

PRESUPPOSTI PER LA DEFINIZIONE DI CRITERI PER LA
DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER IL TRASPORTO E
DISPACCIAMENTO DEL GAS NATURALE E PER L'UTILIZZO DEI
TERMINALI DI GNL

Relazione tecnica predisposta ai sensi degli articoli 2, comma 12, lettere d) ed e), della
legge 14 novembre 1995, n. 481

30 maggio 2001

INDICE

1	INTRODUZIONE.....	4
2	CONTESTO NORMATIVO	4
3	IL SISTEMA GAS NATURALE PREVISTO DAL DECRETO LEGISLATIVO N 164/00.....	7
4	AMBITO DI APPLICAZIONE	8
5	CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DEI RICAVI DI RIFERIMENTO PER L'ATTIVITÀ DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO E PER LA RIGASSIFICAZIONE DEL GNL	9
6.	LA VALUTAZIONE DEI COSTI RICONOSCIUTI PER L'ESERCIZIO DELL'ATTIVITÀ DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO DEL GAS NATURALE E PER L'UTILIZZO DEI TERMINALI DI GNL	10
6.1	Costi operativi riconosciuti	10
6.2	Il capitale investito lordo e netto	12
6.3	Gli ammortamenti economico – tecnici riconosciuti	18
6.4	Rendimento sul capitale investito netto	19
6.4.1	<i>Il rendimento del capitale di rischio.....</i>	<i>20</i>
6.4.2	<i>Il costo dell'indebitamento finanziario</i>	<i>22</i>
6.4.3	<i>La variabile fiscale</i>	<i>23</i>
6.4.4	<i>Il rapporto di indebitamento.....</i>	<i>23</i>
6.4.5	<i>Il costo medio ponderato del capitale pre-tax.....</i>	<i>24</i>
7	AGGIORNAMENTO DEI RICAVI E DELLE TARIFFE CONSENTITI PER L'ESERCIZIO DELL'ATTIVITÀ DI TRASPORTO	25
8	STRUTTURA DEI RICAVI DI RIFERIMENTO DELL'ATTIVITÀ DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO	29
9	STRUTTURA DELLA TARIFFA DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO	31
9.1	Componenti della tariffa.....	31
9.2	Punti di entrata ed uscita	33
9.3	Corrispettivi di capacità sulla rete nazionale di gasdotti.....	34
9.4	Corrispettivo sulla rete regionale	38
9.5	Corrispettivo variabile di trasporto	39
10	INTERCONNESSIONI	40
11	COSTI DI BILANCIAMENTO DEL SISTEMA E DI MODULAZIONE	41
12	TARIFFA DI RIGASSIFICAZIONE.....	42
13	PROPOSTA, APPROVAZIONE E PUBBLICAZIONE DELLE TARIFFE	43

14	DISPOSIZIONI URGENTI IN MATERIA DI CONFERIMENTO DELLE CAPACITÀ E DI CORRISPETTIVI PER IL BILANCIAMENTO DEL SISTEMA...	44
15	CORRISPETTIVI DI BILANCIAMENTO DEL SISTEMA	46
16	COMPENSAZIONI DI CUI ALL'ARTICOLO 23, COMMA 5, DEL DECRETO LEGISLATIVO N. 164/00.....	49

1 INTRODUZIONE

Con il presente provvedimento, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) intende definire un nuovo ordinamento tariffario relativo alle attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale e di rigassificazione del Gas naturale liquefatto (di seguito: Gnl), ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n.481 (di seguito: legge n.481/95) e degli articoli 18, comma 6, e 23, commi 2, 3 e 5 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva 98/30/CE, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00).

Saranno definiti con ulteriori provvedimenti dell'Autorità:

- i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete accesso a parità di condizioni, massima imparzialità e neutralità del trasporto e del dispacciamento e dell'utilizzo dei terminali di Gnl in condizioni di normale esercizio e gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento del gas e che detengono terminali di Gnl, ai sensi dell'articolo 12, comma 7, e dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo n.164/00;
- i criteri per il nuovo ordinamento tariffario per le attività di stoccaggio, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3, del decreto legislativo n. 164/00; nell'ordinamento tariffario proposto per lo stoccaggio sarà compreso anche il corrispettivo che i venditori devono versare ai soggetti che svolgono l'attività di stoccaggio, nel caso essi utilizzino, per sopperire a temporanee richieste dei clienti superiori a quanto concordato, ulteriori capacità di stoccaggio e di modulazione, ai sensi dell'articolo 18, comma 6 del medesimo decreto;
- i criteri e le priorità di accesso atti a garantire a tutti gli utenti accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di stoccaggio in condizioni di normale esercizio e gli obblighi dei soggetti che svolgono attività di stoccaggio, ai sensi dell'articolo 12, comma 7, del decreto legislativo n. 164/00;
- i criteri tecnico-economici per gli allacciamenti degli utenti alle reti di trasporto, ai sensi dell'articolo 8, comma 2, del decreto legislativo n.164/00.

2 CONTESTO NORMATIVO

Allo scopo di definire il quadro legislativo di riferimento in cui, in materia di tariffe per l'utilizzo delle attività di trasporto e dispacciamento e dei terminali di Gnl del sistema nazionale del gas, opera l'Autorità è necessario richiamare l'articolo 2, comma 12, lettere e) e d), della legge n. 481/95.

L'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità "stabilisce e aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri

e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe di cui ai commi 17, 18 e 19...", mentre l'articolo 2, comma 12, lettera d), della medesima legge n. 481/95 attribuisce all'Autorità il potere di definire "le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti ove previsti dalla normativa vigente."

L'articolo 41, comma 1, lettera a), della legge 17 maggio 1999, n. 144 di attuazione della direttiva 98/30/CE (di seguito: legge n. 144/99) fa salvo il sistema di regolazione del settore del gas come definito dalla legge n. 481/95.

Tale previsione risulta essere rafforzata per quanto riguarda l'accesso al sistema gas dall'articolo 41, comma 1, lettera f), della legge n. 144/99 che prevede il rispetto del principio volto a garantire trasparenti e non discriminatorie condizioni per l'accesso regolato al sistema gas.

Il richiamo alle condizioni trasparenti e non discriminatorie tra gli operatori e soprattutto all'accesso prefigura un intervento di regolazione ex ante che garantisca l'accesso alle infrastrutture essenziali e la loro interconnessione nella convinzione che, data la disparità di forza contrattuale tra le parti, vi possano essere abusi di posizione monopolistica o dominante. L'articolo 41 della legge n. 144/99 impone, inoltre, una ridefinizione delle componenti rilevanti del sistema nazionale del gas, in conseguenza dell'attuazione della direttiva 98/30/CE.

Il decreto legislativo n. 164/00, nel liberalizzare il mercato del gas in Italia, prevede che le attività del settore (importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale in qualunque sua forma e comunque utilizzato) siano, ove possibile, aperte alla concorrenza. A norma dell'articolo 41 della legge n.144/99, il decreto legislativo n.164/00 definisce il sistema gas come "le reti di trasporto, di distribuzione, gli stoccaggi e gli impianti di Gnl ubicati nel territorio nazionale e nelle zone marine soggette al diritto italiano in base ad atti internazionali di proprietà o gestiti dalle imprese di gas naturale, compresi gli impianti che forniscono servizi accessori, nonché quelli di imprese collegate necessari per dare accesso al trasporto e alla distribuzione", identificando quelle attività che, per la loro caratteristica di infrastrutture essenziali sono libere, ma soggette a determinate disposizioni. Tra queste rientrano le attività di trasporto e dispacciamento e di rigassificazione di Gnl.

L'impostazione che, ai sensi dell'articolo 41, comma 1, lettera a), della legge n. 144/99, fa salvi i poteri dell'Autorità, è richiamata dall'articolo 28 del decreto legislativo n. 164/00, sia per quanto riguarda l'organizzazione del settore del gas, sia per quanto riguarda l'ordinamento tariffario.

L'articolo 18, comma 6, del decreto legislativo n. 164/00 stabilisce che "nel caso che i soggetti che effettuano la vendita di gas utilizzino, per sopperire a temporanee richieste dei clienti superiori a quanto concordato, ulteriori capacità di trasporto, stoccaggio e di modulazione oltre quanto impegnato, sono tenuti a versare ai soggetti che svolgono le connesse attività di trasporto e dispacciamento e di stoccaggio un corrispettivo, determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro l'1 gennaio 2001, ai fini del bilanciamento del sistema o per la tempestiva reintegrazione degli stoccaggi". L'articolo 23 del decreto legislativo n. 164/00 prevede che "L'Autorità ' per l'energia elettrica e il gas determina ..., entro il 1° gennaio 2001 le tariffe per il trasporto e dispacciamento, per lo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione, per l'utilizzo dei terminali di Gnl ...".

"Fino al 31 dicembre 2000 le imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento e di stoccaggio determinano transitoriamente e pubblicano le tariffe applicate" ai sensi dell'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo n.164/00. Successivamente alla pubblicazione delle tariffe, determinate dall'Autorità, le imprese procedono a compensazione nei confronti degli utenti interessati con riferimento al periodo di applicazione della tariffa transitoria.

Per quanto riguarda le tariffe, l'Autorità ha avviato la riforma dell'ordinamento, con la delibera 23 aprile 1998, n. 40/98 (di seguito: delibera n. 40/98), recante procedimento per la formazione di un provvedimento in materia di fissazione e aggiornamento, in relazione all'andamento del mercato, delle tariffe del servizio gas, come previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95.

Nell'ambito del sopraddetto procedimento l'Autorità ha adottato la deliberazione 22 aprile 1999, n. 52/99, con cui sono stati definiti i nuovi criteri relativi all'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nei servizi di fornitura dei gas attraverso reti urbane.

I dati e le informazioni già acquisiti dall'Autorità sul settore del gas nel corso dell'istruttoria avviata con la delibera n. 40/98, anche ai sensi di richieste informali in base all'articolo 2, comma 22 della legge n. 481/95, hanno consentito di stimare che i costi relativi alle attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita in alta pressione, comprensivi di un'equa remunerazione del capitale investito e del rischio commerciale, erano largamente inferiori ai prezzi medi del gas naturale praticati nel 1998 per le medesime attività. Gli stessi dati e le informazioni hanno mostrato che il divario tra i prezzi di cessione del gas naturale per la parte che si riferisce alle sopraddette attività, relativamente al servizio di distribuzione a mezzo di reti urbane, e i relativi costi non era sicuramente inferiore al dodici per cento.

L'Autorità è quindi intervenuta con la delibera 22 dicembre 1999, n. 193/99 per quanto concerne sia le tariffe amministrative, sia i prezzi sorvegliati, riducendo le tariffe del gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane (usi domestici, artigianali e industriali), ed indicando la medesima riduzione come riferimento per i valori medi dei prezzi sottoposti al regime di sorveglianza dell'Autorità e determinati per mezzo di contrattazione bilaterale tra i rappresentanti dei consumatori e la Snam Spa, principale soggetto offerente.

Successivamente l'Autorità, con delibera 3 agosto 2000, n. 146 ha disposto l'avvio del procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 8, comma 2, all'articolo 23, comma 2, all'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00 in tema di accesso e utilizzo delle attività di trasporto e dispacciamento e dei terminali di Gnl, delle relative tariffe e obblighi e di definizione di criteri per la predisposizione dei codici di rete.

In data 24 ottobre 2000 l'Autorità ha quindi pubblicato il documento di consultazione "Tariffe per l'utilizzo delle attività di trasporto e dispacciamento, di stoccaggio e dei terminali di Gnl del sistema nazionale del gas"

Su questi presupposti normativi è fondato il provvedimento dell'Autorità in materia di tariffe per l'utilizzo regolato delle attività di trasporto e dispacciamento, di stoccaggio e per l'utilizzo dei terminali di Gnl diretto a garantire ai soggetti interessati, condizioni d'uso trasparenti e non discriminatorie. Il provvedimento persegue gli obiettivi di

promozione della concorrenza e definizione di un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti che la stessa Autorità è chiamata ad adottare, ai sensi dell'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95.

3 IL SISTEMA GAS NATURALE PREVISTO DAL DECRETO LEGISLATIVO N. 164/00

La definizione di sistema gas contenuta nel decreto legislativo n. 164/00 comprende le componenti con caratteristiche di infrastrutture essenziali che il medesimo decreto identifica e sottopone a precise disposizioni, allo scopo di consentirne l'utilizzo da parte di un vasto numero di soggetti, garantendo l'apertura del mercato alla concorrenza.

Il decreto legislativo n.164/00 prevede l'adozione di tariffe per l'accesso e l'uso di tutte le componenti del sistema.

Il nuovo ordinamento tariffario per il trasporto e dispacciamento e per l'utilizzo dei terminali di Gnl deve, nel rispetto dei principi fissati dall'articolo 23 del decreto legislativo n.164/00 e dall'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n.481/95:

- consentire l'uso del sistema per mezzo di regole certe e non discriminatorie, nel rispetto degli indirizzi di politica generale previsti dal Governo;
- promuovere l'uso efficiente e razionale delle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio;
- assicurare una congrua remunerazione sul capitale investito nell'esercizio dell'attività di impresa;
- essere coerente con le prospettive di sviluppo del settore del gas naturale, promuovendo lo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza tecnica;
- promuovere un efficiente impiego delle risorse finanziarie da destinare ad investimenti infrastrutturali;
- tenere conto della necessità di non penalizzare le aree nazionali con minori dotazioni infrastrutturali ed in particolare le aree del Mezzogiorno.

Le tariffe costituiscono un elemento di primaria importanza per l'avvio della liberalizzazione, permettendo ai soggetti che operano sul mercato libero di effettuare i propri calcoli di convenienza e di valutare eventuali opportunità su tale mercato.

Il decreto legislativo riconosce a un ampio numero di soggetti il diritto di accesso e uso di tali infrastrutture, allargando gli spazi per una potenziale concorrenza. Sono clienti idonei le persone fisiche o giuridiche che hanno la capacità di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, e hanno diritto di accesso al sistema (articolo 2, comma 1, lettera c), del decreto legislativo n.164/00). Dal 21 giugno 2000, data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, sono idonei:

- le imprese che acquistano gas per la produzione di energia elettrica e le imprese che acquistano gas per la cogenerazione di energia elettrica e calore, indipendentemente

dal livello di consumo annuale e limitatamente alla quota di gas destinata a tale utilizzo;

- i clienti finali, il cui consumo sia superiore a 200.000 mc annui;
- i consorzi e le società consortili, il cui consumo, anche come somma dei consumi dei singoli componenti la persona giuridica interessata, sia superiore a 200.000 mc annui, purché il consumo annuo di ciascun componente sia superiore a 50.000 mc”;
- il cliente grossista, ovvero “la persona fisica o giuridica che acquista e vende gas naturale e che non svolge attività di trasporto o distribuzione all’interno o all’esterno del sistema in cui è stabilita od opera”;
- le imprese di distribuzione del gas per il volume di gas naturale consumato dai loro clienti nell’ambito del loro sistema di distribuzione;
- i clienti che utilizzano il gas prodotto nel territorio nazionale da loro stessi o da società controllate.

4 AMBITO DI APPLICAZIONE

In relazione al carattere di attività libera, ancorché soggetta ad interesse pubblico, dell’attività di trasporto e dispacciamento del gas e di quella di rigassificazione del Gnl, appare opportuno procedere alla determinazione individuale, per ciascuna impresa, dei ricavi ammessi. Questa impostazione è giustificata dalle differenze tra le dimensioni e le condizioni operative di ciascuna impresa, che rendono difficile l’adozione di criteri standardizzati. Inoltre, questo approccio consente, nelle limitate zone in cui sono presenti reti di più imprese, o nella prospettiva di nuovi terminali di Gnl, lo sviluppo di una certa concorrenza tra imprese anche attraverso l’applicazione di tariffe che riflettano i diversi costi.

Considerazioni di equità tra le diverse imprese rendono peraltro inevitabile l’adozione di criteri comuni per quanto riguarda la determinazione del capitale investito e del suo tasso di rendimento, degli ammortamenti e dei costi operativi riconosciuti. L’Autorità provvede a determinare i criteri per il calcolo dei ricavi di riferimento per ciascuna impresa per il primo anno termico del periodo di regolazione.

Tuttavia, poiché il trasporto sulla rete nazionale dei gasdotti definita ai sensi dell’articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00 è attività unitaria e soggetta a dispacciamento in larga misura comune, e in relazione alla necessità di determinare per tale rete tariffe correlate ai punti di entrata ed uscita dal sistema indipendentemente dalle imprese che ne gestiscono le singole porzioni, si ritiene opportuna una determinazione unitaria delle tariffe per tale rete sulla base di proposte presentate dall’impresa maggiore. Alle altre imprese compete l’obbligo di fornire a quella maggiore, su base di reciprocità, i dati e le informazioni necessari al calcolo delle tariffe per la rete nazionale sulla base dell’articolo 7, comma 1 del provvedimento, e spetta il diritto di informazione tempestiva circa le suddette proposte tariffarie, in modo da poter sollevare eventuali obiezioni presso l’Autorità prima dell’approvazione delle tariffe.

Questa soluzione evita una duplicazione di tariffe per il trasporto verso clienti che richiedano il passaggio attraverso reti di più imprese (*pancaking*). Pertanto, è previsto che le imprese che gestiscono reti interconnesse definiscano in via contrattuale modalità per la ripartizione dei corrispettivi al fine di garantire a ciascuna impresa i ricavi di competenza e evitare ai clienti una duplicazione di tariffe. L'Autorità risolve eventuali controversie, come previsto dall'articolo 8 del provvedimento.

Alle nuove imprese che intraprendono l'attività attraverso nuove reti o nuovi terminali, in considerazione delle difficoltà insite nelle fasi di avviamento ed allo scopo di favorire lo sviluppo di nuovi soggetti, può essere consentita piena libertà di determinazione autonoma delle tariffe per il primo anno termico di attività. Sono escluse da questo beneficio le imprese che gestiscono reti già esistenti che dovessero essere riclassificate come reti di trasporto, o reti acquistate da altri soggetti (articolo 12, comma 8).

5 CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DEI RICAVI DI RIFERIMENTO PER L'ATTIVITÀ DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO E PER LA RIGASSIFICAZIONE DEL GNL

Il controllo delle tariffe per l'esercizio delle attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale e di rigassificazione di Gnl è effettuato dall'Autorità mediante la determinazione, per ciascuna impresa che svolge tali due attività, dei ricavi di riferimento, rispettivamente RT per l'attività di trasporto e dispacciamento e RL per l'attività di rigassificazione del Gnl.

I ricavi di riferimento sono calcolati dalle imprese stesse a partire da dati contenuti nei bilanci pubblicati, sulla base dei criteri definiti dall'Autorità e rappresentano i ricavi ritenuti congrui per l'esercizio delle attività, e quindi per le proposte che gli operatori formulano per le tariffe da praticare agli utenti, nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti all'inizio del periodo di regolazione. Le proposte relative ai ricavi sono sottoposte all'approvazione dell'Autorità con le modalità dell'articolo 12 del provvedimento.

La determinazione dei ricavi di riferimento presuppone un'identificazione degli elementi di costo relativi all'attività di trasporto e a quella di rigassificazione in modo tale da garantire sia la copertura dei costi operativi che di quelli di capitale inclusa una congrua remunerazione del capitale investito secondo quanto disposto dall'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo n.164/00.

Ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento vengono:

- a) identificate le attività relative al trasporto e dispacciamento svolte sulla rete nazionale di gasdotti e quelle relative al trasporto svolto sulle reti regionali, nonché le attività relative alla rigassificazione del Gnl;
- b) valutati separatamente i costi relativi ai servizi di modulazione e bilanciamento e di stoccaggio in relazione agli obblighi posti a carico dell'impresa di trasporto per effetto sia del regime di accesso vigente, sia di specifiche previsioni normative.
- c) individuati i costi relativi alla amministrazione degli utenti;

- d) identificate le attività comuni, quali i servizi generali (amministrazione, finanza, controllo, altri servizi).

I costi attribuiti ad ogni singola attività sono classificati in componenti di costo patrimoniale ed operativo. Il costo complessivo riconosciuto a ciascuna delle due attività determina i ricavi di riferimento.

6. LA VALUTAZIONE DEI COSTI RICONOSCIUTI PER L'ESERCIZIO DELL'ATTIVITÀ DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO DEL GAS NATURALE E PER L'UTILIZZO DEI TERMINALI DI GNL

I ricavi di riferimento dell'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale e di rigassificazione di Gnl devono garantire che le tariffe consentano un congruo rendimento sul capitale investito, come richiesto dall'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00.

Per poter dare tale garanzia nel processo di valutazione, si tiene conto delle principali voci di costo riconosciute per la determinazione del vincolo sui ricavi, commisurando il rendimento sul capitale investito a parametri economico - tecnici efficienti.

Con riferimento a standard di efficienza vengono valutati:

- a) i costi operativi riconosciuti per l'esercizio economico;
- b) il capitale investito netto attraverso il metodo del costo storico rivalutato;
- c) gli ammortamenti economico-tecnici relativi agli immobilizzi patrimoniali riconosciuti per l'esercizio dell'attività di trasporto;
- d) il rendimento sul capitale investito netto o costo opportunità del capitale.

La determinazione dei costi operativi e della spesa in conto capitale è anche strumentale, ai fini della determinazione della struttura tariffaria, alla separazione funzionale dei costi fissi di trasporto da imputare ai corrispettivi di capacità sulla rete nazionale di gasdotti e sulla rete di trasporto regionale, e dei costi variabili da attribuire al corrispettivo variabile di trasporto.

Il calcolo dei costi può quindi essere affidato alle imprese stesse e, secondo le procedure di cui all'articolo 12 del provvedimento, sottoposto all'Autorità, che ne verifica la corrispondenza sia ai dati contabili, anche alla luce delle vigenti disposizioni in materia di separazione contabile ed amministrativa, sia ai criteri di valutazione di cui all'articolo 3 del provvedimento.

6.1 Costi operativi riconosciuti

Per quanto riguarda i costi operativi, nel primo periodo di regolazione, l'Autorità fa riferimento ai costi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2000 dalle società esercenti l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale e la rigassificazione di Gnl e risultanti dai bilanci d'esercizio. Questa impostazione privilegia la continuità nei livelli tariffari e rinvia l'incentivo alla riduzione dei costi e al miglioramento dell'efficienza

alla determinazione del parametro di recupero della produttività, introdotto mediante il *price-cap*.

Nel processo di valutazione dei costi operativi per l'attività di trasporto l'Autorità ha effettuato un confronto dei valori relativi alle imprese che svolgono l'attività sul territorio nazionale con quelli dei principali operatori europei. Il confronto mostra come, tenendo conto delle caratteristiche del sistema di trasporto e dispacciamento del gas italiano, non emergano elementi tali da giustificare un livello di partenza dei costi operativi diverso da quello effettivo. Tali costi rappresentano inoltre una percentuale limitata dei costi complessivi.

I costi riconosciuti sono quelli relativi a tutte le spese operative e di carattere generale direttamente e indirettamente attribuibili alle attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale e di utilizzo dei terminali di Gnl. In particolare, sono stati considerati:

- a) il costo del personale;
- b) i costi sostenuti per acquisti di materiali di consumo;
- c) i costi di compressione e di spinta e quelli derivanti da perdite di rete;
- d) i costi dei servizi e delle prestazioni esterne;
- e) gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti.

Il criterio relativo all'effettivo sostenimento dei costi operativi nell'esercizio 2000, trova una deroga nel caso degli accantonamenti, che, come indicato nell'articolo 3, comma 3, lettera e), della deliberazione n.120/01, sono compresi nei *costi operativi riconosciuti*. Tale deroga, anche per garantire un trattamento uniforme dei diversi soggetti, è limitata agli accantonamenti strettamente connessi con l'attività gestionale dell'anno 2000 e con i rischi ricorrenti dell'attività caratteristica.

I costi totali iscritti in bilancio, e relativi alla gestione caratteristica dell'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale e per l'utilizzo del terminale di Gnl, sono riconosciuti al netto dei costi operativi attribuibili ai ricavi compensativi e alle attività capitalizzate.

Con riferimento al bilancio 1999, i costi operativi delle società di trasporto e dispacciamento del gas naturale, suddivisi tra rete nazionale e rete regionale, e dell'unica società (la Snam Spa) che dispone dell'utilizzo del terminale di Gnl, sono riportati in tabella:

Tabella 1 - Costi operativi per il 1999

	Importo totale (in miliardi di lire)	Di cui per rete nazionale (in miliardi di lire)	Di cui per rete regionale (in miliardi di lire)
Snam Spa	702,676	295,431	407,245
Edison Gas Spa	4,464	0,850	3,614
SGM Spa	6,132	-	6,132

TMPC Ltd	2,133	2,133	-
Snam Spa (Gnl)	35,200		

6.2 Il capitale investito lordo e netto

La determinazione del capitale investito lordo e netto precede la determinazione delle componenti di ammortamento economico-tecniche e di remunerazione del capitale.

Il capitale investito nelle attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale e di utilizzo dei terminali di Gnl risulta dalla somma di due componenti: il capitale circolante netto e l'attivo immobilizzato.

Relativamente all'attivo immobilizzato, i mercati internazionali valutano il capitale investito di un'impresa con il metodo del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Questo metodo non può essere utilizzato ai fini della regolamentazione e quindi per la definizione di tariffe e prezzi. Qualora lo si utilizzasse, si produrrebbe una circolarità dovuta al fatto che le tariffe sarebbero determinate in base ad un valore di capitale investito che, a sua volta, dipende dall'andamento dei valori tariffari nel tempo. Per tale motivo, ai fini della regolazione, si interrompe la circolarità tra tariffe e valore del capitale investito e, per la valutazione dell'attivo immobilizzato, si fa riferimento a metodi di tipo patrimoniale.

Il calcolo del capitale investito riconosciuto è stato effettuato in modo da rispettare il valore corrente degli *assets*, così da garantirne il mantenimento nel tempo, attraverso la rivalutazione del costo storico di bilancio. Si ritiene che la metodologia utilizzata rifletta adeguatamente:

- a) il costo della realizzazione delle immobilizzazioni;
- b) il processo di senescenza e di obsolescenza sulla base di un'effettiva durata economico-tecnica delle immobilizzazioni.

La metodologia adottata è quella che nella regolazione anglosassone è basata sul Current Cost Accounting (CCA) oppure, con terminologia italiana, *metodo del costo storico rivalutato*. Tale metodologia determina il valore dell'attivo immobilizzato attraverso la rivalutazione dei costi storici e la ricostruzione dei relativi fondi di ammortamento secondo criteri economico-tecnici.

La valutazione analitica riguarda i cespiti suddivisi nelle seguenti categorie:

- a) terreni;
- b) fabbricati;
- c) metanodotti (condotte e derivazioni);
- d) centrali di spinta (comprese le centrali miste di compressione e spinta per la quota di competenza del servizio di trasporto);
- e) impianti di Gnl;
- f) altre immobilizzazioni.

La determinazione del capitale investito lordo, basata sulla metodologia del costo storico rivalutato, comporta l'applicazione della seguente procedura di calcolo:

- individuazione degli incrementi patrimoniali annuali relativi alle immobilizzazioni ancora presenti in bilancio al 31/12/2000 dell'attività di trasporto e dispacciamento e di rigassificazione di Gnl raggruppate nelle categorie di cui ai precedenti punti da a) ad f);
- rivalutazione monetaria degli incrementi di cui al precedente punto in base al deflatore degli investimenti fissi lordi riportato nella tabella 2;
- determinazione del capitale investito lordo delle singole categorie di immobilizzi materiali come somma dei valori risultanti dalle rivalutazioni.

Tabella 2 - Deflatore degli investimenti fissi lordi

Anno	Deflatore investimenti fissi lordi	Anno	Deflatore investimenti fissi lordi
1944	1497,7910	1973	12,1298
1945	223,5229	1974	9,3947
1946	59,3978	1975	7,9954
1947	34,7771	1976	6,5512
1948	29,4952	1977	5,5108
1949	29,6284	1978	4,8340
1950	29,2534	1979	4,1386
1951	26,0165	1980	3,3713
1952	25,8023	1981	2,7757
1953	26,2885	1982	2,3893
1954	26,7148	1983	2,1369
1955	26,7020	1984	1,9509
1956	25,9398	1985	1,7898
1957	25,2185	1986	1,7233
1958	25,8002	1987	1,6453
1959	25,9822	1988	1,5531
1960	24,9392	1989	1,4736
1961	24,0695	1990	1,3821
1962	23,0890	1991	1,3047
1963	21,3570	1992	1,2550
1964	20,4627	1993	1,2053
1965	20,3982	1994	1,1681
1966	19,8493	1995	1,1237

1967	19,1969	1996	1,0943
1968	18,7650	1997	1,0741
1969	17,7193	1998	1,0564
1970	16,2514	1999	1,0434
1971	15,2545	2000	1,0183
1972	14,5561	2001	1,0000

Quale indice di rivalutazione è utilizzato il deflatore degli investimenti fissi lordi per le seguenti due ragioni:

- consente di ottenere una rivalutazione monetaria congruente degli investimenti storici effettuati nell'attività di trasporto;
- risulta coerente con la struttura del meccanismo di indicizzazione contenuto nel *price cap*, meccanismo che sterilizza gli effetti inflazionistici sui flussi finanziari dell'impresa regolata.

Il deflatore degli investimenti fissi lordi è stato ricostruito tenendo conto:

- per gli anni 1944 - 1950 della ricostruzione, effettuata dall' Istat nel "Sommaro di statistiche storiche 1926-1985", Roma, Istat, 1986;
- per gli anni 1951-1969 della ricostruzione di C. Lupi e S. Mantegazza in "Ricostruzione delle serie storiche degli investimenti per branca utilizzatrice, per branca proprietaria e calcolo dello stock di capitale", Roma, Istat, 1994;
- per gli anni 1970-1982 dei dati ufficiali Istat; sistema di contabilità: SEC 79;
- per gli anni 1982-2000 dei dati ufficiali Istat; sistema di contabilità: SEC 95;
- per gli anni 2000-2001 è stato assegnato al deflatore la stessa dinamica assunta dalla serie dei prezzi alla produzione dei beni finali di investimento (base 1995=100) – dati ufficiali Istat.

L'applicazione del principio del costo storico rivalutato nel caso di investimenti iscritti a bilancio in valuta diversa dalle lire italiane, e per attività finora remunerate in valuta straniera, può richiedere che sia opportunamente considerato l'eventuale differenziale di svalutazione tra la lira e altre eventuali valute, registrato in passato, che il deflatore sopra descritto non riflette. Naturalmente ciò dovrà avvenire in coerenza con quanto stabilito dall'articolo 3, comma 5, ovvero tenendo a riferimento la svalutazione avvenuta con riguardo ai beni di investimento.

Il costo storico iscritto in bilancio è l'elemento base del metodo di rivalutazione utilizzato. Esso tiene in considerazione la capitalizzazione delle costruzioni in economia, degli oneri accessori e degli interessi passivi in corso d'opera, determinata dagli esercenti l'attività di trasporto in sede di Bilancio ed in base ai principi previsti dal Codice civile e dai Principi contabili nazionali in materia.

In accordo con il principio contabile italiano, sia nella versione del gennaio 1979, n. 4 che in quella del marzo 1996, n. 16, del Consiglio nazionale dei dottori commercialisti e dei ragionieri, nel calcolo del costo storico rivalutato degli immobilizzi si è accettata la sola capitalizzazione di "interessi passivi in corso d'opera" (di seguito: IPCO), determinata in sede di bilancio. Criteri analoghi a quelli sopra esposti sono contenuti nel

principio contabile internazionale IAS n.23, rivisto nel 1993. Secondo questo principio “I costi di finanziamento devono essere rilevati come costo nell’esercizio nel quale essi sono sostenuti”. In caso contrario, si avrebbe un’applicazione incoerente del metodo del costo storico rivalutato, che pur essendo solo uno dei metodi possibili, se accettato deve essere considerato integralmente. Occorre ricordare che tale metodo può comportare in qualche caso svantaggi per le imprese nella valutazione delle attività ritenute necessarie al servizio, come nel caso degli IPCO in questione; ma per altri versi comporta valutazioni favorevoli per le imprese stesse, in quanto accetta integralmente le scelte da loro effettuate, anche se queste avessero comportato costi superiori a quelli effettivamente necessari al servizio reso in condizioni efficienti.

Gli IPCO non capitalizzati sono stati a loro tempo inclusi tra i costi operativi ed hanno in questa veste contribuito alla determinazione dei costi operativi e degli utili sulla cui base sono stati determinati i prezzi pagati dagli utenti, e ritenuti congrui dalle autorità che svolgevano allora i compiti di vigilanza su tali imprese.

Pertanto, si può ritenere che gli IPCO non capitalizzati abbiano dato luogo in passato a costi operativi sostenuti dalle imprese, coperti attraverso i prezzi allora praticati, e pertanto ribaltati sui clienti finali. Una loro capitalizzazione retroattiva, con inclusione nell’attivo immobilizzato di cui le nuove tariffe dovranno assicurare la remunerazione e l’ammortamento, darebbe pertanto luogo ad una duplicazione nella copertura di tali costi.

Dopo aver ricostruito il valore del capitale investito lordo si procede al calcolo del capitale investito netto (CIN), in particolare sono determinati:

- il valore storico rivalutato del fondo di ammortamento tecnico;
- il valore rivalutato netto dei contributi in conto capitale percepiti.

Come per il valore degli immobilizzi lordi, nella determinazione del fondo di ammortamento tecnico a valori correnti si procede a determinare la vita utile tecnico-economica media degli immobilizzi suddivisi nelle categorie di cui alle precedenti lettere da a) ad f). Per i terreni, che non sono oggetto di ammortamento, non si è determinata la vita utile tecnico-economica; per le altre categorie di beni sono state individuate le seguenti vite utili tecnico-economiche (tabella 2):

Tabella 3 - Vita utile tecnica delle infrastrutture

Categoria di cespiti	Vita utile tecnica (in anni)
Fabbricati	50
Metanodotti (condotte e derivazioni)	40
Centrali di spinta	20
Impianti di Gnl	25
Altre immobilizzazioni	10

Si calcolano quindi le percentuali di degrado (PD) ovvero la quota ammortizzata degli incrementi patrimoniali in base alla seguente formula: $PD = \frac{2000 - AIP}{VUT} \times 100$

dove AIP è l'anno dell'incremento patrimoniale e VUT è la vita utile tecnica individuata nella tabella 1 per le diverse categorie di cespiti.

Diventa così possibile determinare il fondo ammortamento economico-tecnico rivalutato, derivante dalla somma dei prodotti degli incrementi patrimoniali rivalutati per le rispettive percentuali di degrado.

La rivalutazione e il successivo deprezzamento sono stati applicati anche al valore dei contributi in conto capitale ricevuti dalle imprese di trasporto e dispacciamento.

Nella valutazione degli immobilizzi dell'attività di trasporto e dispacciamento dal capitale investito lordo sono detratti i contributi a fondo perduto ricevuti da amministrazioni pubbliche per l'ampliamento delle reti, mentre non sono stati ricompresi i contributi ricevuti da privati a fronte della realizzazione di opere al servizio degli stessi, ma di proprietà dell'impresa di trasporto.

Tuttavia, sotto il profilo economico è evidente la differenza che esiste tra i contributi a fondo perduto ricevuti dallo Stato o da amministrazioni pubbliche e quelli versati da soggetti privati al fine di ottenere l'erogazione del servizio.

I contributi pubblici sono trasferimenti a favore delle imprese finalizzati ad incentivare nuovi investimenti o ampliamenti degli stessi. Essi sono finanziamenti per i quali il finanziatore rinuncia agli interessi e al rimborso. Anche se oggi la normativa fiscale non consente più l'accantonamento a riserva in sospensione d'imposta dei contributi pubblici, ciò non ne modifica la natura economica. Si tratta, in pratica, di fonti di finanziamento degli immobilizzi che non sono state sostenute dalle imprese e che hanno permesso alle stesse di ridurre il capitale investito, per le quali non deve essere riconosciuta una remunerazione.

Si può osservare che, qualora i contributi siano concessi ad imprese operanti in condizioni concorrenziali, questi si traducono in minori costi di produzione e quindi in minori prezzi di mercato. Analogamente, il regolatore non può consentire che i contributi, ricevuti per consentire l'erogazione di beni e servizi a costi inferiori di quanto altrimenti possibile, permettendo così l'acquisizione di quote di mercato più ampie, siano invece tradotti dalle imprese in maggiori utili. Tuttavia, poiché deve essere assicurata la ricostituzione dei beni capitali oggetto di contributo, essi sono inclusi nel capitale investito lordo riconosciuto ai fini della determinazione delle quote di ammortamento.

I contributi dei privati sono invece ricavi anticipati per prestazioni che dovranno essere fornite nel tempo dall'impresa, sono una parte del prezzo pagato dagli utenti per acquisire il servizio. Tali contributi sono sempre stati interamente imputati ai conti economici, secondo il principio della competenza.

I contributi ricevuti dai privati sono quindi sempre stati ricompresi, nel rispetto del principio della competenza temporale, tra i ricavi dei diversi esercizi, e concorrono sempre a coprire e finanziare l'ammontare totale dei costi d'esercizio.

Dal punto di vista economico i contributi a fondo perduto versati dai clienti sono una componente del corrispettivo pagato per il servizio reso, l'unica differenza rispetto al

periodico pagamento delle fatture relative al gas consumato è che sono versati anticipatamente. E' logico, in un quadro di tariffe regolate tali da riflettere pienamente i costi del servizio, riconoscere ai clienti che hanno versato tali contributi uno sconto sulle suddette tariffe, almeno pari al costo evitato del capitale investito netto relativo ai suddetti contributi. Lo sconto è stabilito nella misura minima del costo riconosciuto del capitale (7,94%), rapportato al contributo versato, al quale è applicato l'ammortamento economico – tecnico nella misura convenzionale pari alla media degli ammortamenti economico – tecnici delle infrastrutture di trasporto (2,5% annuo).

La metodologia descritta è analoga a quella utilizzata per la valutazione prudenziale del capitale relativo all'attività di trasporto, dispacciamento e vendita all'ingrosso, compiuta nell'ambito dell'istruttoria relativa alla deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 1999, n. 193/99. La rivalutazione degli immobilizzi condotta in quella sede, pur se basata su una stratificazione del costo storico relativa ai dati di bilancio degli anni dal 1988 al 1998, non aveva comportato valori significativamente diversi rispetto all'attuale rivalutazione compiuta a partire da serie storiche più lunghe. Si ritiene che il valore del capitale investito derivante dalla metodologia utilizzata rifletta il livello di spesa minima necessaria per poter acquistare un bene capitale capace di produrre un flusso di servizi equivalente a quello prodotto dagli *assets* in uso, dato lo sviluppo e lo stato attuale della tecnologia.

Il capitale circolante commerciale è determinato, a parità di volume di affari, dalla durata del ciclo finanziario delle operazioni di gestione nelle fasi di acquisto, trasformazione e vendita. La durata del ciclo finanziario è a sua volta funzione della durata delle varie fasi del processo di produzione e delle strategie aziendali in ordine alle condizioni di incasso (rapporti commerciali con i clienti) e di pagamento (rapporti commerciali con i fornitori) relative ai crediti e debiti commerciali dell'attività caratteristica. E' stato quindi valutato il capitale circolante netto derivante dalla separazione dell'attività di trasporto dall'attività di commercializzazione del gas. Il capitale circolante netto, emergente dall'analisi dei dati di bilancio al 31 dicembre 1999, risulta di importi non significativi e di segno negativo, e in tal senso, al fine di garantire la continuità operativa sul piano gestionale delle società di trasporto del gas, si è considerato corretto valutare nullo l'effetto del capitale circolante sul valore del capitale investito netto.

Sulla base dei dati attualmente disponibili, a titolo indicativo, si riportano i valori del capitale investito lordo e netto dell'attività di trasporto e dispacciamento e di rigassificazione del Gnl al 31 dicembre 1999, rivalutati mediante il deflatore degli investimenti (Tabella 4):

Tabella 4 - Capitale investito al 31 dicembre 1999 (in miliardi di lire)

Società	Capitale investito lordo	Capitale investito netto		
		Totale	di cui Rete nazionale	di cui Rete regionale
Snam Spa	31.806,256	18.177,663	12.315,655	5.862,008

Edison Gas Spa	201,944	185,643	95,751	89,892
SGM Spa	240,671	89,677	n.a.	89,677
TMPC Ltd.	493,078	302,392	302,392	n.a.
Snam Spa (Gnl)	460,539	141,649		

6.3 Gli ammortamenti economico – tecnici riconosciuti

Dopo aver determinato il valore base del capitale investito nell'attività di trasporto si è proceduto alla stima degli ammortamenti economico-tecnici, ovvero della quota di spesa in conto capitale dell'esercizio.

La normativa fiscale italiana permette tempi di ritorno degli investimenti più brevi della vita utile dell'investimento (tipicamente una tubazione può durare 40 anni, ma è ammortizzata fiscalmente in 10 o 12 anni). In Italia è prassi consolidata, a fini civilistici di bilancio, ammortizzare gli immobilizzi in relazione alla residua possibilità di utilizzazione sulla base delle aliquote fiscali ordinarie previste dal decreto ministeriale 31 dicembre 1988 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 2 febbraio 1988, n. 27. L'ammortamento civilistico e fiscale è quindi "anticipato" e permette alle imprese di abbassare l'utile e di conseguenza le imposte sul reddito nei primi anni, a fronte di un incremento negli anni successivi.

Il calcolo degli ammortamenti utilizza le durate economico - tecniche dei beni (VUT) determinate ai fini della valutazione del valore netto corrente degli *assets* anche con riferimento agli standard in uso nei principali paesi europei (tabella 3).

I valori degli ammortamenti economico-tecnici relativi al 1999 per i singoli operatori dell'attività di trasporto e dispacciamento e di rigassificazione del Gnl, sulla base dei dati delle precedenti tabelle 3 e 4, risultano pari ai valori della tabella 5.

Tabella 5 - Ammortamenti economico-tecnici per il 1999 (in miliardi di lire)

Società	Ammortamenti		
	Totale	di cui Rete nazionale	di cui Rete regionale
Snam – Rete Gas Italia	778,666	485,918	292,748
Edison Gas Spa	5,018	2,563	2,455
SGM Spa	4,989	n.a.	4,989
TMPC Ltd.	12,327	12,327	n.a.
Gnl Snam – Rete Gas Italia	5,180		

6.4 Rendimento sul capitale investito netto

La determinazione del capitale investito, oltre che per il calcolo degli ammortamenti degli impianti, è base di calcolo per il riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito netto.

Il capitale investito netto viene remunerato ad un tasso di rendimento che assicura alle imprese le risorse necessarie per la copertura degli oneri richiesti per il finanziamento del capitale investito. Il rendimento sul capitale investito deve soddisfare l'esigenza di remunerare:

- g) il servizio del capitale di debito ovvero gli oneri finanziari;
- h) la redditività attesa dai portatori di capitale di rischio.

In altri termini, il rendimento sul capitale investito riflette il costo medio ponderato (*Weighted Average Cost of Capital*, di seguito: WACC) dei mezzi finanziari di terzi a titolo di debito e quelli forniti a titolo di rischio e, quindi, è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale dell'impresa una remunerazione uguale a quella che essi potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.

Il WACC dopo le imposte (di seguito: WACC *post-tax*) è dato dalla formula:

$$WACC = K_E \frac{E}{D+E} + K_D \frac{D}{D+E} (1-t) \quad (1)$$

dove:

- E capitale di rischio;
- D indebitamento;
- K_E tasso di rendimento del capitale di rischio;
- K_D tasso di rendimento sull'indebitamento;
- t aliquota fiscale per il calcolo del beneficio fiscale derivante dalla deducibilità, ai fini delle imposte dirette, degli oneri finanziari (cosiddetto scudo fiscale).

Il WACC rappresenta la media ponderata del costo dei mezzi finanziari di terzi a titolo di rischio e dei mezzi finanziari di terzi a titolo di debito considerando i benefici fiscali derivanti dalla deducibilità degli oneri finanziari, in corrispondenza ad un'aliquota marginale pari a t .

Nella presente analisi il livello del WACC è stato aumentato per permettere la copertura degli oneri tributari a carico dell'impresa, tenendo conto dell'effetto complessivo dell'aliquota fiscale pagata sull'utile prima delle imposte. Di conseguenza, si è giunti alla determinazione del WACC prima delle imposte (di seguito: WACC reale *pre-tax*) secondo la seguente formulazione:

$$WACC = \frac{K_E}{1-t_e} \cdot \frac{E}{D+E} + K_D \frac{D}{D+E} \cdot \frac{(1-t)}{(1-t_e)} \quad (2)$$

dove t_e è l'aliquota d'imposta determinata sulla base della configurazione prospettica media del reddito imponibile delle imprese di trasporto ai fini dell'applicazione di Irpeg e Irap.

Nella determinazione degli elementi che compongono il costo del capitale si è fatto riferimento a tassi di rendimento reali in quanto, in un ordinamento tariffario basato sul metodo del *price-cap*, le tariffe sono aggiornate di anno in anno in modo da garantire livelli reali costanti, a meno di obiettivi di recupero di efficienza.

6.4.1 *Il rendimento del capitale di rischio*

Il rendimento del capitale di rischio K_E esprime il tasso medio richiesto dagli azionisti per investire in una determinata azienda a copertura del rischio finanziario e del rischio di *business*. Tra le diverse metodologie applicabili nella determinazione del costo del capitale di rischio si è fatto riferimento al modello denominato *Capital Asset Pricing Model* (di seguito: CAPM). Il modello del CAPM è correntemente impiegato sia nei mercati finanziari, sia in altri interventi di regolazione tariffaria dell'Autorità.

Il modello spiega il rendimento di una attività finanziaria in funzione del suo rischio riconoscendo un prezzo più alto in termini di rendimento alle attività che sono soggette ad un rischio maggiore. Il rischio, inteso in logica finanziaria, è composto da due parti :

- rischio diversificabile
- rischio sistematico (operativo e/o finanziario).

Il rischio diversificabile rappresenta la componente causata dalle specificità del business di ogni azienda. Questo rischio è implicito, ovvero strettamente legato al modo di operare di ciascuna attività economica ed è indipendente dalla struttura finanziaria scelta dal management. Il mercato finanziario non riconosce alcun premio per questo tipo di rischio in quanto è possibile ridurlo attraverso la diversificazione.

Il rischio sistematico è la componente del rischio non riducibile attraverso la diversificazione ed è originato dall'influenza delle condizioni macroeconomiche generali sul business gestito dall'azienda. E' una componente di rischio fisiologica al mercato azionario del settore.

In base a tale impostazione, il rendimento del capitale di rischio si ottiene aggiungendo al tasso privo di rischio (r_f) un premio per il rischio sistematico operativo (BPR) e finanziario (FRP) in base alla seguente formula :

$$K_E = r_f + BPR + FRP = r_f + MRP \cdot \mathbf{b}_{unlevered} + FRP = r_f + MRP \cdot \mathbf{b}_{levered} \quad (3)$$

dove:

- r_f rappresenta un tasso di riferimento privo di rischio;
- BPR è il *Business Risk Premium* e misura il premio per il rischio sistematico operativo;
- FRP è il *Financial Risk Premium* che rappresenta la quota di rischio che, al netto delle imposte ed in proporzione al rapporto di indebitamento (D/E) resta a carico degli azionisti;

- $b_{levered}$ detto anche *Risk Index* esprime sia il rischio finanziario che il rischio operativo sostenuto investendo in una determinata azienda ed è misurato dal coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario;
- $b_{unlevered}$ detto anche *Business Risk Index* esprime il solo rischio operativo;
- *MPR* è il *Market Risk Premium* e risulta pari alla differenza tra il rendimento atteso del mercato azionario r_m e il tasso privo di rischio r_f e rappresenta il premio mediamente richiesto dai portatori di capitale di rischio.

Per quanto riguarda la determinazione del tasso di riferimento privo di rischio r_f , si è fatto riferimento al rendimento dei titoli di stato con scadenza più lunga rispetto al periodo di regolazione, nel caso specifico pari a dieci anni, in quanto si ritiene che tale tasso rifletta meglio le aspettative del mercato con riferimento al ciclo di vita degli immobilizzi e al profilo degli investimenti.

Considerando che nel 2000 il rendimento effettivo sui BTP decennali risulta pari ad un rendimento nominale del 5,58% e che nello stesso periodo l'indice ISTAT dei prezzi al consumo per l'intera collettività si è attestato al 2,6%, ne consegue un valore di r_f in termini reali pari al 2,98%.

Il livello di rischio sistematico dell'attività di trasporto, rappresentato dal coefficiente $b_{levered}$ della formula (3), è stato stimato seguendo il metodo di calcolo tradizionalmente utilizzato dagli analisti finanziari che si basa sulla seguente relazione matematica:

$$b_{levered} = [b_{unlevered} \cdot (E + D \cdot (1 - t)) - b_{debito} \cdot D \cdot (1 - t)] / E$$

che in base all'impostazione tradizionale viene semplificata ponendo il b_{debito} pari a zero per diventare:

$$b_{levered} = b_{unlevered} \cdot (1 + D/E \cdot (1 - t))$$

Sulla base della formula precedente, dei $b_{levered}$ di fonte Bloomberg e dei rapporti di indebitamento di un campione di società europee comparabili e quotate, attive nel campo del trasporto del gas è stata calcolata la mediana dei $b_{unlevered}$. Il valore medio ottenuto pari a 0,56 è stato *relevered* utilizzando il rapporto di indebitamento di settore. Dall'analisi emerge un $b_{levered}$ dell'attività di trasporto e dispacciamento pari a 0,73.

Per quanto riguarda l'attività di rigassificazione del Gnl, occorre considerarne il maggiore rischio intrinseco, in quanto tale attività è fortemente condizionata dalla concorrenza della movimentazione del gas via gasdotto, che è normalmente più economica al di sotto dei 3000 – 5000 km, nonché delle specifiche organizzative e tecnologiche insite in questo servizio. In mancanza di dati specifici, si è ritenuto che la rischiosità di tale attività fosse assimilabile a quella di vendita, per la quale con criteri analoghi ai precedenti è stato stimato un $b_{unlevered}$ pari a 0,76, che è stato *relevered* utilizzando il rapporto di indebitamento di settore; ne emerge un $b_{levered}$ dell'attività di utilizzo dei terminali di Gnl pari a 0,996.

Il premio per il rischio di mercato (MRP) è il sovra rendimento atteso richiesto da un investitore razionale per accettare di investire in un'attività rischiosa in equilibrio di mercato. Da una recente ricerca effettuata da Ambrosetti Stern Stewart Italia in

collaborazione con l'AIAF ¹ presso gli analisti finanziari italiani risulta che i valori del Market Risk Premium sono compresi in un intervallo che va dal 3% al 6% con la maggioranza dei consensi espressi in corrispondenza del valore 3,5% come desunto da una media geometrica dei dati storici forniti dalla Banca d'Italia.² D'altra parte numerosi analisti finanziari hanno segnalato tassi variabili tra il 3 e il 4%.

A titolo prudenziale è stato assunto un valore del Market Risk Premium pari al 4%, analogamente a quanto già applicato nel caso della regolazione nel settore elettrico (deliberazioni n. 13/99 e n. 204/99) e della distribuzione e vendita al mercato vincolato del gas (deliberazione n. 237/00).

In base alle precedenti considerazioni il rendimento del capitale di rischio dopo le imposte che si ottiene dalla applicazione dei valori ottenuti di r_f , MRP e $b^{levered}$ alla formula (3) per le attività di trasporto e dispacciamento risulta pari al 5,89% in termini reali e al 8,49% in termini nominali mentre per le attività di utilizzo dei terminali di Gnl e risulta pari al 6,96% in termini reali e al 9,56% in termini nominali.

6.4.2 Il costo dell'indebitamento finanziario

Il costo dell'indebitamento finanziario K_D è rappresentato dalla remunerazione richiesta dai soggetti che finanziano l'azienda a copertura del *credit risk* (o rischio di perdita degli interessi e del capitale) da loro sopportato che, in estrema sintesi, esprime il costo medio atteso del debito di un'azienda al netto dello scudo fiscale consentito dalla deducibilità degli interessi passivi, secondo la formula :

$$K_D = r_f + DRP$$

dove:

- r_f rappresenta un tasso di riferimento privo di rischio;
- DRP è il *Debt Risk Premium* pari alla differenza tra il tasso privo di rischio e il costo medio dell'indebitamento delle aziende dell'attività/settore.

Per quanto riguarda il tasso privo di rischio si rinvia alla sezione precedente. Per il calcolo del DRP , che misura il differenziale che le aziende del settore devono mediamente pagare per finanziare con capitale di debito le proprie attività, si sono utilizzate le informazioni derivanti dai bilanci 1998 e 1999 delle aziende operanti nell'attività di trasporto.

Si è proceduto, secondo una metodologia del tipo "Bilancio somma", a calcolare il tasso medio ponderato di indebitamento per gli esercizi 1998 – 1999 e successivamente a calcolarne la differenza con il rendimento medio dei BTP decennali per gli stessi anni. Dall'analisi risulta uno *spread* medio ponderato dell'attività di trasporto che si attesta su un valore pari a 0,75%.

¹ Quaderno AIAF n. 97 – *Best practices nei metodi di valutazione e di stima del costo del capitale* – Supplemento alla Rivista AIAF, n. 32, ottobre 1999.

² Panetta F. , Violi R. – *Is there an Equity Premium Puzzle in Italy? A Look at Asset Returns, Consumptions and Financial Structure Data Over the Last Century*, – Banca d'Italia, June 1999.

Il costo del debito, al lordo delle imposte, che si ottiene dalla somma dei valori di r_f e di Drp risulta pari al 3,73% in termini reali ed al 6,33% in termini nominali. Tale valore risulta compatibile sia con le ultime rilevazioni del tasso di rendimento effettivo a scadenza (Rendiob³) di un campione di obbligazioni a tasso fisso emesso da banche, con vita residua superiore all'anno e con un volume di negoziazioni significativo, che con il tasso di indebitamento medio a lungo termine in lire italiane rilevabile dai bilanci degli ultimi esercizi del principale operatore dell'attività di trasporto del gas.

6.4.3 La variabile fiscale

La variabile fiscale è un elemento importante nel calcolo del costo medio ponderato del capitale a fini regolatori, in quanto serve sia per determinare il costo del debito al netto delle imposte, che per aumentare la remunerazione del capitale investito e permettere la copertura degli oneri tributari a carico dell'impresa.

Nell'attuale regime fiscale, il livello dell'aliquota fiscale sull'utile prima delle imposte (t_e) risulta diverso rispetto all'aliquota utilizzata per la determinazione dello scudo fiscale degli oneri finanziari (t), in quanto gli stessi oneri non sono deducibili dalla base imponibile dell'imposta regionale sulle attività produttive (Irap).

Ai fini della determinazione dell'aliquota fiscale per lo scudo fiscale, l'attuale aliquota Irpeg del 37% è stata ridotta di 1,5 punti percentuali in considerazione dei prevedibili effetti di riduzione del carico fiscale emergenti dall'applicazione nei prossimi anni delle agevolazioni fiscali previste dal decreto legislativo n. 466/97, dalla legge n. 133/99, dal decreto legislativo n. 9/00 e dalla legge 23 dicembre 2000, n. 38 (legge finanziaria per l'anno 2001).

In base alle considerazioni precedenti il costo del debito al netto dell'effetto fiscale, che si ottiene rettificando il costo determinato al precedente paragrafo 4.3.2, risulta pari al 2,4% in termini reali ed al 4,08% in termini nominali.

Dall'analisi del carico fiscale effettivo e teorico emergente dai bilanci per l'anno 1999 degli operatori dell'attività di trasporto e dal confronto con il *tax rate* ricalcolato per tenere conto della rideterminazione dei ricavi conseguente all'applicazione del WACC *pre-tax* della regolazione, risulta che l'aliquota fiscale teorica desunta dal bilancio per l'anno 1999 del principale operatore del trasporto del gas, pari al 41,62%, misura *coeteris paribus* in modo corretto il peso fiscale storico delle aziende di trasporto. Tuttavia, in base alle considerazioni già espresse in precedenza e in coerenza con quanto previsto per l'aliquota fiscale dello scudo fiscale, ovvero per tenere conto della prevedibile riduzione del carico fiscale, di cui le imprese di trasporto usufruiranno nel periodo regolatorio, l'aliquota fiscale pari al 41,62% è stata ridotta di 1,5 punti percentuali. Di conseguenza, l'aliquota fiscale teorica (t_e), utilizzata per il calcolo del WACC reale *pre-tax*, risulta pari al 40,12%.

6.4.4 Il rapporto di indebitamento

³ Banca d'Italia, Supplementi al Bollettino Statistico, Indicatori monetari e finanziari, Mercato finanziario, Tavola 5-Titoli di Stato e obbligazioni quotati sul M.O.T., Rendiob.

Il rapporto tra il capitale di debito e il capitale di rischio è un rapporto standard determinato uniformemente per tutto il settore del trasporto del gas, anche sulla base dell'esperienza internazionale. Occorre tuttavia considerare che l'evoluzione dell'assetto del settore del gas verso una separazione (proprietaria o societaria) non è priva di effetti sulla composizione del capitale: l'enucleazione di attività come il trasporto, soggette a regolazione tariffaria e a livelli di rischio relativamente ridotti, induce ad aumentare gradualmente il livello di indebitamento di tali imprese, consentendo una graduale riduzione dei costi di capitale.

Si ritiene opportuno definire il livello di indebitamento applicabile all'inizio del primo periodo di regolazione, pari a quello del rapporto *debt/equity* del principale operatore dell'attività di trasporto e dispacciamento (0,48). Tuttavia, la determinazione del tasso di recupero di produttività nel corso del periodo di regolazione deve tener conto del probabile aumento del rapporto *debt/equity* verso livelli che si avvicinano all'unità più tipici di imprese specializzate nell'attività di trasporto in paesi a regolazione matura, peraltro ritenuti ottimali da altri organi di regolazione tariffaria per l'attività di trasporto e dispacciamento.

6.4.5 Il costo medio ponderato del capitale pre-tax

Sulla base dei parametri determinati nei precedenti paragrafi il tasso di rendimento sul capitale in termini reali prima delle imposte, WACC reale *pre-tax*, dell'attività di trasporto e dispacciamento risulta pari al 7,94%, mentre per l'utilizzo dei terminali di Gnl pari al 9,15%. A tale valore del WACC reale *pre-tax* corrisponde un tasso di rendimento sul capitale dopo le imposte rispettivamente pari al 4,76% in termini reali (7,06% in termini nominali) per il trasporto e al 5,48% in termini reali (7,78% in termini nominali) per il Gnl.

Il WACC reale *pre-tax* citato si confronta con i seguenti tassi di remunerazione definiti dall'Autorità in precedenti provvedimenti tariffari (tabella 6):

Tabella 6 – Valori del WACC reale *pre-tax* adottati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Attività	Documento di riferimento	WACC reale <i>pre-tax</i>
Fornitura integrata di gas naturale ad alta pressione	deliberazione 22 dicembre 1999 n.193/99	8,4% - 9,7%
Generazione elettrica	deliberazione	7,9%
Trasmissione elettrica	29 dicembre 1999	5,6%
Fornitura di energia elettrica	n. 204/99	7,4%
Distribuzione di gas	deliberazione	8,8%

Fornitura di gas	28 dicembre 2000 n. 237/00	9,8%
------------------	-------------------------------	------

Per un confronto omogeneo si sottolinea che tassi diversi di remunerazione sono conseguenti alle diverse considerazioni di contorno all'analisi. In particolare, in relazione al confronto tra il WACC reale *pre-tax* previsto per l'attività di trasporto e quello dell'attività di distribuzione si sottolinea che le differenze principali sono dovute al diverso profilo di rischio, alle diverse condizioni di costo dell'indebitamento e al diverso profilo di tassazione che caratterizzano le due attività del gas. Si ritiene, infatti, che i tre elementi citati siano più elevati nell'attività di distribuzione che non per l'attività di trasporto. Nel confronto con il tasso utilizzato per la trasmissione elettrica incide invece il diverso regime esistente, in quanto mentre vi è una esclusiva trentennale garantita del regime concessorio per la trasmissione elettrica, l'attività di trasporto gas è libera e potenzialmente in concorrenza.

7 AGGIORNAMENTO DEI RICAVI E DELLE TARIFFE CONSENTITI PER L'ESERCIZIO DELL'ATTIVITÀ DI TRASPORTO

La struttura dell'attività di trasporto è caratterizzata da un'elevata intensità di capitale e da una notevole lunghezza della vita utile delle principali infrastrutture, stimabile mediamente in 40 anni. La rischiosità dell'investimento in tali infrastrutture è ridotta dalla debolezza della concorrenza attualmente esistente tra imprese di trasporto diverse, ma è accentuata dalla concorrenza a cui l'uso del gas è soggetto da parte di altre fonti energetiche, specialmente in alcuni segmenti di mercato, quale ad esempio la generazione di energia termoelettrica.

In questo contesto le modalità di aggiornamento dei ricavi e delle tariffe devono considerare rischi molteplici e potenzialmente contraddittori.

Da un lato, in un sistema in cui le imprese di trasporto sono controllate da gruppi industriali attivi anche nella vendita del gas, queste possono avere l'incentivo ad uno sviluppo inadeguato delle infrastrutture, sia per restringere l'offerta globale allo scopo di favorire prezzi più elevati, sia per ostacolare l'accesso dei potenziali concorrenti delle imprese collegate attive nella vendita. In una situazione caratterizzata da incertezza circa lo sviluppo futuro dei ricavi, l'incentivo allo sviluppo di infrastrutture con lunghi tempi di rientro potrebbe essere ulteriormente ridotto.

D'altra parte, l'impresa trasportatrice soggetta a regolazione dei ricavi secondo i criteri individuati nelle precedenti sezioni, può avere l'interesse ad espandere le infrastrutture anche oltre il livello economicamente giustificato, oppure a costi superiori a quelli economicamente efficienti, nella convinzione che i costi sostenuti saranno comunque inclusi nel calcolo del capitale riconosciuto e perciò comunque remunerati.

Per tali motivi l'Autorità ha adottato un meccanismo di aggiornamento dei ricavi ammessi ed ha introdotto incentivi per i nuovi investimenti, le cui finalità vengono illustrate nel seguito:

- a) *suddivisione dei ricavi tra una parte maggiore garantita, soggetta ad aggiornamento correlato all'inflazione e ad un recupero predeterminato di*

produttività, ed una parte minore esposta ai rischi derivanti dall'oscillazione della domanda. In questo modo si offre alle imprese un'elevata garanzia di copertura dei costi, ma la si rende comunque partecipe dei rischi tipici del settore, incentivando altresì le imprese a promuovere il più elevato utilizzo delle infrastrutture e quindi l'aumento del gas trasportato, che è remunerato ad un ricavo marginale superiore al costo marginale.

Pertanto, per una quota di ricavi corrispondente alla maggior parte (67%) dei costi delle attività di trasporto e dispacciamento, si ha un aggiornamento annuale dei ricavi consentiti anziché dei corrispettivi unitari. I suddetti ricavi sono suddivisi per ogni impresa tra quelli relativi alla rete nazionale RT^N e quelli relativi alla rete regionale RT^R. A questi si applica l'aggiornamento con il metodo del price cap di cui all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95, che è attuato nell'articolo 11, comma 1, del provvedimento. E' garantita in ogni caso la copertura delle componenti RT^N e RT^R, attraverso l'istituzione di un fattore correttivo (FC^N, FC^R) tale da ricondurre i ricavi effettivi a quelli preventivati in caso di scostamento (articolo 11, comma 2). Per la rigassificazione si procede in modo analogo ad identificare i ricavi di riferimento RL garantiti attraverso un apposito fattore correttivo FC^L.

Poiché i dati per la determinazione dei fattori correttivi sono definibili solamente nel corso dell'anno termico, la correzione assume il carattere di conguaglio riscosso o reso in periodo successivo, pertanto essa è incrementata degli interessi calcolati al costo riconosciuto del capitale di debito, in modo da garantire la massima neutralità evitando comportamenti speculativi nella determinazione dei ricavi, specie nei primi anni di attuazione del provvedimento;

- b) *comunicazione degli investimenti liberamente programmati dalle imprese*, in modo da favorire il confronto concorrenziale nell'attuazione degli stessi e la valutazione di conformità agli obiettivi di espansione dei servizi di pubblica utilità indicati dal Governo ai sensi dell'articolo 2, comma 21, della legge n. 481/95 e dal Ministero dell'industria ai sensi dell'articolo 28 del decreto legislativo n. 164/00. Questa previsione appare logica in considerazione del fatto che l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale è libera ma di interesse pubblico e soggetta a regolamentazione dei criteri di accesso e delle tariffe. Nell'ambito degli investimenti di potenziamento ed estensione del sistema programmati e comunicati, sono riconosciuti quelli effettivamente realizzati e risultanti da adeguata documentazione contabile (articolo 4, commi 1 e 3).

Si sottolinea che la definizione della congruità degli investimenti in un contesto di attività libera è affidata essenzialmente al confronto concorrenziale tra le imprese attive in particolare nell'estensione e nel potenziamento delle infrastrutture. E' comunque garantito il diritto dei clienti ad ottenere un adeguato sviluppo della capacità nonché la connessione alle reti, conformemente all'articolo 25 del decreto legislativo n. 164/00.

Come citato, agli utenti che hanno contribuito finanziariamente agli investimenti, anche in passato, è garantito uno sconto almeno pari al costo medio ponderato del capitale pari al 7,94% annuo del valore degli importi corrisposti, rivalutato in base all'indice dei prezzi dei beni di investimento pubblicato dall'Istat e ridotto in

ragione del 2,5 per cento del valore iniziale annuo a partire dall'anno di erogazione del contributo (articolo 4, comma 5).

L'Autorità può comunque intervenire aprendo apposita istruttoria qualora gli utenti segnalino che lo sviluppo delle sue infrastrutture o la sua omissione configurino violazioni delle ragionevoli esigenze degli utenti stessi;

- c) *riconoscimento di un regime particolarmente incentivante agli investimenti.* Agli investimenti cumulati, complessivamente effettuati durante il periodo di regolazione è assicurata la remunerazione attraverso le tariffe di capacità di una quota prevalente (60%) degli investimenti effettuati, attraverso appositi ricavi aggiuntivi suddivisi tra rete nazionale (RT^{NP}) e rete regionale (RT^{RP}). La remunerazione riconosciuta su base annua in relazione ai nuovi investimenti attraverso i corrispettivi di capacità è data dal costo del capitale (7,94%), dagli ammortamenti economico tecnico (2,5%) e dai costi operativi efficienti, identificati nel 2% sulla base di standard internazionali. Ad esempio, per un investimento I^{NP} relativo al potenziamento della rete nazionale è riconosciuto un ricavo aggiuntivo RT^{NP} così calcolato:

$$RT^{NP} = 60\% (7,94\% + 2,5\% + 2\%) I^{NP} = 7,47\% I^{NP} .$$

In modo analogo si procede per investimenti relativi alla rete regionale ed all'attività di rigassificazione del Gnl, tenendo conto in quest'ultimo caso del più elevato costo medio ponderato del capitale, pari al 9,15%, e dei più rapidi ammortamenti (4% annuo), ottenendosi quindi un'aliquota annua del 9,09%.

La parte rimanente (40%) è remunerata attraverso un corrispettivo integrativo (CV^P) commisurato all'energia effettivamente trasportata: si persegue in questo modo l'obiettivo di evitare potenziamenti della rete inutili o inefficienti in quanto la piena remunerazione è possibile solamente attraverso un congruente aumento delle quantità trasportate.

I corrispettivi variabili integrativi sono definiti sia per l'attività di trasporto e dispacciamento che per l'attività di rigassificazione, e sono calcolati in modo da garantire il 40% rimanente della remunerazione se applicati ai volumi trasportati o rigassificati nell'ultimo anno solare prima dell'inizio del periodo di regolazione (2000). Quindi:

$$CV^P = 40\% (7,94\% + 2,5\% + 2\%) I^{NP} / E_{2000} = 4,98\% I^{NP} / E_{2000} .$$

Per la rigassificazione il maggior costo medio ponderato del capitale e l'ammortamento più rapido comportano un'aliquota annua del 6,06%;

- d) *garanzia dell'incentivazione degli investimenti anche oltre il singolo periodo quadriennale di regolazione.* Questo criterio risponde all'obiettivo di incentivare gli investimenti con più lunghi tempi di rientro e si traduce nell'indicazione di una continuità nei valori del capitale investito netto riconosciuto (CIN) tra il primo periodo di regolazione e i successivi. Pertanto viene identificato annualmente il valore del CIN, risultante da quello dell'anno precedente rivalutato, soggetto ad ammortamento economico - tecnico e aumentato degli investimenti riconosciuti. Tale valore costituisce la base (*regulatory asset base*) utilizzata per la definizione dei vincoli tariffari nel periodo successivo (articolo 11, comma 7). Inoltre, quale ulteriore incentivo, ai corrispettivi variabili integrativi risultanti dai nuovi investimenti è assicurata una validità di sei anni (articolo 4, comma 3);

e) *promozione del contenimento dei costi per tutto il periodo di regolazione.* A questo scopo è garantito comunque alle imprese il mantenimento della metà degli ulteriori recuperi di produttività, rispetto a quelli predeterminati, conseguiti nel periodo di regolazione (articolo 11, comma 9).

L'aggiornamento dei ricavi di riferimento per la parte relativa alle infrastrutture esistenti all'inizio del periodo di regolazione avviene attraverso il metodo del price cap riferito all'insieme di tali ricavi per ciascuna impresa, con cadenza annuale riferita all'anno termico, in funzione dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati rilevato dall'Istat al netto dei recuperi attesi di produttività (articolo 11, comma 1).

L'aggiornamento avviene mediante le formule:

$$RT_t^N = RT_{t-1}^N (1 + I_{t-1} - RP + Y + Q + W)$$

$$RT_t^R = RT_{t-1}^R (1 + I_{t-1} - RP + Y + Q + W)$$

$$RL_t = RL_{t-1} (1 + I_{t-1} - RP^L + Y + Q + W)$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat e comunicato annualmente dall'Autorità sei mesi prima dell'inizio del nuovo anno termico;
- RP è il tasso annuale prefissato di variazione della produttività per le reti di trasporto, pari al 2%;
- RP^L è il tasso annuale prefissato di variazione della produttività per i terminali di Gnl, pari all'1%;
- Y è un ulteriore elemento di variazione dei vincoli sui ricavi in relazione a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo;
- Q è un ulteriore elemento di variazione dei vincoli sui ricavi in relazione al recupero di qualità rispetto a standard prefissati;
- W è un ulteriore elemento di variazione dei vincoli sui ricavi in relazione ad attività volte al controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

I recuperi di produttività sono fissati nel 2% annuo. A titolo esemplificativo, tali recuperi potrebbero essere ottenuti agendo sui costi operativi, con un passaggio nel corso del periodo quadriennale di regolazione dal livello attuale (pari al 2,1% rapportato al CIL) verso gli standard di efficienza internazionale del 1,5 - 2%, e attraverso un contestuale aumento del rapporto di indebitamento dal livello iniziale riconosciuto di 0,48 ad un valore prossimo all'unità, quale è proprio dei migliori standard internazionali per imprese specializzate nel trasporto e soggette a tariffe regolamentate su base pluriennale. Un impegno di questa entità appare pienamente realizzabile.

Al suddetto meccanismo di aggiornamento potranno essere apportate modifiche con successivi provvedimenti dell'Autorità, in relazione a:

- a) costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo;

- b) recupero di qualità rispetto a standard prefissati;
- c) attività volte al controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

Per quanto riguarda i corrispettivi unitari variabili, correlati alle quantità trasportate o rigassificate, si procede rispettivamente all'aggiornamento con il metodo del "price cap", riferito direttamente al corrispettivo unitario:

$$CV_t = CV_{t-1} (1 + I_{t-1} - RP^V)$$

dove RP^V è il tasso annuale prefissato di variazione della produttività per la quota di costo correlata all'energia trasportata, pari al 4,5%;

e al corrispettivo unitario

$$CVL_t = CVL_{t-1} (1 + I_{t-1} - RP^L),$$

dove RP^L è il tasso annuale prefissato di variazione della produttività per la quota di costo correlata all'energia rigassificata, pari al 2%.

Il recupero di produttività predeterminato tiene conto dell'ulteriore riduzione dei costi unitari per effetto dell'aumento delle quantità trasportate, che dà luogo ad incremento dei costi limitato. Sulla base di previsioni di crescita delle quantità trasportate nel periodo di regolazione intorno al 2,5% - 4,5% annuo, appare congruo e prudente prevedere un recupero di produttività pari al 4,5% annuo.

La rigassificazione del Gnl è caratterizzata da spazi di recuperi di produttività. Inoltre, l'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00 prevede per tale attività un regime tariffario incentivante. Il recupero di produttività annuo è, pertanto, stabilito nell'1% per i ricavi di riferimento garantiti e correlati alla capacità conferita, e nel 2% per i corrispettivi variabili correlati alle quantità rigassificate.

8 STRUTTURA DEI RICAVI DI RIFERIMENTO DELL'ATTIVITÀ DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO

I ricavi di riferimento RT sono articolati in relazione alle caratteristiche dell'attività di trasporto e sono suddivisi in:

- a) RT^N , quota parte dei ricavi relativa all'attività di trasporto e di dispacciamento di gas naturale sulla rete nazionale di gasdotti, imputata alla capacità di trasporto conferita ai punti di entrata ed uscita di tale rete;
- b) RT^R , quota parte dei ricavi relativa all'attività di trasporto e di dispacciamento di gas naturale sulla rete regionale di gasdotti, imputata alla capacità di trasporto conferita di tali reti;
- c) RT^F , quota parte dei ricavi imputata in misura fissa a ciascun punto di riconsegna;
- d) RT^E , quota parte dei ricavi relativa all'attività di trasporto e dispacciamento imputata all'energia associata ai volumi trasportati.

I ricavi di riferimento RT^E sono determinati nella misura del 30% del vincolo complessivo sui ricavi dell'attività di trasporto RT . Tale percentuale è sensibilmente

superiore ai costi variabili (determinati in funzione dei volumi trasportati) che non superano normalmente il 5%.

La scelta appare giustificata, con riferimento alla rete nazionale di gasdotti, dall'opportunità di tenere conto della distanza di trasporto in misura equilibrata, e principalmente dalla finalità di attenuare le penalizzazioni territoriali di cui possono soffrire le aree in cui sono minori le densità di consumo rispetto al costo dei gasdotti ed i coefficienti di utilizzazione delle capacità disponibili (articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00), coprendo la parte rimanente, non predominante, dei costi attraverso corrispettivi correlati alle quantità trasportate. L'effetto di perequazione è tanto maggiore quanto più elevata è la quota di costo attribuita al corrispettivo variabile, che, ai sensi del citato articolo 23, comma 3, deve comunque avere un ruolo secondario.

Inoltre, l'attribuzione di una parte dei costi fissi di trasporto al corrispettivo variabile consente una ripartizione più equilibrata tra trasportatori ed utenti dei rischi derivanti da andamenti della domanda complessiva di gas difforni rispetto alle previsioni, per ragioni climatiche, macroeconomiche, o per motivi connessi con l'andamento dei mercati energetici, le politiche ambientali o fiscali, o con altri fattori esterni difficilmente controllabili dall'industria del settore. Una completa attribuzione dei costi fissi di trasporto ai corrispettivi di capacità esonera il trasportatore da tali rischi, lasciandoli agli utenti del sistema e ai consumatori finali. Di tale ripartizione del rischio si tiene conto in sede di determinazione del costo riconosciuto del capitale investito (si veda il paragrafo 5.4.1).

Nel capitolo precedente è stato illustrato perché è opportuno garantire alle imprese solo una quota dei ricavi, lasciando che la parte rimanente sia in funzione della domanda del servizio, al fine di cointeressare le imprese di trasporto alla crescita della domanda del servizio. E' teoricamente possibile distinguere la ripartizione dei ricavi, da un lato tra quote garantite e quote correlate alla domanda, e dall'altro tra quote imputate alle capacità conferite e quote imputate alle quantità trasportate. Ciò darebbe luogo a notevoli complicazioni, specie nei conguagli da determinarsi successivamente alla conclusione dell'anno termico. Pertanto, appare preferibile equiparare la quota dei ricavi correlata alle quantità trasportate con quella non garantita, identificando entrambe nel 30% dei ricavi di riferimento complessivi, e la parte rimanente (70%), garantita all'impresa attraverso i fattori correttivi di cui all'articolo 11, comma 2, con quella imputata alle capacità conferite. Tuttavia, per ragioni di rispondenza ai costi fissi, una parte limitata (3%) dei ricavi di riferimento garantiti è estrapolata per essere imputata in misura fissa a ciascun cliente, identificato come punto di riconsegna ovvero come aggregato di punti di riconsegna integrati a valle.

In aggiunta ai ricavi di riferimento determinati sulla base delle infrastrutture esistenti e risultanti dai bilanci fino al 2000 compreso, le imprese in base ai criteri indicati all'articolo 4, comma 3 del provvedimento ed illustrati nel precedente capitolo 6, lettera sub c), calcolano e propongono i ricavi aggiuntivi RT^{NP} , RT^{RP} e RL^P ed i corrispettivi variabili integrativi CV^P e CV^{LP} .

L'Autorità procede alla verifica degli investimenti realizzati sulla base della documentazione contabile pervenuta, anche di carattere preliminare e in attesa di certificazione, e può anche procedere a campione a controlli tecnici circa l'effettiva entrata in funzione delle opere dichiarate. In caso di mancata corrispondenza tra gli investimenti dichiarati e quelli successivamente risultanti dai bilanci certificati, le

imprese procedono a rettifica e conguaglio nel primo anno termico utile (articolo 4, comma 7).

9 STRUTTURA DELLA TARIFFA DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO

9.1 Componenti della tariffa

La tariffa di trasporto e dispacciamento, a regime, deve riconoscere alle imprese di trasporto e dispacciamento del gas i costi diretti e indiretti relativi all'insieme dei servizi che congiuntamente concorrono a formare l'esercizio di questa attività, tra cui:

- a) i costi relativi alla struttura di rete ed al suo funzionamento, ovvero i costi di investimento per la realizzazione delle infrastrutture di rete ed i costi di esercizio;
- b) i costi relativi ai servizi accessori, quali ad esempio la regolazione della pressione, il bilanciamento del carico, la miscelazione;
- c) i costi generali relativi al mantenimento degli standard di qualità e di sicurezza del servizio.

Per ogni anno del periodo di regolazione, sono determinati i ricavi di riferimento, secondo i criteri esposti nei capitoli precedenti. Tali ricavi comprendono quelli relativi alla rete esistente all'inizio del periodo, quelli relativi agli investimenti realizzati nel corso del periodo, gli eventuali fattori correttivi e i ricavi relativi ai costi di bilanciamento del sistema. Sulla base dei ricavi di riferimento le imprese calcolano e propongono i livelli delle componenti della tariffa trasporto (T) nelle sue componenti principali.

Ai sensi dell'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n.164/00, le tariffe di trasporto devono considerare, in primo luogo, la capacità impegnata e la distanza di trasporto ed in secondo luogo la quantità trasportata indipendentemente dalla distanza.

Per quanto riguarda la rete nazionale di gasdotti, le tariffe di trasporto devono essere determinate in relazione ai punti di entrata e uscita da tale rete, tenendo conto della distanza in misura equilibrata, al fine di attenuare le penalizzazioni territoriali.

Di conseguenza, la tariffa di trasporto, T^i , per l'utente i -esimo, che consegna il gas nel punto e della rete nazionale e lo preleva nelle zone di uscita u della rete regionale, è così costituita (articolo 6, comma 2):

$$T^i = K_e \cdot CP_e^i + K_u \cdot CP_u^i + K_r \cdot CR_r^i + CF + E \cdot (CV + CV^p)$$

dove:

- i corrispettivi CP_e^i e CP_u^i rappresentano le componenti per il servizio di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti e sono commisurati alle capacità K_e e K_u conferite agli utenti della rete rispettivamente nei punti di entrata e uscita;

- il corrispettivo CR_r^i rappresenta la componente per il servizio di trasporto sulla rete di trasporto regionale, commisurata alla capacità K_r conferita nel punto di riconsegna;
- il corrispettivo CF rappresenta il corrispettivo fisso per ciascun punto di riconsegna;
- i corrispettivi variabili CV e CV^P rappresentano la componente relativa all'energia trasportata indipendentemente dalla capacità prenotata e dalla distanza.

I corrispettivi di capacità sono espressi con riferimento a un metro cubo di gas in condizioni standard, ovvero alla pressione assoluta di 1,01325 bar e alla temperatura di 288° K, in quanto l'impegno della rete, ed i costi che ne derivano, sono evidentemente correlati ai volumi trasportati indipendentemente dal potere calorifico del gas (articolo 6, comma 3).

Per i corrispettivi variabili, concettualmente correlati all'effettivo trasporto del gas attraverso la rete piuttosto che alla capacità nei punti di consegna e riconsegna, in relazione al diverso potere calorifico del gas effettivamente trasportato, appare più semplice il riferimento all'energia contenuta, misurata all'immissione. Tale scelta è dovuta al fatto che la misura gascromatografica è molto più diffusa e frequente nei punti di consegna che in quelli di riconsegna. Le imprese di trasporto e gli utenti, attraverso accordi provvisori e successivamente attraverso i codici di rete, definiscono le modalità con cui l'energia contenuta nel gas immesso è effettivamente riconsegnata all'utente.

Le tariffe così calcolate sono riferite ad un servizio su base continua (non interrompibile), per l'intero anno termico (articolo 6, comma 1).

E' logico che ai servizi di tipo interrompibile, che non hanno responsabilità nella determinazione della punta del servizio, siano applicate tariffe ridotte, ma in relazione alle varie e complesse tipologie di interrompibilità non appare possibile predeterminare l'entità delle riduzioni, che pertanto è lasciata alla negoziazione tra imprese di trasporto ed utenti, e potrà essere ulteriormente precisata nell'ambito dei codici di rete (articolo 6, comma 4). Nel lasciare flessibilità alle imprese di trasporto nella determinazione dello sconto si è comunque considerato che vi è un incentivo per il trasportatore ad aumentare le quantità trasportate, per effetto della ripartizione settanta/trenta tra corrispettivi di capacità e corrispettivi variabili, che induce a ritenere che anche l'utilizzo di contratti interrompibili sarà al più presto ottimizzato dalle imprese stesse a tutto vantaggio anche degli utenti.

Qualora, nei casi previsti dall' articolo 14, comma 12, vi siano conferimenti di durata inferiore all'anno, si ritiene equo ridurre i corrispettivi di capacità proporzionalmente alla durata del conferimento. Ciò non si applica al corrispettivo fisso, che concettualmente corrisponde alla copertura dei costi di amministrazione dell'utenza: in caso di conferimento infra-annuale questi costi sono ridotti per gli aspetti della misura e della fatturazione, ma sono aumentati per gli oneri del cambio di conferimento; pertanto appare equo definire il corrispettivo fisso indipendentemente dalla durata del conferimento (articolo 6, comma 5).

9.2 Punti di entrata ed uscita

Contestualmente ai corrispettivi di capacità per la rete nazionale, l'impresa maggiore, sentite le altre imprese, definisce i punti di entrata ed uscita (articolo 5).

L'attribuzione di tale compito all'impresa maggiore dipende dal fatto che la rete nazionale e il servizio di dispacciamento relativo alla stessa hanno un carattere sostanzialmente unitario, che richiede almeno un forte coordinamento tra le diverse imprese operatrici.

Un punto di entrata è definito o come un punto fisico di consegna del gas sulla rete nazionale dei gasdotti, o come un punto virtuale dato da un aggregato di punti fisici di consegna. La definizione dei punti di entrata è semplice per i gasdotti di importazione, per quelli collegati a terminali Gnl e per quelli collegati ai principali campi di produzione; è tuttavia necessario ricorrere a un punto virtuale, ovvero aggregare diversi punti e fare riferimento in realtà ad una zona fisica, qualora diversi punti siano territorialmente vicini e non vi siano ragioni perché ad essi siano applicate tariffe diverse, quale può essere il caso di piccole produzioni nazionali; inoltre è importante identificare una corrispondenza tra un punto e una zona, tenuto conto dei flussi fisici di gas, anche allo scopo di coprire la totalità del territorio nazionale, e di avere un riferimento tariffario in caso di entrata in produzione di nuovi campi o di realizzazione di nuovi punti di importazione.

Per i punti di uscita, definiti anch'essi come un punto di riconsegna della rete nazionale o un aggregato di tali punti, i criteri di definizione sono quelli della trasparenza, imparzialità e comprensibilità sia per gli utenti della rete che per i clienti finali. Appare inoltre logico prevedere che ogni zona che costituisce un punto di uscita sia relativamente "chiusa", ossia che siano minimi gli interscambi di gas con altre zone, in modo da evitare che si dichiari nominalmente una zona e se ne usi un'altra facendo venire meno l'aderenza delle tariffe ai costi, evitando arbitraggi attraverso le differenze tariffarie tra una zona e l'altra. Occorre tenere presente che i trasferimenti di gas tra una zona e l'altra possono avvenire attraverso le reti regionali, ed anche attraverso quelle di distribuzione.

La definizione dei corrispettivi per zone, dette punti di uscita, presenta tipicamente il problema delle differenze tra zone diverse, alle quali possono corrispondere nelle realtà del territorio aree limitrofe per le quali le differenze tariffarie possono apparire incomprensibili ai clienti finali. Questo fatto può entrare in conflitto con l'opportunità sopra indicata di minimizzare gli interscambi tra zone.

Infatti, la minimizzazione degli interscambi conduce a determinare i confini tra i punti di uscita lungo barriere naturali (catene montuose, mari, laghi, fiumi), o in mancanza lungo i principali gasdotti della rete nazionale. Tuttavia, mentre i confini lungo barriere naturali non presentano problemi, la definizione di confini lungo i grandi gasdotti che spesso attraversano zone densamente popolate può comportare incomprensibili differenze tariffarie. In particolare, non appare logico che aree appartenenti ad un medesimo ambito tariffario ai fini della distribuzione siano riconducibili a punti di uscita diversi.

In questa situazione, la determinazione dei punti di uscita è lasciata alle proposte dell'impresa maggiore, sentite le altre imprese, con l'indicazione che il criterio di

minimizzazione degli interscambi sia riferito preferibilmente a barriere naturali, o che comunque i confini siano tracciati attraverso zone di basso consumo. Appare opportuno procedere pragmaticamente, definendo simultaneamente i punti di uscita ed i corrispettivi in modo che le differenze nei corrispettivi unitari di uscita di punti territorialmente contigui siano limitate al 30% del valore medio nazionale dei corrispettivi di entrata e uscita.

9.3 Corrispettivi di capacità sulla rete nazionale di gasdotti

Secondo le previsioni dell'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n.164/00, le tariffe di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti sono determinate in relazione ai punti di entrata e di uscita dalla rete, tenendo conto della distanza di trasporto in misura equilibrata, al fine di attenuare le penalizzazioni territoriali.

Il corrispettivo di capacità è differenziato in funzione dell'impegno di capacità prenotato nei punti di entrata e di uscita sulla rete nazionale di gasdotti; le capacità dei punti rappresentano, quindi, il principale parametro di riferimento per la determinazione della tariffa del servizio di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti.

I corrispettivi di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti sono suddivisi in:

- corrispettivi relativi all'impegno di capacità prenotata dall'utente del servizio nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti;
- corrispettivi relativi all'impegno di capacità prenotata dall'utente del servizio nei punti di uscita dalla rete nazionale di gasdotti.

L'insieme dei corrispettivi di capacità percepiti per il servizio di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti non può superare i ricavi di riferimento previsti per l'anno termico (articolo 7, comma 2). Poiché non vi sono criteri oggettivi di attribuzione dei costi del trasporto all'entrata piuttosto che all'uscita dalla rete, i ricavi sono egualmente divisi tra quelli provenienti da corrispettivi di entrata e quelli da corrispettivi di uscita.

Il criterio di determinazione dei corrispettivi, secondo le previsioni dell'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00, deve considerare la distanza di trasporto in misura equilibrata al fine di attenuare le penalizzazioni territoriali all'interno del paese in relazione anche alla diversa dotazione infrastrutturale di reti nelle diverse aree.

Il processo di determinazione dei corrispettivi di capacità di trasporto sulla rete di trasporto nazionale presuppone la costruzione di un meccanismo di riparto con il quale vengono determinati i ricavi riconosciuti nei diversi punti di entrata ed uscita della rete.

Il principio di responsabilità di costo comporta che l'attribuzione dei costi sia riferita alla punta del servizio, cioè idealmente all'unità di tempo in cui sono massimi i flussi del gas. Questa è identificata nel *giorno*, e pertanto la capacità conferita su base annuale è espressa in termini di flusso giornaliero. Il criterio della punta giornaliera è prossimo a quello di effettivo dimensionamento delle reti ed è stato generalmente accettato nel corso della consultazione, anche se l'unità temporale di bilanciamento potrà essere variabile con lo sviluppo del sistema di accesso alla rete. Il sistema tariffario prevede il riconoscimento dei costi di modulazione (articolo 9) necessari per garantire il

bilanciamento del sistema, in relazione agli obblighi di bilanciamento degli utenti (articoli 14 e 15).

Il riferimento dei costi alla punta di consumo giornaliera, che avviene in periodi in cui una parte significativa della domanda è soddisfatta attraverso il sistema degli stoccaggi, comporta che tra i punti di entrata per i quali è definito un corrispettivo sia compreso quello rappresentativo dei siti di stoccaggio, definiti come un unico sito virtuale conformemente all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00 (articolo 7, comma 2, lettera c). Poiché al contrario il riempimento degli stoccaggi (ossia l'uscita di gas dalla rete di trasporto verso gli stoccaggi) avviene in periodi non di punta, il relativo corrispettivo di uscita è nullo, salvo il caso di conferimento di capacità in uscita superiore a quella in entrata, nel quale il corrispettivo di entrata è riferito comunque alla capacità massima conferita (articolo 7, comma 2, lettera d).

La determinazione analitica dei corrispettivi di entrata e di uscita si basa su una matrice $[C_{e,u}]$ nella quale sono riportati i costi di trasporto unitario (per metro cubo/giorno) per tutti i possibili percorsi nell'ambito del sistema. Le dimensioni della matrice sono date rispettivamente dal numero m dei punti di entrata del sistema (le colonne $e=1,\dots,m$) e dal numero k dei punti o zone di uscita del sistema (le righe $u=1,\dots,k$).

$$\begin{array}{cccc} C_{1,1} & & & C_{1,m} \\ \vdots & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ C_{k,1} & \dots & \dots & C_{k,m} \end{array}$$

Nella matrice ogni elemento $C_{e,u}$ rappresenta il costo per il trasporto di un metro cubo/giorno di capacità di punta nel tratto che collega il punto di entrata e ed il punto di uscita u . Il costo di trasporto tiene conto delle caratteristiche tecniche ed economiche della infrastruttura di rete in funzione del diametro dei gasdotti, ed è riferito ai percorsi tipici del periodo di punta stagionale dei consumi che collegano le coppie di punti considerati. Ai tratti in controflusso è attribuito il solo costo delle infrastrutture centrali e di gestione del sistema, che è indipendente dalla distanza, stimato pari all'8%.

Poiché in generale ciascun punto di entrata è costituito da più punti di consegna, e ciascun punto di uscita da più punti di riconsegna delle rete nazionale, è necessario calcolare le medie ponderate rapportate ai flussi alla punta, per ciascun punto di entrata e di uscita (articolo 7, comma 2, lettera a)).

Dalla matrice che riporta i costi unitari di trasporto per le singole tratte è possibile determinare i corrispettivi per l'impegno di capacità nei punti di entrata e di uscita dalla rete:

$$C_{e,u} = CP_e + CP_u + e_{e,u}$$

per ogni percorso (e, u) . Tali corrispettivi sono calcolati come i valori tali che minimizzano la somma degli scarti quadratici risultanti dalla sostituzione dei corrispettivi CP_e di entrata e CP_u di uscita, rispetto ai costi effettivi risultanti dalla matrice $[C_{e,u}]$:

$$\min \sum_{e,u} \mathbf{e}_{e,u}^2 = \min \sum_{e,u} (CP_e + CP_u - C_{e,u})^2.$$

La soluzione del sistema mediante il metodo dei minimi quadrati determina i vettori di soluzioni $[CP_e]$ e $[CP_u]$ che minimizzano la somma dei quadrati degli scostamenti $\mathbf{e}_{e,u}$ per tutte le possibili combinazioni di entrata ed uscita. Un ulteriore vincolo viene inserito nel sistema per garantire valori non negativi per i vettori soluzione $[CP_e]$ e $[CP_u]$.

Dal punto di vista analitico sono possibili infinite soluzioni: l'indeterminatezza è risolta in base al vincolo di rispetto dei ricavi di riferimento, sommati per tutte le imprese di trasporto, e alle capacità complessive che potranno essere impegnate nei punti di entrata ed uscita dalla rete nazionale.

I corrispettivi risultanti sono al lordo delle riduzioni applicate dall'impresa di propria iniziativa o in ottemperanza ad obblighi del provvedimento, in particolare quelli di cui all'articolo 4, comma 4 (contributi di utenti) e articolo 6, comma 5 (conferimenti di durata inferiore all'anno).

Il processo di determinazione dei corrispettivi di entrata ed uscita dalla rete persegue da una parte obiettivi di efficienza produttiva, ovvero favorire un uso ottimale delle infrastrutture di rete, dall'altra obiettivi di efficienza allocativa, ovvero produrre una struttura di corrispettivi in grado di far pagare agli utenti un costo del servizio coerente con le caratteristiche specifiche di utilizzo.

Il criterio dell' articolo 7, comma 2 per la determinazione dei corrispettivi nei punti di entrata ed uscita della rete tiene conto della distanza e della capacità di trasporto come previsto dall'articolo 23 del decreto legislativo n. 164/00. La determinazione dei corrispettivi per punti di entrata ed uscita della rete, avviene sulla base della matrice di coefficienti, $[C_{e,u}]$, determinati sulla base di un costo standard attribuito alle infrastrutture di trasporto che collegano le coppie di punti entrata - uscita.

Il passaggio dalla matrice $[C_{e,u}]$ ai corrispettivi riferiti ai punti di entrata CP_e e di uscita CP_u comporta una certa attenuazione della differenza tra le diverse zone rispetto ai costi indicati nella matrice stessa, coerentemente con l'indicazione dell'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n.164/00, che prescrive di tenere conto delle distanze in modo equilibrato, contenendo le differenze territoriali. La determinazione del costo standard $C_{e,u}$ considera l'effettiva capacità di trasporto (punta giornaliera) nel tratto di rete che collega i punti di entrata e di uscita; il costo dell'infrastruttura è standardizzato con riferimento al diametro dei gasdotti utilizzati nel trasporto di gas tra i due punti.

Con la tariffa provvisoria applicata dalla Snam per il servizio di trasporto, basata sulla distanza, l'utente vede riconosciuto uno sconto del 50% sulla tariffa ordinaria, in caso di trasporto di gas controflusso. Nel predisporre i criteri per la determinazione delle tariffe, l'Autorità ha scelto di ripartire i vantaggi derivanti dai controflussi a livello di intero sistema. Ciò è implicito nella determinazione dei corrispettivi, in quanto sono considerati tutti i possibili percorsi nell'ambito del sistema, e per ciascuno di essi si tiene conto dei flussi fisici effettivi del gas alla punta di consumo e in caso di controflusso si ha l'attribuzione dell'8% dei costi.

La scelta di trattare in questo modo i controflussi, è coerente con l'adozione di un modello *entry - exit* e si fonda sul fatto che sempre più spesso il percorso contrattuale

del gas tende a divergere da quello strettamente fisico (e quindi una tariffa basata esclusivamente sulla distanza risulterebbe inadeguata). Tale prospettiva è destinata ad accentuarsi con il crescere del numero degli operatori e delle soluzioni contrattuali. Risulta pertanto non appropriato riconoscere la gratuità all'utente che chiede un trasporto in controflusso.

Negli altri casi e anche per i motivi sopra esposti, appare pertanto più opportuno considerare innanzitutto l'incidenza sul sistema di tutti i possibili controflussi e di conseguenza ripartire i loro vantaggi tra tutti gli utenti nella fase di determinazione dei corrispettivi. Il trasporto di gas controflusso si tradurrà comunque in un vantaggio per l'utente in termini di una minore tariffa di entrata e in una minore tariffa di uscita, in quanto entrambe scontano in fase di determinazione i minori costi che si originano in questi casi.

Nel mercato nazionale, caratterizzato da forti potenzialità di crescita della domanda, le tariffe di trasporto devono promuovere lo sviluppo del sistema, svolgendo una funzione segnaletica di indirizzo delle esigenze di potenziamento delle infrastrutture.

Esistono altre possibilità di calcolare i coefficienti $C_{e,u}$ come ad esempio il riferimento ai costi marginali di lungo periodo.

Il metodo dei costi marginali di lungo periodo (applicato, ad esempio, nel sistema di trasporto gas in Gran Bretagna da TransCo Plc) fornisce una struttura tariffaria che trasmette segnali economicamente efficienti agli utenti del sistema, imprese e consumatori. Con questo metodo la matrice dei coefficienti di riparto considera il costo associato alle capacità delle infrastrutture di trasporto che collegano i punti di entrata e di uscita della rete a fronte di incrementi standardizzati della domanda. Le tariffe nei punti di entrata e di uscita considerano implicitamente i costi associati all'utilizzo della rete in relazione alla capacità di trasporto e alla domanda e forniscono agli utenti del sistema una funzione segnaletica sui costi del trasporto.

Tuttavia il metodo dei costi marginali di lungo periodo è risultato scarsamente trasparente ed è suscettibile di penalizzare determinate aree in relazione a limitazioni nella capacità di trasporto, delle quali i clienti di tali aree non sono necessariamente i responsabili esclusivi, e talvolta destinate a concretizzarsi solo nel medio lungo termine (nel caso inglese si considerano fino a dieci anni).

Pertanto tale meccanismo di riparto dei costi, oltre a non essere coerente con i criteri del citato articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00, non consente di fornire adeguate indicazioni, utili per identificare e risolvere eventuali problemi di congestione del trasporto su rete. Per questi motivi tale soluzione è stata scartata a favore di quella sopra riportata, e di un diverso trattamento riservato ai nuovi investimenti in estensioni e potenziamenti. Si è anche tenuto conto delle possibilità di sviluppo di un mercato secondario delle capacità, e del fatto che, qualora il prezzo in tale zona dovesse raggiungere prezzi maggiori ai costi di costruzione di una nuova infrastruttura, vi sarebbero sul mercato segnali evidenti di opportunità per una espansione delle capacità e dunque per nuovi investimenti. L'Autorità ha inoltre proposto nel documento per la consultazione del 13 marzo 2001, "Garanzie di libero accesso alle attività di trasporto e dispacciamento: criteri per la predisposizione dei codici di rete e obblighi dei soggetti che svolgono tali attività", alcuni criteri per l'eventuale allocazione di capacità scarse nel breve termine.

9.4 Corrispettivo sulla rete regionale

All'utente che utilizza la rete di trasporto regionale è applicato il corrispettivo CR_r , che è determinato dalle imprese nel rispetto del vincolo sui ricavi relativo alla rete regionale di ciascuna impresa. Pur essendo teoricamente preferibile definire criteri di costo standardizzati applicabili a tutte le imprese che operano in una medesima attività, analogamente a quanto avvenuto nel settore elettrico e nella distribuzione del gas, l'Autorità ha ritenuto in questo caso di procedere diversamente, per due ordini di motivi.

In primo luogo, mentre le attività di trasmissione e distribuzione di energia elettrica e quelle di distribuzione del gas hanno natura di servizio pubblico sottoposto a regime di concessione, le attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale sono considerate attività libere, seppure di interesse pubblico. In particolare, tale interesse pubblico si traduce, tra l'altro, nell'opportunità di regolamentare le tariffe, in considerazione dell'elevata tendenza al monopolio naturale e il basso grado di concorrenzialità esistente per questo tipo di attività.

Per la rete nazionale (individuata ed aggiornata con decreti del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00), che ha carattere di infrastruttura economica essenziale del paese, appare logico fissare criteri omogenei di determinazione tariffaria indipendentemente dalle imprese che ne curano la gestione. Al contrario le reti regionali, la cui estensione è il risultato di libere determinazioni di imprese operanti in un contesto di mercato, appare necessario che le tariffe iniziali del periodo di regolazione presentino una stretta aderenza ai costi propri di ciascuna impresa. Tali costi dipendono da caratteristiche soggettive delle imprese e da caratteristiche oggettive del territorio in cui la loro rete si è sviluppata per libera decisione delle imprese stesse, cosicché la definizione di costi standard potrebbe pregiudicarne l'economicità. Ciò non pregiudica in alcun modo la possibilità di determinare le tariffe riconoscendo i costi attuali, in particolare definendo un equo costo del capitale, e di aggiornare successivamente le tariffe prevedendo un recupero predeterminato di produttività.

In secondo luogo, la necessità di una piena aderenza delle tariffe ai costi è ancora più importante per i futuri sviluppi. La forte dinamica attesa della domanda di gas in Italia e l'ulteriore estensione del servizio ad aree non ancora servite richiedono ingenti investimenti di potenziamento della capacità di trasporto, che possono essere convenientemente intrapresi dalle imprese già attive o da imprese nuove. La definizione di livelli tariffari unici tra le diverse imprese, e perciò diversi dai costi, impedirebbe lo sviluppo di una concorrenza di prezzo tra imprese di trasporto diverse. Tale concorrenza, anche se difficilmente molto intensa, è tuttavia un utile supporto alla concorrenza tra fornitori diversi attraverso le medesime reti, e non deve pertanto essere scoraggiata, coerentemente con le finalità istituzionali dell'Autorità.

I corrispettivi sono unici in tutto il Paese, per ciascuna impresa, e commisurati alla capacità conferita nei punti di riconsegna, coerentemente con le indicazioni dell'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n.164/00, laddove richiede di evitare la penalizzazione di aree con scarsità infrastrutturale e di determinare le tariffe tenendo conto in misura equilibrata della distanza, nonché con la posizione sostenuta dalla

grande maggioranza di coloro che hanno risposto al documento per la consultazione (articolo 7, comma 3, lettera a).

Allo scopo di evitare incentivi alla costruzione di nuove linee non economiche da parte dei clienti più vicini alla rete nazionale, sono previsti corrispettivi ridotti in proporzione alla distanza dalla rete nazionale per l'uso delle reti regionali da parte di tali clienti (articolo 7, comma 3, lettera b). Il limite per tali riduzioni è fissato a 15 km, entro i quali si trovano circa il 40% dei punti di riconsegna. Le distanze sono definite dalle imprese misurando le lunghezze dei gasdotti, ma per ragioni di trasparenza si è ritenuto di definire lunghezze standardizzate per ogni comune e di richiederne la pubblicazione, da aggiornarsi in concomitanza con l'aggiornamento annuale della rete nazionale (articolo 7, comma 9).

Non appare invece opportuno correlare il valore dei corrispettivi con la capacità conferita al singolo utente. Infatti, se è vero che i costi unitari di servizio di un punto di riconsegna considerato isolatamente (*stand alone cost*) sono correlati alla capacità, è tuttavia evidenziato dalla teoria economica delle tariffe che tale concetto costituisce solo un limite superiore alla fissazione delle tariffe stesse. In generale, lo *stand alone cost* non rappresenta un principio accettabile, in quanto darebbe luogo a segnali di prezzo non corretti rispetto alla realtà del servizio, nella quale i costi sono determinati dalla presenza simultanea di più clienti allacciati ad un medesimo ramo della rete, e non è pertanto appropriato determinare le tariffe in funzione alle capacità di ciascun utente.

I corrispettivi devono essere coerenti con i ricavi di riferimento imputabili alla rete regionale, definiti dalle imprese e soggetti ad approvazione (articolo 7, comma 3, lettera c)).

Si intende che servizi di trasporto che utilizzino solamente la rete nazionale oppure solamente la rete regionale sono soggetti solamente all'uno o all'altro corrispettivo, mentre transiti attraverso entrambe le reti sono soggetti ad entrambi i corrispettivi. Tuttavia, nel caso di una consegna su rete regionale, transito su rete nazionale e successiva riconsegna attraverso altro ramo di rete regionale, l'utente non sarà assoggettato al pagamento di doppio corrispettivo regionale. Si tratta di un caso tipico nel caso di piccoli campi di produzione collegati a reti regionali, per le quali si ritiene opportuna l'esenzione da un doppio pagamento (articolo 7, commi 4 e 5).

9.5 Corrispettivo variabile di trasporto

I corrispettivi variabili di trasporto CV sono indipendenti dalla capacità prenotata e dalla distanza percorsa dal gas, e sono dovuti in eguale misura indipendentemente dalla proprietà e gestione delle reti attraversate. Le motivazioni di questa scelta sono state illustrate nel precedente capitolo 6.

La finalità di incentivare il massimo utilizzo delle capacità di trasporto disponibili induce a lasciare alle imprese i maggiori ricavi derivanti da un aumento delle quantità trasportate: ciò è realizzato definendo il corrispettivo variabile all'inizio del periodo di regolazione, e prevedendone il successivo aggiornamento in base al metodo del *price cap* indipendentemente dalle quantità effettivamente trasportate. L'entità di CV è determinata dividendo i ricavi attribuiti alla parte variabile RT^E , sommati per tutte le imprese di trasporto, per la quantità immessa in rete in base all'ultimo dato disponibile

prima dell'inizio del periodo di regolazione, identificato nel dato relativo all'anno solare 2000, pari a 2786,10 PJ (pari a 73,13 miliardi di metri cubi standard con PCS pari a 38,1 MJ). Per il corrispettivo variabile integrativo CV^P , calcolato a partire dagli investimenti riconosciuti, si procede in modo analogo (articolo 4, comma 2, lettera e)): tale corrispettivo è ricalcolato annualmente per tenere conto dei nuovi investimenti, ma sempre con riferimento alla quantità trasportata nel 2000. Il gettito dei corrispettivi variabili non è soggetto a correzioni e compensazioni; sono comunque fatti salvi i conguagli tra le imprese relativi a tali gettiti, definiti secondo i criteri dell'articolo 8 del provvedimento.

Trattandosi di un unico corrispettivo nazionale il calcolo e la proposta sono affidati all'impresa maggiore (articolo 7, comma 7), che acquisisce dalle altre imprese le necessarie informazioni per il calcolo dei corrispettivi e l'individuazione dei punti di entrata e uscita (articolo 12, comma 1).

Tutto il gas trasportato è comunque soggetto ai corrispettivi variabili CV e CVP, che sono unici per tutta la rete e rapportati all'energia immessa in rete, esclusi i siti di stoccaggio (articolo 7, comma 8).

Il gas in provenienza dallo stoccaggio, infatti, è normalmente già entrato nel sistema attraverso un altro punto di entrata, nel corso dello stesso o del precedente anno termico; quindi il suo assoggettamento ad un nuovo corrispettivo darebbe luogo ad un ingiustificato raddoppio del corrispettivo. Occorre considerare che il corrispettivo variabile è concettualmente collegato all'attività di trasporto lungo la rete, e che i siti di stoccaggio si trovano prevalentemente in prossimità dei punti di riconsegna. Appare pertanto più logico che il gas trasportato da un punto di produzione o importazione allo stoccaggio e da questo al consumo finale, sia assoggettato a corrispettivo variabile solamente nel primo di questi tratti.

Infine, ciascuna impresa definisce il corrispettivo fisso CF relativo ai punti di riconsegna in modo da non superare il relativo ricavo di riferimento RT^F . Poiché punti di riconsegna con diverse caratteristiche funzionali o dimensionali possono comportare costi di amministrazione differenti, è consentita l'articolazione del corrispettivo fisso anche su due o tre livelli, purché l'attribuzione del punto di riconsegna all'uno o all'altro livello dipenda da fattori oggettivi e non, ad esempio, da fattori soggettivi quali l'uso del gas da parte dei clienti finali (articolo 7, comma 6).

Per la modesta dimensione dei ricavi da corrispettivi fissi e la loro relativa stabilità, ragioni di semplicità suggeriscono di aggiornare il corrispettivo fisso con il metodo del price cap, al quale è applicato il recupero predeterminato di capacità proprio dei ricavi attribuiti alla capacità, pari al 2% annuo (articolo 11, comma 4).

10 INTERCONNESSIONI

In considerazione del limitato numero di imprese attive attualmente nell'attività di trasporto, la definizione dei conguagli necessari perché i ricavi siano ricondotti a quelli propri di ogni impresa e sia evitata ai clienti una duplicazione di tariffe può essere lasciata ad accordi tra le imprese stesse. Infatti, le imprese conoscono meglio di

chiunque altro le modalità di riscossione delle tariffe, che sono essenziali per un'esatta definizione dei conguagli necessari.

Entro 90 giorni dall'aggiornamento annuale delle tariffe, le imprese provvedono, per i casi di trasporto che interessi tratti di rete di diversa proprietà, a stipulare un accordo per la ripartizione dei ricavi, che deve essere trasmesso all'Autorità. La definizione dei costi di competenza di ogni impresa avviene identificando i flussi di gas naturale sulla rete alla punta di consumo ed evidenziando l'esistenza di eventuali risparmi di costo dovuti a controflussi di gas, nonché i costi relativi al dispacciamento del sistema nazionale del gas e delle porzioni di rete nella disponibilità di ciascuna impresa. In mancanza di accordo entro il termine previsto, provvede l'Autorità, sentiti i soggetti interessati (articolo 8).

11 COSTI DI BILANCIAMENTO DEL SISTEMA E DI MODULAZIONE

L'articolo 18, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00 ha previsto che fino al 31 dicembre 2002 i soggetti che svolgono l'attività di vendita debbono fornire ai clienti non idonei direttamente o indirettamente connessi alla porzione di rete su cui svolgono la loro attività, la disponibilità del servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale e giornaliera adeguata alla domanda di un anno con inverno rigido con frequenza ventennale.

Il medesimo articolo precisa tuttavia al comma 6 che i soggetti che svolgono l'attività di vendita di gas naturale devono disporre di capacità di trasporto, modulazione e stoccaggio adeguate alle forniture da essi richieste, lasciando pertanto in questa prima fase alle imprese di trasporto il compito di assicurare in via residuale a questa tipologia di clienti l'eventuale copertura del fabbisogno in caso di inverno rigido con possibilità di accadimento uno su venti. Con l'estensione dell'idoneità a tutti i clienti finali a partire dall'1 gennaio 2003, il venditore è tenuto ad assicurare anche questo tipo di servizio, e la specificazione degli obblighi di modulazione è stabilita dall'Autorità con riferimento a ciascun comune in funzione dei valori climatici (articolo 18, comma 2 del decreto legislativo n. 164/00).

Pertanto, ai fini del riconoscimento in tariffa dei costi derivanti dalla messa a disposizione di tale servizio, per il periodo temporale stabilito dallo stesso decreto, il trasportatore deve individuare e comunicare le modalità con le quali intende assicurarne e in particolare i requisiti di iniezione, erogazione e volume di gas da stoccaggio necessari. L'Autorità verifica nell'ambito della procedura di approvazione delle proposte presentate dalle imprese le modalità scelte e i costi per esse sostenute, tenuto conto delle vigenti tariffe di stoccaggio e riconoscendo il costo del capitale sui volumi di gas eventualmente necessari, qualora il fabbisogno non risulti già coperto, anche ai sensi dell'articolo 4 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001. Il costo del gas è valutato al costo QE, fissato pari a 314,7 lire/mc, e sottoposto ad aggiornamento bimestrale secondo i criteri della deliberazione dell'Autorità 23 aprile 1999, n. 52/99. QE rappresenta una stima del costo del gas importato in Italia, in conformità con il prezzo del gas al quale si applica l'indicizzazione prevista dalla deliberazione dell'Autorità n. 52/98.

La parte di costi legata ai costi dei servizi di stoccaggio è soggetta, ai sensi dell'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00 a compensazione con la tariffa regolata stabilita dall'Autorità (articolo 9, comma 4). Inoltre, le differenze risultanti dalla diversa valorizzazione del gas necessario per il servizio di modulazione danno luogo a corrispondenti variazioni dei ricavi RA dell'anno termico 2003-2004. La scelta di effettuare una compensazione diretta con RA e di non procedere a compensazioni nei confronti degli utenti si fonda sulla assunzione che tale voce debba assumere valori non particolarmente rilevanti, che non giustificano i necessari costi di fatturazione e ricalcolo per ciascun utente.

Fino alla determinazione della componente QT della tariffa di fornitura ai clienti del mercato vincolato di cui all'articolo 9, comma 3 della deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00 il costo di questo servizio si intende compreso nella componente transitoria CMP e deve pertanto essere riconosciuto al trasportatore dagli utenti della rete che forniscono clienti non idonei.

Oltre ai requisiti e ai costi del servizio di bilanciamento per l'adempimento degli obblighi di cui al citato articolo 18, comma 1 le imprese di trasporto devono comunicare, tenuto conto della quota di clienti finali allacciati alla porzione di rete nella disponibilità di ciascuna, anche le modalità adottate per assicurare il bilanciamento del sistema. Il bilanciamento del sistema in questa fase prevede il bilanciamento giornaliero con margine di tolleranza del 15%, e con verifica e saldo delle quantità complessivamente immesse e prelevate da ciascun utente nella fascia di tolleranza ogni 30 giorni. Il costo di questa flessibilità, garantito alla rete attraverso il ricorso al sistema degli stoccaggi, è ripartito tra tutti gli operatori.

Tale voce di costo e conseguentemente di ricavo, RA (secondo quanto stabilito dall'articolo 4, comma 6 e dall'articolo 9, comma 1, lettera b)) potrà essere modificata in funzione delle scelte di bilanciamento operate nell'ambito del codice di rete e in prospettiva potrebbe essere ridotta a favore dell'assunzione in proprio da parte degli utilizzatori delle modalità di copertura di questo costo di modulazione.

I ricavi derivanti da penalità per sbilanci dei singoli utenti, in quanto hanno determinato un costo per il sistema, sono portati in detrazione dei ricavi RA dell'anno successivo a vantaggio di tutti gli utenti (articolo 11, comma 6).

12 TARIFFA DI RIGASSIFICAZIONE

L'Autorità ha ritenuto di lasciare l'articolazione della tariffa di rigassificazione agli operatori nel rispetto dei ricavi di riferimento. In particolare deve essere assicurata la corrispondenza tra corrispettivi di capacità e i ricavi RL^C e RL^P , così come la corrispondenza tra il corrispettivo variabile e i ricavi RL^E (articolo 10). Si intende in tal modo dare alle imprese alcuni margini di discrezionalità nel proporre le tariffe, tenuto conto che l'impianto di rigassificazione può prestarsi anche ad un utilizzo separato delle sue diverse componenti (ed esempio lo stoccaggio), o ad utilizzi in prospettiva sempre più legati alle opportunità di mercato; in questo modo si privilegiano anche scelte più flessibili nel caso di nuovi terminali.

13 PROPOSTA, APPROVAZIONE E PUBBLICAZIONE DELLE TARIFFE

La tariffa di trasporto e quella di rigassificazione sono proposte annualmente dalle imprese nel rispetto dei ricavi di riferimento e dei criteri fissati dall'Autorità. A regime, la procedura per la proposta, approvazione e pubblicazione delle tariffe per ciascun anno termico si articola in varie fasi.

Le imprese di trasporto e di rigassificazione sottopongono all'Autorità, entro il 31 marzo di ogni anno:

- a) i ricavi RT^N , RT^R , RL^C , relativi al successivo anno termico e aggiornati secondo le modalità dell'articolo 11 della delibera, descritte nel precedente paragrafo X;
- b) i ricavi RT^{NP} , RT^{RP} e RL^P e i corrispettivi integrativi di trasporto CV^P e di rigassificazione CVL^P relativi al successivo anno termico;
- c) un'adeguata rappresentazione anche cartografica delle infrastrutture utilizzate per l'attività di trasporto;
- d) una proposta relativa alla definizione dei punti di entrata e dei punti di uscita dalla rete nazionale di gasdotti, nel rispetto dell'obbligo di trasparenza e imparzialità;
- e) le proposte tariffarie relative al successivo anno termico, calcolate sulla base delle disposizioni della deliberazione, secondo le quali l'impresa maggiore calcola e propone i corrispettivi di capacità per la rete nazionale e il corrispettivo variabile, mentre tutte le imprese di trasporto calcolano e propongono i corrispettivi fissi e i corrispettivi di capacità per le reti regionali;
- f) le proposte relative ai requisiti di iniezione e erogazione e di volume di gas e ai costi dei servizi di bilanciamento del sistema e di modulazione.

L'impresa maggiore presenta contestualmente le proposte avanzate all'Autorità anche alle altre imprese, insieme alla documentazione necessaria per la valutazione delle proposte stesse (articolo 12, comma 3). Infatti, entro il 30 aprile di ogni anno, le imprese diverse dall'impresa maggiore possono avanzare all'Autorità osservazioni e richieste motivate di modifica (articolo 12, comma 4).

Qualora non si pronunci in senso contrario, entro 90 (novanta) giorni dal loro ricevimento, l'Autorità considera approvate le tariffe proposte.

Le imprese di trasporto e le imprese di rigassificazione pubblicano le tariffe, che rimangono in vigore sino all'anno termico successivo, entro 15 giorni dalla data della loro approvazione.

In fase di prima attuazione, al fine di consentire l'applicazione delle tariffe a partire dall'1 ottobre 2001 e di rendere noti agli operatori i livelli tariffari con sufficiente anticipo rispetto al processo di conferimento, sono previsti tempi più ristretti per le varie procedure e una loro semplificazione: le imprese devono trasmettere i ricavi di riferimento e le proposte tariffarie e relative ai punti di entrata e uscita (esclusa pertanto la cartografia) entro 30 giorni dalla data di pubblicazione della deliberazione, le imprese diverse dalla maggiore hanno 15 giorni di tempo dal ricevimento delle proposte per presentare osservazioni e richieste di modifica, e le proposte si intendono approvate qualora l'Autorità non si pronunci in senso contrario entro 60 giorni (articolo 16, comma 3).

Dal momento che le tariffe approvate dall'Autorità rappresentano tariffe massime e che le imprese possono applicare sconti, assicurando trasparenza e parità di trattamento tra utenti (articolo 2, comma 2) è imposto alle imprese stesse l'obbligo di pubblicare, entro 15 giorni dalla loro applicazione, le eventuali riduzioni praticate, con indicazione delle quantità trasportate, nonché delle capacità conferite in ciascun punto di entrata e uscita (articolo 12, comma 7). Tale previsione, oltre naturalmente allo scopo di facilitare la trasparenza verso l'utente, costituisce un utile strumento anche a favore dello sviluppo del mercato secondario.

Ai fini della approvazione delle tariffe per i successivi anni termici, l'Autorità deve disporre di una serie di informazioni, prime tra tutte i ricavi effettivamente percepiti dalle imprese, suddivisi per ciascun corrispettivo, nonché le quantità conferite e trasportate nell'anno termico precedente e i relativi corrispettivi unitari. Pertanto è fatto obbligo alle imprese di trasporto e alle imprese di rigassificazione di trasmettere queste informazioni entro il 28 febbraio di ogni anno, in modo tale da lasciare un sufficiente lasso temporale prima dell'invio da parte delle imprese delle proposte tariffarie per l'anno termico seguente (articolo 13).

14 DISPOSIZIONI URGENTI IN MATERIA DI CONFERIMENTO DELLE CAPACITÀ E DI CORRISPETTIVI PER IL BILANCIAMENTO DEL SISTEMA

Contestualmente alla definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe, l'Autorità ha avviato un procedimento allo scopo di definire le condizioni del servizio alle quali l'utente accede a fronte della corresponsione delle tariffe (documento per la consultazione del 13 marzo 2001). La complessità dei dati e delle informazioni trasmesse richiede ulteriori approfondimenti prima della emanazione del relativo provvedimento.

L'approssimarsi del nuovo anno termico con inizio dall'1 ottobre 2001 richiede tuttavia che siano definiti i criteri per la determinazione delle tariffe per consentire a imprese e utenti di beneficiare del nuovo ordinamento tariffario nel corso del periodo di massimo utilizzo delle infrastrutture e cioè prima dell'inizio dell'inverno. Pertanto la determinazione di alcune previsioni in materia di conferimento della capacità e dei corrispettivi per il bilanciamento del sistema non può che avvenire contestualmente alla definizione del nuovo ordinamento tariffario. In particolare sono state anticipate alcune previsioni relative a temi quali i conferimenti di capacità e i corrispettivi per il bilanciamento del sistema. Da un lato, infatti, le capacità conferite rappresentano un elemento necessario per procedere al calcolo dei relativi corrispettivi; i corrispettivi unitari di capacità, facenti parte della tariffa, devono inoltre essere corrisposti sulla base delle quantità conferite ad ciascun utente. D'altro lato, i corrispettivi di bilanciamento del sistema rappresentano un onere economico, in caso di temporanee richieste degli utenti superiori a quanti concordato, la cui conoscenza è necessaria per orientare correttamente le scelte degli stessi utenti.

La determinazione in via transitoria di modalità semplificate e urgenti in materia di conferimento delle capacità e dei corrispettivi per il bilanciamento del sistema ha comunque beneficiato delle osservazioni ricevute in seguito alla diffusione del documento per la consultazione del 13 marzo 2001. Tali modalità restano in vigore fino

alla emanazione dei codici di rete e nel caso dei conferimenti non oltre il 30 settembre 2002, per dar modo agli operatori di avere certezze sulle modalità di conferimento per il periodo successivo. La definizione di regole provvisorie consente anche di verificarne l'applicazione e di dare utili indicazioni in vista della transizione al regime definitivo.

In coerenza con la definizione di tariffe per un servizio di trasporto di durata pari ad un anno termico, il conferimento di capacità ha di norma una durata corrispondente. L'esito del processo di impegno della capacità da parte degli utenti deve avvenire entro il 15 settembre di ogni anno, per consentire l'ordinato avvio dell'anno termico a partire dal 1 ottobre 2001. Nel caso dei punti di uscita e di riconsegna il conferimento può anche avere durata inferiore, per consentire margini di flessibilità agli utenti e l'adozione di politiche commerciali diverse da parte delle imprese di trasporto. Nei punti di uscita e di riconsegna sono possibili anche conferimenti pro quota, ad esempio nel caso di imprese che intendano in questo modo ripartire il costo di detenere un certo ammontare di capacità di punta per fronteggiare così il rischio di eventuali picchi di consumo.

La previsione di conferimenti di capacità di durata annuale da effettuarsi entro il 15 settembre di ogni anno non deve naturalmente tradursi in rigidità e in un limite per l'utente, tanto più importante in una fase di avvio e di crescita di nuovi operatori. Pertanto, è stato previsto che in presenza di capacità disponibile e rispettando l'anonimato degli utenti richiedenti, l'impresa di trasporto deve consentire lo scambio di capacità rispettivamente da un punto di consegna e di riconsegna ad un altro punto di consegna e riconsegna senza oneri aggiuntivi oltre i corrispettivi relativi a ciascun punto (articolo 14, comma 10). Inoltre, nel corso dell'anno termico, l'impresa di trasporto deve consentire a ciascun utente nuovi conferimenti di capacità o revisioni delle capacità conferite, qualora vi sia ancora capacità disponibile, per forniture in nuovi punti di riconsegna, per l'avvio di nuovi punti di consegna, nuove produzioni e in caso di avvio nuove importazioni (articolo 14, comma 12).

Infine, con cadenza di norma trimestrale l'impresa di trasporto deve consentire nuovi conferimenti o revisioni delle capacità conferite in modo da assicurare la fornitura nei punti di riconsegna, ai clienti finali trasferiti da un fornitore all'altro (articolo 14, comma 13).

All'utente della rete è richiesto di comunicare ogni settimana per quella seguente le prenotazioni giornaliere della capacità per ciascun punto e di confermare ogni giorno per quello seguente le prenotazioni giornaliere. In questa prima fase in cui gli operatori devono bilanciare mensilmente nel limite di tolleranza giornaliera del 15% le quantità immesse e quelle prelevate dalla rete, la richiesta di comunicazione settimanale e conferma giornaliera ha lo scopo di consentire agli utenti di acquisire familiarità con tali prassi, che sono il presupposto per la futura adozione di diverse regole di bilanciamento. In questa fase non è stato previsto il pagamento di corrispettivi in caso di comunicazioni di dati non rispondenti ai flussi effettivi, che rappresenterebbe un incentivo alla corretta indicazione di tali dati.

Tale scelta è giustificata dal fatto che in questa fase l'operatore dominante ha un vantaggio derivante dalla conoscenza pregressa delle modalità di prelievo dei propri clienti, mentre i nuovi utenti necessitano di tempo per adeguarsi al nuovo sistema e affinare la conoscenza delle modalità di prelievo dei loro clienti. Va tuttavia considerato che anche in assenza di penalità è interesse di tutti gli utenti fornire informazioni sempre più accurate, sia perché non è esclusa in prospettiva l'applicazione di tali penalità, sia

perché tale conoscenza permetterà all'utente di ottimizzare i propri flussi e ricavare da ciò opportunità in termini economici.

Qualora si rilevasse l'evidente necessità, ai fini del bilanciamento del sistema e del corretto funzionamento della rete di introdurre ulteriori modalità operative rispetto a quelle indicate dalle condizioni transitorie indicate dalla deliberazione n. 120/01, le imprese di trasporto possono procedere alla loro definizione, in via contrattuale con gli utenti (articolo 14, comma 6).

Le richieste di capacità devono avvenire contestualmente sia per i punti di entrata che per i punti di uscita. Deve essere rispettato il principio che la capacità complessivamente conferita nei punti di entrata non può essere superiore a quella complessivamente conferita (anche pro quota), nei punti di entrata e che le capacità conferite in ciascun punto di uscita (anche pro quota) non possono essere superiori alla somma delle capacità conferite nei singoli punti di riconsegna afferenti ad uno stesso punto di uscita della rete nazionale di gasdotti (articolo 14, comma 5). Tali previsioni hanno lo scopo di evitare in questa fase accaparramenti di capacità nei soli punti di entrata, a scopo speculativo. Viene mantenuto un certo grado di flessibilità in uscita, anche in considerazione del fatto che i flussi in entrata sono controllabili e noti all'utente che invece in uscita risente anche dei comportamenti del suo cliente finale.

L'Autorità ha previsto che gli utenti possano cedere ad altri e scambiare tra loro la capacità di cui dispongono, intendendo in tal modo favorire lo sviluppo di un vero e proprio mercato secondario delle capacità che assicuri l'efficienza del sistema e stimoli alla concorrenza. In questa fase di avvio è stato tuttavia previsto che le cessioni e gli scambi siano comunicate all'Autorità, che vigila affinché tali cessioni e scambi avvengano in condizioni concorrenziali e non vi siano ostacoli alla parità di condizioni di accesso. Ciò allo scopo di evitare comportamenti speculativi e abusi, comunque limitati anche dalla previsione citata dall'articolo 14, comma 10, secondo la quale se vi è capacità disponibile l'impresa di trasporto deve assegnarla ad un utilizzatore a tariffe regolate.

15 CORRISPETTIVI DI BILANCIAMENTO DEL SISTEMA

Al fine di assicurare gradualità nell'introduzione delle nuove regole, e di consentire margini di flessibilità ai nuovi utenti, è stato previsto innanzitutto l'obbligo per l'utente di bilanciamento giornaliero con margine di tolleranza del 15%, con verifica e saldo delle quantità complessivamente immesse e prelevate nella fascia di tolleranza ogni 30 giorni. Nel fissare tale previsione, l'Autorità ha considerato innanzitutto quanto stabilito dal decreto legislativo n. 164/00, che prevede espressamente che i soggetti che effettuano la vendita di gas naturale devono disporre di capacità di trasporto, modulazione e stoccaggio adeguate alle forniture ad esse richieste. Nel caso essi utilizzino, per sopperire a temporanee richieste dei clienti superiori a quanto concordato, ulteriori capacità di trasporto, stoccaggio e modulazione oltre quanto impegnato, sono tenuti a versare un corrispettivo ai fini del bilanciamento del sistema (articolo 18, comma 6, del decreto legislativo n. 164/00). Il decreto legislativo, prevedendo richieste temporanee esclude pertanto comportamenti speculativi e sistematici, così come il ricorso alla rete quale fornitore di gas, anche in coerenza con quanto disposto

dall'articolo 21, comma 5, del predetto decreto legislativo, che prevede la possibilità per l'impresa di trasporto di vendere gas, e comunque non a clienti finali, ai soli fini del bilanciamento del sistema e non ai fini del bilanciamento delle quantità immesse e prelevate dal singolo utente.

Al fine di assicurare la parità di condizioni a tutti gli utenti della rete, l'articolo 15 del provvedimento estende l'obbligo di corrispondere i corrispettivi di bilanciamento a tutti gli utenti della rete nazionale.

Anche in questo caso, così come nella definizione di regole di conferimento, sono previste regole transitorie, che potranno subire modifiche nell'ambito delle condizioni stabilite nel codice di rete. In particolare, se nella fase iniziale è stata data priorità all'obiettivo della gradualità, anche in considerazione della necessità degli utenti di adeguarsi alle nuove regole, giova ripetere che una progressiva definizione di regole più stringenti può costituire anche una occasione per una assunzione in proprio degli oneri di bilanciamento e dunque di risparmi di costo nel caso di utenti in grado di stimare esattamente i propri fabbisogni e prevedere le opportune soluzioni.

Nel definire il corrispettivo di bilanciamento, si è innanzitutto fatta una suddivisione tra sbilanciamento compensato (ovvero che trova compensazione nell'ambito della rete con uno sbilanciamento in senso opposto da parte di altri utenti, e non induce costi aggiuntivi per il sistema) e sbilanciamento non compensato (che al contrario determina un costo per il sistema, che si trova a dover fornire gas non disponibile in rete), e si è proceduto ad individuare una formula per il calcolo dei due tipi di sbilanciamento, prevista dall'articolo 15, commi 4 e 5 del provvedimento.

Nel caso di uno sbilanciamento compensato, e di quantità immesse inferiori a quelle prelevate nell'arco di trenta giorni si applica un corrispettivo pari a QE, aumentato del 15%, che diventa QE diminuito del 10%, in caso di quantità immesse superiori a quelle prelevate.

Nel caso di sbilanciamento non compensato, nel primo caso si applica QE aumentato del 15%, mentre nel secondo caso si riconosce QE diminuito del 20%.

Nel determinare l'ammontare del corrispettivo si è partiti dalla considerazione che esso debba da un lato rispondere il più possibile al criterio di aderenza al costo che uno sbilanciamento genera sul sistema. D'altro canto però, occorre considerare che ad oggi nel nostro Paese non vi è un vero e proprio mercato del gas e l'importazione è caratterizzata da rigidi contratti di lungo termine e da un limitato ricorso a contratti spot. Risulta pertanto impossibile praticare soluzioni come il National Balancing Point inglese, che funge da borsa giornaliera del gas, e dove pertanto i comportamenti speculativi rientrano in normali pratiche di mercato. In questa situazione bisogna innanzitutto disincentivare tali comportamenti, a favore dell'assunzione da parte di ciascun utente delle proprie responsabilità nella copertura del fabbisogno dei propri clienti. Il corrispettivo deve pertanto rispondere all'obiettivo di coprire il costo per il sistema e assicurare la copertura di particolari situazioni imprevedute, rendendo comunque più conveniente per l'utente provvedere autonomamente ai propri fabbisogni di modulazione (utente che comunque non può sapere se troverà esatta compensazione nel sistema e dovrà fare le sue valutazioni a partire dal costo di uno sbilanciamento non compensato).

Naturalmente ciò non toglie che, tra le autonome azioni che possono essere messe in atto dall'utente, vi sia quella di ricorrere ad acquisti di gas da terzi, che rappresenterebbe l'avvio di un mercato del gas anche nel nostro Paese.

Ad oggi, proprio per l'assenza di un vero mercato del gas, la stima del costo dello sbilanciamento è stata fatta necessariamente sulla base del prezzo medio del gas all'importazione. Tenuto conto del carattere transitorio di tali corrispettivi e della mancanza di un riferimento definitivo per le tariffe di stoccaggio, nel caso dello sbilancio non compensato, a tale prezzo si aggiunge un ammontare fissato nel 25% del prezzo del gas.

In questa prima fase, proprio in considerazione della struttura di mercato e di prezzi del gas all'importazione indicizzati sì ad un paniere di greggi e prodotti petroliferi, ma che non varia in corso d'anno per effetto di dinamiche proprie del mercato del gas, tale prezzo viene fatto variare con le regole stabilite dall'Autorità per l'indicizzazione della materia prima destinata alle forniture del mercato vincolato. L'Autorità potrà procedere a modifiche, qualora i criteri sopra menzionati non trovassero più riscontro in tale valore e qualora dovessero riscontrarsi primi segnali di variazioni di tale prezzo anche in funzione di dinamiche proprie del mercato.

Le stesse penalità si applicano nel caso di supero del margine di tolleranza giornaliero. Le imprese di trasporto hanno comunque l'obbligo di informare gli utenti nel più breve tempo possibile circa le quantità effettivamente immesse e prelevate, allo scopo di consentire all'utente di correggere la propria situazione e di riportare i propri flussi negli linea (articolo 15, comma 3).

Sono previsti corrispettivi per il superamento della capacità giornaliera impegnata; in questo caso il corrispettivo rappresenta una penalità in quanto ogni utilizzatore ha l'obbligo di impegnare e quindi conseguentemente di pagare il suo impegno di punta, che rappresenta anche la sue responsabilità di costo del sistema. In questa prima fase sono previste penali non particolarmente punitive, sempre nell'ottica della gradualità e di dare tempo ai nuovi soggetti di poter acquisire e imparare a trattare tutte le informazioni necessarie. Sono inoltre previste asimmetrie sia nella applicazione dei corrispettivi per supero di capacità, sia in termini di margini di tolleranza consentiti. In particolare, nel caso in cui un utente utilizzi capacità in entrata superiore a quella conferita, l'utente corrisponde all'impresa di trasporto un corrispettivo pari a tre volte l'ammontare annuale dei corrispettivi di capacità nel punto di entrata in cui avviene il supero di capacità moltiplicato per la capacità usata in eccesso (articolo 15, comma 8). Nel caso in cui l'utente utilizzi capacità in uscita superiore a quella conferita oltre la soglia di tolleranza del 5 per cento, l'utente corrisponde all'impresa di trasporto un corrispettivo pari:

- a) a 1,5 volte l'ammontare annuale dei corrispettivi di capacità nel punto di uscita in cui avviene il supero di capacità, moltiplicato per la capacità usata in eccesso, per superi a partire dal 5 per cento fino al 15 per cento della capacità conferita;
- b) a due volte l'ammontare annuale dei corrispettivi di capacità nel punto di uscita in cui avviene il supero di capacità, moltiplicato per la capacità usata in eccesso, per superi a partire dal 15 per cento della capacità conferita.

Nel caso in cui l'utente utilizzi capacità nei punti di riconsegna superiore a quella conferita oltre la soglia di tolleranza del 10 per cento, l'utente corrisponde all'impresa di

trasporto un corrispettivo pari a 1,25 volte l'ammontare annuale dei corrispettivi di capacità nel punto di riconsegna in cui avviene il supero di capacità, moltiplicato per la capacità usata in eccesso, per superi a partire dal 10 per cento.

Per quanto riguarda le imprese distributrici, maggiormente esposte, tenuto conto della tipologia di consumo dei loro clienti, all'impatto di variazioni delle condizioni climatiche, è previsto che qualora si registrassero condizioni climatiche eccezionali devono essere applicate riduzioni dei corrispettivi, almeno pari al 25%, al fine di attenuare l'onere delle eventuali penali che tali utenti si troverebbero a pagare. Le condizioni climatiche eccezionali sono definite, in conformità con quanto già in uso nel settore, come quelle stabilito dall'articolo R.8 dell'accordo del 14 ottobre 1996 siglato da Snam Spa, Anci, Federgasacqua, Anig e Assogas che prevede indicazioni in merito alle diverse località.

In considerazione del carattere di urgenza e transitorietà delle condizioni previste, della novità da queste rappresentata per l'organizzazione del settore, e tenuto conto delle difficoltà implicate dalla transizione rispetto alla situazione esistente, è data facoltà alle parti di stipulare contratti in deroga, purché sia assicurato il rispetto del principio della libertà di accesso a parità di condizioni e della massima trasparenza verso gli utenti.

16 COMPENSAZIONI DI CUI ALL'ARTICOLO 23, COMMA 5, DEL DECRETO LEGISLATIVO N. 164/00

L'articolo 17, comma 1, della deliberazione 120/01 ha stabilito che entro il 30 giugno 2002 le imprese di trasporto procedono a compensazione nei confronti degli utenti interessati, ai sensi dell'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, sulla base delle tariffe in vigore alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n.164/00, adottando retroattivamente i valori delle capacità conferite agli utenti al 30 giugno 2001, ovvero, se non disponibili o inferiori, i valori massimi di portata giornaliera rilevati nei singoli punti di entrata ed uscita dalla rete nazionale di gasdotti e di riconsegna delle reti regionali, rilevati nel periodo nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 e la data del 30 giugno 2001. Il citato articolo 23, comma 5, ha stabilito infatti che fino al 31 dicembre 2000 le imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento determinano transitoriamente e pubblicano le tariffe applicate. Successivamente alla pubblicazione delle tariffe determinate dall'Autorità esse procedono a compensazione nei confronti degli utenti interessati, con riferimento al periodo di applicazione della tariffa transitoria. Con l'articolo 17, comma 1, l'Autorità intende dare elementi di certezza al fine di procedere alle compensazioni, tenuto conto della diversa struttura del nuovo ordinamento tariffario rispetto alle condizioni applicate provvisoriamente dalle imprese.