



I COSTI DEL SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS IN ITALIA

Milano, febbraio 2025

ASSOGAS, fondata nel 1979 e aderente a Confindustria da più di vent'anni, è un'Associazione di categoria che opera a livello nazionale per promuovere e tutelare gli interessi degli industriali del comparto del gas e dei servizi energetici.

L'Associazione rappresenta circa 70 aziende che svolgono attività prevalentemente nel settore energetico del gas naturale, sia nel segmento distribuzione che in quello della vendita ai clienti. Gli associati ASSOGAS operano nel mercato senza alcuna forma di vincolo o collegamento con operatori dominanti italiani o europei, contribuendo così a determinare condizioni favorevoli allo sviluppo di reali dinamiche concorrenziali, in linea con la mission associativa di difesa della concorrenza.

Indice

1.	Premessa	4
2.	I livelli di RAB delle aziende di distribuzione del gas (dati 2023).....	6
3.	Qualità e sicurezza del servizio (dati 2023)	11
4.	Conclusioni	14

1. Premessa

Lo scopo di questo documento è quello di offrire, attraverso una valutazione critica e quanto più possibile oggettiva, fondata su analisi quantitative effettuate su dati di settore pubblici, uno spunto di riflessione sul futuro del mercato della distribuzione del gas naturale che, in questo momento storico, attraversa una fase, per alcuni aspetti, determinante per il suo stesso futuro.

In questi mesi, infatti, il mercato, da un lato, ha seguito il procedimento presso l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) in merito all'operazione di acquisizione da parte di Italgas S.p.A. del controllo dell'operatore 2I Rete Gas S.p.A., in cui ASSOGAS è stata peraltro parte attiva, dall'altro, non ha ancora visto l'approvazione degli interventi sull'aggiornamento del Decreto Criteri per il rilancio delle gare d'ambito.

A questo, si aggiunge la modifica del sistema tariffario prevista per il prossimo periodo regolatorio che inizierà al 1° gennaio 2026, con l'applicazione della metodologia "ROSS" (Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio), focalizzata sulla spesa totale, anche attraverso il ricorso a coefficienti standard di definizione della spesa capitalizzata, superando così l'attuale regime di riconoscimento dei costi che considera separatamente i costi operativi (con incentivi di tipo price-cap) e gli investimenti (con una regolazione di tipo rate-of-return).

Per confermare i segnali già emersi in occasioni precedenti, ASSOGAS ha ritenuto essenziale procedere all'aggiornamento di uno studio effettuato nel corso del 2019 e presentato nel corso dell'Assemblea Nazionale del 11 ottobre 2019 in occasione del 40° anniversario dell'Associazione, volto ad analizzare i valori del Vincolo ai Ricavi Totale (VRT) dei vari operatori, ossia il ricavo massimo spettante a ciascun operatore in funzione delle regole tariffarie stabilite da ARERA, in relazione ad altri indicatori, principalmente di dimensione e di qualità e sicurezza del servizio erogato.

Dal confronto tra i dati di vari distributori operanti nel Nord e Centro Italia¹ con i dati degli associati ASSOGAS era all'epoca emersa una correlazione diretta tra dimensione degli operatori e valori unitari del VRT: al crescere della dimensione, aumentano i valori unitari (€/PdR) di VRT riconosciuto.

Più in particolare, mentre i costi operativi unitari (riconosciuti in modo forfettario) diminuiscono al crescere della dimensione, i costi di capitale (riconosciuti sostanzialmente "a piè di lista"²) risultano invece maggiori al crescere delle dimensioni.

Tutto ciò, a fronte di livelli di qualità e sicurezza tra i vari operatori sostanzialmente sovrapponibili: analizzando infatti i principali indicatori (chiamate dei clienti al pronto intervento gas, dispersione delle reti e livello di copertura della protezione catodica³), si

¹ L'analisi riguarda i soli distributori di gas, le località tariffarie e la numerosità dei PdR del Centro-Nord Italia. Ciò al fine di limitare l'impatto sul livello delle RAB dei contributi pubblici ricevuti. Tale livello, nel corso dei decenni passati, è infatti stato disomogeneo: i contributi pubblici per la metanizzazione ricevuti dalle regioni del Sud Italia risultano sostanzialmente maggiori di quelli ricevuti dalle altre Regioni.

² Si ricorda l'eccezione, parziale, per gli investimenti in smart meter, riconosciuti ad un valore pari alla media pesata tra il costo dell'investimento effettivamente sostenuto e un costo standard definito da ARERA.

³ Tecnica elettrolitica di salvaguardia dalla corrosione di strutture metalliche esposte a un ambiente elettrolitico (terreni, acqua marina, acqua dolce, sostanze chimiche, ecc.) che può essere aggressivo nei confronti del metallo.

evidenzia l'assenza di una correlazione diretta tra dimensione e valore dell'indicatore considerato.

Appare pertanto corretto affermare che non ci sono evidenze a supporto della tesi secondo la quale i maggiori livelli di investimento dei grandi operatori si traducono (e ne sono in certo qual modo giustificati) in livelli più elevati di qualità e sicurezza del servizio.

Di seguito sono riportate le principali macro-risultanze dell'aggiornamento effettuato, sia in termini di tariffa che di livelli di qualità e sicurezza del servizio, e le principali considerazioni che ne derivano.

2. I livelli di RAB delle aziende di distribuzione del gas (dati 2023)

Innanzitutto, si ritiene opportuno effettuare alcuni chiarimenti e precisazioni in merito alle tariffe.

Le tariffe approvate da ARERA e riconosciute ai distributori sono volte a garantire la copertura di due componenti:

- costi operativi per la gestione del servizio (manutenzione degli impianti, servizio di pronto intervento, ecc.) [c.d. OPEX];
- ammortamento e remunerazione del Capitale Investito Netto (CIN o RAB – acronimo di Regulatory Asset Base) della rete e degli impianti gestiti ad un tasso percentuale definito dalla medesima Autorità per ciascuna attività regolata (c.d. WACC) [c.d. CAPEX].

La prima componente è determinata in maniera parametrica da ARERA (ossia mediante riconoscimento di un valore unitario espresso in euro per punto di riconsegna gestito), in alcuni casi (attività di misura e commercializzazione) attraverso un valore indifferenziato per tutti i gestori a livello nazionale, in altri (attività di distribuzione) attraverso un valore omogeneo per classe dimensionale, definita sulla base di dimensione (nr. di punti di riconsegna – PdR - gestiti) e densità (nr di PdR per metro di rete) del distributore, decrescente all'aumentare dei due parametri. Più grande sarà l'operatore, quindi, minori saranno i ricavi tariffari unitari percepiti a copertura dei costi operativi per l'attività di distribuzione.

La seconda componente è determinata sulla base dei dati specifici del singolo operatore, a partire da quelli storici e aggiornati annualmente sulla base dei dati comunicati ogni anno dallo stesso, che concorrono a determinare la c.d. RAB, ossia il valore del capitale investito netto riconosciuto da ARERA ai fini tariffari; maggiore è il valore della RAB, pertanto, maggiore sarà l'importo della tariffa a copertura dei costi di investimento riconosciuta al distributore.

Ciò premesso, come è stato riconosciuto nelle Linee Guida ministeriali adottate nel 2014, in base al DM 226/2011, per la determinazione del valore di rimborso spettante al gestore uscente, va precisato che la RAB risente di sistemi di contabilizzazione dei costi fortemente diversificati tra gli operatori. Tali differenze sono frutto, per esempio, di diversi sistemi di approvvigionamento, di gestione delle commesse e di allocazione di costi indiretti.

Di conseguenza, per evitare distorsioni nella comparazione dei costi, l'efficienza dovrebbe essere rapportata alla tariffa complessiva riconosciuta da ARERA a ciascun operatore (tariffa composta da copertura dei costi operativi OPEX e remunerazione del capitale investito CAPEX) e la tariffa dei grandi operatori dovrebbe essere logicamente inferiore a quella degli operatori minori.

Tuttavia, ciò non accade perché la RAB dei grandi operatori è nettamente più elevata rispetto a quella degli operatori minori (medio – piccoli). Di conseguenza, i minori ricavi tariffari percepiti dai grandi operatori a copertura dei costi operativi (in base ai criteri fissati da ARERA) sono ampiamente compensati dai maggiori ricavi tariffari derivanti dalla remunerazione del capitale investito nella rete, cioè dal valore più elevato della RAB, che, risente di molteplici fattori, molti dei quali riferiti a scelte operate dalle singole imprese nel passato.

Si precisa infine che i valori della RAB relativa agli impianti di distribuzione (principalmente condotte, allacciamenti e impianti principali e secondari) rappresentano la parte di gran lunga prevalente, dato che gli investimenti effettuati negli impianti di misura (ovvero i contatori) sono notevolmente inferiori (circa un decimo del totale), come anche rinvenibile dalle tabelle seguenti.

Ai fini dello studio effettuato, ci si è quindi focalizzati sui livelli di RAB delle località servite da reti di distribuzione di gas naturale.

L'analisi è stata effettuata sulla base degli ultimi dati disponibili, relativi all'anno 2023.

Per quanto riguarda i dati tariffari, è stato utilizzato un database «proprietario» ed alimentato con le seguenti informazioni, per località tariffaria, ricavate dalle pubblicazioni ufficiali:

- Dati fisici

Sono stati utilizzati i dati al 31 dicembre 2012 presenti sul sito del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica⁴ e relativi a:

- numero di PdR;
- lunghezza condotte.

I dati relativi al numero di PdR sono stati poi aggiornati al 31 dicembre 2022 utilizzando le informazioni desumibili dalla Relazione Annuale pubblicata da ARERA in data 11 luglio 2023.

- Dati tariffari

Sono stati utilizzati i seguenti dati:

- tariffe di riferimento definitive 2023 pubblicate da ARERA con la Deliberazione n. 146/2024/R/gas;
- valori unitari dei costi centralizzati e dei costi distribuzione, misura e commercializzazione, come definiti da ARERA nella Deliberazione n. 737/2022/R/gas, Allegato A, Tabelle 4 e 5, e da ultimo aggiornati con la Deliberazione n. 587/2024/R/gas.

I dati tariffari così ricavati sono stati poi analizzati al fine di evitare duplicazioni dovute a località di sconfinamento o valori unitari anomali.

I dati, sia fisici che tariffari, sopra richiamati sono stati quindi elaborati aggiungendo ulteriori informazioni “anagrafiche” quali: provincia, regione, zona geografica (nord-centro-sud), numero di abitanti.

Sono state anche aggiunte, laddove pertinenti, le informazioni utili per la definizione dei gruppi societari di appartenenza di ciascun distributore.

In questo modo sono stati resi omogenei e confrontabili i dati relativi a RAB e VRT dei vari operatori oggetto di analisi.

⁴ <https://www.mase.gov.it/energia/gas-naturale-e-petrolio/gas-naturale/distribuzione/elenco-ambiti-territoriali>

Analogamente a quanto effettuato nel 2019 e per i medesimi motivi (ovvero “sterilizzare” gli effetti dei contributi pubblici ricevuti in maniera particolarmente significativa nelle zone del Mezzogiorno sulla RAB), lo studio si è concentrato sui distributori operanti nelle zone geografiche del Nord e Centro Italia.

Il pool di operatori selezionato risulta rappresentativo di circa 17 milioni di PdR, 15 €/MLD di RAB e 2,5 €/MLD di VRT.

La prima novità che emerge dall’aggiornamento è la riduzione del numero di distributori (da 145 a 132), conseguente all’aumento della concentrazione degli operatori, avvenuta a seguito di operazioni di M&A.

L’analisi dei dati tariffari relativi alla RAB unitaria (sia per PdR che per metro di rete, utile a “sterilizzare” gli effetti della maggiore o minore densità dei centri serviti) conferma le evidenze già emerse dallo studio originario: al crescere della dimensione degli operatori, crescono sensibilmente i valori unitari della RAB, in particolare per quanto riguarda la distribuzione.

Ne consegue pertanto un maggior valore in termini di remunerazione degli investimenti e di ammortamento riconosciuto e, quindi, di VRT per gli operatori di maggiori dimensioni, nonostante a quest’ultimi sia riconosciuto un minor valore dei costi operativi della distribuzione.

I distributori di minori dimensioni, infatti, si attestano infatti in media su livelli inferiori di RAB per PdR gestito (Tavola 1); di contro, alcuni dei principali gruppi industriali si attestano su valori sostanzialmente superiori rispetto alla media.

Ciò è evidente dai valori di RAB per PdR gestito relativa alla sola attività di distribuzione, riportati nella Tavola 1.

Tav. 1. RAB distribuzione e classe dimensionale del distributore

Dimensioni Distributore / Gruppo	Numero Distributori	RAB (€/000)	PdR (#/000)	RAB / PdR (€)
DSO con PdR <100k	75	747.964	1.170	640
DSO 100K< PdR <200k	4	443.822	612	725
DSO 200K< PdR <500k	1	152.912	249	615
Distributori Assogas	23	509.303	932	546
Gruppo ASCO HOLDING	7	652.457	872	748
Gruppo IREN	4	672.863	870	774
Gruppo HERA	3	1.147.179	1.520	755
Gruppo A2A	4	1.185.355	1.655	716
Gruppo F2i	2	2.101.066	2.664	789
Gruppo ITALGAS	4	5.337.357	5.551	962
Gruppo Estra S.p.A.	3	324.688	528	615

Dimensioni Distributore / Gruppo	Numero Distributori	RAB (€/000)	PdR (#/000)	RAB / PdR (€)
Gruppo V Reti	2	181.239	308	589
TOTALE	132	13.456.205	16.929	795

Fonte: Rielaborazione Assogas su dati ARERA, MASE

Le medesime evidenze si confermano anche guardando la RAB (sempre relativa alla sola distribuzione) per metro lineare riportata in Tavola 2.

Tav. 2. RAB distribuzione e classe dimensionale del distributore

Dimensioni Distributore / Gruppo	Numero Distributori	RAB (€/000)	Lunghezza rete (km)	RAB / m (€)
DSO con PdR <100k	75	747.964	17.798	42
DSO 100K< PdR <200k	4	443.822	9.728	46
DSO 200K< PdR <500k	1	152.912	2.332	66
Distributori Assogas	23	509.303	14.539	35
Gruppo ASCO HOLDING	7	652.457	13.928	47
Gruppo IREN	4	672.863	8.865	76
Gruppo HERA	3	1.147.179	18.597	62
Gruppo A2A	4	1.185.355	11.082	107
Gruppo F2i	2	2.101.066	41.295	51
Gruppo ITALGAS	4	5.337.357	46.630	114
Gruppo Estra S.p.A.	3	324.688	6.637	49
Gruppo V Reti	2	181.239	3.161	57
TOTALE	132	13.456.205	194.592	69

Fonte: Rielaborazione Assogas su dati ARERA, MASE

Come si può notare, i gruppi societari di maggiori dimensioni registrano valori di RAB/PdR e RAB/metro generalmente più elevati rispetto ai distributori di piccole e medie dimensioni, evidenziando peraltro una profonda differenza.

Una proporzione simile si riscontra anche nella RAB unitaria relativa alla misura riportata in Tavola 4, con riferimento al valore per PDR.

Tav. 4. RAB misura e classe dimensionale del distributore

Dimensioni Distributore / Gruppo	Numero Distributori	RAB (€/000)	PdR (#/000)	RAB / PdR (€)
DSO con PdR <100k	75	56.398	1.170	48
DSO 100K< PdR <200k	4	62.872	612	103
DSO 200K< PdR <500k	1	31.662	249	127
Distributori Assogas	23	72.696	932	78

Dimensioni Distributore / Gruppo	Numero Distributori	RAB (€/000)	PdR (#/000)	RAB / PdR (€)
Gruppo ASCO HOLDING	7	87.964	872	101
Gruppo IREN	4	88.063	870	101
Gruppo HERA	3	185.129	1.520	122
Gruppo A2A	4	177.406	1.655	107
Gruppo F2i	2	282.597	2.664	106
Gruppo ITALGAS	4	638.655	5.551	115
Gruppo Estra S.p.A.	3	55.624	528	105
Gruppo V Reti	2	33.963	308	110
TOTALE	132	1.773.030	16.929	105

Rielaborazione Assogas su dati ARERA, MASE

L'analisi dei dati 2023 conferma pertanto la correlazione positiva, già emersa nel 2019, tra la dimensione degli operatori e i valori unitari del VRT, trainati dall'effetto della RAB.

3. Qualità e sicurezza del servizio (dati 2023)

I dati tariffari di cui al capitolo precedente devono essere letti congiuntamente ai dati relativi alle qualità e sicurezza del servizio erogato, al fine di verificare se esista o meno una correlazione tra le corrispondenti performance e il valore delle tariffe riconosciute; più in particolare, si vuole verificare se a tariffe maggiori corrispondono livelli di prestazione migliori.

L'analisi è stata effettuata sulla base degli ultimi dati disponibili, relativi all'anno 2023, desumibili dalla Relazione Annuale pubblicata da ARERA e si è concentrata sui seguenti indicatori:

- chiamate dei clienti al pronto intervento gas;
- dispersione delle reti;
- livello di copertura della protezione catodica.

Dalla Relazione Annuale sono stati ricavati i dati relativi ai principali operatori, mentre, per quanto riguarda gli associati ASSOGAS, al fine di avere un campione rappresentativo dei distributori di piccola e media dimensione, è stata effettuata una raccolta dati interna, che ha visto una partecipazione significativa in termini di numerosità (17 distributori) e di fatturato e PdR rappresentati (più del 75%).

Dal confronto tra i dati emerge un sostanziale allineamento tra gli operatori nel valore degli indicatori considerati, risultando essi sostanzialmente sovrapponibili, indipendentemente dalla dimensione.

Le tavole seguenti riportano il dettaglio per ciascuno degli indicatori considerati.

Tav. 5. Numero di chiamate al Pronto Intervento dei principali esercenti nel 2023

Esercente	Clienti Finali	Impianto di distribuzione	
		Casi	Casi ogni 1.000 clienti
Italgas Reti	6.371.702	60.279	9,46
2I Rete Gas	4.860.123	59.111	12,16
Inrete Distribuzione Energia	1.134.930	11.395	10,04
Unareti	1.047.069	10.374	9,91
Gruppo Assogas	928.339	12.909	13,91
Toscana Energia	798.220	9.356	11,72
Ireti	712.780	6.398	8,98
Centria	402.583	3.245	8,06
Ap Reti Gas	345.447	3.208	9,29
Acegasapsamga	290.565	1.884	6,48
Retipiù	284.212	3.073	10,81
V-Reti	254.442	2.922	11,48
Lereti	247.476	1.593	6,44

Esercente	Clienti Finali	Impianto di distribuzione	
		Casi	Casi ogni 1.000 clienti
Ld Reti	238.624	3.314	13,89
Ap Reti Gas Nord-Est	185.846	1.724	9,28
Adrigas	174.459	1.294	7,42
Novareti	168.684	654	3,88
Amg Energia	163.167	3.656	22,41
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.694	972	6,49
Azienda Municipale Del Gas	125.296	1.484	11,84
As Retigas	120.494	1.165	9,67
Edma Reti Gas	117.025	1.283	10,96
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	110.838	1.068	9,64
TOTALE	19.232.015	202.361	10,52

Fonte: Relazione Annuale ARERA

Tav 6. Individuazione di dispersioni nelle reti dei principali esercenti nel 2023 (lunghezza reti in km)

Esercente	Lunghezza Rete	Dispersioni	
		Numero	Per Km di rete
Italgas Reti	61.601	41.484	0,67
2I Rete Gas	71.909	24.033	0,33
Gruppo Assogas	15.288	4.135	0,27
Inrete Distribuzione Energia	14.589	6.059	0,42
Unareti	5.176	8.275	1,60
Toscana Energia	8.107	5.984	0,74
Ireti	7.926	3.425	0,43
Centria	6.136	867	0,14
Ap Reti Gas	7.126	888	0,12
Acegasapsamga	3.374	933	0,28
Retipiù	2.869	1.822	0,64
V-Reti	2.844	985	0,35
Lereti	2.445	549	0,22
Ld Reti	2.958	998	0,34
Ap Reti Gas Nord-Est	2.354	386	0,16
Adrigas	2.758	568	0,21

Esercente	Lunghezza Rete	Dispersioni	
		Numero	Per Km di rete
Novareti	2.734	271	0,10
Amg Energia	931	1.422	1,53
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.624	784	0,30
Azienda Municipale Del Gas	646	431	0,67
As Retigas	2.211	382	0,17
Edma Reti Gas	1.306	468	0,36
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.621	284	0,18
TOTALE	229.533	105.433	0,46

Fonte: Relazione Annuale ARERA

Per quanto riguarda le performance relative all'attività di protezione catodica, non si ritiene significativo rappresentare la tavola di dettaglio, in quanto la rete in acciaio con protezione catodica risulta pari al 100% della rete praticamente per tutte le imprese di maggiori dimensioni (Fonte: ARERA) e anche per le imprese associate ad ASSOGAS.

L'analisi svolta sugli indicatori di qualità e sicurezza evidenzia che, con riferimento al "n. dispersioni per km di rete" sembra addirittura emergere una performance migliore nelle reti gestite dai distributori associati ASSOGAS, a parità di prestazioni relative alla "protezione catodica efficace su rete in acciaio in BP" e ad una performance legger-mente inferiore relativamente al "n. chiamate al pronto intervento ogni 1.000 clienti".

Alla luce di quanto sopra, si può quindi in conclusione sostenere che la segmentazione degli operatori per classe dimensionale incrociata con le variabili relative ad efficienza e qualità del servizio non consente di affermare l'esistenza di una relazione positiva tra dimensione dell'operatore e qualità ed efficienza del servizio.

4. Conclusioni

Dalle evidenze emerse nel corso dell'analisi, riportate nei capitoli precedenti, si evince quindi che:

- i livelli di RAB sono fortemente influenzati dai sistemi di contabilizzazione dei costi relativi agli impianti che si sono stratificati negli anni e seguono logiche fortemente diversificate tra gli operatori: capitalizzazione dei costi, politiche di approvvigionamento, gestione delle “commesse”, allocazione di costi indiretti sono tutti fattori soggettivi che rendono disomogenei i dati di partenza (costi storici) sulla base dei quali viene determinata la RAB riconosciuta in tariffa;
- gli operatori di maggiori dimensioni presentano valori di RAB più elevati rispetto a quelli di media e piccola dimensione, che più che compensano i minori ricavi tariffari percepiti a copertura dei costi operativi;
- non esiste una correlazione diretta e positiva tra la dimensione dell'operatore e i livelli di qualità ed efficienza del servizio: tutti gli operatori si attestano su performance tendenzialmente in linea con la media di mercato e conformi alle previsioni regolatorie di ARERA;
- tutto ciò premesso, non sembra quindi possibile affermare che i maggiori investimenti (e quindi la maggiore RAB e, di conseguenza, tariffa) riconosciuti agli operatori di grandi dimensioni siano giustificati da prestazioni migliori in termini di qualità e sicurezza del servizio offerto.