

Domanda e offerta di gas naturale

Il 2014 è stato un anno deludente per l'Area euro: le prospettive di una fase di crescita significativa, che l'andamento positivo dei principali indicatori congiunturali lasciava presagire all'inizio dell'anno, si sono affievolite con il passare dei mesi, per la perdurante debolezza della domanda interna e la frenata di quella estera. L'espansione dell'economia americana, seppure brillante, non è stata sufficiente, da sola, a compensare le difficoltà di altre aree: un rallentamento ha, infatti, interessato i vari Paesi emergenti, Brasile e Russia in particolare, ma anche la Cina, dove la crescita degli investimenti è diminuita nella seconda parte dell'anno; il Giappone ha registrato una crescita vicina allo zero, come riflesso di una domanda interna debole e del crollo degli investimenti residenziali.

La delusione è stata anche più significativa per l'Italia. Nonostante i primi segnali di miglioramento evidenziati lo scorso anno in queste stesse pagine, la nostra economia è stata l'unica, fra quelle dell'eurozona, a chiudere con una variazione del PIL di segno negativo. In media d'anno, l'indice del fatturato dei prodotti industriali ha registrato nel 2014 una riduzione (-1,2%) per il terzo anno consecutivo, seppure nettamente più contenuta di quella osservata nei due anni precedenti (-7% nel 2012 e -3,8% nel 2013). Il calo, tra l'altro, è stato tutto a carico del mercato interno, mentre le imprese orientate ai mercati esteri hanno registrato un segno positivo. Nella media del 2014, infatti, il fatturato industriale sul mercato nazionale è diminuito del 2,6%, mentre la componente realizzata sui mercati esteri ha segnato un'accelerazione (+1,8%).

In aggiunta a ciò, i mesi invernali (inizio e fine anno) del 2014 hanno registrato condizioni climatiche particolarmente miti, facendo mancare alla domanda di gas anche la spinta proveniente dai consumi per riscaldamento.

Non stupisce, quindi, che lo scorso anno, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, il consumo interno lordo di gas naturale sia diminuito di altri 8 miliardi di metri

cubi, scendendo a 61,9 G(m³) dai 70,1 G(m³) del 2013. In termini percentuali, il consumo lordo è diminuito dell'11,6% rispetto al 2013. Con quest'ultima caduta, la quarta consecutiva, i livelli di consumo lordo sono tornati ai valori rilevati tra il 1997 e il 1998.

Nei primi mesi del 2015 lo scenario è mutato: i segnali sono finalmente quelli di un'inversione di tendenza. Un sostegno alla crescita dovrebbe derivare ancora dal rafforzamento degli scambi mondiali, dalla caduta del prezzo del petrolio, dalla svalutazione dell'euro e dalle misure di politica monetaria, poste in essere dalla Banca centrale europea, che favoriranno il mantenimento di un basso costo del servizio del debito pubblico e di bassi tassi di interesse anche per gli investimenti privati. Sebbene permangano pesanti elementi di incertezza, non ultimo dei quali un tasso di disoccupazione ai massimi storici e un'estrema selettività delle banche a concedere credito, sul quadro economico italiano potranno giovare il migliorato clima di fiducia e il potere d'acquisto delle famiglie, tornato a salire dopo sei anni consecutivi di contrazione.

Coerentemente agli andamenti economici e climatici sopra accennati, nel 2014 si sono registrati, in particolare, una marcata diminuzione (-16,9%) dei consumi civili (residenziale e terziario), una discesa nei consumi della generazione termoelettrica - dove il gas risulta sempre più spiazzato dalle fonti rinnovabili - ancora molto rilevante (-14,1%) e un ulteriore ripiegamento negli usi industriali (-2,1%). Come da diversi anni a questa parte, l'unico comparto in costante crescita è risultato quello dell'autotrazione: nel 2014 l'impiego di gas per i trasporti è aumentato del 6%, superando per la prima volta un miliardo di metri cubi.

Rispetto al punto di massimo toccato nel 2005, nel 2014 la domanda finale complessiva si è ridotta del 28%, ma la contrazione ha inciso profondamente sugli usi produttivi (-30% nell'industria, -43% nel termoelettrico) più che sul settore civile,

dove i consumi hanno tenuto, almeno fino al 2013. Il crollo del 2014 (-17%), infatti, è largamente imputabile al fattore climatico. La caduta, ancora rilevante, della domanda finale nel 2014 è stata coerentemente accompagnata da riduzioni nella produzione nazionale (-7,6%) e nelle importazioni nette (-10,1%). I quantitativi di gas importato dall'estero si sono ridotti di 6,2 G(m³) rispetto al 2013, scendendo a 55,8 G(m³); le esportazioni sono salite leggermente da 228 a 237 M(m³). Inoltre, nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati inferiori alle immissioni; pertanto i quantitativi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 757 M(m³) più elevati dei quantitativi di inizio d'anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore dei consumi nazionali nel 2014 è risultato pari a 59,8 G(m³), un valore del 12,3% più basso del 2013. Poiché il calo nelle importazioni è stato inferiore a quello dei consumi, nel 2014 il livello di dipendenza dall'estero (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) è risalito al 90,1% dall'88,4% registrato nel 2013.

Il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato anche quest'anno redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori regolati in base al gruppo di appartenenza dichiarato presso l'Anagrafica operatori, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nel caso in cui un'impresa dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, cioè la somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite effettuate all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti

allo stesso gruppo societario. Come di consueto, tutte le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie. Nell'anno 2014 i tre gruppi principali sono stati Eni, GdF Suez ed Edison, i cui impieghi sono risultati rispettivamente pari a 60,9 G(m³), 28,3 G(m³) e 19,1 G(m³). In particolare, la crescita del gruppo Eni e del gruppo GdF Suez è da imputarsi alla crescente attività nel mercato all'ingrosso di alcune società appartenenti a tali gruppi industriali.

Nella classe dei grandi gruppi che hanno impieghi compresi tra 10 e 15 G(m³), vi sono, come l'anno scorso, due gruppi con vendite e autoconsumi che nel caso di Enel corrispondono a 12,3 G(m³), mentre nel caso di Royal Dutch Shell a 12,2 G(m³). Nella classe dei gruppi i cui impieghi sono compresi tra 2 e 10 G(m³), sono presenti nove gruppi con vendite e autoconsumi che passano dai 4,5 G(m³) di ENOI ai 2,2 G(m³) di Iren, mentre gli altri gruppi appartenenti a questa classe sono E.On, Hera, Duferco Group, A2A, Gunvor, Roma Gas & Power e VNG Italia. Risultano, dunque, usciti da questa classe Vitol e Unogas.

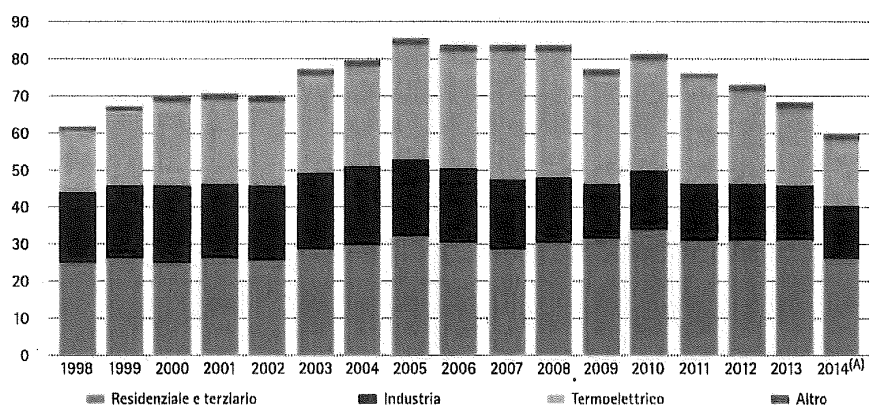
Vitol, con impieghi pari a 1,9 G(m³), è il più grande dei dieci gruppi inclusi nella classe successiva, quella dei gruppi con impieghi compresi tra 1 e 2 G(m³): in questa classe il gruppo più piccolo è, invece, EconGas i cui impieghi sono di poco superiori a 1 G(m³).

Unogas è, invece, compreso tra i 72 gruppi della classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m³) e che hanno vendite e/o autoconsumi pari a circa 380 M(m³); nell'ultima classe ricadono, infine, 259 gruppi che vanno dai 95 M(m³) del più grande ai 755 m³ del più piccolo.

Come si spiegherà più diffusamente nel corso del presente Capitolo, continuano a registrarsi nuovi ingressi nel mercato; questo aspetto,

FIG. 3.1

Consumi di gas naturale per settore
G(m³)



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale
2014G(m³); valori riferiti ai gruppi
industriali

	GRUPPO ENI	15-30 G(m ³)	10-15 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
Produzione nazionale netta	6,9	0,3	0,7	-	-	0,1	0,0	8,1
Importazioni nette ^(A)	30,9	10,3	5,4	2,5	1,7	2,5	0,1	53,4
Variazioni scorte	0,8	0,2	-0,1	-0,7	-0,1	0,1	0,0	0,1
Stoccaggi al 31 dicembre 2013	2,8	1,3	0,9	1,2	0,6	1,3	0,0	8,2
Stoccaggi al 31 dicembre 2014	2,0	1,1	1,0	1,9	0,7	1,2	0,0	8,0
Acquisti sul territorio nazionale	24,6	36,1	18,5	27,6	10,9	23,9	4,3	145,9
da Eni	20,0	2,3	3,4	6,2	1,4	3,0	0,5	36,8
da altri operatori	4,5	33,8	15,1	21,4	9,5	20,9	3,9	109,1
Acquisti in Borsa	0,1	0,1	0,0	0,5	1,5	0,6	0,1	3,0
Cessioni ad altri operatori nazionali	42,2	35,2	17,4	21,1	11,4	14,2	0,8	142,3
- di cui vendite al PSV	38,6	26,8	12,2	14,9	8,5	7,3	0,4	108,7
Vendite in Borsa	0,0	1,0	0,2	1,0	0,2	0,8	0,0	3,3
Trasferimenti netti	-1,7	0,8	0,2	0,3	0,2	0,4	0,1	0,3
Consumi e perdite ^(B)	0,5	0,4	0,2	0,3	0,1	0,2	0,0	1,8
Autoconsumi	5,3	2,9	0,1	0,6	0,0	1,1	0,2	10,1
Vendite finali	13,3	8,4	6,9	7,4	2,4	11,4	3,6	53,3
- di cui a clienti finali collegati	0,7	0,8	1,5	1,4	0,8	1,6	0,2	7,0
Al mercato libero	9,7	7,7	5,8	5,4	2,2	9,2	2,5	42,5
Al mercato tutelato	3,6	0,7	1,0	2,0	0,2	2,2	1,1	10,8
Vendite finali per settore								
Domestico	3,6	1,0	2,4	2,3	0,3	2,7	1,4	13,7
Condominio uso domestico	0,5	0,0	0,1	0,5	0,0	0,7	0,5	2,3
Commercio e servizi	1,5	0,4	0,4	0,9	0,5	1,9	0,7	6,4
Industria	6,0	3,9	2,0	1,2	0,7	4,4	0,7	18,8
Generazione elettrica	1,4	3,0	2,0	2,3	0,9	1,2	0,1	10,9
Attività di servizio pubblico	0,3	0,1	0,0	0,2	0,0	0,5	0,1	1,2

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi gli acquisti in Borsa).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

unito al fatto che la mobilità dei gruppi nelle diverse classi è sempre di particolare rilevanza, fa sì che la connotazione delle classi sia diversa rispetto al passato.

Come da tradizione, la produzione nazionale è sostanzialmente tutta in capo al gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison e alcuni altri piccoli coltivatori.

Relativamente alle importazioni, continua la diminuzione delle stesse a livello nazionale e il fenomeno ha praticamente riguardato tutte le classi.

Per quello che attiene al mercato all'ingrosso, appare in controtendenza rispetto agli ultimi anni la modalità di un approvvigionamento particolarmente differenziato dei diversi gruppi; rispetto al passato, infatti, è risalita al 17,5% la quota di gas direttamente approvvigionato da Eni.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, nel 2014 sono risultate pari a quasi il 70% dei volumi venduti e autoconsumati e appaiono molto significative in tutte le classi, eccetto quella che comprende i gruppi più piccoli, dove la quota di gas destinato

a questo mercato è pari ad appena il 18,1%; d'altra parte, in questa classe sono raggruppati i soggetti che sono concentrati nella vendita al dettaglio. Nel 2014 è cresciuto notevolmente anche il valore delle vendite al Punto di scambio virtuale (PSV) che ammontano a oltre 100 G(m³), rappresentando quasi il 75% delle vendite all'ingrosso. La quota di vendite al PSV è sempre particolarmente elevata (nel gruppo Eni supera addirittura il 90%), sebbene sia pari al 48% nella classe cui afferiscono i gruppi che hanno venduto e/o autoconsumato tra 0,1 e 1 G(m³), e al 44% nel caso di quelli con impieghi sotto i 0,1 G(m³).

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi è stata, nel 2014, pari al 4,8%, risultando particolarmente rilevante nei gruppi più grandi, che generalmente dispongono di impianti di produzione di energia elettrica, ma appare abbastanza significativa anche nei gruppi di minori dimensioni dove sono presenti diversi produttori di energia elettrica. Se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo rimanga considerevole, seppure in continua diminuzione negli anni più recenti: esso, infatti, equivale all'8,2% del gas complessivamente

impiegato (la stessa quota era pari al 13,3% nel 2011, al 12,3% nel 2012 e al 10,5% nel 2013). Eni destina il 10% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre i gruppi che gli riservano la quota maggiore sono i più piccoli con quote pari a 9,8% e 8,7%.

Le vendite al mercato finale hanno rappresentato anche nel 2014 il 25,5% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 72,2%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m³) tali vendite equivalgono al 41,5% del gas impiegato e per quelli della classe 10-15 G(m³) al 28%. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2014 il 20,2% delle vendite complessive al mercato finale; per gli operatori della classe più piccola la quota di gas destinata al mercato tutelato è stata pari al 30,5%. Appartengono, infatti, a questa classe gli operatori le cui vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi) sono particolarmente elevate dato che raggiungono il 77,4% delle vendite finali, confermando che quanto più un operatore è piccolo, tanto più tende ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita, che risale ad ancora prima della liberalizzazione.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

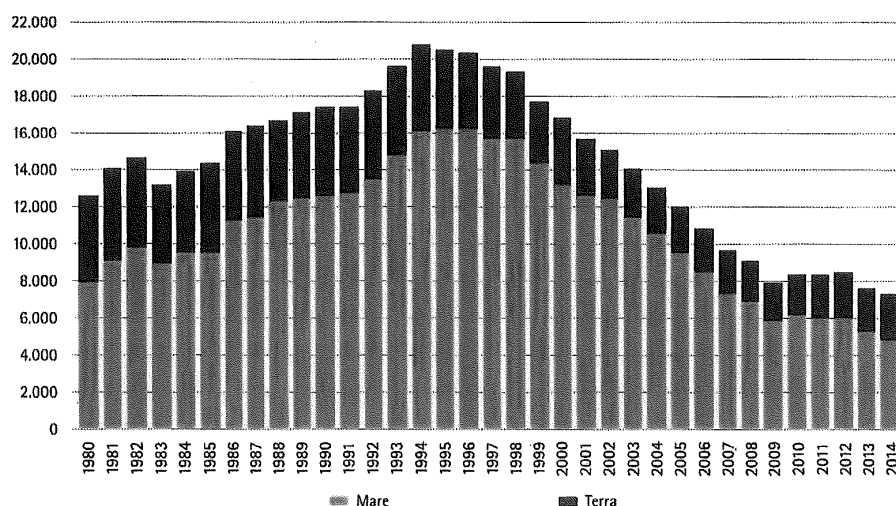
Produzione nazionale

Secondo i dati provvisori del Bilancio energetico nazionale diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2014 l'estrazione di gas sul territorio nazionale è scesa a 7.149 M(m³), evidenziando quindi una diminuzione del 7,6% rispetto al 2013, per una copertura del fabbisogno interno (lordo) dell'11,5%.

Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, riprodotti nella figura 3.2, la produzione 2014, pari a 7.286 M(m³) - valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente - è stata ottenuta per il 33% da giacimenti a terra e per il 67% da coltivazione in mare. La quantità di gas estratta da giacimenti in terraferma, pari a 2.422

M(m³), è leggermente aumentata (+2,3%) rispetto al 2013, mentre un netto ridimensionamento (-8%) ha riguardato la produzione in mare, quest'anno pari a 4.863 M(m³). Nel suo *Rapporto Annuale*, la Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico valuta le riserve certe di gas, al 31 dicembre 2014, in 53,7 G(m³) e quelle probabili in 59,8 G(m³) (Fig. 3.3). Rispetto ai dati diffusi nel 2014, le riserve certe risultano diminuite del 4,4%, mentre quelle probabili sono maggiori del 2,1%. Anche le riserve valutate come possibili¹ sono cresciute, passando da 21,9 a 24,4 G(m³).

Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni e contando solo sulle riserve certe, la produzione di gas naturale si esaurirebbe in sei anni e otto mesi, sebbene parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, grazie



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

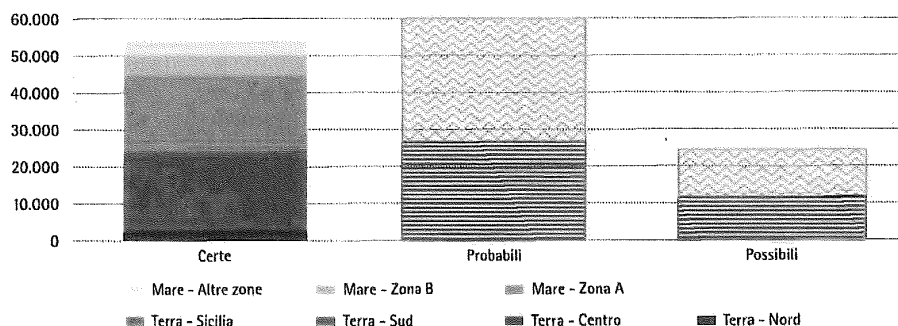
FIG. 3.2

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
M(m³)

¹ Le riserve di gas sono quantità stimate che vengono definite, secondo la classificazione internazionale, "certe", "probabili" o "possibili" in base al livello di probabilità di venire commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della loro valutazione. In particolare, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, vengono definite riserve "certe" quando tale probabilità è superiore al 90%, "probabili" quando il grado di probabilità è superiore al 50% e "possibili" quando è minore del 50%.

FIG. 3.3

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2014
M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2014
M(m³)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	6.877	85,1%
Royal Dutch Shell	674	8,3%
Edison	350	4,3%
Gas Plus	145	1,8%
Altri	34	0,4%
TOTALE	8.080	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	7.149	—

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

all'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti. La parte più rilevante delle riserve certe, il 55%, si trova in mare, mentre il restante 45% è localizzato in terraferma (quasi interamente al Sud). In base ai dati raccolti nella consueta indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, nel 2013 sono stati estratti complessivamente 8.080 M(m³) da 18 imprese, riunite in 12 gruppi societari².

L'85% circa di tutta la produzione nazionale è estratto dalle società del gruppo Eni, l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell, con l'8,3%. Quest'ultimo ha comunque accresciuto la propria quota di mercato dell'1% rispetto al 2013, distanziandosi maggiormente dal gruppo Edison (4,3% nel 2014 e 5,1% nel 2013), con il quale da diversi anni

si alterna nella seconda e nella terza posizione. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota dell'1,8%.

Importazioni

Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, i quantitativi di gas importato nel 2014 si sono ridotti di un altro 10%, scendendo a 55.757 dai 61.966 M(m³) dell'anno precedente. Il calo, il quarto consecutivo, è stato anche il più marcato, nettamente superiore a quelli dei tre anni precedenti (-8,5% nel 2013, -3,8% nel 2012 e -6,6% nel 2011). In un percorso di discesa che non accenna a fermarsi, dal 2010 le importazioni di gas in Italia si sono ridotte di un quarto, pari a circa 20 G(m³). Essendo le esportazioni lievemente aumentate da 228 a 237 M(m³), cioè del 3,9%, il tasso di

² Come lo scorso anno, e diversamente da quanto accadeva negli anni precedenti, il dato complessivo risulta leggermente superiore a quello di fonte ministeriale, ma anche qui possono valere le considerazioni circa il potere calorifico utilizzato nella stima dei dati che potrebbero essere differenti.

riduzione delle importazioni nette è risultato leggermente più forte, pari a -10,1%, con i volumi che dai 62 G(m³) scarsi sono arrivati a 55,5 G(m³).

Coerentemente con una domanda lorda e finale in continua diminuzione, inoltre, un altro miliardo scarso di metri cubi è andato a stoccaggio: le immissioni, infatti, hanno superato i prelievi, pertanto a fine anno i quantitativi di gas in deposito sono risultati superiori di 757 M(m³) rispetto a quelli presenti a fine 2013.

Poiché la produzione nazionale è scesa, come si è appena visto, a 7.149 M(m³) e considerando la stima ministeriale dei consumi di rete e delle perdite di sistema, pari a 2.070 M(m³), i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2014 (Fig. 3.4) sono valutabili in 59.842 M(m³), 12,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2013. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è risalito al 90,1% dall'88,4%.

La figura 3.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per Paese di provenienza del gas³. L'ulteriore crollo delle importazioni del gas di origine algerina ha lasciato spazio ad altri Paesi che, nonostante la generale contrazione dei livelli di consumo – e dunque delle importazioni in Italia – mostrano un incremento nei volumi.

Le importazioni dall'Algeria, che già lo scorso anno avevano registrato una corposa riduzione, nel 2014 si sono sostanzialmente dimezzate (-5,9 miliardi, ovvero -46%), fermandosi a 8,8 G(m³). Il nuovo cedimento è certamente legato alle difficoltà produttive del Paese africano (per i noti problemi socio-politici), ma anche al contenimento dei quantitativi che gli importatori hanno imposto in attesa che i prezzi dei contratti gas di lungo-termine, stipulati con Sonatrach, iniziassero a scendere per riflettere la discesa delle quotazioni petrolifere cui sono indicizzati.

Penalizzato da prezzi elevati come quello algerino, anche il GNL proveniente dal Qatar è diminuito di un altro 13% (che segue il -14% registrato nel 2013), vale a dire di 650 M(m³). Nel 2014 le minori importazioni di gas da Algeria e Qatar, insieme a quelle provenienti da altri Paesi (tra cui Trinidad e Tobago), hanno complessivamente condotto in Italia 12,3 G(m³) in meno rispetto al 2013. Questo spazio è stato compensato, ma solo a metà, dalle ridotte esigenze di gas in Italia, da un aumento dei quantitativi importati di altra origine.

Nonostante le agitazioni ancora in atto in quel Paese, le importazioni dalla Libia sono infatti salite del 14% (+808 milioni), ma soprattutto sono cresciuti gli approvvigionamenti dai mercati maggiormente concorrenziali del Nord Europa, favoriti dai prezzi contenuti che

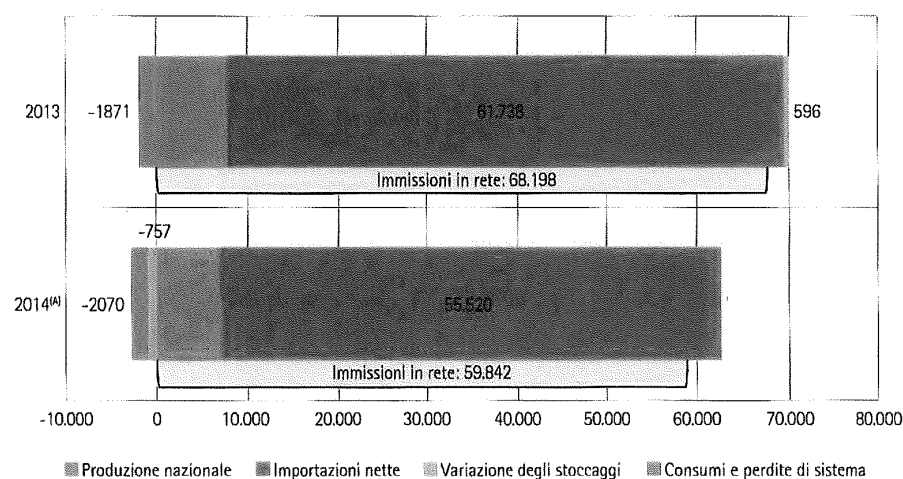


FIG. 3.4

Immissioni in rete nel 2013 e nel 2014
G(m³)

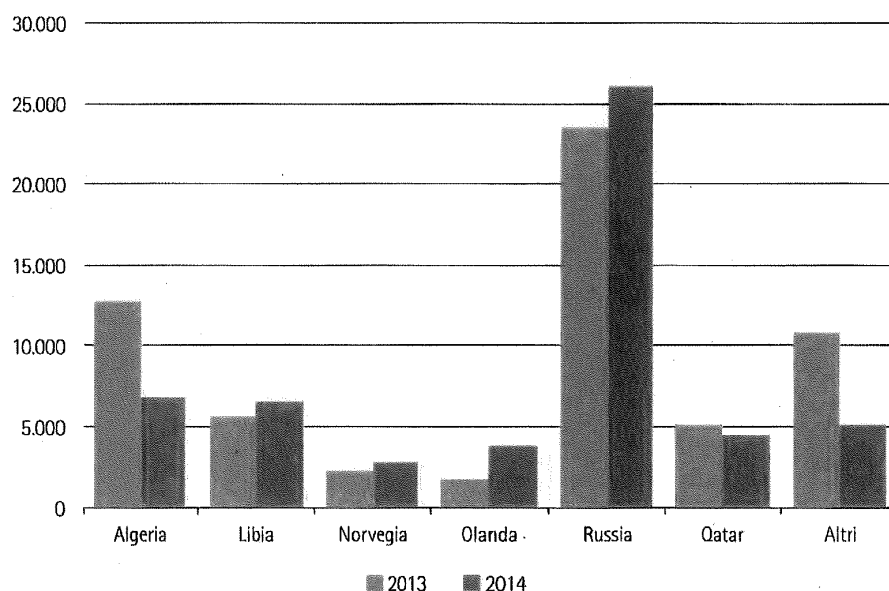
(A) Dati preconsuntivi per il 2014

³ Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Anche il gas importato in regime di *swap* è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas stesso.

FIG. 3.5

Importazioni lorde di gas nel 2013 e nel 2014 secondo la provenienza

M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

si sono manifestati specialmente nei mesi estivi. Le importazioni dall'Olanda sono aumentate di 2,15 G(m³), cioè del 123%, e quelle dalla Norvegia sono cresciute di 500 M(m³), vale a dire del 22%. Le rinegoziazioni dei contratti *take or pay* sono, invece, alla base della crescita di altri 2,65 G(m³) (+11%) dalla Russia, che già nel 2013 aveva compensato la caduta delle importazioni algerine.

Per effetto di queste variazioni, nel 2014 il peso della Russia tra i Paesi che esportano in Italia si è ulteriormente accresciuto, arrivando a contare quasi per metà (47%) dell'intero approvvigionamento estero italiano. Con una quota del 12,3% del gas complessivamente importato, l'Algeria ha conservato comunque la seconda posizione, seguita e quasi raggiunta dalla Libia (11,7%).

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2014 i quantitativi di gas importato in Italia sono scesi a 53,6 G(m³) dai 61,3 G(m³) raggiunti nel 2013⁴.

La diminuzione è stata, quindi, pari a -12,6%, più ampia rispetto a quella valutata nei dati del Ministero dello sviluppo economico⁵. Il 5,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 3 G(m³) circa, è stato acquistato presso le Borse europee (Tab. 3.3).

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, che anche nel 2014 – in controtendenza rispetto alla media nazionale – non ha diminuito i quantitativi acquistati all'estero: infatti, i volumi approvvigionati, pari a 31,05 G(m³), sono lievemente superiori (0,9%) a quelli del 2013, pari a 30,8 G(m³). Il piccolo incremento delle importazioni di Eni, confrontato con una base complessiva (il totale delle importazioni nazionali) che si è fortemente ridotta, ha fatto balzare la quota di mercato della società al 58% (55,7% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), nettamente superiore, quindi, al 50% registrato nel 2013. L'incidenza di Eni nell'approvvigionamento di gas ha raggiunto

⁴ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

⁵ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono in parte dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e in parte da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi che il ministero classifica come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana", in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

TAV. 3.3Primi venti importatori di gas
in Italia nel 2014M(m³); Importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	31.052	58,0%
Edison	9.723	18,2%
Enel Trade	4.934	9,2%
Gunvor International B.V.	572	1,1%
Axpo Italia	561	1,0%
Gdf Suez Energia Italia	555	1,0%
ENOI	535	1,0%
Dufenergy Trading	485	0,9%
Shell Energy Europe Limited	467	0,9%
Repower Italia	417	0,8%
Hera Trading	304	0,6%
Energetic Source	300	0,6%
Centrex Italia	292	0,5%
Worldenergy	272	0,5%
E.On Global Commodities	249	0,5%
Statoil Asa	235	0,4%
Gas Intensive	219	0,4%
Vitol	194	0,4%
Econgas Gmbh	166	0,3%
BP Energy Europe - Sede secondaria	161	0,3%
Altri	1.863	3,5%
TOTALE	53.556	100%
Di cui: Importazioni dalle Borse europee	2.953	5,5%
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	55.757	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

il minimo nel 2010 con il valore del 39,2%; dal 2011, anno della fine dell'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, è costantemente in aumento.

Con alcune (poche) eccezioni oltre a Eni, nel 2014 tutti gli importatori hanno ridotto i quantitativi di acquisto all'estero. Edison, secondo in classifica, ha approvvigionato quasi 3 G(m³) in meno rispetto al 2013. Pertanto, la sua quota nel mercato dell'importazione è scesa al 18,2% e la distanza da Eni si è ulteriormente ampliata, arrivando quasi a 40 punti percentuali. Nel 2014 le importazioni di Enel Trade si sono ridotte quasi di un terzo, essendo scese a 4,9 G(m³) dai 7 G(m³) acquistati nel 2013. Ciò nonostante, Enel Trade è rimasta al terzo posto, anche se con una quota del 9,2%, due punti in meno all'11,3% ottenuto l'anno precedente.

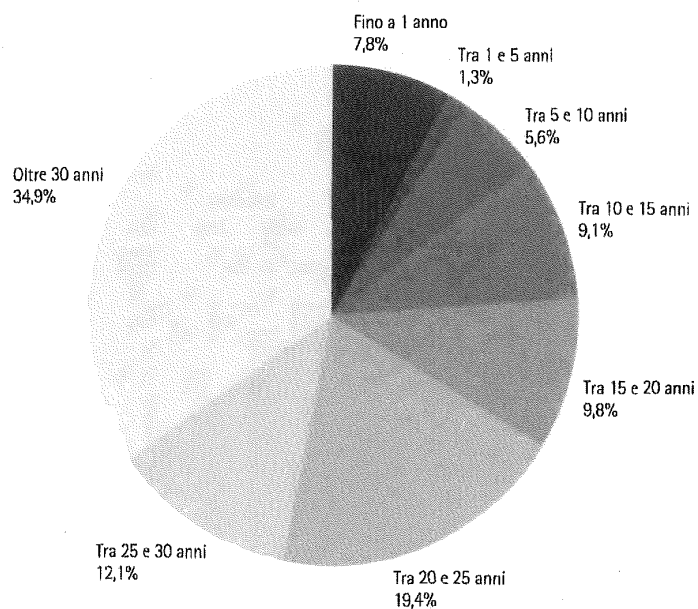
Gunvor International B.V. è il quarto importatore che ha approvvigionato poco più di mezzo miliardo di metri cubi per il mercato italiano, ma - com'è evidente dalla tavola 3.3 - la sua quota è largamente inferiore a quella dei primi tre.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato quasi 46 dei 54 G(m³), cioè l'85,3% del gas entrato nel mercato italiano. Come in passato, inoltre, tale quota è in aumento (era 82,1% nel 2013) a causa dell'incremento della quota di Eni che le riduzioni nelle quote di Edison ed Enel Trade non riescono a compensare.

L'analisi delle *Annual Contract Quantity* pattuite nei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2014 secondo la durata intera (Fig. 3.6) evidenzia una struttura piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera

FIG. 3.6

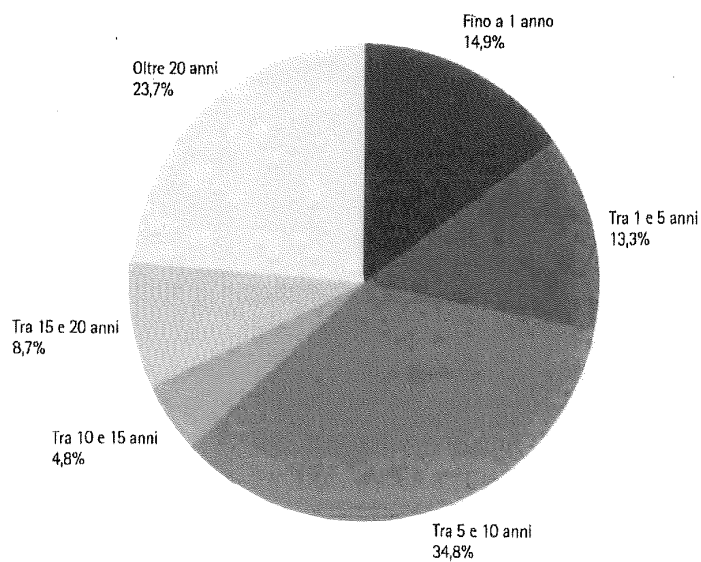
Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2014, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.7

Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2014, secondo la durata residua



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

supera i 20 anni, è infatti pari al 66,4% e risulta stabile negli ultimi cinque anni. L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è leggermente diminuita (9,2% nel 2014 contro l'11,2% del 2010), mentre quella dei contratti di media durata (5-20 anni) è rimasta più o meno costante intorno al 25%. Va detto però che il mercato si va restringendo. Con il passare del tempo, le *Annual Contract Quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura sono complessivamente sempre più basse: dai circa 125 G(m³) pattuiti cinque anni fa, nel 2014 i volumi contrattati sono complessivamente scesi a circa 86 G(m³). Resta, infine, da

sottolineare che l'incidenza delle importazioni *spot*⁶, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è leggermente diminuita anche nel 2014, passando dall'8,8% al 7,8%.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2014 (Fig. 3.7) si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando: il 63% dei contratti (60% nel 2013) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 28% di essi (27% nel 2013) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Il 32% dei contratti oggi in vigore con una vita residua superiore a 15 anni è comunque pari al 32%.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Come ogni anno, il Ministero dello sviluppo economico ha aggiornato, nell'ottobre 2014, la Rete nazionale dei gasdotti e la Rete di trasporto regionale⁷. Per quanto riguarda la Rete nazionale dei gasdotti, le novità introdotte hanno riguardato l'inserimento dei metanodotti "Allacciamento Geo Gas Stock di Salandra" e "Nuova dorsale DN600(24") San Marco-Recanati" di circa 32 km, oltre che la cancellazione del gasdotto "Allacciamento Ital Gas Storage di Corneigliano Laudense" (tipologia "F"), in quanto il cliente ha formalmente rinunciato alla realizzazione dello stesso. L'aggiornamento della Rete di trasporto regionale ha riguardato l'inserimento di numerosi tratti di rete di nuova realizzazione o di tratti in progetto e diverse cancellazioni o dismissioni.

L'assetto del trasporto del gas naturale è rimasto, comunque, sostanzialmente invariato rispetto agli scorsi anni. Al di là delle modifiche

delle reti, sono sempre dieci le imprese che gestiscono la Rete di trasporto del gas nazionale e regionale: tre per la Rete nazionale e nove per la Rete regionale (Tav. 3.4).

Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 32.339 km di rete sui 34.628 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas, vale a dire il 93,4% delle reti. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente amministra 1.527 km di rete, di cui 473 km sulla Rete nazionale. Vi sono poi altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti di Rete regionale. La tavola 3.5 mostra i dati preconsuntivi circa le attività di trasporto per regione. La prima e la seconda colonna riportano la lunghezza delle reti. Nelle cinque colonne successive sono, invece, riportati i volumi di gas transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti; nell'ultima colonna è evidenziato il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di

⁶ Vale la pena ricordare che questa è stata valutata, come negli anni passati, escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

⁷ Tramite due decreti del Ministero dello sviluppo economico, entrambi del 9 ottobre 2014. Come ha stabilito il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 ottobre 2010, infatti:

- i soggetti gestori di tratti della Rete nazionale dei gasdotti, entro il 31 luglio di ogni anno, devono presentare al ministero l'istanza per l'aggiornamento delle infrastrutture (descrivendo lo stato della consistenza al 30 giugno dello stesso anno) e quella relativa ai progetti di nuovi gasdotti in corso a tale data. Il ministero procede poi, entro il 30 novembre, all'emanazione di un decreto relativo all'aggiornamento della Rete nazionale, sentite l'Autorità e le Regioni interessate;
- i soggetti gestori di tratti della Rete di trasporto regionale, entro il 31 luglio di ogni anno, devono presentare al ministero l'istanza di aggiornamento delle infrastrutture, descrivendo lo stato della consistenza al 30 giugno dello stesso anno. Entro il 30 novembre, sentite l'Autorità e le Regioni interessate, il ministero emana un decreto relativo all'aggiornamento della Rete regionale dei gasdotti.

TAV. 3.4

Reti delle società di trasporto
nel 2014
km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.559	22.780	32.339
Società Gasdotti Italia	473	1.054	1.527
Retragas	0	407	407
Infrastrutture Trasporto Gas	83	0	83
Metanodotto Alpino	0	76	76
Energie	0	63	63
Gas Plus Trasporto	0	41	41
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas		41	41
Netenergy Service	0	36	36
Italcogim Trasporto		15	15
TOTALE	10.115	24.513	34.628

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.5

Attività di trasporto per
regione nel 2013
Lunghezza reti in km; volumi
riconsegnati in M(m³)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO ^(A)		
Valle d'Aosta	0	56	45	49	0	0	94	11
Piemonte	504	2.153	3.262	1.062	1.996	67	6.387	499
Lombardia	22	455	816	223	411	2	1.452	64
Trentino Alto Adige	704	4.439	7.699	2.486	3.820	531	14.536	2.371
Veneto	108	372	599	284	58	0	942	91
Friuli Venezia Giulia	817	2.083	3.431	1.298	437	52	5.219	575
Liguria	491	566	706	543	600	164	2.014	168
Emilia Romagna	1.249	2.580	3.662	2.671	1.824	4.380	12.537	732
Toscana	611	1.472	1.942	920	1.514	4	4.380	324
Umbria	477	1.456	1.982	580	546	464	3.572	455
Marche	303	645	773	384	0	73	1.230	220
Lazio	179	465	488	244	69	0	801	96
Abruzzo	562	936	628	312	188	91	1.218	310
Molise	354	522	116	65	174	400	755	134
Campania	554	1.399	1.011	464	604	7	2.086	611
Puglia	690	1.311	985	918	2.230	3	4.136	275
Basilicata	432	891	181	98	27	0	307	209
Calabria	986	1.173	266	40	886	5	1.197	285
Sicilia	1.072	1.539	666	993	2.516	31	4.206	260
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	9.140	9.140	2
ITALIA	10.115	24.513	29.259	13.635	17.902	15.413	76.209	7.692

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(B)
Passo Gries	59,0	35,1	23,9	59,6%	23
Tarvisio	107,0	94,6	12,4	88,4%	38
Mazara del Vallo	96,6	86,5	10,1	89,6%	8
Gorizia ^(A)	2,0	0,0	2,0	0,0%	0
Gela	29,2	29,2	0,0	100,0%	3
TOTALE	293,8	245,5	48,3	83,6%	50
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	4,8	8,2	36,6%	-
Cavarzere	26,4	24,4	2,0	92,5%	-
Livorno	15,0	2,5	12,5	16,7%	-

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2014-2015
M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato

uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

La contrazione che il settore del gas ha subito nel 2014 si è, naturalmente, fatta sentire anche nell'attività di trasporto: i volumi riconsegnati sulle reti si sono infatti ridotti di 10 G(m³), ovvero dell'11,4%, essendo scesi a poco più di 76 G(m³) contro gli 86 G(m³) del 2013. Poiché da un anno all'altro il numero dei punti di riconsegna è leggermente aumentato (7.692 nel 2014 contro i 7.596 del 2013), il volume medio trasportato ha registrato una netta contrazione, portandosi a 9,9 M(m³) dagli 11,3 del 2013.

Diversamente dallo scorso anno, la caduta dell'attività è da ascrivere all'ennesima severa contrazione delle riconsegne ai clienti finali termoelettrici, ma anche alla forte riduzione delle riconsegne agli impianti di distribuzione sui quali, come si è detto nelle pagine precedenti, nel 2014 gli sfavorevoli andamenti climatici hanno avuto un deciso impatto.

Per gli impianti di generazione elettrica sono stati trasportati nel 2014 quasi 3 G(m³) in meno rispetto al 2013 (-14,1%), mentre i volumi non prelevati dalla distribuzione ammontano a poco più di 5 G(m³), cioè il 15% in meno di quelli prelevati nel 2013. Le riconsegne a clienti finali industriali, invece, sono rimaste pressoché invariate, a 13,6 G(m³), rispetto al 2013, mentre un altro forte calo, pari a 1,7 G(m³), si è registrato nelle riconsegne al comparto "Altro", a causa della riduzione delle riconsegne ai punti di uscita verso lo stoccaggio e ad altre imprese di trasporto.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti, effettuati all'inizio dell'anno termico, di capacità di trasporto di tipo continuo per l'anno termico 2014-2015. Complessivamente la capacità conferibile si è lievemente ridotta (-1,6%), essendo passata da 298,6 a 293,8 M(m³)/giorno. Ciò per la riduzione della capacità di trasporto sia a Mazara (punto di ingresso del gasdotto Transmed per l'importazione dall'Algeria), sia a Gela (punto di entrata del gasdotto Greenstream per l'importazione dalla Libia).

I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo, presso i punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto, sia stata conferita per l'83,6% a 50 soggetti. Considerando, tuttavia, l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2015 la medesima quota sale fino al 91,7% per l'aumento delle capacità conferite a Passo Gries (+50%) e a Tarvisio (+7% circa).

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della Rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale GNL Italia del gruppo Snam, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la Rete nel punto di Cavarzere) è, invece, pari a 26,4 M(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2015-2016 al 2020-2021

M(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	ANNI TERMICI					
	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Tarvisio	80,9	80,5	80,5	69,7	10,6	0,0
Mazara Del Vallo	86,5	83,9	77,7	66,9	0,0	0,0
Passo Gries	7,2	7,3	7,3	7,3	1,0	0,0
Gela	21,9	21,9	11,0	11,0	10,9	0,0
Gorizia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cavarzere	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Livorno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Panigaglia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE CAPACITÀ CONFERITA	217,5	214,7	197,5	175,9	43,6	21,0
Tarvisio	26,1	26,5	26,5	37,3	96,4	107,0
Mazara Del Vallo	10,1	12,7	18,9	29,7	96,6	96,6
Passo Gries	51,8	51,7	51,7	51,7	58,0	59,0
Gela	7,3	7,3	18,2	18,2	18,3	29,2
Gorizia	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Cavarzere	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Livorno	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Panigaglia	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
TOTALE CAPACITÀ DISPONIBILE	130,7	133,5	150,7	172,3	304,6	327,2

Fonte: Snam Rete Gas.

dei terzi per l'80% della capacità e per 25 anni, ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE, la capacità conferibile in tale punto sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033.

Infine, la capacità conferibile nel terminale di Livorno gestito dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, all'inizio dell'anno termico risultava interamente assegnata per due mesi, ovvero sino a novembre 2014. Pertanto, la capacità disponibile viene valutata in 2,5 M(m³)/giorno per i dieci mesi restanti. Il terminale è entrato in esercizio nel dicembre 2013. È opportuno ricordare che OLT *Offshore* LNG Toscana, la *joint venture* controllata da E.On (48,24%) e Iren (49,07%) che ha realizzato il rigassificatore, era titolare di un'esenzione dall'obbligo di accesso di terzi relativa al 100% della capacità del terminale per un periodo di 20 anni; ma nel luglio 2013 la società ha presentato istanza di rinuncia. Con un proprio decreto del 3 settembre 2014, il Ministero dello sviluppo economico ha disposto l'accettazione dell'istanza. Infine, nel gennaio scorso, non sollevando obiezioni alla richiesta di rinuncia presentata da OLT, la Commissione europea ha revocato il rilascio dell'esenzione. Con

quest'ultimo passaggio, il terminale GNL è quindi tornato integralmente e irrevocabilmente nel regime regolato.

Complessivamente, nell'anno solare 2014 i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla Rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 344, contro i 293 del 2013, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è salito a 1.202 unità, dalle 1.120 unità del 2013.

Conferimenti pluriennali

Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità di tipo pluriennale conferite (all'ottobre 2014) presso i punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni termici, a partire dal 2016-2017, complessivamente a 14 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2015-2016, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

TAV. 3.8

Concessioni di stoccaggio
in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	SCADENZA
Alfonsine ^(A)	Stogit	100%	Emilia Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano ^(A)	Stogit	100%	Lombardia	62,97	06/11/2021
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	01/01/2017
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/2024
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/06/2024
Cornegliano ^(A)	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine ^(A)	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	02/08/2032
Fiume Trieste	Stogit	100%	Abruzzo – Molise	76,79	21/06/2022
Minerbio	Stogit	100%	Emilia Romagna	68,61	01/01/2017
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	01/01/2017
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia Romagna	100,15	01/01/2017
San Potito e Cotignola ^(A)	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia Romagna	51,76	24/04/2029
Sernano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	01/01/2017
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	01/01/2017

(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

Per tutti gli anni termici esposti nella tavola 3.7, i valori della capacità conferibile restano fermi ai valori esposti nella tavola 3.6, complessivamente pari a 348,2 M(m³)/giorno se si considerano anche le capacità dei terminali di rigassificazione. Come lo scorso anno, invece, la capacità conferita diminuisce di anno in anno e in misura notevole. Dall'anno termico 2015-2016 all'anno termico 2019-2020 lo spazio disponibile ai punti di entrata della Rete di trasporto nazionale più che raddoppia per effetto del calo della capacità conferita specialmente a Tarvisio, Mazara e Gela.

Più precisamente, circa tre quarti della capacità conferibile a Tarvisio risultano assegnati sino all'anno termico 2017-2018. Negli ultimi tre anni termici considerati, invece, la capacità conferita in quel punto si riduce dapprima di circa 11 M(m³)/giorno, poi di altri 59 M(m³)/giorno, fino ad azzerarsi nell'ultimo anno considerato. Anche a Mazara del Vallo il livello di saturazione resta intorno all'80% sino all'anno termico 2017-2018, mentre dal 2018-2019 scende al 69% perché si liberano quasi 11 M(m³)/giorno. Negli ultimi due anni, poi, la capacità conferibile sale al 100%. A Passo Gries la capacità assegnabile, già molto ampia (78%) dal prossimo anno termico, aumenta lievemente (altri 6 M(m³)/giorno) a partire dall'anno termico 2019-2020. Infine a Gela, la disponibilità si accrescerà di 10,9 M(m³)/giorno dall'anno termico 2017-2018.

Stoccaggio

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni vigenti (Tav. 3.8). I siti di stoccaggio attivi sono dieci, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti.

Nel 2014 non sono state conferite nuove concessioni, né attivati nuovi siti. A fine anno è stata conferita la proroga alla concessione di Cellino, la cui scadenza, quindi, è passata al 10 dicembre 2024. Sono però in corso i procedimenti per il rilascio di sei nuove concessioni e per l'ampliamento di alcune concessioni esistenti.

Secondo i dati pubblicati nel *Rapporto Annuale* 2015 della Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, nell'anno termico 2013-2014 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 16,54 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico e una punta nominale massima di erogazione del sistema, pari a 290 M(m³), al giorno (Tav. 3.9).

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel mese di febbraio 2015, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, del consueto decreto annuale

in materia (decreto 6 febbraio 2015). Tale assetto replica, in parte, quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per favorire l'approvvigionamento diretto di GNL dall'estero;
- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione, per l'anno termico 2015-2016, pari a 6,843 G(m³), allocati in asta; a tale capacità è associata una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svasso;
- la restante capacità pari a circa 1,6 G(m³), destinata al mercato, con un profilo di prelievo piatto nel corso dell'anno, viene conferita in asta.

Novità per il 2015-2016 è l'introduzione di una capacità per un servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata di almeno due anni. In sintesi, anche per il 2015-2016, l'assetto dello stoccaggio è caratterizzato da due tipi di prestazione. In particolare, i prodotti disponibili agli utenti, secondo specifiche condizioni, possono essere:

- una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (servizio di modulazione di punta);
- una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (servizio di modulazione uniforme).

Le modalità di conferimento si limitano a due tipi:

- specifiche per le capacità definite del ministero e per quelle finanziate nell'ambito delle misure del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130;
- attraverso procedure di asta competitiva.

Nel complesso, nell'anno termico 2014-2015 Stogit ha conferito capacità per i servizi di stoccaggio a 72 operatori; 58 utenti dispongono di capacità per il servizio di modulazione di punta, tre utenti per il servizio di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto,

TAV. 3.9

Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2013-2014
M(m³)

TITOLARE	SITI DI STOCCAGGIO	WORKING GAS
Stogit	Brugherio, Cortemaggiore, Fiume Trieste, Minerbio, Ripalta, Sabbioncello, Sergnano, Settala	15.628
Edison Stoccaggio	Cellino, Collalto	910
TOTALE		16.430

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

TAV. 3.10

Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2014-2015 e 2015-2016
M(m³) standard

ANNO TERMICO 2014-2015			ANNO TERMICO 2015-2016		
SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO	SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO
Decreto legislativo n. 130/10	Fisico disponibile	2.638	Decreto legislativo n. 130/10	Fisico disponibile	2.642
Minerario	Definito da MSE	25	Minerario	Definito da MSE	197
Bilanciamento trasporto	A richiesta	202	Bilanciamento trasporto	A richiesta	203
Imprese industriali import GNL	Definito da MSE	500	Servizi di stoccaggio correlati alla rigassificazione	Definito da MSE	500
Punta (ex modulazione)	Ad asta	6.950	Punta (ex modulazione)	Ad asta	6.843
Uniforme (complemento al working disponibile)	Ad asta	1.623	Uniforme	Ad asta	1.122
			Pluriennale uniforme	Asta (prezzo riserva a tariffa)	500
Strategico	Definito da MSE	4.620	Strategico	Definito da MSE	4.620
TOTALE		16.558			16.627

Fonte: AEEGSI.