



SNAM RETE GAS

INFORMAZIONI RILEVANTI UTILIZZATE AI FINI
DELLA DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI
DELLA RETE NAZIONALE DI GASDOTTI
PER LA PROPOSTA TARIFFARIA DELL'ANNO 2018

Documento predisposto da Snam Rete Gas S.p.A. in adempimento all'art. 23.9 della
Delibera n. 575/2017/R/GAS dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

PREMESSA

In adempimento all'articolo 23.9 dell'Allegato A della delibera 575/2017/R/GAS, dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, Snam Rete Gas rende disponibili le informazioni rilevanti utilizzate ai fini della determinazione dei corrispettivi unitari della rete nazionale di gasdotti.

I corrispettivi unitari della rete nazionale di gasdotti vengono determinati secondo quanto stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nell' Allegato A della delibera 575/2017/R/GAS (RTTG) e sulla base della seguente articolazione procedurale:

- 1. RETE NAZIONALE DI GASDOTTI E DEFINIZIONE PUNTI DI ENTRATA E USCITA;**
- 2. SIMULAZIONE DEI FLUSSI DI GAS NELLA RETE ALLA PUNTA DI CONSUMO;**
- 3. DETERMINAZIONE DEL COSTO DI TRASPORTO UNITARIO SULLA BASE DELLE CAPACITA' DI TRASPORTO IN FUNZIONE DEL DIAMETRO;**
- 4. DETERMINAZIONE DELLA MATRICE ENTRY/EXIT C.D. ESTESA;**
- 5. DETERMINAZIONE DELLA MATRICE ENTRY/EXIT C.D. RIDOTTA;**
- 6. CALCOLO DEI CORRIPETTIVI NODALI (CP_e e CP_u);**
- 7. ALLOCAZIONE DEGLI AUTOCONSUMI AI PUNTI DI ENTRATA.**

1. RETE NAZIONALE DI GASDOTTI E DEFINIZIONE PUNTI DI ENTRATA E USCITA

Il perimetro al quale si applica la procedura di calcolo dei corrispettivi entry-exit è rappresentato dalla rete nazionale di gasdotti, che viene definita con cadenza annuale dal Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. La Rete Nazionale di trasporto viene aggiornata per tenere conto anche della struttura di rete che si prevede in esercizio nell'anno 2018.

Definizione Punti di Entrata

Per l'anno 2018 sono stati definiti i seguenti 78 punti di entrata nella rete nazionale gasdotti:

- n. 5 punti di entrata in corrispondenza delle interconnessioni con i metanodotti esteri di importazione situati in prossimità di Mazara del Vallo, di Passo Gries, di Tarvisio, di Gorizia e di Gela;
- n. 3 punti di entrata in corrispondenza delle interconnessioni con l'impianto di rigassificazione GNL di Panigaglia, con l'impianto di rigassificazione GNL di Porto Viro ubicato a Cavarzere e con l'impianto di rigassificazione GNL OLT di Livorno;
- n. 59 punti di entrata in corrispondenza dei punti di consegna del gas dai campi di produzione nazionale. Ai fini tariffari i punti di entrata da produzione nazionale sono stati raggruppati in



10 aree territoriali omogenee; conseguentemente sono stati individuati 10 differenti valori dei corrispettivi unitari CPe, in analogia a quanto effettuato nel precedente periodo regolatorio;

- n. 8 punti di entrata in corrispondenza dei punti di consegna del gas dalle produzioni di biometano, punti non inseriti nella cartina di riferimento, abbinati ai 10 differenti valori dei corrispettivi unitari CPe in analogia con le produzioni nazionali
- n. 3 punti di entrata virtuale "hub", uno per ogni operatore di stoccaggio (Stogit S.p.A., Edison Stoccaggio S.p.A. ed Ital Gas Storage S.p.A.). Ai fini tariffari è stato considerato un unico corrispettivo unitario di entrata dagli stoccaggi come previsto dal comma 12.1.c della RTTG.

Definizione Punti di Uscita

Per l'anno 2018 sono stati definiti i seguenti 14 punti di uscita dalla rete nazionale gasdotti:

- n. 6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale;
- n. 5 punti per l'esportazione in prossimità di Gorizia, Bizzarone, San Marino, Passo Gries e Tarvisio;
- n. 3 punti di uscita virtuale "hub", uno per ogni operatore di stoccaggio (Stogit S.p.A., Edison Stoccaggio S.p.A. ed Ital Gas Storage S.p.A.). Ai fini tariffari è stato considerato un unico corrispettivo unitario di uscita dagli stoccaggi come previsto al comma 12.1.d della RTTG.

Le 6 Aree di Prelievo sono state determinate sulla base degli ambiti tariffari del servizio di distribuzione del gas naturale individuati dalla Delibera ARG/gas n. 159/08 e confermate con la delibera 573/2013/R/GAS:

NOC - Ambito nord occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;

NOR - Ambito nord orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino – Alto Adige, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Emilia – Romagna;

CEN - Ambito centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;

SOR - Ambito centro-sud orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;

SOC - Ambito centro-sud occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;

MER - Ambito meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

Punti di Entrata e Uscita dalla Rete Nazionale Anno Solare 2018



2. SIMULAZIONE DEI FLUSSI DI GAS NELLA RETE ALLA PUNTA DI CONSUMO

Annualmente viene definito lo scenario per la stima dei flussi di gas alla punta di consumo con riferimento al livello di immissioni e prelievi attesi nel periodo invernale, tipicamente un giorno lavorativo della seconda settimana di gennaio. In particolare lo scenario considerato è il giorno di massima vendita, che è rappresentato da un giorno lavorativo della seconda settimana di gennaio in condizioni climatiche di freddo normale.

Il trasporto di gas sulla rete viene verificato con simulazioni idrauliche eseguite utilizzando un apposito sistema di simulazione, sviluppato “ad hoc” per una rete magliata quale è quella esercita da Snam Rete Gas e permette di:

- a) modellizzare la rete rappresentandola con tratti di rete che uniscono i punti significativi, chiamati “punti di calcolo”; tali punti corrispondono, nel modello, ad elementi fisici quali i nodi principali di connessione tra le condotte, i punti di stacco di derivazioni o di reti di distribuzione, i cambi di diametro, le variazioni consistenti del profilo altimetrico delle condotte. I “punti di calcolo” sono posti pure in corrispondenza delle centrali di compressione e dei punti di immissione in rete dalle importazioni o dalle produzioni nazionali più consistenti;
- b) modellizzare le centrali di compressione, prevedendo l’ applicazione del criterio di controllo caratteristico della centrale per la ripartizione della portata tra le unità; simulare il punto di lavoro di compressori e turbine, con un modello matematico che descrive le curve caratteristiche effettive delle singole macchine, risultanti dalle rilevazioni in campo (ove disponibili) oppure dalle curve attese (“expected”) fornite dai costruttori; tale simulazione consente di determinare il perimetro di funzionamento delle centrali basato sulle effettive curve limite (antisurge, minimo e massimo numero di giri, massima potenza);
- c) calcolare, risolvendo un sistema di equazioni relative ai bilanci di energia, di portata, di composizione ed equazioni di trasporto secondo formule e modelli riconosciuti dalla letteratura scientifica e dalle associazioni tecniche del gas, le seguenti grandezze:
 - pressione, temperatura e composizione del gas in tutti i punti di rete rappresentati;
 - portata e composizione del gas in ogni tratto;
 - punti di lavoro delle centrali di compressione;
 - parametri operativi negli elementi speciali (centrali, valvole, importazioni, pozzi, stoccaggi, prelievi).

I modelli di calcolo utilizzati adottano le seguenti principali equazioni di base:

Calcolo delle perdite di carico	Equazione di Fergusson
Equazione di stato per il calcolo di Z e dei fattori derivati	Equazione BWR
Calcolo del friction factor	Equazione di Colebrook
Calcolo della viscosità	Metodo di Dean-Stiel

L'obiettivo della simulazione fluidodinamica consiste nella cosiddetta mappatura dei flussi dominanti, vale a dire nell'individuazione, in ciascun tratto di rete nel quale è stata suddivisa la rete nazionale di gasdotti, del flusso di gas dominante (o prevalente) nello scenario di massima vendita sopra descritto; tale distribuzione di flusso in ciascuna tratta di rete consente di:

- individuare, per ciascun percorso possibile del gas da un punto di entrata a un punto di uscita della rete nazionale:

- le tratte in flusso (dove il percorso del gas ha la stessa direzione del flusso dominante) alle quali si attribuisce un costo di trasporto pari al 100% del costo unitario di trasporto;
- le tratte in controflusso (dove il percorso del gas è in direzione opposta a quella del flusso dominante), per le quali è prevista, in luogo del costo intero, l'attribuzione di una percentuale ridotta (14%) del costo unitario di trasporto;

- calcolare le medie ponderate qualora in un punto di entrata ed in un punto di uscita siano sottesi rispettivamente più punti di consegna e riconsegna; tale operazione permette di passare dalla matrice estesa alla matrice ridotta.

SCHEMATIZZAZIONE RETE NAZIONALE GASDOTTI FLUSSI DOMINANTI 2018



3. DETERMINAZIONE DEL COSTO DI TRASPORTO UNITARIO SULLA BASE DELLE CAPACITA' DI TRASPORTO IN FUNZIONE DEL DIAMETRO

La rete nazionale di gasdotti viene schematizzata in:

- nodi o punti di intercettazione e derivazione importanti (di seguito: PIDI), che sono i punti fisici della rete che corrispondono a punti di interconnessione o punti di prelievo importanti;
- tratti elementari di rete, vale a dire le tratte di rete comprese fra due PIDI, caratterizzati da una lunghezza e da un diametro.

A ciascun tratto elementare di rete è associato un costo di trasporto unitario in funzione della lunghezza e del diametro considerato.

Il costo unitario di trasporto di ciascuna tratta viene calcolato applicando la seguente formula:

$$CT = IS * (\alpha + \beta + \gamma) / QT$$

dove:

- CT è il costo unitario di trasporto, espresso in euro/mc/g/km;
- IS è il costo specifico, espresso in euro/km e variabile in funzione del diametro del gasdotto;
- α , β e γ sono parametri utilizzati per riportare ad un singolo anno il costo di investimento specifico e rappresentano rispettivamente la remunerazione del capitale investito, l'ammortamento e i costi di gestione;
- QT è la portata teorica del gasdotto, espressa in mc/g, e determinata attraverso la seguente formula semplificata:

$$QT = \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{L * K}}$$

- P1 è la pressione iniziale dell'elemento di rete;
- P2 è la pressione finale dell'elemento di rete;
- L è la lunghezza del gasdotto;
- K è una costante in funzione del diametro, del peso specifico del gas, della temperatura, del coefficiente di attrito e del coefficiente di comprimibilità.

Per la determinazione della portata teorica QT, si fa riferimento al diagramma di Colebrook-White per i diametri medio-grandi e al diagramma di Weymouth per i diametri medio piccoli. Per il calcolo della portata teorica QT in funzione del diametro, si assume una perdita di carico quadratica $\Delta P^2/km$ pari a 15 bar²/km, un criterio tipicamente riscontrabile nella letteratura tecnica di settore.



Il costo di trasporto per ciascuna tratta è direttamente proporzionale alla lunghezza del gasdotto; per calcolare il costo di trasporto di una tratta di lunghezza L, il costo unitario di trasporto per unità di lunghezza viene moltiplicato per una lunghezza L del tratto di gasdotto.

4. DETERMINAZIONE DELLA MATRICE ENTRY/EXIT C.D. ESTESA

Ai fini della determinazione della matrice entry-exit estesa, a ciascuna combinazione di punti di entrata (entry) e PIDI viene associato un costo unitario di trasporto Ci,j (euro/mc/g). Tale costo unitario è calcolato come somma dei costi unitari di trasporto riferiti alla serie di elementi di rete che costituiscono ciascuna combinazione entry-PIDI, determinati secondo il criterio descritto precedentemente.

Ai fini dell'individuazione dei percorsi da ciascun punto di entrata a ciascun punto di uscita, viene considerato il criterio del costo minimo. Vale a dire che per ciascuno dei possibili percorsi alternativi tra ciascuna coppia di punto di entrata e di punto di uscita viene calcolato un costo di trasporto pari alla somma dei costi relativi a ciascuna tratta elementare facente parte del percorso e ai fini del calcolo della matrice viene utilizzato il percorso caratterizzato dal minimo costo.

5. DETERMINAZIONE DELLA MATRICE ENTRY/EXIT C.D. RIDOTTA

La determinazione della matrice entry-exit condensata o ridotta, avviene aggregando i PIDI di ciascuna area di prelievo o uscita, effettuando una media ponderata dei costi di trasporto in funzione dei flussi in uscita da ciascun PIDI dell'area di prelievo.

Nel periodo di regolazione vigente sono state considerate sei aree di uscita in corrispondenza con gli ambiti tariffari definiti dall'Autorità per il servizio di distribuzione.

Nella tabella sotto riportata vengono normalizzati i valori che rappresentano i rapporti relativi dei costi associati a ciascuna tratta.

Table with columns for various locations (e.g., Mazara del Vallo, Cefalù, Poggioreale) and rows for different cost categories. The table contains numerical data representing normalized costs for each location pair.

6. CALCOLO DEI CORRIPETTIVI NODALI (CP_e e CP_u)

L'ultimo passaggio è finalizzato al calcolo dei valori dei corrispettivi unitari in ciascun punto di entrata e di uscita in modo da minimizzare, nel rispetto dei vincoli definiti nella delibera 575/2017/R/gas, la somma delle differenze quadratiche tra i corrispettivi CP_i e CP_j e i costi unitari del trasporto $C_{i,j}$ individuati per ciascuna tratta da ciascun punto di entrata i a ciascun punto di uscita j .

In termini matematici ciò significa applicare il seguente criterio di minimizzazione:

$$\min \sum_{i,j} (CP_i + CP_j - C_{i,j})^2$$

I vincoli che devono essere considerati nella risoluzione dell'algoritmo di calcolo sono:

- l'esclusione delle soluzioni nella quali i corrispettivi assumono valori negativi;
- l'attribuzione del 40% del vincolo sui ricavi ai punti di entrata e l'attribuzione del 60% del vincolo sui ricavi ai punti di uscita;
- le differenze tra i valori dei corrispettivi unitari relativi a punti di uscita contigui non devono superare il 30% del valore medio nazionale dei corrispettivi CP_u ;
- il prodotto dei corrispettivi unitari per le capacità previste in conferimento deve essere uguale ai ricavi di riferimento relativi alla rete nazionale di gasdotti.

Nella tabella seguente vengono riportate le tariffe scalate e definitive per il rispetto del vincolo dei ricavi con l'attribuzione del 40% dei ricavi ai punti di entrata e del 60% dei ricavi ai punti di uscita e dei vincoli precedentemente esposti.

TARIFFE 2018 -Scalate			
ENTRY		EXIT	
Mazara del Vallo	3,455494	NOC Nord Occidentale	2,333846
Gela	3,144086	NOR Nord Orientale	1,828740
Passo Gries	0,627960	CEN Centrale	2,333846
Tarvisio	1,043477	SOR Centro-sud Orientale	2,197205
Gorizia	0,726711	SOC Centro-sud Occidentale	1,828740
GNL Panigaglia	0,260178	MER Meridionale	1,692099
GNL Cavarzere	0,526795	S. SALVO	1,074800
GNL OLT Livorno	0,317843	SABBIONCELLO	0,332491
Prod Naz. - Hub 1	0,084197	MINERBIO	0,165839
Prod Naz. - Hub 2	0,119836	SERGNANO	0,623738
Prod Naz. - Hub 3	0,084197	SETTALA	0,818415
Prod Naz. - Hub 4	0,212341	BRUGHERIO	1,179417
Prod Naz. - Hub 5	0,230236	RIPALTA	0,622499
Prod Naz. - Hub 6	0,313672	CORTE	0,653750
Prod Naz. - Hub 7	0,610587	COLLALTO	0,753458
Prod Naz. - Hub 8	1,209036	CELLINO	1,399404
Prod Naz. - Hub 9	1,555626	CASTEL BOLOGNESE	0,470113
Prod Naz. - Hub 10	2,909101	BORDOLANO	0,661742
S. SALVO	0,313672	SVIZZERA	3,680986
SABBIONCELLO	0,237831	SLOVENIA (Gorizia Esp.)	1,934456
MINERBIO	0,123608	R.S.MARINO	3,729143
SERGNANO	0,084197	PASSO GRIES	2,155832
SETTALA	0,097852	TARVISIO	0,864992
BRUGHERIO	0,116630		
RIPALTA	0,084197		
CORTE	0,124359		
COLLALTO	0,921712		
CELLINO	0,351204		
CASTEL BOLOGNESE	0,092262		
BORDOLANO	0,103247		

**7 ALLOCAZIONE DEGLI AUTOCONSUMI AI PUNTI DI ENTRATA**

I valori percentuali specifici di autoconsumo (fuel gas e consumi di linea) sono determinati come principio attribuendo per ogni punto di entrata le centrali di compressione in proporzione al proprio volume immesso previsto a budget.

Il quantitativo di gas di autoconsumo, stimato per l'anno 2018, rapportato ai quantitativi complessivamente previsti in immissione nei punti di entrata della rete di trasporto, risulta pari a 0,219028%, tale valore medio sarà applicato su tutti i singoli punti di entrata della rete nazionale secondo quanto previsto all'art. 14.1 della RTTG della delibera 575/2017/R/GAS.

	M Smc	γFuel
Autoconsumi	155,15	0,219028%
Immessi 2018	70.836,85	