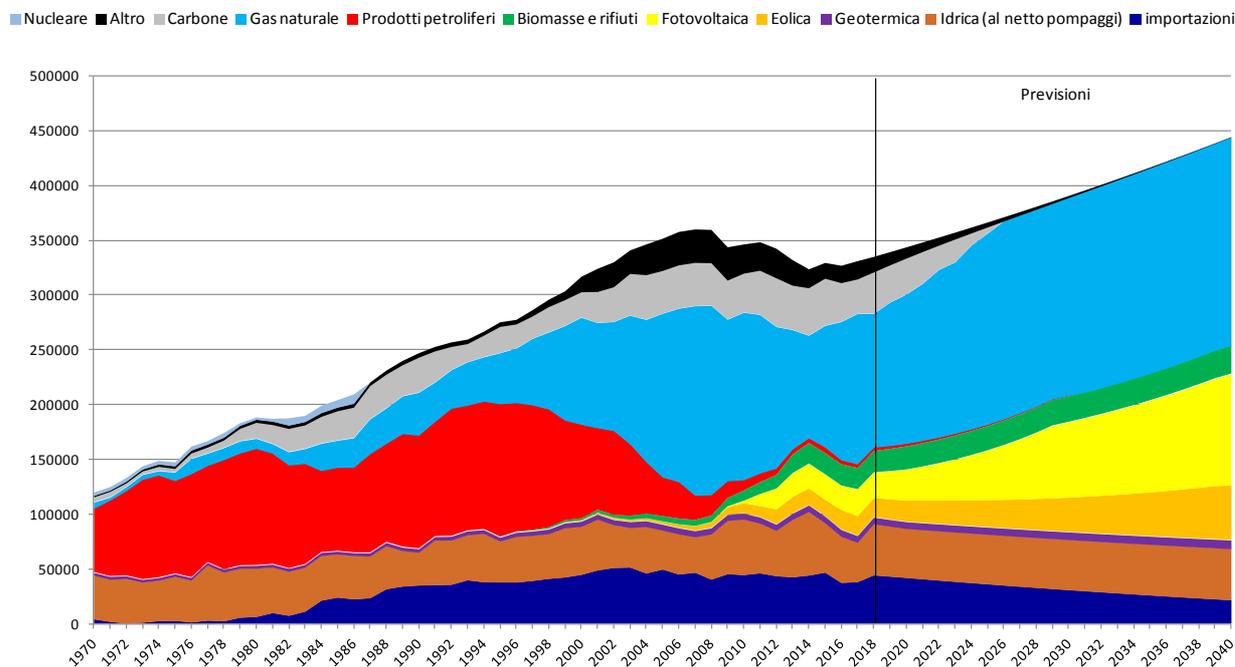
1.4.2. La domanda di elettricità in Italia

L'elettrificazione dei consumi finali è un trend che, contrariamente all'opinione diffusa, è in atto da oltre un secolo. Essa è una costante della modernizzazione, fin dalla seconda rivoluzione industriale iniziata verso la fine dell'800, proprio con il motore elettrico e con il motore a combustione interna. Tuttavia, esistono dei limiti fisici e tecnici alla sua crescita:

- **Nell'industria i vincoli tecnologici, gli alti utilizzi degli impianti su tutte le ore dell'anno, la maggiore incidenza sui costi finali, rendono impossibile il solo uso dell'elettricità, in particolare se prodotta da rinnovabili.** In generale, una conversione degli impianti industriali per la produzione del vapore da termici a elettrici necessiterebbe investimenti per 500 Mld€.
- **Nel riscaldamento, l'efficienza delle pompe di calore elettriche** (condizionatori che funzionano in senso inverso) è elevata per temperature esterne superiori allo zero, mentre decade drasticamente con temperature vicine o sotto lo zero. Inoltre, la sostituzione delle caldaie a gas che attualmente costituiscono l'80% nel mercato del riscaldamento, richiede una capacità di spesa che molte famiglie non hanno.

I consumi finali dove si possono effettuare maggiori penetrazioni sono nel residenziale, dove l'energia termica non deve essere ad altissime temperature o a contatto con il prodotto nel processo. Si prevede che l'elettricità possa avere un trend di crescita in tutti i settori di consumo, ciò diverge rispetto alle previsioni del PNIEC che ne pronostica uno sviluppo sostanzialmente stabile. Con maggiore domanda di elettricità, anche la produzione sarà in crescita, con un leggero peggioramento dell'efficienza dovuto alle perdite nella trasformazione.

Figura 16. Copertura della domanda di elettricità in Italia (GWh)



Fonte: MISE, BEN, elaborazioni NE Nomisma Energia

Il sistema elettrico italiano, rispetto a quello degli altri Paesi europei, parte da una situazione di vantaggio sotto il profilo ambientale in quanto non utilizza percentuali elevate di combustibili fossili altamente inquinanti quali olio combustibile, carbone e lignite ed è fortemente orientato alla produzione di elettricità con gas naturale e fonti rinnovabili. In generale, la portata dei cambiamenti necessari per raggiungere gli obiettivi di de carbonizzazione nel settore elettrico e la dimensione molto alta degli investimenti comportano lunghi tempi. Lo scenario futuro del settore elettrico sarà caratterizzato:

- dal forte incremento delle rinnovabili che necessiteranno di nuove e più affidabili soluzioni tecnologiche per la gestione in sicurezza di un nuovo mercato strutturalmente orientato alla generazione diffusa e distribuita sul territorio;
- dall'uscita dal carbone nel 2025, scelta volta ad accelerare gli obiettivi di sostenibilità ambientale.
- dalla predisposizione di un sistema di gestione e affidabilità (impianti e soluzioni tecnologiche di *backup*) del sistema nel medio e lungo termine anche in relazione al processo di integrazione commerciale dei mercati europei.

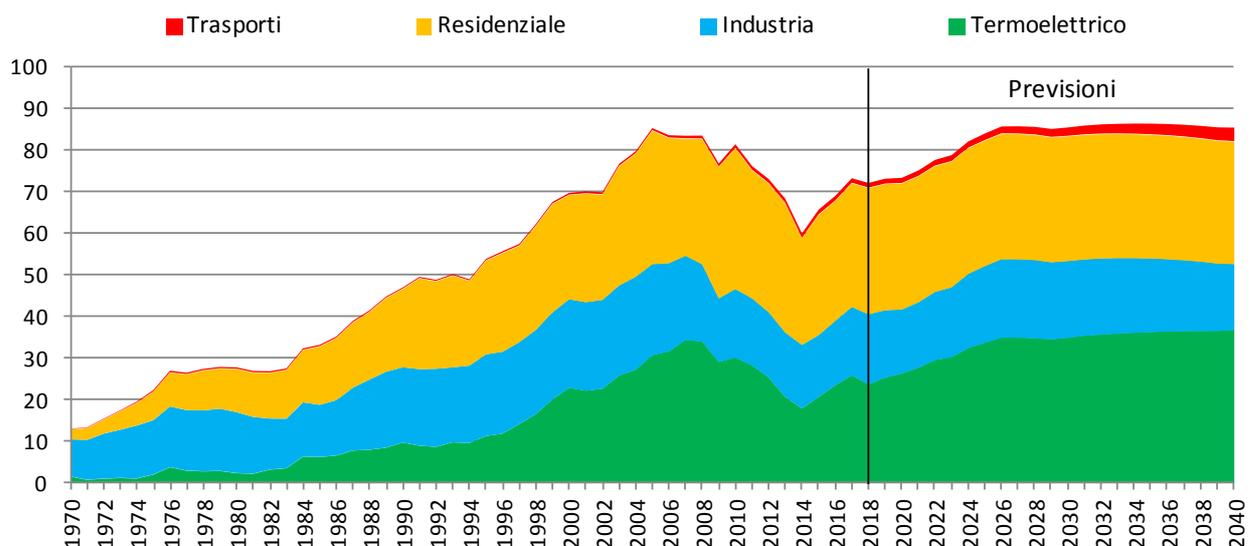
Da questo scenario, segnato dal forte incremento delle fonti rinnovabili come richiesto dagli obiettivi europei, emerge che **il ruolo del gas sarà fondamentale per la produzione di energia elettrica considerato il minore impatto ambientale**. Lo scenario di domanda elettrica qui ipotizzato è leggermente superiore di quello alto («sviluppo») di Terna e riflette una crescita sostenuta del PIL con intensità elettrica che, seppur meno del passato, sarà ancora in crescita dello 0,2% all'anno.

1.4.3. La domanda di gas naturale in Italia

Dopo anni di declino nei consumi del gas naturale, l'Italia ha registrato aumenti nel 2015 (+9,1% rispetto al 2014), nel 2016 (+5% rispetto al 2015) e nel 2017 (+6% rispetto al 2016), seguiti da una leggera diminuzione nel 2018 (-3,3% rispetto al 2017). L'Italia è fortemente dipendente dall'estero, e solo il 7% dei consumi interni è soddisfatto dalla produzione nazionale. Nell'ultimo anno le importazioni si sono stabilmente basate sull'utilizzo delle *pipeline* da Russia (43%), Nord Africa (34%) e Nord Europa (10%), mentre il restante 12% è stato approvvigionato attraverso terminali GNL.

La domanda di gas in futuro risentirà degli scenari ambiziosi di forte penetrazione delle rinnovabili e delle politiche per l'efficienza energetica. Tuttavia i consumi rimarranno in crescita almeno fino al 2035, per compensare l'eliminazione del carbone nella generazione elettrica. Successivamente si stabilizzeranno poco sopra gli 80 miliardi di metri cubi annui.

Figura 17. Domanda di gas in Italia (Mld Smc)



Fonte: MISE, BEN, elaborazioni NE Nomisma Energia

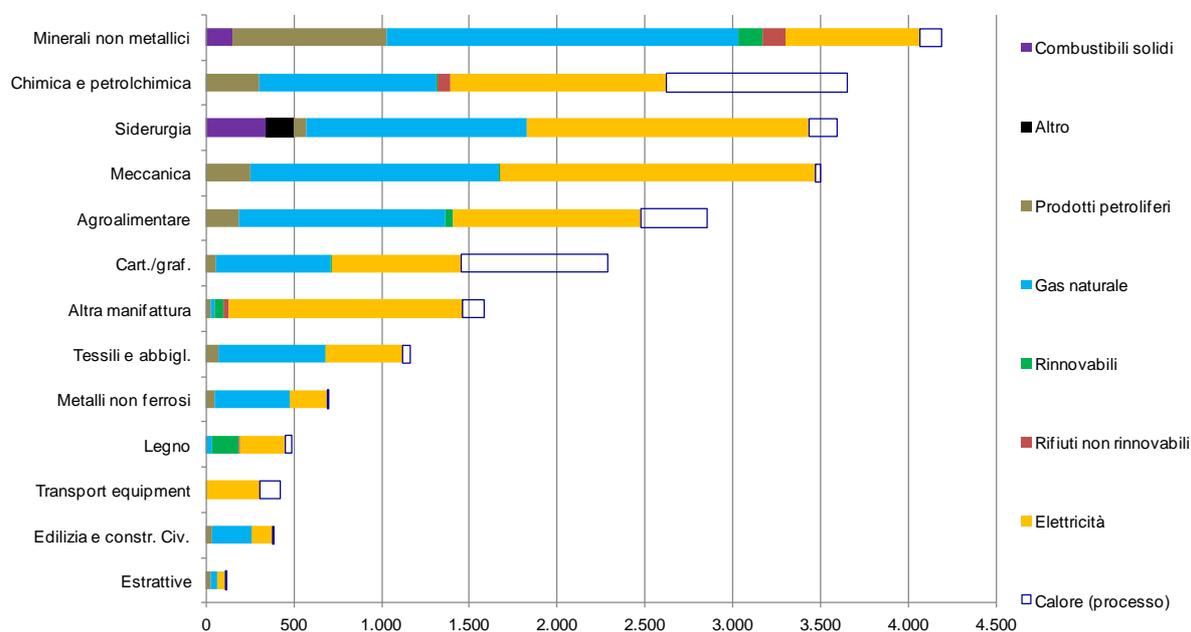
Nel settore civile si assisterà ad una stabilizzazione per effetto della crescita dei servizi, compensata da un leggero calo nel riscaldamento residenziale. Nel riscaldamento domestico gli alti costi di sostituzione delle caldaie e un parco abitativo consolidato, impediscono ritmi più sostenuti di penetrazione elettrica, che rimarrà su un trend di modesta crescita.

La generazione elettrica guiderà la crescita dei consumi di gas al 2025, per effetto della chiusura delle centrali a carbone. L'aumento delle rinnovabili non sarà sufficiente a compensare il calo del carbone, la contrazione delle importazioni e la crescita della domanda.

Il consumo dei trasporti aumenterà velocemente, pur partendo da livelli bassi: da 1 a 4 miliardi di metri cubi annui.

Nell'industria, limiti fisici e tecnici alla sostituzione del gas con l'elettricità limitano la penetrazione del vettore elettrico. **Il gas naturale ha infatti un ruolo predominante e incompressibile in molti processi industriali**, dove l'elettificazione non è tecnologicamente possibile, al di là delle valutazioni economiche, comunque importanti per il mantenimento di competitività e occupazione.

Figura 18. Consumi finali di energia per settori industriali e fonti, 2017 (ktep)



Fonte: dati Bilancio Energetico Nazionale, elaborazioni NE Nomisma Energia

Considerando che in alcuni settori il carbone è impiegato quale materia prima, il settore più energivoro è quello della chimica e petrolchimica, al netto delle materie prime come la nafta per produrre plastica.

Come accennato, in tutti i settori industriali sussistono evidenti limitazioni all'elettificazione. In quello della carta sono necessarie alte temperature che solo una fonte primaria può fornire. Lo stesso avviene per la cottura della ceramica, del vetro e del clinker per produrre cemento. Alte temperature sono in effetti necessarie per la fusione di materie prime quali sabbia, rottame di vetro, calcare, ecc. che l'elettricità non riesce a fornire in maniera altrettanto economica. Costringere settori come quelli di carta, vetro/ceramica, tessile-abbigliamento, agroalimentare, meccanica, metalli non ferrosi e siderurgia a produrre esclusivamente con elettricità, significa condannarli a scelte che non coerenti con le *Best Available Technologies* e, di conseguenza, a non essere competitive rispetto alla concorrenza straniera.

1.4.3.1. Il gas naturale nei processi industriali: il caso dell'acciaio

La tematica base, da prendere in considerazione quando si considerano i limiti della penetrazione elettrica nei processi industriali, è la natura stessa dell'elettricità: vettore di energia e non fonte primaria. In quanto tale, l'energia elettrica deve essere prodotta partendo da una fonte primaria, sia essa rinnovabile o fossile.

Il caso dell'acciaio in Italia, uno dei settori leader della manifattura nazionale, dimostra che gli spazi di penetrazione dell'energia elettrica sono stati ampiamente sfruttati. Dei 24 milioni di tonnellate di acciaio prodotti nel 2017, oltre 19 milioni provengono da forni che impiegano elettricità per fondere la materia prima che, in questo caso, è rottame ferroso.

Figura 192. Siderurgia, consumi finali di energia - esclusi usi non energetici (Mtep)



Fonte: dati Bilancio Energetico Nazionale, elaborazioni NE Nomisma Energia

Nel forno a rottame la fusione è favorita da un arco elettrico all'interno del contenitore dei rifiuti ferrosi. Tuttavia, per tutti gli altri impieghi di energia del settore dell'acciaio, e più in generale

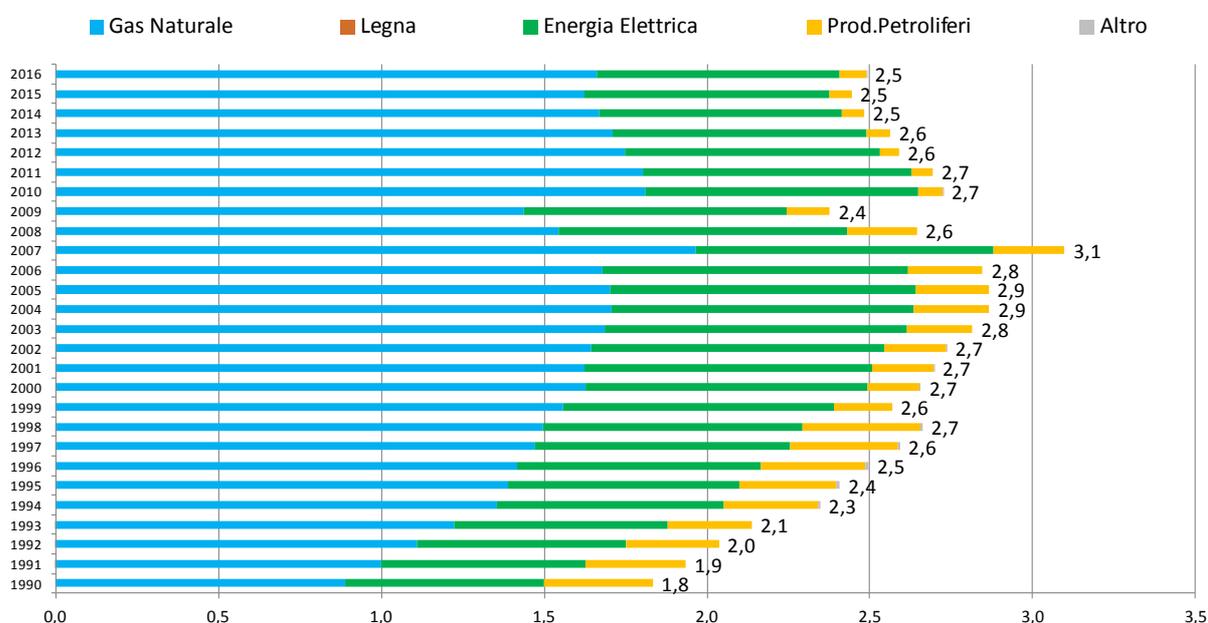
nella metallurgia, è necessaria energia termica ad alta temperatura. Nella forgiatura, ad esempio, questa deve provenire da una fonte primaria: olio combustibile, carbone o gas.

1.4.3.2. Il gas naturale nei processi industriali: il caso della carta

Nella produzione della carta sono necessarie alte temperature che solo una fonte primaria può fornire: il gas è l'unica fonte che riesce a rispettare i vincoli alle emissioni previsti per gli stabilimenti industriali e garantire, allo stesso tempo, la fornitura di energia continua ad alte temperature. I vincoli ambientali a cui sono soggetti tali impianti sono molto stringenti anche per la localizzazione, in molti casi, nei pressi di centri abitati.

Il settore della carta in Italia è un'eccellenza ambientale, da un lato per lo storico alto ricorso al riciclo di carta da macero, e dall'altro, specialmente negli ultimi anni, per l'impiego della generazione combinata di elettricità e calore. La cosiddetta cogenerazione si è infatti molto diffusa nel settore cartario, permettendo anche di ridurre i costi di approvvigionamento dell'elettricità. Questi impianti relativamente recenti permettono, grazie al recupero di calore, di incrementare l'efficienza energetica, evitando la dispersione del calore, come avviene in quelli tradizionali.

Figura 20. Carta, consumi finali di energia (Mtep)



Fonte: dati Bilancio Energetico Nazionale, elaborazioni NE Nomisma Energia

Una forte penetrazione dell'elettricità, in luogo del gas, implicherebbe la chiusura di questi impianti, che garantiscono alta efficienza al sistema. Inoltre, sorge anche qui il problema comune

a tutta l'elettrificazione dei consumi finali, quello del potenziamento delle reti. Una cartiera normale con un cogeneratore a gas da 5 MW, necessiterebbe di una capacità di rete di almeno 15 MW, per garantire elettricità al posto di quella che si produceva, elettricità per fare calore e riserva per i picchi di domanda. La realizzazione di connessioni da 15 MW per molti stabilimenti industriali è estremamente complicata sotto il profilo autorizzativo.

FOCUS BOX: SOSTITUZIONE FOTOVOLTAICO VS COGENERAZIONE PER UNA CARTIERA

La densità energetica bassa è il principale limite delle fonti rinnovabili intermittenti, in particolare del solare fotovoltaico che richiede grande estensione per catturare l'energia dal sole. Collegato a ciò vi è il secondo problema, ossia la difficoltà dell'accumulo.

Rimanendo al primo, un esempio significativo è proprio quello di uno stabilimento industriale, come una cartiera, che debba sostituire un impianto di cogenerazione a gas con un parco fotovoltaico in grado di produrre la stessa quantità di elettricità. Il secondo necessiterebbe di 23 ettari (31 campi da calcio) il primo di soli 0,3 ettari.

Tabella 2. Confronto impianto fotovoltaico e impianto di cogenerazione

	Unità	Fotovoltaico	Cogeneratore
Potenza Impianto	MW	13	2
Ore di funzionamento annue	Ore	1.300	8.600
Domanda annuale di energia	MWh	17.200	17.200
Consumo di suolo per MW	Ettari	1,7	0,1
Consumo di suolo dell'impianto	Ettari	23	0,2

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

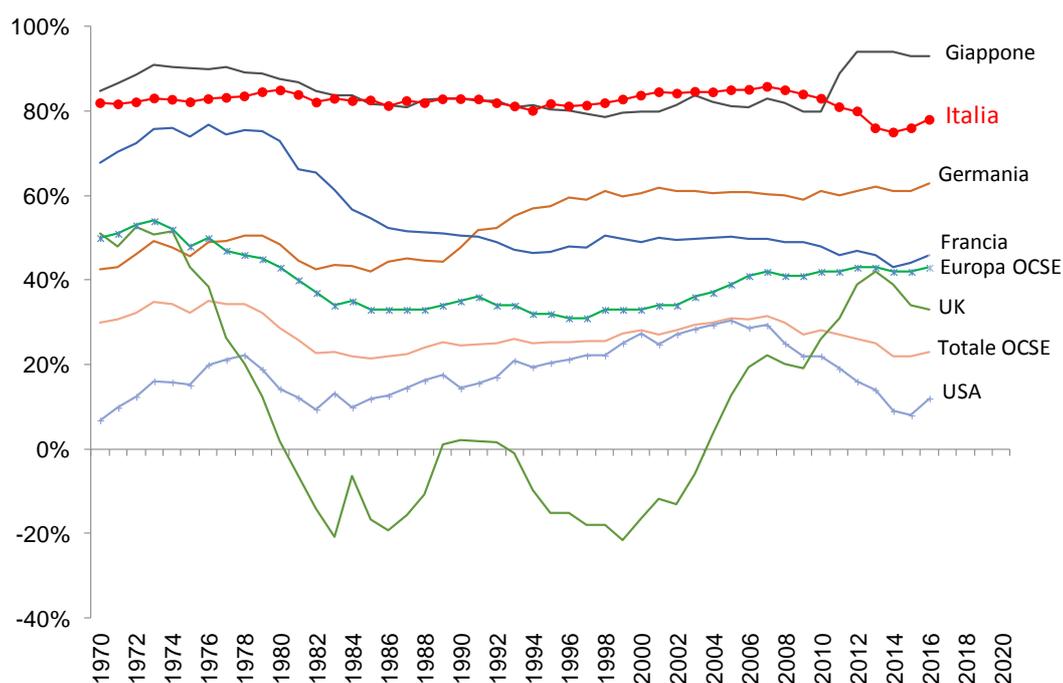
La sproporzione di superficie è dovuta sia al basso fattore di utilizzo del fotovoltaico, possibile solo quando c'è luce solare, sia all'alta densità energetica del gas naturale, grazie all'abbondanza di idrogeno nella molecola del metano, che può essere stoccato e utilizzato in tutte le ore dell'anno. Se tutta l'elettricità da cogenerazione industriale dell'Italia, circa 45 TWh, dovesse essere prodotta, per ipotesi, da fotovoltaico, sarebbe necessaria una superficie pari a oltre 82 mila campi da calcio. Tali calcoli sono una stima per difetto, in quanto escludono la necessità di spazio per realizzare sistemi di accumulo che, per il momento, non esistono ancora, almeno nelle dimensioni richieste.

1.4.4. L'offerta di energia in Italia

L'Italia è il Paese che tradizionalmente ha la più alta dipendenza da importazioni di energia dall'estero, superata di recente solo dal Giappone dopo l'incidente di Fukushima, che ha obbligato la chiusura delle centrali nucleari.

Il miglioramento dell'ultimo decennio, in parte rientrato negli ultimi due anni, è dovuto al forte incremento della produzione da fonti rinnovabili le quali, oltre al vantaggio ambientale, hanno quello dell'indipendenza. L'obiettivo delle rinnovabili è associato in effetti anche a quello della riduzione della dipendenza energetica dall'estero: la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette rimane elevata (pari al 76,5%) ma più bassa di circa 6 punti percentuali rispetto al 2010.

Figura 21. Dipendenza energetica (importazioni nette su consumi totali in %)



Fonte: Statistiche IEA, elaborazioni NE Nomisma Energia

Il processo di sviluppo delle rinnovabili necessita di tempo e la dipendenza da importazioni non migliorerà sensibilmente nei prossimi decenni. Ne segue l'esigenza di rafforzare la sicurezza

attraverso il gas, con la diversificazione delle rotte e delle fonti e il mantenimento di quelle esistenti, come il TENP¹⁰ da Nord.

Due fattori rendono urgente la diversificazione:

1. Gran parte dei consumi di gas si concentrano nella produzione elettrica;
2. Il continuo calo della produzione nazionale di gas ha portato le importazioni al 93% dei consumi.

1.4.5. L'offerta di energia elettrica in Italia

Nei prossimi anni l'Italia accelererà la transizione *low carbon* attraverso un mix elettrico pulito, basato di rinnovabili e gas naturale. **L'Italia ha scelto il gas naturale per la generazione elettrica**, prediligendo tale *commodity* rispetto al nucleare nel processo di trasformazione del settore elettrico a cavallo del nuovo millennio (dal 2001 la produzione termoelettrica da gas naturale è superiore anche a quella da olio combustibile oltre che a quella da carbone).

Rispetto ad altri Paesi che ottengono energia elettrica da centrali nucleari, come la Francia, o che impiegano prevalentemente combustibili solidi, come la Germania, il nostro Paese genera il **38% dell'energia elettrica dal gas naturale** e solo il **20% da carbone**. In diversi Stati Europei, come ad esempio Germania o Polonia, sono predominanti proprio il **carbone e la lignite** nel mix di generazione elettrica: in **Germania** questi combustibili rappresentano il **42%** dell'energia lorda, mentre in **Polonia** addirittura l'**85%**. Il valore **medio europeo** di generazione elettrica da carbone risulta invece pari al **26%**.

Grazie allo sforzo del passato, l'Italia può vantare un primato mondiale nelle rinnovabili, con l'8% di produzione elettrica da fotovoltaico. Secondo le proiezioni del **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima** il nostro Paese anticiperà al 2025 la **chiusura degli ultimi impianti alimentati a carbone**, accrescendo la quota di energia elettrica generata da fonti rinnovabili (passando dai 109 TWh del 2015 a 186 TWh nel 2030) e **mantenendo pressoché invariato il contributo del gas**.

1.4.6. L'offerta di gas naturale in Italia

Oggi **l'Italia è importatrice di gas per oltre il 90% del fabbisogno**, valori rilevanti per la sicurezza degli approvvigionamenti. Il nostro Paese possiede **8 differenti rotte di approvvigionamento** ed una **capacità tecnica totale** di importazione di **130 Mld Smc/anno** a fronte di una **domanda interna** pari a circa **70 Mld Smc/anno** (72,6 Mld Smc/a nel 2017). Dal 2012 la **Russia** ha superato l'Algeria, divenendo il **primo esportatore di gas in Italia** con il 39,4% del mercato. **Algeria e**

¹⁰ Trans Europa Naturgas Pipeline è un gasdotto lungo più di 500 km, costruito tra il 1972 e il 1974, che parte dai Paesi Bassi e termina in Svizzera, dove si connette con Transgas. Trasporta il gas dei giacimenti olandesi in Italia, Germania e Svizzera ed è sviluppato su due linee dalla capacità annua di 15.5 miliardi di metri cubi.

Russia coprono quasi il **70% dei consumi**, evidenziando una forte concentrazione degli approvvigionamenti.

Nonostante l'Italia sia il Paese con un portafoglio di infrastrutture di adduzione (sia per metano gassoso che GNL) tra i più diversificati in Europa sul piano geopolitico, non sfrutta adeguatamente questa opportunità. Il **prezzo della commodity sul mercato italiano è strutturalmente più alto rispetto a quanto registrato negli Stati del Nord Ovest europeo**. Il **differenziale di prezzo risulta pari a circa 2 €/MWh**, nonostante i **costi operativi (variabili) di trasporto** fra il Nord (Germania) e il Sud Europa (Italia) **siano stimabili in circa 0,7 €/MWh**.

Nonostante la diversificazione dell'offerta sul piano infrastrutturale il sistema italiano potrebbe presentare criticità sul piano della sicurezza, in relazione alla domanda di punta. Fra la fine del 2017 e l'inizio del 2018 alcuni eventi eccezionali relativi alle basse temperature e ad un incidente in Austria sul il gasdotto di importazione del gas russo, hanno determinato un innalzamento di oltre il 50% dei prezzi della *commodity* sul mercato all'ingrosso e hanno portato il MiSE a dichiarare lo stato di pre-allarme, primo dei tre livelli previsti dal piano nazionale di emergenza gas.

Dopo la caduta del precedente decennio, le importazioni di gas dell'Italia sono in netta ripresa per la risalita della domanda ed il calo della produzione interna, solo parzialmente compensata dall'incremento del biometano e dallo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di gas. Nel corso degli ultimi anni il tema della sicurezza degli approvvigionamenti energetici è tornato in discussione per diversi avvenimenti:

- La **scadenza dei contratti di lungo termine** per l'importazione di gas attraverso le pipeline esistenti;
- A livello geopolitico, le **primavere arabe** ed i seguenti conflitti legati ad **atti terroristici**, e la crescita della **dipendenza dalla Russia**;
- Le **criticità tecniche** ed i rischi legati a **manutenzioni** o potenziali **incidenti** lungo le principali vie di adduzione.

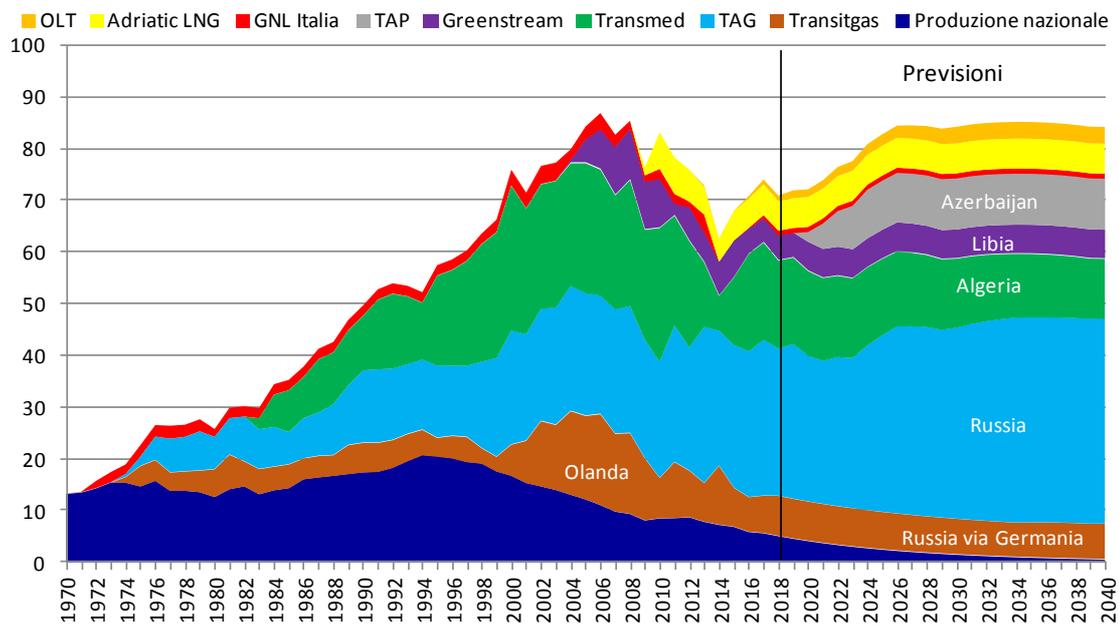
Nei prossimi anni si prevede che le importazioni dall'Olanda e dal Mare del Nord saranno in calo per la contrazione della produzione. A policy correnti ciò potrebbe originare nuove importazioni dalla Russia via Germania di provenienza Nord Stream II, purché sia preservata l'attuale capacità di importare dal Nord Europa.

L'ottimizzazione delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo di nuove rotte, come il TAP, sono necessarie sia per coprire la crescita della domanda interna, sia per ridurre parzialmente la

dipendenza dal gas russo ed algerino (quest'ultimo destinato comunque a calare in vista delle rinegoziazioni contrattuali dei prossimi anni).

Fondamentale sarà anche il ruolo del GNL nella copertura della domanda, che aumenterà la competizione fra fornitori e possibilità di diversificazione geografica, con nuove provenienze, in particolare dagli USA.

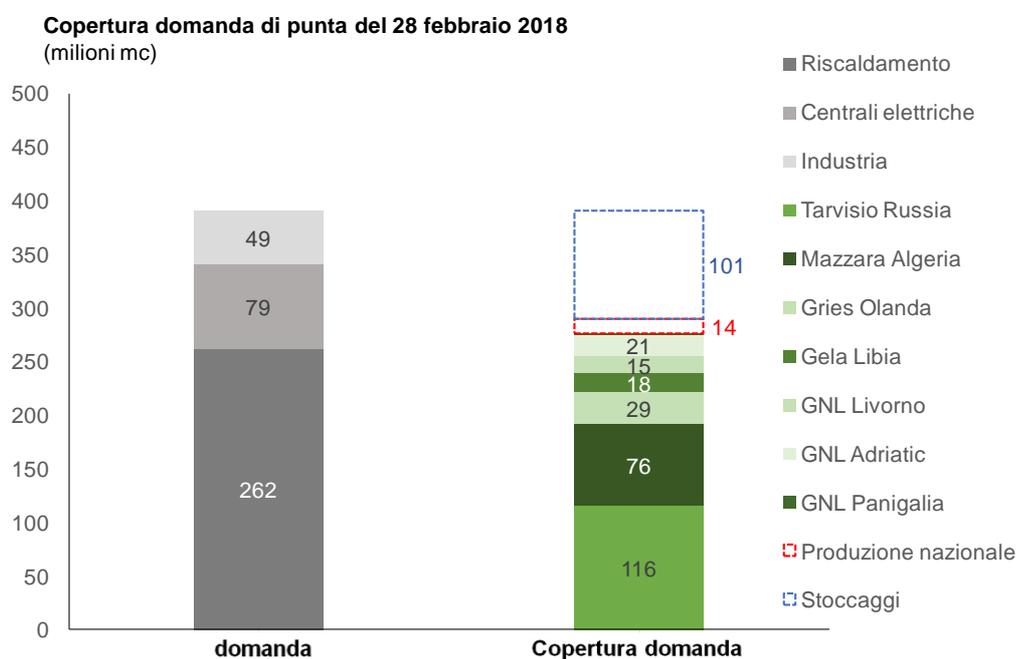
Figura 223. Copertura della domanda in Italia di gas (Mld Smc)



Fonte: MISE, BEN, elaborazioni NE Nomisma Energia

L'adeguatezza del sistema gas va misurata rispetto alla sua capacità di coprire la domanda nei momenti di massimo bisogno, quando raggiunge il picco giornaliero. La figura sotto riporta il picco di fine febbraio 2018, quando il freddo estremo fece salire velocemente i consumi. La copertura è avvenuta soprattutto con le importazioni, a cui si sono aggiunte, come normale nel periodo invernale, le scorte.

Figura 23. Copertura domanda di punta - 28 febbraio 2018 (Mln Smc/g)



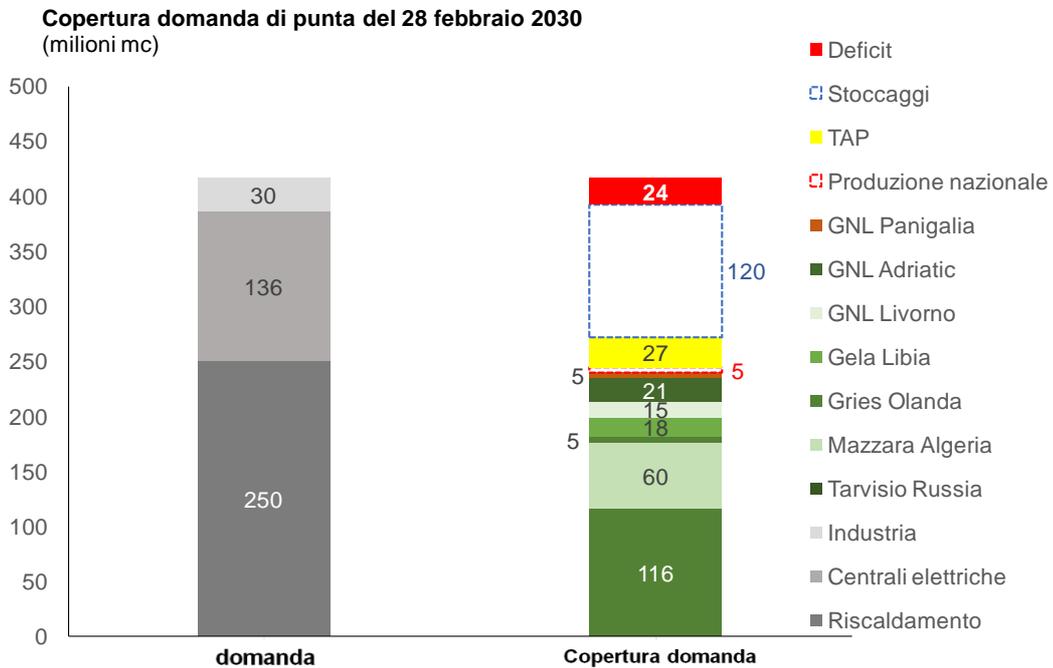
Fonte: MISE, Snam, elaborazioni NE Nomisma Energia

Il gas russo, che transita da Tarvisio (gasdotto TAG), è la principale fonte a copertura della domanda italiana. In passato si sono verificati ammanchi per diversi giorni: nel gennaio 2009 per 15 giorni le forniture dalla Russia furono bloccate per lo scontro con l'Ucraina sulle tariffe di transito e tuttora, il gas proveniente dalla Russia in Italia, il 38% dei nostri consumi, transita per l'Ucraina, Paese in guerra con la Russia. Una nuova interruzione delle forniture presso il gasdotto TAG, tenuto conto anche della riduzione di capacità che attualmente interessa il gasdotto TENP (riducendo la disponibilità di gas dal nord Europa) e la riduzione dei volumi contrattualizzati con i Paesi del Nord Africa, il sistema potrebbe entrare in crisi. Le nuove importazioni di gas, quali ad esempio quelle di TAP o degli altri progetti dal *Southern Corridor*, mettendo a disposizione nuove fonti, garantiscono un apporto di gas fondamentale per far fronte a tali eventi.

Al 2030 la domanda di gas sarà trainata soprattutto dall'esigenza di compensare la produzione da rinnovabili quando il sole e il vento non sono disponibili. In alcuni giorni potrebbero verificarsi forti incrementi di domanda di gas delle centrali, per improvvise cadute della produzione degli impianti fotovoltaici ed eolici. Ciò determinerebbe un picco di domanda verso i 420 milioni mc giorno, valore già raggiunto in passato.

In una situazione del genere il sistema sarebbe comunque in deficit ed è da qui che deriva la necessità di sviluppare capacità di stoccaggio, rigassificazione o di collegamento con nuove fonti di gas, come quelle del Corridoio Sud.

Figura 24. Copertura domanda di punta - 28 febbraio 2030 (Mln Smc/g)



Fonte: MISE, Snam, elaborazioni NE Nomisma Energia

Gli stoccaggi dovrebbero aumentare la loro capacità grazie a nuovi investimenti perché le attuali importazioni da sole non ce la farebbero (almeno per quella capacità impegnata da contratti che verosimilmente verranno conclusi nei prossimi anni, e senza considerare l'attivazione di forniture spot aggiuntive dalle stesse fonti di importazioni).

È urgente ridurre il rischio di interruzioni delle forniture dall'estero, le cui potenziali conseguenze negative saranno accentuate dall'intermittenza delle rinnovabili. La disponibilità di nuovi flussi dal corridoio sud servirà, dunque, anche da riserva al sistema elettrico, basato sulle rinnovabili intermittenti.

2. La rilevanza del gas per la competitività economica nella transizione *low carbon*

2.1. Il ruolo del gas naturale nelle politiche di lotta ai cambiamenti climatici

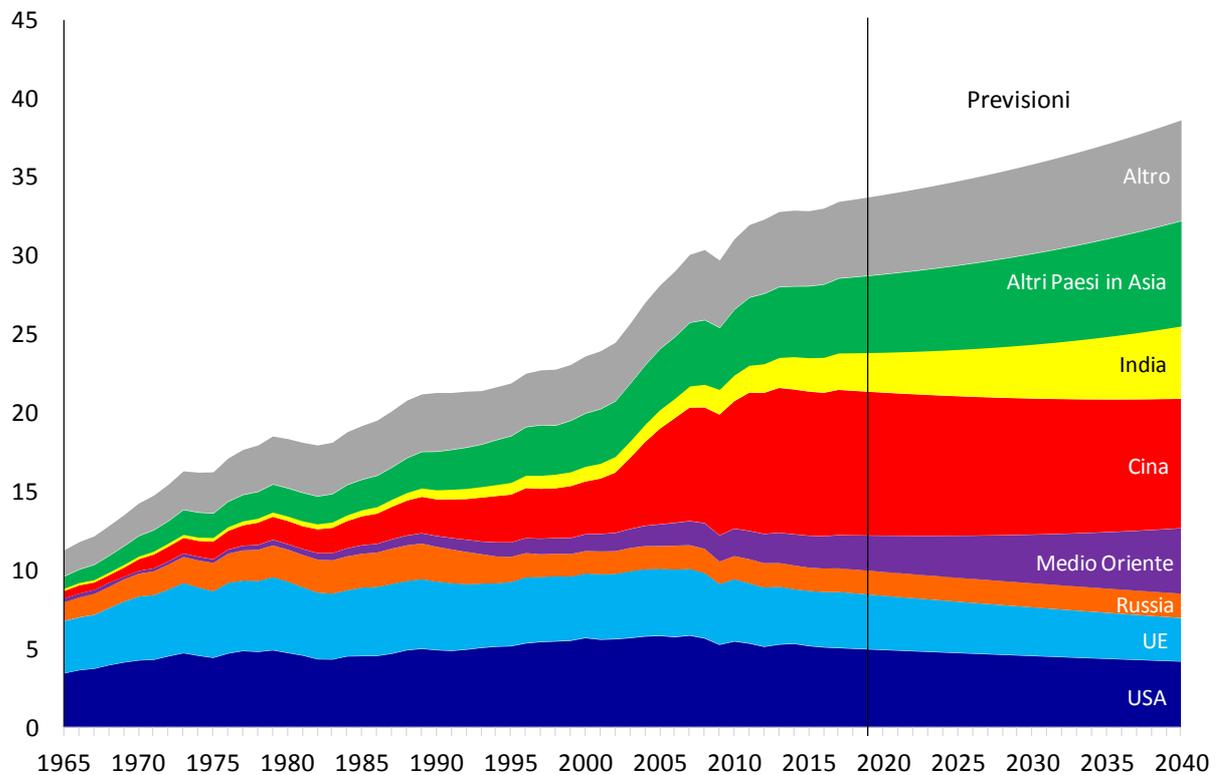
La ventunesima conferenza dell'UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*) tenutasi a Parigi nel dicembre 2015, è stato il più significativo appuntamento della comunità internazionale per la lotta ai cambiamenti climatici. Le decisioni prese in quella sede hanno stabilito gli impegni degli Stati nella riduzione di gas ad effetto serra nel mondo.

Le emissioni globali di CO₂ hanno registrato un aumento pressoché costante dal 1980 al 2002 e solo gli sforzi europei in campo ambientale hanno in parte compensato gli aumenti di produzione provenienti dalle economie in via di sviluppo. Il *trend* di crescita ha quindi subito un'ulteriore accelerazione dal 2002 ad oggi, dovuta all'esponenziale incremento delle emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla **Cina**.

Il paese asiatico **ha infatti superato in termini di volumi emessi in atmosfera sia l'Europa che gli Stati Uniti**, divenendo il paese a maggior impatto ambientale sul clima. Altri paesi del Sud-Est asiatico, come ad esempio l'India, hanno sviluppato aumenti considerevoli delle emissioni e si prevede che la CO₂ generata complessivamente dai paesi in via di sviluppo continuerà a crescere, se non verranno attuate politiche orientate alla sostenibilità ambientale dei loro processi. Dopo un biennio di rallentamento, le emissioni globali di CO₂ hanno ripreso a salire nel 2017 per effetto dei maggiori consumi di energia fossile, in particolare di carbone nella generazione elettrica.

Complessivamente, dal 1992, quando a Rio de Janeiro si tenne il vertice mondiale sul clima, ad oggi le emissioni globali sono salite del 63%. La **Conference of the Parties in Polonia del Dicembre 2018** ha evitato il fallimento dell'accordo di Parigi del dicembre 2015, ma gli obiettivi dichiarati rimangono ancora distanti.

Secondo le politiche messe in atto dai diversi Paesi, le emissioni in tutte le aree geografiche cresceranno o caleranno molto lentamente ad esclusione dell'Unione Europea e degli USA: appare evidente come **l'Europa non possa farsi carico da sola della sfida ai cambiamenti climatici globali**.

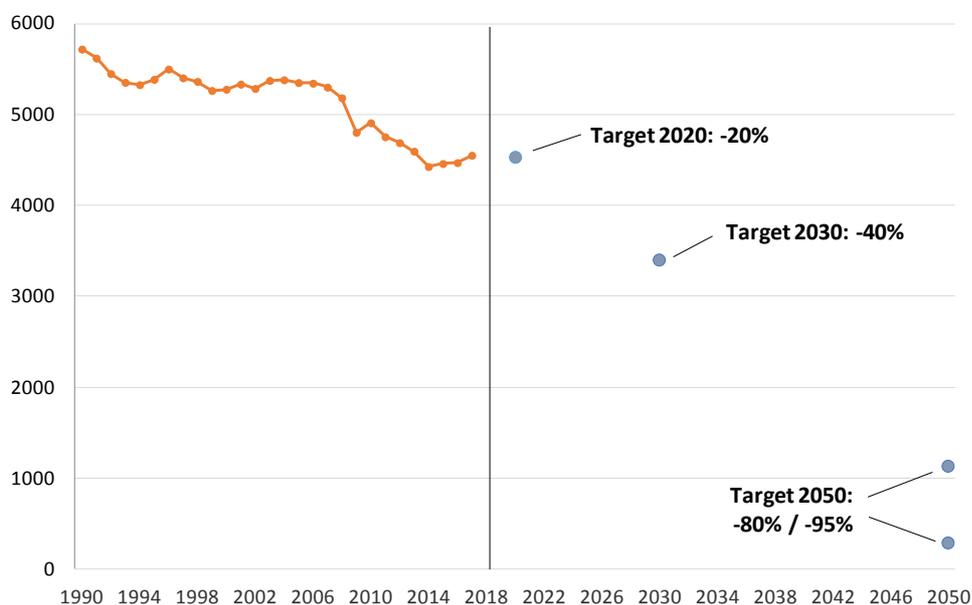
Figura 45. Mondo: emissioni di CO2 da combustione energia fossile (Mld Ton CO₂)

Fonte: BP Statistical Review, Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

L'Unione Europea, l'area più attiva nell'attuare politiche di decarbonizzazione, ha ridotto le sue emissioni di gas serra di 1 miliardo di tonnellate dal 1990, ma a livello globale queste sono aumentate di 12 miliardi. Le emissioni UE contano per il 9% del totale globale (l'Italia conta per meno dell'1%) e l'Unione si è posta l'obiettivo di ridurre di ulteriori 1,5 miliardi di tonnellate di CO₂ le proprie emissioni nei prossimi 11 anni: un obiettivo, a tecnologia esistente, estremamente ambizioso.

L'esigenza di realizzare un veloce disaccoppiamento fra crescita economica e consumi di energia che ancora oggi dipendono per l'80% da fonti fossili esattamente come 40 anni fa, implica una sfida tecnologica ed investimenti senza precedenti. Una sfida che richiede realismo, capacità di creare valore e maggiore equità, in grado di garantire l'implementazione delle nuove tecnologie anche nei paesi meno sviluppati.

Figura 26. Unione Europea: emissioni di CO₂ (Mln Ton CO₂)



Fonte: BP Statistical Review, Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

In questo contesto, **l'Unione Europea ha stabilito il proprio percorso di decarbonizzazione dell'economia** attraverso ambiziosi obiettivi di medio (2030) e di lungo termine (2050). I *Target* Europei della **Roadmap 2050**, definiti nel Consiglio Europeo dell'ottobre 2009, porteranno il nostro continente ad una riduzione delle emissioni dell'80%, ad una produzione di fonti rinnovabili del 55% e ad un livello di risparmio energetico pari al 40%.

Attualmente sono state fissate alcune tappe intermedie della strategia di lungo termine: la prima al 2020, attraverso gli impegni assunti con il **Pacchetto 20-20-20**, e la successiva al 2030, attraverso le conclusioni del Consiglio Europeo del 24 ottobre 2014 sul Pacchetto Clima-Energia e il **Clean Energy Package**. La lotta ai cambiamenti climatici è stata, in entrambi i casi, declinata mediante tre strumenti collegati fra loro: la riduzione delle emissioni, l'aumento delle energie rinnovabili e l'aumento dell'efficienza energetica.

In particolare sono stati definiti **target al 2030**, nelle Direttive del *Clean Energy Package*:

- **Riduzione emissioni di gas serra:** l'obiettivo vincolante a livello europeo di riduzione delle emissioni di CO₂ sarà del 40% rispetto ai livelli del 1990.
- **Aumento delle fonti rinnovabili:** target vincolante del 32% a livello europeo (non vincolante per i singoli Stati Membri).
- **Crescita dell'efficienza energetica:** target del 32,5% non vincolante a livello europeo.

Si deve notare che, dopo i risultati incoraggianti ottenuti in termini di riduzione della CO₂ nei primi anni dei target al 2020 (in larga misura dovuti alla crisi economica 2009-2013), negli ultimi anni il trend di riduzione delle emissioni dell'Unione Europea si è arrestato, invertendosi nel 2017 con un improvviso aumento dell'1,8%. Storicamente la decarbonizzazione è stata facilitata nella prima fase degli anni '90, dalla chiusura di vecchie centrali a carbone, soprattutto nell'Est europeo, e da una crescita economica molto debole, per alcuni Stati addirittura negativa dal 2008 in poi. Importante è stato anche il balzo delle fonti rinnovabili, grazie anche al sostegno finanziario attraverso incentivi pagati dai consumatori finali.

Anche l'Italia ha definito i propri obiettivi di riduzione di gas a effetto serra nella Bozza di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima trasmessa alla Commissione Europea nel dicembre 2018. Per i settori ETS - prevalentemente industria energetica e manifatturiera – si prevede una riduzione delle emissioni del 55,9% al 2030, che si otterrà per effetto sia dell'aumento previsto del prezzo delle quote di scambio della CO₂, del *phase out* al 2025 del carbone nella generazione elettrica e della significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di industriali.

Per gli altri settori, afferenti al Regolamento *Effort Sharing* (ESR), si prevede di raggiungere l'obiettivo europeo (per l'Italia -33% al 2030), arrivando ad una riduzione del 34,6%. Il contributo più significativo è previsto verrà fornito dal settore dei trasporti e da quello civile, attraverso il combinato disposto di misure per l'efficienza e per l'impiego delle energie rinnovabili.

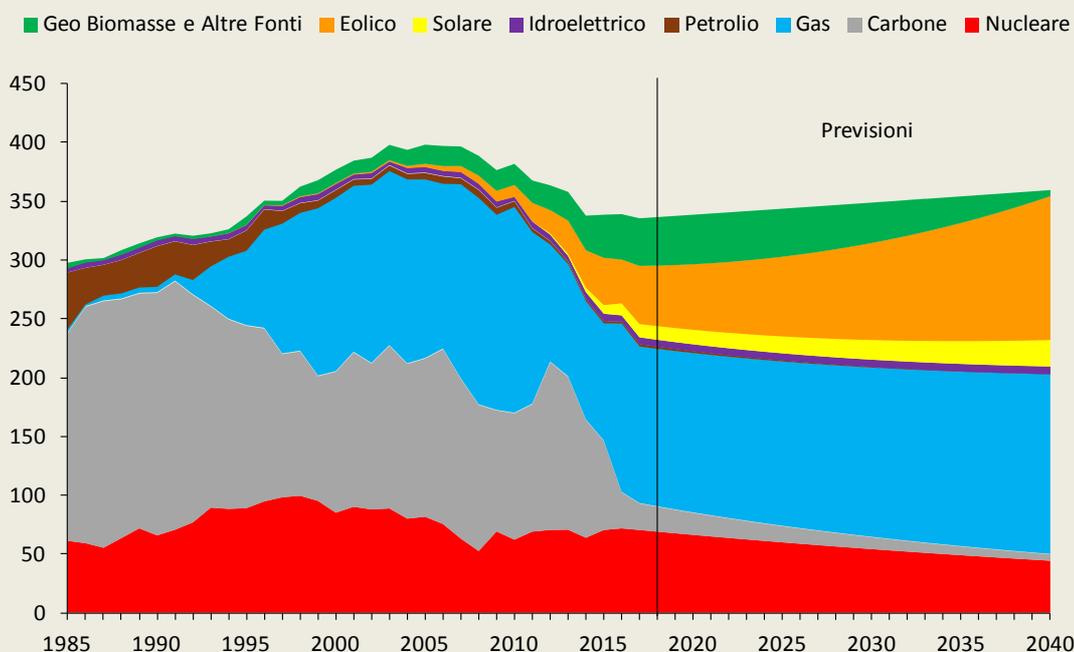
Occorre oggi recuperare la consapevolezza che il **gas naturale in Italia e in Europa** rappresenta una **valida opzione** nel **processo di decarbonizzazione**, tanto nei casi in cui venga utilizzato in **sostituzione di altri combustibili fossili** a maggiore intensità carbonica, quanto in quelli in cui rappresenti il *back up* necessario per un'efficace **integrazione dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili**.

FOCUS BOX: LA LEADERSHIP DEL REGNO UNITO NELLA TRANSIZIONE E NELLE RIFORME

L'esperienza del mercato energetico inglese è sempre stata un *benchmark* di riferimento per le politiche di liberalizzazione del settore gas ed elettrico dell'Unione a partire dagli anni '90. A partire dagli anni '80, fino al 2000, l'esperienza inglese era considerata un *best practice* sul piano della nuova organizzazione del mercato, mentre da circa un decennio il focus del Regno Unito si è spostato sulle politiche per il contenimento della CO₂. Il Ministero dell'industria, che tradizionalmente si occupava di energia, dal 2008 ha esteso le sue competenze alle politiche per la sostenibilità. Le grandi scoperte di giacimenti del Nord portate a produzione negli anni '80 favorirono la penetrazione del **gas**. Nel 2018 il gas è la **prima fonte** a copertura della domanda e ha quasi totalmente sostituito il carbone. **L'eolico** è la fonte identificata per il futuro no carbon, ma la crescita incontra ostacoli. L'UK ha deciso che non rinuncerà al **nucleare** e in cantiere ha già una grande centrale a Hinkle Point.

Il carbone è stato per oltre 100 anni il motore dell'economia britannica. Dal 2013 è stato introdotto un prezzo minimo sulla CO₂ che ha reso poco conveniente il carbone e forzato la chiusura di molte centrali.

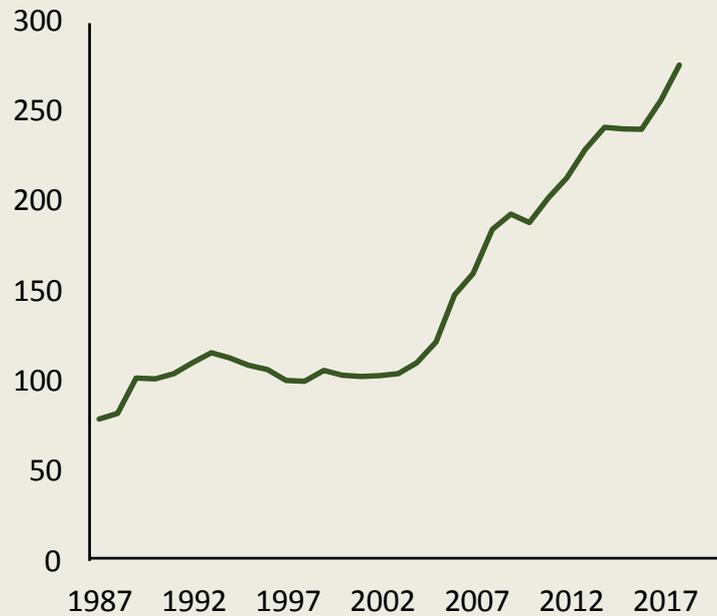
Figura 27. Generazione elettrica per fonte nel Regno Unito (TWh)



Fonte: BP Statistical Review, Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

L'Italia, a confronto, da tempo ha un ricorso al carbone limitato e un forte peso del gas, in assenza di nucleare.

Figura 28. Indice prezzi correnti elettricità nel Regno Unito (1990=100)



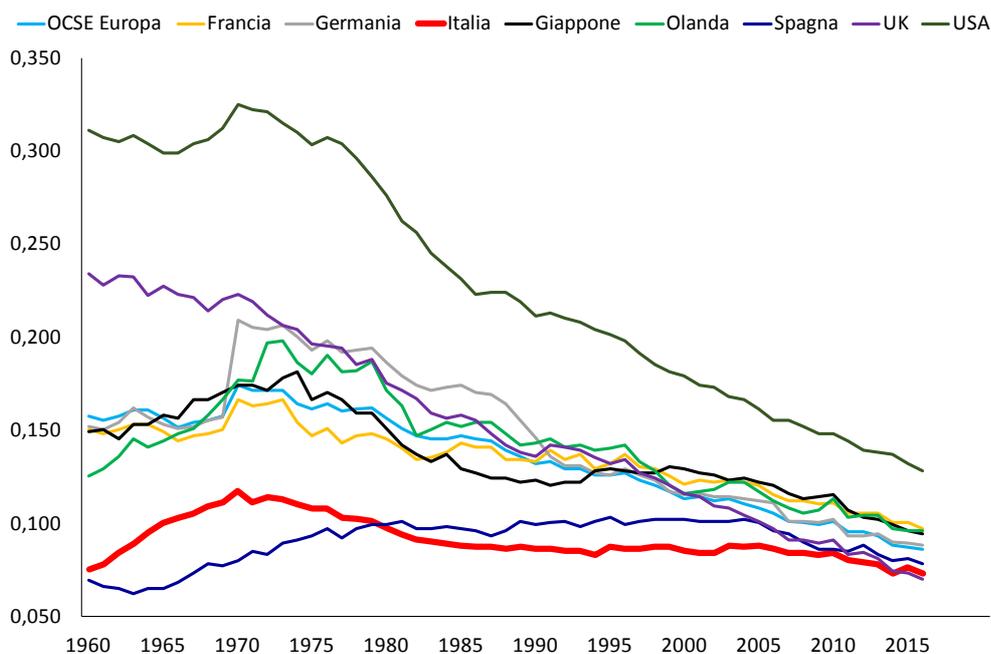
Fonte: BP statistical review, Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

Lo sforzo della decarbonizzazione sta portando una costante **crescita dei prezzi dell'elettricità**, in particolare all'industria, che è forzata a delocalizzare.

2.1.1. Il gas naturale e gli obiettivi di efficienza energetica italiana

I consumi finali di energia nel 2016 sono stati pari a 115,9 Mtep (esclusi usi non energetici), in lieve diminuzione rispetto al 2015 (-0,3%) e notevolmente al di sotto del livello previsto dagli obiettivi europei al 2020 (126,9 Mtep). Il settore trasporti ha proseguito il calo degli ultimi anni, arrivando ad un livello di 39,1 Mtep (-1,1%) ed in riduzione è anche il settore residenziale, arrivato a 32,2 Mtep (-1,0% rispetto al 2015). In controtendenza sono invece i settori dell'industria (+1,4%) e del terziario (+0,3%), che hanno registrato incrementi dei consumi grazie alla ripresa economica. Ciò porta l'Italia ad essere il Paese manifatturiero con il minore livello di intensità energetica in Europa: nel 2016 pari a 107,8 Tep/Mln€₂₀₀₅, in calo rispetto al 2015 dell'1,8%.

Figura 29. Intensità energetica nei Paesi OCSE (tep/1000\$₂₀₁₀)



Fonte: Statistiche IEA, elaborazioni NE Nomisma Energia

La maggiore efficienza dell'Italia deriva da:

- Più recente sviluppo economico con tecnologie più moderne nel secondo dopoguerra;
- Maggiori prezzi dell'energia, anche per assenza di materie prime interne;
- Condizioni climatiche favorevoli;
- Nell'ultimo decennio, forte deindustrializzazione con uscita dal Paese di fabbriche con alti consumi di energia.

L'Italia si è posta l'obiettivo sfidante di raggiungere alti livelli percentuali di **efficienza energetica** (43% dell'energia primaria e 39,7% dell'energia finale rispetto allo scenario PRIMES 2007), partecipando attivamente al raggiungimento del target indicativo previsto nel *Clean Energy Package* (32% non vincolante a livello europeo). **Ottenere nuove riduzioni dei consumi energetici in Italia potrebbe determinare dei costi marginali di investimento più elevati rispetto agli altri Paesi dell'unione Europea, proprio per effetto dell'alto livello di efficienza già raggiunto con i notevoli investimenti del passato.**

In particolare ulteriori miglioramenti nel **settore industriale** saranno difficili e l'elettrificazione di questo comparto potrebbe comportare, inoltre, un peggioramento dell'efficienza in alcuni processi industriali. **Il gas naturale è oggi la fonte preferita dall'industria italiana** perché dagli anni '80 normative stringenti sulle emissioni, ne hanno reso necessario l'impiego, date le minori emissioni di macroinquinanti.

Il gas naturale è **l'elemento base per l'efficienza e la sostenibilità del comparto, attraverso sistemi di cogenerazione** ad alto rendimento per la contestuale produzione di energia e calore. Il gas è il combustibile fossile indicato in modo unanime da tutti gli organismi internazionali, quale combustibile più adatto alla transizione, in ragione del suo basso contenuto di carbonio, nonché delle limitate emissioni in atmosfera anche di altri inquinanti. In Italia sarà la chiave per **mantenere il primato nell'efficienza**, senza dover rinunciare ad un'auspicata **crescita economica trainata dalla manifattura.**

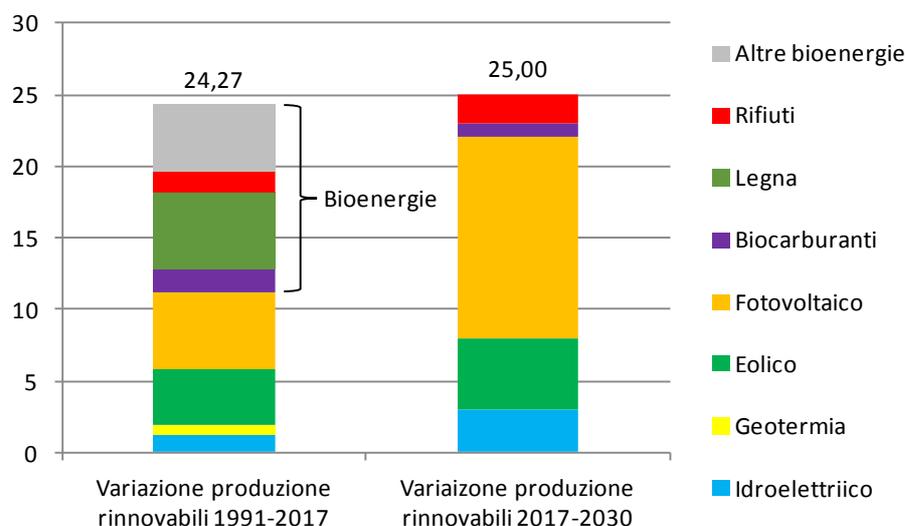
2.1.2. Il gas nello sviluppo delle fonti rinnovabili

L'Italia è il Paese all'interno dell'Europa che, dopo la Germania, ha conosciuto la crescita più sostenuta della produzione da fonti rinnovabili, con il raggiungimento già nel 2015 dell'obiettivo del 17% di penetrazione nei consumi finali, con 5 anni in anticipo rispetto alla scadenza del 2020. Nel 2017 i Consumi Finali Lordi complessivi di energia in Italia sono stati circa 120 Mtep, di cui il 18,3% coperti da rinnovabili.

Nel **settore elettrico** circa il 35% della generazione lorda è coperta da FER, con l'idroelettrico che ha fornito il contributo più importante (35% della produzione elettrica complessiva da FER), seguito dalla fonte solare (23%), dalle bioenergie (19%), dalla fonte eolica (17%) e da quella geotermica (6%). Nel **settore termico** si sono ottenuti da fonti rinnovabili poco meno del 20% dei consumi complessivi (11,2 Mtep di energia da FER, di cui 10,3 Mtep in modo diretto e 0,9 Mtep sotto forma di calore derivato). La fonte rinnovabile più utilizzata per i consumi termici è la biomassa solida (circa 7,9 Mtep), ma assumono grande rilievo anche le pompe di calore (2,65 Mtep), mentre sono ancora limitati i contributi dei bioliquidi, del biogas, della fonte geotermica e di quella solare. Per quanto riguarda il **settore trasporti** sono stati immessi in consumo circa 1,2 mln ton di biocarburanti (pari a 1,06 Mtep), in larga parte biodiesel.

Complessivamente fra il 1990 e il 2017, si avvia la politica di sostegno alla produzione da fonti rinnovabili e la produzione elettrica verde è triplicata: 24,3 Mtep di crescita che, per molti versi, era del tutto imprevedibile. Più della metà dell'aumento è giunto dalle bioenergie e, in particolare, dalla legna per usi domestici. Questa espansione delle rinnovabili dipende però per circa l'80% dall'import di *feedstock*, non comportando quindi incrementi della sicurezza energetica e non evitando le emissioni legate alla movimentazione delle *commodity*.

Figura 30. Italia: variazione produzione rinnovabili



Fonte: MISE, BEN, elaborazioni NE Nomisma Energia

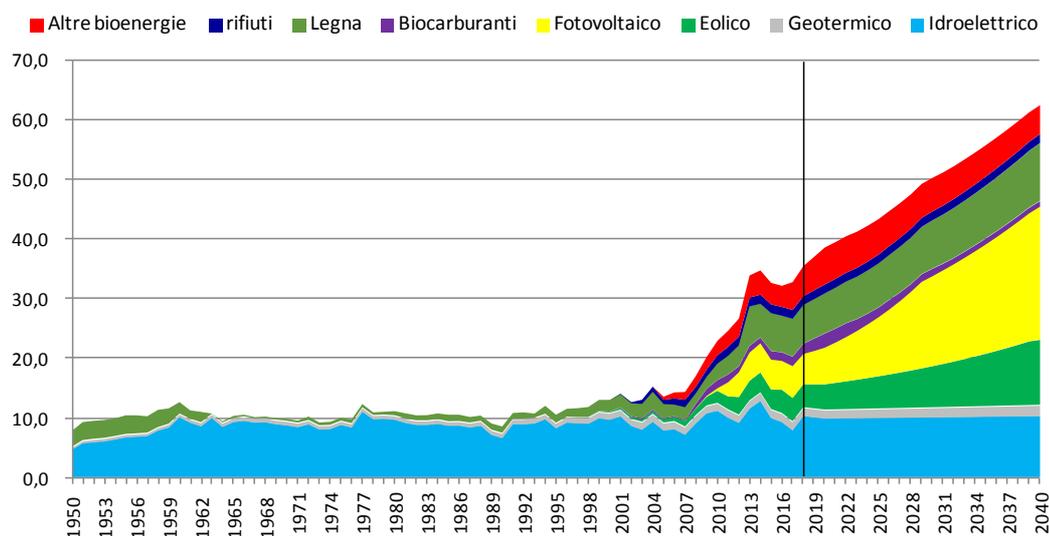
Gli impegni europei di raggiungere il 32% di rinnovabili sui consumi finali nel 2030, si traducono per l'Italia in un obiettivo di circa il 30%. Nel Piano Energia e Clima il contributo delle **bioenergie** al 2030 è limitato ad una crescita dei biocarburanti di seconda generazione di circa 1 Mtep. Dinamica di difficile realizzazione viste le difficoltà a sviluppare nuove tecnologie per carburanti che non competano con la filiera degli alimenti.

Secondo le stesse previsioni del PNIEC il contributo del settore elettrico all'obiettivo generale comporterà un aumento in particolare del fotovoltaico e dell'eolico, raggiungendo una produzione rispettivamente tripla e doppia rispetto ai valori attuali. Questo obiettivo richiederà alla rete elettrica nazionale uno sforzo importante in termini di investimenti in misure e tecnologie per la garanzia della sicurezza e la stabilità del servizio di dispacciamento con relative implicazioni sulla bolletta.

Ad oggi queste due fonti rinnovabili elettriche contano complessivamente per 9,3 Mtep, ovvero il 5% del totale della domanda di energia. Il risultato è ancora modesto se si tiene conto che le

politiche a loro sostegno partirono nel 1981 e subirono una forte accelerazione dal 2010, contestuale al crollo dei loro costi di produzione.

Figura 31. Produzione da fonti rinnovabili in Italia (Mtep)



Fonte: BP Statistical Review, Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

La crescita verificatasi dal 2010 ad oggi è stata ottenuta mediante il ricorso ad importanti misure di incentivazione economica e difficilmente potrà essere ripetuta a meno di importanti evoluzioni nelle tecnologie. In assenza degli incentivi del passato e, data la carenza di aree dove realizzare gli impianti con forti economie di scala, l'espansione prevista al 2030 appare estremamente ambiziosa.

Anche in uno questo scenario di forte penetrazione delle rinnovabili nei consumi finali, i consumi di gas al 2030 dovrebbero comunque essere in aumento, trend che verrebbe accentuato nel caso in cui tutta la capacità attesa a rinnovabili non dovesse essere realizzata. In tale contesto **dovrebbero essere inoltre meglio approfondite le opportunità insite nel biometano** sia nel settore dei trasporti, che nel settore del riscaldamento, ma anche nel settore elettrico, in tutti i casi attraverso la miscelazione al gas naturale.

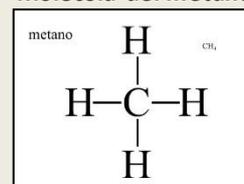
La valenza ambientale di un combustibile rinnovabile quale il biometano, unitamente alla sua flessibilità di utilizzo, ne fanno un **vettore energetico pregiato** e uno **strumento di sostenibilità** per interi **settori industriali**, utilizzato negli impianti efficienti di **cogenerazione ad alto rendimento** in sostituzione di combustibili più inquinanti.

FOCUS BOX: I VANTAGGI DEL METANO SUL PIANO AMBIENTALE

La semplicità del metano lo rende indispensabile per la transizione, ciò per due ragioni:

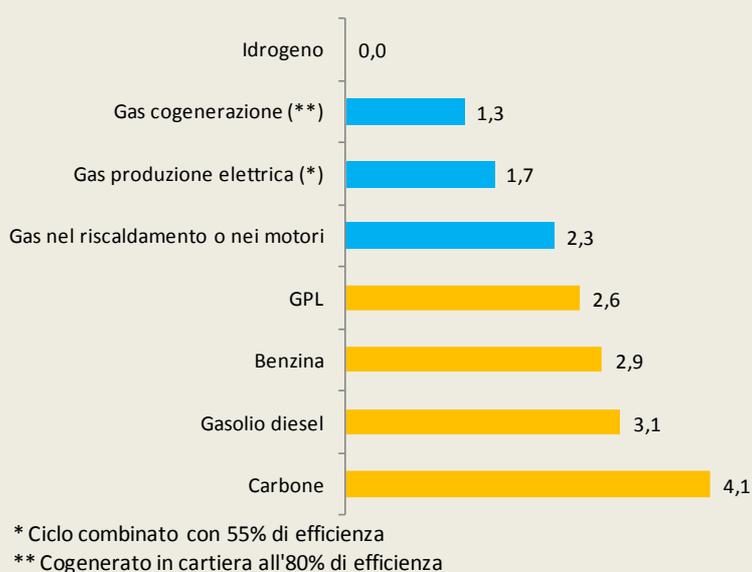
1. La sua combustione, grazie all'abbondanza di idrogeno, rilascia poca CO₂ rispetto alle altre fonti fossili;
2. L'abbondanza di elettricità da rinnovabili in periodi e luoghi lontani dal consumo permetterà la separazione dell'idrogeno nell'acqua dall'ossigeno e la sua sintesi con carbonio, ottenuto dalla cattura di CO₂, per formare atomi sintetici di metano; i costi di stoccaggio del gas di sintesi sono almeno 40 volte inferiori a quelli dell'elettricità. Così i costi di trasporto del gas di sintesi sono inferiori di 20 volte rispetto a quelli del trasporto di elettricità.

Molecola del metano



Il gas, grazie all'alto contenuto di idrogeno, consente l'abbattimento fino a due terzi delle emissioni di CO₂ nella produzione di elettricità. Grazie alla sua purezza, può essere impiegato nella produzione elettrica in turbine a gas che si integrano in cicli combinati con il recupero di vapore. Qui l'efficienza ha superato da tempo il 55%, contro il 40% degli impianti tradizionali a carbone. Una centrale a carbone, in Italia o in Germania, emette per ogni kWh prodotto, 0,9 kg di CO₂, mentre il ciclo combinato a gas emette 0,355 kg di CO₂.

Figura 32. Emissioni di CO₂ per principali fonti energetiche (kg CO₂ per Kg_{eq.} di petrolio)



Fonte: IPCC UNFCCC, elaborazioni NE Nomisma Energia

L'Italia, all'interno dei paesi OCSE, è il Paese che più ha investito nel rinnovo del suo parco elettrico a favore del ciclo combinato, il che le consente una generazione con minore contenuto di carbonio in assenza totale di ricorso a nucleare.

Allo stesso modo è anche il Paese che più ha investito, nel suo settore industriale, nella cogenerazione, tecnologia che consente le emissioni più basse in assoluto per unità di energia fossile impiegata. Di ciò ne potranno trarre beneficio sia il sistema italiano e che gli altri Paesi europei.

2.1.2.1. Le opportunità del biometano e dell'idrogeno

Il biometano può essere prodotto da **coltivazioni agricole**, in un'ottica di **economia circolare**, oppure come **biometano sintetico**, attraverso la trasformazione degli eccessi produttivi delle fonti non programmabili. **Il biometano**, essendo miscelabile con il metano tradizionale, **può beneficiare delle infrastrutture esistenti per il trasporto, lo stoccaggio e la distribuzione del gas naturale, oltre che delle installazioni per la conversione in energia elettrica senza generare squilibri nelle reti**, grazie alla sua alta programmabilità. In UK gli impianti che possono produrre biometano sono 93 (su 473 impianti di biogas), di cui 85 connessi alla rete. In Germania gli impianti sono 208 (su 8.500 impianti di biogas) e tutti connessi alla rete. In Italia solo 5 impianti a biometano sono già connessi, mentre 85 hanno fatto richiesta. Inoltre, gli impianti esistenti a biogas sono 1.995 e molti di essi sono potenzialmente convertibili a biometano.

Figura 33. Impianti di biometano in Europa



Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia

La **produzione di biometano di origine agricola** può avvenire in modo **compatibile ed efficiente**, mediante **pratiche colturali**, che **non generano effetti di spiazzamento** sull'uso agricolo dei terreni ai fini **alimentari**. Il biometano di origine agricola deriva dalla raffinazione del biogas, ottenuto da fermentazione di materiale organico, ed è utilizzabile in miscelazione al gas naturale sia nella generazione elettrica e termica, che nell'ambito della mobilità sostenibile. In particolare può essere prodotto:

- I. da **digestione anaerobica** da biomasse di origine agricola (colture dedicate, colture di rotazione/ *cover crops*, sottoprodotti/cascami agricoli e agroindustriali, effluenti zootecnici, colture su terreni marginali o non idonei alla produzione di colture alimentari ecc.) e dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani derivante da raccolta differenziata (Forsu);
- II. da processi di **gassificazione termochimica** delle materie lignee cellulosiche quali residui forestali e boschi.

Il **sistema gas** sarà nei prossimi anni chiamato a fornire un importante apporto **nella stabilizzazione della rete elettrica in Europa**, sotto l'effetto delle fonti rinnovabili. In tale ambito potranno trovare spazio i sistemi innovativi di **power to gas** secondo cui l'energia elettrica in *overgeneration* viene trasformata in idrogeno tramite elettrolisi. Tale vettore rappresenta infatti la chiave di volta per attuare in modo **efficiente l'integrazione delle reti elettriche e gas**, promuovendo anche un sempre più efficiente utilizzo delle infrastrutture esistenti.

Sul tema la **Commissione** e il **Consiglio dei Regolatori Europei dell'Energia (CEER)** hanno avviato analisi finalizzate a comprendere le **barriere regolatorie al sector coupling** e alla **diffusione di green gas** in rete (i risultati saranno disponibili **nell'aprile 2019**). Secondo le prime evidenze dello studio CEER ad oggi le tariffe elettriche e gas non riconoscono un ruolo specifico all'infrastruttura *power-to-gas* in qualità di fattore abilitante al *sector coupling*, comportando il rischio di oneri distorsivi per l'accesso al mercato di tali tecnologie. Inoltre potrebbero essere necessarie **regole specifiche per le infrastrutture per l'idrogeno** (oggi solo piccole quantità di idrogeno possono essere iniettate nella rete del gas per caratteristiche delle *commodity* e le reti apposite sono detenute da aziende che producono gas industriali e non soggette al regime di accesso a terzi).

La **generazione elettrica da biometano** (utilizzando gli **impianti termoelettrici CCGT** esistenti sul territorio nazionale) permetterebbe di incrementare i consumi finali da fonti rinnovabili contribuendo allo stesso tempo, in ragione del profilo di produzione programmabile, a **bilanciare la volatilità della produzione rinnovabile non programmabile** a vantaggio della stabilità e sicurezza complessiva del sistema.

Si potrebbe inoltre ipotizzare un sistema ad hoc, per **trasformare una parte degli impianti di biogas esistenti in impianti di produzione di biometano**, secondo un **sistema di upgrading**. Il **biogas è al secondo posto** per quanto riguarda l'utilizzo dei **meccanismi incentivanti** per la **produzione di energia elettrica rinnovabile con 1,5 Mld € annui** nel 2017 (al primo posto si trova il fotovoltaico), a fronte di una produzione incentivata di 7,2 TWh e una potenza di 1,2 GW. Molti di questi impianti presentano importanti potenzialità sotto il profilo della **riconversione** per la produzione di biometano, soprattutto al termine della vita utile ai fini incentivanti e con la possibile prospettiva di **chiudere il ciclo dei rifiuti**. Sulla base delle informazioni ad oggi

disponibili concernenti gli **impianti di biogas** attualmente allacciati alla rete elettrica, se tutti procedessero ad una **conversione a biometano**, il contingente cumulato ammonterebbe a **più di 3 miliardi di Smc/anno**.

Per quanto concerne le **potenzialità massime del settore**, sotto alcune condizioni, si potrebbe raggiungere una capacità produttiva massima Italiana stimabile in circa **8 miliardi di Smc/anno**. È necessario però procedere a tal riguardo ad alcune considerazioni:

1. L'autorizzazione, lo sviluppo e la costruzione di impianti di biometano, specie se alimentati da FORSU, prevedono tempi di almeno tre anni (dall'avvio del processo all'entrata in esercizio). Il **rischio commerciale** di saltare la **deadline** indicata dal **Decreto 2 Marzo 2018 (31/12/2022)** potrebbe influire pesantemente sulla mortalità delle iniziative in fase di sviluppo, soprattutto in assenza di tariffe di conferimento;
2. Il comparto degli impianti agricoli con incentivo elettrico sarà probabilmente solo **marginalmente interessato alla produzione di biometano** (problemi autorizzativi, di finanziamento e rischio contenziosi sono fattori ad alto impatto);
3. Il **mercato dei sottoprodotti** agricoli ha ad oggi uno sbocco principale nel settore del biogas con produzione elettrica, si dovrà pertanto verificare l'effettivo livello di **upgrading** di tali impianti;
4. Le iniziative che riguardano processi di economia circolare attraverso lo sfruttamento della FORSU sono sviluppate principalmente al centro-nord del Paese. Il **contributo potenziale delle regioni meridionali in termini di biometano resta difficilmente sfruttabile** nel medio termine se non mediante l'**upgrading** di gas da discarica.

Alla luce di tali considerazioni, ipotizzare di raggiungere un livello pari a 8 miliardi di metri cubi annui di biometano, per quanto auspicabile, non trova riscontro nella disponibilità e nei progetti attualmente in sviluppo.

Realisticamente la produzione di biometano potrà raggiungere circa 2,5 miliardi di metri cubi al 2030, per poi salire verso i 4 miliardi di metri cubi nel 2040, limite dato dalla disponibilità di materia prima proveniente da frazione organica di rifiuti urbani e di sottoprodotti agricoli ma anche da vincoli propri del sistema Paese.

Tabella 3. Dettaglio allacci realizzati e offerte di allaccio accettate (Q3 2018)

Stato	Numero	Quota stimata
Realizzati	5	circa 58 mln Smc/a
In progetto, accettati	24	circa 272 mln Smc/a
TOTALE	29	circa 330 mln Smc/a

Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia

Nel medio-lungo periodo si prevedono inoltre ottimizzazioni nella filiera produttiva del biometano (dall'utilizzo di rifiuti, sottoprodotti, seconde colture e standardizzazione degli impianti) con conseguente **contrazione dei costi di produzione**, dai circa 60-70 €/MWh fino a raggiungere un costo medio di circa **35-50 €/MWh al 2030**.

Il **biometano avanzato** è una fonte energetica ambientalmente compatibile e sostenibile, rispondendo alle necessità di evitare forme di competizione tanto con il mondo agricolo, per l'uso del terreno, quanto con l'industria manifatturiera, per l'uso delle materie prime e di evitare impatti emissivi dal punto di vista sia ambientale che sanitario.

La **Direttiva 55/2003/CE** e la **28/2009/CE**, seguite poi dalla **Direttiva 94/2014/UE**, hanno dato impulso all'upgrading del biogas a biometano, attribuendo a quest'ultimo un ruolo importante nel processo di **decarbonizzazione del settore energetico e dei trasporti**. La spinta dell'UE per lo sviluppo del biometano si integra nella visione di economia circolare e in Italia ha trovato attuazione nel **Decreto Ministeriale 2 Marzo 2018** che ha definito le norme per sostenere il **settore dei trasporti**. In particolare si incentiva la produzione di biometano nei trasporti (fino a **1,1 Mld Smc/a**) attraverso il rilascio di **Certificati di immissione in consumo** (CIC) dal valore di **375 €** (30,5 €/MWh) che va a sommarsi al prezzo di vendita nel mercato del gas naturale (media PSV nel 2017 pari a 19,9 €/MWh). Nell'ambito del sistema di promozione in vigore il **biometano avanzato** (ovvero ottenuto da rifiuti, residui o sottoprodotti) riceve un'**incentivazione doppia** (61€/MWh) rispetto al tradizionale (*double counting*) nell'ottica di favorire un'economia di tipo circolare.

Sul metano per auto l'Italia può vantare un primato assoluto mondiale, per una vocazione storica nell'impiego di questa fonte nei motori a scoppio, che hanno portato a quasi **1 milione di veicoli in circolazione**. La **rete italiana a metano è una delle più estese in Europa**, con **1.268 distributori operativi**, il doppio di 10 anni fa. I consumi di metano per autotrazione si prevedono in notevole crescita al 2030, oltre i 6 miliardi di metri cubi nel 2040, contro 1,1 del 2018.

Nel prossimo futuro sarà necessario accompagnare la crescita dei consumi di gas naturale **nei trasporti**, sia in forma compressa (CNG) che liquida (GNL), **liberando anche le potenzialità del biometano**, attraverso la realizzazione delle necessarie infrastrutture. Per quanto riguarda in particolare la **mobilità su gomma** si dovrebbe puntare nell'utilizzo del biometano nel **trasporto pubblico locale** (TPL) e nel trasporto merci pesante, anche sotto forma di **Bio-GNL**. C'è infine il tema del biometano per il **trasporto navale**, attualmente non incentivato, che potrebbe determinare benefici ambientali notevoli sia per le emissioni inquinanti nei centri portuali, che per le emissioni climalteranti durante la navigazione.

FOCUS BOX: INSTALLAZIONI DI IMPIANTI RINNOVABILI CON FORTI ECONOMIE DI Scala NELLA PRODUZIONE UE

Tutta l'Europa del Nord dipende, nella decarbonizzazione, dallo sviluppo dell'eolico nel Mare del Nord che offre i seguenti vantaggi: a) possibilità di fare economia di scala sulla dimensione delle turbine e dei parchi; b) minori opposizioni ambientali; c) soluzione alla carenza di spazi a terra; d) maggiore ventosità.

Tuttavia, lo spostamento in mare solleva problemi di accumulo e di trasporto di elettricità verso i centri di consumo distanti. L'impiego dell'elettricità per fare elettrolisi per ottenere idrogeno e produrre, con carbonio, metano di sintesi, permette di stoccare il gas in vecchi giacimenti e di trasportarlo con le reti di gas esistenti: queste soluzioni «*power to gas*» rappresentano un altro esempio di integrazione tra settore gas ed elettrico.

Figura 34. Parco eolico offshore London Array



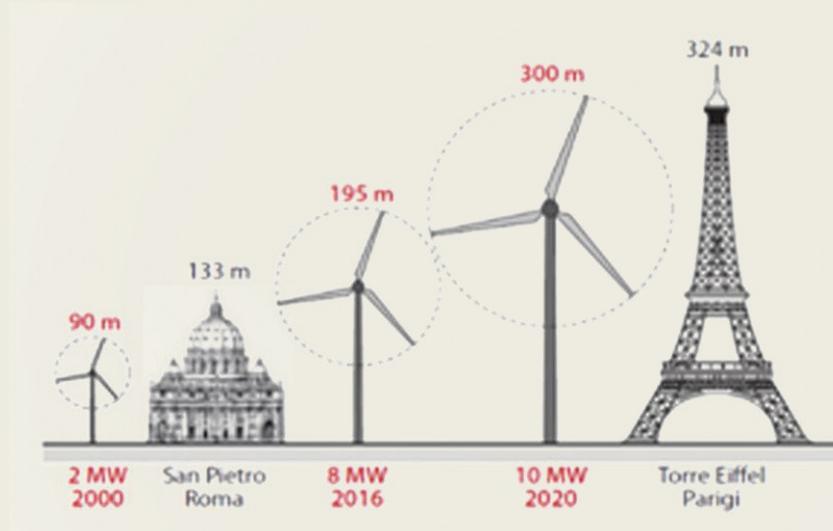
Fonte: Elaborazioni Nomisma

London Array a fine 2018 è il più grande parco eolico offshore al mondo con una produzione annua di 2 TWh. Si tratta di un progetto eolico offshore da 70.000 MW costituito da una serie di parchi collegati ad un'isola artificiale dalla quale l'elettricità verrà reindirizzata verso l'Europa. La capacità offshore totale in Europa nel 2018 è di 17.000 MW.

Sull'isola ci sarà uno stoccaggio innovativo per trasformare l'elettricità in gas: l'abbondante elettricità prodotta dall'eolico che non può essere consegnata ai consumatori sarà utilizzata per ottenere l'idrogeno dall'elettrolisi dell'acqua. L'idrogeno insieme al carbonio produrrà metano

da stoccare nei vecchi giacimenti di gas e successivamente inviare ai consumatori finali. Le reti elettriche non possono essere costruite per queste distanze per gli alti costi e, inoltre, incontrano l'opposizione delle popolazioni. L'utilizzo della rete di gas esistente e degli stoccaggi di gas risolve contemporaneamente il problema degli accumuli e del trasporto.

Figura 35. Dimensione delle nuove turbine eoliche



Fonte. Elaborazioni Nomisma

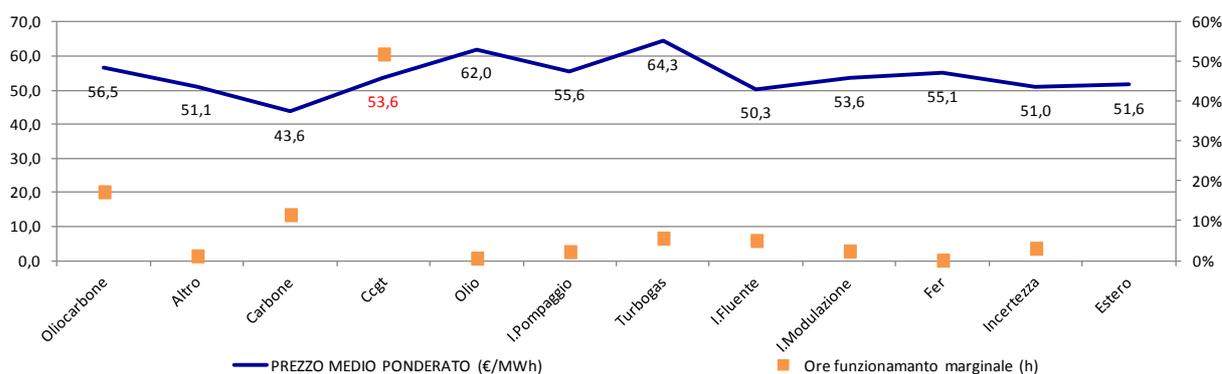
Le nuove turbine avranno una capacità di 10 MW: nel progetto Dogger saranno 7000 le turbine, grandi ciascuna come la torre Eiffel. È impensabile poter realizzare questi parchi a terra.

2.1.3. Gli effetti economici del mercato gas sul prezzo dell'energia elettrica

Come evidenziato nell'analisi strutturale di domanda-offerta di energia, il gas naturale ha un ruolo di primo piano nella generazione elettrica in Italia e sarà la fonte fossile di supporto alle rinnovabili nel prossimo futuro, in particolare alle fonti non programmabili. Nello scenario al 2030 i consumi di gas dovrebbero essere in aumento, trend che verrebbe accentuato nel caso in cui tutta la capacità attesa a rinnovabili non dovesse essere realizzata. L'incremento della rilevanza del gas naturale nella generazione elettrica sarà determinato dal *phase out* del carbone e dalla gestione dei carichi elettrici orari.

Oltre che in termini di volumi, risulta fondamentale il ruolo del gas naturale nella formazione del prezzo del mercato elettrico. Ad oggi, infatti, il prezzo risultante nel mercato elettrico italiano del giorno prima MGP è formato per oltre il 50% delle ore dagli impianti termoelettrici CCGT a gas.

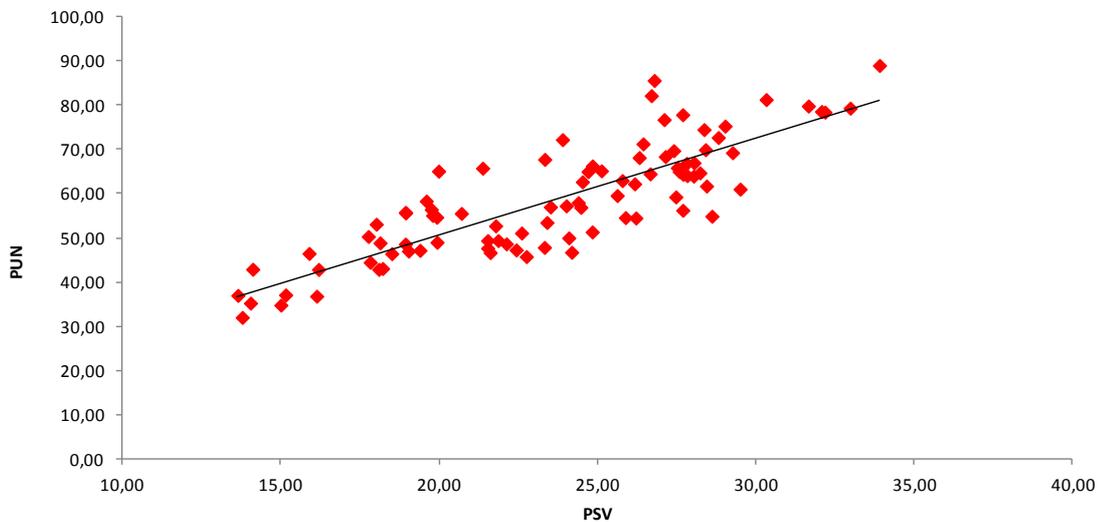
Figura 36: Ore formazione prezzo e prezzo offerto per fonte nel 2017 (€/MWh)



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME

Sul piano statistico i dati evidenziano una **correlazione molto elevata** (coefficiente di correlazione lineare superiore a **0,84** fra il 2011 e il 2018) fra il prezzo del gas naturale sul mercato (**PSV**) e il Prezzo Nazionale dell'Energia Elettrica (**PUN**). Nei prossimi anni l'incremento della **generazione FER-NP** concentrata in determinate zone del Paese potrebbe ridurre la **correlazione PUN-PSV**, limitando il numero delle ore in cui il prezzo marginale viene creato dagli impianti CCGT e/o allontanare in alcune ore della giornata i relativi prezzi zonal (**Pz**) dal valore medio nazionale del PUN.

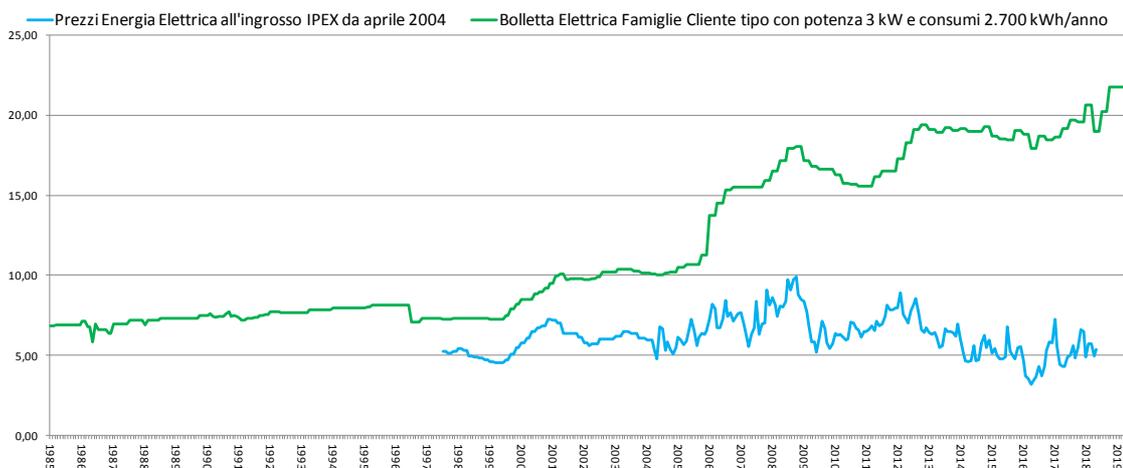
Figura 37: Ore Correlazione PUN-PSV tra il 2011 e il 2018 (€/MWh)



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME

Secondo la struttura attuale del mercato elettrico, **una riduzione dei prezzi del gas** - grazie all'aumento della liquidità e alla riduzione del gap con il Nord Europa - **porterebbe una riduzione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica**. Ciò si rifletterebbe anche sui prezzi elettrici al consumo ma in misura minore, per via delle componenti in bolletta diverse dalla materia prima energia, ad esempio legate ai costi di adeguamento e gestione delle reti e agli incentivi per la rivoluzione delle rinnovabili.

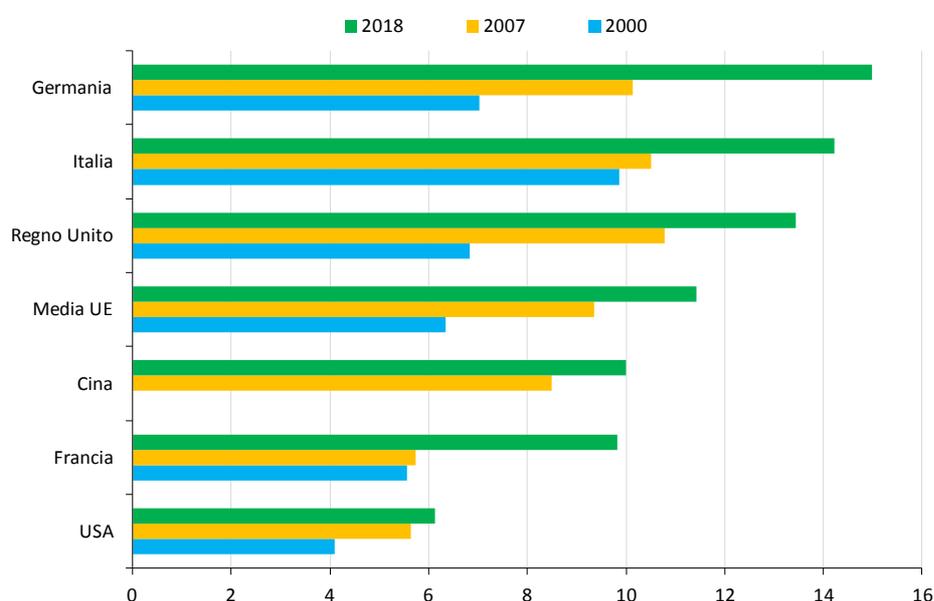
Figura 38. Prezzi finali dell'elettricità ai consumatori residenziali e prezzi lordi (€cent/kWh)



Fonte: GME, Enel, Autorità Energia, elaborazioni NE Nomisma Energia

In Germania e in Italia i prezzi finali dell'elettricità continuano a crescere per effetto della transizione e l'integrazione del sistema elettrico con quello gas potrà limitare questa spinta al rialzo. Lo svantaggio competitivo dell'Europa verso le grandi economie mondiali, la cui rimozione era uno degli obiettivi delle politiche di riforma avviate 20 anni fa, è rimasto immutato. I prezzi elettrici degli Usa, ad esempio, sono meno della metà rispetto a quelli d'Italia e Germania, grazie soprattutto all'abbondanza di gas interno prodotto da *fracking*, portando molte imprese alla delocalizzazione.

Figura 39. Prezzi finali dell'energia elettrica per l'industria, consumi 500 - 2.000 MWh/anno (€cent/kWh)



Fonte: Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

2.1.3.1. Il ruolo del gas nella decarbonizzazione del mercato elettrico italiano

L'Italia è l'unico Paese europeo di grandi dimensioni che ha rinunciato alla capacità nucleare già da 30 anni ed ha una bassa capacità a carbone, da cui ha deciso di uscire. La produzione di elettricità da carbone italiana, nell'ultimo decennio, è stata in media di 40 TWh, pari alla produzione combinata di fotovoltaico e di eolico del 2017, con un terzo delle emissioni di CO₂ totali della generazione elettrica.

Considerando gli impatti sulla rete elettrica nazionale e l'esigenza del suo adeguamento nei nodi in cui le centrali a carbone cesseranno di immettere energia, è necessario definire sin da adesso un percorso che consenta la realizzazione degli interventi già previsti dal TSO e gli investimenti nella nuova capacità a gas necessaria.

Per sostituire la capacità di base a carbone, con impianti a gas più efficienti e puliti, occorrerebbero 8 miliardi di metri cubi/anno.

Figura 40. Centrali a carbone in Italia



Fonte: Enel, EPH, A2A, Terna

La produzione di elettricità da carbone avviene in centrali per lo più datate, la cui chiusura è comunque attesa nei prossimi anni. L'uscita dal carbone di fatto è già un percorso avviato, ma può essere accelerato in base agli impegni ambientali, trattandosi della misura più efficace nel breve termine per decarbonizzare l'economia. Occorre, tuttavia, una programmazione del *phase out*, visti i tempi lunghi di recupero dei capitali investiti e la necessità di adeguamento del sistema. A tale scopo, in alcuni ambiti territoriali come ad esempio la Sardegna - regione dipendente per oltre il 90% della produzione da carbone - si renderà necessaria la costruzione di nuova capacità a gas.

Confrontando i fattori emissivi dei combustibili e l'efficienza degli **impianti termoelettrici alimentati a gas installati in Italia** con quella delle centrali alimentate da carbone o olio combustibile si ottengono benefici comparativi evidenti. L'efficienza degli impianti alimentati a

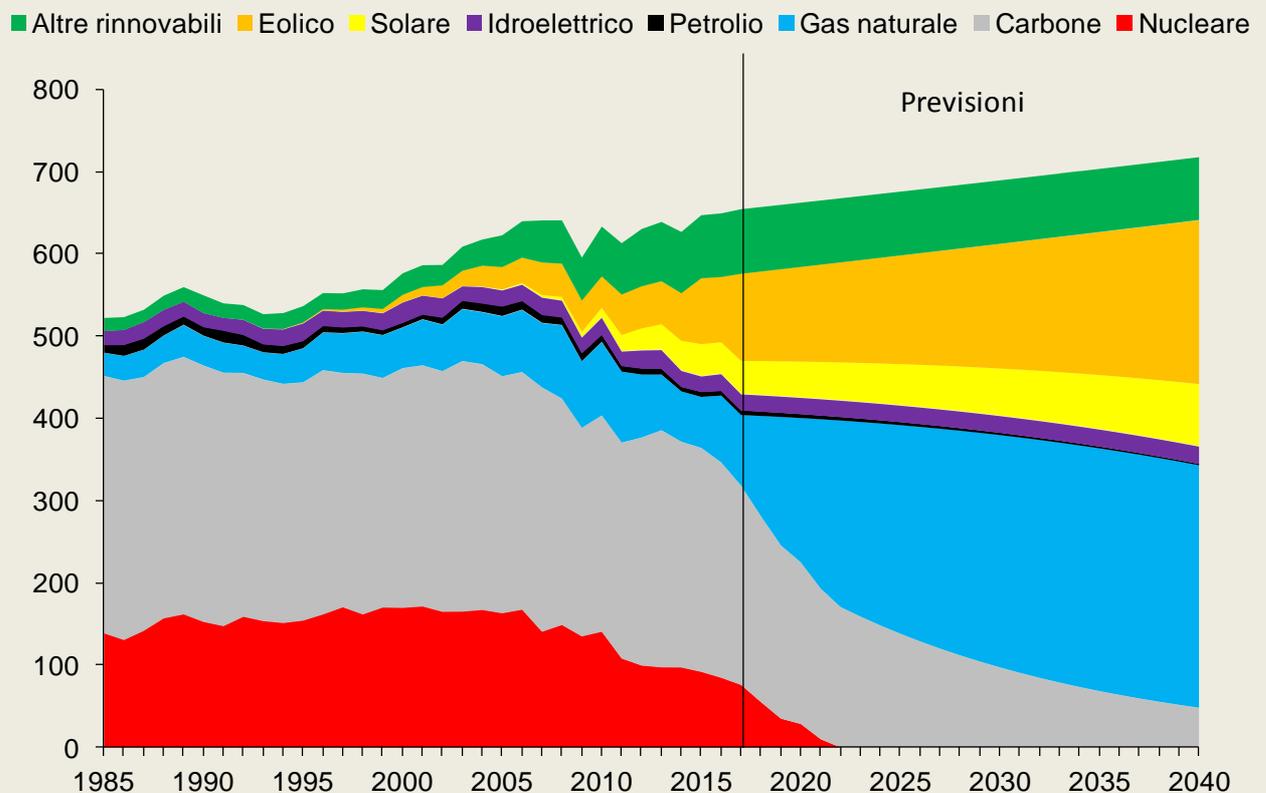


gas in assetto combinato (CCGT) può raggiungere il 54%, mentre nei casi di carbone e petrolio si attesta fra il 35% e il 40%. Pertanto **a parità di energia ottenuta le emissioni climalteranti sprigionate dal carbone sono il 30% in più di quelle comportate dalla combustione del petrolio e addirittura più che doppie rispetto al gas naturale.**

Le centrali a carbone producono circa il 12% dell'elettricità complessiva nel nostro Paese e forniscono il carico di base costante, su cui si immettono le energie rinnovabili e le centrali più o meno veloci a seguire la domanda finale. **L'uscita dal carbone potrebbe essere facilitata dalla disponibilità di nuova capacità termica di base a ciclo combinato a gas, molto più pulita. Si ritiene necessario rafforzare l'integrazione del sistema gas con il sistema elettrico, dagli accumuli delle fonti rinnovabili, fino alla micro generazione/cogenerazione nelle abitazioni.**

FOCUS BOX: LA STRATEGIA DELLA GERMANIA: CARBONE E NUCLEARE SOSTITUITI DAL GAS

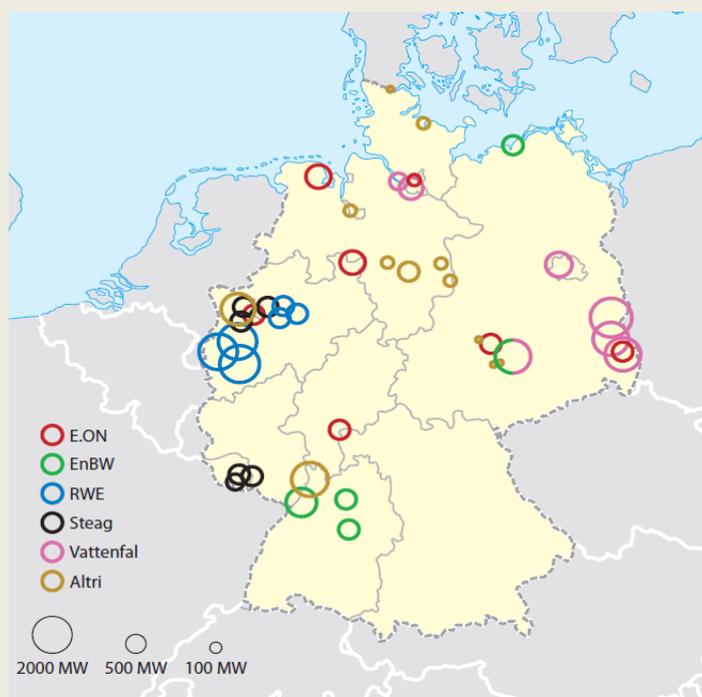
La Germania, nel cuore d'Europa, è il più grande mercato d'energia e il Paese più impegnato nella de carbonizzazione, tuttavia, il carbone rimane la prima fonte nella produzione elettrica e il suo abbandono è molto difficile. **A confronto, l'Italia, grazie alla riconversione a gas in moderni cicli combinati ha da tempo di molto migliorato l'efficienza e la sostenibilità ambientale del proprio parco elettrico.** Sono oltre **150 le centrali a carbone** ancora attive che dovranno essere chiuse nei prossimi anni. Da sempre, la prima fonte della produzione elettrica in Germania è il carbone la cui quota (in calo) è ancora al 37% nel 2017. Nel 2018 si è discusso su come procedere al progressivo abbandono (*phase out*) dal carbone, programmato ad oltre il 2030. In tal senso, una speciale Commissione ("Crescita, cambiamento strutturale e occupazione") ha emesso, ad inizio 2019, la "Decisione del 26 Gennaio 2019" nella quale sono contenute strategie (politiche, economiche e sociali) di uscita del carbone dal mix energetico nazionale: **gli ultimi impianti chiuderanno**, secondo quanto dice la relazione finale della Commissione, fra il 2035 e il **2038**.

Figura 41. Produzione elettrica in Germania per fonte (TWh)

Fonte: BP statistical review, Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

Eolico e solare continueranno a crescere, grazie al calo dei costi, ma incontreranno ostacoli per assenza di spazio, per cessazione degli incentivi e per limiti sulle reti. Va segnalato il **record delle rinnovabili** in Germania: il Paese ha raggiunto nel periodo gennaio-settembre 2018 il record del 38% della domanda elettrica coperta dalle rinnovabili e in alcuni mesi la quota ha superato il 40%, pari a 170 TWh, **superando la quota del carbone**. Il Parlamento tedesco ha stabilito, inoltre, entro il 2021 l'attuazione di un meccanismo di aste per 8 GW di potenza installata per eolico e fotovoltaico: 1 GW a tecnologia per il 2019, 1,4 per il 2020 e 1,6 per il 2021. La tendenza è a rialzo: l'obiettivo per le rinnovabili della Germania al 2030 è cresciuto dal 55% ad una quota del 63%. Dopo il carbone, il nucleare era la seconda fonte in Germania, superata di recente dall'eolico. Dal 2022 il nucleare verrà totalmente abbandonato.

Figura 42. Germania, centrali a carbone



Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia su dati BDEW

Il **gas** consumato nelle centrali raddoppierà dagli attuali 20 miliardi metri cubi a circa 40 entro il 2022, per compensare la chiusura del nucleare e il calo del carbone. Questa è la prima ragione per la quale il governo vuole il raddoppio del Nord Stream da 55 a 110 miliardi mc all'anno. L'Italia rischia di rimanere schiacciata nei suoi approvvigionamenti da questa scelta, ma questo pericolo è attenuato dalla realizzazione di TAP.

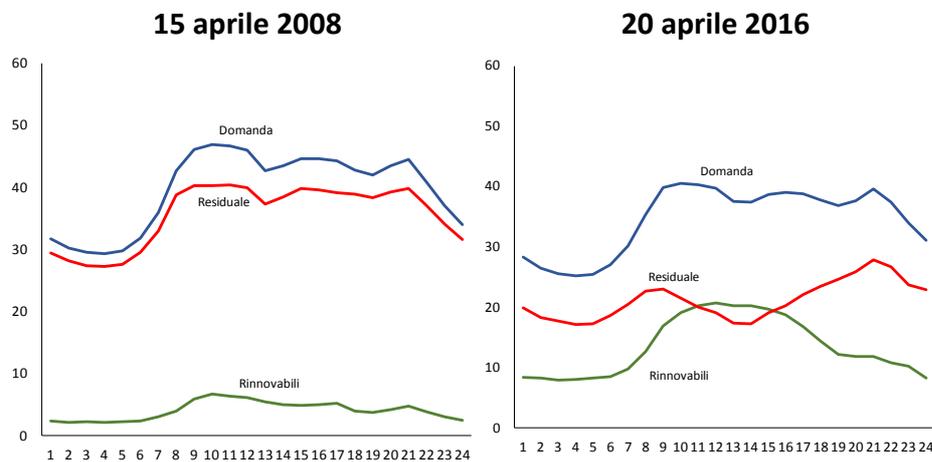
2.1.3.2. Il ruolo degli impianti a gas nella gestione dei servizi di bilanciamento del sistema elettrico

Le fonti rinnovabili non programmabili presentano un duplice limite legato prima di tutto all'intermittenza (e all'assenza di sistemi di accumulo che richiedono uno sviluppo tecnologico e investimenti economici) e al fatto che non sono in grado di coprire il 100% del fabbisogno energetico. La **flessibilità degli impianti termoelettrici** alimentati a gas naturale permette aumenti e riduzioni consistenti della produzione (cosiddette rampe) per soddisfare la **domanda residua** risultante dalla **generazione rinnovabile**.

Si possono osservare sul tema le evoluzioni delle curve di copertura della domanda oraria dal 2008 al 2016:

- Nel 2008 le energie rinnovabili non avevano un ruolo importante nella generazione elettrica e la maggior parte della domanda era coperta da impianti tradizionali, sia a gas che a prodotti petroliferi o a carbone.
- Nel 2016 la produzione rinnovabile talvolta supera la produzione di impianti tradizionali, soprattutto a gas, che devono quindi adattarsi rapidamente per compensare la variabilità dell'eolico e dell'energia solare.

Figura 43. Domanda oraria di elettricità e sua copertura (GW)

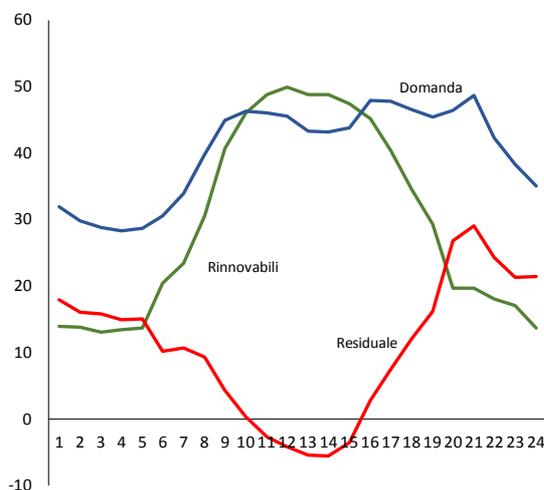


Fonte: Terna, elaborazioni NE Nomisma Energia

In futuro la domanda ed i carichi saranno più imprevedibili a causa della crescita dei **prosumer**, in particolar modo costituiti da piccoli consumatori che producono e consumano l'energia da fonte solare. Gli impianti tradizionali dovranno essere molto veloci nel seguire la domanda e le rinnovabili intermittenti. **Solo i cicli combinati a gas saranno capaci di compensare l'intermittenza.** Allo stesso tempo sarà necessario, per mantenere la frequenza di rete, avere

impianti di base che, con la chiusura del carbone, saranno prevalentemente a gas, con integrazione di idroelettrico e di batterie chimiche.

Figura 44. Domanda oraria di elettricità e sua copertura, 20 aprile 2030 (GW)



Fonte: Terna, elaborazioni NE Nomisma Energia

L'aumento delle energie rinnovabili, da un lato, e la chiusura di capacità di base soprattutto a carbone, dall'altro, metteranno sotto stress il sistema elettrico nazionale, a causa di:

- perdita della capacità di regolazione necessaria per la stabilità della frequenza;
- crollo dei margini di riserva per coprire il picco improvviso del carico o della domanda;
- congestioni delle reti, poiché le fonti rinnovabili sono lontane dai centri di consumo.

Gli accumuli di energia rinnovabile sono una soluzione, ma le batterie sono ancora troppo piccole e gli impianti di pompaggio, grandi laghi, sono di difficile realizzazione.

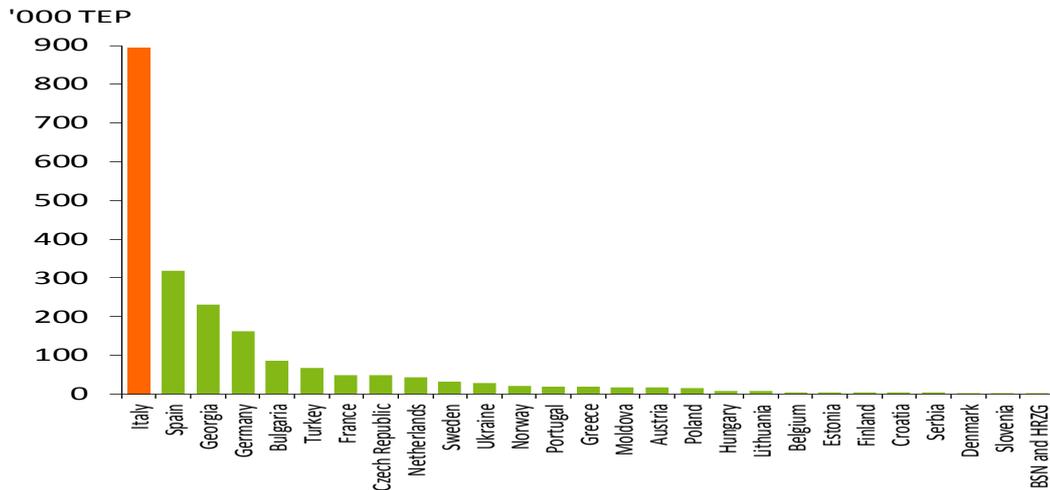
Ne segue che **per avere stabilità nella generazione elettrica saranno necessari impianti a gas a ciclo combinato e/o piccoli impianti a gas *peakers***, che sfruttano, quando chiamati a produrre, le scorte di gas facilmente accumulabili, sia da importazioni che da produzioni innovative, come quella di gas sintetico derivante dalla trasformazione di elettricità da rinnovabili in idrogeno e successivamente in metano, previa sintesi con CO₂ da processi di cattura.

2.1.4. Il ruolo del gas naturale nella decarbonizzazione dei trasporti

È sul metano per auto che l'Italia può vantare un primato assoluto mondiale, per una vocazione storica nell'impiego di questa fonte nei motori. A ciò si è associato l'impegno da parte di molti operatori nel potenziare la rete di distribuzione del gas metano auto, costruendo nuovi

distributori. La rete italiana a metano è una delle più estese in Europa, con 1.268 distributori operativi, il doppio in 10 anni.

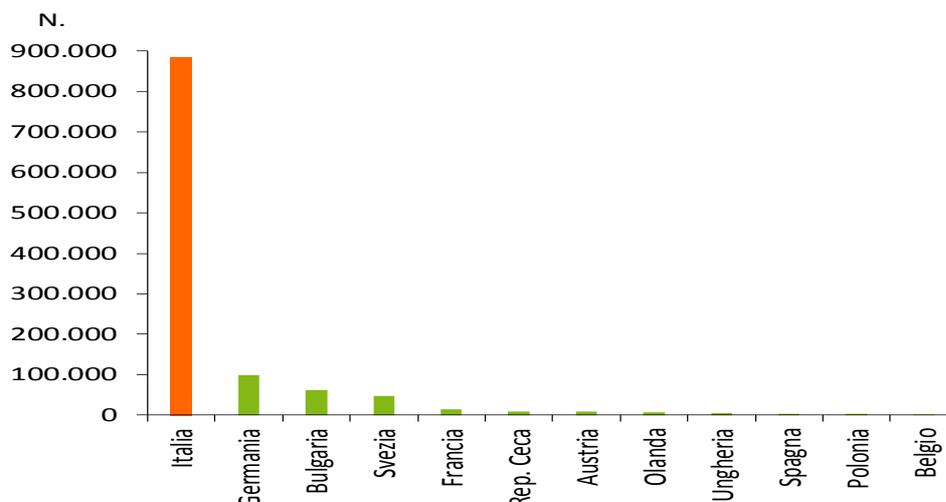
Figura 46. Vendita Gas Metano Autotrazione 2016



Fonte: Eurostat, elaborazioni NE Nomisma Energia

Anche dal punto di vista dei costruttori di autoveicoli, si nota negli ultimi anni un maggiore impegno nell'offrire auto nuove alimentate a metano. Tale circostanza contribuisce a confermare l'importanza del metano per l'autotrazione in Italia e, in futuro, anche nel resto dell'Unione Europea.

Figura 47. Veicoli a metano in circolazione nell'UE 2016

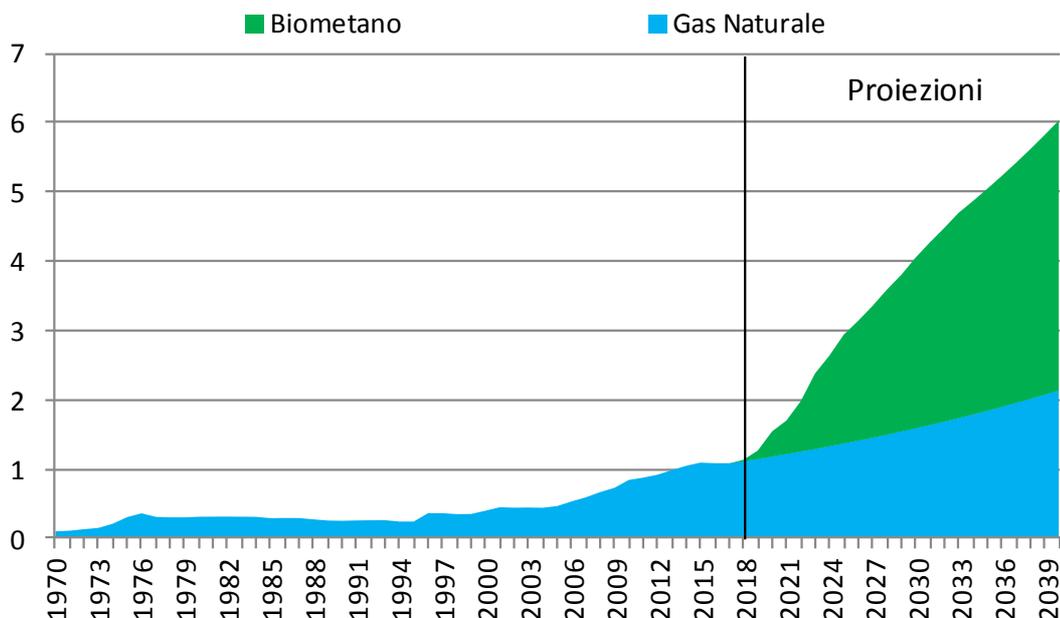


Fonte: NGV, elaborazioni NE Nomisma Energia

Di recente anche i mezzi pesanti, per il trasporto merci e passeggeri, hanno aumentato i consumi di metano, sia su mezzi dotati a propulsore a ciclo Diesel, e trasformati a gas naturale, sia su motorizzazioni nuove a Ciclo Otto, alimentate per lo più a GNL. Queste ultime vantano autonomie pari al 50% di quelle diesel (1500 km contro 3000 km circa) ed intervalli di manutenzione solo di poco superiori ai mezzi tradizionali. I crescenti limiti di circolazione imposti al diesel recheranno ulteriore sostegno al metano per autotrazione, anche nel segmento auto. Nel trasporto via nave, il GNL è la prima soluzione per risolvere il problema dei limiti allo zolfo nel bunker che verranno applicati dal primo gennaio 2020 e che passeranno dall'attuale 3,5% allo 0,5%.

I consumi di metano per autotrazione si prevedono in notevole crescita al 2030, ed oltre i 6 miliardi di metri cubi nel 2040, contro 1,1 del 2018. Gran parte di tale crescita potrà essere soddisfatta dall'espansione del biometano: in caso tutto il biometano prodotto in Italia venisse impiegato nel settore dei trasporti si potrebbe soddisfare una domanda di circa 4 miliardi di metri cubi nel 2040. Il biometano, da impiegare in autotrazione, possibilmente ottenuto dallo scarto organico dei rifiuti urbani, è oggi la migliore soluzione per cercare di attenuare la forte dipendenza da fossili del settore trasporti. Il biometano potrà anche essere di sostegno al settore agricolo, costantemente in difficoltà in Italia come nel resto d'Europa, tuttavia, l'assenza di una politica coerente nazionale nei trasporti rischia di compromettere queste previsioni.

Figura 45. Consumi di gas del settore trasporti (Mld Smc)



Fonte: NGV, elaborazioni NE Nomisma Energia

In sintesi, si ritiene necessario accompagnare la crescita dei consumi di **gas naturale nei trasporti**, sia in forma compressa che liquida, **liberando anche le potenzialità del biometano**, attraverso la realizzazione delle necessarie infrastrutture

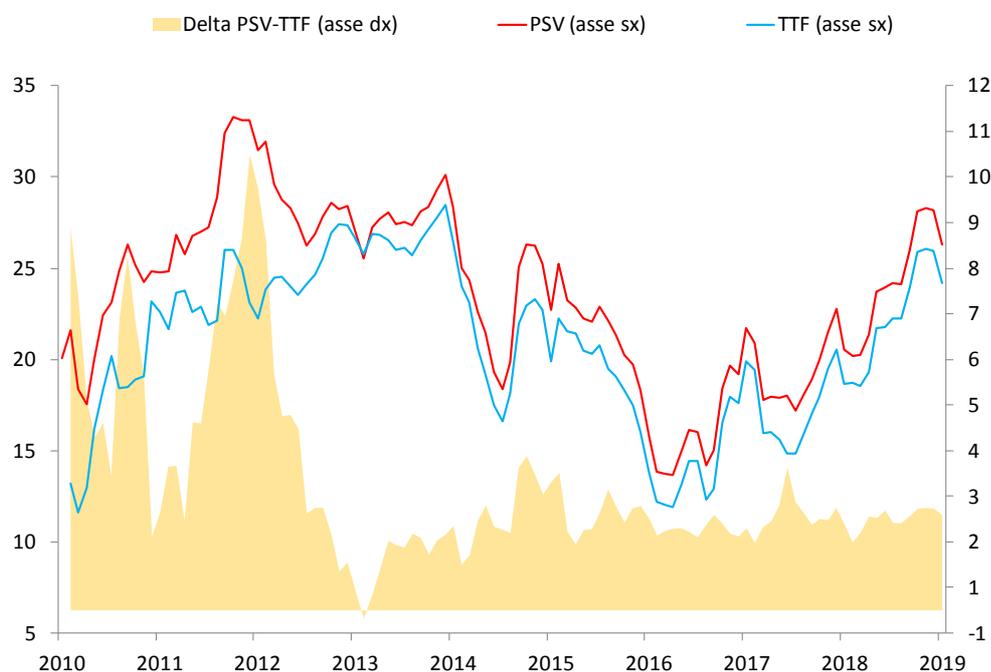
2.2. Il gas naturale fattore chiave per la competitività energetica ed economica

L'Italia rappresenta il terzo mercato del gas in Europa ed è caratterizzato da una forte integrazione con la generazione elettrica. Nei paragrafi precedenti abbiamo visto che il gas presenta un forte potenziale per svolgere un ruolo chiave nelle politiche di transizione verso un'economia decarbonizzata. Sarà fondamentale ancora per i prossimi 10/20 anni per il settore industriale, per gli usi termici, per garantire la sicurezza della rete elettrica e, infine, per il settore dei trasporti. Ma la centralità del gas sul piano delle soluzioni tecniche efficienti per l'attuazione delle politiche di decarbonizzazione non basterà, se non sarà accompagnato da una visione strategica in termini di efficienza economica. Questa visione dovrebbe essere in grado di sfruttare il vantaggio Italiano in termini di posizione geopolitica nel mercato internazionale e tradursi in una proposta di nuova regolazione strategica di sviluppo e ottimizzazione delle infrastrutture, per garantire al mercato nazionale maggiore economicità e sicurezza degli approvvigionamenti. Questa strategia dovrebbe costituire l'asse portante del contributo del nostro Paese alla revisione del nuovo assetto regolatorio Europeo, che investirà il mercato gas comunitario già da quest'anno. Come evidenziato in precedenza, esiste un differenziale, strutturalmente stabile, pari a circa 2 €/MWh, fra i prezzi del mercato italiano e i prezzi del Nord Europa. Le **motivazioni** del differenziale sono dettate da:

- **limitata liquidità** del mercato *midstream* (volumi, operatori e *churn rate* limitati),
- **notevole concentrazione** del mercato *upstream* (dipendenza dalla **Russia**),
- **mancata integrazione** con i mercati del **Nord Ovest Europa** (collegati all'Italia attraverso la **Svizzera**) dovuta anche al "**pancaking**" delle tariffe di trasporto sui mercati europei.

In assenza di interventi, il differenziale è destinato a rimanere tale, sia per il calo della produzione interna - che comporta maggiori volumi di importazioni - sia per il fatto che la Germania sta realizzando il raddoppio Nord Stream, struttura destinata probabilmente ad aumentare l'offerta e la liquidità del mercato del Nord Europa.

Figura 48. Prezzi spot del gas PSV e TTF e differenza (€/MWh)



Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia

L'Italia ha una posizione geografica favorevole e adatta ad interscambi fisici con flussi verso l'Europa e questo rappresenta la migliore condizione per sviluppare un mercato liquido *spot* con prezzi almeno allineati a quelli spot del Nord Europa.

La Commissione UE è recentemente tornata sulla Sicurezza degli approvvigionamenti del gas naturale nel *winter package* 2016, proponendo modifiche all'attuale normativa di riferimento (Reg. 994/2010). Dopo cinque anni dall'adozione del Regolamento, le tensioni geopolitiche (ad esempio fra Ucraina e Russia) mantengono la sicurezza di approvvigionamento gas tra i temi centrali in ambito energetico. La Commissione Europea ha rilevato la presenza di criticità sia nell'ambito delle relazioni fra gli stati, internamente e esternamente all'Unione, sia nel livello infrastrutturale degli impianti, non sufficienti a soddisfare i bisogni in caso di emergenza. Nonostante gli stress test sul sistema gas, svolti in sede comunitaria nel 2014, abbiano dimostrato che l'Italia è in grado di superare una interruzione prolungata degli approvvigionamenti da parte del suo principale fornitore (Russia), la nostra dipendenza da stati extraeuropei comporta importanti effetti sulla valorizzazione economica della *commodity*. La Commissione ha infatti evidenziato come, durante l'ondata di freddo del 2012, i prezzi sugli hub europei siano saliti del 50%, passando da 23 €/MWh a 38 €/MWh in Germania, UK e Austria, e raggiungendo in Italia quota 65 €/MWh.

Per accrescere la resilienza del sistema gas europeo e ridurre il prezzo del gas in Italia risulta prioritario agire sulla concorrenza e contendibilità del mercato, attraverso lo sviluppo di nuove regole e nuove infrastrutture, e il collegamento con il blocco dei Paesi del Nord Ovest Europa, che presentano mercati liquidi e interconnessi.

2.2.1. Le opportunità di un utilizzo efficiente delle infrastrutture di importazione gas esistenti

L'industria del gas europea, la più sofisticata e sicura al mondo, è stata realizzata negli ultimi 50 anni attraverso la posa di una rete che collega tutto il continente, con oltre **250 mila km di pipeline, di cui oltre 32 mila in Italia**. Le principali strutture di immissione dei volumi trasportati sono i grandi tubi di importazione, due dei quali arrivano in Italia dall'Africa. Nel 2017 è stata proposta una modifica alla Direttiva 2009/73/EC relativa a norme comuni per il mercato interno del gas che mira ad estendere i principi del regime giuridico vigente in Europa alle infrastrutture che collegano l'Unione Europea ai paesi terzi. La modifica, sulla quale il Consiglio dell'UE ha recentemente trovato un accordo, comporterà una maggiore integrazione delle politiche di approvvigionamento dei Paesi Europei.

Assieme ai terminali di importazione del GNL, agli stoccaggi e alla produzione domestica, i gasdotti di importazione garantiscono sicurezza e flessibilità. Per aumentare l'affidabilità occorre **rafforzare la diversificazione** mantenendo operativi i gasdotti esistenti, come il TENP dal Nord Europa. La Spagna, che dispone di abbondante capacità di rigassificazione, dovrebbe essere maggiormente integrata con nuove strutture di collegamento con il resto d'Europa. **L'affidabilità del sistema gas** è richiesta per la crescente esigenza di quello elettrico di disporre di capacità di riserva affidabile, per compensare l'intermittenza delle rinnovabili.

Figura 49. La rete di gasdotti in Europa, 250 mila km di tubi ad alta pressione



Fonte: EntsoG

La Germania sta raddoppiando Nord Stream da 55 a 110 miliardi di metri cubi annui e questo aumenta il rischio che i prezzi italiani siano a lungo superiori a quelli della Germania. Il Corridoio Sud, nonostante se ne parli da anni, ancora non c'è e TAP ha ottenuto le necessarie autorizzazioni solo a fine 2018. Altri progetti sono allo studio e tutti contribuiranno a diversificare gli approvvigionamenti e a valorizzare le enormi potenzialità delle riserve del Mediterraneo. Questo gas è occasione di sviluppo economico, e miglioramento ambientale, per i paesi dell'area, Egitto, Israele, Libano, Siria, Turchia e per l'europea Cipro, il cui sistema elettrico dipende ancora per il 97% da olio combustibile.

Vi sono grandi potenzialità di esportazioni di gas in Italia dall'Est Mediterraneo, dove le imprese italiane stanno sviluppando importanti riserve. Il corridoio sud, che attinge dal Caspio e dal Mediterraneo, è la vera alternativa al Nord Stream e al Turkish Stream che accresceranno la dipendenza dalla Russia.

La Commissione Europea ha presentato una proposta di **modifica alla Direttiva Gas**, finalizzata ad **applicare le regole previste per le pipeline interne all'UE anche alle vie di adduzione del gas provenienti da Paesi terzi**¹¹. Tali tematiche sono anche state affrontate da un'indagine presentata dalla Commissione nel **Rapporto Quo Vadis**, all'interno del quale sono evidenziati gli **ostacoli alla creazione di un mercato unico del gas in Europa e le criticità dal punto di vista della concorrenza nel mercato**. In particolare viene fatto l'esempio delle allocazioni di capacità di trasporto assegnate a *Gazprom* per 15 anni sulla rotta di connessione fra Russia, Germania, Repubblica Ceca e Repubblica Slovacca, relativa ai quantitativi di gas del Nord Stream II.

Una delle proposte del suddetto Rapporto della Commissione è proprio relativa a istituire un obbligo sugli importatori/produttori di gas secondo il quale essi debbano vendere il 50% della propria *commodity* al punto di scambio più vicino al luogo in cui sono entrati all'interno del

¹¹ Il 12 febbraio 2019 si è svolto il primo, ed ultimo, trilatero fra i rappresentanti del Parlamento Europeo, della Commissione e del Consiglio dell'UE, in cui è stato trovato un accordo in merito alla proposta di modifica alla Direttiva Gas [Articolo 2.17 – Definizione interconnector; Articoli 9 e 14 – Regolazione esenzioni dall'applicazione della Direttiva; Articolo 34 – Responsabilità di applicazione della Direttiva; Articolo 36 e 49a (nuovo) – Deroghe; Articoli 41 e 42 – Cooperazione Autorità nazionali; Articolo 48 (nuovo) – Accordi tecnici riguardo la gestione delle reti di trasmissione; Articolo 49aa (nuovo) – Poteri della Commissione Europea; Articolo 51° (nuovo) – Creazione di un Comitato di supporto alla Commissione Europea]. L'accordo conferma che le pipeline che collegano gli Stati membri dell'Unione e Paesi terzi, dovranno essere gestite in base alle regole europee. Allo stesso tempo è stato accolto l'approccio che limita l'applicazione della Direttiva al solo tratto dei gasdotti nelle aree marine territoriali, quindi non in tutta la Zona Economica Esclusiva (EEZ), e viene delegata agli Stati in cui risiede la prima interconnessione con l'EU la responsabilità sull'applicazione della Direttiva stessa. Si prevede che la Commissione autorizzerà gli Stati membri a negoziare con i Paesi terzi, a meno che non consideri la presenza di criticità per gli approvvigionamenti dell'Unione: la firma degli accordi dei Paesi europei sarà pertanto vincolata a tale autorizzazione. Da ultimo, la nuova Direttiva prevede la possibilità per i singoli Stati di derogare dalle regole generali, ad esempio per le pipeline esistenti, ma che ogni decisione di deroga venga notificata alla Commissione, la quale, secondo alcune condizioni, potrà agire come osservatore nelle consultazioni con i Paesi terzi per l'applicazione delle deroghe. Esistono altresì procedure di esenzione per le nuove pipeline, soggette a decisioni vincolanti della Commissione.

territorio dell'UE e non possano prenotare capacità di trasporto su base pluriennale per oltre il 50% di quanto esistente.

Nel prossimo futuro la **Commissione proporrà un nuovo pacchetto gas** che, secondo le attuali anticipazioni, dovrebbe porre l'attenzione su un nuovo Regolamento per l'accesso e l'uso infrastrutture e una proposta per individuare regole comuni di *market design*. **La regolazione a livello europeo deve infatti migliorare per facilitare il trasporto interno con costi più bassi, limitando la sommatoria dei corrispettivi di entry-exit all'interno dell'Unione** (cosiddetto "*pancaking*" tariffario) **che non aiuta la convergenza dei prezzi sui mercati europei**. Essa, inoltre, deve garantire l'attrattività del mercato interno per il gas approvvigionato su tratte internazionali ed il mantenimento di infrastrutture che, pur risultando poco impiegate, sono essenziali per la sicurezza.

Una seconda proposta del **Rapporto Quo Vadis** della Commissione tratta proprio il tema del collegamento fra gli Stati attraverso la **creazione di un sistema entry-exit europeo per il trasporto del gas**, evitando appunto forme di *pancaking* sulle tariffe all'interno dell'UE. In particolare una delle opzioni prevede forme di perequazione per la copertura dei ricavi dei singoli TSO, applicando una medesima tariffa (TH1) ad ogni punto di ingresso del sistema europeo e di uscita dallo stesso. Una tale impostazione renderebbe di fatto indipendente il punto di importazione del gas naturale, nonostante sia meno *cost reflective* rispetto alla condizione attuale.

Dal punto di vista italiano sarà necessario proseguire nello **sfruttamento efficiente delle infrastrutture esistenti** e nel loro eventuale **potenziamento**, ampliando fonti e rotte di approvvigionamento, in particolare quelle del Corridoio Sud.

2.2.1.1. Caratteristiche ed utilizzo delle infrastrutture di importazione di gas italiane

L'Italia ha una delle reti gas più sviluppate e affidabili al mondo, grazie ad investimenti e miglioramenti condotti nell'arco di 70 anni, impiegando le tecnologie più avanzate. Negli anni '80 e '90 la metanizzazione del Sud, costata circa 2 miliardi euro, è stata una delle principali politiche a sostegno dell'economia del Meridione.

La crescita della rete ha accompagnato lo sviluppo economico dell'Italia, in particolare l'uscita dalla povertà causata dalla guerra, negli anni '50. Negli anni '90 il gas ha registrato una nuova forte penetrazione, in sostituzione dei prodotti petroliferi nel settore del riscaldamento e della generazione elettrica.

La penetrazione del gas ha consentito un drastico calo delle emissioni di CO₂ e prima, più importante, di macroinquinanti, quali NO_x, SO₂ e particolato. La rete del gas italiana, per la sua alta efficienza e per la sua diffusione è un patrimonio a vantaggio delle imprese e dei cittadini.

Figura 50. La crescita della rete italiana del gas, 1948, 1967, 2018



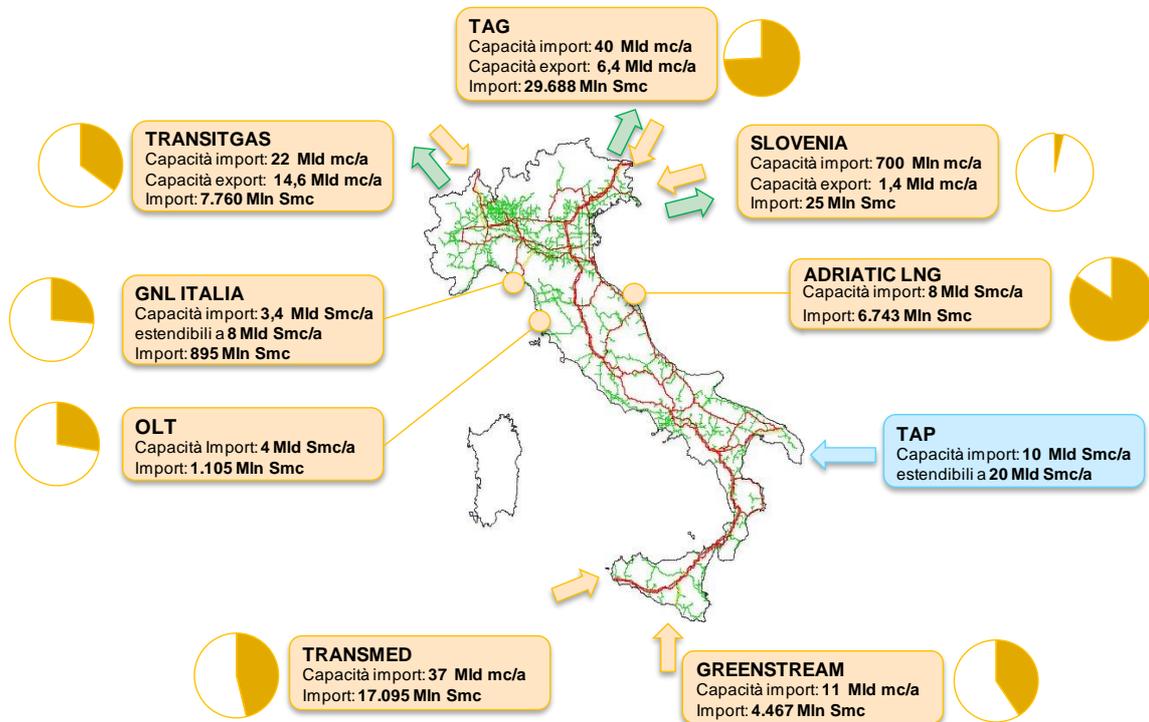
Fonte: ENI, Snam

L'Italia presenta oggi **cinque vie di approvvigionamento via pipeline**, a cui nel breve termine si aggiungerà il TAP, e **tre rigassificatori** (nel 2017 ha rappresentato il 13% degli approvvigionamenti di GNL in EU ricevendo gas da sette Paesi). Ciò fa del nostro **Paese con il maggior numero di rotte di approvvigionamento fra i Paesi europei**.

Della **capacità disponibile**, si registra negli ultimi anni un **sotto-utilizzo** legato principalmente alla riduzione dei consumi. In particolare:

- Le infrastrutture maggiormente utilizzate sono il gasdotto **TAG**, che permette l'import del gas dalla Russia, ed il rigassificatore **Adriatic LNG**, legato a contratti di importazione di lungo termine con il Qatar.
- Oltre la metà della capacità disponibile di entrambi i gasdotti di collegamento con il Nord Africa (**Transmed** e **Greenstream**) non è stata invece impiegata nel 2018, in relazione ai costi di ingresso nella rete e alla riduzione della disponibilità di export di Algeria e Libia.
- Anche il gasdotto **Transitgas**, possibile via di collegamento con i Paesi del Nord Europa, è risultato non pienamente utilizzato, presumibilmente a causa della mancata applicazione delle regole europee di trasparenza e contendibilità nel tratto svizzero.
- I due restanti rigassificatori, **OLT** (Offshore LNG Toscana) e **GNL Italia**, sono stati impiegati per poco più di un quarto della loro capacità, il primo prevalentemente per via delle dinamiche di prezzo spot del mercato GNL (che rende i Paesi asiatici maggiormente attraenti) ed il secondo per via di limiti fisici nell'approdo delle navi.

Figura 515. La capacità e i flussi di importazione di gas dell'Italia (2018)



Fonte: Elaborazioni Confindustria

Nel prossimo futuro potrebbero verificarsi ulteriori criticità in merito all'effettivo utilizzo delle vie di adduzione esistenti. Tra queste è possibile prefigurare:

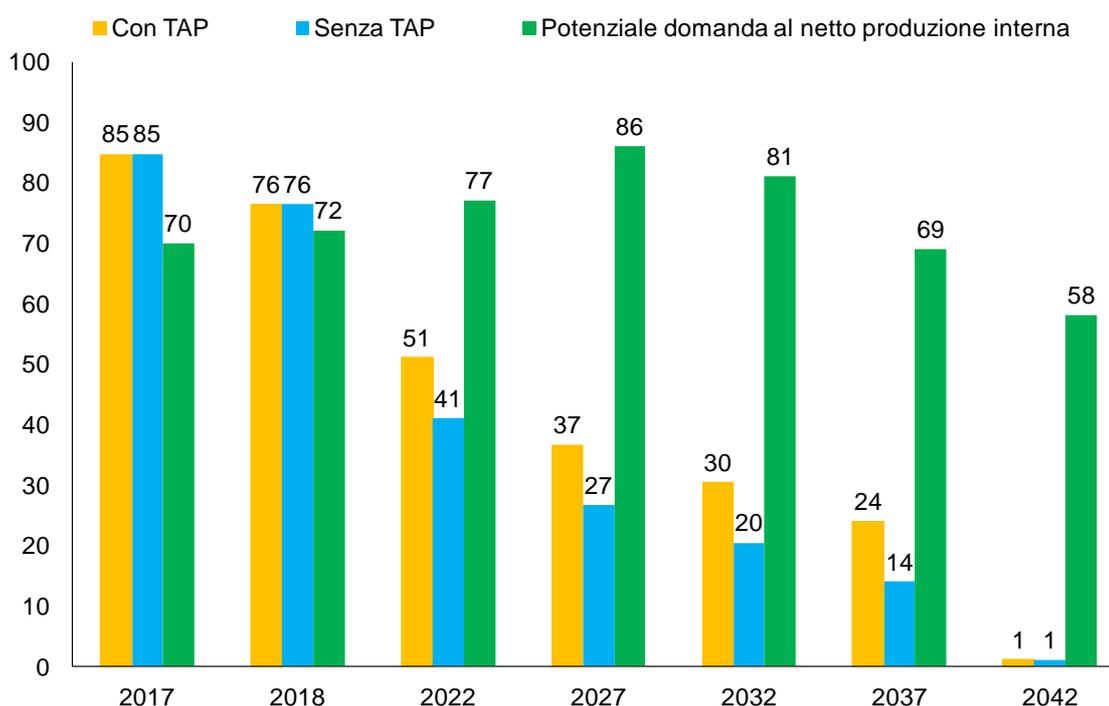
- L'esito dell'attuale fase di rinegoziazione dei contratti d'importazione dal Nord Africa, in particolare dall'Algeria, che fornisce il gas attraverso il gasdotto Transmed. I contratti potrebbero essere infatti rinnovati per volumi ridotti rispetto agli attuali;
- Il possibile perfezionamento di fasi di manutenzione presso i gasdotti a Nord. Il gasdotto TAG è stato oggetto di un incidente nel dicembre 2017, mentre il gasdotto TENP, che collega Belgio e Olanda con la Svizzera attraversando la Germania e trasporta tra l'altro il gas olandese e norvegese diretto in Italia, offrirà una capacità ridotta dovuta alla manutenzione di uno dei due tubi almeno fino al 30 settembre 2020.

2.2.1.2. Caratteristiche dei contratti di importazione gas italiani

In Italia nel 2018 circa il 75% dei consumi è stato soddisfatto con contratti *Take or Pay* (ToP) di lungo termine (prevalentemente della durata di 25 anni) e la capacità allocata ai diversi punti di ingresso ha sempre seguito tali contratti per la *commodity*. I volumi di gas contrattualizzati per le importazioni italiane sono stati quindi più che adeguati. Tuttavia già a partire dal 2019 si ha un

netto calo per effetto della scadenza dei contratti dall'Algeria e, a seguire, da altri fornitori. Il loro rinnovo potrebbe essere ritardato per le attuali incertezze del mercato del gas europeo. Inoltre, la situazione politica del Nord Africa è tutt'altro che stabile, non solo riguardo alla Libia, ma anche in altri Stati di importanza strategica quali Algeria ed Egitto, Paesi in grado di influenzarsi politicamente a vicenda, al pari di quanto avviene in Medio Oriente.

Figura 52. Volumi di importazioni contrattualizzati a fine 2017 (Mld Smc)



Fonte: MISE, singole società importatrici, elaborazioni NE Nomisma Energia

In futuro lo scenario potrebbe cambiare sia in relazione ai flussi (*commodity*) che alla capacità prenotata (*capacity*). In generale almeno sino al 2025 si prevede che in Italia, come in tutta Europa, **continueranno ad essere sviluppati i classici ToP commodity prevalentemente per i consumi baseload.**

Sarà infatti ampliata l'offerta di prodotti per la fornitura di lungo termine (volumi, indicizzazione prezzo e durata) e cresceranno i volumi spot.

I contratti di lungo termine per la prenotazione della capacità (*capacity*) saranno invece prevalentemente sviluppati per le nuove infrastrutture (per garantire i ricavi dei TSO), mentre le infrastrutture esistenti sempre più verranno prenotate su base *short term* (eliminando congestioni contrattuali e barriere di accesso) tranne i casi in cui esse siano direttamente coinvolte nello sviluppo di nuove infrastrutture.

Da qui la necessità di:

- **Evitare il rischio di sottoutilizzo della capacità esistente**, mediante una regolazione indirizzata ad un suo più **efficiente impiego**;
- **Procedere alla realizzazione di nuove infrastrutture**, come TAP o Poseidon, fintanto che assicurino l'approvvigionamento e l'impegno di capacità a lungo termine per mezzo di contratti con gli *oftaker*.

In merito al volume delle importazioni, nel medio termine si dovrà tenere in considerazione il possibile contributo fornito dal gasdotto Eastmed che avrà una capacità di 10 miliardi di metri cubi annui, espandibili in un secondo momento a 20 miliardi di metri cubi.

2.2.1.3. L'integrazione Sud-Nord per la sicurezza e l'economicità del mercato gas europeo

Per armonizzare e liberalizzare il mercato interno dell'energia dell'Unione Europea, dal 1996 ad ora sono state adottate misure riguardanti l'accesso al mercato e la sua trasparenza e regolamentazione, la tutela dei consumatori, il sostegno all'interconnessione e livelli adeguati di approvvigionamento. In particolare dal 2010, con l'avvio del Terzo Pacchetto Energia, la Commissione Europea punta alla costruzione di un **mercato unico dell'energia**, fondato su principi di sostenibilità e sicurezza.

La creazione di un **mercato unico del gas** a livello europeo è stata ipotizzata nel **Rapporto Quo Vadis** della Commissione definendo una *trading zone* condivisa fra più Paesi all'interno dell'UE. Nel testo l'Italia non figura fra i Paesi che sono al momento pronti per tale salto di qualità, viste in particolare le differenze di prezzo sulla *commodity*. La visione contenuta nello studio comunitario sembra non valorizzare adeguatamente il ruolo del mercato italiano per garantire maggiore sicurezza nel contesto europeo, in particolare considerando la forte concentrazione sul piano dell'approvvigionamento nei confronti della Russia.

Il Governo italiano nella Strategia Energetica Nazionale del 2017 aveva provato ad individuare delle prime misure quali il "**corridoio di liquidità**" per collegare l'Italia ed il blocco dei Paesi del **Nord Ovest Europa**, la strategia efficace per ridurre il prezzo del gas naturale in Italia. Tale sistema prevedeva la socializzazione degli oneri legati al trasporto del gas dal Nord Europa ed in territorio svizzero per mezzo del **Transitgas**, attraverso un soggetto terzo che acquistasse la capacità di lungo termine e la mettesse sul mercato su base *short term*.

In questo modo si prevedeva di **superare l'apparente forma di congestione commerciale** causata dalla mancata applicazione sull'intera tratta delle regole europee riguardo l'allocatione della capacità di trasporto. Infatti, in linea teorica e seguendo i differenziali di prezzo, il gas

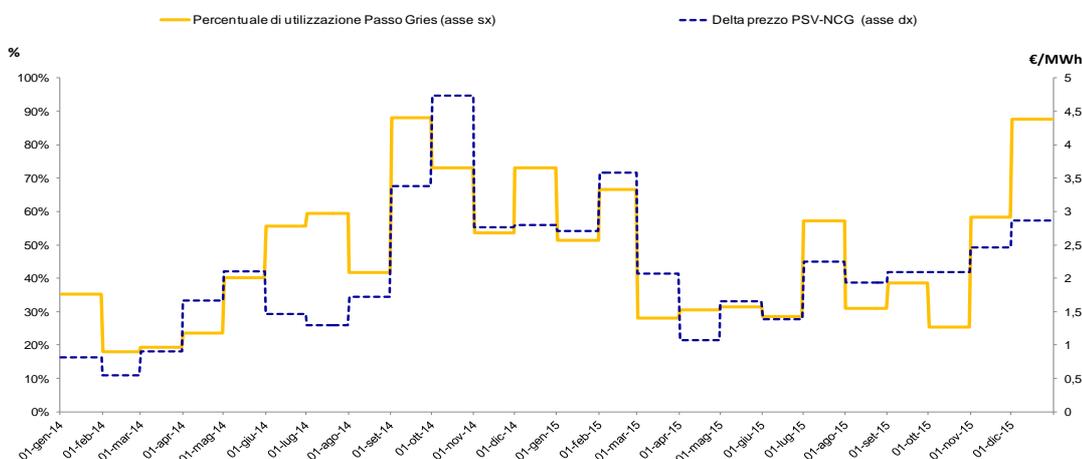
naturale dovrebbe fluire dal mercato tedesco NCG a quello italiano PSV uscendo dal punto di Wallbach, alla fine del gasdotto TENP, quindi attraversare la Svizzera mediante il gasdotto Transitgas ed entrare nel sistema italiano presso **Passo Gries**, sul confine italo - svizzero. Nella nuova visione strategica, il percorso di integrazione dovrebbe essere accompagnato dallo sviluppo delle infrastrutture minime, che consentono di completare il progetto di magliatura della rete gas europea, che risulta oggi strutturata per gestire flussi prevalentemente sulla direttrice est-ovest.

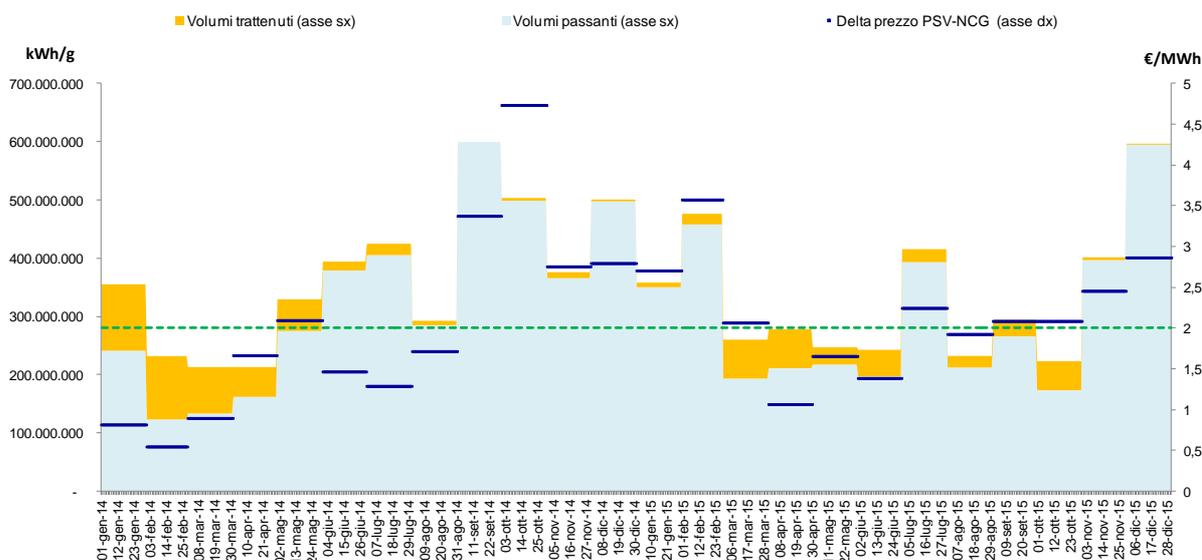
Il rafforzamento fisico dell'asse Sud-Nord potrebbe invece fornire maggiori garanzie sul piano della sicurezza all'intero continente collocando l'Italia quale acceso naturale delle importanti riserve del bacino del Mediterraneo, in aggiunta alle aree di produzione storicamente utilizzate nel territorio africano. Questo **consentirebbe di garantire non solo sicurezza ma anche capacità di attrarre disponibilità di gas che rafforzerebbe la dimensione competitiva del mercato europeo.**

La riflessione sul corridoio di liquidità evidenzia che con la segregazione fisica dei mercati continentali si limita l'agire degli operatori di mercato che non sfruttano completamente le opportunità di arbitraggio a causa di barriere (fisiche) allo scambio e in alcuni casi relative a congestioni contrattuali. Un utilizzo efficiente dell'infrastruttura potrebbe ridurre il differenziale di prezzo fra il mercato tedesco e quello italiano.

Nella figura seguente si osserva come un pieno utilizzo dell'infrastruttura (percentuale utilizzazione Passo Gries) si ha soltanto con differenziali di prezzo di circa 5 €/MWh, mentre con *spread* inferiori a 2 €/MWh cresce la differenza tra i flussi in entrata a Wallbach ed in uscita a Passo Gries.

Figura 53: Correlazione tra lo spread NCG-PSV ed i flussi di gas sul gasdotto Transitgas





Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME e ENTOG

Gli operatori potrebbero non essere in grado o non poter sfruttare le opportunità di arbitraggio per differenti ragioni, ma la persistenza del differenziale di prezzo e del sotto utilizzo della capacità di trasmissione *cross-border* nella pipeline fra NCG e PSV suggerisce una insufficiente flessibilità nelle procedure di allocazione della capacità a breve termine (*day ahead/short term*). **Si dovrebbe pertanto migliorare la regolazione dei transiti all'interno dell'Europa, per incrementare l'utilizzo efficiente della capacità esistente e per sviluppare un mercato competitivo altrettanto liquido quanto quello del Nord Europa.** Una riforma organica permetterà di dare fiducia agli investitori, evitando il ricorso a misure di natura spot le quali, oltre a essere potenzialmente distorsive, potrebbero generare costi sul consumatore finale.

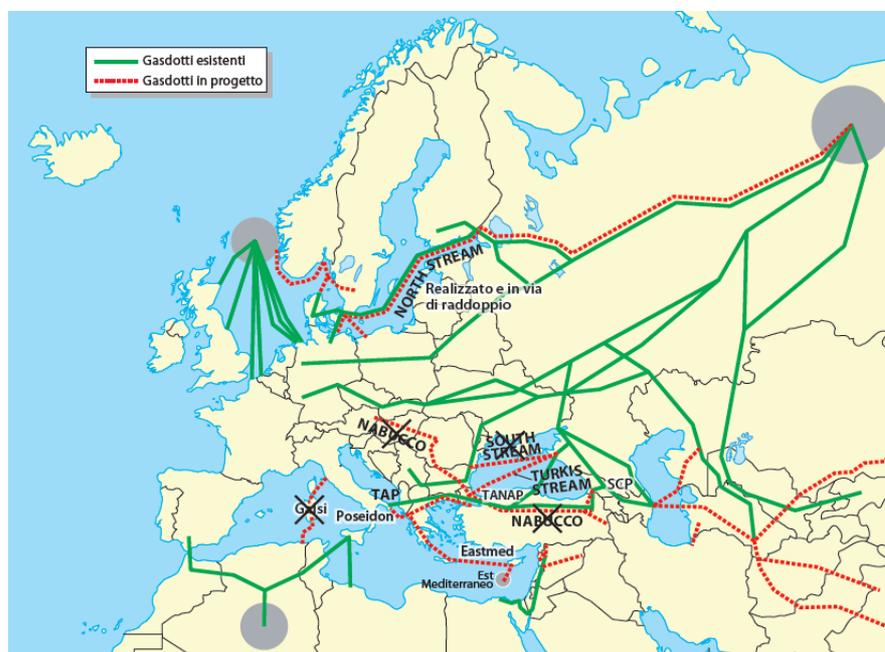
Il tema della sicurezza degli approvvigionamenti energetici è lungamente dibattuto in sede comunitaria, vista la forte dipendenza degli Stati Membri da risorse provenienti da paesi esterni all'Unione. L'accelerazione ed il completamento dei progetti di *"reverse flow"* tra stati e il completamento della magliatura della rete europea rappresentano un punto fondamentale del progetto di integrazione e valorizzazione del mercato europeo del gas.

2.2.2. Le opportunità dello sviluppo infrastrutturale nel sistema gas europeo

In uno scenario guidato dagli ambiziosi target di decarbonizzazione dell'economia, le policy energetiche rappresentano il principale strumento per raggiungere un sistema economico *low carbon* nel medio e lungo termine. Si prevede che i combustibili fossili continueranno a svolgere un ruolo di primo piano nei prossimi anni di transizione verso una economia a basse emissioni: soprattutto quelli che garantiranno un minor impatto ambientale e una maggiore flessibilità nell'affiancare le energie rinnovabili nella generazione elettrica e termica.

Nonostante per l'Italia sia soddisfatta la regola N-1 (in caso di interruzione del TAG si potrebbe soddisfare la domanda interna per altre vie) sono importanti le **nuove infrastrutture previste al fine di ridurre la concentrazione del mercato upstream**. Al momento sono in corso i lavori di ultimazione del nuovo gasdotto **TAP** che potrà aumentare di **10 Mld Smc** (estendibili a 20 Mld Smc) la capacità di importazione nazionale portando **gas Azero** e potrebbe vedere la luce in futuro il gasdotto **Poseidon** (capacità di 10 miliardi di metri cubi/anno incrementabili a 20 mld mc/a) che collegandosi all'Eastmed e/o al Turkstream alla frontiera turco-greca, permetterà un accesso diretto a forniture di gas sicure e diversificate.

Figura 546. Gasdotti esistenti e in progetto verso l'Europa



Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia

La realizzazione di infrastrutture di gas in Italia, rallentata dalla crisi economica e non solo, avrebbe dovuto fornire una capacità addizionale di circa **100 miliardi di metri cubi di gas**, ma ad oggi sono disponibili solo 11 miliardi di metri cubi aggiuntivi. **Ciò rende urgente il completamento di TAP e lo sfruttamento delle potenzialità insite nelle risorse presenti nel mediterraneo, anche per fronteggiare alcune possibili criticità di approvvigionamento in Italia e in Europa.**

Nel **Rapporto Quo Vadis** fra le infrastrutture utili alla riduzione del prezzo del gas in Italia è ipotizzata anche una **nuova pipeline di collegamento Italia-Francia**. Ciò appare giustificato dagli attuali differenziali di prezzo, ma risulta di limitata appetibilità per via delle congestioni interne al

territorio francese (causa del differenziale di prezzo fra PEG Nord e TRS ma che verranno risolte con la costruzione delle nuove infrastrutture previste) e delle criticità all'interconnessione Spagna - Francia (che portano al mancato sfruttamento dei rigassificatori spagnoli per export). Un medesimo risultato di collegamento del nostro Paese ai mercati del Nord Europa sarebbe però ottenibile attraverso una ottimizzazione delle infrastrutture esistenti, come evidenziato nei paragrafi precedenti, senza lo sviluppo di nuove *pipeline*, che dovrebbero comunque essere giustificate da accurate analisi costi-benefici laddove determinino costi gravanti sulla collettività degli utenti del sistema gas.

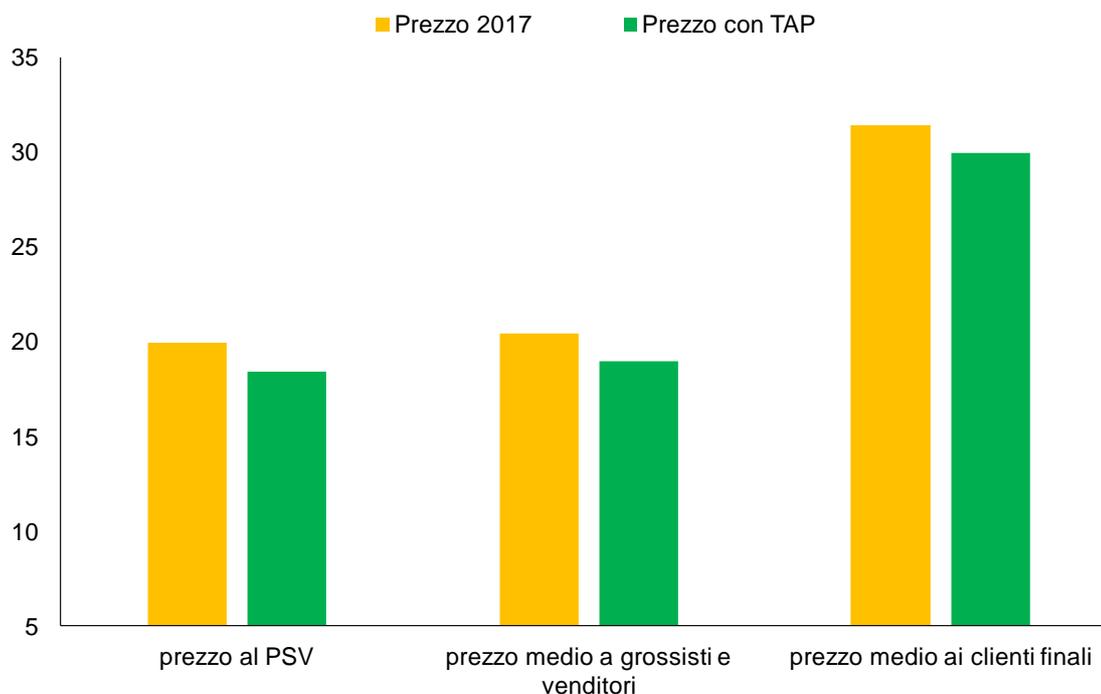
2.2.2.1. Il Tap e i benefici per il mercato italiano

Il gasdotto TAP, di capacità di 10 miliardi di metri cubi, è un caso significativo di potenziale beneficio per il sistema Italia. La sua capacità è interamente contrattualizzata, a differenza della capacità esistente su altre tratte di importazione ma non impegnate per assenza di contratti. Aspetti rilevanti sotto il profilo contrattuale sono:

1. I volumi sono stati acquistati da un numero relativamente alto di operatori, 7 fra grossisti e venditori al consumo, che già hanno contribuito in passato ad aumentare la concorrenza e che sono diversi dall'operatore che detiene la quota maggiore del mercato;
2. Sono operatori in grado di portare addizionale competizione in tutti i segmenti del mercato italiano del gas (generazione elettrica e fornitura ai settori industriale e civile);
3. I contratti siglati con la società produttrice nel Mar Caspio si contraddistinguono in quanto sono i primi, per una nuova grande struttura di importazione, senza indicizzazione con i prezzi del petrolio, ma con legame diretto col prezzo spot di breve termine più competitivo;
4. Tali ragioni rendono i volumi di TAP, 10 miliardi di metri cubi, potenzialmente in grado di imprimere impulsi al ribasso sui prezzi del gas e a seguire su quelli dell'elettricità come già avvenuto in passato, in particolare con l'entrata in funzione dell'ultima grande struttura di importazione, il terminale di rigassificazione di Rovigo dove giungono volumi di GNL a prezzi spot;
5. È possibile stimare un prezzo inferiore di circa 2 €cent/Smc del gas acquistato, 10% più basso, rispetto alla media del prezzo italiano che, moltiplicato per i 10 miliardi di metri cubi, significa un risparmio potenziale per i consumatori italiani di 200 milioni di euro, ossia 4 miliardi di euro sui vent'anni della durata del contratto. Si tratta di una stima basata sul fatto che i prezzi nei contratti sono legati alle quotazioni spot, di solito più basse di quelle dei contratti a lungo termine, da cui deriva la maggioranza dei volumi importati.

I soggetti che hanno contratti gas con l'Azerbaijan sono Engie (fino a 2,6 Mld Smc/a), E.On (1,6 Mld Smc/a), Shell (1 Mld Smc/a), Edison (1 Mld Smc/a), Hera (300 Mln Smc/a), Axpo e Enel.

Figura 55. Prezzi del gas nel 2017 e confronto con TAP (€cent/mc)

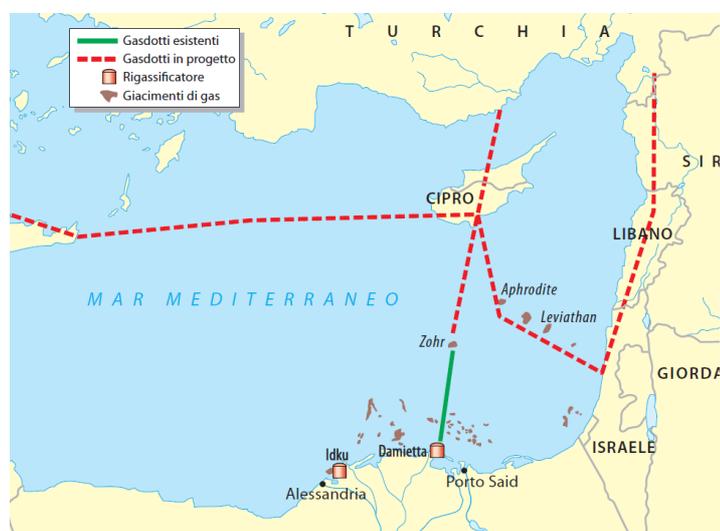


Fonte: Snam, elaborazioni NE Nomisma Energia

2.2.2.1. Le nuove scoperte di gas naturale nel bacino Mediterraneo

Dopo il *fracking* degli Stati Uniti, le scoperte dei grandi giacimenti di gas nell'Est Mediterraneo sono la grande novità dirompente dei mercati dell'energia degli ultimi anni. Le potenzialità, liberate di recente da imprese italiane, aprono la possibilità di accedere a nuove riserve, per aumentare l'offerta in Europa e poter ridurre i prezzi.

Figura 56. Il tragitto dell'EastMed



Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia

Si inserisce in questo quadro il progetto Eastern Mediterranean pipeline (EastMed) che attraversa Cipro, Creta e l'entroterra greco, per poi connettersi al gasdotto Poseidon, collegando i mercati europei alle importanti risorse presenti nel Bacino del Levante. L'Eastmed avrà una capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi e, nel 2015, è stato incluso dalla Commissione Europea, assieme alla Rete Adriatica, nella seconda lista dei PCI – Project of Common Interest e nel Ten Years Development Plan pubblicato da ENTSOG. Per questo, il progetto ha ottenuto finanziamenti europei per oltre 35 milioni di euro attraverso il *Connecting Europe Facility Program* oltre al supporto dei Paesi interessati (Cipro, Israele, Grecia e Italia).

Tabella 4. Primi 10 giacimenti di gas nel mondo (Mld. Smc)

№	Giacimento	Paese	mld.mc
1	South Pars	Iran/Qatar	34951
2	Urengoij	Russia	6283
3	Yamburg	Russia	3905
4	Hass R' Mel	Algeria	3481
5	Shtokman	Russia	3113
6	Galkynysh	Turkmenistan	2773
7	Zapolyarnoye	Russia	2689
8	Hugoton	USA	2292
9	Groningen	Olanda	2066
10	Bovanenko	Russia	1981

Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia

Complessivamente le riserve fino ad ora accertate sono dell'ordine di 1.800 miliardi di metri cubi, una cifra che le collocherebbe all'undicesimo posto al mondo, se considerate tutte parte di un unico giacimento.

2.2.3. Le opportunità della produzione nazionale di gas naturale

In Italia si importano circa il 90% del totale degli idrocarburi utilizzati annualmente (108 Mtep nel 2014), nonostante siano a disposizione significative riserve di gas e petrolio. In particolare, sommando ai 125 Mtep di riserve già accertate le quantità stimate come probabili e possibili, si considera la presenza di almeno 700 Mtep sul territorio italiano (valore che, nel contesto europeo, è secondo solo a quello registrato nei paesi nordici).

Esclusi i grandi produttori del Mare del Nord (Norvegia e UK), l'Italia occupa il primo posto per riserve di petrolio (circa 225 milioni di tonnellate) ed è il secondo produttore dopo la Danimarca. Nel gas, invece, si attesta in quarta posizione per riserve (circa 123 miliardi di metri cubi) e in sesta per produzione.

Tabella 5. Riserve italiane di gas naturale

CONSUMI ANNUALI	PRODUZIONE ANNUALE	RISERVE CERTE	RISERVE PROBABILI E POSSIBILI	TOTALE RISERVE	TOTALE RISERVE RECUPERABILI*
70	5,7	49	84	133	84

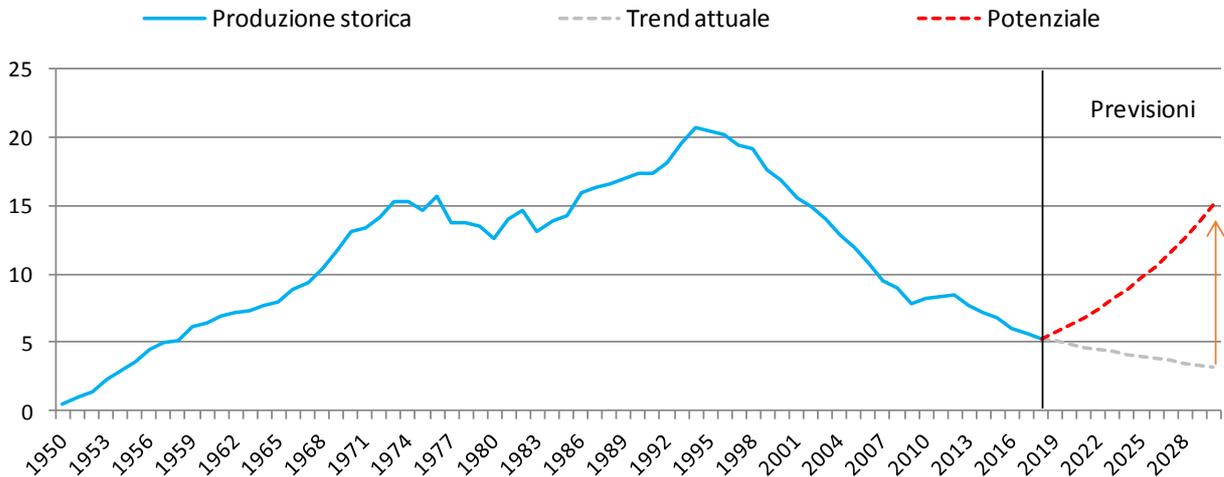
* Si classificano come recuperabili la somma delle riserve certe + il 50% di quelle probabili + il 20% di quelle possibili.

Fonte: elaborazioni Confindustria

Nonostante le importanti riserve, nel 2017 la produzione nazionale di gas naturale si è attestata a 5.538 Mln Smc (in calo del 4,3% rispetto al 2016) coprendo il 7,4% della domanda interna. Il calo si è realizzato solo nei giacimenti in mare, che hanno perso il 12% della produzione rispetto all'anno precedente, mentre nelle coltivazioni in terraferma è stato estratto l'8,5% di gas in più rispetto al 2016, dopo quattro anni consecutivi di calo. La produzione nazionale è costantemente diminuita negli ultimi anni dopo il picco del 1994 (pari a circa 20,0 Mld Smc). Gli ostacoli di carattere ambientale posti dalle autorità locali, recepiti nel tempo da importanti norme nazionali, di fatto impediscono lo sfruttamento delle risorse nazionali. La prima importante legge che ha accelerato la caduta è il decreto legislativo 129/2010 che, sulla spinta emotiva dell'incidente di Macondo del 20 aprile 2010, ha bloccato le attività sia di ricerca sia di sviluppo. I tentativi dei governi degli ultimi 8 anni sono stati indirizzati a riavviare alcune attività, ma senza successo. A policy attuali la produzione italiana è destinata ad un veloce calo, eppure la filiera nazionale presenta opportunità importanti. In Italia è presente un cospicuo numero di compagnie

impegnate nell'estrazione di idrocarburi e imprese fornitrici di beni e servizi, sia italiane che estere, altamente specializzate ed in grado di ricoprire l'intera catena del valore.

Figura 57. Produzione di gas in Italia: effettiva e potenziale



Fonte: MISE, Snam, elaborazioni NE Nomisma Energia

La **filiera** rappresenta la punta di diamante dell'impiantistica italiana nel mondo, con **oltre € 20 miliardi di export** e **100 mila addetti** (circa 20.000 soltanto nei siti operativi) e con un contributo alla **bilancia commerciale**, nel 2017, di **23 miliardi di euro**. Nel periodo 2018 – 2030, gli investimenti dei principali operatori sono stimati in circa 13 miliardi di euro per un impegno economico complessivo di circa 18 miliardi. Si possono contare circa 57 aziende che detengono concessioni di coltivazione e permessi di ricerca (oppure che hanno fatto istanza per l'una o l'altra attività) e 157 che forniscono beni e servizi di supporto alle attività estrattive. Ciò senza considerare che l'indotto reale delle imprese che ruotano attorno al settore, anche solo con una piccola quota del proprio portafoglio, coinvolge un numero di imprese di gran lunga superiore. Le imprese italiane sono in grado di coprire la quasi totalità dei servizi strumentali all'attività *upstream* con un livello di specializzazione che le colloca su posizioni di *leadership* sui mercati internazionali.

Negli ultimi anni, caratterizzati da una contrazione del mercato E&P mondiale di circa il 40%, la filiera italiana ha saputo innovare e valorizzare le sue competenze, aumentando significativamente la propria quota di mercato in un comparto globale tecnologicamente tra i più avanzati. Il settore estrattivo è caratterizzato da un impegno costante nel minimizzare i rischi e nel creare opportunità lungo l'intero ciclo delle attività nel rispetto delle persone e nella tutela dell'ambiente e della sicurezza: sicurezza dei lavoratori e degli impianti così come delle comunità locali. Nel corso degli ultimi 5 anni, gli indicatori di performance ambientale, già molto elevati,

hanno registrato un miglioramento continuo, in particolare in relazione alle emissioni di gas ad effetto serra, l'utilizzo delle acque di strato, il prelievo di acqua dolce, la produzione di rifiuti e l'efficienza energetica. Nel campo della sicurezza, l'impegno continuo rivolto alla gestione delle attività operative unitamente alla prevenzione dei rischi ha consentito una radicale riduzione degli incidenti sul lavoro, che per il comparto "upstream" sono di circa 10 volte inferiori alla media nazionale per i Settori Industria e Servizi e di 4 volte inferiori a quelli degli altri settori energetici.

La produzione nazionale di idrocarburi porta anche una **riduzione della dipendenza energetica** italiana e maggiori utili per le casse dello Stato. Oggi nel mix italiano il gas è la fonte energetica più utilizzata con un valore prossimo al 40% circa, seguito dal petrolio (36%), dalle biomasse (10%), e dal carbone (8%), mentre le fonti rinnovabili hanno una quota del 6% quasi interamente dedicata alla produzione di elettricità per uso residenziale.

Per soddisfare il proprio fabbisogno energetico l'Italia importa circa il 75% dai mercati esteri: una dipendenza molto superiore alla media dei Paesi europei, del 54% (su petrolio e gas la dipendenza sale ad oltre il 90%). Nel 2018 il consumo di energia in Italia è stato di circa 160 milioni di tonnellate di petrolio equivalente (tep), coperto per oltre 100 milioni di tep dall'importazione di idrocarburi.

Le importazioni di energia sono costate al nostro Paese ben 40 miliardi di euro, il 2% circa del PIL italiano, dei quali la metà ascrivibile alla bolletta petrolifera. Nel 2018 la produzione domestica, con un valore di 9,3 milioni di tep di cui circa 4,6 per il solo gas, ha contribuito al miglioramento della bilancia commerciale con un risparmio complessivo sulla bolletta energetica di circa 3,1 miliardi di euro di cui 1,2 miliardi legati alla sola componente gas.

Da ultimo, l'importanza del settore *upstream* nazionale è osservabile anche in relazione al monte contributivo generato - tasse a società e persone fisiche, canoni di concessione e royalties – che nel 2017 è stato pari a circa 850 milioni di euro, di cui 190 di royalties.

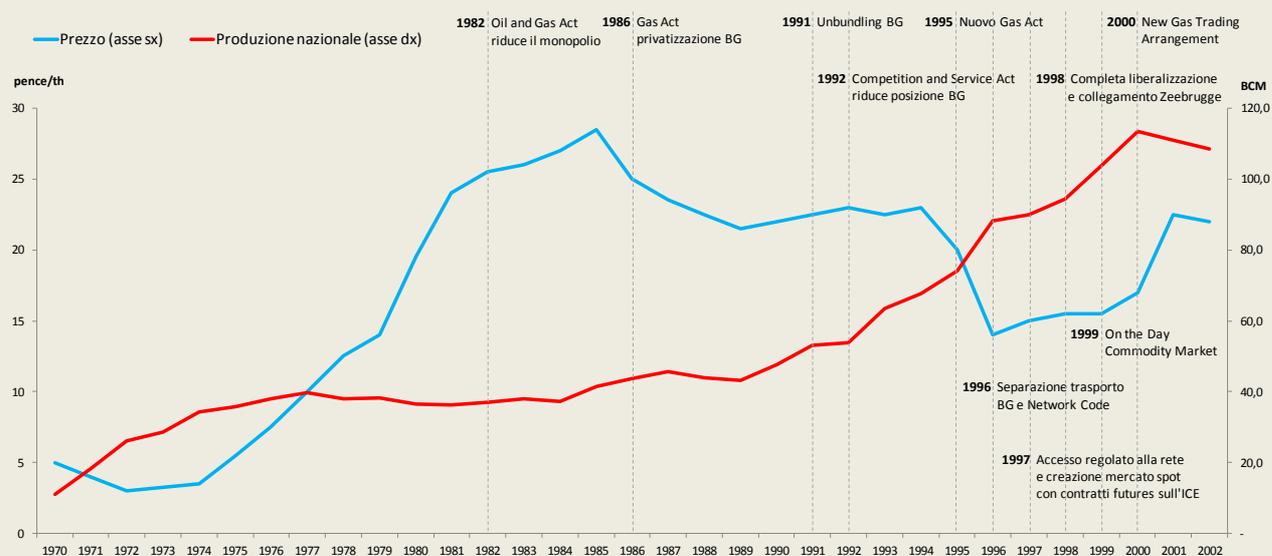
Un incremento della produzione nazionale non soltanto creerebbe opportunità di lavoro e accrescerebbe la sicurezza energetica, ma favorirebbe anche la liquidità del mercato e la competitività dei prezzi per i consumatori. L'esperienza di successo di altri mercati spot, in particolare di quelli Henry Hub negli USA e di NBP in UK, dimostra che uno degli elementi più importanti per un mercato spot del gas, con prezzi in calo, è l'abbondanza di produzione nazionale, offerta da diversi operatori in concorrenza fra loro. Si ritiene pertanto opportuno favorire lo sfruttamento della **produzione nazionale di gas**.

FOCUS BOX: LA PRODUZIONE UK

La riforma del mercato inglese è interessante in ragione del successo che ha avuto nel creare condizioni competitive, prese a modello nel resto d'Europa. In Gran Bretagna si sono verificate tutte le condizioni necessarie per la creazione di un mercato spot. L'elemento centrale è stato, negli anni in cui la riforma veniva portata avanti, lo straordinario aumento della produzione, passata da 43 miliardi di metri cubi ad oltre 107 dopo il 2001.

Questa produzione addizionale, con una domanda non particolarmente vivace, è stata offerta da più di 20 diversi operatori, tutti integrati nella fase a monte di produzione nel mare del Nord. Contemporaneamente, British Gas, il precedente monopolista, è stata di fatto disintegrata, affidandole istituzionalmente il compito di espandere la capacità di trasporto e stoccaggio.

Figura 58. Prezzi del gas e produzione nazionale in UK (pence/th – Mld Smc)



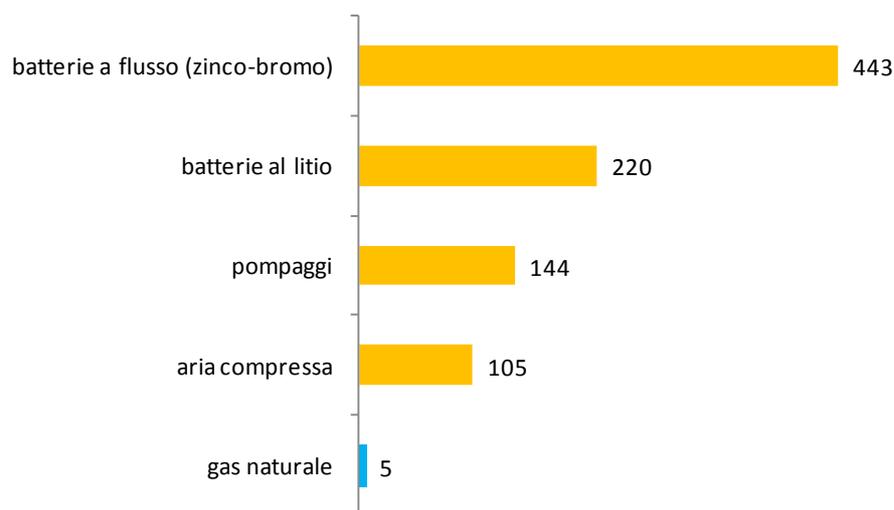
Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia su dati DECC

2.2.4. Le opportunità degli stoccaggi gas italiani e delle infrastrutture di trasporto

Il sistema gas sarà chiamato a fornire un importante apporto nella stabilizzazione della rete elettrica sotto l'effetto delle fonti rinnovabili. In tale ambito potranno trovare spazio sistemi innovativi di **power to gas** secondo cui l'**energia elettrica in overgeneration** viene trasformata in idrogeno tramite elettrolisi. L'idrogeno può essere direttamente miscelato nella rete del gas naturale (*power to hydrogen*) o trasformato in biometano sintetico (*power to biomethane*). I **costi di installazione** di tali tecnologie sono **attualmente elevati** (2.600 €/kW per il *power to biomethane* e 1.100 €/kW per il *power to hydrogen*) ma previsti **in forte diminuzione (-55% al 2030** per entrambe le tecnologie). Le tecnologie *power to hydrogen* o *power to biomethane* sono anche esempi di **economia circolare**: consentono il reimpiego di energia elettrica in eccesso attraverso la trasformazione in un vettore pulito (idrogeno) e, nel caso della metanazione, biometano che sottrae CO₂ dall'ambiente.

Tra i vantaggi del gas vi è infatti la possibilità di stoccarlo in modo più semplice ed economico rispetto all'energia elettrica. Generare idrogeno o gas sintetico tramite la tecnologia *power to gas* sarà una soluzione che aiuterà a superare il problema dell'intermittenza delle rinnovabili nuove, disponibili quasi sempre in siti distanti dai centri di consumo e in periodi di tempo diversi da quelli di massima domanda.

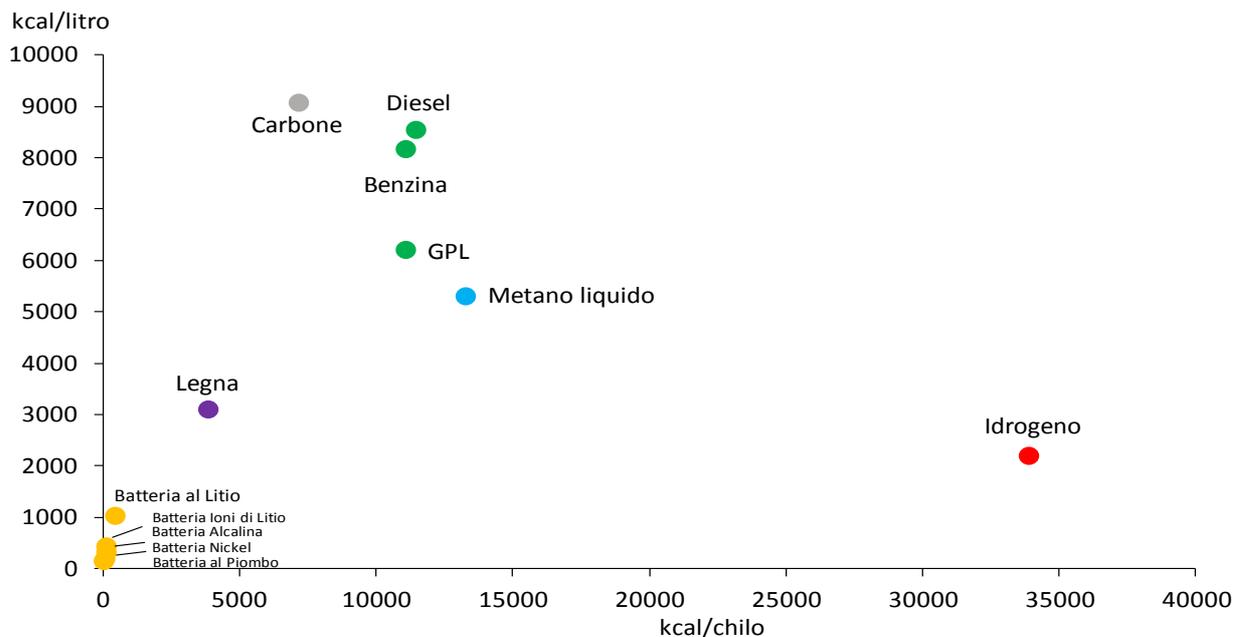
Figura 59. Costo stoccaggio energia (€/MWh)



Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)

L'accumulo dell'energia sotto forma di gas sintetico consente di associare **bassi costi e alta resa sotto il profilo della capacità di stoccaggio**. Il metano permette la migliore resa fra densità energetica, contenuto di carbonio e facilità di stoccaggio e trasporto.

Figura 60. Intensità energetica di diverse fonti e batterie (kcal/litro – kcal/chilo)



Fonte: Elaborazioni Nomisma Energia

Permette inoltre di sfruttare le già esistenti **infrastrutture** per lo stoccaggio, il trasporto e la distribuzione del gas naturale. Gli stoccaggi di gas forniscono un importante contributo perché non modulano solo i volumi orari nella giornata, ma permettono un accumulo estate-inverno che le batterie elettriche non forniscono. Il gas immagazzinato può essere utilizzato nel momento più opportuno, quando il suo valore marginale è più alto.

I costi di stoccaggio del gas sono relativamente contenuti, anche per il fatto che si tratta di una tecnologia matura, da tempo impiegata su vasta scala in Europa e in particolare in Italia. Le stesse tariffe del gas per il settore civile, dove vi è maggiore bisogno di stoccaggio energetico per i consumi invernali, indicano un costo di 1 € per MWh, circa 1 €cent/mc, contro valori superiori di oltre 200 volte per le batterie elettriche.

Peraltro, si tratta di batterie per accumuli di energia dell'ordine di 50-70 MWh, con possibilità di durata senza utilizzo molto limitata. Per il gas, il più grande singolo accumulo in Italia, il giacimento di Minerbio nei pressi di Bologna, ha una capacità di 3,5 miliardi di metri cubi, pari a 33 milioni di MWh.

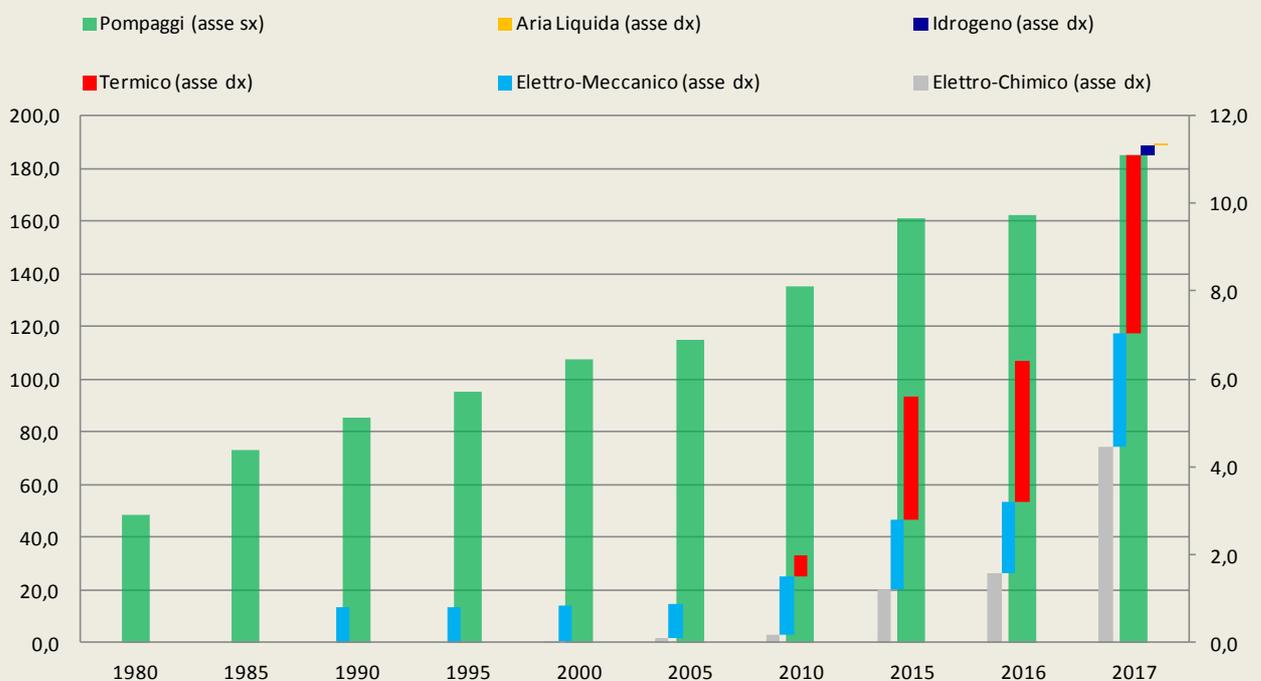


Stesse argomentazioni sono riproponibili per il trasporto: le tariffe di trasporto del gas in Italia per il civile sono intorno ai 3 €/MWh, contro i 35 €/MWh per il trasporto dell'elettricità, ciò senza considerare i fattori di conversione fra un vettore e l'altro.

FOCUS BOX: LO STORAGE ELETTRICO

Terna ha più volte ribadito, nel suo ruolo di garante della sicurezza del sistema elettrico, che servono 5 mila MW di accumuli per appoggiare i nuovi 50 GW di fonti rinnovabili intermittenti addizionali attesi per il 2030. La densità energetica è la ragione che spiega il dominio dei fossili e le difficoltà delle rinnovabili. L'accumulo elettrico è una soluzione per cercare di sfruttare meglio l'intermittenza del solare e dell'eolico.

Da oltre 10 anni, da quando è esplosa la produzione da rinnovabili, la ricerca, gli incentivi, le speranze e gli investimenti sulle batterie elettriche si sono moltiplicati, ma i risultati sono ancora scarsi e rinviati in avanti. Ne è una prova il fatto che la forma di stoccaggio più diffusa e più in crescita è il tradizionale pompaggio idrico. I sistemi di accumulo di natura idraulica sono comparsi con l'avvio dell'industria idroelettrica all'inizio del '900, quando la capacità installata mondiale ammontava a 6.400 MW. Il loro sviluppo si è avuto a partire dagli anni '70 con la crescita degli impianti nucleari che non potevano essere spenti di notte. Oggi il totale della capacità installata mondiale è pari a 142 GW, circa il 96% del totale degli accumuli esistenti.

Figura 61. Capacità installata di storage nel Mondo (GW)

Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia



I sistemi di accumulo diversi dai pompaggi, nonostante gli entusiasmi di 10 anni fa, hanno ancora costi alti e il loro calo, per quanto veloce, è ancora insufficiente. L'accumulo termico riguarda il solare a concentrazione, l'idrogeno è conosciuto da decenni, l'elettro-meccanico fa sempre perno sulla forza di gravità, o sull'aria compressa o liquida. Interessanti sono i tentativi sulle batterie elettro-chimiche la cui utilità riguarda per lo più servizi di stabilità della frequenza della rete.

2.2.5. Le opportunità delle infrastrutture GNL

Una delle opportunità per accrescere la sicurezza, l'adeguatezza e la competitività del sistema è la promozione della filiera GNL mediante un maggiore utilizzo della capacità di rigassificazione nazionale e la definizione di depositi costieri. Nel breve termine si verrà a creare un contesto di *oversupply* GNL nel mondo e la posizione dell'Italia nel Mediterraneo facilita l'approdo di navi provenienti da diversi centri di liquefazione. Si deve d'altro canto considerare che il prezzo del GNL sui mercati internazionali risulta estremamente volatile e soggetto a cambiamenti repentini che difficilmente si sposano con le logiche di programmazione tipiche del mondo industriale.

Dopo anni in cui i terminali di rigassificazione italiani hanno faticato ad attirare carichi di GNL, una spinta alle importazioni è stata fornita dall'indizione di aste per l'assegnazione della capacità presso i tre terminali attualmente in esercizio. Quest'ultima misura è stata implementata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, con la Delibera 660/2017/R/gas.

Le caratteristiche tecnico-economiche delle infrastrutture per la ricezione del GNL rendono auspicabile la disposizione di stoccaggi a partire da zone prossime alle infrastrutture di scarico delle navi di trasporto e, quindi, in aree attrezzate. Confindustria considera lo sviluppo del mercato GNL come un'importante leva all'utilizzo sia delle infrastrutture esistenti sul territorio italiano, che delle infrastrutture derivanti da un ampliamento ulteriore della rete. Al fine di rendere efficiente la scelta fra le possibili alternative (sia infrastrutture esistenti che di nuova costruzione) si ritiene necessaria un'analisi costi-benefici sulle aree potenzialmente utilizzabili che tenga conto delle esigenze di approvvigionamento via mare del prodotto, della dimensione potenziale del mercato in ambito terrestre e marino e delle criticità esistenti sul territorio. Deve essere considerato ad esempio il fatto che l'importazione di gas vive oggi uno stato di *overcapacity* e che, quindi, lo sviluppo di nuovi servizi potrebbe contestualmente valorizzare l'uso delle infrastrutture idonee, quali i terminali di rigassificazione, aumentandone l'efficienza e, conseguentemente, favorire l'alleggerimento delle bollette del gas naturale. Allo stesso modo, sia i terminali esistenti che i terminali in progetto, potranno sviluppare infrastrutture per il loading-reloading delle bettoline GNL in coerenza con la Direttiva 2014/94/UE e realizzare, presso i siti di stoccaggio, rifornimento impianti finalizzati alla distribuzione via terra della *commodity*.

Affinché gli operatori investano nella filiera del GNL in Italia, risulta determinante la predisposizione di un quadro normativo chiaro e stabile, per quanto possibile in linea con i paesi Europei già attivi nel settore che consenta ai soggetti investitori una ragionevole certezza sulla remunerazione degli investimenti. In particolare si potrebbero seguire gli esempi dei terminali di Zeebrugge e di Barcellona, per ciò che riguarda l'importazione. Tali terminali stanno infatti ampliando molto l'offerta di servizi: *bunkering*, *truck loading* e *rail loading*. L'esperienza

spagnola in generale potrebbe essere di agevole implementazione in Italia, riguardo ad esempio le incentivazioni fiscali, essendo vicina agli obiettivi nazionali. L'esperienza belga di Zeebrugge potrebbe essere interessante relativamente alle modalità di accesso al mercato della commodity rigassificata. Il **terminale** di Zeebrugge ad esempio permette di:

- Scaricare il gas naturale liquefatto (39,8 TWh nel 2015 e 30,9 TWh nel 2014),
- Rigassificare il GNL (26,5 TWh nel 2015 e 13,3 TWh nel 2014),
- Ricaricare (reloading) il GNL su altre navi (12,2 TWh nel 2015 e 16,7 TWh nel 2014),
- Rifornire autocisterne (0,3 TWh nel 2015 e 0,4 TWh nel 2014),
- Spostare il GNL direttamente da una nave all'altra (transhipping) servizio per il quale sono stati operati nel 2015 i lavori di ampliamento.

Nel mercato belga del gas si può scambiare la *commodity* presso **tre punti di scambio**:

1. **Zeebrugge Trading Point** - ZTP, *hub virtuale di trading (H-calorific)*;
2. **Zeebrugge Trading Point Low** – ZTPL, *hub virtuale di trading (L-calorific)*;
3. **Zeebrugge Beach** – ZEE, *hub fisico di trading*.

Gli **scambi** possono essere effettuati attraverso **accordi bilaterali OTC** o anonimamente, utilizzando le **piattaforme PEGAS** o **WEB-ICE**. Il **punto fisico di trading Zeebrugge Beach** risulta liquido perché vi viene scambiato il gas proveniente:

- a) Dal **Regno Unito**, a cui è collegato mediante una pipeline bidirezionale (*interconnector*) che lascia fluire il gas in funzione del differenziale di prezzo tra ZEE e NBP;
- b) Dai campi di estrazione della **Norvegia**, a cui è collegato mediante pipeline (Zeepipe);
- c) Dai **paesi esportatori di Gas Naturale Liquefatto**, grazie al diretto collegamento con il terminale di rigassificazione Zeebrugge GNL.

La possibilità di **scambiare il gas all'hub fisico Zee**, prima di immetterlo in rete e quindi di trattarlo al punto di scambio ZTP, permette di **evitare il pagamento dei costi di entry (circa 0,1 €/MWh in Italia)**. Per l'utilizzo di Zee beach si paga infatti unicamente una quota fissa di 6.000 € al mese. Ulteriori **differenze** rispetto all'**assetto italiano** sono costituite dall'assenza di un **corrispettivo variabile** (superiore a 0,5 €/MWh in Italia), anche per il gas immesso in rete, e i **costi di rigassificazione**.

I fattori abilitanti allo sviluppo della filiera risultano:

- La definizione di un quadro legislativo favorevole, mediante l'integrazione, la semplificazione e l'omogeneizzazione delle procedure di autorizzazione, garantendo tempi brevi e certi agli iter autorizzativi;
- L'implementazione di politiche regolatorie finalizzate ad eliminare le barriere all'ingresso di natura economica e tecnica, evitando sussidi incrociati e non gravando sulle tariffe del gas naturale applicate alle imprese industriali;
- La definizione di politiche atte a garantire la disponibilità stabile ed a prezzi competitivi, sia della materia prima GNL, che di un'ampia gamma di mezzi e apparecchiature ad esso collegati.
- La possibilità di ricevere navi GNL di diverse taglie, per agevolare la contrattazione degli operatori con i fornitori mondiali.
- La definizione di strumenti premianti per i soggetti che intendano avvalersi di tecnologie alimentate da Gas Naturale Liquefatto, in sostituzione di tecnologie a maggior impatto ambientale.

FOCUS BOX: SMALL SCALE GNL E TRASPORTO MERCI

Per raggiungere l'obiettivo a lungo termine di ridurre i gas serra (GHG) stabilito nell'accordo COP 21 di Parigi e, più in generale, di ridurre l'onere ambientale sulla Terra, i paesi del G20 hanno approvato il ruolo del gas naturale come mezzo per la transizione energetica. I *policy maker* e i regolatori, a livello internazionale, europeo e nazionale, si sono sempre più impegnati a ridurre l'onere ambientale nel settore dei trasporti, sostenendo in tal modo il GNL che avrà un ruolo chiave nella transizione verso la mobilità sostenibile.

Tabella 6. Impatto ambientale del GNL come combustibile (riduzione delle emissioni in%)

Tipo trasporto	CO ₂	NO _x	SO _x	PM
Marittimo	25%	90%	≈100%	≈100%
Stradale	20%	60%	≈100%	≈100%

Fonte: JBC Energy; World Ports Climate Initiative; IVECO; Sustainable Development – WIT Press.

A livello mondiale, l'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO), con il sostegno di oltre 170 paesi, ha convenuto di limitare il contenuto di zolfo nel carburante marittimo allo 0,5% nel 2020 per aree specifiche (ECA) dall'attuale limite del 3,5% per tutte le aree non ECA (Area di controllo delle emissioni). Questo supporta il GNL, in quanto non contiene praticamente zolfo.

A livello europeo, l'Unione europea ha stabilito un quadro comune per lo sviluppo di infrastrutture per i combustibili alternativi, in particolare il GNL, attraverso la rete trans europea di trasporto (TEN-T), con la direttiva sulle infrastrutture per i combustibili alternativi (DAFI - 2014/94 / UE) che prescrive: i) stazioni di rifornimento di GNL accessibili al pubblico per i veicoli pesanti entro la fine del 2025; ii) stazioni di rifornimento di GNL accessibili nei porti marittimi della rete centrale TEN-T entro la fine del 2025. Nel novembre 2018 il Parlamento Europeo ha adottato il primo standard di emissione di CO₂ per i veicoli pesanti con un obiettivo nel 2025 del 20% di emissioni in meno rispetto al 2019 e nel 2030 del 35% di emissioni in meno rispetto al 2019.

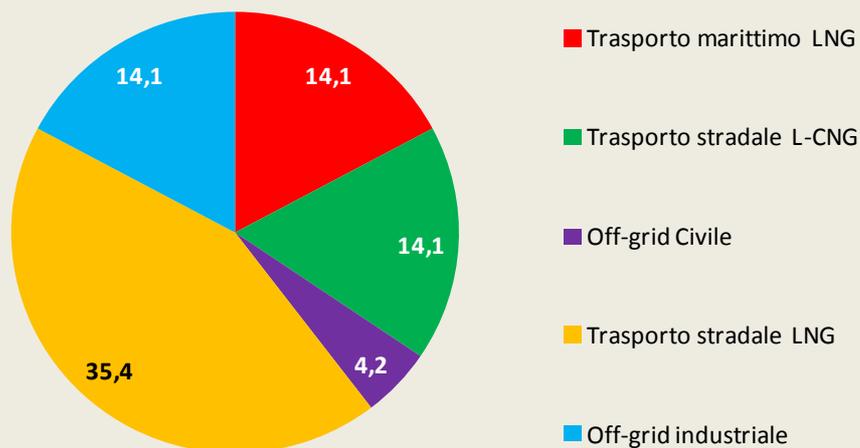
A livello nazionale, il Parlamento Italiano ha recepito la direttiva DAFI in Italia con il Decreto Legislativo n. 257 del 16 dicembre 2016; inoltre, il governo ha emesso nel 2017 la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017), che fissa due obiettivi molto ambiziosi nel settore dei trasporti: entro il 2030 il GNL contribuirà per il 50% al consumo totale del trasporto marittimo e per il 30% del consumo totale del trasporto su strada.

Lo sviluppo dei servizi *Small Scale GNL* (SSGNL) e di tutto il mercato GNL, è stato operato da ogni

Paese in maniera differenziata per contemplare le specifiche esigenze in termini di fabbisogni, risorse logistiche e infrastrutturali. L'implementazione italiana di tali servizi dovrà quindi tenere in grande considerazione le peculiarità specifiche del nostro paese, mutuando gli elementi principali delle esperienze europee all'avanguardia. Si può affermare che l'esperienza dei paesi scandinavi riguardo le attività di bunkeraggio e utilizzo del GNL rappresenti il modello di sviluppo dello *Small Scale GNL* più avanzato, ma alcuni fattori specifici hanno puntualmente favorito il mercato in tali stati (infrastruttura logistica già in parte presente per l'assenza di gasdotti in quella area, forte incentivazione all'utilizzo del GNL ricevuta dai Governi e normativa ambientale particolarmente stringente nelle Aree SECA). Il programma olandese di "Innovazione per lo sviluppo del GNL in ambito *small scale*" potrebbe rappresentare un modello a cui tendere. L'Olanda ha infatti attribuito ad un organismo apposito l'approfondimento delle tematiche afferenti al settore e dei suoi aspetti di dettaglio.

I servizi SSGNL stanno interessando in particolare il settore dei trasporti, permettendo la crescita a livello globale della domanda di GNL per i trasporti: per il trasporto su strada, il più grande mercato del GNL è in Cina, che ha visto una crescita esponenziale nell'ultimo decennio e ha ora oltre 2.500 stazioni di rifornimento e oltre 200.000 veicoli pesanti. In Europa alla fine del 2018 erano presenti 155 stazioni di rifornimento e 2.500 veicoli pesanti a GNL mentre a livello italiano la Strategia Energetica Italiana (SEN) prevedeva nel 2030 una domanda SSGNL di 82 TWh, di cui 35,4 per il trasporto stradale e 14,1 per il settore marittimo.

Figura 62: Domanda italiana SSGNL nel 2030 (TWh)

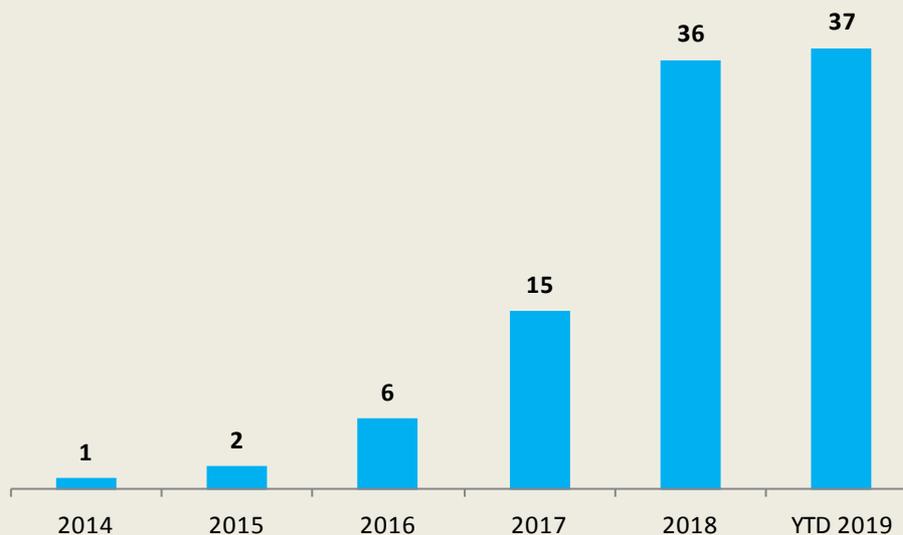


Fonte: Quadro Strategico Nazionale

L'Italia ha un grande potenziale per gli usi diretti del GNL e mostra interessanti trend di crescita

che saranno accelerati dalla realizzazione di nuove infrastrutture. Solo nel 2018 il numero di stazioni di rifornimento di GNL è aumentato del +140% rispetto al 2017.

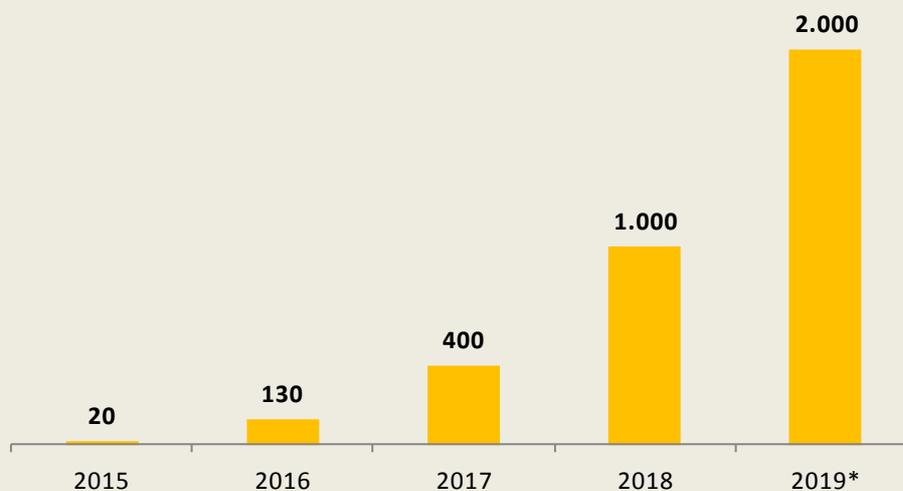
Figura 63: Numero di stazioni di rifornimento a GNL in Italia (n.)



Fonte: REF-E elaborazioni e previsioni su dati MIT, CNH e informazioni di mercato

Fra il 2017 e il 2018 il numero di veicoli pesanti a GNL è aumentato + 150% ed anche i consumi della *commodity* nel trasporto hanno seguito tale aumento.

Figura 64: Numero di veicoli pesanti a GNL in Italia (n.)



* Previsione

Fonte: REF-E elaborazioni e previsioni su dati MIT e CNH

L'Italia è anche uno dei mercati con la più vecchia flotta di veicoli pesanti, che risentirà maggiormente delle future limitazioni delle emissioni. Inoltre, in seguito alle aspettative del mercato finale di una società "rispettosa dell'ambiente", le industrie del *Food&Retail* hanno già iniziato a chiedere alle società di trasporto di utilizzare mezzi pesanti a GNL.

Per quanto riguarda il trasporto marittimo, l'Italia è il terzo mercato europeo in termini di trasporto merci. Inoltre, a causa della sua estesa rete portuale e della sua posizione strategica nel Mediterraneo orientale, il potenziale del GNL come combustibile per bunker è notevole.

Infine, il mercato italiano, benché coperto estesamente da una rete di distribuzione del gas presenta una domanda industriale *off-grid*; molte di queste utenze industriali *off-grid* sono legate ad industrie del *Food&Beverage*.

3. Conclusioni

Le analisi condotte in questo approfondimento fanno emergere un ruolo centrale del gas naturale all'interno delle strategie di decarbonizzazione europee e nazionali. Il gas rappresenta il combustibile di riferimento per molti processi industriali che, per caratteristiche tecniche ed evoluzione tecnologica avranno necessità di utilizzare il metano ancora per molti anni. Inoltre il gas ha consentito lo sviluppo dell'economia del riciclo (carta, vetro, acciaio, metalli, ecc.) e tuttora sostiene questa fetta significativa di economia circolare. Anche nel settore elettrico, nelle more di uno sviluppo economico-tecnico delle fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo, in molti Paesi europei il gas naturale rappresenta il combustibile impiegato per gli impianti di produzione elettrica *base load*. Nella progressiva sostituzione del carbone e del nucleare, rappresenterà inoltre un punto di riferimento per gli impianti cruciali alla gestione dei servizi ancillari e la sicurezza del sistema elettrico (*peakers*). Allo stesso tempo, l'esigenza di rafforzare i nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti, valorizzerà ulteriormente il fabbisogno di gas naturale e di biometano per le motorizzazioni a basso impatto ambientale.

Tuttavia, la produzione di gas naturale interna all'Unione Europea è sempre più limitata ed il continente è destinato ad aumentare il livello di importazioni da Paesi extra europei. Ciò pone un problema di sicurezza degli approvvigionamenti che non può essere disgiunto da una opportuna visione strategica di diversificazione delle forniture a livello comunitario. I temi della sicurezza e della diversificazione, come evidenziato nel rapporto, non possono infatti essere affrontati efficacemente a livello di singolo Paese come in passato, ovvero quando la produzione interna era molto elevata rispetto ai consumi complessivi di gas. La gestione degli approvvigionamenti europei deve essere costruita attraverso la condivisione di una strategia comunitaria, all'interno della quale tutti i Paesi abbandonino egoismi e rendite nazionali, sviluppando un mercato unico.

Con la prima Direttiva n. 30/1998 – oggi aggiornata dalla più recente Direttiva n. 73/2009 - era stato avviato il processo di liberalizzazione con il preciso intento di integrare i mercati europei favorendo l'integrazione dei mercati per la creazione di un sistema più sicuro e competitivo. Lo spirito iniziale di questo processo, la logica di sviluppo di un mercato comune del gas naturale, è stato profondamente intaccato dal dibattito sulle recenti proposte di modifica delle Direttive, dalle quali è emerso come l'Europa sia ancora divisa sulle prerogative nazionali in merito alle infrastrutture di adduzione del gas negli stati membri.

Dall'analisi condotta in questo studio emerge che l'Italia può svolgere un ruolo chiave nel contesto europeo se sarà in grado di far valere nelle sedi comunitarie il valore strategico delle rotte di approvvigionamento del gas naturale provenienti da sud e da sud est con un'attenzione sempre maggiore ai nuovi giacimenti che si stanno scoprendo nel bacino del mediterraneo. Oggi l'Italia, secondo mercato in Europa per consumi di gas, corre il rischio di essere considerata un

Paese “marginale” all’interno dei lavori di progettazione comunitaria del nuovo market design gas, verso il futuro assetto del trasporto *cross-border*. La valorizzazione del Paese quale mercato di approdo di nuove forniture di gas destinate anche al consumo comunitario, dovrebbe essere condiviso anche dagli altri Stati UE: da una parte concorrerebbe ad una maggiore sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti troppo sbilanciati verso la Russia (soprattutto in seguito al raddoppio del Nord Stream) ed in secondo luogo aumenterebbe la dimensione competitiva del mercato comunitario. Questa condivisione strategica dovrebbe tradursi in una serie di azioni del Governo italiano volte a confermare le principali infrastrutture che si stanno sviluppando per portare il gas in Italia come progetti prioritari europei e a garantire all’Italia l’accesso alle riserve di gas del Mediterraneo dell’Est. Inoltre, sempre sul piano infrastrutturale dovrebbero essere rafforzati prioritariamente tutti i progetti che potenziano e sviluppano l’integrazione del mercato italiano con quello del Nord Europa e, ad ovest, con la Spagna.

Infine, l’integrazione fisica dei mercati deve essere accompagnata da un nuovo e più efficiente approccio sulla gestione delle capacità di transito sulle *pipeline* tra Stati membri, nella logica di valorizzare l’uso delle infrastrutture di trasporto attraverso meccanismi tariffari che non costituiscano barriere all’entrata distorsive del progetto di mercato unico europeo, ma anzi promuovano lo scambio di gas tra mercati. Migliorare la regolazione dei transiti all’interno dell’Europa - anche mediante interventi sulle distorsioni causate dalle attuali forme di *pancaking* tariffario - significa incrementare l’utilizzo efficiente della capacità esistente e sviluppare un mercato competitivo, altrettanto liquido quanto quello del Nord Europa.

Venendo al quadro nazionale, lo studio conferma e rafforza il fabbisogno di gas naturale previsto dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. La prospettiva di volumi in crescita al 2030-2040, nello specifico del caso italiano è strettamente connessa al livello dei consumi industriali difficilmente comprimibili almeno fino al 2040 e alle esigenze di consumi di gas connessi al *coal phase-out* che andrà a caratterizzare un nuovo modello di produzione elettrica sempre più orientato al binomio gas-rinnovabili per la stabilità e l’adeguatezza della rete elettrica. Sulla base delle valutazioni condotte emerge che anche i consumi del settore civile appaiono difficilmente comprimibili nei prossimi anni, mentre risulta crescente in prospettiva l’utilizzo nel settore dei trasporti. Un impulso alla crescita dei consumi di gas naturale nei trasporti, potrebbe derivare dalla realizzazione delle necessarie infrastrutture di distribuzione, in forma liquida e compressa.

In conclusione, il gas naturale riveste un ruolo strategico centrale tra le fonti di energia del nostro Paese. E’ innegabile che da questa *commodity* dipenderà la competitività energetica del nostro sistema economico e le prospettive di sviluppo industriale. Per questa ragione lo sviluppo del mercato italiano nel contesto europeo, sia sul piano infrastrutturale che regolamentare, deve essere collocato al centro della politica energetica del Governo.

