

Andamento della gestione nei settori di attività

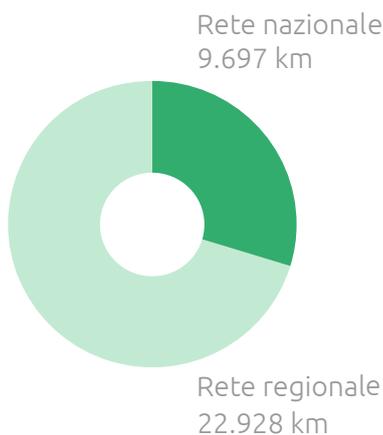


LE INFRASTRUTTURE SNAM IN ITALIA



Trasporto di gas naturale

32.625 km
Rete di gasdotti
in esercizio

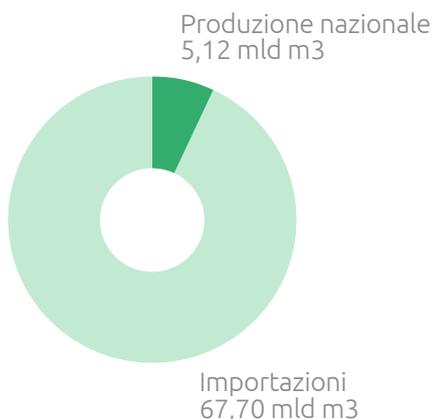


LA PRESENZA DI SNAM NEL TRASPORTO IN ITALIA

Snam, attraverso le società controllate Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas, è il principale operatore italiano di trasporto e dispacciamento di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo della quasi totalità delle infrastrutture di trasporto in Italia, con 32.625 km di gasdotti in esercizio in alta e media pressione (circa il 93% dell'intero sistema di trasporto). Snam gestisce la rete dei gasdotti attraverso 8 distretti, 48 centri di manutenzione distribuiti sul territorio, 13 impianti di compressione, inclusi i due nuovi impianti di Minerbio e Sergnano entrati in esercizio nel 2018, e un centro di dispacciamento, recentemente rinnovato nelle strutture e nella tecnologia. Il gas proveniente dall'estero è immesso in rete nei canali di importazione, in corrispondenza delle interconnessioni con i metanodotti di importazione e dei terminali di rigassificazione del GNL. Una volta importato, prodotto e rigassificato, il gas è movimentato fino alle reti di distribuzione locale, ai punti di riconsegna della rete regionale, o ai grandi clienti finali (centrali termoelettriche e impianti industriali).

Snam conferisce capacità di trasporto agli shipper che ne fanno richiesta. In questo modo, gli utenti acquisiscono il diritto di immettere o di ritirare, in qualsiasi giorno dell'anno termico, un quantitativo di gas non superiore alla portata giornaliera conferita. Le condizioni di accesso al servizio sono contenute nel Codice di Rete. Gli shipper hanno la possibilità di effettuare cessioni e scambi di gas presso un Punto di Scambio Virtuale (PSV) della Rete Nazionale, grazie alla piattaforma informatica loro dedicata.

72,82 mld m³
immessi nella rete



Nel 2018 la capacità di trasporto mediamente offerta, relativa ai punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, è stata di 360,8 milioni di metri cubi medi/giorno; in aggiunta a tale capacità, Snam ha reso disponibili capacità di trasporto ai punti di entrata interconnessi con le produzioni nazionali per un totale di 19,2 milioni di metri cubi medi/giorno e con le produzioni di biometano per un totale di 0,1 milioni di metri cubi medi/giorno.

Nel corso degli ultimi 15 anni gli operatori del trasporto sono cresciuti costantemente, passando dai 30 operatori del 2003 ai circa 200 operatori nel 2018 (tra shipper e trader), con un numero di clienti pari a 136 (+6,7% rispetto al 2017).

Nel 2018 sono stati stipulati 88 contratti di allacciamento per la realizzazione di nuovi punti di consegna/riconsegna o per il potenziamento di punti esistenti, di cui 14 per immissioni di biometano e 43 per CNG.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

L'informativa del settore Trasporto di gas naturale include i valori delle società Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto.

| (milioni di €) | 2016 | 2017 | 2018 | Var. ass. | Var. % |
|--|--------|--------|---------------|-----------|--------|
| Ricavi totali ^(a) | 2.035 | 2.039 | 2.118 | 79 | 3,9 |
| - di cui Ricavi regolati ^(a) | 1.999 | 1.981 | 2.041 | 60 | 3,0 |
| Ricavi totali net of pass-through items ^(a) | 1.815 | 1.874 | 1.984 | 110 | 5,9 |
| Costi operativi ^(a) | 469 | 452 | 479 | 27 | 6,0 |
| Costi operativi adjusted ^{(a) (b)} | 469 | 441 | 462 | 21 | 4,8 |
| Costi operativi adjusted net of pass-through items ^(a) | 249 | 276 | 328 | 52 | 18,8 |
| Utile operativo | 1.021 | 1.037 | 1.064 | 27 | 2,6 |
| Utile operativo adjusted ^(b) | 1.021 | 1.048 | 1.081 | 33 | 3,1 |
| Investimenti tecnici | 776 | 917 | 764 | (153) | (16,7) |
| - di cui con maggior remunerazione | 345 | 383 | 280 | (103) | (26,9) |
| - di cui con remunerazione base ^(c) | 431 | 534 | 485 | (49) | (9,2) |
| Capitale investito netto al 31 dicembre | 12.263 | 12.542 | 12.551 | 9 | 0,1 |
| Gas naturale immesso nella Rete Nazionale Gasdotti (miliardi di metri cubi) ^(d) | 70,64 | 74,59 | 72,82 | (1,77) | (2,4) |
| Rete dei gasdotti (km in esercizio) ^(e) | 32.508 | 32.584 | 32.625 | 41 | 0,1 |
| - di cui Rete Nazionale ^(e) | 9.590 | 9.704 | 9.697 | (7) | (0,1) |
| - di cui Rete Regionale | 22.918 | 22.880 | 22.928 | 48 | 0,2 |
| Potenza installata nelle centrali di compressione (MW) ^(f) | 922 | 902 | 961 | 59 | 6,5 |
| Dipendenti in servizio a fine periodo (numero) | 1.726 | 1.972 | 1.915 | (57) | (2,9) |

(a) Prima delle elisioni di consolidamento.

(b) Maggiori informazioni relative alle misure di risultato adjusted e ai relativi special item che rilevano a livello consolidato, sono fornite al capitolo "Commento ai risultati economico - finanziari-Non GAAP measures".

(c) A un WACC base reale pre-tasse pari al 5,4% sia per il 2017 che per il 2018.

(d) I dati relativi al 2018 sono aggiornati alla data dell'11 gennaio 2019. I valori del 2017 sono stati aggiornati in via definitiva e sono allineati a quelli pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico. Con riferimento all'esercizio 2018, i volumi di gas sono espressi in Standard metri cubi (Smc) con Potere Calorifico Superiore (PCS) medio convenzionalmente pari a 38,1 MJ/Smc (10,572 kWh/Smc).

(e) Con riferimento al 2017 e al 2018, il dato include 84 Km di rete riferiti alla società Infrastrutture Trasporto Gas.

(f) Con riferimento al 2017, il dato esclude le unità "in conservazione" relative alla centrale di Gallese.

RISULTATI

I **ricavi totali** ammontano a 2.118 milioni di euro, in aumento di 79 milioni di euro, pari al 3,9%, rispetto all'esercizio 2017 (2.039 milioni di euro). Al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi⁸, i ricavi totali ammontano a 1.984 milioni di euro, in aumento di 110 milioni di euro, pari al 5,9%, rispetto all'esercizio precedente.

I **ricavi regolati** (2.041 milioni di euro) si riferiscono essenzialmente ai corrispettivi per il servizio di trasporto di gas naturale (2.023 milioni di euro) e agli incentivi riconosciuti al Responsabile del Bilanciamento (RdB) (15 milioni di euro) a seguito delle azioni poste in atto, così come previsto dalla deliberazione 554/2016/R/gas. I ricavi regolati, al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi, ammontano a 1.907 milioni di euro, in aumento di 91 milioni di euro, pari al 5,0%, rispetto all'esercizio 2017. L'aumento è dovuto essenzialmente ai maggiori ricavi di trasporto (+81 milioni di euro)⁹ a fronte dell'aggiornamento del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori-RAB (+64 milioni di euro), al maggior contributo di ITG (l'intero esercizio 2018 contro 3 mesi nel 2017; +15 milioni di euro), nonché ai maggiori incentivi riconosciuti al Responsabile del Bilanciamento (+7 milioni di euro).

I **ricavi non regolati** (77 milioni di euro) registrano un incremento di 19 milioni di euro, pari al 32,8%, rispetto all'esercizio 2017. L'aumento è attribuibile ai servizi prestati ad altre società del Gruppo (+16 milioni di euro) a seguito essenzialmente del trasferimento da Stogit a Snam Rete Gas, nell'ambito del Progetto Integra perfezionatosi in data 1° luglio 2017, del ramo d'azienda "Impianti e servizi tecnici". L'aumento trova corrispondenza nel maggior costo lavoro a fronte delle risorse trasferite.

L'**utile operativo adjusted**, che esclude gli special item rappresentati dagli oneri per esodo agevolato in applicazione dello strumento di pensionamento anticipato regolamentato dall'art. 4 commi 1-7 della Legge 92/2012 cosiddetta "Legge Fornero", unitamente all'introduzione della cosiddetta "quota100", prevista dalla Legge di bilancio 2019 (17 milioni di euro complessivamente), ammonta a 1.081 milioni di euro, in aumento di 33 milioni di euro, pari al 3,1%, rispetto all'esercizio 2017.

L'aumento è attribuibile ai maggiori ricavi (+94 milioni di euro, al netto dei riaddebiti di servizi prestati ad altre società del Gruppo) in parte compensati dai maggiori ammortamenti e svalutazioni (-25 milioni di euro, pari al 4,5%) dovuti essenzialmente all'entrata in esercizio di nuovi assets, e dell'aumento dei costi operativi (-36 milioni di euro, pari al 14,5%, al netto delle componenti che trovano contropartita nei ricavi, degli effetti della riorganizzazione aziendale nell'ambito del Progetto Integra e degli special item). Tale aumento è attribuibile principalmente agli oneri rivenienti dai maggiori utilizzi di Gas Non Contabilizzato (GNC)¹⁰ rispetto alle quantità conferite in natura dagli utenti (-22 milioni di euro, al netto al netto degli utilizzi del fondo stanziato in precedenti esercizi) e ai maggiori costi per servizi, principalmente di natura informatica, riaddebitati dalla controllante Snam S.p.A., solo in parte compensati dalle azioni di ottimizzazione della gestione delle infrastrutture IT.

8 Le principali componenti di ricavo che trovano contropartita nei costi sono relative alla modulazione, a cessioni di gas naturale effettuate ai fini del bilanciamento del sistema gas e all'interconnessione.

9 La variazione include l'adeguamento dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per l'anno 2018, al fine di tener conto dei valori di consuntivo relativi all'anno 2017, come disposto dall'Autorità con delibera 390/2018/R/gas del 18 luglio 2018.

10 Con riferimento all'istanza presentata dalla Società all'Autorità di regolazione - ARERA, per il riconoscimento dei maggiori oneri relativi all'acquisto di gas per la copertura del GNC per gli anni 2018-2019, si precisa che la stessa Autorità con comunicazione del 13 febbraio 2019, pur valutando positivamente la richiesta della Società, ha ritenuto tuttavia necessario acquisire ulteriori elementi informativi propedeutici al completamento dell'istruttoria. La Società sta collaborando con l'Autorità nel fornire le informazioni richieste.

Investimenti tecnici

| Tipologia di investimento | 2016 | | 2017 | | 2018 | | |
|---|-------------------------------------|--------------|-------------------------------------|--------------|------------------------------|--------------------------------------|--------------|
| | Maggiore Remunera- zione (%)* | Milioni di € | Maggiore Remunera- zione (%)* | Milioni di € | Tipologia di investimento | Maggiore Remunerazione (%)(**) | Milioni di € |
| Sviluppo nuova capacità di importazione | 2,0% | 226 | 2,0% | 276 | Sviluppo | 1,0% | 279 |
| Sviluppo Rete Nazionale | 1,0% | 1 | 1,0% | 10 | | | |
| Sviluppo Rete Regionale | 1,0% | 118 | 1,0% | 97 | | | |
| Sostituzione e altro | | 431 | | 534 | Sostituzione e altro | | 485 |
| | | 776 | | 917 | | | 764 |

(*) Rispetto ad un WACC base reale pre-tasse pari al 5,4%. Con riferimento al solo anno 2016, al WACC base reale pre-tasse si aggiunge l'1% a compensazione del lag regolatorio.

(**) Rispetto ad un WACC base reale pre-tasse pari al 5,4%, applicato agli investimenti in nuova capacità di trasporto e con analisi costi-benefici superiore a 1,5 ai sensi della Delibera 575/2017/R/Gas.

Gli **investimenti tecnici** del 2018 ammontano a 764 milioni di euro, in riduzione di 153 milioni di euro, pari al 16,7%, rispetto all'esercizio 2017 (917 milioni di euro).

Gli investimenti sono stati classificati in coerenza rispettivamente con le delibere 575/2017/R/gas con riferimento all'esercizio 2018 e 514/2013/R/gas per gli investimenti 2017 con cui l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito anche ARERA o Autorità) ha individuato differenti categorie di progetti cui è associato un diverso livello di remunerazione.

I principali investimenti di **Sviluppo** di nuova capacità di trasporto per i quali è prevista una maggiore remunerazione dell'1% (279 milioni di euro) riguardano principalmente:

- investimenti di **sviluppo di nuova capacità di trasporto sulla Rete Nazionale funzionale alla capacità di importazione ed esportazione** (174 milioni di euro) nell'ambito dell'iniziativa di supporto del mercato nell'area Nord Occidentale del Paese e per consentire l'inversione dei flussi fisici di trasporto nei punti di interconnessione con il Nord Europa nell'area della Pianura Padana, dei progetti di potenziamento della rete di trasporto dai punti di entrata nel Sud Italia, del metanodotto Cervignano-Mortara e degli impianti di compressione di Sergnano e Minerbio entrati in esercizio a partire dal mese di ottobre 2018;

- investimenti di **sviluppo di nuova capacità di trasporto sulla Rete Regionale e sulla Rete Nazionale** (106 milioni di euro) tra cui si segnalano: (i) il proseguimento dei lavori relativi all'allacciamento Italgas Storage S.r.l. di Cornegliano Laudense; (ii) il proseguimento dei lavori di costruzione e allacciamento connessi alla metanizzazione della Regione Calabria, tra cui la derivazione per Montebello Jonico.

Gli **investimenti di sostituzione e altri investimenti con remunerazione base**¹¹ (485 milioni di euro), riguardano principalmente: (i) opere volte al mantenimento dei livelli di sicurezza, anche in termini di funzionalità e qualità, degli impianti (366 milioni di euro), tra i quali, si segnala il proseguimento dell'attività di progettazione e di acquisizione permessi e per inizio consegna dei materiali del rifacimento metanodotto Ravenna-Chieti tratto Ravenna-Recanati (27 milioni di euro); (ii) progetti relativi allo sviluppo di nuovi sistemi informativi, nonché all'implementazione degli esistenti (65 milioni di euro); (iii) progetti di upgrading degli impianti di riconsegna (24 milioni di euro); (iv) opere riaddebitate a terzi (10 milioni di euro); (v) l'acquisto di beni strumentali all'attività operativa (18 milioni di euro).

¹¹ Con riferimento agli investimenti del 2018, la remunerazione base comprende il tasso del Capitale Investito Netto (WACC reale pre tasse) del 5,4%.

DNF **Avanzamento delle attività legate all'ottenimento dei permessi**

Per sviluppare i nuovi insediamenti, oltre ai criteri di fattibilità tecnico-economica, Snam adotta procedure che rispondono a valutazioni stringenti di compatibilità ambientale e di sicurezza.

Le valutazioni degli effetti sull'ambiente riguardano tutte le fasi del ciclo di vita dell'opera, localizzazione, progettazione, realizzazione, esercizio e dismissione. Tali valutazioni vengono effettuate nell'ambito della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), e nelle Procedure di Autotrazione Integrata Ambientale (AIA), al termine della quale le amministrazioni preposte, sia a livello centrale che locale, rilasciano le autorizzazioni previste dalla normativa vigente.

Decreti di VIA ottenuti nell'anno

| Denominazione | Lunghezza (km) | Regioni interessate | Competenza | Data Decreto |
|--|----------------|--------------------------|------------|--------------|
| Metanodotti | | | | |
| Rifacimento metanodotto Rimini-Sansepolcro ed opere connesse | 81,915 | Emilia-Romagna e Toscana | Toscana | 18/06/18 |

Decreti di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) ottenuti nell'anno

| Denominazione | N. unità di compressione | Regioni interessate | Competenza | Data Decreto |
|--|--------------------------|---------------------|------------|--------------|
| Centrale di compressione gas | | | | |
| Gallese (riesame per modifica sostanziale) | 3 | Lazio | MATTM | 11/05/2018 |

Provvedimenti di verifica di assoggettabilità VIA ottenuti nell'anno

| Denominazione | Lunghezza (km) | Regioni interessate | Competenza | Data provvedimento |
|--|----------------|---------------------|-------------------------|--------------------|
| Metanodotti | | | | |
| Mornico al Serio - Travagliato Tratto Chiari - Travagliato | 24,94 | Lombardia | Provincia di Brescia | 03/05/2018 |
| Asti-Cuneo Varianti per realizzazione impianti di lancio/ricevimento PIG | 3,941 | Piemonte | Ministero dell'Ambiente | 26/09/2018 |

Domande di VIA presentate al Ministero dell'Ambiente e al Ministero dei Beni Culturali

| Metanodotti | Lunghezza (km) | Regioni interessate | Data presentazione |
|--|----------------|-------------------------|--------------------|
| Rifacimento Ravenna - Chieti Tratto Ravenna - Jesi | 142,6 | Emilia-Romagna - Marche | 30/04/2018 |

Domande di verifica assoggettabilità VIA presentate al Ministero dell'Ambiente (MATTM)

| Denominazione | Lunghezza (km) | Regioni – Provincie interessate | Data presentazione |
|---|----------------|---------------------------------|--------------------|
| Metanodotto | | | |
| Ricollegamento Allacciamento Torino di Sangro (CH) | 1,132 | Abruzzo | 22/06/2018 |
| Variante per Inserimento PIDI n. 18,2 sul Chieti - San Salvo (CH) | 0,113 | Abruzzo | 22/06/2018 |
| Tortona - Alessandria - Asti - Torino Rifacimento Attr. FR 39.1 | 3,68 | Piemonte | 26/07/2018 |
| Varianti S. Eufemia - Crotona Rif. Attraversamento Fiume S. Anna (KR) | 0,64 | Calabria | 01/08/2018 |
| Derivazione per Altino 2° Tronco Variante real. opere idrauliche torrente Rio Secco | 0,07 | Abruzzo | 21/12/2018 |
| Asti-Cuneo Varianti per realizzazione impianti di lancio/ricevimento pig | 3,941 | Piemonte | 28/03/2018 |
| Impianti | | | |
| Impianto HPRS IS64/24 bar di Castellana Grotte | | Puglia | 17/07/2018 |

Domande di riesame Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) presentate al Ministero dell'Ambiente

| Denominazione | N. unità di compressione | Regioni – Provincie interessate | Data presentazione |
|---|--------------------------|---------------------------------|--------------------|
| Centrali di compressione gas | | | |
| Melizzano (riesame) | 4 | Campania-Benevento | 24/12/2018 |
| Montesano sulla Marcellana (riesame) | 4 | Campania-Salerno | 24/12/2018 |
| Tarsia (riesame) | 4 | Calabria-Cosenza | 24/12/2018 |
| Istrana (riesame, rinnovo e modifica sostanziale) | 4 | Veneto-Treviso | 27/11/2018 |

ANDAMENTO OPERATIVO

Bilancio gas della Rete di Trasporto Nazionale

I volumi di gas sono espressi in Standard metri cubi (Smc) con Potere Calorifico Superiore (PCS) convenzionalmente

pari a 38,1 MJ/Smc (10,572 kWh/Smc). Il dato elementare è misurato in energia (MJ) ed è ottenuto moltiplicando i metri cubi fisici effettivamente misurati per il relativo potere calorifico.

Domanda gas in Italia

| (miliardi di m ³) | 2016 | 2017 (a) | 2018 | Var. ass. | Var. % (b) |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Residenziale e terziario | 28,86 | 29,48 | 29,17 | (0,31) | (1,1) |
| Termoelettrico | 23,43 | 25,36 | 23,28 | (2,08) | (8,2) |
| Industriale (c) | 16,58 | 17,80 | 17,87 | 0,07 | 0,4 |
| Altro (d) | 2,04 | 2,51 | 2,34 | (0,17) | (6,8) |
| Totale | 70,91 | 75,15 | 72,66 | (2,49) | (3,3) |

(a) I valori del 2017 sono stati aggiornati in via definitiva e sono allineati a quelli pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico.

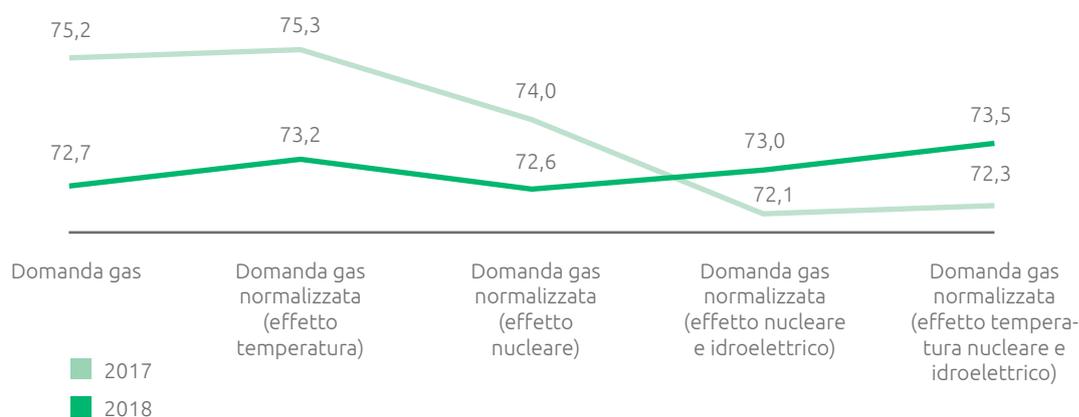
(b) Le variazioni percentuali sono state calcolate con riferimento ai dati espressi in metri cubi.

(c) Comprende i consumi dei settori Industria, Agricoltura e Pesca, Sintesi Chimica e Autotrazione.

(d) Consumi e perdite principalmente riferiti al sistema di trasporto di gas naturale, al sistema energetico, al settore up-stream, allo stoccaggio e agli impianti del GNL.

La **domanda di gas in Italia** nel 2018 è stata pari a **72,66 miliardi di metri cubi**, in riduzione di 2,49 miliardi di metri cubi, pari al 3,3% rispetto al 2017. La riduzione è attribuibile principalmente ai minori consumi registrati nel settore termoelettrico (-2,08 miliardi di metri cubi; -8,2%), a seguito del ritorno ai normali flussi di importazione elettrica, ridottisi nel 2017 a causa del fermo di alcuni impianti nucleari francesi nei primi due mesi dell'anno, e da un aumento della produzione idroelettrica, ritornata ai normali livelli dopo la scarsità idrica che ha caratterizzato il 2017. Sulla riduzione della domanda gas hanno altresì inciso i minori consumi del settore residenziale e terziario (-0,31 miliardi di metri cubi; -1,1%) attribuibili all'andamento climatico.

La **domanda di gas in termini normalizzati per la temperatura** è stimata pari a 73,2 miliardi di metri cubi, in riduzione di 2,1 miliardi di metri cubi (-2,8%) rispetto al corrispondente valore del 2017 (75,3 miliardi di metri cubi). La domanda gas in termini normalizzati, oltre che per la temperatura, per gli effetti derivanti da un ritorno ai normali livelli di produzione idroelettrica e di produzione da nucleare, è stimata pari a 73,5 miliardi di metri cubi, in aumento di 1,2 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%, rispetto al corrispondente valore del 2017 (72,3 miliardi di metri cubi).



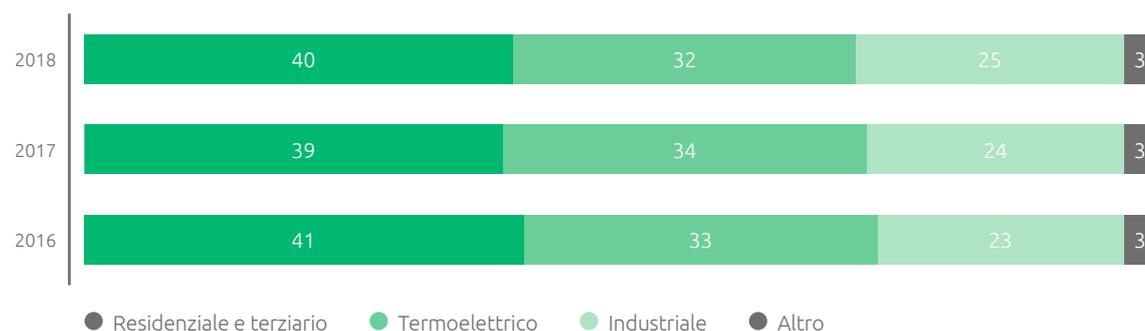
Disponibilità di gas naturale

| (miliardi di m ³) | 2016 | 2017 (*) | 2018 | Var. ass. | Var. % (b) |
|---|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| Da gas immesso in rete per punto di entrata | 65,07 | 69,35 | 67,70 | (1,65) | (2,4) |
| Da produzione nazionale | 5,57 | 5,24 | 5,12 | (0,12) | (2,3) |
| Totale gas immesso in Rete | 70,64 | 74,59 | 72,82 | (1,77) | (2,4) |
| Saldo netto prelievi/immissioni stoccaggio (**) | (0,20) | 0,23 | (0,43) | (0,66) | |
| Totale disponibilità di gas naturale | 70,44 | 74,82 | 72,39 | (2,43) | (3,2) |

(*) I valori del 2017 sono stati aggiornati in via definitiva e sono allineati a quelli pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico.

(**) Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione.

Domanda gas per settore (% sul totale domanda gas)



La **disponibilità di gas naturale in Italia** (72,39 miliardi di metri cubi), pari alla somma tra il gas immesso nella Rete di Trasporto Nazionale e il saldo netto di prelievi/immissioni da/in stoccaggio, registra una riduzione di 2,43 miliardi di metri cubi (-3,2%) rispetto al 2017. La riduzione è dovuta ai minori volumi di gas immesso in rete per punto di entrata (-1,65 miliardi di metri cubi; -2,4%) e alla riduzione della produzione nazionale (-0,12 miliardi di metri cubi; -2,3%), unitamente alle maggiori immissioni nette in stoccaggio, a fronte delle erogazioni nette del periodo precedente (-0,66 miliardi di metri cubi).

Gas immesso in rete (*)

| (miliardi di m ³) | 2016 | 2017 | 2018 (*) | Var. ass. | Var. % |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Produzione nazionale | 5,57 | 5,24 | 5,12 | (0,12) | (2,3) |
| Punti di entrata (**) | 65,07 | 69,35 | 67,70 | (1,65) | (2,4) |
| Tarvisio | 28,27 | 30,18 | 29,69 | (0,49) | (1,6) |
| Mazara del Vallo | 18,87 | 18,88 | 17,09 | (1,79) | (9,5) |
| Passo Gries | 6,70 | 7,25 | 7,76 | 0,51 | 7,0 |
| Gela | 4,81 | 4,64 | 4,47 | (0,17) | (3,7) |
| Cavarzere (GNL) | 5,72 | 6,85 | 6,71 | (0,14) | (2,0) |
| Panigaglia (GNL) | 0,22 | 0,62 | 0,88 | 0,26 | 41,9 |
| Livorno (GNL) | 0,48 | 0,91 | 1,07 | 0,16 | 17,6 |
| Gorizia | | 0,02 | 0,03 | 0,01 | 50,0 |
| Totale | 70,64 | 74,59 | 72,82 | (1,77) | (2,4) |

(*) I dati relativi al 2018 sono aggiornati alla data dell'11 gennaio 2018. I valori del 2017 sono stati aggiornati in via definitiva e sono allineati a quelli pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico.

(**)Punti interconnessi con l'estero o con terminali di rigassificazione di GNL.

Immissioni e prelievi di gas nella rete di trasporto

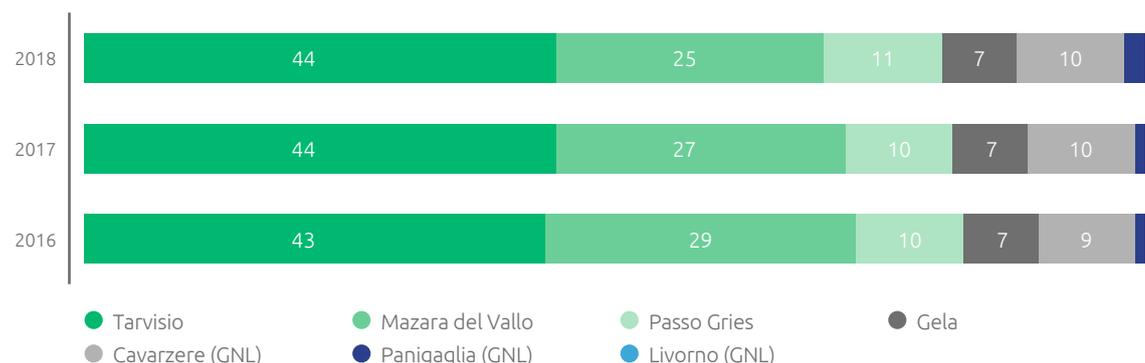
Il gas immesso in rete nel 2018 risulta complessivamente pari a 72,82 miliardi di metri cubi, in riduzione di 1,77 miliardi di metri cubi rispetto al 2017 (-2,4%).

Le immissioni in Rete dai campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento sono pari a 5,12 miliardi di metri cubi, in riduzione di 0,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2017 (-2,3%).

I volumi immessi per punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali di rigassificazione, complessivamente pari a 67,70 miliardi di metri cubi, registrano una riduzione di 1,35 miliardi di metri cubi (-2,4% rispetto al 2017).

Tale variazione è attribuibile ai minori volumi immessi dai punti di entrata Mazara del Vallo (-1,79 miliardi di metri cubi; -9,5%), di Tarvisio (-0,49 miliardi di metri cubi; -1,6%) e di Gela (-0,17 miliardi di metri cubi; -3,7%), i cui effetti sono stati in parte compensati dai maggiori volumi immessi dal punto di entrata di Passo Gries (+0,51 miliardi di metri cubi; +7,0%) e dai terminali di rigassificazione di GNL (+0,28 miliardi di metri cubi; +3,3%).

Gas naturale immesso in rete per punti di importazione (% sul totale gas immesso in rete)



Prelievi di gas naturale

| (miliardi di m ³) | 2016 | 2017 | 2018 | Var. ass. | Var. % |
|--|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Riconsegna al mercato nazionale | 69,91 | 73,97 | 71,48 | (2,49) | (3,4) |
| Esportazioni e transiti (*) | 0,27 | 0,33 | 0,45 | 0,12 | 36,4 |
| Consumi ed emissioni Snam Rete Gas | 0,23 | 0,28 | 0,27 | (0,01) | (3,6) |
| Gas non contabilizzato e altre variazioni (**) | 0,03 | 0,24 | 0,19 | (0,05) | (20,8) |
| Totale prelievi di gas naturale | 70,44 | 74,82 | 72,39 | (2,43) | (3,2) |

(*) Include le esportazioni verso la Repubblica di San Marino.

(**) Include la variazione dell'invaso in rete. Nel bilancio energetico redatto da Snam Rete Gas è definito convenzionalmente GNC la differenza fisiologica tra le quantità di gas misurate all'ingresso della rete e le quantità di gas misurate all'uscita, derivante dalla tolleranza tecnica degli strumenti di misura.

Il gas naturale prelevato dalla rete di trasporto Nazionale nel 2018 (72,39 miliardi di metri cubi) è stato destinato principalmente: (i) alla riconsegna agli utenti presso i punti di uscita dalla rete (71,48 miliardi di metri cubi; -3,4%); (ii) alle

esportazioni e transiti (0,45 miliardi di metri cubi; +36,4%); (iii) ai consumi degli impianti di compressione e alle emissioni di gas dalla rete e dagli impianti di Snam Rete Gas (0,27 miliardi di metri cubi; -3,6%).

Riconduzione tra gas prelevato dalla rete e domanda gas in Italia

| (miliardi di m ³) | 2016 | 2017 (a) | 2018 | Var. ass. | Var. % (b) |
|--|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| Totale gas immesso in rete | 70,64 | 74,59 | 72,82 | (1,77) | (2,4) |
| Saldo netto prelievi/immissioni stoccaggio (c) | (0,20) | 0,23 | (0,43) | (0,66) | (287,0) |
| Totale prelievi di gas naturale | 70,44 | 74,82 | 72,39 | (2,43) | (3,2) |
| Esportazioni (-) (d) | (0,27) | (0,33) | (0,45) | (0,12) | 36,4 |
| Gas immesso su rete regionale di altri operatori | 0,04 | 0,03 | 0,03 | - | - |
| Altri consumi (e) | 0,70 | 0,63 | 0,69 | 0,06 | 9,5 |
| Totale domanda Italia | 70,91 | 75,15 | 72,66 | (2,49) | (3,3) |

(a) I valori del 2017 sono stati aggiornati in via definitiva e sono allineati a quelli pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico.

(b) Le variazioni percentuali sono state calcolate con riferimento ai dati espressi in metri cubi.

(c) Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione.

(d) Include i transiti e le esportazioni verso la Repubblica di San Marino.

(e) Comprende i consumi dei terminali di rigassificazione di GNL, i consumi delle centrali di compressione per stoccaggio e delle centrali per il trattamento della produzione.

Capacità di trasporto

| (milioni di m ³ medi/giorno) | Punti di entrata | Anno solare 2016 | | | Anno solare 2017 | | | Anno solare 2018 | | |
|---|---------------------------|-----------------------|--------------------|-----------------|-----------------------|--------------------|-----------------|-----------------------|--------------------|-----------------|
| | | Capacità di trasporto | Capacità conferita | Saturazione (%) | Capacità di trasporto | Capacità conferita | Saturazione (%) | Capacità di trasporto | Capacità conferita | Saturazione (%) |
| | Tarvisio | 111,6 | 93,4 | 83,7 | 111,4 | 94,6 | 84,9 | 111,1 | 107,4 | 96,7 |
| | Mazara del Vallo (*) (**) | 91,5 | 84,9 | 92,8 | 84,4 | 78,3 | 92,8 | 82,0 | 81,2 | 99,0 |
| | Passo Gries | 64,4 | 22,1 | 34,3 | 64,4 | 22,4 | 34,7 | 64,4 | 34,8 | 54,0 |
| | Gela (*) | 30,8 | 26,0 | 84,4 | 23,8 | 22,0 | 92,4 | 20,3 | 20,1 | 99,0 |
| | Cavarzere (GNL) | 26,4 | 24,4 | 92,4 | 26,4 | 24,4 | 92,5 | 26,4 | 24,4 | 92,4 |
| | Livorno (GNL) | 15,0 | 15,0 | 100,0 | 15,0 | 15,0 | 100,0 | 15,0 | 15,0 | 100,0 |
| | Panigaglia (GNL) | 13,0 | 0,6 | 4,6 | 13,0 | 2,0 | 15,5 | 13,0 | 4,0 | 30,8 |
| | Gorizia | 4,6 | | | 4,6 | 0,1 | 2,2 | 4,2 | 0,1 | 2,4 |
| | Capacità Concorrente (*) | 9,7 | | | 21,2 | | | 24,4 | | |
| | Totale | 367,0 | 266,4 | 72,6 | 364,2 | 258,8 | 71,0 | 360,8 | 287,0 | 79,5 |

(*) I valori di capacità presso i Punti di Entrata di Mazara del Vallo e Gela non comprendono la Capacità Concorrente. Tale capacità, ai sensi del Regolamento UE n.984/2013 in vigore dal 1 novembre 2015, è la capacità di trasporto disponibile presso un Punto il cui conferimento riduce in tutto o in parte la capacità disponibile per il conferimento presso un altro Punto del Sistema di Trasporto.

(**) I valori di capacità presso i Punti di Entrata di Mazara del Vallo e Tarvisio sono comprensive delle quote di capacità di cui alla Delibera 666/2017/R/GAS dell'ARERA.

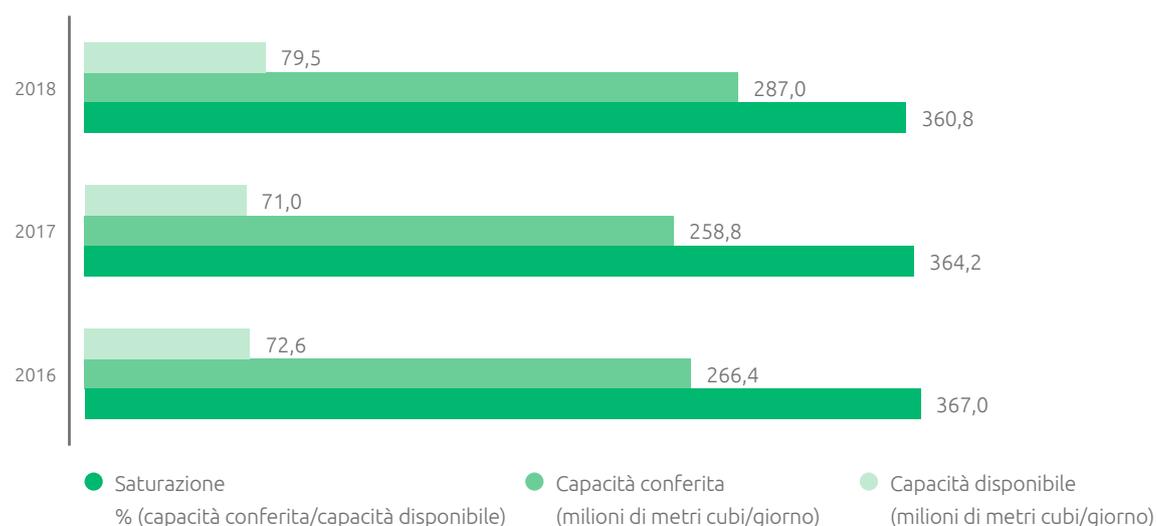
La capacità di trasporto della rete ha permesso, anche per l'anno 2018, di soddisfare integralmente la domanda di capacità da parte degli Utenti. La capacità di trasporto mediamente offerta presso i Punti di Entrata interconnessi con metanodotti esteri e presso i rigassificatori per l'anno 2018 è stata pari a 360,8 milioni di metri cubi/giorno, 24,4 dei quali offerti come capacità concorrente fra i Punti di Entrata di Mazara del Vallo e Gela. In aggiunta alle capacità sopra descritte, relative ai punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, sono disponibili capacità di trasporto ai punti di entrata interconnessi con le produzioni nazionali, per un totale di 19,2 milioni di metri cubi/giorno, e con le produzioni di biometano, per un totale di 0,1 milioni di metri cubi/giorno.

Snam Rete Gas ha predisposto il piano di lungo termine delle disponibilità di capacità di trasporto, comunicato al Ministero dello Sviluppo Economico e all'Autorità in data 26 giugno 2018 e pubblicato sul sito di Snam all'indirizzo www.snam.it/it/trasporto nella sezione servizi online/capacità.

Il documento evidenzia i dati delle capacità in tutti i punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL per l'anno termico 2017-2018 e per i successivi anni fino al 30 settembre 2033.

Per l'anno termico 2017-2018 sono inoltre offerte le capacità di trasporto dei punti di uscita interconnessi con l'estero di Passo Gries, Gorizia, Bizzarone e San Marino per un totale di 10 milioni di metri cubi/giorno. Sul punto di uscita di Tarvisio sono disponibili 18 milioni di metri cubi/giorno di capacità di trasporto di tipo interrompibile subordinata alla presenza di un flusso fisico in ingresso o di un flusso fisico nullo nel punto di entrata di Passo Gries. Per il punto di uscita di Passo Gries è al momento presente una capacità di trasporto su base fisica pari a 5 milioni di metri cubi/giorno e sono stati completati i lavori per la realizzazione di una capacità di trasporto su base fisica fino a 40 milioni di metri cubi/giorno, offerti dal 1° ottobre 2018.

Capacità di trasporto e saturazione



Erogazione e sviluppo dei servizi di trasporto

| | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|------|------|------|
| Clienti attivi (shipper) | 136 | 128 | 136 |
| Nuovi contratti di allacciamento per punti di consegna /riconsegna | 45 | 78 | 88 |

Nel 2018 sono stati stipulati 88 contratti di allacciamento per la realizzazione di nuovi punti di consegna/riconsegna o potenziamento di punti esistenti, di cui 14 per immissioni di biometano e 43 per CNG (di cui 17 da Snam 4 Mobility). Nel corso degli ultimi dieci anni, grazie allo sviluppo dei servizi di Snam, il mercato italiano del gas ha visto crescere costantemente gli operatori del trasporto, passati da 30 nel 2003 a quasi 200. Con il nuovo regime di bilanciamento (Regolamento UE 312/2014), attivo da ottobre 2016, e attraverso la piattaforma PRISMA, gli operatori possono effettuare scambi di gas e transazioni di capacità di trasporto su base infra-giornaliera, giornaliera, mensile, trimestrale e annuale, fino ad un massimo di 15 anni.

Nel 2018 è proseguito il processo di integrazione, iniziato nel mese di luglio 2017, che ha fatto confluire all'interno di un'unica organizzazione le attività di gestione commerciale dei tre business riguardanti il trasporto, lo stoccaggio e la rigassificazione. A questo proposito è stato realizzato un progetto che integra i know how e migliora le performance: un'unica Sala Controllo Commerciale, che lavora 24 ore su 24 al presidio del sistema gas italiano, impegno che prevede specifici obblighi informativi previsti dal Codice di Bilanciamento della Rete quali la pubblicazione oraria, sul sito Snam, di informazioni riguardanti lo stato di bilanciamento del sistema nonché la pubblicazione, due volte al giorno e per ogni shipper, di informazioni sui prelievi di gas con l'obiettivo principale di migliorare la qualità del servizio fornito ai clienti riducendo i tempi di gestione.

Per favorire ulteriore flessibilità del sistema, in ottemperanza alle deliberazioni dell'Autorità n. 336/2016/R/gas e 512/2017/R/gas, nel sistema gas italiano è stata introdotta la possibilità di prenotare capacità di trasporto mensile e giornaliera presso i punti di riconsegna, e le relative aree di prelievo, che alimentano impianto di generazione di energia elettrica.

Tale nuova modalità di accesso al sistema di trasporto gas si sposa con le esigenze del sistema elettrico di disporre di modalità di conferimento più flessibili per far fronte in maniera tempestiva ed efficiente alle mutate condizioni di funzionamento del sistema elettrico.

Per gestire i rapporti con i clienti, Snam ha attualmente in uso numerosi software applicativi e portali web sviluppati nel tempo che rappresentano un capitale distintivo dell'azienda e che vengono costantemente innovati. In particolare, Snam mette a disposizione il Portale Myg@sview, uno strumento volto a privilegiare la tempestività e flessibilità della comunicazione che consente di avere in forma "smart" un set di informazioni personalizzabile a seconda delle proprie necessità, nonché di comunicare in modalità diretta e informale con SRG (modalità "chat").

Nel 2018 tale strumento è stato ulteriormente implementato aumentandone la fruibilità, anche grazie ai suggerimenti degli operatori, attraverso il rilascio in produzione di nuovi widget che, ad esempio, con possibilità di estrarre i dati visualizzati, indicano il numero e dettaglio dei punti oggetto di riduzione e/o interruzione della capacità di trasporto, segnalano la mancanza della dichiarazione di adesione al servizio alternativo di trasporto, indicano l'importo complessivo delle fatture di Trasporto e Bilanciamento con elenco delle fatture scadute, in scadenza nei primi 15 giorni del mese e nei successivi 15 giorni, mostrano la situazione del gas in giacenza, spazio e gas in garanzia suddiviso per tipologia di servizio, indicano il prezzo di disequilibrio giornaliero del gas.

È inoltre stato avviato e concluso il progetto di rivisitazione complessivo del sito internet di Snam che ha ridefinito le sezioni relative ai business di Trasporto, Stoccaggio e Rigassificazione gas con l'obiettivo di migliorare la

fruibilità delle informazioni da parte dei clienti e introdurre forme grafiche di rappresentazione. Nel corso del 2018 la Società ha anche intrapreso un progetto (Jarvis) volto al miglioramento dell'intera piattaforma commerciale. Nella fase di studio sono stati condotti workshop dedicati ai clienti al fine di disegnare insieme il nuovo sistema informativo. A questo proposito, i clienti hanno molto apprezzato il loro coinvolgimento, come è risultato dall'indagine annuale di customer satisfaction.

All'interno dei Codici di rete sono elencati una serie di indicatori per il monitoraggio della qualità del servizio offerto dalle società. Rispetto a questi indicatori, le società di Snam hanno mantenuto un'elevata performance anche per il 2018. Una parte di questi indicatori, riferiti a livelli specifici di qualità commerciale dà luogo a indennizzo automatico ai clienti in caso di mancato rispetto dello standard di qualità del servizio.

| (%) | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|------|------|------------|
| Capacità di trasporto contrattualizzata/Capacità trasporto disponibile (punti di entrata-interconnessi estero) | 72 | 71 | 79 |
| Rispetto dei tempi di emissione dell'offerta di allacciamento | 100 | 100 | 100 |
| Rispetto dei tempi di esecuzione delle prestazioni soggette a standard specifici di qualità commerciale | 100 | 100 | 100 |

Cambiamenti organizzativi

Nel corso del 2018 il personale in servizio ha registrato una riduzione complessiva di 57 risorse, passando da 1.972 risorse al 31 dicembre 2017 a 1.915 risorse al 31 dicembre 2018.

A settembre 2018 è stata riorganizzata la Funzione Dispacciamento e Misura con la semplificazione della struttura organizzativa, nell'ottica di massimizzare le sinergie tra i diversi processi operativi.

Nell'ambito del progetto SmartGas, è proseguita l'attività di ottimizzazione dei diversi processi in ambito Operations, con particolare riferimento alla revisione della normativa e degli standard di manutenzione dei gasdotti e degli impianti di compressione, all'attivazione dei nuovi ruoli professionali operanti sul territorio, allo sviluppo e all'implementazione di più avanzate soluzioni informatiche e digitali per la gestione dei processi operativi. In particolare, nel corso del 2018 è stato portato a termine il roll-out di SmartGas su tutti gli impianti di compressione ed è stato completato il percorso formativo di tutti gli operai verso il passaggio alle nuove figure di Advanced Maintenance Skill (AMS) e Basic Maintenance Skill (BMS). Infine, sono state anche introdotte le prime figure di Tecnico Specialista (TECS).

Nell'ottica di una valorizzazione e organizzazione integrata e sinergica degli asset italiani e a seguito del processo di cessione del ramo di azienda Stogit "Impianti e Servizi Tecnici", nel corso del 2018, le competenti funzioni Snam Rete Gas in ambito Gestione Impianti, Dispacciamento & Misura, Ingegneria e Costruzioni, Supply Chain hanno rafforzato e concretizzato azioni volte al presidio diretto delle attività di esercizio, manutenzione e controllo degli impianti di stoccaggio, delle operazioni di dispacciamento stoccaggio, delle attività di ingegneria e realizzazione dei progetti di investimento relativi alle facility di superficie, degli interventi di migliorie impiantistiche e delle attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi correlati al business dello stoccaggio, in base a quanto definito dai contratti di servizio. In particolare, sono stati realizzati due poli misti stoccaggio e trasporto per l'esercizio e la manutenzione degli impianti di compressione Minerbio e Sergnano. Inoltre, nel corso del 2018, è stato portato a termine il progetto di gestione integrata (trasporto-stoccaggio) del dispacciamento.

A ottobre 2018 sono stati nominati il Direttore Generale Ingegneria e Costruzioni, con la responsabilità di supervisionare le attività di realizzazione e gestione dei progetti di investimento, e il Direttore Generale Operazioni Gas, con la responsabilità di supervisionare le attività di esercizio e manutenzione delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di competenza, di dispacciamento di trasporto e stoccaggio e di la misura del gas, nell'ottica di una migliore ripartizione delle responsabilità negli specifici ambiti di competenza.

Nel corso del 2018, inoltre, si è concluso il processo di integrazione della società Infrastrutture Trasporto Gas (ITG) nell'ambito del Gruppo Snam. L'acquisizione di Infrastrutture Trasporto Gas ha permesso una migliore e sinergica gestione del metanodotto Cavarzere-Minerbio, attraverso un apposito contratto di servizio tra Snam Rete Gas e ITG. Nel corso del 2018 è proseguita l'attività di integrazione dell'attività e del

personale ITG all'interno delle strutture delle altre società del gruppo. Le persone, in ottica di efficienza e sinergia, sono state ricollocate in gran parte a copertura di fabbisogni presenti nelle altre società del gruppo, previa azione formativa laddove necessaria. L'attività è stata completata ad eccezione di una persona, la quale integrazione verrà gestita nella prima parte del 2019.

Infine, all'interno del progetto di razionalizzazione e semplificazione dell'attuale assetto normativo di Snam, sono state emesse 6 nuove regole che vanno a semplificare ed uniformare i processi operativi.

Rispetto al 2017 le azioni gestionali legate al cambio di mix generazionale hanno permesso di contrastare il normale "invecchiamento" della popolazione di un anno e ringiovanire ulteriormente la media complessiva delle età: si passa da una età media nel 2017 di 46,8 all'età media a dicembre del 2018 di 46,1.

Infortuni

Nel corso del 2018 il numero degli infortuni si è attestato pari a 4 per i dipendenti e 3 per i contrattisti.

Infortuni sul lavoro

| (n.) | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------------|------|------|------|
| Totale infortuni dipendenti | 1 | 2 | 4 |
| Totale infortuni contrattisti | 4 | 4 | 3 |

Indici - Infortunistici

| | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------|-------|------|------|
| Dipendenti | | | |
| Indice di frequenza (*) | 0,32 | 0,66 | 1,29 |
| Indice di gravità (**) | 0,004 | 0,03 | 0,03 |
| Contrattisti | | | |
| Indice di frequenza (*) | 0,65 | 0,47 | 0,46 |
| Indice di gravità (**) | 0,05 | 0,90 | 0,03 |

(*) Numero degli infortuni senza itinere, con inabilità di almeno un giorno, per milione di ore lavorate.

(**) Numero di giornate di lavoro perse (giorni di calendario), relative a infortuni senza itinere con inabilità di almeno un giorno, per migliaia di ore lavorate. I dati sono calcolati considerando anche gli infortuni mortali.

Consumi energetici ed emissioni

La società, in accordo al proprio modello di crescita sostenibile, ha fissato dei target volontari per ridurre le proprie emissioni di gas naturale al 2022 e 2025 rispettivamente del 15% e del 25%, al netto delle emergenze, rispetto ai valori del 2016, obiettivo valido per tutti i business Snam (trasporto, stoccaggio, rigassificazione). Nel corso del 2018 è stata evitata l'emissione in atmosfera di 8,2 milioni di metri cubi di gas naturale, pari a circa 142.200 tonnellate di CO_{2eq} (+ 99% rispetto alle 71.500 tonnellate di CO_{2eq} del 2017). Tali performances sono state rese possibili dagli interventi di ricompressione del gas in linea (effettuati 13 interventi rispetto agli 8 del 2017) ed agli interventi con tapping machine, tecnologia che consente di effettuare lo stacco da metanodotti in esercizio per nuovi allacciamenti senza interruzione del servizio. Questi risultati hanno portato ad una riduzione delle emissioni di gas naturale 2018 del 7,9% rispetto al 2016, trend assolutamente in linea con l'obiettivo generale.

Le emissioni evitate totali nel 2018 di CO₂ derivanti dalle diverse iniziative adottate dalla società (mancate emissioni di gas naturale, produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, acquisto di energia elettrica green, installazione lampade a led in sostituzione di altri corpi illuminanti, smart working) hanno consentito, globalmente, di non immettere in atmosfera ben 154.800 tonnellate di CO₂. I consumi energetici per il trasporto, che dipendono da una serie di fattori alcuni dei quali fuori dal controllo del trasportatore in quanto determinati dalle decisioni commerciali degli utenti (es. punti di immissione del gas e dorsali di utilizzo), sono rimasti sostanzialmente inalterati rispetto al 2017. Le emissioni totali di ossidi di azoto nel 2018 sono state pari a circa 305 tonnellate (-10,7% rispetto al 2017). Per il contenimento delle emissioni inquinanti è in corso da anni un programma che prevede la modifica di alcune turbine già in funzione e l'installazione di nuove unità con sistemi di combustione a basse emissioni (Dry Low Emissions). Nel 2018 sono entrate in esercizio 5 nuove turbine a DLE negli impianti di spinta (TC1-2-3 a Sergnano e TC1-2 a Minerbio).

Consumi energetici

| | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---------|-----------|---------|
| Consumi energetici (TJ) | 5.824 | 7.459 | 7.463 |
| Emissioni di CO _{2eq} - scope1 (ton) (*) | 921.954 | 1.008.051 | 981.866 |
| Emissioni di gas naturale (106 m ³) | 34,6 | 34,4 | 32,8 |
| Gas Naturale recuperato (106 m ³) | 4,5 | 4,1 | 8,2 |
| Emissioni di NO _x (ton) | 228 | 342 | 305 |

(*) Le emissioni di CO_{2eq} sono state calcolate con un Global Warming Potential (GWP) del metano pari a 28, come indicato nello studio scientifico dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) "Fifth Assessment Report IPCC".

REGOLAZIONE DEL SETTORE DI ATTIVITÀ

Rapporti con l'Autorità di regolazione

| (n.) | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|------|------|------|
| Risposte a documenti di consultazione (*) | 10 | 8 | 10 |
| Proposte tariffarie | 5 | 4 | 3 |
| Raccolte dati | 112 | 129 | 143 |
| Istruttorie (**) | 1 | 3 | 2 |
| Proposte di modifica / aggiornamento codici e documenti contrattuali (***) | 12 | 14 | 12 |
| Proposte di modifica / aggiornamento codici e documenti contrattuali (approvate) | 12 | 12 | 10 |

(*) Nel 2018 un analogo numero di risposte a documenti di consultazione è stato fornito attraverso associazioni di categoria.

(**) Informazioni trasmesse all'Autorità nel corso dell'anno 2018 con riferimento a istruttorie nell'ambito del settore. Comprende istruttorie conoscitive.

(***) Comprende anche proposte ancora in fase di valutazione ARERA, comprese convenzioni e documenti contrattuali con operatori nell'ambito dei servizi regolati.

Regolamentazione periodo transitorio 2018-2019

Criteri di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale per il periodo transitorio negli anni 2018 e 2019

Con Deliberazione 575/2017/R/gas, pubblicata in data 4 agosto 2017, l'Autorità ha approvato i criteri tariffari per il servizio di trasporto, validi per il periodo transitorio 2018-2019. La delibera conferma i principali criteri della regolazione vigente, con alcune modifiche:

- il parametro asset β è confermato per il Periodo Transitorio 2018-2019. Il valore del WACC pari al 5,4% in termini reali pre-tasse viene quindi confermato per il 2018 e sarà determinato per l'anno 2019 attraverso l'aggiornamento dei parametri base;
- a partire dal 2018, gli investimenti realizzati nell'anno t-1 saranno inclusi nel capitale investito riconosciuto ai fini della determinazione delle tariffe dell'anno t, in sostituzione dell'incremento dell'1% del WACC a copertura del time-lag regolatorio. L'incremento dell'1% del WACC a copertura del time-lag regolatorio è applicato agli investimenti realizzati nel periodo 1 gennaio 2014-31 dicembre 2016;
- lo schema incentivante input-based (1-2% per 7/10 anni rispettivamente per le reti regionali e nazionali) verrà applicato ai nuovi investimenti di sviluppo entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2017;
- uno schema di incentivi input-based (1% per 12 anni per le reti regionali e nazionali) verrà applicato agli investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto, avviati al 31 dicembre 2017, che entreranno in esercizio negli anni 2018 e 2019. L'incentivo sarà riconosciuto anche agli investimenti che entreranno in esercizio nel periodo transitorio avviati successivamente al 1° gennaio 2018, inclusi nel Piano di Sviluppo e con un rapporto benefici-costi superiore a 1,5;

- i costi operativi riconosciuti nel quarto Periodo Regolatorio verranno aggiornati sulla base dell'inflazione e di un fattore di recupero di produttività (X-factor). Il corrispettivo unitario variabile (CV) verrà calcolato per gli anni 2018 e 2019 utilizzando un volume di riferimento pari a 67,2 miliardi di metri cubi.

Regolamentazione tariffaria per l'anno 2018

Con Deliberazione 757/2017/R/gas, pubblicata in data 17 novembre 2017, l'Autorità ha approvato i ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto, dispacciamento e misura del gas naturale per l'anno 2018. I ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto del gas naturale relativi all'anno 2018 sono pari a 1.947 milioni di euro. La RAB utilizzata per il calcolo dei ricavi 2018 per l'attività di trasporto, dispacciamento e misura è pari a 16 miliardi di euro e include gli investimenti effettuati nel 2017.

Le proposte tariffarie per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale relativamente all'anno 2018, sono state pubblicate dall'Autorità con deliberazione 795/2017/R/gas del 5 dicembre 2017.

Con successiva deliberazione 390/2018/R/gas, pubblicata in data 19 luglio 2018, l'Autorità ha determinato i ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per l'anno 2018, al fine di tener conto dei valori di consuntivo relativi all'anno 2017.

Regolamentazione tariffaria per l'anno 2019

Con Deliberazione 280/2018/R/gas, pubblicata in data 10 maggio 2018, l'Autorità ha approvato i ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto, dispacciamento e misura del gas naturale per l'anno 2019, che risultano pari a 1.964 milioni di euro. La RAB utilizzata per il calcolo dei ricavi 2019 per

l'attività di trasporto, dispacciamento e misura è pari a 16,2 miliardi di euro e include gli investimenti stimati per l'anno 2018.

Con successiva Deliberazione 306/2018/R/gas, pubblicata in data 1 giugno 2018, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale relativamente all'anno 2019.

Regolamentazione per il quinto periodo di regolazione 2020-2023

Consultazioni n. 347/2018/R/gas e n. 512/2018/R/gas relativi ai "Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione"

Con i documenti di consultazione n. 347/2018/R/gas e n. 512/2018/R/gas, pubblicati rispettivamente il 22 giugno 2018 e il 18 ottobre 2018, l'Autorità ha espresso gli orientamenti in materia di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione tariffaria. In particolare l'Autorità ha proposto:

- la conferma di un periodo di regolazione della durata di 4 anni (2020-2023);
- la revisione del valore del parametro β asset ai fini della determinazione del tasso di remunerazione (WACC);
- la conferma della metodologia del costo storico rivalutato per la determinazione della RAB, nonché l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat per la sua rivalutazione la conferma di un periodo di regolazione della durata di 4 anni (2020-2023);
- la conferma del riconoscimento forfettario del Capitale Circolante Netto pari allo 0,8%;
- l'inclusione dei lavori in corso (LIC) nel calcolo della RAB, riconoscendone una remunerazione pari al WACC calcolato con un rapporto D/E pari a 4;
- la conferma delle vite utili dei cespiti del corrente periodo di regolazione;
- la determinazione dei costi operativi riconosciuti sulla base dei costi dell'ultimo esercizio disponibile al momento della presentazione delle proposte tariffarie per l'anno 2020, ovvero i costi relativi all'anno 2017, incrementati delle maggiori efficienze realizzate nell'attuale periodo (profit-sharing 50% misurato sull'anno 2017), prevedendo successivi conguagli dovuti ad eventuali scostamenti, con il fattore di efficientamento (X-factor) dimensionato in modo da restituire agli utenti in 4 anni le maggiori efficienze realizzate nel quarto periodo regolatorio;
- l'aggiornamento annuale del corrispettivo variabile (CV) sulla base dei volumi registrati nell'anno t-2;
- la conferma della franchigia del $\pm 4\%$ dei ricavi correlati ai volumi trasportati;
- limitatamente agli investimenti che entreranno in esercizio negli anni 2020-2021 con un rapporto benefici/costi superiore a 1,5, l'applicazione di una maggiorazione

del WACC pari a +1% per 10 anni;

- l'introduzione di un corrispettivo variabile applicato ai volumi trasportati destinato alla copertura dei costi operativi riconosciuti, dei costi relativi al sistema di Emission Trading e dei costi per l'approvvigionamento dei quantitativi a copertura di autoconsumi, perdite e GNC con un meccanismo di copertura dal rischio prezzo;
- la sperimentazione di alcuni meccanismi di copertura dei costi basati sulla spesa totale (cosiddetta "Totex"), rimandando una più compiuta applicazione del meccanismo al successivo periodo regolatorio;
- la definizione dei criteri di regolazione per il servizio di misura in un successivo documento di consultazione.

L'invio delle osservazioni per il secondo e ultimo documento di consultazione n.512/2018/R/gas si è concluso il 17 dicembre 2018, così da permettere l'adozione del provvedimento finale entro fine febbraio 2019.

Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito ai fini regolatori (WACC) per l'anno 2019

Con Deliberazione 639/2018/R/gas, pubblicata in data 6 dicembre 2018, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5 del TIWACC, e del livello di gearing, secondo le previsioni dell'articolo 6 del TIWACC.

Nella deliberazione l'Autorità ha confermato il livello del parametro risk free rate (rf) pari a 0,5% (floor) in quanto la media dei tassi di rendimento in termini reali dei titoli di stato dei Paesi UE con rating di almeno AA rilevati nel periodo 1° ottobre 2017-30 settembre 2018 è risultata inferiore a tale valore.

L'Autorità, inoltre, ha fissato gli altri parametri come segue:

- Country Risk Premium (CRP), pari all'1,4%;
- Scudo fiscale, pari al 24% e livello di tassazione pari al 31%;
- Inflazione prospettica pari all'1,7%.

L'Autorità ha disposto, per i servizi infrastrutturali diversi dalla distribuzione e misura del gas, un livello di gearing D/E pari a 1, mentre la determinazione del parametro Beta sarà effettuata in occasione della regolazione tariffaria dei singoli business a partire dal 2020.

Sulla base dei valori dei parametri sopra richiamati, l'Autorità ha fissato, per l'anno 2019, il tasso di remunerazione del capitale investito per il servizio di trasporto del gas naturale pari al 5,7% in termini reali pre-tasse (5,4% per gli anni 2016-2018). Il WACC per gli anni 2020 e 2021 sarà determinato in seguito alla fissazione del parametro beta per il 5 periodo di regolazione.

Testo Integrato del Bilanciamento (TIB)

Delibera n. 480/2018/R/gas – “Definizione dei parametri dell’incentivazione di cui all’articolo 9 del TIB (Testo integrato del bilanciamento), validi dal 1 ottobre 2018”

Con Deliberazione 480/2018/R/gas, pubblicata in data 28 settembre 2018, l’Autorità ha definito i parametri degli incentivi economici per il Responsabile del Bilanciamento con riferimento al periodo 1° ottobre 2018-31 dicembre 2019. La delibera ha confermato lo schema generale del meccanismo incentivante in vigore, modificando alcuni parametri. In particolare, è stato rafforzato l’obiettivo della performance p3 (bilanciamento residuale), prevedendo un incremento del valore massimo, rispetto alla performance p2 (prezzo intervento TSO a mercato) il cui valore base viene ridotto dal 3% al 2%.

L’Autorità ha ridotto l’incentivo complessivo di una quota fissa pari a 5.500 euro/giorno (circa 2 milioni di euro/anno), riconoscendo al Responsabile del Bilanciamento una somma di pari importo al raggiungimento di ulteriori obiettivi di miglioramento (anche con riferimento al nuovo regime di “Settlement” di cui sotto), in relazione ai quali Snam Rete Gas trasmetterà una proposta all’Autorità.

Nel corso dell’anno termico 2017/18 è stato registrato un sensibile miglioramento della performance complessiva di Snam Rete Gas rispetto al precedente anno termico nel perseguimento di azioni di bilanciamento coerenti con il funzionamento efficiente della rete di trasporto. Tale miglioramento ha consentito un incremento dell’ammontare economico complessivo degli incentivi riconosciuti a Snam Rete Gas (da circa 3,9 a circa 14,8 milioni di euro).

Settlement

Deliberazione 676/2018/R/gas - Disposizioni in merito alle modalità e tempistiche di erogazione dei conguagli relativi ai corrispettivi di scostamento determinati in esito alle sessioni di settlement

Con la Deliberazione 676/2018/R/gas, pubblicata in data 21 dicembre 2018, l’Autorità ha stabilito che la gestione dei conguagli dei corrispettivi di scostamento, determinati in esito alle sessioni di aggiustamento pregresse per il periodo 2013-2019 ai sensi della delibera 223/2018/R/gas, avvenga nell’ambito del meccanismo di neutralità relativo ai corrispettivi di scostamento. In particolare, è previsto che, ai fini della determinazione delle tariffe di trasporto relative rispettivamente agli anni 2020 e 2021, i ricavi derivanti dall’applicazione dei corrispettivi di scostamento (RSC^N e RSC^R) relativi agli anni 2018 e 2019 siano considerati al netto degli importi oggetto di conguaglio determinati in esito alle sessioni di aggiustamento i cui esiti sono prodotti nel medesimo anno.

Altri provvedimenti

Snam Rete Gas - Criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010 - 2013

Con sentenza n. 2888/2015 il Consiglio di Stato ha respinto il ricorso introdotto dall’ARERA per la riforma della sentenza del TAR Milano n. 995/2013 che aveva annullato le disposizioni contenute nelle delibere ARG/gas/184/09, 192/09, 198/09 e 218/10 in materia di tariffe di trasporto e di dispacciamento gas naturale per il periodo 2010-2013 relativamente, in particolare, al riparto commodity/capacity, alla riforma del modello entry/exit e al gas destinato ai consumi degli impianti di compressione (autoconsumi).

Con deliberazione 428/2015/C/gas, l’ARERA ha disposto di proporre ricorso per revocazione per errore di fatto avverso la citata sentenza, ricorso successivamente rinunciato in data 29 marzo 2018 stante la sopravvenuta carenza d’interesse alla prosecuzione del giudizio. Al contempo, l’Autorità ha ottemperato alle predette sentenze con la deliberazione 550/2016/R/gas con cui, riformata la disciplina degli autoconsumi, ha motivatamente confermato i restanti criteri tariffari anche alla luce delle consultazioni effettuate.

Stante la natura confermativa della citata delibera, l’originaria ricorrente ha presentato ricorso per l’ottemperanza delle predette sentenze e la declaratoria della nullità della deliberazione 550/2016/R/gas. Con sentenza n. 494/2017, il TAR di Milano ha parzialmente accolto il ricorso con specifico riferimento al tema del riparto commodity/capacity, ritenendo che la Delibera impugnata abbia ottemperato in modo inesatto e parziale alla sentenza 995/2013 e che, pertanto, l’Autorità debba procedere ad un supplemento di valutazione in ordine agli effetti delle scelte operate.

La sentenza n. 494/2017 è stata impugnata dalla ricorrente, nonché in via incidentale dall’ARERA. Con recente sentenza n. 1840/2018 del 23 marzo 2018 il Consiglio di Stato, in parziale accoglimento del ricorso incidentale dell’Autorità, ha respinto l’azione di nullità per violazione del giudicato presentata dalla ricorrente in primo grado e ha disposto la conversione del rito in un giudizio ordinario di annullamento. La ricorrente ha conseguentemente riassunto il giudizio innanzi al TAR di Milano.

Rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto (GNL)

17.500 m³

Capacità massima di GNL dell'impianto di Panigaglia

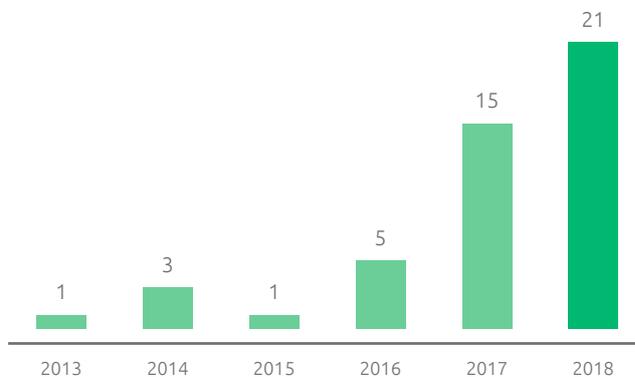
L'impianto di Panigaglia, costruito nel 1971 e di proprietà di GNL Italia, è in grado di rigassificare ogni giorno 17.500 metri cubi di GNL; in condizioni di massima operatività può immettere annualmente nella rete di trasporto oltre 3,5 miliardi di metri cubi di gas naturale. Il totale di gas rigassificato presso l'impianto di Panigaglia nel 2018 è stato pari a 0,91 miliardi di m³ (0,63 miliardi di m³ nel 2017; +44,4%).

3,5 mld m³

Massima quantità che può essere immessa nella rete di trasporto

Nel 2018 sono state effettuate 21 scariche da navi metaniere (15 scariche nel 2017; +40%).

Trend navi metaniere



0,91 mld m³
(+44,4%)

Quantità di GNL rigassificata nel 2018 a Panigaglia movimentati

Il servizio di rigassificazione comprende la scarica del GNL dalla nave, lo stoccaggio operativo per il tempo necessario a vaporizzare il GNL, la sua rigassificazione e l'immissione nella Rete Nazionale presso il punto di entrata di Panigaglia. Inoltre, a partire dal mese di ottobre 2018, GNL Italia ha messo a disposizione degli utenti del terminale un servizio denominato "Servizio di flessibilità" che permette all'utente che lo richiede una modifica al proprio profilo di riconsegna giornaliero.

21 (+40%)

Scariche da navi metaniere

Il servizio di rigassificazione può essere di tipo continuativo per l'intero anno termico o di tipo "spot" e dal mese di ottobre 2018 la capacità di rigassificazione viene conferita a mezzo di apposite procedure d'asta; inoltre comprende il servizio ausiliario, che consiste nella correzione del potere calorifico del gas naturale, per rispettare le specifiche di qualità richieste per la sua immissione nella rete di trasporto (correzione dell'indice di Wobbe).

I nuovi meccanismi di allocazione della capacità su base d'asta nonché i nuovi business nel settore dello SSLNG legati in particolare ai possibili futuri impieghi nei trasporti pesanti e nell'ambito marittimo, portano ad ipotizzare una ulteriore crescita nei consumi di GNL nei prossimi anni.

Nel corso del 2018 GNL Italia ha fornito il servizio di rigassificazione a n. 2 clienti attivi (4 clienti nel 2017).

Principali indicatori di performance

| (milioni di €) | 2016 | 2017 | 2018 | Var. ass. | Var. % |
|--|------|------|-------------|-----------|--------|
| Ricavi totali (a) | 19 | 22 | 24 | 2 | 9,1 |
| - di cui Ricavi regolati (a) | 18 | 21 | 20 | (1) | (4,8) |
| Ricavi totali net of pass-through items (a) | 19 | 19 | 21 | 2 | 10,5 |
| Costi operativi (a) | 12 | 15 | 17 | 2 | 13,3 |
| Costi operativi net of pass-through items (a) | 12 | 12 | 14 | 2 | 16,7 |
| Utile operativo | (5) | 2 | 2 | | |
| Investimenti tecnici (b) | 7 | 5 | 9 | 4 | 80,0 |
| Capitale investito netto al 31 dicembre | 93 | 89 | 86 | (3) | (3,4) |
| Volumi di GNL rigassificati (miliardi di metri cubi) (c) (d) | 0,21 | 0,63 | 0,90 | 0,27 | 42,9 |
| Discariche di navi metaniere (numero) | 5 | 15 | 21 | 6 | 40,0 |
| Dipendenti in servizio al 31 dicembre (numero) | 71 | 63 | 64 | 1 | 1,6 |

(a) Prima delle elisioni di consolidamento.

(b) Investimenti remunerati al WACC base reale pre-tasse pari al 6,6% per il 2016, il 2017 e il 2018. Con riferimento al solo anno 2016, al WACC base reale pre-tasse si aggiunge l'1% di maggiorazione forfettaria a compensazione del lag regolatorio.

(c) Con riferimento all'esercizio 2018, i volumi di gas sono espressi in Standard metri cubi (Smc) con Potere Calorifico Superiore (PCS) medio convenzionalmente pari a 38,1 MJ/Smc (10,572 kWh/Smc).

(d) I quantitativi rigassificati sono esposti al lordo della quota di autoconsumi e perdite (componente Qcp), pari all' 1,7% per il terminale di Panigaglia.

RISULTATI

I **ricavi totali** ammontano a 24 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro, pari al 9,1%, rispetto all'esercizio 2017. Al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi¹², i ricavi totali ammontano a 21 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro, pari al 10,5%, rispetto all'esercizio 2017. L'aumento è dovuto essenzialmente ai maggiori ricavi non regolati a fronte di vendite di gas naturale effettuate sulla piattaforma del bilanciamento.

I **ricavi regolati**, pari a 20 milioni di euro, includono i corrispettivi per il servizio di rigassificazione (17 milioni di euro; -1 milione di euro rispetto al 2017) relativi essenzialmente alla quota di competenza del fattore di garanzia per l'anno 2018, prevista dall'art. 18 dell'Allegato A alla deliberazione 438/2013/R/gas, e il riaddebito agli utenti degli oneri relativi al servizio di trasporto di gas naturale fornito da Snam Rete Gas S.p.A. (3 milioni di euro; invariati rispetto al 2017).¹³

L'**utile operativo** ammonta a 2 milioni di euro, invariato rispetto all'esercizio 2017. I maggiori ricavi rivenienti dalle vendite di gas naturale sono stati compensati dai maggiori costi operativi a fronte del relativo prelievo da magazzino.

¹² I ricavi che trovano contropartita nei costi si riferiscono ai ricavi per il servizio di trasporto fornito da Snam Rete Gas che GNL riaddebita ai propri clienti.

¹³ Ai fini del bilancio consolidato tali ricavi sono elisi, unitamente ai costi del trasporto, in capo a GNL Italia S.p.A. al fine di rappresentare la sostanza dell'operazione.

INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici dell'esercizio 2018 ammontano a 9 milioni di euro (5 milioni di euro nel 2017) ed hanno riguardato investimenti di mantenimento, volti all'ammodernamento, all'adeguamento tecnologico ed alla sicurezza degli impianti dello stabilimento.

Tra questi si evidenziano: (i) interventi di ingegneria sui serbatoi (2 milioni di euro); (ii) interventi sul pontile (circa 1 milione di euro); (iii) interventi di revamping degli impianti (1 milione di euro); (iv) interventi vari di natura informatica e immobiliare (1 milione di euro).

ANDAMENTO OPERATIVO

Nel corso del 2018 presso il terminale GNL di Panigaglia (SP) sono stati rigassificati 0,91 miliardi di metri cubi di GNL (0,63 miliardi di metri cubi nel 2017; +0,28 miliardi di metri cubi; +44,4%).

Nel 2018 sono state effettuate 21 scariche da navi metaniere (15 scariche nel 2017; + 40%).

Erogazione e sviluppo dei servizi di rigassificazione

| | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|------|------|------|
| Clienti attivi (shipper) | 4 | 4 | 2 |
| Rispetto del periodo massimo di interruzione/riduzione della capacità del Terminale per interventi manutentivi (%) | 100 | 100 | 100 |

Cambiamenti organizzativi

Nell'ambito del processo di integrazione degli asset italiani di Snam, iniziato dal 1 luglio 2017, le funzioni operative in GNL hanno potenziato il presidio diretto delle attività core della rigassificazione e rafforzato i processi le cui attività sono state accentrate in Snam e Snam Rete Gas.

Nel corso del 2018, all'interno del progetto di razionalizzazione e semplificazione dell'attuale assetto normativo di Snam, sono state emesse 6 nuove regole che vanno a semplificare ed uniformare i processi operativi.

A fine 2018, il personale in servizio è sostanzialmente in linea rispetto al 31 dicembre 2017.

Infortuni

Nel corso del 2018 gli infortuni sono stati pari a 0 sia per i dipendenti che per contrattisti.

Infortuni sul lavoro

| (n.) | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------------|------|------|------|
| Totale infortuni dipendenti | 1 | 1 | 0 |
| Totale infortuni contrattisti | 0 | 0 | 0 |

Indici - Infortunistici

| | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------|-------|------|------|
| Dipendenti | | | |
| Indice di frequenza (*) | 8,65 | 9,31 | 0 |
| Indice di gravità (**) | 0,660 | 0,17 | 0 |
| Contrattisti | | | |
| Indice di frequenza (*) | 0 | 0 | 0 |
| Indice di gravità (**) | 0 | 0 | 0 |

(*) Numero degli infortuni senza itinere, con inabilità di almeno un giorno, per milione di ore lavorate.

(**) Numero di giornate di lavoro perse (giorni di calendario), relative a infortuni senza itinere con inabilità di almeno un giorno, per migliaia di ore lavorate. I dati sono calcolati considerando anche gli infortuni mortali.

Consumi energetici ed emissioni

| | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|--------|--------|--------|
| Consumi energetici (TJ) | 128 | 325 | 462 |
| Emissioni di CO _{2eq} – scope1 (ton) (*) | 54.298 | 44.421 | 41.407 |
| Emissioni di gas naturale (106 m ³) | 2,9 | 1,7 | 1,2 |
| Emissioni di NO _x (ton) | 5,5 | 14,8 | 22,4 |

(*) Le emissioni di CO_{2eq} sono state calcolate con un Global Warming Potential (GWP) del metano pari a 28, come indicato nello studio scientifico dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) "Fifth Assessment Report IPCC".

Nel 2018 il consumo energetico per la rigassificazione del gas è aumentato del 42%, incremento assolutamente in linea con il quantitativo di gas rigassificato (+42%). Le emissioni totali di ossidi di azoto nel 2018 sono state pari a 22 tonnellate rispetto alle 15 del 2017, con un andamento in linea con la crescita del gas trattato. Le emissioni di gas naturale infine si riducono drasticamente rispetto al 2017, passando da 1,7 a 1,2 miliardi di m³, per la maggior continuità nell'utilizzo del terminale rispetto agli anni passati.

Regolazione del settore di attività

Rapporti con l'Autorità di regolazione

| (n.) | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|------|------|------|
| Risposte a documenti di consultazione (*) | 1 | 2 | 1 |
| Proposte tariffarie | 1 | 1 | 2 |
| Raccolte dati | 25 | 28 | 34 |
| Proposte di modifica/aggiornamento codici e documenti contrattuali (**) | 3 | 0 | 3 |
| Proposte di modifica/aggiornamento codici e documenti contrattuali (approvate) | 0 | 0 | 3 |

(*) Nel 2018 un analogo numero di risposte a documenti di consultazione è stato fornito attraverso associazioni di categoria.

(**) Comprende anche proposte ancora in fase di valutazione ARERA, comprese convenzioni e documenti contrattuali con operatori nell'ambito dei servizi regolati.

Regolamentazione periodo transitorio 2018-2019

Criteri di regolazione delle tariffe del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto, per il periodo transitorio negli anni 2018 e 2019

Con Deliberazione 653/2017/R/gas, pubblicata in data 2 ottobre 2017, l'Autorità ha approvato i criteri tariffari per il servizio di rigassificazione per il periodo transitorio 2018-2019. La delibera conferma i principali criteri della regolazione vigente, con alcune modifiche:

- Il parametro asset β è confermato per il Periodo Transitorio 2018-2019. Il valore del WACC pari al 6,6% in termini reali pre-tasse viene quindi confermato per il 2018 e sarà determinato per l'anno 2019 attraverso l'aggiornamento dei parametri base;
- gli investimenti realizzati nell'anno t-1 saranno inclusi nel capitale investito riconosciuto ai fini della determinazione delle tariffe dell'anno t, in sostituzione dell'incremento dell'1% del WACC a copertura del time-lag regolatorio. L'incremento dell'1% del WACC a copertura del time-lag regolatorio è applicato agli investimenti realizzati nel periodo 1 gennaio 2014-31 dicembre 2016;
- lo schema incentivante input-based (2% per 16 anni per il potenziamento della capacità di rigassificazione) verrà applicato ai nuovi investimenti di sviluppo entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2017;
- uno schema di incentivi input-based (1,5% per 12 anni) verrà applicato agli investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di rigassificazione che entreranno in esercizio negli anni 2018 e 2019;
- i costi operativi riconosciuti nel quarto Periodo Regolatorio verranno aggiornati sulla base dell'inflazione e di un fattore di recupero di produttività (X-factor);
- sono confermate le attuali disposizioni relative al fattore di copertura dei ricavi.

Regolamentazione tariffaria per l'anno 2018

Con Deliberazione 878/2017/R/gas “Determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL della società GNL Italia S.p.A., per l'anno 2018”, l'Autorità ha approvato i ricavi riconosciuti per il servizio di rigassificazione per l'anno 2018 sulla base della proposta presentata da GNL Italia. Le tariffe sono determinate sulla base di ricavi di riferimento pari a 26,9 milioni di euro. Il fattore di copertura dei ricavi è pari al 64% dei ricavi di riferimento. La RAB al 31 dicembre 2017 per l'attività di rigassificazione del GNL è pari a 107,9 milioni di euro.

Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito ai fini regolatori (WACC) per l'anno 2019

Con Deliberazione 639/2018/R/gas, pubblicata in data 6 dicembre 2018, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico, per il triennio 2019-2021, e per i servizi infrastrutturali regolati del settore gas, per l'anno 2019, fissando per l'attività di rigassificazione tale valore al 6,8% (6,6% per gli anni 2016-2018).

L'Autorità ha disposto, per i servizi infrastrutturali diversi dalla distribuzione e misura del gas, un livello di gearing D/E pari a 1, mentre la determinazione del parametro Beta sarà effettuata in occasione della regolazione tariffaria dei singoli business a partire dal 2020. Il WACC per gli anni 2020 e 2021 sarà determinato in seguito alla fissazione del parametro beta per il 5 periodo di regolazione.

Per maggiori informazioni in merito ai valori dei parametri utilizzati dall'Autorità per la determinazione del valore sopra indicato, si rinvia alla sezione “Regolazione del settore di attività - Trasporto di gas naturale” della presente Relazione.

Regolamentazione tariffaria per l'anno 2019

Con Deliberazione 695/2018/R/gas “Approvazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2019 e modifiche e integrazioni alla RTRG”, pubblicata in data 20 dicembre 2018, l'Autorità ha approvato i ricavi riconosciuti per il servizio di rigassificazione per l'anno 2019 sulla base della proposta presentata da GNL Italia. Le tariffe sono state determinate sulla base di ricavi di riferimento pari a 26,7 milioni di euro. Il fattore di copertura dei ricavi è pari al 64% dei ricavi di riferimento. La RAB per l'attività di rigassificazione del GNL è pari a 108,7 milioni di euro.

Contestualmente, l'Autorità ha pubblicato i ricavi definitivi 2018, basati sui dati patrimoniali 2017 consuntivi, che ammontano a 26,7 milioni di euro.

Stoccaggio di gas naturale

16,9 mld m³
Capacità complessiva di stoccaggio

Capacità di stoccaggio disponibile
12,4 mld m³



Capacità di stoccaggio strategico
4,5 mld m³

21,7 mld m³

Gas movimentato nel sistema di stoccaggio

9 Concessioni operative

La capacità di stoccaggio complessivo nel 2018 si attesta, incluso lo stoccaggio strategico, a 16,9 miliardi di metri cubi: la più ampia capacità a livello europeo.

Snam, attraverso la società controllata Stogit, è il maggiore operatore di stoccaggio in Italia, con una quota del 98% della capacità di stoccaggio disponibile totale e uno dei principali operatori in Europa.

Il sistema di stoccaggio consente di compensare le diverse esigenze tra fornitura e consumo di gas: mentre l'approvvigionamento ha un flusso sostanzialmente costante durante tutto l'anno, la domanda di gas è prevalentemente concentrata nel periodo invernale. Inoltre, l'attività di stoccaggio garantisce la disponibilità di quantità di gas strategico, con l'obiettivo di sopperire a eventuali interruzioni o riduzioni degli approvvigionamenti extra-UE, o di superare crisi temporanee del sistema gas.

L'attività di stoccaggio è svolta avvalendosi di un insieme integrato di infrastrutture composto dai giacimenti, dai pozzi, dagli impianti di trattamento gas, dagli impianti di compressione, e dal sistema di dispacciamento operativo. Snam opera attraverso nove concessioni di stoccaggio localizzate in Lombardia (cinque), Emilia Romagna (tre) e Abruzzo (una). Dal 2015, è entrato in funzione il nuovo sito di Bordolano che ha gradualmente aumentato la capacità offerta per complessivi 950 milioni di Smc.

Stogit fornisce i propri servizi di stoccaggio (modulazione di punta, modulazione uniforme, strategico, bilanciamento trasportatori, minerario, servizi di conferimento di breve periodo e, a partire dal 2018, il nuovo servizio di Fast Cycle¹⁴) a 91 operatori sulla base del Codice di Stoccaggio approvato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito anche ARERA).

Grazie agli investimenti realizzati per sviluppare nuovi giacimenti e potenziare quelli esistenti, la capacità complessiva di stoccaggio a fine 2018, a parità di stoccaggio strategico, ha raggiunto 16,9 miliardi di metri cubi (+0,2 miliardi di metri cubi rispetto al 2017), in seguito alla graduale messa in esercizio del campo di Bordolano.

Il gas naturale movimentato nel sistema di stoccaggio nel 2018 si è attestato a 21,07 miliardi di metri cubi, in aumento di 1,15 miliardi di metri cubi, pari al 5,7%, rispetto ai volumi movimentati nel 2017, a seguito sia delle maggiori iniezioni in stoccaggio (+8,6%) sia delle maggiori erogazioni da stoccaggio (3,1%).

Stogit ha raggiunto, il 28 ottobre 2018, un volume di modulazione in giacenza presso il sistema stoccaggi pari a 11.874 milioni standard metri cubi di gas (MSm³), realizzando un nuovo massimo storico, superando il precedente livello di 11.835 MSm³ del 31 ottobre 2017. Un risultato che attesta la capacità di Stogit di rispondere sia alle esigenze del mercato nazionale, sia alle dinamiche contingenti legate ai mercati e alle politiche internazionali che possono modificare sensibilmente la domanda aumentando il valore del business con policy a supporto della security of supply.

¹⁴ Servizio di stoccaggio che prevede una disponibilità di prestazione di iniezione ed erogazione costanti nel corso dell'Anno Termico.

Principali indicatori di performance

| (milioni di €) | 2016 | 2017 | 2018 | Var. ass. | Var. % |
|---|-------|-------|--------------|-----------|--------|
| Ricavi totali (a) | 584 | 601 | 603 | 2 | 0,3 |
| - di cui Ricavi regolati (a) | 583 | 598 | 599 | 1 | 0,2 |
| Ricavi totali net of pass-through items (a) | 503 | 511 | 507 | (4) | (0,8) |
| Costi operativi (a) | 151 | 165 | 168 | 3 | 1,8 |
| Costi operativi adjusted net of pass-through items (a) | 70 | 75 | 72 | (3) | (4,0) |
| Utile operativo | 346 | 339 | 335 | (4) | (1,2) |
| Investimenti tecnici (b) | 117 | 101 | 99 | (2) | (2,0) |
| Capitale investito netto al 31 dicembre | 3.421 | 3.429 | 3.397 | (32) | (0,9) |
| Concessioni (numero) | 10 | 10 | 10 | | |
| - di cui operative (c) | 9 | 9 | 9 | | |
| Gas naturale movimentato in stoccaggio (miliardi di metri cubi) (d) | 20,00 | 19,92 | 21,07 | 1,15 | 5,8 |
| - di cui iniezione | 9,96 | 9,80 | 10,64 | 0,84 | 8,6 |
| - di cui erogazione | 10,04 | 10,12 | 10,43 | 0,31 | 3,1 |
| Capacità di stoccaggio complessiva (miliardi di metri cubi) | 16,5 | 16,7 | 16,9 | 0,2 | 0,9 |
| - di cui disponibile (e) | 12,0 | 12,2 | 12,4 | 0,2 | 1,2 |
| - di cui strategico | 4,5 | 4,5 | 4,5 | | |
| Dipendenti in servizio al 31 dicembre (numero) | 301 | 60 | 59 | (1) | (1,7) |

(a) Prima delle elisioni di consolidamento.

(b) Investimenti remunerati al WACC base reale pre - tasse pari al 6,5%.

(c) Con capacità di working gas per i servizi di modulazione.

(d) I volumi di gas sono espressi in Standard metri cubi (Smc) con Potere Calorifico Superiore (PCS) medio convenzionalmente pari a 39,29 MJ/Smc (10,914 kWh/Smc) per l'attività di stoccaggio di gas naturale per l'anno termico 2018-2019 (39,4 MJ/Smc, 10,930 kWh/Smc, per l'anno termico 2017-2018).

(e) Capacità di working gas per i servizi di modulazione, minerario e bilanciamento. Il valore indicato rappresenta la massima capacità disponibile, pressoché interamente conferita per l'anno termico 2018-2019.

RISULTATI

I ricavi totali ammontano a 603 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro, pari allo 0,3%, rispetto all'esercizio 2017. I ricavi totali, al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi¹⁵, ammontano a 507 milioni di euro, in riduzione di 4 milioni di euro, pari allo 0,8%, rispetto all'esercizio 2017.

I ricavi regolati pari a 599 milioni di euro, si riferiscono principalmente ai corrispettivi per il servizio di stoccaggio di gas naturale (510 milioni di euro) e al riaddebito degli oneri relativi al servizio di trasporto di gas naturale, fornito da Snam Rete Gas S.p.A. (87 milioni di euro)¹⁶. I ricavi regolati, al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi, ammontano a 503 milioni di euro, in riduzione di 5 milioni di euro, pari all'1,0%, rispetto all'esercizio 2017, a fronte essenzialmente dei meccanismi di aggiornamento tariffario e al minor riconoscimento da parte dall'Autorità degli oneri per contributi compensativi alle Regioni ex Legge n. 244 del 24 dicembre 2007¹⁷ (-2 milioni di euro).

I ricavi non regolati pari a 4 milioni di euro (3 milioni di euro nel 2017) si riferiscono principalmente a proventi derivanti da rimborsi assicurativi.

L'utile operativo conseguito nel 2017 ammonta a 335 milioni di euro, in riduzione di 4 milioni di euro, pari all'1,2%, rispetto all'esercizio 2017. La riduzione è dovuta ai minori ricavi di stoccaggio (-3 milioni di euro, al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi) e ai maggiori ammortamenti (-3 milioni di euro) dovuti all'entrata in esercizio di nuove infrastrutture riferibili, in particolare, al sito di Bordolano.

INVESTIMENTI TECNICI

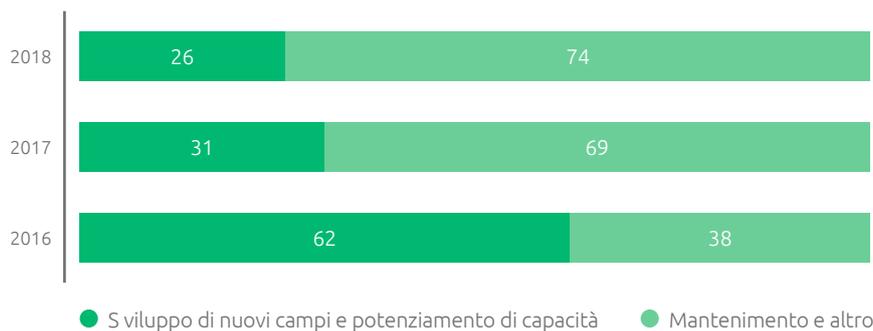
Gli investimenti tecnici del 2018 ammontano a 99 milioni di euro, in riduzione di 2 milioni di euro (-2,0%) rispetto all'esercizio precedente (101 milioni di euro), e si riferiscono allo sviluppo di nuovi campi e potenziamento di capacità (26 milioni di euro) e ad investimenti di mantenimento e altro (73 milioni di euro).

I principali investimenti di sviluppo di nuovi campi e potenziamento di capacità (26 milioni di euro) riguardano essenzialmente le seguenti iniziative:

- Minerbio (16 milioni di euro) per le attività connesse all'installazione della nuova unità di compressione TC7;
- Cortemaggiore (6 milioni di euro) per l'avvio delle attività di perforazione, con la realizzazione della postazione e la fornitura di materiali;
- Sabbioncello (1 milione di euro), per l'acquisto di materiale correlato all'installazione del nuovo sistema di sicurezza ESD/PSD.

Gli investimenti di mantenimento e altro (73 milioni di euro) sono relativi principalmente alla razionalizzazione degli impianti di Cortemaggiore (10 milioni di euro), al Work Over del pozzo di Sabbioncello (6 milioni di euro) e ad attività di natura informatica ed immobiliare (16 milioni di euro complessivamente).

Incidenza investimenti per tipologia (% sul totale investimenti)



¹⁵ Tali componenti si riferiscono principalmente ai ricavi derivanti dal riaddebito degli oneri relativi al servizio di trasporto di gas naturale, fornito da Snam Rete Gas S.p.A. Ai fini del bilancio consolidato tali ricavi sono elisi in capo a Stogit S.p.A., unitamente ai costi del trasporto, al fine di rappresentare la sostanza dell'operazione.

¹⁶ La Delibera 64/2017/R/gas del 16 febbraio 2017 ha stabilito che la quasi totalità degli oneri relativi al servizio di trasporto di gas naturale, a partire dal 1 aprile 2017, non dovrà essere più addebitata agli utenti del servizio di stoccaggio, ma sarà liquidata direttamente dalla CSEA.

¹⁷ Con delibera 855/2017/R/gas pubblicata in data 15 dicembre 2017, l'Autorità di regolazione ha stabilito che tali costi vengano riconosciuti all'impresa di stoccaggio tramite l'applicazione del vincolo dei ricavi (il cosiddetto Fattore SG), garantendone così la neutralità.

Grazie agli importanti investimenti realizzati per sviluppare nuovi giacimenti e potenziare quelli esistenti, Stogit ha superato il precedente massimo quantitativo di gas in giacenza presso i suoi sistemi di stoccaggio, incrementando così la propria capacità di volume e di punta. La capacità complessiva di stoccaggio al 31 dicembre 2018, comprensiva dello stoccaggio strategico, risulta pari a 16,9 miliardi di metri cubi (+0,2 miliardi di metri cubi rispetto al 2017, resi disponibili dal nuovo giacimento di Bordolano), di cui 12,4 miliardi di metri cubi relativi a capacità disponibile, pressoché interamente conferita per l'anno termico 2018-2019 (pari al 99,7% della capacità disponibile), e 4,5 miliardi di metri cubi relativi allo stoccaggio strategico (invariata rispetto all'anno termico 2017-2018, come stabilito dal Ministero dello Sviluppo Economico con comunicato del 6 febbraio 2018)¹⁸.

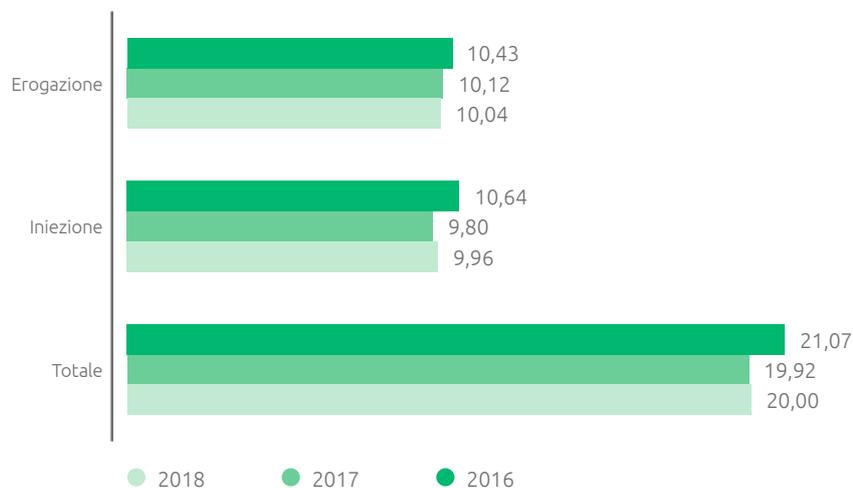
ANDAMENTO OPERATIVO

Gas movimentato nel sistema di stoccaggio

I volumi di gas movimentati nel Sistema di stoccaggio nell'esercizio 2018 ammontano a 21,07 miliardi di metri cubi, in aumento di 1,15 miliardi di metri cubi, pari al 5,8%, rispetto all'esercizio 2017.

L'aumento è attribuibile sia alle maggiori iniezioni per il riempimento degli stoccaggi (+0,84 miliardi di metri cubi; + 8,6%), sia alle maggiori erogazioni da stoccaggio (+0,31 miliardi di metri cubi; +3,1%), a seguito principalmente delle condizioni climatiche dei primi mesi del 2018.

Gas naturale movimentato in stoccaggio (mld m³)



¹⁸ Il Ministero, in data 6 febbraio 2018, ha fissato il volume complessivo dello stoccaggio strategico per l'anno contrattuale 2018-2019 (1 aprile 2018-31 marzo 2019) a 4,62 miliardi di metri cubi, invariato rispetto all'anno termico 2017-2018 (1 aprile 2017-31 marzo 2018). La quota di competenza Stogit è rimasta invariata a 4,5 miliardi di metri cubi. Con circolare dell'8 gennaio 2019, lo stesso Ministero ha confermato per l'anno termico di stoccaggio 2019-2020 (1 aprile 2019-31 marzo 2020) il volume di stoccaggio strategico di gas, pari a 4,62 miliardi di standard metri cubi, di cui 4,5 miliardi di metri cubi di competenza di Stogit.

Erogazione e sviluppo dei servizi di stoccaggio

| | 2016 | 2017 | 2018 |
|--------------------------|------|------|------|
| Clienti attivi (shipper) | 91 | 89 | 91 |

Nel 2018 è proseguito il processo di integrazione, iniziato nel mese di luglio 2017, che ha fatto confluire all'interno di un'unica organizzazione le attività di gestione commerciale dei tre business riguardanti il trasporto, lo stoccaggio e la rigassificazione.

Per gestire gli scambi tra gli operatori e i rapporti con essi, Snam ha sviluppato nel tempo sistemi informatici e portali web che rappresentano un capitale distintivo dell'azienda e che vengono costantemente innovati.

A tal proposito è stato avviato e concluso il progetto di rivisitazione complessivo del sito internet di Snam che

ha ridefinito le sezioni relative ai business di Trasporto, Stoccaggio e Rigassificazione gas con l'obiettivo di migliorare la fruibilità delle informazioni da parte dei clienti e introdurre forme grafiche di rappresentazione.

All'interno dei Codici di rete sono elencati una serie di indicatori per il monitoraggio della qualità del servizio offerto dalle società. Rispetto a questi indicatori le società di Snam hanno mantenuto un'elevata performance anche per il 2018. Una parte di questi indicatori, riferiti a livelli specifici di qualità commerciale dà luogo a indennizzo automatico ai clienti in caso di mancato rispetto dello standard di qualità del servizio.

| (%) | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|------|------|------|
| Capacità di stoccaggio contrattualizzata/Capacità stoccaggio disponibile | 100 | 99,9 | 99,7 |
| Rispetto dei tempi di esecuzione delle prestazioni soggette a standard specifici di qualità commerciale | 100 | 100 | 100 |
| Flow line di collegamento sottoposte a sorveglianza | 100 | 100 | 100 |
| Capacità totale non resa disponibile a seguito di interruzioni/riduzioni del servizio | 0 | 0 | 0 |

Cambiamenti organizzativi

A fine 2018, il personale in servizio è costituito da 59 risorse, in linea rispetto al 31 dicembre 2017 (60 risorse).

Nel corso del 2018 in ambito Operations è stato completato il roll out di SmartGas anche sugli impianti di compressione per lo stoccaggio.

Nell'ottica di una valorizzazione e organizzazione integrata e sinergica degli asset italiani e a seguito del processo di cessione del ramo di azienda "Impianti e Servizi Tecnici" di Stogit, nel corso del 2018, le competenti funzioni Snam Rete Gas in ambito Gestione Impianti, Dispacciamento & Misura, Ingegneria e Costruzioni, Supply Chain, in base a quanto definito dai contratti di servizio, hanno rafforzato e concretizzato azioni volte al presidio diretto delle attività di esercizio, manutenzione e controllo degli impianti di stoccaggio, delle operazioni di dispacciamento stoccaggio, delle attività di ingegneria e realizzazione dei progetti

di investimento relativi alle facility di superficie, degli interventi di migliorie impiantistiche e delle attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi. In particolare, sono stati realizzati due poli misti stoccaggio e trasporto per l'esercizio e la manutenzione dei due nuovi impianti di compressione di Minerbio e Sergnano. Inoltre, nel corso del 2018, è stato portato a termine il progetto di gestione integrata (trasporto-stoccaggio) del dispacciamento. Nel corso del 2018, all'interno del progetto di razionalizzazione e semplificazione dell'attuale assetto normativo di Snam, sono state emesse 6 nuove regole che vanno a semplificare e uniformare i processi operativi.

Infortuni

Nel corso del 2018 gli infortuni sono stati pari a 0 sia per i dipendenti che per contrattisti.

Infortuni sul lavoro

| (n.) | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------------|------|------|------|
| Totale infortuni dipendenti | 1 | 2 | 0 |
| Totale infortuni contrattisti | 1 | 0 | 0 |

Indici - Infortunistici

| | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------|-------|------|------|
| Dipendenti | | | |
| Indice di frequenza (*) | 2,00 | 6,71 | 0 |
| Indice di gravità (**) | 0,110 | 0,43 | 0 |
| Contrattisti | | | |
| Indice di frequenza (*) | 1,27 | 0 | 0 |
| Indice di gravità (**) | 0,07 | 0 | 0 |

(*) Numero degli infortuni senza itinere, con inabilità di almeno un giorno, per milione di ore lavorate.

(**) Numero di giornate di lavoro perse (giorni di calendario), relative a infortuni senza itinere con inabilità di almeno un giorno, per migliaia di ore lavorate. I dati sono calcolati considerando anche gli infortuni mortali.

Consumi energetici ed emissioni

Nel 2018 il consumo energetico per lo stoccaggio è aumentato dell'11%, incremento in linea con il quantitativo di gas stoccato nei giacimenti (+9%). Le emissioni totali di ossidi di azoto nel 2018 sono state pari a 236 tonnellate (+34% rispetto al 2017) attribuibili, sia per l'incremento

dell'attività di stoccaggio del gas sia per la necessità di utilizzare i turbocompressori non DLE di Minerbio a causa della temporanea indisponibilità di quelli a basse emissioni. Per ridurre tali emissioni, dal 2019, l'impianto di compressione di Minerbio avrà solo turbocompressori a basse emissioni (DLE).

Consumi energetici

| | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---------|---------|---------|
| Consumi energetici (TJ) | 4.985 | 4.787 | 5.337 |
| Emissioni di CO _{2eq} – Scope1 (t) (*) | 461.976 | 447.662 | 473.206 |
| Emissioni di gas naturale (10 ⁶ m ³) | 10,7 | 10,7 | 10,5 |
| Emissioni di NO _x (t) | 201 | 175 | 235,7 |

(*) Le emissioni di CO_{2eq} sono state calcolate con un Global Warming Potential (GWP) del metano pari a 28, come indicato nello studio scientifico dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) "Fifth Assessment Report IPCC".

REGOLAZIONE DEL SETTORE DI ATTIVITÀ

Rapporti con l'Autorità di regolazione

| (n.) | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|------|------|------|
| Risposte a documenti di consultazione (*) | 2 | | 1 |
| Proposte tariffarie | 3 | 5 | 3 |
| Raccolte dati | 89 | 91 | 122 |
| Istruttorie (**) | 1 | 2 | 0 |
| Proposte di modifica/aggiornamento codici e documenti contrattuali (***) | 4 | 4 | 3 |
| Proposte di modifica/aggiornamento codici e documenti contrattuali (approvate) | 1 | 2 | 2 |

(*) Nel 2018 un analogo numero di risposte a documenti di consultazione è stato fornito attraverso associazioni di categoria.

(**) Informazioni trasmesse all'Autorità nel corso dell'anno 2018 con riferimento a istruttorie nell'ambito del settore. Comprende istruttorie conoscitive.

(***) Comprende anche proposte ancora in fase di valutazione ARERA, comprese convenzioni e documenti contrattuali con operatori nell'ambito dei servizi regolati.

Regolamentazione tariffaria per l'anno 2018

Con Deliberazione 360/2018/R/gas "Approvazione, in via definitiva, dei ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2018, per le società Stogit S.p.A. ed Edison Stoccaggio S.p.A.", pubblicata in data 29 giugno 2018, l'Autorità ha approvato i ricavi di riferimento in via definitiva per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2018 per la società Stogit, che tengono conto degli incrementi patrimoniali annuali consuntivi relativi all'anno 2017. I ricavi riconosciuti sono pari a 500,5 milioni di euro. La RAB per l'attività di stoccaggio è pari a 4,0 miliardi di euro. Con deliberazione 855/2017/R/gas, pubblicata in data 15 dicembre 2017, l'Autorità aveva approvato in via provvisoria i ricavi riconosciuti per il servizio di stoccaggio per l'anno 2018 sulla base della proposta presentata da Stogit, al fine di disporre di un valore di riferimento per la determinazione dei corrispettivi per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

Regolamentazione periodo transitorio 2019

Con Deliberazione 68/208/R/gas "Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio di gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRS) ed estensione dei criteri vigenti all'anno 2019", pubblicata in data 9 febbraio 2018, l'Autorità ha prorogato per l'anno 2019 i criteri tariffari del servizio di Stoccaggio vigenti nel periodo 2015-2018, confermando il valore del parametro β asset. È stato inoltre avviato il procedimento per la revisione dei criteri per il 5 periodo di regolazione, che decorrerà a partire dall'anno 2020, in analogia ai business del trasporto e della rigassificazione, e nel corso del quale verrà valutata l'opportunità di implementare un approccio regolatorio di tipo "totex".

L'Autorità ha altresì prorogato per l'anno 2019 la regolazione in materia di qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2015-2018.

Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito ai fini regolatori (WACC) per l'anno 2019

Con Deliberazione 639/2018/R/gas, pubblicata in data 6 dicembre 2018, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico, per il triennio 2019-2021, e per i servizi infrastrutturali regolati del settore gas, per l'anno 2019, fissando per l'attività di stoccaggio tale valore al 6,7% dal precedente 6,5% (6,5% per gli anni 2016-2018).

L'Autorità ha disposto, per i servizi infrastrutturali diversi dalla distribuzione e misura del gas, un livello di gearing D/E pari a 1, mentre la determinazione del parametro Beta sarà effettuata in occasione della regolazione tariffaria dei singoli business a partire dal 2020. Il WACC per gli anni 2020 e 2021 sarà determinato in seguito alla fissazione del parametro beta per il 5 periodo di regolazione.

Per maggiori informazioni in merito ai valori dei parametri utilizzati dall'Autorità per la determinazione del valore sopra indicato, si rinvia alla sezione "Regolazione del settore di attività - Trasporto di gas naturale" della presente Relazione.

Regolamentazione tariffaria per l'anno 2019

Con Deliberazione 696/2018/R/gas, pubblicata in data 20 dicembre 2018, l'Autorità ha approvato in via provvisoria i ricavi riconosciuti per il servizio di stoccaggio per l'anno 2019 sulla base della proposta presentata da Stogit. Tali ricavi sono pari a 499,5 milioni di euro e saranno aggiornati con l'approvazione dei ricavi definitivi, determinati utilizzando gli incrementi patrimoniali consuntivi relativi al 2018. La RAB per l'attività di stoccaggio è pari a 4,0 miliardi di euro.

Altri provvedimenti

Meccanismi incentivanti per il servizio di stoccaggio

Con il documento di consultazione 155/2018/R/gas "Introduzione di meccanismi incentivanti per l'erogazione dei servizi di stoccaggio", pubblicato il 19 marzo 2018, l'Autorità ha prospettato l'introduzione di un meccanismo che incentivi le imprese di stoccaggio a rendere disponibili flessibilità aggiuntive rispetto a quelle previste nell'ambito dei servizi di stoccaggio "base". Tali prodotti integreranno quelli attualmente forniti su base mensile, settimanale e giornaliera e permetteranno di completare l'offerta di servizi di stoccaggio "a termine", consentendo agli utenti di usufruire di prestazioni aggiuntive entro un termine prefissato o di trasferire parte delle proprie prestazioni nel tempo.

Il premio per l'impresa di stoccaggio, addizionale rispetto ai ricavi riconosciuti, sarà pari a una percentuale dei proventi derivanti dai conferimenti di tali prodotti, con un valore medio previsto intorno al 40% di tali proventi.

L'invio delle osservazioni si è concluso lo scorso 20 aprile 2018.

Deliberazione 350/2018/R/gas - “Disposizioni in materia di regolazione delle partite economiche relative al servizio di stoccaggio, per l’anno termico 2018-2019”

Con deliberazione 350/2018/R/gas, pubblicata in data 22 giugno 2018, l’Autorità ha previsto, in continuità con l’anno termico 2017-2018, disposizioni in materia di sterilizzazione degli effetti di conferimenti di capacità di stoccaggio a corrispettivi inferiori alla tariffa regolata per assicurare alle imprese di stoccaggio un flusso di ricavi sostanzialmente equivalente a quello ottenibile con l’applicazione, alle capacità allocate tramite asta, dei corrispettivi tariffari. La delibera prevede la compensazione tramite la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) della differenza di prezzo tra la tariffa di stoccaggio ed il prezzo di assegnazione ad asta applicato alla capacità conferita, nonché la compensazione dei costi per l’acquisto della capacità di trasporto sostenuti dalle imprese di stoccaggio.

Inoltre, con riferimento ai proventi derivanti dalla vendita delle capacità rilasciate su base day-ahead dagli operatori di trasporto, la delibera prevede che dal 1° aprile 2018 le imprese di stoccaggio versino tali proventi a CSEA (attualmente sono retrocessi ai TSO), e che i TSO versino a CSEA i proventi incassati relativi all’anno termico 2017-2018.

Deliberazione 614/2018/R/gas - “Servizi di stoccaggio di breve termine - definizione dei parametri di incentivazione per la fase di erogazione”

Con tale deliberazione, pubblicata in data 30 novembre 2018, l’Autorità ha introdotto per la fase di erogazione dell’Anno Termico 2018-2019 un sistema di incentivi per l’offerta da parte di Stogit di capacità di stoccaggio addizionali rispetto a quelle previste nell’ambito dei servizi di stoccaggio “base”.

Il meccanismo di incentivazione prevede il trattenimento di un premio da parte di Stogit, incrementale rispetto ai ricavi riconosciuti, pari a una percentuale dei proventi derivanti dai conferimenti delle capacità addizionali (*profit sharing*).

Il profit sharing è fissato:

- al 100% della funzione di costo per la compravendita di capacità di erogazione quindicinale (anticipi/posticipi di capacità);
- al 30% per la vendita di capacità su base mensile, settimanale, giornaliera e infra-giornaliera.

È inoltre previsto un incremento al 50% del profit sharing di cui al punto (b) dal momento della messa a disposizione da parte di Stogit di ulteriori funzionalità inerenti il processo di conferimento delle capacità giornaliere e infra-giornaliere; tali funzionalità sono state attivate da Stogit dal 7 gennaio 2019, con conseguente incremento al 50% del profit sharing.