

caso di sbilanciamento tra carico ed immissioni di breve durata non sia assicurato dalla cooperazione di tutti i generatori attivi secondo un principio di solidarietà. Al contrario, nella disciplina prefigurata dalla deliberazione dell'Autorità, l'obbligo per i generatori di mettere a disposizione in ogni momento un certo margine di flessibilità nella potenza che possono immettere in rete non sussiste, se non nella misura in cui il gestore del sistema di trasmissione acquisti da essi tale servizio. In luogo di tale obbligo è introdotto il corrispettivo relativo ai servizi dinamici, a carico di ogni impianto in parallelo con la rete, che copre il relativo costo sostenuto dal gestore della rete. Il principio di solidarietà mantiene invece rilevanza nei rapporti tra il gestore della rete nazionale e quelli degli altri paesi i cui sistemi elettrici sono interconnessi.

1.10.2 Regolazione della tensione

La componente del corrispettivo relativa al servizio di regolazione della tensione copre i costi sostenuti dal gestore della rete di trasmissione per assicurare la stabilità della tensione nella rete; ciò è ottenuto attraverso l'immissione in rete di potenza reattiva da parte di impianti di generazione e l'utilizzo di condensatori, reattori e compensatori variabili (*static variable compensator*). Poiché si tratta di costi per lo più fissi, e di entità relativamente modesta, il corrispettivo è riferito alla potenza impegnata per ora e non è articolato nelle fasce orarie.

In termini di prima approssimazione il prelievo di energia elettrica da luogo a costi maggiori per la regolazione della tensione quanto più basso è il fattore di potenza. Il corrispettivo per la regolazione della tensione è calcolato con riferimento ad una situazione di normalità in cui il fattore di potenza alla riconsegna sia 0,9. Nel caso in cui il fattore di potenza al punto di riconsegna sia inferiore a 0,9 il segnale circa i maggiori costi causati viene inviato all'utente del servizio di vettoriamento nella forma di un aumento delle perdite di trasporto ad esso attribuite.

1.10.3 Dispacciamento

La componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa al dispacciamento copre i costi dell'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.

Trattandosi di un costo comune e di entità relativamente modesta, e in assenza delle informazioni circa le elasticità della domanda necessarie a selezionare la base imponibile che minimizza le distorsioni determinate dalla sua copertura, si è scelto di utilizzare un corrispettivo proporzionale alla potenza impegnata (quindi espressa in lire/kW impegnato/ora).

1.10.4 Misura

La componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa ai sistemi di misura copre i costi dei misuratori impiegati per l'accertamento delle grandezze rilevanti ai fini del calcolo dei corrispettivi di vettoriamento. Essa prende la forma di un corrispettivo annuale fissato in funzione della tensione di riconsegna per la misurazione al punto di riconsegna. Gli oneri relativi alla predisposizione delle apparecchiature di misura nel punto di consegna, che deve avvenire secondo le specifiche tecniche indicate dal gestore della rete ed approvate dall'Autorità, sono a carico del fruitore del servizio di vettoriamento.

1.10.5 Garanzia di riserva di potenza

La componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa alla garanzia di riser-

va di potenza copre i costi di impianto che il gestore della rete di trasmissione sostiene per assicurare la disponibilità di capacità di generazione tale da consentire il prelievo di potenza da parte del fruitore del servizio di vettoriamiento al punto di riconsegna anche qualora la corrispondente e contestuale consegna di potenza venga meno. Si tratta di potenza attivata dopo l'intervallo di tempo iniziale di alcuni minuti durante il quale la capacità venuta meno viene surrogata dal contributo automatico alla regolazione della frequenza da parte dei generatori che forniscono tale servizio.

Lo scambio comporta un costo per il sistema di natura analoga a quello della riserva⁸, nel senso che potenza di generazione deve essere disponibile per consentire il prelievo al punto di riconsegna quando la consegna non avviene contestualmente. La possibilità di scambiare energia elettrica, cioè di compensare differenze di segno opposto, in alcuni intervalli di tempo (dello stesso anno), tra prelievi ed immissioni di energia elettrica rende impossibile caratterizzare tali differenze se positive, nel momento in cui avvengono, come "utilizzo del servizio di riserva" piuttosto che come "utilizzo dello scambio."

La garanzia di riserva di potenza presenta per il fruitore del servizio di vettoriamiento conseguenze analoghe a quelle di un contratto di assicurazione: il fruitore del servizio di vettoriamiento che acquista il servizio di garanzia di riserva di potenza acquista il diritto a pagare, in fase di riconciliazione, eventuali differenze positive tra l'energia prelevata e quella immessa al corrispettivo di $3 \cdot Ct$, mentre il corrispettivo applicato in assenza di garanzia di riserva di potenza è pari a $9 \cdot Ct$.

La possibilità per gli utenti del servizio di vettoriamiento e per gli autoproduttori di acquistare ad una tariffa regolata la garanzia di riserva di potenza sostituisce i cosiddetti "contratti di soccorso," e le forniture di integrazione che prima della deliberazione dell'Autorità non erano soggette a regolamentazione.

1.11 Pedaggi in energia a copertura delle perdite

All'energia consegnata per il vettoriamiento e scambio sono sottratti pedaggi a copertura delle perdite, per la cui determinazione si fa riferimento alle componenti del PCV.

I pedaggi a copertura delle perdite sono proporzionali all'energia vettoriata. In tale previsione è implicita una semplificazione, in quanto in realtà le perdite aumentano in proporzione al quadrato dell'energia vettoriata; l'aderenza del pedaggio alle perdite effettive richiederebbe di applicare all'energia elettrica vettoriata coefficienti di perdita che aumentano all'aumentare del carico complessivo sui corrispondenti segmenti di rete. Il limite principale di tale meccanismo risiede nella mancanza di prevedibilità dei pedaggi per il fruitore del servizio di vettoriamiento, che conoscerebbe le perdite di cui è responsabile solo ex-post, dipendendo queste dall'utilizzo della rete da parte di altri soggetti. Inoltre una tale attribuzione ai fruitori del servizio di vettoriamiento delle responsabilità in fatto di perdite non sarebbe coerente con il riferimento ad un percorso convenzionale dell'energia, in generale diverso da quello in cui le perdite si verificano.

Le modalità di calcolo dei pedaggi sono coerenti con le diverse assunzioni circa la topologia delle reti in alta-altissima tensione e in media e bassa tensione.

8 Tale onere è trasferito agli utenti del servizio di scambio attraverso i coefficienti di scambio.

9 Ct è il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, come successivamente modificata e integrata.

1.11.1 Perdite sul segmento del PCV in alta-altissima tensione

Per il segmento del PCV in alta-altissima tensione all'energia elettrica consegnata viene sottratta una frazione che varia a seconda della regione in cui si trova il punto di consegna.

Idealmente i coefficienti di perdita alla consegna dovrebbero trasmettere al fruitore del servizio di vettoriamiento un segnale delle maggiori perdite cui la sua consegna da luogo nel sistema di trasmissione. Tale grandezza tuttavia varia sia tra diversi nodi all'interno della stessa regione sia nel tempo, per cui esigenze di semplificazione del meccanismo e prevedibilità dei pedaggi hanno condotto alle seguenti previsioni:

- i coefficienti sono fissati dall'Autorità per un periodo di almeno tre anni;
- uno stesso coefficiente di perdita si applica a tutti i nodi situati nella stessa regione;
- lo stesso coefficiente si applica in tutte le ore dell'anno;
- i coefficienti vigenti al momento della stipulazione di un contratto di vettoriamiento si applicano per tutta la sua durata, anche qualora nel frattempo intervenga un aggiornamento.

L'allontanamento del criterio dell'aderenza dei pedaggi alle perdite, che il riferimento unificato alle reti di alta e di altissima tensione comporta, è mitigato dalla previsione che qualora la distanza della componente in alta-altissima tensione del PCV sia inferiore a 40 chilometri, i pedaggi sono ridotti in proporzione alla minore distanza.

Seppure con le imperfezioni dovute all'utilizzo di medie tra le situazioni di diversi punti della rete e di periodi diversi, i coefficienti di perdita dovrebbero contribuire a rendere conveniente la localizzazione di nuovi impianti di generazione in aree geografiche caratterizzate da eccesso di domanda, riducendo nel tempo i trasferimenti di energia tra zone in surplus e zone in deficit energetico, costosi in termini sia di perdite sia di dimensionamento delle infrastrutture di trasmissione.

I coefficienti di perdita nel punto di riconsegna dell'energia elettrica dal sistema di alta-altissima tensione dovrebbero essere determinati secondo una logica analoga a quella dei coefficienti di perdita nei punti di consegna; tuttavia:

- è plausibile che le scelte di localizzazione dei consumatori di energia elettrica siano meno sensibili ai segnali forniti dai coefficienti di perdita di quelle dei generatori;
- anche nel caso delle perdite vi è una esigenza di coerenza della disciplina del vettoriamiento con il trattamento implicitamente riservato agli utenti serviti con contratti di fornitura, analoga a quella che sussiste per i corrispettivi di potenza.

Per questi motivi la copertura delle perdite medie ai punti di riconsegna è stata ottenuta incrementando i coefficienti di perdita relativi ai punti di consegna. L'incremento è stato effettuato in modo da mantenere inalterate le proporzioni tra i coefficienti di perdita alla consegna precedentemente determinati.

1.11.2 Perdite sul segmento del PCV in media e bassa tensione

Coerentemente con quanto assunto in materia di corrispettivi di potenza, le perdite su linee in media e bassa tensione sono determinate in modo proporzionale alla lunghezza delle corrispondenti distanze.

I pedaggi per la copertura delle perdite di trasporto sulle reti di media e bassa tensione sono pari a quelli registrati a consuntivo dall'Enel nel 1997. Poiché i flussi di potenza sulla reti nazionali vanno prevalentemente da livelli di tensione maggiori a

livelli di tensione inferiori, in generale la consegna di potenza in media o bassa tensione, nell'ambito del vettoriamento, avverrà in "controflusso" e quindi avrà l'effetto di attenuare le perdite riducendo la potenza che deve essere trasferita dai livelli di tensione superiori. Per questa ragione alla porzione a tensione crescente del PCV non sono attribuite perdite.

1.11.3 Maggiorazione delle perdite in funzione del fattore di potenza

Il fattore di potenza ($\cos \phi$) dipende dal rapporto tra energia attiva ed energia reattiva prelevate dalla rete. I limiti al fattore di potenza sono fissati, nell'ambito delle norme tecniche, nell'art. 5 del provvedimento. Per quanto concerne la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata un fattore di potenza di 0,9 è accettato come normale nel sistema elettrico interconnesso europeo. La riconsegna di energia elettrica con un fattore di potenza inferiore a tale livello causa maggiori perdite di trasporto dell'energia e contestualmente una maggior caduta della tensione.

Nella nuova regolamentazione del vettoriamento il costo della deviazione del fattore di potenza dal livello normale viene trasferito sul fruitore del servizio di vettoriamento nella forma di un aumento del pedaggio a copertura delle perdite, con le seguenti approssimazioni:

- l'aumento è riferito esclusivamente al tratto del PCV che termina nel punto di riconsegna;
- l'aumento è applicato nella forma di una quota costante dell'energia prelevata.

L'aumento è espresso in termini di percentuale di perdite aggiuntive per centesimo di scostamento del fattore di potenza medio mensile da 0,9, nel caso la riconsegna avvenga in alta o altissima tensione e in termini di percentuale di perdite aggiuntive per km per centesimo di scostamento del fattore di potenza medio mensile da 0,9, qualora la riconsegna avvenga in media o bassa tensione. I valori delle maggiori perdite corrispondenti allo scostamento del fattore di potenza da 0,9 sono stati determinati con riferimento a linee ideali con caratteristiche analoghe a quelle reali.

In particolare, nel caso di riconsegna in alta o altissima tensione, è stata considerata una linea a 220 kV di lunghezza pari a 130 km, con resistenza $R=0,028$ ohm/km, reattanza $X=0,4$ ohm/km e capacità 8,6 nF/km. Nel caso di riconsegna in media tensione una linea a 20 kV, in configurazione aerea con sezione 150 mm², con resistenza $R=0,226$ ohm/km, reattanza $X=0,35$ ohm/km e capacità 10 nF/km. Nel caso di bassa tensione si è fatto riferimento ad una linea a 380 V, in cavo con tre conduttori da 150 mm² con resistenza $R=0,206$ ohm/km. In ciascun caso è stato ipotizzato un caricamento pari a quello che, con fattore di potenza 0,9, fornisce perdite medie uguali a quelle che sono state registrate nel 1997 dall'Enel per lo stesso livello di tensione. Il coefficiente di maggior perdita, in funzione delle deviazioni del fattore di potenza da 0,9 e fino a 0,7, è stato quindi posto pari ad un ventesimo della differenza percentuale tra le perdite lungo la linea ideale in caso di fattore di potenza 0,9 e di fattore di potenza 0,7.

1.11.4 Esempi di determinazione delle perdite

Esempio a

Si consideri un vettoriamento con consegna in alta tensione in Lombardia, riconsegna in bassa tensione e distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna pari a km 50. Si assuma inoltre che il prelievo avvenga con fattore di potenza pari a 0,85.

Il PCV è composto da un tratto in alta-altissima tensione di lunghezza km 29,5, un tratto in media tensione di lunghezza pari a km 20 e un tratto in bassa tensione di lun-

ghezza pari a m 500.

Per ciascun kWh consegnato il pedaggio in energia a copertura delle perdite è pari a $1-c+s$, con:

$$c=[1-(29,5/40)*(1-0,98)]*[0,99]*[0,99873^{20}]*[0,981]*[1-0,5*(1-0,9254)]$$

$$s=[0,5*5*0,00225].$$

Esempio b

Si consideri un vettoriamiento con consegna e riconsegna in media tensione, distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna di km 15,4 e fattore di potenza al prelievo di 0,80.

Il PCV è composto da un solo tratto in media tensione di km 15,4 e il pedaggio in energia per kWh è pari a $1-c+s$ con:

$$c=[0,99873^{15}*(1-0,4*(1-0,99873))]$$

$$s=[15,4*10*0,00003].$$

1.12 Aggiornamento dei corrispettivi e dei pedaggi

1.12.1 Aggiornamento dei corrispettivi di potenza e dei corrispettivi per l'uso del sistema

L'aggiornamento dei corrispettivi di potenza e dei corrispettivi per l'uso del sistema avviene secondo il metodo del *price-cap*. All'inizio di ogni anno tali corrispettivi subiscono una variazione percentuale pari alla differenza tra il tasso di inflazione registrato nell'anno precedente ed un coefficiente fissato dall'Autorità con separato provvedimento per un periodo almeno triennale. Tale coefficiente trasferisce automaticamente agli utenti del servizio di vettoriamiento, nella forma di una riduzione dei prezzi medi in misura prefissata, gli incrementi di produttività nella gestione della rete. Riduzioni dei costi, al netto dell'inflazione, in termini percentuali superiori a tale coefficiente non danno luogo nel periodo almeno triennale ad ulteriori riduzioni dei corrispettivi di vettoriamiento e quindi si traducano, per i gestori delle reti, in maggiori profitti. Simmetricamente riduzioni dei costi, al netto dell'inflazione, in termini percentuali inferiori al coefficiente si traducono in perdite per i gestori delle reti.

Nell'aggiornamento dei corrispettivi si tiene conto anche di:

- a) recuperi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati per un periodo almeno triennale;
- b) costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- c) costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

1.12.2 Aggiornamento dei pedaggi a copertura delle perdite

I pedaggi a copertura delle perdite sono aggiornati a cadenza almeno triennale dall'Autorità.

Poiché è possibile che i coefficienti di perdita relativi al tratto in alta ed altissima tensione esercitino una influenza sulle scelte di localizzazione degli impianti di generazione, le cui implicazioni economiche si realizzano in periodi dell'ordine dei decenni, gli aggiornamenti di tali pedaggi non si applicano ai contratti di vettoriamiento in corso al momento dell'aggiornamento.

Tale previsione è finalizzata a:

- a) rendere certo per l'utente del servizio di vettoriamiento il valore del pedaggio che sarà applicato per tutta la durata del contratto;
- b) potenziare l'incentivo per i generatori a collocarsi in aree del territorio caratterizzate da deficit di capacità produttiva rispetto alla domanda, in quanto un pedaggio a copertura delle perdite prossimo a uno che segnala la situazione deficitaria di un'area, viene applicato al generatore che vi si insedi anche se nell'intervallo di validità del contratto di vettoriamiento tale situazione deficitaria viene meno.

1.13 Riconciliazione dell'energia elettrica consegnata e riconsegnata e scambio

Il vettoriamiento si caratterizza per la simultaneità dell'immissione in rete e prelievo dalla rete dell'energia elettrica vettoriata. La simultaneità tra consegna e riconsegna di energia elettrica nell'esecuzione di un contratto di vettoriamiento viene accertata nella cosiddetta fase di "riconciliazione". Nella disciplina introdotta dalla deliberazione dell'Autorità la simultaneità tra consegna e riconsegna viene determinata su base oraria: per il calcolo della differenza rilevante ai fini della riconciliazione si utilizzano, per ciascuna ora fissa, l'energia elettrica consegnata, al netto dei pedaggi a copertura delle perdite, e quella riconsegnata. Sono quindi implicitamente considerati come simultanei le immissioni e i prelievi di energia elettrica che avvengono nella medesima ora fissa.

Si realizza uno scambio di energia elettrica in presenza di eccessi di consegna, al netto dei pedaggi, rispetto alla riconsegna in alcune ore fisse ed eccessi di riconsegna rispetto alla consegna in altre ore fisse. Nel caso di vettoriamenti da più punti di consegna sono rilevanti le differenze, in ciascuna ora, tra il complesso dell'energia elettrica immessa in tutti i punti di consegna e il complesso dell'energia elettrica prelevata in tutti i punti di riconsegna. In fase di riconciliazione gli eccessi di consegna, a partire da quelli che si verificano nelle ore di maggior carico del sistema (fascia oraria F1), sono compensati, al netto dei pedaggi, dagli eccessi di riconsegna, al netto dei pedaggi. All'energia immessa in eccesso si applicano coefficienti di scambio che riflettono il costo di generazione dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie. I coefficienti di scambio sono diversi a seconda della tipologia di impianto che immette nella rete energia elettrica per il vettoriamiento. Condizioni più favorevoli sono accordate agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e, anche se in misura inferiore, agli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili e da quelli alimentati da fonti assimilate a quelle rinnovabili¹⁰.

Le compensazioni a titolo di scambio avvengono su base annuale. Qualora, dopo la compensazione a titolo di scambio permanga una differenza tra energia elettrica consegnata, al netto dei pedaggi a copertura delle perdite, ed energia elettrica riconsegnata, si applica a tale differenza:

- a) se positiva, il trattamento previsto in ore piene per le eccedenze di energia elettrica dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1997, n. 108/97, quantificando la suddetta differenza con riferimento alla fascia oraria F1;
- b) se negativa, un corrispettivo pari a nove volte il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici, di cui all'articolo

¹⁰ Definiti dall'art. 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10 purché, nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili, sia soddisfatta la condizione tecnica per l'assimilabilità prevista dal titolo I del provvedimento CIP n. 6/1992.

6, comma 6.5 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, come successivamente modificata ed integrata, quantificando la suddetta differenza con riferimento alla fascia oraria F4. Si applica un corrispettivo pari a tre volte il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici qualora sia stata richiesto il servizio di garanzia di riserva di potenza.

A titolo di esempio, si consideri ad esempio il caso di un vettoriamiento in cui l'impianto che consegna l'energia elettrica vettoriata sia alimentato da fonte convenzionale, per il quale sia stato acquistato il servizio di riserva di potenza e in cui, dopo l'applicazione del pedaggio per le perdite e dopo la compensazione a titolo di scambio con differenze di segno opposto registrate in altre ore fisse della stessa fascia (che avviene applicando il coefficiente di scambio 0,60), residuino le seguenti eccedenze di consegna rispetto alla riconsegna: +30 MWh in F1, +12 MWh in F2, -20 MWh in F3 e -40 MWh in F4. La compensazione riguarda in primo luogo il surplus di 30 MWh in F1, che viene utilizzato per compensare i 20 MWh di deficit in F3; residuino $30-20/0,79=4,7$ MWh, che si compensano con $4,7*1,07=5,0$ MWh di deficit in F4. Al termine della compensazione del surplus in F1 restano quindi da compensare le seguenti differenze: 0 in F1, +12 MWh in F2, 0 in F3, -35 MWh in F4. Dopo la compensazione del surplus in F2 residuano $-(35-12*1,00)=-23$ MWh non compensati in F4, per i quali è dovuto al gestore della rete un corrispettivo pari a tre volte il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici, di cui all'articolo 6, comma 6.5 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 come successivamente modificata ed integrata.

Si consideri, come secondo esempio, un vettoriamiento con le stesse caratteristiche di quello precedente ma in cui, dopo la compensazione a titolo di scambio tra differenze di segno opposto registrate in ore fisse della stessa fascia, residuino le seguenti eccedenze di consegna rispetto alla riconsegna: +30 MWh in F1, +12 MWh in F2, -20 MWh in F3 e -8 MWh in F4. La compensazione riguarda in primo luogo il surplus di 30 MWh in F1, che viene utilizzato per compensare i 20 MWh di deficit in F3; residuano $30-20/0,79=4,7$ MWh, che si compensano con $4,7*1,07=5,0$ MWh di deficit in F4. Al termine della compensazione del surplus in F1 restano quindi da compensare le seguenti differenze: 0 in F1, +12 MWh in F2, 0 in F3, -3 MWh in F4. Dopo la compensazione del surplus in F2 residuano $+(12-3/1,00)=+9$ MWh non compensati in F2; il cui equivalente in F1, pari a $+9*0,92$, riceve un corrispettivo pari a quello previsto in ore piene per le eccedenze di energia elettrica dalla deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, e successive modifiche ed integrazioni.¹¹

Da un punto di vista generale va enfatizzato il limite generale che rende la disciplina dello scambio introdotta dalla deliberazione dell'Autorità un sostituto altamente imperfetto di un meccanismo di determinazione del valore dell'energia elettrica basato sul mercato. Nella disciplina della riconciliazione viene di fatto operata una valorizzazione dell'energia consegnata e riconsegnata in momenti diversi. Tale valorizzazione:

- è "relativa" per l'energia oggetto di compensazione, per la quale il provvedimento stabilisce i rapporti di scambio tra kWh immessi in ciascuna ora e kWh prelevati in ciascuna altra ora;

¹¹ Si noti che la quantificazione dei saldi risultanti dalle compensazioni tra le fasce avviene utilizzando i coefficienti della tabella 11 della deliberazione n. 13/99, indipendentemente dalla tipologia di impianto che consegna l'energia elettrica per il vettoriamiento.

- è assoluta per l'energia elettrica residua dopo la compensazione, per la quale il provvedimento stabilisce un prezzo di "cessione" degli eccessi di consegna e uno di "integrazione" dei deficit di consegna.

Entrambe le valutazioni, nella disciplina della deliberazione dell'Autorità, sono imposte amministrativamente, ove invece in un meccanismo di mercato sarebbero determinate, istante per istante, dalla interazione tra domanda e offerta. Ad esempio il rapporto di scambio di una consegna avvenuta al momento t_1 , rispetto ad una riconsegna della stessa quantità nel momento t_2 , sarebbe pari al rapporto P_1/P_2 , dove P_1 e P_2 sono i prezzi di mercato che si determinano rispettivamente al momento t_1 e t_2 .

Per questa ragione la disciplina introdotta con la deliberazione dell'Autorità deve essere considerata come transitoria, in vista dell'organizzazione di un vero e proprio mercato dell'energia elettrica all'ingrosso.

1.14 Vettoriamento internazionale

La deliberazione dell'Autorità disciplina temporaneamente i vettoriamenti internazionali, in attesa che la materia sia disciplinata a livello comunitario.

Nel caso di vettoriamenti internazionali per i quali il punto di consegna o il punto di riconsegna sia localizzato sul territorio nazionale, il percorso convenzionale rilevante per la determinazione dei corrispettivi di potenza e dei pedaggi in energia è determinato in base alla distanza, misurata in linea d'aria, tra, rispettivamente, il punto di consegna o il punto di riconsegna ed il più vicino punto del rilevante confine dello Stato italiano, oltre che, come nel caso generale, alle tensioni di consegna o riconsegna. I corrispettivi e le perdite sono determinati come nel caso di vettoriamento nazionale, con l'eccezione del corrispettivo di potenza relativo al segmento in alta-altissima tensione del PCV¹² che è ridotto del 50% rispetto a quello applicato nel vettoriamento nazionale.

Nel caso di vettoriamenti internazionali che interessino reti nazionali, per i quali né il punto di consegna né il punto di riconsegna sia localizzato sul territorio nazionale non si applicano corrispettivi di potenza e per l'uso del sistema. Si applica esclusivamente il pedaggio in energia a copertura delle perdite, riferito ad una distanza pari alla minima distanza in linea d'aria tra i rilevanti confini dello Stato italiano.

La riduzione del 50% del corrispettivo di potenza nel caso di vettoriamento internazionale con consegna o riconsegna in Italia e la sua non applicazione nel caso di solo "transito" sulle reti italiane sono finalizzati a rendere coerente, seppure con i limiti di una soluzione non coordinata su scala internazionale, il trattamento economico applicato in Italia ad un vettoriamento internazionale con quello applicato alla stessa transazione negli altri paesi coinvolti¹³.

1.15 Maggiorazioni

Una distorsione analoga a quella che si determinerebbe qualora i corrispettivi e i pedaggi di vettoriamento fossero inferiori a quelli implicitamente gravanti sugli utenti finali forniti a tariffe regolate si originerebbe qualora solo questi ultimi fosse-

12 Le interconnessioni della rete nazionale con le reti estere si assumono tutte in alta-altissima tensione.

13 Questa soluzione è per altro in linea con la soluzione recentemente proposta dai regolatori italiano, spagnolo e portoghese e da un comitato composto di membri dell'UCPTE.

ro chiamati a sostenere il costo dei cosiddetti oneri di sistema, attualmente coperti attraverso componenti inglobate nella parte A della tariffa e relativi:

- alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari;
- alla copertura dei contributi riconosciuti alle imprese fornitrici-acquirenti a fronte di acquisti di energia elettrica prodotta da operatori terzi e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-fornitrici sull'energia elettrica prodotta dai loro impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate.

Nella prospettiva dell'apertura del mercato l'esentare le forniture realizzate attraverso contratti di vettoriamento e scambio dalla contribuzione a tali oneri, come avveniva nella disciplina in vigore prima della deliberazione dell'Autorità, determinerebbe distorsioni potenzialmente rilevanti, in quanto il ricorso al mercato libero da parte di un numero crescente di clienti idonei potrebbe essere motivato non da un minor costo della fornitura bensì dall'esenzione del pagamento delle componenti tariffarie applicate invece alle forniture "a tariffa". Inoltre nel medio periodo l'assottigliamento del segmento dei clienti vincolati renderebbe problematica la copertura degli oneri di sistema attraverso i sovrapprezzi gravanti solo su tali clienti. La concentrazione degli oneri di sistema sui clienti che non hanno accesso al mercato libero è stata inoltre ritenuta non desiderabile dal punto di vista equitativo.

Per questo motivo nella disciplina introdotta dalla deliberazione dell'Autorità sono previste maggiorazioni ai corrispettivi di vettoriamento di livello pari a quelle applicate agli utenti finali con caratteristiche di riconsegna analoghe a quelle del cliente fruitore del servizio di vettoriamento, così che la partecipazione alla copertura degli oneri di sistema sia neutrale rispetto alla scelta di ricorrere alla fornitura a tariffe regulate o attraverso vettoriamento.

Le aliquote applicabili sono uguali a quelle delle componenti A2 e A3 della parte A delle tariffe di fornitura agli utenti finali, che entrano in vigore a partire dal 1 marzo 1999, come anticipato nella deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 1998 n.161/98. La nuova struttura riferisce le maggiorazioni corrispondenti alle componenti A2 e A3 della parte A della tariffa alla potenza impegnata e all'energia prelevata, ove in precedenza il riferimento era esclusivamente all'energia prelevata. Il trasferimento di parte dell'onere relativo alle componenti A2 e A3 dall'energia alla potenza impegnata è desiderabile in termini di efficienza allocativa se, come è plausibile, la nuova base imponibile non è più elastica di quella su cui precedentemente gravava l'intero onere. I livelli delle maggiorazioni e delle componenti A2 e A3 sono stati determinati in modo da mantenere invariato il gettito complessivo rispetto a quello ottenibile con le aliquote precedentemente in vigore, con riferimento alle previsioni di domanda di energia elettrica per categorie di utenti per il 1998 fornite dall'Enel. I livelli delle aliquote riferite alla potenza impegnata e all'energia prelevata sono stati determinati in base alle ore di utilizzazione medie delle categorie di utenti alle quali si applica la nuova struttura binomia.¹⁴ Per ciascuna componente è stato allocato il 75% dell'onere sulla potenza e il 25% sull'energia, una proporzione analoga a quella che attualmente sussiste tra la componente fissa e la componente variabile dei costi di fornitura del servizio elettrico.

Le maggiorazioni saranno incassate dal gestore della rete di trasmissione, che funge da agente esattore, e versati alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Nel caso in cui l'energia vettoriata non transiti sulla rete di trasmissione, bensì sulla rete di distri-

¹⁴ Sono escluse dall'applicazione dei nuovi corrispettivi le forniture in bassa tensione per usi domestici, in alta tensione per la produzione di alluminio primario, alle Ferrovie dello Stato, per i quantitativi di energia per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4 comma 2 del D.P.R. 22 maggio 1963, n.730, nonché le forniture di cui al comma 2.4 della deliberazione 26 giugno 1997 n. 70.

buzione, i sovrapprezzi saranno incassati dal gestore di quest'ultima rete e quindi versati alla stessa Cassa conguaglio.

Peraltro, la decorrenza dell'applicazione delle maggiorazioni ai corrispettivi di vettoriamiento è rinviata a successiva deliberazione dell'Autorità, da assumersi in relazione ai decreti legislativi previsti dall'art. 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128.

1.16 Schema di contratto tipo e contratti in deroga

La deliberazione proposta prevede che l'Autorità approvi, entro sessanta giorni dalla sua entrata in vigore, uno schema di contratto-tipo per la prestazione del servizio di vettoriamiento. Lo schema di contratto tipo recepirà, specificandole al livello di dettaglio più appropriato, le disposizioni contenute nella deliberazione proposta. Sarà comunque possibile, per motivate esigenze e previa autorizzazione da parte dell'Autorità, stipulare contratti in deroga rispetto alle condizioni previste dagli articoli da 5 a 12 e dall'articolo 15 della deliberazione proposta, o anche difformi dallo schema di contratto-tipo.

L'Autorità, qualora il contratto in deroga o difforme dallo schema di contratto-tipo contrasti con l'esigenza di garantire libertà di accesso alla rete e suo uso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio, può rifiutarne l'approvazione, ovvero subordinarla a modifiche delle clausole contrattuali. Se l'Autorità non si pronuncia entro trenta giorni dalla domanda di autorizzazione, l'autorizzazione si intende tacitamente accordata.

APPENDICE A: CRITERI UTILIZZATI PER LA DETERMINAZIONE DELLA STRUTTURA E DEL LIVELLO DEI CORRISPETTIVI, DEI PEDAGGI A COPERTURA DELLE PERDITE PER IL VETTORIAMENTO E DEI COEFFICIENTI DI SCAMBIO

A.1 Corrispettivi di potenza per il segmento in alta-altissima tensione del PCV

I corrispettivi di potenza per il segmento di alta-altissima tensione del PCV sono riferiti alla potenza impegnata e differenziati per fascia oraria. L'articolazione nelle fasce orarie è stata determinata facendo riferimento alla nozione teorica di *peak-load pricing*. Da tale nozione possono essere derivati immediatamente correlati empirici nel caso in cui la domanda sia variabile nel tempo ma in modo perfettamente prevedibile. In questo caso i prezzi efficienti sono quelli che consentono il recupero di tutti i costi fissi dell'infrastruttura condivisa nei periodi in cui essa è utilizzata pienamente; coerentemente con tale principio il prezzo efficiente da applicare nelle fasce orarie in cui il sistema di trasmissione è utilizzato ad un livello inferiore rispetto alla piena capacità rifletterebbe i soli costi variabili e sarebbe pertanto, nel caso in esame, pressoché nullo.

Tale soluzione non è teoricamente ottimale né praticamente attuabile nel caso del vettoriamento. Dal punto di vista teorico, essendo la domanda variabile in maniera non completamente prevedibile le reti sono dimensionate per garantire l'integrità del sistema, in modo che in condizioni normali il pieno utilizzo della capacità di fatto non si verifichi in alcun istante di tempo.

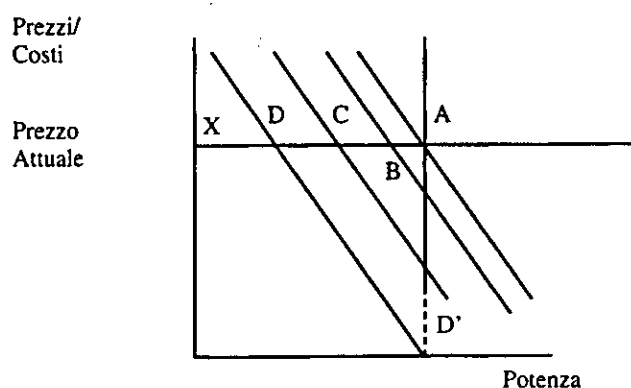
Dal punto di vista pratico, avendo le punte di domanda una durata limitata, i prezzi da applicare nelle ore di punta per la copertura di tutti i costi, secondo il principio del *peak-load pricing*, risulterebbero elevati e fornirebbero forti incentivi a spostare l'utilizzo delle reti per il vettoriamento nelle ore definite come non di punta ai fini tariffari. Come risultato le punte di carico effettive si sposterebbero nelle fasce orarie che a fini tariffari sono definite come non di punta, rendendo impossibile la copertura dei costi delle reti e dando luogo ad inefficienza nell'utilizzo delle stesse. Una soluzione potrebbe consistere nella definizione ex-post di quali ore siano di punta e quali non di punta; il fruitore del servizio di vettoriamento verrebbe a conoscere solo alla fine, ed esempio, di ogni anno, quanto del suo vettoriamento è avvenuto in ore di punta e quanto nelle ore non di punta. A rendere impraticabile tale soluzione è l'incertezza in merito ai corrispettivi che essa implica per i fruitori del servizio di vettoriamento.

Nella determinazione dei corrispettivi di potenza fissati dalla deliberazione dell'Autorità si è:

- i) fatto riferimento ai prezzi che si determinerebbero secondo il criterio del *peak-load pricing* nel caso di domanda perfettamente prevedibile;
- ii) assunto come riferimento ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza un livello di capacità produttiva pari al picco della domanda nell'anno 1997 e si è assunto che tale livello sia quello ottimale;
- iii) assunto che la domanda di vettoriamento sia (localmente) lineare con stessa pendenza in tutte le fasce orarie e che al presente i consumatori ricevano un segnale di costo dei servizi di trasmissione e distribuzione uniforme nelle fasce orarie;
- iv) fatto riferimento alle fasce orarie attualmente vigenti per le forniture multiorarie agli utenti finali.

Queste semplificazioni sono illustrate nella Figura A.1

Figura A.1



Le informazioni utilizzate individuano i punti A, B, C, D, che corrispondono al livello massimo della domanda in ciascuna delle quattro fasce orarie. Il riferimento al livello massimo di carico in ogni fascia è coerente con l'utilizzo di fasce che coprono un numero elevato di ore. Per l'applicazione del criterio di "peak-load pricing" con domanda nota è necessario stabilire il livello di capacità produttiva disponibile; con l'assunzione 2 tale livello è stato fissato pari alla potenza corrispondente al punto A. Le funzioni di domanda nelle fasce, di ciascuna delle quali era noto solo un punto, sono state stimate in ipotesi di linearità e di identità delle pendenze; è stato inoltre assunto che la domanda che si osserverebbe nelle ore di più basso carico, qualora in tali ore fosse applicato un corrispettivo di vettoriamento pari a zero, fosse pari alla domanda che si osserva, ai prezzi attualmente in vigore, nella fascia di punta.

Quest'ultima ipotesi determina un secondo punto della curva di domanda nella fascia di minor carico, indicato con D' nella Figura A.1, che, insieme alle altre assunzioni, determina completamente il sistema di domanda. I pesi che ripartiscono nelle diverse fasce i costi di ammortamento e la remunerazione del capitale investito sono pari a 0, per la fascia F4 e ai rapporti AX/AX , BX/AX , e CX/AX^{15} nella Figura A.1, - dopo un loro aggiustamento per tenere conto della diversa lunghezza delle fasce, - rispettivamente per le fasce F1, F2, e F3. Gli altri costi sono stati ripartiti uniformemente tra le fasce.

L'ampiezza delle fasce dovrebbe evitare rilevanti spostamenti del picco del carico come risposta all'articolazione dei corrispettivi, fermi restando gli incentivi all'appiattimento della curva di carico forniti da tale articolazione.

I corrispettivi di potenza sono stati determinati in modo da assicurare la neutralità per il proprietario delle reti, ai fini della copertura dei costi di potenza di trasmissione e distribuzione, del prestare il servizio di vettoriamento o la fornitura del servizio elettrico. Ottenere tale neutralità richiede la conoscenza del rapporto tra potenza impegnata e potenza effettivamente vettoriata, in quanto il fornitore integrato che perda un utente finale, diventandone il prestatore del servizio di vettoriamento, subisce un

15 Ciascuna coppia di lettere indica la lunghezza del segmento compreso tra i due punti cui le lettere si riferiscono.

mancato ricavo pari al prodotto tra la tariffa applicata a quel soggetto come utente finale — per la componente relativa al costo di trasmissione e distribuzione — e la potenza impegnata per la fornitura da quell'utente; mentre realizza un ricavo per la prestazione del servizio di vettoramento pari al prodotto tra il corrispettivo di potenza e la potenza impegnata per il vettoramento. La previsione che sia possibile differenziare l'impegno di potenza di vettoramento ora per ora e che la riconciliazione tra energia consegnata e riconsegnata avvenga su base oraria suggeriscono che le due grandezze, potenza impegnata per il vettoramento e potenza effettivamente vettoriata, saranno molto vicine; per questo si è assunto, ai fini della determinazione dei corrispettivi, un rapporto tra potenza impegnata e effettivamente vettoriata di 1.1: si assume cioè che un kW per ora di fornitura ad un utente finale perso dal fornitore integrato corrisponda a 1.1 kW per ora di capacità di vettoramento da questo prestati al fornitore sostitutivo.

Tutti i corrispettivi di potenza sono stati corretti per sterilizzare l'effetto, in termini di minore gettito per i fornitori del servizio di vettoramento, delle agevolazioni concesse agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, cui si applicano corrispettivi di potenza ridotti del 30%, e agli impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili, cui si applicano corrispettivi di potenza ridotti del 10%. A questo fine è stato ipotizzato che il 2% dell'energia elettrica vettoriata sia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e il 10% da fonti rinnovabili programmabili; le quote ipotizzate corrispondono alle quote della produzione di energia elettrica nazionale relative a tali fonti nel 1997. Sono stati sterilizzati anche gli effetti in termini di minore gettito della riduzione del corrispettivo di potenza relativo al segmento in AT-AAT del PCV per le lunghezze inferiori a 40 km, ipotizzando che tale riduzione riguardi il 5% della energia vettoriata.

A.2 Corrispettivi di potenza per i segmenti in media e bassa tensione e per le trasformazioni del PCV.

I corrispettivi di potenza per i segmenti in media e bassa tensione e per le trasformazioni del PCV, per le ragioni illustrate nel testo della relazione, sono riferiti alla potenza impegnata e, per i segmenti di rete, alla lunghezza dei tratti del PCV.

Per ottenere la neutralità, ai fini della copertura dei costi delle reti in media e bassa tensione, per i gestori delle reti integrati nella fornitura, tra il prestare il servizio di vettoramento per l'approvvigionamento di un utente e il fornire in proprio il servizio elettrico a quello stesso utente è stato necessario riferirsi alla distanza media percorsa dall'energia elettrica sulle reti di media e di bassa tensione.

Il corrispettivo di potenza per le distanze percorse sui tratti in media (bassa) tensione del PCV, espresso in lire/kW impegnato/ora/km, è ottenuto quindi come rapporto tra i costi riconosciuti delle reti di media (bassa) tensione e il prodotto tra la distanza media percorsa dall'energia elettrica sulle reti di media (bassa) tensione e l'energia elettrica transitata nel 1997 sulle reti di media (bassa) tensione, aumentato del 10% per tenere conto delle differenze attese tra la potenza impegnata e l'energia elettrica vettoriata. I dati relativi all'energia disponibile sulla reti di alta-altissima, media e bassa tensione nel 1997, pari rispettivamente a 237,5, 186 e 107 TWh sono stati forniti dall'Enel. La lunghezza massima convenzionalmente percorsa dall'energia elettrica sulle reti di media tensione è stata assunta pari a 20 km, sulla base della stima che il valore medio di tale distanza è pari a 16 km. La lunghezza massima convenzionalmente percorsa dall'energia elettrica sulle reti di bassa tensione è stata assunta pari a 1 km, sulla base della stima che il valore medio di tale distanza è pari a 0,5 km. Il maggior rapporto tra valore massimo convenzionale e valore medio, nel

caso della bassa tensione, riflette la maggiore variabilità della distanza effettivamente percorsa nelle reti di bassa tensione.

Un problema di neutralità analogo si presenta rispetto alle trasformazioni di tensione. In generale il percorso dell'energia fornita agli utenti finali serviti dalle società produttrici-distributrici va dalle tensioni maggiori a quelle inferiori. Nel caso di vettoriamiento tuttavia è presumibile che almeno parte delle consegne avverrà in media tensione. Quindi per ogni kW di fornitura finale perduto dal fornitore integrato in favore di un altro fornitore con contratto di vettoriamiento, il primo subirà un mancato ricavo corrispondente ai costi di una catena di trasformazioni dalla alta-altissima tensione alla tensione di riconsegna; al contrario incasserà, come corrispettivi di potenza per il servizio di vettoriamiento, corrispettivi su una catena di trasformazioni che in alcuni casi va dalla media tensione alla alta-altissima tensione per poi ridiscendere alla tensione di riconsegna. Come correttivo nel calcolo dei corrispettivi di potenza è stato attribuito a ciascun kW per ora impegnato un costo, per le trasformazioni MT/AT-AAT e AT-AAT/MT il 50% del costo riconosciuto per kW trasportato.

Come precedentemente argomentato, una distorsione rispetto alla neutralità del vettoriamiento ai fini della copertura dei costi delle reti di trasmissione e distribuzione di imprese integrate nella fornitura del servizio elettrico agli utenti finali deriverebbe se, nella determinazione dei corrispettivi, non si tenesse conto del fatto che in generale il percorso dell'energia fornita agli utenti finali dalle società produttrici-distributrici va dalle tensioni maggiori a quelle inferiori, mentre nel caso di vettoriamiento è presumibile che almeno parte delle consegne avverrà in media tensione. Di ciò si è tenuto conto prevedendo che la lunghezza dei tratti in media tensione del PCV sia al massimo di 20 km, sia nel caso in cui la consegna avvenga in media tensione sia nel caso in cui avvenga in alta-altissima tensione.

A.3 Costi riconosciuti ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza

I corrispettivi di potenza per tutti i segmenti del PCV sono stati fissati dall'Autorità in modo da garantire la copertura dei costi riconosciuti relativi alle infrastrutture interessate dal vettoriamiento. Nella determinazione di tali costi sono stati considerati i dati patrimoniali ed economici delle imprese che possiedono infrastrutture inerenti al vettoriamiento¹⁶, distinguendo le componenti inerenti alla gestione caratteristica del servizio elettrico da quelle relative alle gestioni finanziaria, accessoria e straordinaria. Le attività della gestione finanziaria sono quelle finalizzate al reperimento delle varie forme di capitale necessario per finanziare l'attività aziendale nonché all'investimento delle risorse liquide. Le attività della gestione accessoria riguardano quelle operazioni svolte con una certa continuità ma che non costituiscono l'oggetto specifico dell'attività aziendale. Le attività della gestione straordinaria riguardano quelle operazioni che non costituiscono l'oggetto specifico dell'attività aziendale e che hanno carattere di eccezionalità.

Di seguito sono descritti i criteri impiegati per la determinazione:

- a) dei costi relativi alla gestione caratteristica delle infrastrutture utilizzate per la fornitura del servizio di vettoriamiento;

¹⁶ Tali infrastrutture riguardano le linee AAT, le stazioni di trasformazione AAT/AT, le linee di AT, le cabine di trasformazioni AT/MT, le linee MT, le stazioni di trasformazione MT/BT e le linee BT.

- b) della remunerazione appropriata del capitale investito nelle attività della gestione caratteristica;
- c) dei valori dei parametri rilevanti per la determinazione dei costi riconosciuti e dei corrispettivi tariffari.

A.3.1 Costi delle infrastrutture utilizzate per il vettoriamento

I costi della gestione caratteristica possono essere distinti in costi direttamente attribuibili alle infrastrutture del vettoriamento e costi comuni. I costi comuni corrispondono ai costi relativi alla gestione caratteristica non direttamente attribuibili ad una singola attività elettrica (generazione, trasmissione e fornitura) o non direttamente attribuibili alle infrastrutture oggetto dei corrispettivi di potenza per il vettoriamento.

I costi comuni sono pari a circa il 20% dei costi direttamente attribuiti. I costi comuni sono stati ripartiti in:

- costi inerenti alla funzione tecnica (circa il 60% dei costi comuni)
- costi inerenti alla funzione amministrativa (circa il 40% dei costi comuni)

La parte dei costi comuni inerente alla funzione tecnica riguarda principalmente: l'attività di ricerca e sviluppo, l'attività di ingegneria e costruzioni, l'attività dei servizi immobiliari, l'attività dei servizi informatici, l'attività di servizi tecnici e le telecomunicazioni¹⁷. Tale quota dei costi comuni è stata attribuita considerando, per ogni singola attività, il criterio di attribuzione utilizzato dalle imprese e, in mancanza di questo, la quota del capitale investito che ciascuna tipologia di infrastrutture costituisce.

La parte dei costi comuni inerente alla funzione amministrativa riguarda tutte le attività legate all'amministrazione della società, alla gestione del personale, ai servizi legali ed è stata attribuita in base ai costi operativi di ciascuna tipologia di infrastrutture.

A.3.2 Remunerazione sul capitale investito relativo alla gestione caratteristica: valore del capitale

Generalmente la valutazione del capitale investito di una impresa viene effettuata attraverso il calcolo del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Questo approccio non può peraltro essere utilizzato ai fini tariffari nel caso di una impresa soggetta a regolamentazione dei prezzi. Si genererebbe infatti una circolarità in quanto le tariffe sarebbero determinate in base ad un valore del capitale investito che dipenderebbe a sua volta dal sentiero temporale delle tariffe. Si noti incidentalmente che tale circolarità non sussiste in assenza di regolazione dei prezzi; in tal caso infatti l'interazione tra le imprese ed i consumatori determina il sentiero dei prezzi che a sua volta determina il valore del capitale investito, ovvero il valore "di mercato" dell'impresa. Nella prassi regolatoria la circolarità tra tariffe e valore del capitale dell'impresa è interrotta attraverso il riferimento, per la determinazione del capitale investito, al costo di rimpiazzo del capitale fisico dell'impresa, in luogo del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Il riferimento al costo di rimpiazzo trova giustificazione nella teoria economica. Il valore attuale dei flussi di cassa futuri di una impresa può essere infatti scomposto nella somma del costo di rimpiazzo del capitale fisico e di una rendita che, in un mercato perfettamente competitivo, sarebbe nulla. Il riferimento al

¹⁷ Le attività sopra elencate sono state distinte come dichiarate dall'Enel, le altre imprese tendono comunque a distinguere le strutture comuni tecniche rispetto alle altre strutture comuni.

costo di rimpiazzo del capitale per determinare il valore dell'impresa è quindi appropriato nella misura in cui la regolamentazione si propone di riprodurre l'esito che si otterrebbe in un mercato competitivo e di evitare qualsiasi rendita all'impresa regolata.

Il capitale investito per la fornitura del servizio di vettoriamiento è stato fissato ad un valore pari alla somma delle attività dell'impresa, immobilizzazioni e capitale circolante netto, al netto delle poste passive rettificative. Il valore del capitale investito relativo alle attività comuni è stato attribuito a ciascuna tipologia di infrastrutture utilizzate per il vettoriamiento sulla base di criteri omogenei rispetto a quelli utilizzati nell'attribuzione dei costi comuni. Nonostante i valori di riferimento per la determinazione del capitale investito della gestione caratteristica siano i valori contabili del 1997, anche considerando che tutte le imprese prese in esame hanno effettuato delle rivalutazioni negli ultimi anni, è ragionevole ritenere che da un lato le rivalutazioni e dall'altro il decremento del valore dei cespiti per obsolescenza tecnologica risultino in valori di bilancio dei cespiti che possono considerati a tutti gli effetti come di rimpiazzo¹⁸.

**A.3.2 Remunerazione sul capitale investito relativo alla gestione caratteristica:
tasso di remunerazione del capitale**

Il tasso di remunerazione del capitale investito relativo alla gestione caratteristica è stato determinato in modo da permettere all'impresa di coprire i costi relativi alle modalità ritenute ottimali di finanziamento degli impieghi effettuati nello svolgimento della sua attività tipica.

Nel seguito si fa riferimento alla seguenti variabili:

k_E = costo reale dei mezzi propri

E = entità dei mezzi propri

k_D = costo reale del debito

D = entità del debito

CI = capitale investito (pari a D+E)

t = aliquota fiscale effettiva dell'impresa

R = ricavi da riconoscere nella fissazione dei corrispettivi di potenza

C = costi operativi

RO = R-C = reddito operativo

CMePRF = tasso reale di remunerazione del capitale investito relativo alla gestione caratteristica, corretto per tenere conto della fiscalità

Per la determinazione del costo dei mezzi propri (k_E) è stato fatto riferimento al Capital Asset Pricing Model (CAPM) secondo cui la remunerazione di un'attività caratterizzata da rischio può essere scomposta nel rendimento di attività prive di rischio e in un premio per il rischio¹⁹:

$$k_E = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f)$$

18 Lo stesso criterio utilizzato per la determinazione del valore del capitale investito per la determinazione dei corrispettivi di vettoriamiento è stato impiegato nella delibera 25 marzo 1998, n. 28/98 per la rideterminazione delle modificazioni tariffarie adottate con i provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 14 dicembre 1993, n. 15 e 29 dicembre 1993, n. 17.

19 In particolare gli investitori devono essere remunerati solo per il rischio sistematico, ovvero quella parte del rischio di mercato non eliminabile attraverso la diversificazione del portafoglio.