

Il dilemma del trasporto del gas naturale

Tariffa francobollo, tariffa chilometrica o entry/exit points?

di Renato Urban

Il gas naturale è un elemento chimicamente molto semplice, in quanto è costituito per la maggior parte da metano, con etano, propano e butano in percentuali molto basse. Al contrario del petrolio, che è chimicamente complesso, semplice dal punto di vista commerciale e logistico, il gas naturale è invece caratterizzato da una attività contrattuale e da una logistica molto complicate.

Il gas naturale che viene trasportato nei gasdotti dovrebbe avere una composizione che varia da un tenore del 98 % di metano puro ad un valore dell'80%, come risulta dalla tabella seguente, in cui sono elencati, a titolo comparativo, anche altre tipologie di gas. La composizione del gas è di fondamentale importanza, sia ai fini della determinazione della fee di trasporto, sia per la determinazione del costo FOB del gas stesso, che per problemi di sicurezza. Percentuali elevate infatti di propani, butani e pentani potrebbero creare dei problemi di condensa (dew point) lungo la linea e perciò debbono restare sotto certi limiti. Ai fini della determinazione del potere calorifico superiore (Gross Heating Value) del gas na-

L'ing. Renato Urban è attualmente CEO della Urban Gas & Power, società di trading di Petrolio, energia elettrica e gas naturale. Urban ha lavorato all'Agip SpA, del Gruppo Eni, per circa trenta anni, ricoprendo vari ruoli manageriali, nel settore del petrolio prima e del gas poi, fino alla carica di direttore centrale per le attività di commercializzazione del gas naturale, prodotto dall'Eni in tutto il mondo. Nel periodo ha ricoperto il ruolo di consigliere di amministrazione della IP di Genova (già Shell Italiana) ed è stato professore di tecnica contabile alla Scuola Superiore della Pubblica Amministrazione. Insegna Strategie delle Politiche Energetiche al dottorato di Ricerca della Facoltà di Ingegneria dell'Università "La Sapienza" di Roma. È autore di circa cinquanta pubblicazioni sui problemi del petrolio e del gas e "frequent speaker" a numerosi congressi in materia di petrolio e gas naturale.

turale si assumono i valori della Tabella 1 per i componenti della miscela del gas algerino da trasportare. I parametri sopra riportati sono quelli comunemente in uso nei Gas Sales Agreement, tra le società di produzione e di trasporto di gas naturale. Nella Tabella 2 si riportano le caratteristiche tipiche - le specifiche di qualità - di un gas naturale, che vengono normalmente incluse nei contratti di approvvigionamento dalle società venditrici - Gsa (Gas Sales Agreement) - e che

Tabella 1 - Caratteristiche dei gas naturali importati in Italia

Tipo Di Gas Naturale:	Russo	Algerino	Olandese	Italiano	Media
1) Composizione (%)					
Metano	98,16	83,16	91,47	99,49	93,07
Etano	0,62	7,92	3,72	0,06	3,08
Propano	0,18	2,10	1,0	0,02	0,825
Butani	0,07	0,54	0,23	0	0,21
Pentani	0,02	0,18	0,08	0	0,07
Esani	0,01	0,07	0,05	0,01	0,035
CO ₂	0,10	0,24	1,02	0,03	0,3475
N ₂	0,83	5,46	2,30	0,38	2,2425
Helio	0,01	0,1	0,03	0	0,035
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2) Caratteristiche					
(Kcal/Scm)-Ghv	9029	9525	9233	8994	9204
(MJ/Scm)-Ghv	37,80	39,88	38,65	37,66	38,51
Peso Molec.	16,35	18,84	17,48	16,12	17,25

Tabella 2 - Specifiche di qualità del gas da trasportare

Parametri	Valori Min/Max	Unità di Misura
Gross Caloric Value	38,1+10% /- 5%	MJ/Scm
Wobbe Index (Wi)	47,3 ≤ Wi ≤ 52,1	MJ/Scm
Hydroc. Dewpoint	≤ -5	°C da 1 a 69 Barg
Water Dewpoint	≤ -10	°C da 1 a 69 Barg
Nitrogen	≤ 10	% Volume
Oxygen	≤ 0,3	% Volume
Carbon Dioxide (CO ₂)	≤ 2	% Volume
Hydrogen Sulphide	≤ 5	mg/Scm
Mercaptan Sulphur	≤ 10	mg/Scm
Total Sulphur	≤ 100	mg/Scm

Prof. ing. Renato Urban, Urban Gas & Power Srl.

devono essere scrupolosamente rispettate, pena conseguenti penali economiche. Il gas naturale, in "situ", ha caratteristiche molto diverse da giacimento a giacimento ed è anche diverso a seconda che provenga da gas associato al greggio o da giacimenti solo a gas. Per portarlo alle specifiche sopra riportate, che devono essere rigorosamente rispettate dalle società produttrici, il gas è sottoposto a costosi trattamenti in impianti di desolfurazione, deidratazione ed altri trattamenti per togliere le impurezze di cui è permeato.

I sono giacimenti che contengono fino al 70% di H₂S e fino all'80% di CO₂. Quando il contenuto di questi inquinanti è troppo alto si preferisce lasciare il gas in "situ", se il trattamento per portarlo a norma risulta troppo costoso, oppure, se si tratta di gas associato, si reinietta l'H₂S nel giacimento originario. Con riferimento alla tabella precedente si fa notare che: Chi si trova a dover disciplinare il segmento del trasporto quindi si trova a dover risolvere dei problemi che sono molto complessi, sia dal punto di vista della tecnologia che da quello delle tariffe del trasporto. In questo articolo si limita l'analisi del ciclo del gas naturale al solo settore del costo del trasporto e di come l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ha affrontato e risolto il problema italiano del raccordo tra costi di trasporto di base, che è un problema tecnico, e la determinazione delle tariffe, che è invece un problema di politica economica.

Le metodologie di calcolo del costo del trasporto via pipe ed lng

Il costo del trasporto del gas via pipeline

Il gas naturale può essere trasportato dalla zona di produzione a quella del consumo sotto forma gassosa oppure liquida. Si tratta di due modi molto diversi di affrontare il problema. Nel grafico seguente vengono illustrate le due metodologie ed i costi correlati. La linea rossa rappresenta il costo di trasporto via pipeline onshore, mentre quella verde è relativa al costo del gas naturale trasportato con pipelines offshore. Il costo del trasporto per gasdotto via mare, come si rileva dalla linea verde del grafico, è più oneroso di quello via terra, per il maggior costo del laying delle tubazioni. Attualmente essendo divenuto possibile il trasporto del gas anche in acque profonde, vedi il Blustream posato a 2.150 m nel Mar Nero, bisognerebbe aggiungere un'altra retta sopra quella verde, per simulare questo nuovo tipo di trasporto. La linea verde si riferisce a costi di trasporto per pipelines posate in acque fino a 500 m di profondità.

La linea azzurra rappresenta invece il costo del trasporto del gas naturale allo stato liquido, con le cosiddette navi gasiere. In tutti e due i casi il costo del trasporto viene determinato partendo dal costo dell'investimento e dai costi operativi, per un periodo di funzionamento del sistema di circa 20 anni (vita media). Sulla base del quantitativo di gas trasportato nei gasdotti si ricava la tariffa di trasporto, imponendo di avere un ritorno sull'investimento Irr%, in termini reali prima delle tasse, pari al 12%. Questo valore discende dal fatto che un investimento come quello fatto nei gasdotti viene considerato a basso rischio. Anche qui comunque viene fatta una distinzione netta tra i gasdotti onshore e quelli offshore. Per questi ultimi l'Irr% sarà diverso tra quelli a medie profondità, fino a 600 metri di battente d'ac-

qua, e quelli ad alta profondità, come il blustream, che come abbiamo visto vengono collocati a 2.000 m di battente d'acqua. Per questi ultimi ci si attende un Irr% in termini reali prima delle tasse del 15%. Il grafico che abbiamo esaminato sopra non costituisce un assioma assoluto, ma deve essere interpretato come una indicazione della qualità dei costi.

I costi veri dipendono dalle caratteristiche di ogni singolo progetto e per sommi capi sono rappresentati dalle seguenti variabili: quantitativo di gas trasportato, diametro del tubo e suo costo, costi operativi, costo delle centrali di spinta, costo della posa delle tubazioni, costi dei rivestimenti, costi delle protezioni catodiche ecc. In sintesi ogni progetto rappresenta un caso particolare e come tale deve essere esaminato. Il costo di posa di un pipeline varia moltissimo tra un terreno agricolo, uno sabbioso desertico, uno roccioso desertico ed uno paludoso o marittimo.

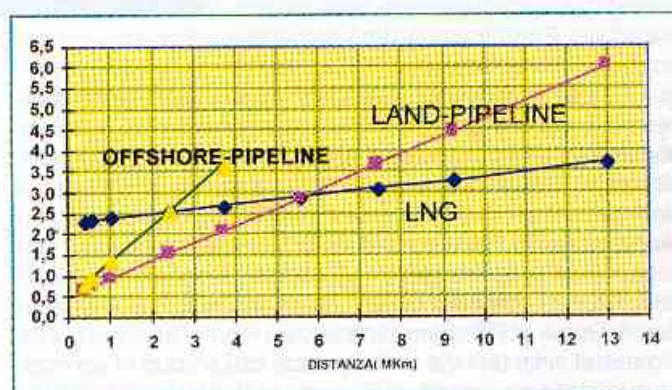


Figura 1 - Costi di trasporto del gas naturale

Da questo ne discende che ogni progetto produrrà un suo grafico particolare e che pertanto quelli rappresentati nella figura 1 debbono essere considerati, solo ai fini didattici, elementi qualitativi dell'andamento dei costi stessi. Nella Tabella 3 si rappresentano alcuni parametri di costo necessari per la valutazione della tariffa di trasporto di un gasdotto posato in territorio desertico roccioso. Come si può notare il costo di realizzo di un pipeline di 48" ammonterebbe a circa 29,107 \$ Usa per pollice per metro. Il costo per unità di calore trasportata viene determinato in base alla portata annua di gas, al Capex così determinato, al costo delle centrali di spinta ed ai costi operativi del gasdotto. Si può ben comprendere quindi come in base a tali parametri venga costruita la retta della tariffa di trasporto in \$ Usa/MMBtu per chilometro, riportata nel grafico precedente e come ognuna di queste rette sia un problema relativo al singolo gasdotto.

Il costo del trasporto dell'Lng via mare

Il secondo modo di trasporto del gas naturale, come abbiamo visto sopra, è quello liquido via Lng. Oggi circa 130 mi-

Tabella 3 - Costo di un gasdotto onshore da 48" (MM \$ Usa)

Terreno di posa	Costo acciaio	Coating	Fittings+ Prot.cat.	Posa	Ingeg.	Cont.	Totale
Deserto roccioso	236,7	27,6	12,3	384,8	52,9	85,7	800

liardi di metri cubi standard di gas naturale vengono trasportati liquidi, alla temperatura di -161°C via mare, mentre la parte restante dei circa 2.300 miliardi di metri cubi standard commercializzati, vengono trasportati via tubo, allo stato gassoso e ad alta pressione.

Il Gnl è un liquido trasparente, privo di colore, con una temperatura di -161°C alla pressione atmosferica, ed una densità di 0,42 long ton per 1 metro cubo di Lng. Il trasporto del gas naturale in forma liquida evita i rischi connessi al trasporto dello stesso ad alta pressione. Richiede però un terminale apposito per ricevere il gas liquido e rigassificarlo e poterlo poi immettere nella rete ad alta pressione. Per il trasporto del Lng servono apposite navi gasiere, che mantengono il gas a -161°C . La flotta mondiale attualmente comprende circa 180 gasiere, di cui circa la metà è di proprietà di consorzi di produzione ed esportazione del Lng. La velocità delle gasiere varia da 15 a 20 nodi. La loro capacità standard di trasporto è di circa 135.000 metri cubi di Gnl. La tendenza del mercato però è quella di andare verso navi con capacità sempre maggiore. Anche qui bisogna stare molto attenti a non ripetere l'errore commesso negli anni Ottanta con il Gpl o mi riferisco specificatamente alla nave Gpl Floreal, di circa 80 mila t. di capacità, mai entrata in servizio. La sua elevata capacità di trasporto mal si conciliava con le capacità dei terminali di ricezione e dei fondali di tali porti.

Il costo del trasporto viene valutato in base ai costi di acquisto della nave (Capex), a quelli operativi, ai giorni di contro stallie, al costo del denaro, al costo degli equipaggi ed al boil-off della gasiera. Naturalmente il costo del trasporto medio annuo per una gasiera impiegata a full time su una rotta, dipenderà dai giorni di utilizzo della stessa. Se ci riferiamo al grafico di Figura 1, la linea blu rappresenta il trasporto marittimo. Come si può notare, per distanze sotto i 3-5 mila km, è conveniente il trasporto via pipeline, mentre sopra i 3-5 mila km conviene il trasporto via nave Lng. Nella figura seguente viene rappresentato il costo di trasporto del Lng in funzione della velocità delle navi, per una gasiera



Figura 2 - Nave gasiera

nuova dal costo di 250 milioni di dollari Usa e per una da 180 milioni di dollari Usa. Vi è da notare che dai costi di 250 milioni di dollari Usa del 1998 si è ora passati a costi di circa 170-180 milioni di dollari Usa, praticati dai cantieri coreani e giapponesi.

Il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale

In questo paragrafo viene valutato il rapporto che intercorre tra il costo vero di trasporto e le tariffe fissate dai Governi o dalle varie Autorità per l'energia, che sovrintendono all'attività gas. La tariffa deriva invece da una valutazione di politica economica del problema, che porta comunque al recupero di tutti i costi, ma in maniera

diversa da come sono stati spesi. Le tipologie di tariffazione sono sostanzialmente tre e vengono di seguito illustrate:

• Chilometrica

Il costo del trasporto è direttamente proporzionale ai costi sostenuti dall'impresa di trasporto per realizzare la struttura stessa, capex e costi operativi, ed ai quantitativi di gas trasportati. Ha il pregio di consentire alle aziende di programmare i loro investimenti con assoluta certezza sulla base della redditività degli stessi, in quanto l'irr% è noto a priori. Viene utilizzata in tutti i gasdotti a carattere internazionale, TAG, Enrico Mattei, TENP, PDF, nel futuro Greenstream e Medgas.

• Francobollo

Il costo del trasporto è direttamente proporzionale al costo medio Paese, costo totale degli investimenti fissi e costi operativi riconosciuti divisi per il quantitativo totale movimentato, è costante ed eguale per tutto il territorio nazionale. Si chiama così per similitudine con il metodo postale, che consente all'utente di spedire una lettera in tutto il territorio nazionale, applicando per tutte le destinazioni la stessa tariffa. Questo metodo potrebbe essere considerato non in linea con i costi veri sostenuti dalle poste italiane, ma è l'unico che consente di far funzionare il sistema in maniera efficace. Se si dovessero computare per ogni lettera le distanze chilometriche tra il punto di partenza e quello di arrivo, il sistema postale andrebbe in tilt.

• Entry/exit points

Questo metodo è basato su una complicata formula matematica, che tiene conto di diverse variabili: punto di ingresso, di uscita, quantità trasportate e rete regionale. Tale sistema, come risulta dal grafico Figura 4, è intermedio tra la tariffa chilometrica e quella francobollo, che abbiamo appena illustrato. Ha il pregio di mediare tra i costi della formula chilometrica e quella francobollo, ma, in comune con la tariffa francobollo, si presta a notevoli distorsioni del mercato, in quanto non riflette i costi veri sostenuti dalle aziende di trasporto del gas naturale. Ha inoltre il grave difetto di non permettere alle aziende una buona programmazione degli investimenti, in quanto non si conosce in maniera preventiva la tariffa che verrà applicata dall'Autorità nei punti di ingresso e di uscita del gas, se sono diversi da quelli già identificati.

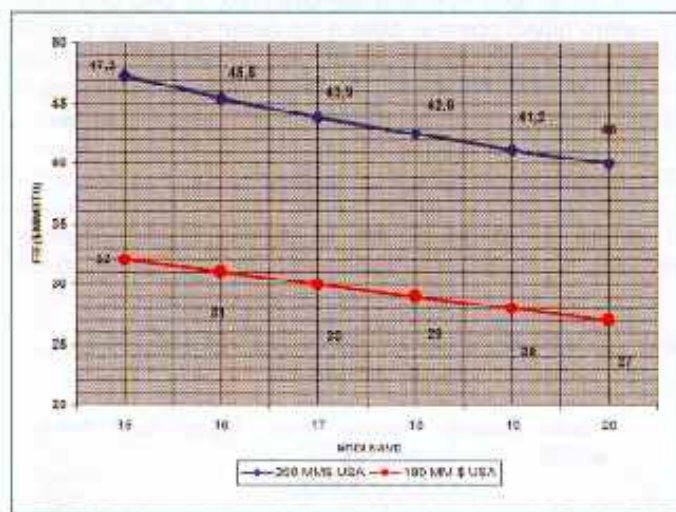


Figura 3 - Costo di trasporto Lng via mare

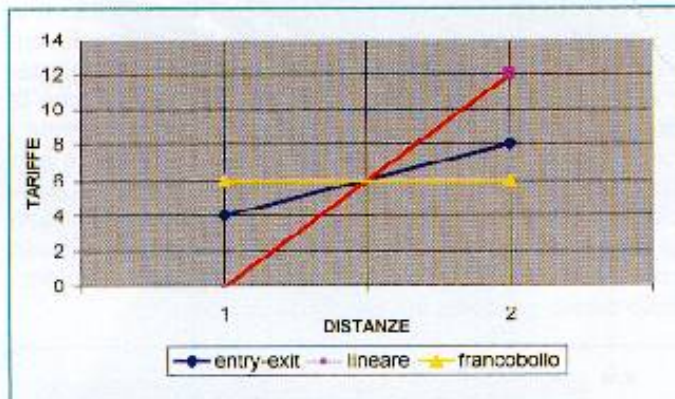


Figura 4 - Tipologia tariffe di trasporto

Come si vede dal grafico di Figura 4, che ha valenza qualitativa, le aree nei tre casi sopra menzionati, che rappresentano gli incassi delle società di trasporto, sono sempre uguali, con il risultato quindi che il costo medio di trasporto risulta eguale in tutte e tre le soluzioni prescelte.

Come risulta anche visivamente dal grafico di Figura 4, le soluzioni di entry ed exit possono essere infinite e quindi anche le tariffe che ne derivano possono essere le più svariate, a discrezione dell'autorità che le ha emanate. Come ha dunque deciso il Regolatore tra le varie tariffe di entry ed exit? Quale è il meccanismo che ha portato a questa definizione di tariffe di trasporto del gas basate sugli entry ed exit points? Non si è trovata al riguardo una valida spiegazione sulla metodologia usata, che per altro si basa su una formula matematica molto sofisticata, per cui lascio alla libera interpretazione degli esperti trovare la soluzione del dilemma. Va detto anche che questa metodologia limita di molto la possibilità di ottimizzazione del trasporto, in quanto non consente di effettuare degli swaps tra le varie aree del sistema. Lo swap è conveniente quando si è in presenza di una tariffa chilometrica e quindi i risparmi sono effettivi, mentre non esistono con la tariffa francobollo e vanno valutati caso per caso nell'ipotesi di tariffa entry/exit, in relazione alla pendenza della retta blu di Figura 4.

Potrebbero essere convenienti nella zona in cui la retta blu del grafico si avvicina a quella rossa chilometrica, mentre non saranno sicuramente appetibili nell'area in cui la retta blu si avvicina alla retta gialla francobollo.

La metodologia di calcolo della tariffa entry/exit points

In Italia il sistema con cui vengono calcolate le tariffe di trasporto e di stoccaggio del gas naturale, di seguito illustrato, è quello che è stato preparato e presentato dalla Snam Rete Gas ed approvato dall'Autorità per l'Energia elettrica ed il Gas, per l'anno termico 2002-2003. La formula matematica che sta alla base di questo metodo di calcolo delle tariffe è la seguente

$$T = (K_e \cdot C_{pe}) + (K_u \cdot C_{pu}) + (K_r \cdot CR_r) + CF + E \cdot (CV + CV_p)$$

Come si può riscontrare la tariffa T deriva dalla somma di diversi elementi, il cui significato è di seguito riportato:

- C_{pe} , C_{pu} , corrispettivi unitari variabili rete nazionale (€/a/Scm/g);
- K_e , K_u , K_r , capacità di rete nazionale e regionale (Scm/g);

- CR_r , corrispettivi unitari di capacità di rete regionale CR_r (€/a/Scm/g);
- CF , corrispettivo fisso;
- $CV + CV_p$, corrispettivo variabile;
- E , Quantitativo di gas trasportato.

Il criterio di politica economica che è alla base della metodologia di calcolo delle tariffe è racchiuso nel commento che si è dedotto dalla relazione annuale dell'autorità nel 2002 e che viene di seguito riportato tra virgolette.

"Per la rete nazionale è stato abbandonato il criterio delle tariffe basate sulla distanza a favore di un nuovo metodo basato su una metodologia *entry/exit* che rappresenta una soluzione più semplice rispetto a una tariffa "da punto a punto", economicamente ingiustificata e di difficile determinazione oggettiva in una rete fortemente magliata come quella italiana. D'altra parte una tariffa "a francobollo" non rifletterebbe le reali differenze di costo presenti tra i vari percorsi del gas possibili nell'ambito del territorio nazionale. Saranno previsti meccanismi di prenotazione del servizio di trasporto tali da favorire lo scambio delle capacità inutilizzate tra gli utenti, e tariffe particolari per il trasporto interomplabile, utile per incrementare la flessibilità del sistema e perciò lo sviluppo della concorrenza". Così aveva stabilito l'Authority nel 2002. Si tratta di una metodologia che è stata derivata da quella del sistema inglese, già usata dalla Transco, che tiene conto di una parte variabile dovuta ai quantitativi di gas trasportati, alle tariffe CPe nei punti di ingresso nel sistema e nei punti di uscita Cpu dalla rete nazionale, alla tariffa di stoccaggio, a quella della rete regionale CRr e di una parte fissa Cfa, divisa in vari livelli. Alcune Regioni avevano tentato di inserirsi con una specie di "transit fee" sui quantitativi transitati nella stesse, ma il Tar (tribunale amministrativo della regione Lombardia) ha bocciato queste delibere che erano contrarie alle norme Ue sulla libera circolazione dei beni all'interno della comunità.

Calcolo della tariffa di trasporto su Snam rete gas

Si riporta, a titolo di esempio, un grafico in cui è riportato il costo del trasporto sulla Snam Rete Gas di un quantitativo di 8000 Scm per giorno, con una quota di stoccaggio di 2000 Scm/g, da diversi punti di entry: Mazara del Vallo, Gries, La Spezia e Tarvisio. Si nota una evidente anomalia del sistema di entry/exit. Il gas algerino trasportato dall'entry point di Mazara del Vallo all'exit point dell'area Siciliana costa circa 11 cents di Dollaro Usa di più dello stesso quantitativo di gas trasportato sempre all'exit point siciliano da Tarvisio. In parole povere il cliente siciliano che compra gas algerino che arriva da Mazara, cioè da pochi chilometri di distanza, paga una tariffa di trasporto, per i quantitativi assunti nell'esempio, superiore a quella che viene fissata per trasportare lo stesso gas da migliaia di chilometri di distanza. Si tratta di evidenti anomalie che dovranno essere corrette dall'autorità, altrimenti si inducono forti distorsioni tra i contratti di supply. Quando constatiamo che l'industria del Sud non si sviluppa sarebbe bene anche andare a vedere le motivazioni profonde per cui questa non decolla e non limitarci ad un esame puramente sociologico del problema. L'industria del Sud, con questa metodologia, viene a pagare un prezzo del metano superiore a quella del Nord ed è anche per questo motivo, oltre ad altri che non è il caso di approfondire in questo articolo tecnico, che la stessa trova grosse difficoltà a svilupparsi.

La posizione delle regioni a statuto speciale, Sicilia e Friuli

Chi invece non ha sicuramente dilemmi, ma sarebbe bene che piangesse sulle proprie negligenze, sono le regioni limitrofe agli entry exit points alla frontiera italiana, che hanno il poco edificante primato di aver visto le loro tariffe raddoppiarsi o triplicarsi nel passaggio dalla tariffa chilometrica a quella basata sugli entry exit points. È di questi giorni una analisi sui costi del gas che mette in evidenza come la Sicilia sia quella che paga il gas più caro in Italia! Invece di preoccuparsi del problema principale, che investe le industrie consumatrici di gas della loro regione, con aumenti finali del prezzo del gas naturale, e conseguente penalizzazione dei costi di produzione dei manufatti, i governanti della Sicilia e del Friuli Venezia Giulia si sono dati da fare per mettere dei balzelli sul gas naturale che transita sul loro territorio, oneri contrari alle norme Ue sulla libera circolazione dei beni all'interno dell'Unione Europea.

Quali sono invece le Regioni che hanno beneficiato di questa metodologia? Certamente le più lontane dai punti di entry della frontiera italiana, e quindi le regioni del Centro Italia: Toscana, Umbria, Marche, Emilia Romagna, Liguria e Abruzzo, Molise, Campania e Lazio, naturalmente con diverse sfumature. Nella Tabella 4 si può constatare il diverso costo del trasporto con le due metodologie del costo chilometrico e quello entry- exit point.

In Italia quindi abbiamo due diverse anomalie legate ai prezzi finali del gas naturale, una legata ai prezzi finali del gas più elevati della media europea ed un'altra legata alla distorsione dei costi di trasporto all'interno del sistema Italia, che favorisce alcune regioni e le rispettive industrie e ne penalizza delle altre. Si può notare che esiste un divario enorme tra le due posizioni: se ci riferiamo alla Sicilia, a Catania, il gas costa, per la componente trasporto, circa 25-30 lire al metro cubo standard più di quanto sarebbe costato con la tariffa chilometrica. Analogamente per le Regioni come il Friuli Venezia Giulia o la Lombardia. Come risultato abbiamo che le Regioni beneficiarie sono quelle del centro Italia, quelle svantaggiate il Meridione ed il Nord Est.

Considerazioni finali

Il problema delle tariffe di trasporto deve quindi essere considerato nella sua giusta dimensione dalle autorità preposte a questo importante aspetto del ciclo del gas. Attraverso le tariffe si fa politica di sviluppo delle aree industriali. Noi ci lamentiamo che l'industria al Sud stenta a decollare, ma nel contempo costruiamo un sistema tariffario che invece di fa-

vorire le Regioni più povere le penalizza, anche laddove la posizione geografica per una volta tanto le potrebbe favorire. Questo è il caso della Sardegna, che si dichiara giustamente favorevole al nuovo gasdotto Galsi-Nurgas, che la collegherebbe all'Algeria. Se prediamo in considerazione i costi veri di trasporto del gas naturale dall'Algeria alla Sardegna, l'industria isolana verrebbe posta in una condizione di pagare questa preziosa materia prima ad un costo di circa 40-50 lire per standard metro cubo inferiore a quello che costerebbe lo stesso gas portato, con il prolungamento dello stesso gasdotto, in Valle Padana.

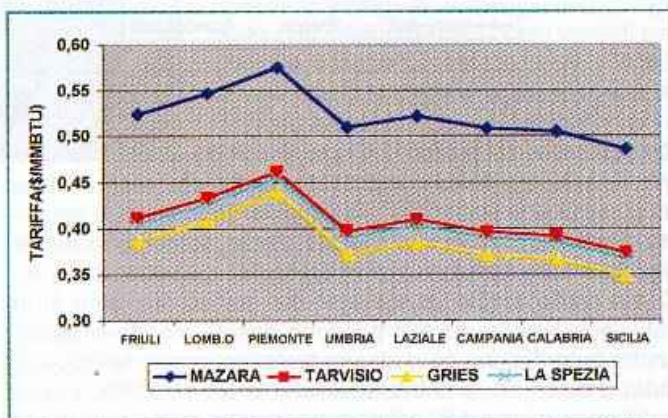


Figura 5 - Tariffe unitarie di trasporto (Lit./Scm)

Si ritiene di poter concludere questa breve analisi, che ha solo il solo scopo di portare un contributo atto a migliorare la qualità del sistema, invitando l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, competente in materia di determinazione delle tariffe, a riesaminare la problematica in questione, tramite due possibilità:

- Optare per la tariffa francobollo per tutto il sistema di trasporto italiano, come hanno già fatto alcuni Stati, mettendo quindi tutti gli utenti del sistema gas naturale sullo stesso piano;
- Se invece si vuole continuare sulla strada già intrapresa delle tariffe dimensionate con la metodologia entry/exit points, sarebbe opportuno modificare le tariffe relative ad alcuni entry points, come quella di Mazara, che risultano troppo sproporzionate rispetto ad un sistema equo di distribuzione dei costi ed anche ritoccare alcune tariffe di exit points, che risultano parimenti troppo favorevoli ad alcune Regioni.

Questo sistema di trasporto è stato messo a punto da poco tempo e quindi non bisognerebbe stupirsi se si dovesse riscontrare il bisogno di una manutenzione straordinaria per portarlo a regime e farlo funzionare in maniera più aderente a criteri di omogeneità nella distribuzione dei costi tra le varie Regioni. Sarebbe invece del tutto ingiustificato mantenere questo regime tariffario, che finirebbe per danneggiare il sistema stesso, introducendo elementi di costo anomali per le industrie di alcune delle Regioni, che dovrebbero essere invece favorite dalla localizzazione delle linee di supply del gas, che entra in Italia passando dagli entry points localizzati sul loro territorio, in Sicilia, Friuli Venezia Giulia e Lombardia.

Tabella 4 - Comparazione tariffe trasporto gas

Valutazione tariffe di trasporto gas su base km ed entry/exit (Lit./Scm)

Area exit	Sicilia	Laziale	Umbria	Emilia	Lombardia	Piemonte	Friulana
• Entry point							
Mazara	37,11	38,89	38,95	41,06	42,49	43,91	40,05
Tarvisio	28,51	31,30	30,36	32,47	33,90	35,32	31,46
Gries	26,52	29,31	28,37	30,47	31,41	33,33	29,47
• Tariffa km							
Mazara	6	70	80	90	100	110	110