

Ricerca di Sistema elettrico



Analisi dell'impatto operativo delle miscele GN-H₂ su una rete di distribuzione del gas reale tramite simulazioni allo stato stazionario (LA2.31.2)

C. Carcasci, M. Francesconi



Analisi dell'impatto operativo delle miscele GN-H₂ su una rete di distribuzione del gas reale tramite simulazioni allo stato stazionario

Iniezione di idrogeno nelle reti di distribuzione del gas: validazione sperimentale di modelli di simulazione (R2.31-2)

Prof. C. Carcasci (Dipartimento di Ingegneria Industriale – Università degli Studi di Firenze),
PhDs M. Francesconi (Dipartimento di Ingegneria Industriale – Università degli Studi di Firenze)

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - ENEA Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: Decarbonizzazione

Progetto: 1.3 – Progetto Integrato Tecnologie dell'Idrogeno

Linea di attività: LA 2.31

Responsabile del Progetto: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile del Work Package: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Carlo CARCASCİ, Università degli Studi di Firenze

Mese inizio previsto: 1

Mese inizio effettivo: 12

Mese fine previsto: 36

Mese fine effettivo: 36

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione: *Iniezione di idrogeno nelle reti di distribuzione del gas: supporto alla sperimentazione e analisi ed elaborazione dei dati rilevati*

Indice

Introduzione	4
1 Risultati attesi	5
2 Risultati ottenuti.....	6
3 Scostamenti su attività e risultati	7
4 Sintesi delle attività svolte	8
5 Dettaglio delle attività svolte.....	9
5.1 Modello Idraulico stazionario	11
5.2 Impatto sulla qualità del gas trasportato	13
5.3 Impatto sulle proprietà fluido-dinamiche (Media Pressione).....	15
5.4 Impatto sulle proprietà fluido-dinamiche (Bassa Pressione).....	17
5.5 Stima annuale dell’impatto diretto sulle emissioni	20
6 Pubblicazioni Scientifiche	21
6.1 Eventi di disseminazione associati.....	21

Indice delle figure

Figura 1 - Schema della rete di distribuzione del gas simulata e profilo altimetrico corrispondente (Layout rappresentativo).	4
Figura 2 - Schema di lavoro per simulazioni delle reti gas.	8
Figura 3 - Rappresentazione qualitativa della topografia della zona di interesse con variazioni altimetriche.	9
Figura 4 - Profili di domanda considerati per una tipica giornata invernale (a) e una estiva (b).11	
Figura 5 - Valori dei parametri di qualità del gas per diversi livelli di miscelazione dell'idrogeno.	14
Figura 6 - Distribuzione delle pressioni nodali in media pressione.	16
Figura 7 - Distribuzione della velocità del gas in media pressione; ogni punto corrisponde ad una condotta.	16
Figura 8 - Distribuzione delle pressioni nodali in media pressione.	17
Figura 9 - Distribuzione della velocità del gas in bassa pressione.	19
Figura 10 - Sottorete* con tre gruppi di riduzione soggetti a redistribuzione della portata erogata.....	19
Figura 11 - Pressioni e altitudini di riferimento per le sottoreti* ID:GR83 & ID:GR10 ; Ora : 19:00.	18

Indice delle tabelle

Tabella 1 - Distribuzione delle altezze dei nodi nella rete simulata.....	9
Tabella 2 - Limiti normativi per velocità e Pressione	10
Tabella 3 - Elementi modellati della rete di distribuzione.....	10
Tabella 4 - Composizione molecolare del GN considerato.	11
Tabella 5 - Limiti normativi per la qualità del Gas.....	15
Tabella 6 - Riassunto dei risultati dell'impatto sulle emissioni.	20

Introduzione

L'iniezione di idrogeno (H_2) nelle reti di gas naturale (NG) esistenti, noto come blending, consente di ridurre le emissioni di CO_2 sfruttando le infrastrutture di trasporto e distribuzione gas già operative, promuovendo al contempo l'adozione delle tecnologie basate sull'idrogeno prima della realizzazione di un'infrastruttura dedicata. L'integrazione di miscele idrogeno-gas naturale implica tuttavia impatti operativi da monitorare, in quanto modifica le proprietà termodinamiche del fluido trasportato e influenza le condizioni di esercizio dei componenti della rete, richiedendo pertanto un'analisi approfondita per garantire il rispetto dei criteri normativi e di sicurezza. L'utilizzo di modelli matematici per la simulazione si rivela fondamentale nell'analisi predittiva degli scenari operativi, consentendo una valutazione dell'impatto delle miscele idrogeno-gas naturale sulla rete e supportando le decisioni tecniche per una gestione sicura ed efficiente delle infrastrutture di distribuzione. L'attività di ricerca illustrata nel presente rapporto tecnico si focalizza sull'analisi dell'integrazione delle miscele idrogeno-gas naturale nelle infrastrutture di distribuzione esistenti mediante simulazioni fluidodinamiche in regime stazionario applicate a un caso di rete reale, caratterizzata da un'elevata complessità topologica e dimensionale.

L'analisi è stata condotta su una rete di distribuzione situata nella provincia di Arezzo (AR), caratterizzata da una morfologia collinare e un'estesa ramificazione di condotte, comprendente una rete radiale in media pressione (>3 bar-g) e 17 sottoreti in bassa pressione (<40 mbar-g). Lo studio è stato quindi strutturato in due macro-sezioni, analizzando l'impatto operativo sia sulla rete di distribuzione in media pressione (MP) sia su quelle di bassa pressione (BP). Nella Figura 1 è riportato lo schema della rete di distribuzione oggetto di studio e il profilo altimetrico corrispondente.

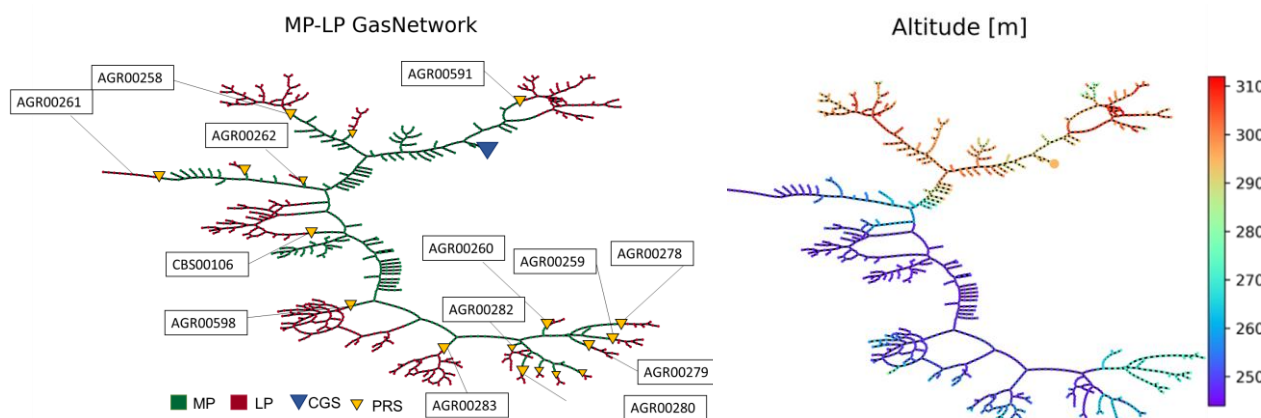


Figura 1 - Schema della rete di distribuzione del gas simulata e profilo altimetrico corrispondente (Layout rappresentativo).

1 Risultati attesi

L'iniezione di idrogeno nella rete di distribuzione del gas naturale introduce variazioni significative nei parametri termo-fluidodinamici del gas trasportato. Tra le principali differenze fisiche rispetto al gas naturale, si evidenziano la minore densità e viscosità, la maggiore velocità del suono e, soprattutto, il contenuto energetico inferiore dell'idrogeno su base volumetrica. A parità di fabbisogno energetico, la minore densità energetica volumetrica dell'idrogeno ($HHV_{H_2} \approx 12 \text{ MJ/Sm}^3$, circa un terzo rispetto al gas naturale, $HHV_{GN} \approx 38 \text{ MJ/Sm}^3$), comporta un aumento dei volumi di gas necessari al soddisfacimento della domanda energetica. Questo incremento si traduce in una maggiore velocità del flusso all'interno delle condotte, con conseguente intensificazione delle perdite di carico distribuite, in particolare nelle tratte caratterizzate da elevata portata o da geometrie penalizzanti. Inoltre, la variazione della composizione del gas comporterebbe una riduzione del peso molecolare apparente e della densità della miscela, con effetti non trascurabili sul comportamento idraulico dei flussi nella rete. Tali modifiche influenzano direttamente i termini di inerzia e gravità nell'equazione del moto, modificando l'equilibrio tra le pressioni di spinta e le resistenze al moto. Inoltre, in presenza di dislivelli altimetrici, la minore densità del gas misto può accentuare gli effetti geodetici, alterando la distribuzione della pressione e il bilanciamento tra nodi a diversa quota.

L'aumento della frazione di idrogeno dovrebbe incidere particolarmente anche sui principali indici di qualità del gas, ovvero la densità specifica del gas rispetto all'aria in condizioni standard (SG), il potere calorifico superiore (HHV) e l'Indice di Wobbe (WI). La ridotta densità dell'idrogeno rispetto al metano determina una progressiva diminuzione della SG, con potenziali incompatibilità nei dispositivi di misura e regolazione. Il HHV del gas (calcolato come media dei poteri calorifici dei gas in miscela k) si riduce proporzionalmente alla concentrazione di idrogeno, modificando il contenuto energetico della miscela. Di conseguenza, il WI, che dipende direttamente da SG e HHV, subisce variazioni in funzione della composizione del gas, influenzando l'intercambiabilità del combustibile e la compatibilità con le apparecchiature di combustione.

$$WI = \frac{HHV_{gas}}{\sqrt{SG}} \quad ; \quad HHV_{gas} = \sum_{k=1}^K y_k HHV_k \quad ; \quad SG = \frac{\rho_{gas,std}}{\rho_{air,std}}$$

Tuttavia, in presenza di iniezione distribuita (ad esempio, a valle di una singola cabina di riduzione primaria), la composizione del gas deve risultare omogenea lungo la rete, e le caratteristiche locali dei parametri di qualità, non variare in funzione della posizione e del bilanciamento dei flussi.

2 Risultati ottenuti

Sono stati esaminati gli effetti fluidodinamici delle miscele GN-H₂ rispetto ai vincoli normativi definiti nelle Tabelle 2 e 5, valutandone la conformità ai limiti regolatori o l'eventuale superamento delle soglie consentite. L'analisi ha considerato miscele GN-H₂ dal 2% (limite normativo italiano) fino al 20% di idrogeno in volume (cvH₂%). Le simulazioni mostrano un impatto fluidodinamico che aumenta con la concentrazione di H₂; tuttavia, le variazioni rimangono trascurabili in termini assoluti. In particolare, i risultati evidenziano i seguenti effetti fluidodinamici:

- Distribuzione della pressione in media pressione (MP): L'incremento della concentrazione di idrogeno non altera significativamente la distribuzione della pressione nodale nella rete in MP. Le perdite di pressione massime, pari a circa 40 mbar (per condotte a pressione superiori a 3 bar-g), si riducono con l'aumento della frazione di idrogeno, principalmente a causa dell'effetto altimetrico. Questo fenomeno e il valore assoluto della perdita di carico è di entità trascurabile e può essere considerato di second'ordine.
- Distribuzione della pressione in bassa pressione (BP): Le pressioni minime si mantengono sempre al di sopra del limite regolatorio di 19 mbar, con perdite di carico aggiuntive inferiori a 1 mbar, evidenziando un impatto marginale. Tuttavia, il sistema opera con un margine ridotto di pressione ammissibile, con pressioni iniziali alle cabine di riduzione (GDR) in bassa pressione comprese tra 23 e 21 mbar. Queste variazioni quindi, anche se di bassa entità, possono fornire informazioni significative sulla sensibilità della rete reale, in particolare nei nodi o nelle condotte critiche, oltre a influenzare la redistribuzione dei flussi.
- Incremento della velocità del gas trasportato: L'aumento della frazione di idrogeno determina un incremento significativo della velocità del gas sia in MP che in BP. Tale variazione, sebbene rilevante dal punto di vista fluidodinamico, rientra nei limiti operativi della rete e non compromette la funzionalità del sistema di distribuzione.
- Influenza della quota sulla pressione minima: Differenze altimetriche di soli 5 metri tra due nodi risultano sufficienti a determinare il punto di pressione minima nella rete.
- Variazione dei parametri qualitativi del gas: L'aumento della frazione di H₂ modifica i parametri qualitativi del gas, in particolare la densità specifica (SG), che diminuisce progressivamente, superando i limiti di accettabilità già a concentrazioni <5% di idrogeno in miscela. Il potere calorifico superiore (HHV) si riduce con l'incremento di H₂, ma resta entro limiti accettabili fino al 10% di idrogeno. Il vincolo sull'indice di Wobbe (WI), risulta più tollerante e indica che miscele con presenza di H₂ al 20% potrebbero comunque rientrare nei limiti normativi previsti.
- Riduzione delle emissioni di CO₂: L'integrazione di idrogeno nella rete considerata consente una riduzione progressiva delle emissioni di CO₂, con un risparmio di metano variabile da 122.44 Sm³/giorno (2% H₂) a 1399.80 Sm³/giorno (20% H₂). Su base annua, ciò si traduce in una riduzione delle emissioni di CO₂ stimata tra 45.77 t/anno (2% H₂) e 517.9 t/anno (20% H₂).

3 Scostamenti su attività e risultati

L'analisi ha evidenziato alcune discrepanze rispetto alle previsioni iniziali, in particolare sull'impatto fluidodinamico. Sebbene ci si aspettasse un aumento più marcato della velocità del gas e delle perdite di carico, le simulazioni hanno mostrato che questi effetti rimangono contenuti e sempre entro i limiti operativi della rete. Al contrario, l'influenza dell'altitudine sulla distribuzione dei flussi si è rivelata più rilevante di quanto ipotizzato, suggerendo che anche piccole variazioni di quota possono modificare localmente il profilo di pressione e incidere sulla gestione dei flussi della rete.

È fondamentale tuttavia considerare che i risultati ottenuti dipendono significativamente dai dati di input, quali portata, geometria e dimensioni della rete di distribuzione. Variazioni in questi parametri possono influenzare sensibilmente le dinamiche fluidodinamiche, determinando comportamenti differenti a seconda del caso specifico. Pertanto, l'interpretazione dei risultati deve tenere conto delle peculiarità della rete analizzata e delle ipotesi adottate nella modellazione, mentre l'estensione delle conclusioni a reti con configurazioni diverse richiede un'analisi dedicata.

Dal punto di vista metodologico, lo studio si è basato su 24 simulazioni orarie per ciascun tipo di giornata rappresentativa (estiva e invernale) e per ogni frazione di idrogeno analizzata, per un totale di 240 simulazioni in regime stazionario. Tuttavia, l'assenza di dati operativi annuali su base oraria ha limitato la possibilità di ricostruire con maggiore precisione le variazioni di carico e il loro impatto.

4 Sintesi delle attività svolte

È stata analizzata, tramite simulazioni stazionarie, una rete di distribuzione del gas naturale con profilo altimetrico variabile in provincia di Arezzo (AR), comprendente una tratta in media pressione (>3 bar-g) e 17 sottoreti in bassa pressione (<40 mbar-g), in condizioni operative di una giornata tipica estiva e una invernale. Le simulazioni, eseguite con NetWorkGas.solver (software sviluppato internamente a UNIFI-DIEF), hanno valutato l'impatto delle variazioni di carico sui parametri fluidodinamici. Dopo un'analisi preliminare della rete, è stata effettuata una modellazione numerica in regime stazionario (steady-state), implementando scenari operativi con miscele GN e H₂ dal 2% al 20%. Per ogni scenario, sono state definite condizioni al contorno specifiche, tra cui profili di domanda oraria, pressioni di ingresso alle cabine di riduzione e caratteristiche geometriche della rete. In Figura 7 è riportato lo schema rappresentativo del procedimento di analisi.

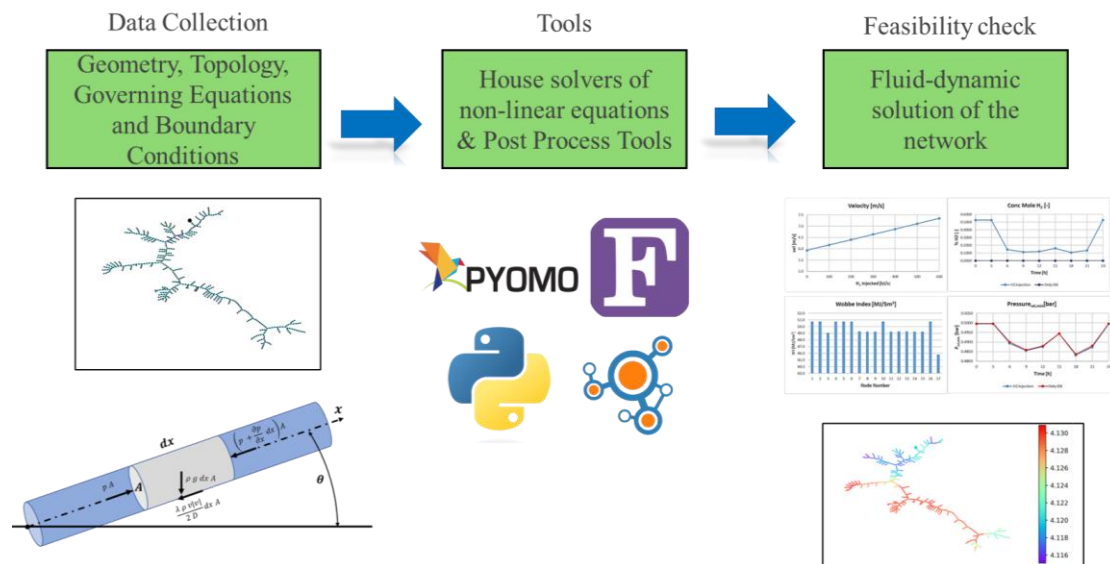


Figura 2 – Schema di lavoro per simulazioni delle reti gas.

5 Dettaglio delle attività svolte

L'analisi è stata condotta sulla rete di distribuzione GN di Marciano della Chiana (AR). La rete analizzata si articola in due livelli principali di pressione: media pressione (MP) e bassa pressione (BP). I gasdotti in media pressione appartiene alla IV specie e coinvolge le aree di Cesa (AR) e Pozzo della Chiana (AR), mentre la rete in bassa pressione, con condotte classificate di VII specie, interessa Marciano della Chiana e Pozzo della Chiana. I nodi di prelievo, presenti in entrambe le reti, sono distribuiti su un profilo altimetrico variabile (Tabella 2).

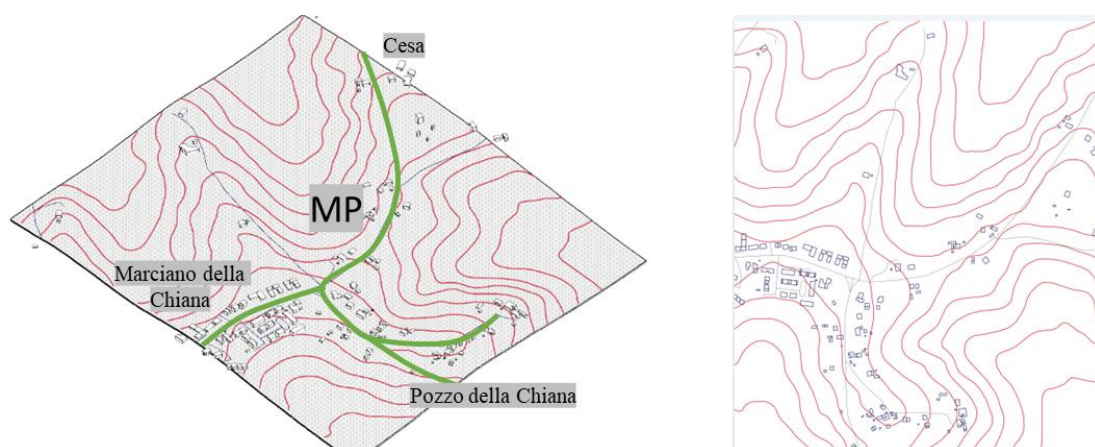


Figura 3 – Rappresentazione qualitativa della topografia della zona di interesse con variazioni altimetriche.

Tabella 1 – Distribuzione delle altezze dei nodi nella rete simulata.

Metrica	Altitudine [m]
Mean	287.10
std	23.21
min	247.00
Q1	261.00
Q2	299.00
Q3	304.00
max	317.00

Il gas naturale viene immesso nella rete di distribuzione locale attraverso la cabina Re.Mi (Riduzione e Misura) e distribuito attraverso una rete a MP estesa per 21.68 km, che si collega a 34.5 km di sottoreti a BP. La transizione tra media e bassa pressione avviene attraverso gruppi

di riduzione cittadini (GDR) con setpoint di pressione *predefiniti*. La rete BP è suddivisa in 17 sottoreti, di cui 5 a maglia e 12 radiali.

La classificazione delle condotte consente di individuare i rispettivi limiti normativi, valutando la conformità delle pressioni e delle velocità del gas nelle diverse sezioni della rete. I principali valori di riferimento per questi parametri sono riportati in Tabella 2 mentre la totalità degli elementi considerati nel modello simulato sono riportati in Tabella 3.

Tabella 2 - Limiti normativi per velocità e Pressione

Parametro	Limite inferiore	Limite superiore
Vel BP [m/s]	5	15
Vel MP [m/s]	15	20
Pressione BP [mbarg]	19	40
Pressione MP [bar-g]	2	5

Tabella 3 - Elementi modellati della rete di distribuzione.

Elementi	Media pressione	Bassa Pressione	Totale
Nodi	492	510	1002
Condotte	375	503	878
GDR	-	22	22
Re.Mi	1	-	1
Valvole	117	7	124

Due scenari di consumo sono stati considerati per rappresentare le condizioni limite di esercizio della rete: uno scenario di consumo minimo, rappresentato dal profilo giornaliero di una tipica giornata estiva, e uno scenario di consumo massimo, relativo al profilo di una giornata invernale. Il profilo di carico è stato ricavato considerando le principali categorie di consumo, distinguendo tra settore industriale e settore civile.

Lo scenario estivo, pur considerato nella fase preliminare di simulazione, non è stato oggetto di approfondimento in quanto non risulta sufficientemente gravoso per il sistema e non consente di evidenziare criticità rilevanti in termini di performance fluidodinamica o capacità di trasporto della rete. Il profilo di domanda invernale è significativamente superiore rispetto al periodo estivo, con un picco di domanda alle ore 19:00 pari a 1245 Sm³/h (Figura 4a). Durante il periodo estivo, la domanda di gas naturale subisce una drastica riduzione, con un valore di picco che si registra alle ore 18:00, pari a 67 Sm³/h, risultando circa 18 volte inferiore rispetto al picco invernale.

In condizioni invernali, il consumo giornaliero totale è risultato pari a 19,259 Sm³, corrispondenti a un fabbisogno energetico di 203.29 MWh_{th} al giorno.

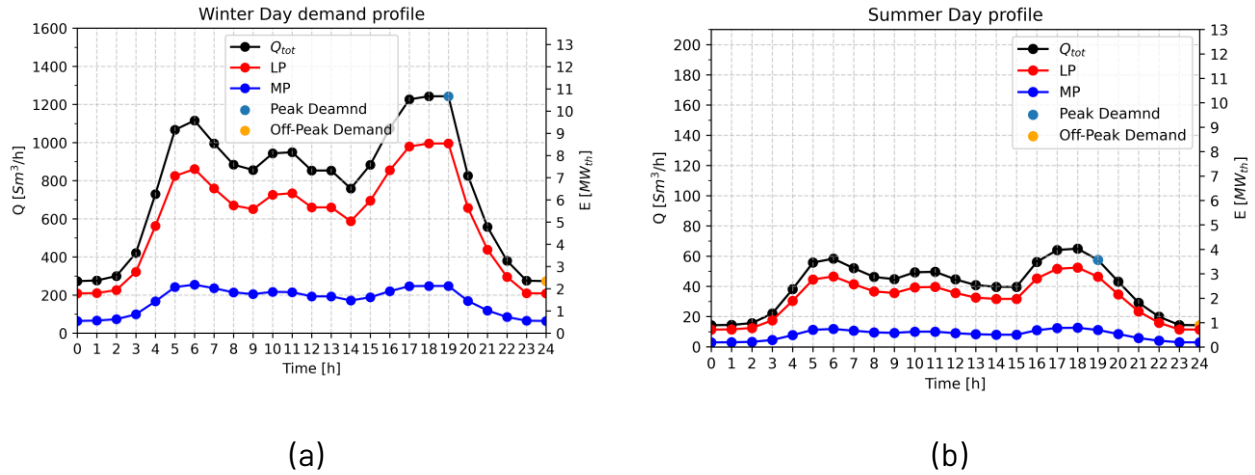


Figura 4 – Profili di domanda considerati per una tipica giornata invernale (a) e una estiva (b).

Per garantire un'analisi più generale e applicabile, è stato inoltre considerata una miscela per gas naturale standard (GNstd) con un contenuto prevalente di CH₄, la cui composizione specifica normalizzata in termini di frazioni molari delle specie chimiche y_k è riportata nella Tabella 4.

Tabella 4 – Composizione molecolare del GN considerato.

y_k [%]	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	He
	97.2	1.86	0.39	0	0	0	0	0.544	0

5.1 Modello Idraulico stazionario

Il modello idraulico in regime stazionario utilizzato per l'analisi si basa sulla rappresentazione della rete mediante due componenti principali: nodi e condotte. I nodi corrispondono ai punti di interconnessione, ai punti di prelievo o di immissione del gas, mentre le condotte rappresentano i tratti di collegamento attraverso cui il fluido si distribuisce nella rete, secondo le condizioni di portata, pressione e composizione assegnate.

Ai nodi si applica il principio di conservazione della portata. La differenza tra la somma delle portate in ingresso al nodo e la somma delle portate in uscita corrisponde alla domanda equivalente di gas naturale nel nodo, secondo l'equazione di bilancio di portata:

$$\sum_{i=1}^n \dot{m}_{i,in} - \sum_{j=1}^m \dot{m}_{j,out} = \dot{m}_{dmd}$$

Per le condotte, la formulazione stazionaria dell'equazione della quantità di moto, descritta dal modello di Ferguson, è stata utilizzata per caratterizzare le proprietà fisiche del gas e il comportamento del flusso in termini di perdite di carico. Questo modello si basa sul principio di continuità, in cui la portata volumetrica in ingresso e in uscita dalla tubazione è conservata, e sull'equazione della quantità di moto. Nella formulazione adottata (riportata nelle equazioni sottostanti), il termine c_1 tiene conto della gravità (effetto quota), mentre il termine c_2 è

associato alle perdite di pressione dovute all'attrito. L'effetto gravitazionale è direttamente influenzato dall'inclinazione della condotta (θ) e dalla densità del gas, mentre le perdite per attrito dipendono dal fattore di attrito (f), calcolato secondo l'equazione di Colebrook-White per flussi turbolenti. In questo regime, il fattore di attrito è funzione del numero di Reynolds (Re), della scabrezza relativa della parete interna della tubazione (ε) e del diametro della condotta (D). Per flussi laminari, invece, il fattore di attrito viene determinato mediante una relazione semplificata, in cui dipende unicamente dal numero di Reynolds. Nel modello implementato, è stata assunta l'ipotesi di condotta isotermica, escludendo quindi l'equazione dell'energia.

$$P_{in}^2 \cdot e^{-c_1} - P_{out}^2 = \left[c_2 \cdot \left(\frac{1 - e^{-c_1}}{c_1} \right) \right] m^2$$

$$c_1 = \frac{2 \cdot g \cdot \sin \vartheta \cdot L}{R_g Z_g T} ; c_2 = \frac{8f \cdot L}{\pi^2 \cdot D^5} \cdot (R_g Z_g T)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{2.51}{Re \sqrt{f}} + \frac{1}{3.715} \frac{\varepsilon}{D} \right) ; f = \frac{64}{Re}$$

Per garantire un sistema con una soluzione univoca, caratterizzato da un numero uguale di equazioni e incognite, l'equazione di stato del gas reale è stata adottata come equazione di chiusura del modello. La costante del gas (R_g) è calcolata come rapporto tra la costante universale dei gas (R_u) e la massa molare apparente del gas ($M_{m,g}$), secondo le relazioni definite nelle equazioni sottostanti. La massa molare apparente del gas, $M_{m,g}$, è ottenuta come media ponderata delle masse molari M_m , delle diverse specie chimiche k presenti nella miscela. Il fattore di comprimibilità (Z_g) viene determinato utilizzando l'equazione di Papay, che esprime la dipendenza di Z_g dalla pressione pseudo-critica (p_r) e dalla temperatura pseudo-critica (T_r) della miscela.

$$p = \rho R_g Z_g T$$

$$R_g = \frac{R_u}{\sum_{k=1}^K y_k M_{m,k}} = \frac{R_u}{M_{m,g}}$$

$$Z_g = 1 - 3.52 p_r e^{-2.2660 T_r} + 0.274 p_r^2 e^{-1.878 T_r}$$

Per la simulazione dei profili di domanda è stato adottato un duplice approccio in funzione della composizione del gas trasportato. Nel caso del gas naturale puro (GN), la modellazione è stata condotta seguendo un approccio volumetrico, in cui il flusso è stato espresso in termini di volume standardizzato (Sm^3/h). Quando, invece, il gas trasportato è stato considerato come una miscela di gas naturale e idrogeno (GN + H_2), si è reso necessario un approccio energetico, in quanto l'introduzione di idrogeno modifica il potere calorifico della miscela. In questo caso, il bilancio energetico (in cui la domanda è imposta come condizione al contorno) è stato espresso attraverso la relazione sottostante, dove HHV_g rappresenta il potere calorifico superiore della miscela di gas:

$$E_{dma} = Q_{dma}HHV_{gas}$$

Le simulazioni hanno considerato ulteriori condizioni operative e geometriche per garantire un'analisi accurata del sistema. Le caratteristiche geometriche delle condotte includono una scabrezza pari a 0.08 mm, mentre diametro interno e lunghezza sono stati assegnati in base alle specifiche tecniche fornite da CENTRIA Srl. Inoltre, la pressione di esercizio in uscita dalla cabina di regolazione e misura (Re.Mi) è stata impostata a 3.144 bar-g, in linea con i valori operativi della rete reale.

Per risolvere il sistema di equazioni fluidodinamiche descritto, è stato adottato un approccio numerico che chiude le equazioni attraverso l'insieme di queste condizioni al contorno scelte in modo da trasformare il sistema di equazioni non lineari in un sistema quadrato con un numero uguale di equazioni e variabili. Il problema è formulato come un sistema di equazioni non lineari con vincoli, con limiti superiori e inferiori sulle variabili per assicurare la consistenza fisica delle soluzioni.

Per la risoluzione numerica è stato utilizzato il solutore TRESNEI (Trust-Region Solver for Nonlinear Equalities and Inequalities), sviluppato presso l'Università di Firenze, progettato per affrontare problemi di minimi quadrati vincolati non lineari mediante una strategia basata sullo spazio delle soluzioni ammissibili. Il metodo adottato garantisce la stabilità e la robustezza della soluzione attraverso una minimizzazione della norma euclidea del sistema di equazioni non lineari, con una formulazione che definisce lo spazio delle soluzioni ammissibili vincolando le variabili entro limiti predefiniti e selezionando una stima iniziale per avviare il processo iterativo. La procedura prevede infatti la costruzione di un modello quadratico locale della funzione obiettivo e la definizione di una regione di fiducia per controllare l'aggiornamento della soluzione, all'interno della quale il sistema viene risolto iterativamente e la riduzione della funzione obiettivo è confrontata con quella prevista dal modello quadratico. Se il miglioramento ottenuto è ritenuto significativo, la soluzione viene accettata e il processo prosegue, altrimenti il passo iterativo viene ridotto per migliorare la stabilità della convergenza. Il procedimento iterativo continua fino al soddisfacimento dei criteri di arresto, definiti in funzione della norma del residuo o del numero massimo di iterazioni. Ad ogni iterazione, il vettore delle variabili viene aggiornato confrontando la soluzione attuale con quella precedente e la simulazione si considera completata se l'errore relativo tra iterazioni consecutive è inferiore a una soglia predefinita.

5.2 Impatto sulla qualità del gas trasportato

Assumendo che la miscela idrogeno-gas naturale venga fornita in modo uniforme a monte della rete attraverso la Cabina di Riduzione e Misura (Re.Mi), le caratteristiche qualitative del gas possono essere valutate in modo coerente e comune in tutti i nodi della rete di distribuzione. Il calcolo è relativo alla variazione dei tre parametri chiave della qualità del gas, ossia densità specifica (SG), potere calorifico superiore (HHV) e Indice di Wobbe (WI), nei diversi scenari analizzati, con concentrazioni di idrogeno comprese tra 0% e 20% in volume.

La distribuzione di tali valori paragonati al metano puro (classe G20) è illustrata nella Figura 5, mentre i relativi limiti di accettabilità sono riportati nella Tabella 5. Data la minore densità dell'idrogeno rispetto al metano, la SG della miscela diminuisce progressivamente con l'aumento della concentrazione di H₂, superando il vincolo di accettabilità già a partire dal 5% di idrogeno, con potenziali incompatibilità per i dispositivi di misura e regolazione progettati per il gas naturale puro.

Il potere calorifico superiore (HHV) si riduce con l'aumento della frazione di idrogeno, ma rimane entro i limiti accettabili fino al 15% di H₂.

L'Indice di Wobbe (WI), mostra una maggiore tolleranza all'incremento della concentrazione di idrogeno. I risultati indicano che anche la miscela con il 20% di H₂ in volume rientrano nei limiti operativi imposti. La Figura 5 evidenzia un'area verde, corrispondente all'intervallo di miscelazione in cui i vincoli su SG, HHV e WI risultano soddisfatti simultaneamente.

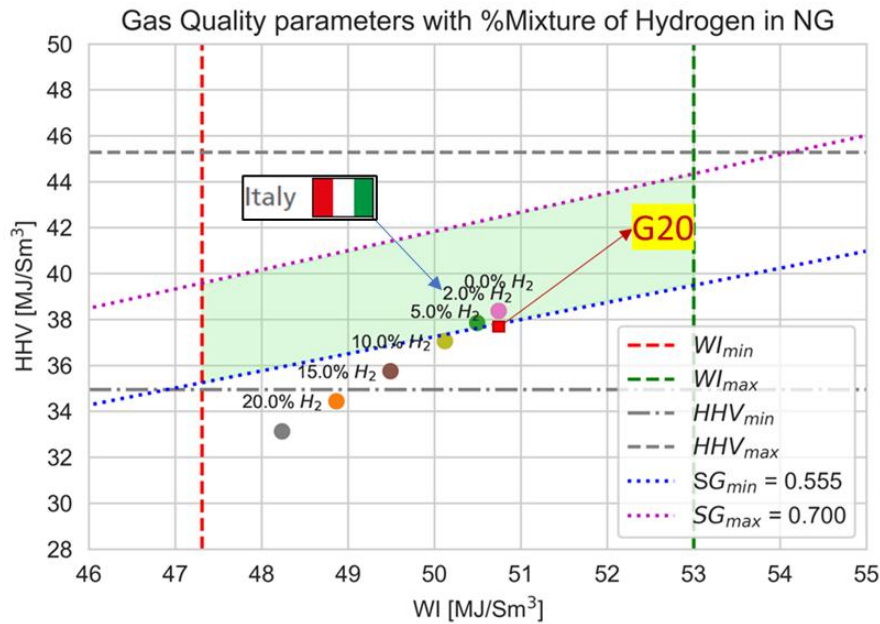


Figura 5 - Valori dei parametri di qualità del gas per diversi livelli di miscelazione dell'idrogeno.

Per la stima della quantità di idrogeno iniettabile, è stata utilizzata l'equazione:

$$Q_{H_2} = \frac{HHV_{H_2} c_{v,H_2} \dot{E}_{dmd}}{(1 - c_{v,H_2}) HHV_{NG} + HHV_{H_2} c_{v,H_2}}$$

Questa equazione descrive, con un approccio energetico, la nuova portata necessaria per garantire lo stesso flusso di energia in presenza di una concentrazione volumetrica di idrogeno.

Dai calcoli effettuati, emergono i seguenti risultati:

- Rispettando il limite dell'Indice di Wobbe (WI), la rete analizzata è in grado di gestire un massimo di 5164 Sm³/giorno di idrogeno.
- Considerando il vincolo imposto dalla densità specifica (SG), la quantità di idrogeno trasportabile si riduce drasticamente a 1030 Sm³/giorno, risultando inferiore di un fattore 5 rispetto al valore consentito dal WI.

La differenza tra questi due valori evidenzia una limitazione critica nella gestione della miscela, determinata dal forte vincolo sulla densità specifica. Tale restrizione implica che, sebbene la rete possa gestire una quota significativa di idrogeno sotto il profilo dell'Indice di Wobbe, le limitazioni legate alla densità specifica riducono drasticamente la quantità di idrogeno iniettabile.

Dal punto di vista della riduzione delle emissioni di gas serra (GHG), questa discrepanza si traduce in una differenza nei risparmi di gas naturale ottenibili:

- Risparmio di gas naturale pari al 7,26%, se si considera il vincolo dell'Indice di Wobbe (WI).
- Risparmio ridotto all'1,62%, se si considera la limitazione imposta dalla densità specifica (SG).

Questa disparità tra i due valori evidenzia come una valutazione non ottimizzata dell'infrastruttura possa limitare le possibilità di massimizzare il contributo dell'idrogeno alla riduzione delle emissioni di CO₂ (Tabella 5).

Tabella 5 - Limiti normativi per la qualità del Gas

Parametro	Limite inferiore	Limite superiore
WI [MJ/Sm ³]	47.2	53
HHV [MJ/Sm ³]	34.95	45.28
SG [-]	0.555	0.7

5.3 Impatto sulle proprietà fluido-dinamiche (Media Pressione)

I risultati, illustrati nelle Figure 6 e 7, mostrano la distribuzione della pressione nodale e della velocità media del gas nelle condotte in funzione della concentrazione volumetrica di idrogeno in miscela (cvH₂%) alle 19:00, ora di massima domanda energetica (Peak-Demand-giornata tipica invernale). La Figura 6 evidenzia una divisione netta dei risultati all'altezza della pressione della cabina Re.Mi, dovuta alla variazione altimetrica della rete: i segmenti a quota inferiore (a sud della Re.Mi) registrano un incremento di pressione per effetto gravitazionale (effetto quota), mentre quelli a quota superiore subiscono una riduzione.

L'aumento della cvH₂% incrementa la costante dei gas apparente (Rg) e riduce la densità della miscela, portando in risalita un gas complessivamente più leggero. Questo determina un avvicinamento della pressione nodale al valore di uscita della Re.Mi (3.144 barg). Per controprova, nelle sezioni (parte del grafico sopra il valore di 3.144 barg) dove la pressione supera il valore di riferimento della Re.Mi a causa del contributo della colonna di gas sovrastante, l'introduzione di idrogeno riduce il peso della miscela, determinando una diminuzione della sovrappressione e un conseguente allineamento al valore di uscita della Re.Mi. Tuttavia, l'entità di questa variazione è minima e si configura come un effetto secondario nel bilancio fluidodinamico della rete. Infatti, le perdite di pressione massime, inferiori a 40 mbar con solo gas naturale ne beneficiano e si riducono con l'aumento di H₂, scendendo fino a 35 mbar con il 20% cvH₂.

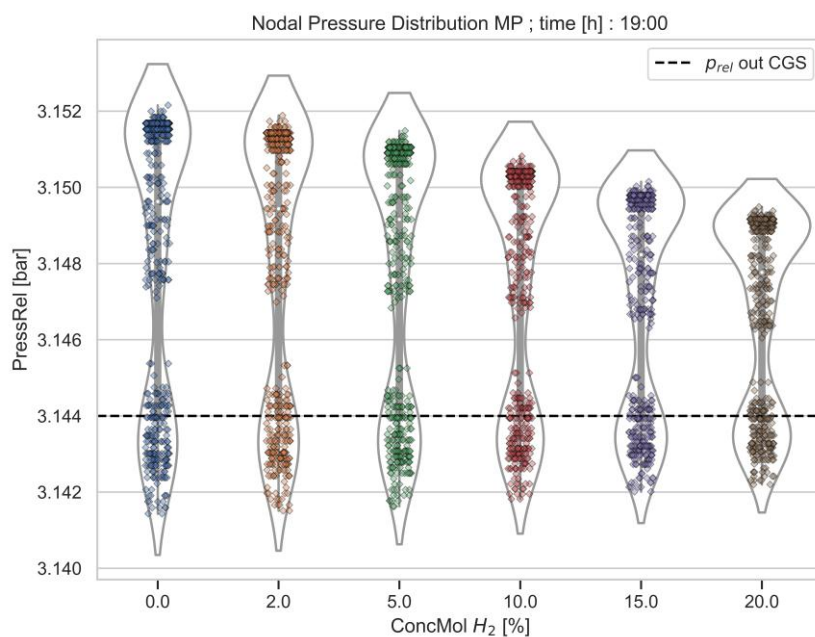


Figura 6 - Distribuzione delle pressioni nodali in media pressione.

La Figura 7 evidenzia invece la variazione della velocità del gas con l'aumento della percentuale di idrogeno nella miscela. Si riscontra come atteso un incremento massimo (Gasdotto ID:109 in Figura 7) del 19,1% nella velocità del gas, che rimane comunque entro i limiti operativi dell'infrastruttura in MP.

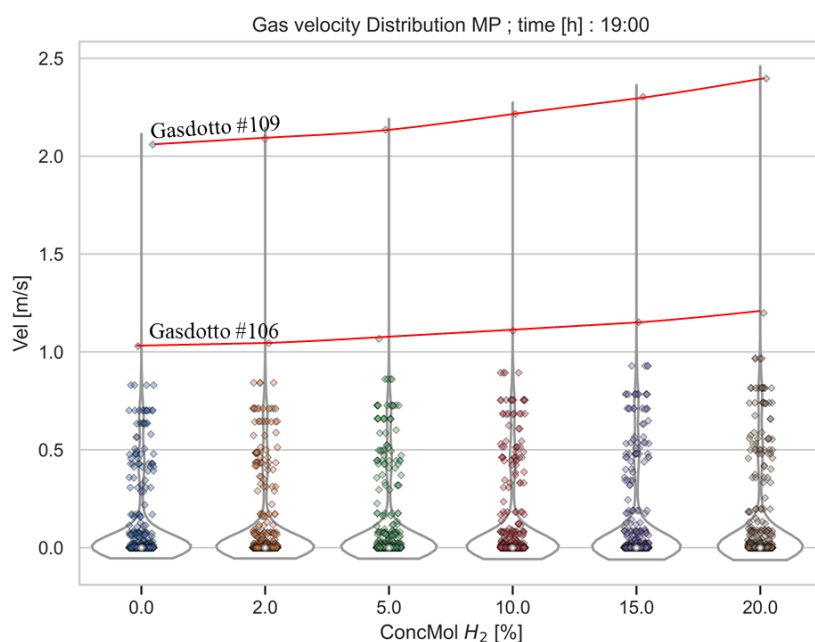


Figura 7 - Distribuzione della velocità del gas in media pressione; ogni punto corrisponde ad una condotta.

5.4 Impatto sulle proprietà fluido-dinamiche (Bassa Pressione)

La medesima valutazione è stata condotta sulle sottoreti a bassa pressione (BP). In Figura 4 si riporta il caso invernale, più soggetto a variazioni rispetto a quello estivo in quanto si hanno portate nettamente più elevate. Si evidenzia una riduzione della pressione minima all'aumentare della concentrazione di idrogeno, con effetti più marcati per miscele contenenti il 20% di idrogeno. Tuttavia, anche nei casi più critici, la pressione minima non scende mai al di sotto del limite di sicurezza di 19 mbar, mantenendo il funzionamento della rete entro i margini accettabili. Le perdite di pressione dovute alla presenza di idrogeno risultano costantemente inferiori a 1 mbar.

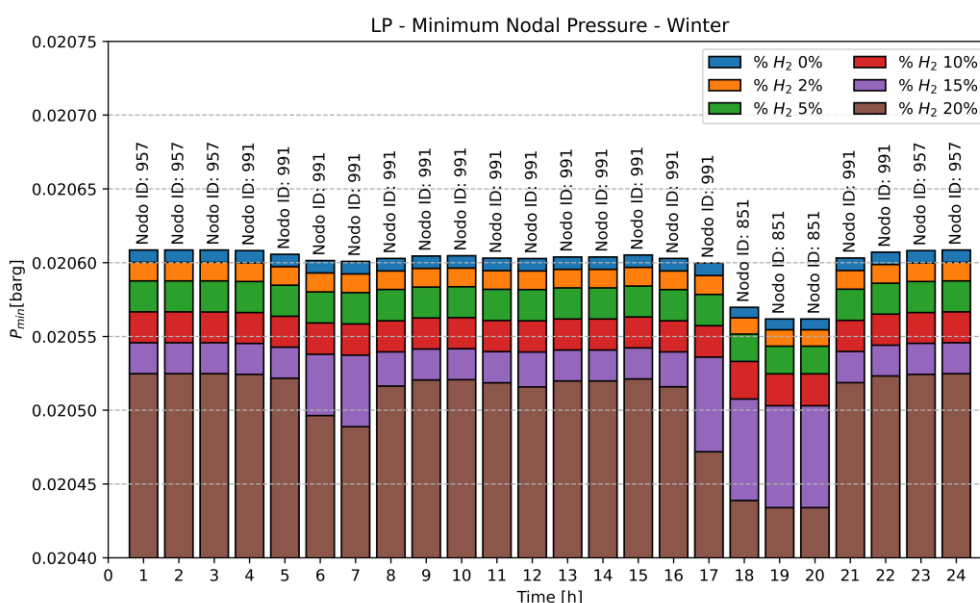


Figura 8 - Distribuzione delle pressioni nodali in media pressione.

Si osserva che il nodo a pressione minima (riportato sopra ogni colonna) varia in funzione dell'orario della giornata. Nelle ore di bassa domanda, l'incremento della frazione di idrogeno determina un aumento delle perdite di carico con andamento linearmente proporzionale. In questa fase, l'unico contributo significativo è rappresentato dalle perdite geodetiche. Quando invece la portata aumenta, come tra le 6:00-7:00 e 17:00-20:00, le perdite di carico mostrano un incremento superiore a quello lineare, suggerendo un effetto non trascurabile della viscosità e della variazione del numero di Reynolds della miscela trasportata. Tuttavia, tale fenomeno assume una rilevanza significativa solo con una concentrazione di H_2 pari al 20%, mentre per frazioni inferiori l'impatto resta contenuto.

La presenza di idrogeno ha quindi un impatto in termini assoluti minoritario sulle pressioni minimi di prelievo (Figura 8), principalmente a causa delle basse portate richieste e delle modeste variazioni altimetriche all'interno della rete. Tuttavia si evidenzia che nella sottorete magliata, il punto di distribuzione del gas naturale associato al gruppo di riduzione GR83 (Figura 9) si trova a un'altitudine di 252.5 m, mentre il nodo con quota più bassa è ID 951, situato a 248.5 m, con una distanza dal nodo di prelievo di 784.92 m e una portata richiesta pari a $6.87 \text{ Sm}^3/\text{h}$. Analogamente, nella sottorete a singola giunzione, il punto di distribuzione associato al GR10 (Figura 9) è posizionato a 266 m, con il nodo più basso (ID 957) a 259 m e una distanza di 292.08

m. In questo caso, il diametro della condotta è 83.1 mm, e la portata richiesta risulta significativamente inferiore, attestandosi a $0.97 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

L'analisi temporale della rete evidenzia che alle 19:00, in condizioni di massimo consumo e con utenze remote ad alta domanda, le perdite per attrito risultano predominanti e determinano la pressione minima di esercizio. Al contrario, a mezzanotte, quando i flussi sono ridotti, le perdite gravitazionali dovute alla differenza altimetrica diventano il principale contributo alla pressione minima. Nei casi analizzati, un dislivello di soli 5 metri rispetto alle cabine di regolazione della pressione (GR) si rivela sufficiente a determinare il nodo di prelievo più critico.

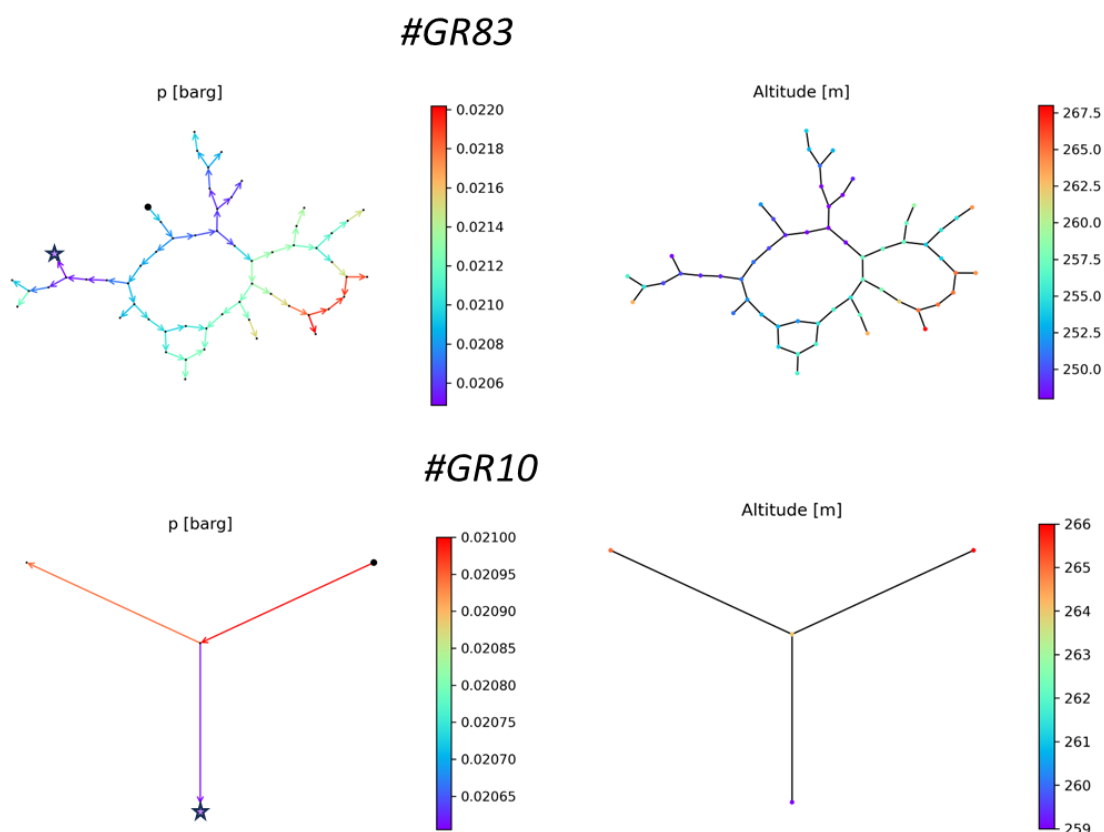


Figura 9 – Pressioni e altitudini di riferimento per le sottoreti* ID:GR83 & ID:GR10 ; Ora : 19:00.

In relazione alla velocità del gas, a differenza di quanto osservato in media pressione (MP), in bassa pressione (BP) si identificano 12 condotte con velocità superiori a 1 m/s. Questo fenomeno è attribuibile alla ridotta sezione idraulica delle condotte in BP, che comporta un incremento della velocità del fluido per garantire il mantenimento della portata imposta dal sistema.

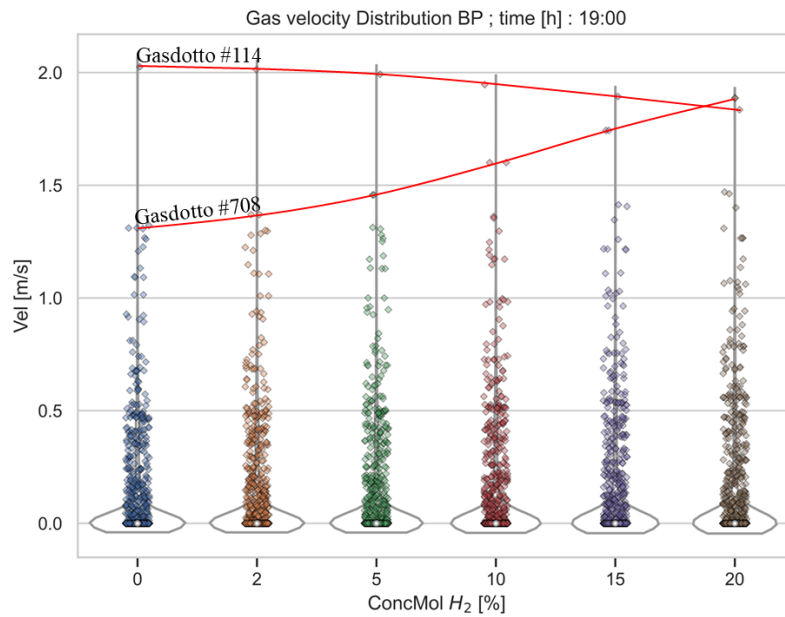


Figura 10 - Distribuzione della velocità del gas in bassa pressione.

Il comportamento del gas trasportato nelle due condotte critiche, denominate in Figura 10 *Gasdotto114* e *Gasdotto708*, mostrano tendenze opposte: mentre il *Gasdotto114* registra una riduzione della velocità, il *Gasdotto708* evidenzia un incremento del flusso. Questa peculiare differenza è indicativa della variazione delle condizioni di redistribuzione dei flussi locali. La sottorete di interesse dove sono posizionate le due condotte critiche è riportata in Figura 11. Si osserva come l'aumento della frazione di idrogeno influisca sulla portata volumetrica erogata dai gruppi di riduzione (GDR). In particolare, all'aumentare della percentuale di idrogeno si verifica una riduzione della portata immessa nella GDR 3, che alimenta la condotta critica *Gasdotto114*, a vantaggio delle GDR 1 e GDR 2, che invece registrano un aumento della portata erogata. In termini quantitativi, il flusso volumetrico in GDR 3 diminuisce da 73 Sm³/h a 67 Sm³/h, mentre in GDR 1 aumenta significativamente, passando da 101 Sm³/h a 132 Sm³/h. La velocità del gas all'interno del *Gasdotto114*, inizialmente la più elevata, subisce una riduzione progressiva fino a quando il *Gasdotto708* la supera in termini di velocità, portando a un cambiamento nella condotta critica principale.

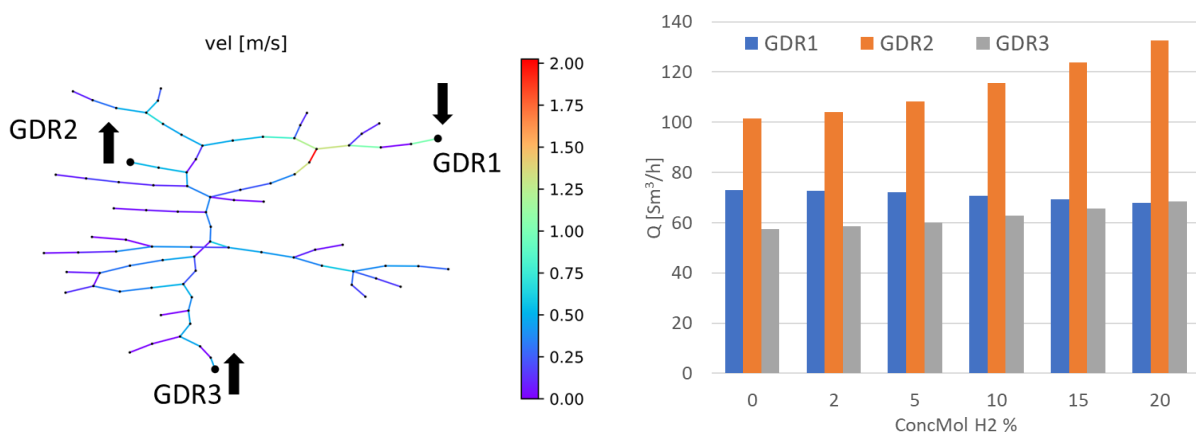


Figura 11 - Sottorete* con tre gruppi di riduzione soggetti a redistribuzione della portata erogata.

L'effetto complessivo della ridistribuzione del flusso si traduce in una riduzione della velocità massima effettiva nella rete, che passa da 2.02 m/s a 1.89 m/s, registrando un decremento del 6% al raggiungimento di una miscela con 20% di idrogeno. Tuttavia, per percentuali di idrogeno superiori al 20%, la tendenza si inverte e la velocità massima torna ad aumentare. Questo comportamento suggerisce l'esistenza di un punto di equilibrio nella dinamica del flusso, oltre il quale le modifiche nelle proprietà fluidodinamiche della miscela inducono nuovamente un incremento delle velocità.

(*Tutti i layout delle reti rappresentati nel presente report sono stati rielaborati attraverso l'algoritmo Kamada-Kawai.)

5.5 Stima annuale dell'impatto diretto sulle emissioni

È stato infine stimato l'impatto sulle emissioni di CO₂ nei diversi scenari (Tabella 6), adottando un emission factor per il gas naturale pari a 1.956 kgCO₂/Sm³. I risultati evidenziano un risparmio di metano ($Q_{CH_4,saved}$) sia in condizioni invernali che estive, determinando una conseguente riduzione delle emissioni di anidride carbonica. Si osserva che, all'aumentare della percentuale di idrogeno nella miscela, il risparmio di metano cresce in modo significativo, passando da 122.44 Sm³/giorno con una miscela al 2% fino a 1399.80 Sm³/giorno con il 20% di idrogeno durante il periodo invernale. Una tendenza analoga si registra nel periodo estivo, sebbene con valori inferiori a causa della minore domanda energetica. Di conseguenza, le emissioni di CO₂ subiscono una riduzione proporzionale, con un decremento giornaliero che, in inverno, varia da 241.45 kg/giorno per il 2% di idrogeno fino a 2736.42 kg/giorno per il 20%. Anche nel periodo estivo si riscontra una riduzione delle emissioni, sebbene con valori più contenuti, compresi tra 12.39 kg/giorno e 140.59 kg/giorno. Su scala annuale, la riduzione complessiva delle emissioni di CO₂ risulta particolarmente significativa, passando da 45.77 t/anno nel caso di una miscela con il 2% di idrogeno, fino a 517.9 t/anno per una miscela con il 20% di idrogeno. Questi risultati confermano il potenziale contributo dell'idrogeno nella riduzione dell'impronta carbonica del settore di trasporto e distribuzione del gas naturale.

Tabella 6 – Riassunto dei risultati dell'impatto sulle emissioni.

	cvH ₂ ,lim = 2%	cvH ₂ ,lim = 5%	cvH ₂ ,lim = 10%	cvH ₂ ,lim = 20%
$Q_{CH_4,saved,winter}$ [Sm ³ /day]	122.44	312.63	648.31	1399.80
$Q_{CH_4,saved,summer}$ [Sm ³ /day]	6.28	16.04	33.27	71.84
CO ₂ [kg/day _{winter}]	241.45	616.518	1278.48	2736.42
CO ₂ [kg/day _{summer}]	12.39	31.64	65.62	140.59
CO ₂ [t/year]	45.77	116.7	241.8	517.9

6 Pubblicazioni Scientifiche

Francesconi, M., Guzzo, G., Neri, M., Marmorini, M., Carcasci, C., 2024, Impact of hydrogen blending on a real-world gas distribution network with a non-uniform elevation profile, J. Phys.: Conf. Ser., vol. 2893, no. 1: p. 012067.

6.1 Eventi di disseminazione associati

Partecipazione al 79° Congresso Nazionale ATI "Dare Energia Al Futuro: Innovazione e Sviluppo Sostenibile per l'Industria, le Comunità e lo Sport" – Genova 4-6 Settembre 2024, presentando il lavoro "Impact of hydrogen blending on a real-world gas distribution network with a non-uniform elevation profile".