

APPENDICE AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 502/2022/R/GAS RECANTE CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO E MISURA DEL GAS NATURALE PER IL SESTO PERIODO DI REGOLAZIONE (6PRT)

ANALISI E SIMULAZIONI

1. Premessa

- 1.1 Nella presente Appendice, in coerenza con i requisiti di trasparenza del Codice TAR, si rendono disponibili i dati e le informazioni - ulteriori rispetto a quelle contenute nel documento di consultazione - che, ai sensi dell'articolo 26 del medesimo Codice, devono essere pubblicate nell'ambito della consultazione finale dei criteri di regolazione per il 6PRT.
- 1.2 Si evidenzia che le stime dei ricavi e dei livelli tariffari riportate nella presente Appendice, riflettendo specifiche assunzioni sulla stima dei ricavi di riferimento e delle capacità previste in conferimento, sono da intendersi come indicative, in coerenza con quanto esplicitamente previsto dall'articolo 26, paragrafo 1, lettere a), punto iii., e lettere b) e d), e, pertanto, non vincolano in alcun modo l'Autorità e non possono costituire affidamenti futuri per gli utenti del trasporto.

2. Informazioni sulle caratteristiche tecniche della rete di trasporto

- 2.1 In ottemperanza all'articolo 26, paragrafo 1, lettera a), punto i), del Codice TAR, sono di seguito riportate le informazioni di cui all'articolo 30, paragrafo 1, lettera a), punti i), iv) e v), del medesimo Codice TAR, ossia:
 - a) la capacità contrattuale prevista ai punti di entrata e di uscita (Tabella 1);
 - b) la rappresentazione strutturale della rete di trasporto con adeguato grado di dettaglio (Figura 1 e Figura 2);
 - c) informazioni tecniche aggiuntive sulla rete di trasporto (Tabella 2 e Tabella 3).

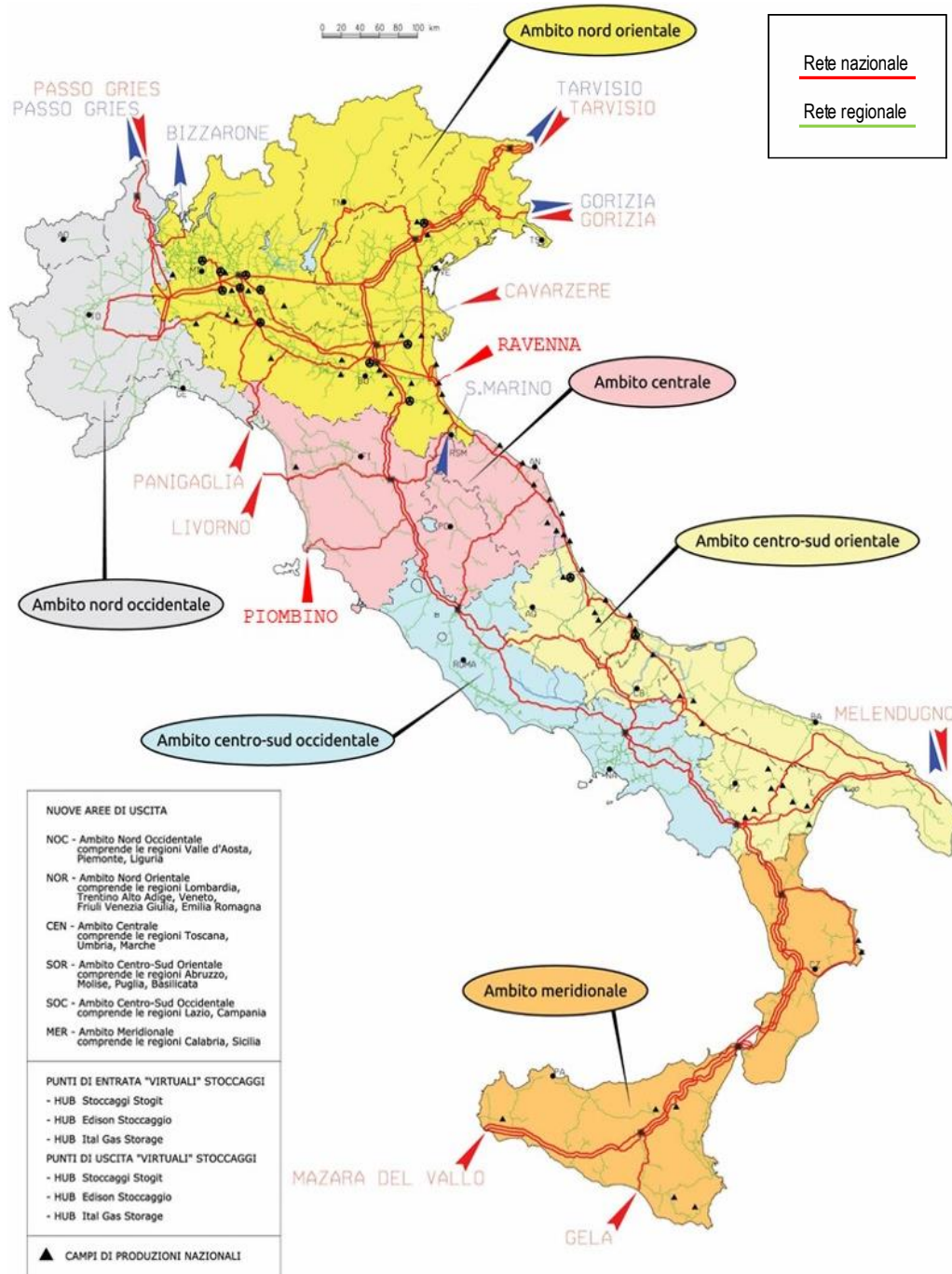
Tabella 1: Capacità previste in conferimento per l'anno 2024 (MSm³/g)

Punti di entrata	2023	2024		Punti di uscita	2023	2024	
Mazara del Vallo	60,65	70,00	15%	Punti di riconsegna <15 km	211,49	206,99	-2%
Gela	12,00	13,20	10%	Punti di riconsegna >15 km	230,15	225,26	-2%
Passo Gries (CH)	12,18	15,30	26%	San Salvo	16,84	16,84	0%
Tarvisio (AT)	68,80	20,00	-71%	Sabbioncello	5,58	5,58	0%
Gorizia (SI)	0,00	0,00	0%	Minerbio	12,33	12,33	0%
Melendugno TAP	25,44	25,40	0%	Sergnano	11,18	11,18	0%
GNL Panigaglia	5,20	8,10	56%	Settala	5,58	5,58	0%
GNL Cavarzere	22,90	24,40	7%	Brugherio	3,36	3,36	0%
GNL OLT Livorno	11,20	11,30	1%	Ripalta	10,61	10,61	0%
FSRU Ravenna ⁽¹⁾	-	7,00	-	Corte	8,41	8,41	0%
FSRU Piombino ⁽¹⁾	-	14,00	-	Collalto	3,42	3,42	0%
Hub 1 - Ripalta	0,39	0,60	54%	Cellino	0,72	0,72	0%
Hub 2 - Ravenna	2,27	1,79	-21%	Castel Bolognese	2,23	2,23	0%
Hub 3 - Rubicone	0,72	0,98	37%	Bordolano	8,41	8,41	0%
Hub 4 - Falconara	3,54	3,75	6%	Cornegliano	1,44	1,44	0%
Hub 5 - Pineto	0,74	0,45	-39%	Bizzarone (CH)	0,83	0,84	1%
Hub 6 - S.Salvo	0,13	0,16	26%	Gorizia (SI)	0,00	0,10	
Hub 7 - Candela	0,20	0,17	-15%	R. S. Marino	0,36	0,37	3%
Hub 8 - Monte Alpi	3,35	3,67	10%	Passo Gries (CH)	2,60	4,10	58%
Hub 9 - Crotone	1,02	0,93	-9%	Melendugno TAP	0,41	0,40	-2%
Hub 10 - Gagliano	0,43	0,49	15%	Tarvisio (AT)	2,60	12,10	365%
San Salvo	19,27	19,27	0%	TOT	538,55	540,27	0%
Sabbioncello	6,64	6,64	0%				
Minerbio	18,67	18,67	0%				
Sergnano	18,67	18,67	0%				
Settala	13,25	13,25	0%				
Brugherio	3,22	3,22	0%				
Ripalta	7,84	7,84	0%				
Corte	4,02	4,02	0%				
Collalto	4,34	4,34	0%				
Cellino	0,80	0,80	0%				
Castel Bolognese	2,83	2,83	0%				
Bordolano	8,03	8,03	0%				
Cornegliano	2,25	2,25	0%				
TOT	340,96	331,51	-3%				

Fonte: Snam Rete Gas S.p.a. sulla base delle migliori stime ad oggi disponibili.

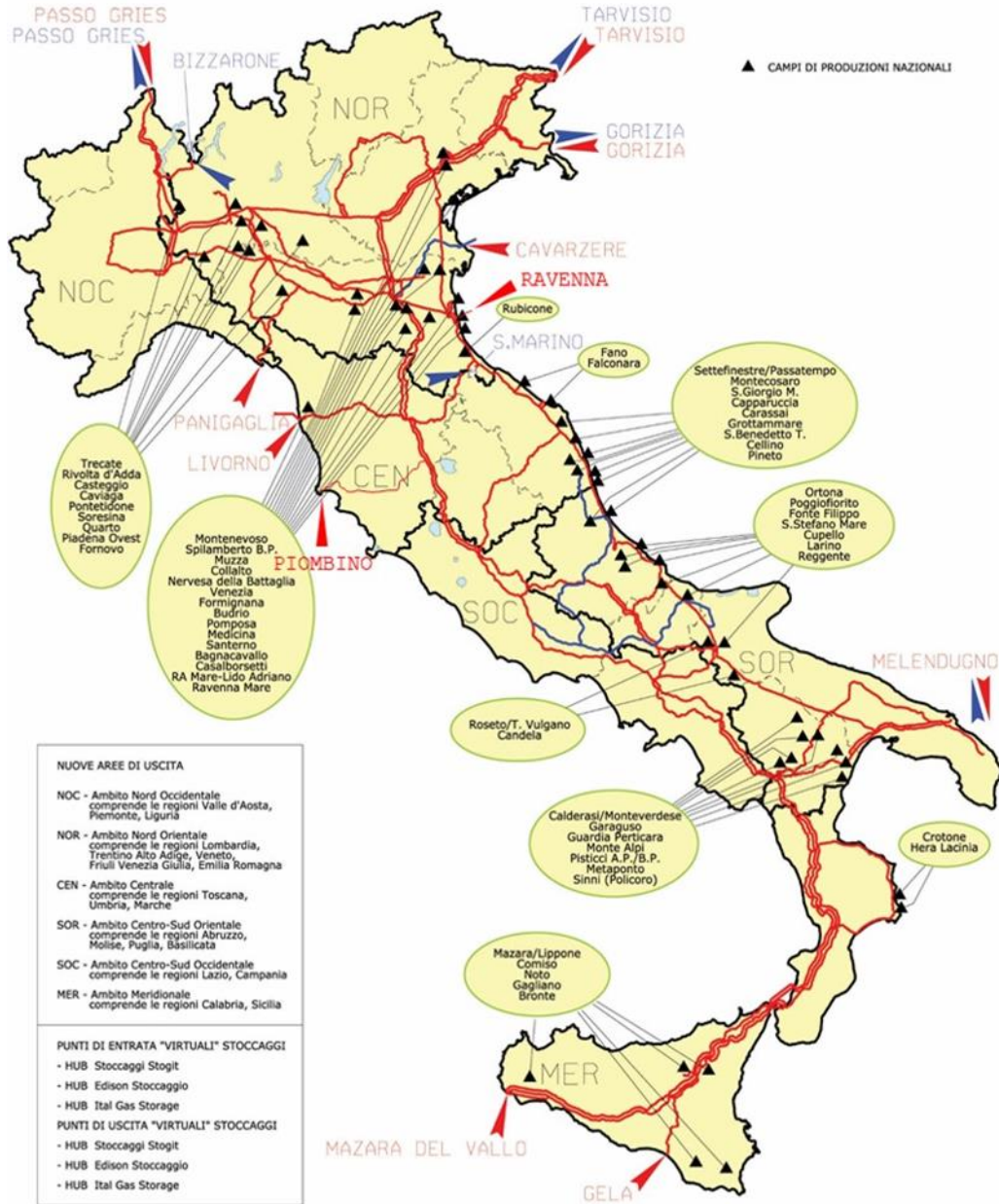
⁽¹⁾ Ipotesi entrata in esercizio FSRU Piombino nel corso dell'anno 2023, e FSRU Ravenna a metà anno 2024.

Figura 1: Rappresentazione della rete dei gasdotti all'anno 2024



Fonte: Snam Rete Gas S.p.a.

Figura 2: Rappresentazione della rete dei gasdotti all'anno 2024 - Dettaglio produzioni nazionali



Fonte: Snam Rete Gas S.p.a.

Tabella 2: Reti delle società di trasporto nel 2021 (km)

Società	Rete nazionale	Rete regionale	TOTALE
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	-	51	51
Energie Rete Gas	-	142	142
GP Infrastrutture T trasporto	-	42	42
Infrastrutture T trasporto Gas	83	-	83
Metanodotto Alpino	-	76	76
Netenergy Service	-	35	35
Retragas	-	421	421
Snam Rete Gas	9.572	23.112	32.684
Società Gasdotti Italia	661	1.058	1.719
TOTALE	10.316	24.937	35.253

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

- 2.2 In relazione ai punti sulla rete di trasporto, il sistema conta 6 Punti di interconnessione con sistemi esteri, 13 punti da/verso impianti di stoccaggio, circa 70 punti di entrata da produzioni nazionali, circa 80 punti di entrata da produzioni di biometano, 3 punti di entrata da terminali di rigassificazione del Gnl, e oltre 6.800 punti di riconsegna¹. In relazione a questi ultimi, la maggior parte sono relativi a interconnessioni tra reti di trasporto e reti di distribuzione, e ad utenze industriali; vi sono inoltre circa 130 punti di riconsegna che alimentano impianti termoelettrici, e oltre 800 punti di riconsegna per autotrazione (Tabella 3).

Tabella 3: Numero di punti di riconsegna sulla rete di trasporto per tipologia

Società	Distribuzione	Industriale	Termoelettrico	Autotrazione	Altro	TOTALE
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	13	-	-	-	-	13
Energie Rete Gas	18	14	-	-	-	32
GP Infrastrutture T trasporto	4	-	-	-	116	120
Infrastrutture T trasporto Gas	-	-	-	-	-	-
Metanodotto Alpino	11	1	4	-	3	19
Netenergy Service	-	16	-	1	2	19
Retragas	98	103	2	6	90	299
Snam Rete Gas	2.850	2.334	116	807	6	6.113
Società Gasdotti Italia	108	95	3	30	5	241
TOTALE	3.102	2.563	125	844	222	6.856

Fonte: database punti di riconsegna comunicato dalle imprese di trasporto nell'ambito delle proposte tariffarie per l'anno 2023. Sono stati considerati i soli punti presso i quali è stato previsto un conferimento di capacità nel 2023.

¹ Considerando esclusivamente i punti presso i quali è stato previsto un conferimento di capacità nel 2023.

3. Informazioni indicative sui ricavi

3.1 In ottemperanza all'articolo 26, paragrafo 1, lettera b), del Codice TAR, nella successiva Tabella 4 sono riportate le informazioni indicative di cui all'articolo 30, paragrafo 1, lettera b), punti i), iv) e v), del medesimo Codice TAR, ossia:

- i ricavi previsti del gestore del sistema di trasporto;
- i ricavi relativi ai servizi di trasporto, con indicazione dei ricavi da recuperare mediante tariffe applicate alla capacità e ricavi da recuperare mediante tariffe applicate ai volumi;
- le seguenti ripartizioni dei ricavi per i servizi di trasporto:
 - la ripartizione capacità-volumi trasportati, ossia la suddivisione tra i ricavi relativi ai servizi di trasporto derivanti da tariffe applicate alla capacità e i ricavi relativi ai servizi di trasporto derivanti da tariffe applicate ai volumi trasportati;
 - la ripartizione entrata-uscita, ossia la suddivisione tra i ricavi derivanti da tariffe di trasporto associate alla capacità su tutti i punti di entrata e i ricavi derivanti da tariffe di trasporto applicate alla capacità su tutti i punti di uscita;
 - la ripartizione intrasistemico-intersistemico, ossia la suddivisione tra i ricavi provenienti dall'uso della rete intrasistemico sia sui punti di entrata che sui punti di uscita e i ricavi provenienti dall'uso della rete intersistemico sia sui punti di entrata che sui punti di uscita, il cui calcolo è effettuato come indicato all'articolo 5 del Codice TAR.

3.2 Nella medesima Tabella 4 sono altresì riportati i ricavi indicativi per il servizio di misura del trasporto, classificato come servizio non di trasporto.

Tabella 4: Informazioni richieste ai sensi dell'articolo 26, paragrafo 1, lettera b), del Codice TAR

(Valori in milioni di €)	2023	2024	
Ricavi di riferimento	2.413	2.989	24%
Ricavi di riferimento servizio di trasporto	2.367	2.947	24%
da recuperare mediante tariffe applicate alla capacità	1.791	1.892	6%
<i>ai punti di entrata</i>	502	473	-6%
<i>ai punti di uscita</i>	1.290	1.419	10%
da recuperare mediante tariffe applicate ai volumi	576	1.055	83%
Ripartizione capacità-volumi trasportati	76 / 24	64 / 36	
Ripartizione entry-exit	28 / 72	25 / 75	
Ripartizione intrasistemico-interistemico			
<i>Parametro Comp_{CAP}</i>	0,6%	3,8%	
<i>Parametro Comp_{COMM}</i>	0,0%	0,0%	
Ricavi di riferimento servizi non di trasporto (misura)	45	42	-7%

La stima dei ricavi per l'anno 2024 è stata effettuata sulla base delle seguenti assunzioni: valore del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto (WACC) pari a 5,1%, pari al valore utilizzato ai fini della determinazione delle tariffe per l'anno 2023; remunerazione delle immobilizzazioni in corso secondo la proposta prospettata nel DCO, utilizzando un tasso pari a 1,86% per la remunerazione delle immobilizzazioni in corso il cui spending è stato sostenuto negli anni 2020 e 2021; valore del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevante per l'aggiornamento del valore dei cespiti per l'anno 2024 pari a 3,3%, sulla base della variazione media annua registrata negli ultimi quattro trimestri disponibili; valorizzazione dei quantitativi riconosciuti a copertura di perdite, autoconsumi e GNC pari a 33 €/GJ (119 €/MWh), sulla base delle quotazioni nell'ultimo mese disponibile dei prodotti forward al PSV con consegna nell'anno 2024; valorizzazione della componente a copertura degli oneri ETS pari a 83,25 €/tCO₂, sulla base degli esiti delle aste 2022 come disponibili al momento di pubblicazione del presente documento. La stima tiene altresì conto dei nuovi investimenti che, sulla base delle informazioni trasmesse dai gestori, si prevede concorreranno al valore del capitale investito riconosciuto, nonché dei cespiti che esauriscono la propria vita utile. La stima non tiene conto di eventuali ricavi di scostamento dell'anno 2022, da portare in deduzione dei ricavi di riferimento da recuperare mediante tariffe applicate alla capacità. Per i costi operativi, la stima è stata effettuata considerando il livello di costo operativo effettivo 2021.

4. Informazioni indicative sui corrispettivi

Corrispettivi di capacità

- 4.1 In ottemperanza all'articolo 26, paragrafo 1, lettera a), punti iii) e iv) del Codice TAR, nella successiva Tabella 5 sono riportati:
- i prezzi di riferimento approvati per l'anno 2023;
 - i prezzi di riferimento indicativi per l'anno 2024, calcolati secondo la metodologia di cui all'articolo 8 del Codice TAR;
 - i prezzi di riferimento indicativi per l'anno 2024, calcolati secondo la metodologia proposta nell'ambito della presente consultazione.

4.2 Le simulazioni tengono conto dell'entrata in esercizio di due nuovi punti di entrata da FSRU, ipotizzati presso Piombino (nel corso dell'anno 2023, e dunque pienamente operativo nel 2024) e presso Ravenna (a metà dell'anno 2024). Per quanto riguarda le simulazioni sugli impatti tariffari derivanti dalla metanizzazione della Sardegna, nonché dall'entrata in esercizio del punto di uscita presso Gela, si rimanda ai successivi Capitoli 7 e 8.

Tabella 5: Corrispettivi di capacità e confronto metodologie dei prezzi di riferimento

	[euro/anno/Sm ³ /giorno]	Corrispettivi approvati per l'anno 2023	Corrispettivi indicativi per l'anno 2024 determinati secondo la metodologia di cui art. 8 Codice TAR	Corrispettivi indicativi per l'anno 2024 determinati secondo la metodologia proposta	Δ 2023	Δ art. 8 Codice TAR
Entry	Mazara del Vallo	€ 3,208491	€ 6,0	€ 3,0	-6%	-50%
	Gela	€ 2,941395	€ 5,5	€ 2,8	-6%	-50%
	Passo Gries (CH)	€ 1,309781	€ 2,4	€ 1,2	-7%	-50%
	Tarvisio (AT)	€ 1,317727	€ 2,5	€ 1,2	-7%	-50%
	Gorizia (SI)	€ 1,237010	€ 2,3	€ 1,1	-8%	-50%
	Melendugno TAP	€ 2,133742	€ 4,0	€ 2,0	-6%	-50%
	GNL Panigaglia	€ 1,068528	€ 2,0	€ 1,0	-6%	-50%
	GNL Cavarzere	€ 0,965054	€ 1,8	€ 0,9	-7%	-50%
	GNL OLT Livorno	€ 1,284901	€ 2,4	€ 1,2	-6%	-50%
	FSRU Ravenna ⁽¹⁾	-	€ 1,7	€ 0,9	-	-50%
	FSRU Piombino ⁽¹⁾	-	€ 2,4	€ 1,2	-	-50%
	Produzione Hub 1 - Nord-Occid.	€ 0,852486	€ 1,6	€ 0,8	-7%	-50%
	Produzione Hub 2 - Nord-Orient.	€ 0,845975	€ 1,6	€ 0,8	-7%	-50%
	Produzione Hub 3 - Rubicone	€ 0,875385	€ 1,6	€ 0,8	-7%	-50%
	Produzione Hub 4 - Falconara	€ 1,000593	€ 1,9	€ 0,9	-6%	-50%
	Produzione Hub 5 - Pineto	€ 1,160661	€ 2,2	€ 1,1	-6%	-50%
	Produzione Hub 6 - S.Salvo	€ 1,365902	€ 2,6	€ 1,3	-6%	-50%
	Produzione Hub 7 - Candela	€ 1,516806	€ 2,9	€ 1,4	-6%	-50%
	Produzione Hub 8 - Monte Alpi	€ 1,828994	€ 3,4	€ 1,7	-6%	-50%
	Produzione Hub 9 - Crotone	€ 2,279243	€ 4,3	€ 2,1	-6%	-50%
Produzione Hub 10 - Gagliano	€ 2,744635	€ 5,2	€ 2,6	-6%	-50%	
Hub Stoccaggio	€ 0,467787	€ 0,9	€ 0,4	-7%	-50%	
Exit	Punti di riconsegna <15 km	€ 2,556618	€ 1,9	€ 2,8	9%	50%
	Punti di riconsegna >15 km	€ 2,703044	€ 2,0	€ 2,9	9%	50%
	Hub Stoccaggio	€ 1,167947	€ 0,9	€ 1,3	11%	50%
	Bizzarone (CH)	€ 2,967050	€ 2,2	€ 3,3	11%	50%
	Gorizia (SI)	€ 2,629669	€ 2,1	€ 3,2	20%	50%
	R. S. Marino	€ 2,130504	€ 1,6	€ 2,4	10%	50%
	Passo Gries (CH)	€ 3,280872	€ 2,4	€ 3,7	12%	50%
	Melendugno TAP	€ 3,627945	€ 2,5	€ 3,7	2%	50%
Tarvisio (AT)	€ 3,265130	€ 2,3	€ 3,4	6%	50%	

⁽¹⁾ Ipotesi entrata in esercizio FSRU Piombino nel corso dell'anno 2023, e FSRU Ravenna a metà anno 2024.

I prezzi di riferimento indicativi per l'anno 2024 sono stati determinati sulla base dei ricavi stimati per l'anno 2024, utilizzando come driver la migliore stima della capacità prevista in conferimento al momento di pubblicazione del presente documento, sulla base dei dati forniti da Snam Rete Gas. In sede di approvazione delle tariffe per l'anno 2024 saranno utilizzati i valori di capacità prevista più aggiornati.

4.3 Per quanto riguarda la differenza nel livello delle tariffe di trasporto tra i corrispettivi approvati per l'anno 2023 e quelli indicativi per l'anno 2024 secondo la metodologia proposta, si osserva che:

- a) i ricavi da recuperare mediante tariffe di trasporto applicate alla capacità aumentano del 6%; la modifica della ripartizione *entry-exit*, da 28/72 a 25/75, ha un impatto di circa -11% sui ricavi da recuperare ai punti di entrata e di circa +4% sui ricavi da recuperare ai punti di uscita; la combinazione di tali effetti determina una variazione di circa -6% dei ricavi da recuperare ai punti di entrata e di circa +10% dei ricavi da recuperare ai punti di uscita;
- b) le capacità previste in conferimento registrano una variazione di circa -2,8% ai punti di entrata, mentre sono sostanzialmente stabili nei punti di uscita (+0,3%);
- c) mediamente, l'impatto sui corrispettivi tariffari dato da (i) variazione dei ricavi da recuperare mediante corrispettivi di capacità, (ii) modifica della ripartizione *entry-exit* e (iii) variazione delle capacità previste in conferimento risulta pari a circa -3,0% per i corrispettivi di entrata e +9,7% per i corrispettivi di uscita.

4.4 Per quanto riguarda il confronto tra i corrispettivi indicativi per l'anno 2024 secondo la metodologia proposta e quelli determinati sulla base della metodologia di cui all'articolo 8 del Codice TAR, si osserva che la differenza (-50% sui corrispettivi di *entry*, +50% sui corrispettivi di *exit*) è dovuta esclusivamente alla diversa ripartizione *entry/exit*, pari a 25/75 nella metodologia proposta (in luogo di 50/50).

Corrispettivi variabili e tariffe non di trasporto

4.5 In ottemperanza all'articolo 26, comma 1, lettera a), del Codice TAR, nella successiva Tabella 6 sono riportati i valori indicativi di:

- tariffe di trasporto applicate ai volumi trasportati;
- tariffe per il servizio di misura del trasporto.

Tabella 6: Altri corrispettivi

		Corrispettivi approvati per l'anno 2023	Corrispettivi indicativi per l'anno 2024
Corrispettivo a copertura dei costi variabili CV_U (€/Sm ³)		€ 0,0069920	€ 0,012
Corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi CV_{FC} (€/Sm ³)		€ -	n.d.
Corrispettivo di misura CM_T (€/a/Sm ³ /g)		€ 0,101164	€ 0,096
Corrispettivo per il servizio di metering presso i clienti finali CM_{CF} (€/a/Sm ³ /g)	Qero fino a 4.000 Sm ³ /h	€ 0,441043	€ 0,905
	Qero oltre 4.000 Sm ³ /h		€ 0,136

I corrispettivi sono stati determinati sulla base dei ricavi stimati per l'anno 2024. Il corrispettivo a copertura dei costi variabili è stato determinato utilizzando come driver i volumi relativi all'anno 2022, sulla base di una stima fornita da Snam Rete Gas. Il corrispettivo di misura è stato determinato utilizzando come driver la migliore stima della capacità prevista in conferimento al momento di pubblicazione del presente documento. In sede di approvazione delle tariffe per l'anno 2024 saranno utilizzati i valori di capacità prevista più aggiornati.

5. Ripartizione dei costi

5.1 Nella successiva Tabella 7 sono riportati i risultati, le componenti e i dettagli della ripartizione dei costi di cui all'articolo 5 del Codice TAR, sulla base dei valori indicativi dei corrispettivi per l'anno 2024.

Tabella 7: Valutazione della ripartizione dei costi di cui art. 5.1 Codice TAR

$Revenue^{intra}_{cap}$	€ 1.804.588.665	$Revenue^{intra}_{comm}$	€ 1.011.902.050
$Revenue^{cross}_{cap}$	€ 87.751.158	$Revenue^{cross}_{comm}$	€ 42.603.444
$Driver^{intra}_{cap}$	525.740.308	$Driver^{intra}_{comm}$	162.203.519.276
$Driver^{cross}_{cap}$	26.555.602	$Driver^{cross}_{comm}$	6.829.147.678
$Ratio^{intra}_{cap}$	0,34%	$Ratio^{intra}_{comm}$	0,62%
$Ratio^{cross}_{cap}$	0,33%	$Ratio^{cross}_{comm}$	0,62%
Comp_{cap}	3,80%	Comp_{comm}	0,00%

6. Modello tariffario semplificato

6.1 Contestualmente alla pubblicazione del presente documento per la consultazione l'impresa maggiore di trasporto renderà disponibile un modello tariffario semplificato che permetta agli utenti della rete di calcolare, in via indicativa, le

tariffe di trasporto applicabili per l'anno 2024 (coerenti con quelle presentate nella Tabella 5) e per gli anni successivi.

7. Approfondimento su impatti tariffari metanizzazione Regione Sardegna

7.1 Con DPCM 29 marzo 2022 sono state individuate le opere e le infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'Isola. In aggiunta ai tratti di rete di trasporto da realizzare sul territorio della Regione Sardegna, sono state individuate le seguenti attività e infrastrutture da includere nel collegamento virtuale (*virtual pipeline*) con il Continente:

- a) l'adeguamento impiantistico del terminale di rigassificazione di Panigaglia, gestito da Gnl Italia S.p.A., per consentire il caricamento del Gnl su bettoline, inclusi gli interventi di ammodernamento del terminale, per garantirne la continuità di esercizio per la durata di funzionamento della *virtual pipeline*;
- b) l'adeguamento delle funzionalità del terminale di rigassificazione *offshore* di Livorno, gestito da OLT Offshore LNG S.p.A., per consentire un maggior numero di accosti, finalizzato al servizio di caricamento del Gnl su bettoline per la *virtual pipeline*;
- c) una unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (*Floating Storage and Regasification Unit*, FSRU) nel porto di Portovesme con capacità netta di stoccaggio adeguata a servire il segmento Sud industriale e termoelettrico, nonché il bacino di consumo della città metropolitana di Cagliari;
- d) una FSRU nel porto di Porto Torres con capacità netta di stoccaggio adeguata a servire il segmento Nord industriale e termoelettrico, nonché il bacino di consumo della città metropolitana di Sassari;
- e) un impianto di rigassificazione nell'area portuale di Oristano con capacità netta di stoccaggio adeguata a servire le utenze limitrofe a tale ubicazione;
- f) un servizio di trasporto del Gnl a mezzo di navi spola dedicate, approvvigionato nel rispetto della normativa comunitaria e nazionale e realizzato secondo la modalità operativa più adeguata sulla base di criteri di economicità ed efficienza, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, destinato a rifornire le FSRU a Portovesme e Porto Torres e il terminale a Oristano, a partire, in normali condizioni di esercizio, dai terminali di Panigaglia e Livorno;
- g) le opere strumentali alla realizzazione o adeguamento delle infrastrutture di cui alle lettere precedenti, inclusi gli eventuali dragaggi necessari all'adeguamento dei terminali esistenti, alla installazione delle FSRU e alla realizzazione dell'impianto di rigassificazione di cui alla lettera e).

7.2 Per quanto riguarda i criteri di riconoscimento dei costi associati al collegamento virtuale tra la Regione Sardegna e il Continente, l'Autorità ha rimandato le valutazioni ad un apposito procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM, nell'ambito del quale saranno valutate dettagliatamente le

modalità di realizzazione di tale collegamento e la relativa entità, anche in ragione delle aspettative di sviluppo della domanda di gas sull'Isola.

- 7.3 Poiché gli interventi rappresentati sono tuttora oggetto di valutazione da parte dell'Autorità, le analisi del presente Capitolo hanno natura meramente indicativa e non concorrono a costituire alcun legittimo affidamento degli operatori in merito alla riconoscibilità tariffaria degli investimenti richiamati. Le informazioni riportate sono state ricostruite sulla base di dati e delle informazioni di natura pubblica (in alcuni casi incompleti) acquisiti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM e dei Piani di sviluppo della rete di trasporto.
- 7.4 Al solo fine di fornire una stima preliminare dell'impatto tariffario, sono stati considerati i costi di realizzazione della rete di trasporto nella regione Sardegna nonché i costi relativi alla *virtual pipeline* secondo le seguenti assunzioni:
- a) la realizzazione degli interventi relativi alla “prima fase” per la rete sarda; i dati considerano costi di investimento per complessivi 234 M€ (di cui 175 M€ di metanodotti, e 59 M€ di allacciamenti), e costi operativi per 4 M€/anno, come risultanti dal Piano di sviluppo 2022 della società Enura;
 - b) l'adeguamento dei terminali esistenti, in particolare:
 - i. per Panigaglia, si considera un costo complessivo per gli interventi di adeguamento² e ammodernamento³ pari a 200 M€ di costi di investimento, sulla base delle informazioni rese da Snam nel Documento di consultazione sulla configurazione infrastrutturale del collegamento virtuale per la Sardegna predisposto ai sensi della deliberazione 279/2022/R/COM (di seguito: Documento sulla configurazione infrastrutturale);
 - ii. per OLT Livorno non sono stati considerati costi per il progetto di aumento degli allibi in quanto Snam, nel Documento sulla configurazione infrastrutturale, ha dichiarato che non comporta lavori di modifica e dunque non comporta costi di investimento;
 - c) lo sviluppo dei rigassificatori nella Regione Sardegna, nei pressi di Portovesme, Porto Torres e Oristano, in particolare:
 - i. per Portovesme, un costo di investimento pari a 313 M€ (inclusivo dei costi per l'adeguamento della banchina del porto industriale per circa 44 M€), e costi operativi per 15 M€/anno, sulla base delle informazioni rese da Snam nel Documento sulla configurazione infrastrutturale;
 - ii. per Porto Torres, un costo di investimento stimato di 135 M€; nel Documento sulla configurazione infrastrutturale Snam dichiara che le stime di costo non sono presentate in quanto risulta essere in corso la gara per l'approvvigionamento; il valore è pertanto stimato sulla base del costo complessivo dei terminali di Portovesme e Porto Torres indicato da Snam Rete Gas nel Piano di sviluppo 2022 (per complessivi

² Modifiche al terminale per consentire *vessel reloading*.

³ C.d. '*rejuvenation*' per estendere la vita utile fino ad ulteriori 25 anni, e interventi per aumento ricevivibilità navi.

404 M€) al netto dei costi per la FSRU di Portovesme (senza considerare i costi di adeguamento del porto); in questa sede non sono considerati costi operativi;

iii. per Oristano, un costo di investimento pari a 100 M€ e costi operativi per 6 M€/anno, sulla base delle informazioni rese da Snam nel Documento sulla configurazione infrastrutturale;

d) per il servizio di trasporto tramite navi spola, nel Documento sulla configurazione infrastrutturale Snam dichiara che le stime di costo non sono presentate in quanto risulta essere in corso la gara per l'approvvigionamento del servizio;

7.5 Il valore dei ricavi da recuperare mediante tariffe di trasporto è stato stimato considerando:

- a) una vita utile di 50 anni per i metanodotti e 25 anni per le altre infrastrutture;
- b) un tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto pari al 5,1%, pari al tasso di remunerazione riconosciuto per il servizio di trasporto ai fini della determinazione dei corrispettivi per l'anno 2023.

7.6 Una sintesi delle principali grandezze economiche degli interventi riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna è riportata in Tabella 8.

Tabella 8: Principali interventi riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna ^(*)

		Costi		Riconoscimento tariffario (M€/anno)		
		Investimento (M€)	Costi operativi (M€/anno)	Remuneraz. e ammortamento	Costi operativi	TOT
Rete Sardegna (Fase 1)	Metanodotti Enura	175,0	4,0	12,4	4,0	20,6
	Allacciamenti Enura	59,0		4,2		
Adeguamento e ammodernamento terminali Panigaglia e OLT	Panigaglia	200,0	-	18,2	-	18,2
	OLT	-	-	-	-	-
Rigassificatori e Depositi costieri Sardegna	FSRU Portovesme	313,0	15,0	28,5	15,0	43,5
	FSRU Porto Torres	135,0	n.d.	12,3	n.d.	12,3
	Rigassificatore Oristano	100,0	6,0	9,1	6,0	15,1
Trasporto Gnl con navi spola		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
TOTALE		982,0	25,0	84,7	25,0	109,7

^(*) Analisi meramente indicative che non concorrono a costituire alcun legittimo affidamento degli operatori in merito alla riconoscibilità tariffaria degli investimenti richiamati.

7.7 Allo scopo di stimare l'impatto tariffario dell'inclusione della rete di trasporto della Regione Sardegna, sono stati altresì stimati i *driver* tariffari dei quantitativi di gas trasportati, e delle capacità previste in conferimento, sulla base dei dati relativi alla domanda di gas naturale servibile da reti di trasporto stimata da Snam e Terna nel Documento di scenari o di domanda di energia elettrica e gas naturale relativo alla Regione Sardegna predisposto ai sensi della deliberazione 279/2022/R/COM (di seguito: Documento scenari), e dei dati di capacità prevista in conferimento stimati da Snam Rete Gas. In particolare:

- a) il documento scenari prevede una domanda di gas naturale servibile da tratti di rete pari a 730 MSm³ al 2030, e pari a 760 MSm³ al 2040;

- b) la capacità prevista in conferimento nei punti di uscita della rete di trasporto della Regione Sardegna è stimata pari a 0,3 MSm³/g nel 2024, 0,7 MSm³/g nel 2025, 1,1 MSm³/g nel 2026, e 1,5 MSm³/g nel 2027.
- 7.8 Ai soli fini delle simulazioni di cui alla presente sezione si considera una domanda di gas naturale pari a 365 MSm³ (pari al 50% della domanda prevista al 2030; + indicazione domanda 2021), e una capacità prevista in conferimento pari a 1,5 MSm³ (pari alla capacità prevista in conferimento al 2027).
- 7.9 La stima degli impatti tariffari di tali interventi è effettuata nell'ipotesi che i relativi costi operativi siano inclusi nei costi operativi riconosciuti da recuperare mediante il corrispettivo unitario variabile CV_U , e i costi di capitale seguano i criteri di riconoscimento degli investimenti e dunque siano ricompresi nei costi da recuperare mediante corrispettivi di capacità.
- 7.10 Con riferimento al corrispettivo unitario variabile, è possibile stimare una variazione rispetto al valore del CV_U stimato per l'anno 2024 pari a circa +1,9% (come effetto di un incremento di circa +2,4% dei ricavi da recuperare mediante il corrispettivo variabile, e un incremento di circa +0,4% dei volumi utilizzati come *driver*).
- 7.11 In relazione ai corrispettivi di capacità, è possibile stimare variazioni medie rispetto ai corrispettivi stimati per l'anno 2024 pari a +4,5% per i corrispettivi di entrata, e +4,2% per i corrispettivi di uscita (come effetto di un incremento di circa +4,5% dei ricavi da recuperare mediante corrispettivi di capacità, e un incremento di circa +0,3% delle sole capacità previste in conferimento nei punti di uscita).

8. Approfondimento su impatti tariffari punto di uscita presso Gela

- 8.1 Al fine di stimare l'impatto tariffario dell'entrata in esercizio del futuro punto di uscita presso Gela, si è considerato:
- a) un costo di investimento pari a circa 8 M€⁴ e un conseguente onere tariffario di circa 0,8 M€/anno (pari allo 0,04% dei ricavi da recuperare mediante corrispettivi di capacità stimato per il 2024);
 - b) una capacità prevista in conferimento pari a 2,74 MSm³/g (corrispondente a circa 0,44% delle capacità previste in conferimento nei punti di uscita per l'anno 2024), che tiene conto della pressione minima garantita dall'impresa maggiore di trasporto nel punto di Gela.
- 8.2 Sulla base dei medesimi parametri con cui sono state stimate le tariffe per l'anno 2024, l'effetto dell'entrata in esercizio del punto di uscita presso Gela è stimato pari a circa +0,04% sui corrispettivi di entrata, e -0,40% sui corrispettivi di uscita; l'inclusione di tale punto di uscita nella metodologia tariffaria non comporta significative variazioni dei rapporti relativi tra i corrispettivi di entrata o di uscita. Il corrispettivo specifico di uscita presso Gela è stimato pari a 4,2 €/a/Sm³/g.

⁴ Come risultante dal Piano di Sviluppo 2022 di Snam Rete Gas.

- 8.3 Nel caso di applicazione di uno sconto pari al 50%, l'effetto sui corrispettivi di uscita sarebbe complessivamente pari a circa -0,20%, e il corrispettivo di uscita specifico sarebbe pari a circa 2,1 €/a/Sm³/g.