

# Sommario Rassegna Stampa

Pagina Testata		Data	Titolo	Pag.
<b>Rubrica</b>	<b>Anie</b>			
56/60	Elettrificazione	01/09/2014	<i>LA REGOLAZIONE DELLE RETI ELETTRICHE IN ITALIA</i>	2
82/84	Elettrificazione	01/07/2014	<i>LA REGOLAZIONE DELLE RETI ELETTRICHE IN ITALIA</i>	7



# La regolazione delle reti elettriche in Italia

seconda parte (1)

A cura di ANIE Confindustria

Dall'analisi svolta emerge che il sistema di regolazione italiano ha progressivamente messo a punto regole e meccanismi che lo qualificano come una best practice a livello europeo

Inoltre, dal momento che i ritorni complessivi sul capitale, per dato tasso di remunerazione predeterminato, sono proporzionali allo stock di capitale installato, questi schemi di regolamentazione possono indurre ad un livello eccessivo di investimento.

Per far fronte a queste distorsioni nella pratica regolatoria si sono diffusi meccanismi basati sulla predeterminazione dei prezzi o ricavi (price based), tra i quali il più noto è il price cap. In base a questo approccio, il regolatore definisce degli intervalli di tempo (periodi regolatori) durante i quali il meccanismo rimane invariato, delimitati da fasi di revisione del meccanismo stesso che preludono a un nuovo periodo regolatorio. Il meccanismo, a sua volta, definisce un algoritmo che determina il massimo prezzo, o media dei prezzi, nel caso di un insieme di servizi offerti, ammesso per un dato anno. La formula parte dal prezzo dell'anno precedente e lo aggiusta verso l'alto in base al tasso di inflazione, utilizzando l'indice dei prezzi al consumo (RPI) come indicatore, e lo riduce di una percentuale X definita in base ai miglioramenti di produttività e associate riduzioni dei costi che ci si attende, in modo da trasferire agli utenti, nella forma di minori prezzi, una parte

di questi miglioramenti. All'inizio di ogni nuovo periodo regolatorio, durante il quale i parametri della formula rimangono fissi, il regolatore determina anche il livello del prezzo, riuscendo in questo modo a riassorbire ulteriormente le riduzioni di costo che si sono realizzate durante il periodo stesso.

I meccanismi price based, predeterminando il sentiero temporale dei prezzi indipendentemente dall'effettivo livello dei costi, consentono all'impresa, durante il periodo regolatorio, di trattenere nella forma di profitti le riduzioni di costo in eccesso al parametro X, e risultano per questa ragione estremamente efficaci nell'incentivare l'impresa a ridurre i propri costi, ovviando ad una distorsione che, invece, i meccanismi cost based presentano.

Assieme a questo aspetto desiderabile, tuttavia, i meccanismi di price cap generano deboli incentivi a miglioramenti di qualità, che richiedono costi e sforzi più elevati ma non vengono premiati in termini di ricavi ammessi. Inoltre, non garantendo un tasso di rendimento sul capitale predeterminato, lasciano un rischio maggiore in capo all'impresa, che si traduce in un costo del capitale più elevato. In conclusione, i meccanismi di price cap risultano efficaci per

(1) Prima parte fascicolo Elettrificazione 705 Giugno Luglio

quelle attività nelle quali gli sforzi per il miglioramento dell'efficienza e la riduzione dei costi sono importanti, mentre appaiono meno efficaci per quanto riguarda il miglioramento della qualità del servizio e gli investimenti di nuove infrastrutture.

E' importante quindi notare come né i meccanismi cost based né quelli price based appaiono efficaci per indurre l'impresa a migliorare la qualità del servizio. Per questo ultimo obiettivo, quindi, si possono rendere necessari meccanismi ulteriori, cosiddetti output based, che legano il prezzo regolato a indici di performance del servizio erogato.

Come vedremo nella prossima sezione, queste diverse proprietà hanno giocato presumibilmente un ruolo nella scelta dei diversi meccanismi regolatori adottati dall'Autorità italiana nelle differenti attività sottoposte al suo controllo.

## IL SISTEMA ITALIANO DI REGOLAZIONE DELLA TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

La stagione della profonda innovazione del sistema regolatorio del mercato dell'energia elettrica è stata inaugurata in concomitanza con l'unbundling e la liberalizzazione del settore.

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha articolato, a partire dal 1999, l'impianto regolatorio con un approccio additivo: ciascun periodo regolatorio di 4 anni ha aggiunto (e in qualche caso corretto) il precedente, attraverso un sistema "a blocchi", la cui evoluzione ha portato alla situazione corrente.

L'attuale sistema di remunerazione degli operatori di trasmissione e distribuzione si fonda sulla Legge 290/2003 che, emendando le disposizioni del periodo regolatorio allora in atto, introduceva a partire dal successivo (2004 - 2007) un meccanismo per la remunerazione di infrastrutture e investimenti diverso da quello riguardante i costi operativi.

Infatti, il sistema revenue based sia sui costi in conto capitale (CAPEX) sia su quelli operativi (OPEX), adottato durante il corso del primo periodo regolatorio in cui è stato approvato il Testo Integrato, è da allora stato mantenuto per i soli OPEX, sottoponendo la remunerazione dei CAPEX a un sistema cost based.

Questa differenza nei meccanismi regolatori

applicati appare coerente con le diverse proprietà, positive e negative, dei differenti approcci che abbiamo discusso più sopra.

Più precisamente, l'applicazione di un meccanismo di price cap alla componente dei costi operativi consente di sfruttare la capacità di questo schema di incentivare la riduzione dei costi, mentre l'utilizzo di un meccanismo cost based per i costi del capitale permette di sfruttare le proprietà positive di questo approccio rispetto allo sviluppo di nuove infrastrutture.

Già la deliberazione AEEG 5/04 recepiva quindi l'indirizzo dato dalla Legge 290, stabilendo di "calcolare la base di capitale oggetto di remunerazione ai fini della fissazione delle tariffe [...] tenendo conto degli investimenti netti effettuati dalle imprese [...] adeguatamente rivalutati". Sulla scorta di questa deliberazione, l'Autorità determina, ai fini della fissazione dei livelli tariffari per i servizi oggetto di regolazione e separatamente per ciascun servizio, il costo riconosciuto. Esso comprende e remunera distintamente:

- i costi operativi (tra cui il costo per il personale e il costo per le materie prime e i servizi);
- il capitale investito;
- gli ammortamenti delle immobilizzazioni;

### Remunerazione dei costi operativi

Dal livello tariffario inizialmente individuato, l'Autorità aggiorna annualmente le componenti a copertura dei costi operativi secondo il criterio del price cap.

Al fine del riconoscimento dei costi, sono portati in calcolo i costi operativi effettivi (ovvero netti di quelle voci di costo già altrimenti remunerate o non remunerabili) (2).

Le voci di costo considerate sono estratte dal bilancio dell'anno precedente ( $t-1$ ), e sono quindi relative a valori di due anni prima ( $t-2$ ). Il sistema prevede che questi costi effettivi siano riproporzionati in ragione della variazione di variabili di scala rilevanti (punti di prelievo e volumi), riferiti all'anno  $t-1$ , al fine di riportare le grandezze a valori rilevabili più vicini temporalmente.

L'aggiornamento annuale dei costi operativi così riconosciuti prevede l'individuazione di un tetto (cap), stabilendo il ricavo ammesso che viene recuperato tramite la tariffa. Il tetto è così individuato:

$$P_t = P_{t-1} (1 + RPI - X)$$

(2) Oneri finanziari; accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie; rettifiche di valore di attività finanziarie; costi connessi all'erogazione di liberalità; costi pubblicitari e di marketing, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche; oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili; oneri straordinari; spese processuali in cui la parte è risultata soccombente.

dove:

$RPI$  = è il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, al netto dei tabacchi, rilevato dall'Istat, calcolato nel periodo giugno  $t - 2$  / maggio  $t - 1$ ;

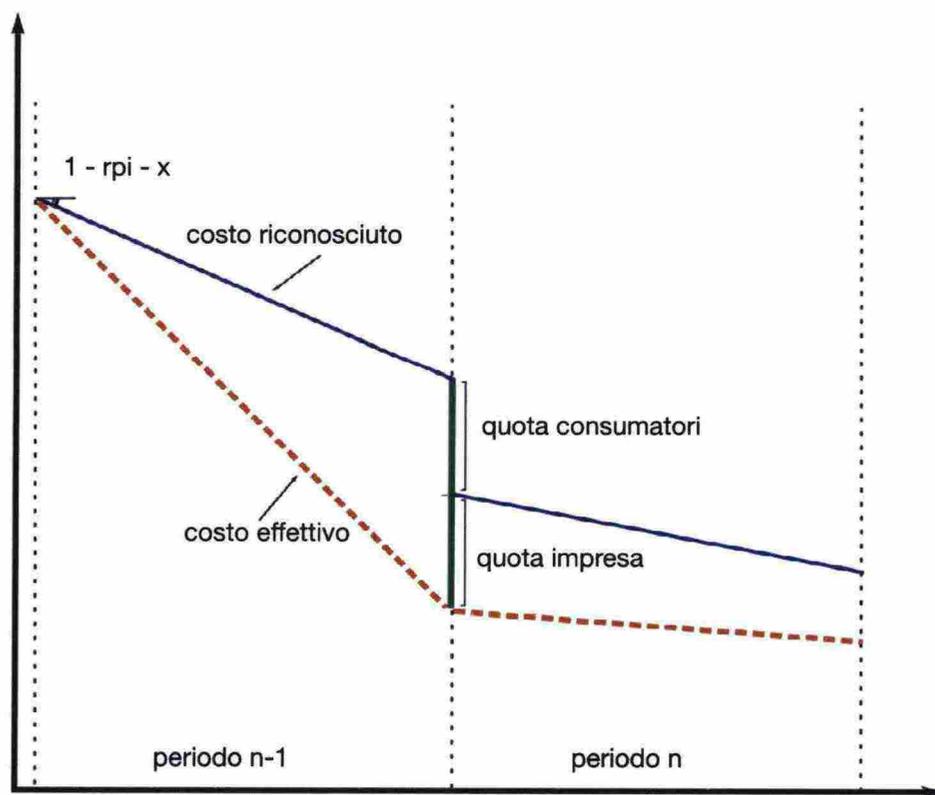
$X$  = è il recupero di efficienza stabilito dall'autorità per ciascun periodo regolatorio (X-factor). Come più sopra discusso, l'impresa ritiene la differenza tra il prezzo riconosciuto e i costi effettivamente sostenuti nell'anno in qualità di incentivo all'abbattimento dei costi.

L'adeguamento dei costi di riferimento all'inizio di ciascun periodo regolatorio rende il meccanismo potenzialmente meno incisivo e vulnerabile ad alcune distorsioni. In particolare la revisione all'inizio del periodo regolatorio può determinare una riduzione all'incentivo ad abbattere i costi, riflettere l'inclusione di costi anomali o indurre il cosiddetto cost padding. L'incentivo ad abbattere i costi si riduce se il regolatore adegua troppo rapidamente la tariffa, limitando l'appropriabilità per l'impresa regola-

ta del recupero di efficienza. Al fine di limitare il depotenziamento dell'incentivo alla riduzione dei costi causato dalla rideterminazione del prezzo di partenza di ogni periodo regolatorio, l'Autorità prevede che una parte, decrescente nel tempo, dell'efficientamento conseguito nei periodi regolatori precedenti, continui a concorrere alla determinazione dei costi riconosciuti. L'appropriabilità dell'efficientamento nel corso dei successivi periodi regolatori è sottoposto ad un meccanismo simmetrico di profit-sharing (3), che ne redistribuisce al consumatore la metà.

L'inclusione di costi anomali, dovuti ad eventi contingenti o discontinui verificatisi nell'anno di riferimento, rischia di imputare dei costi riconosciuti eccessivamente alti, a detrimento dei consumatori. Per evitare questo fenomeno la rideterminazione del prezzo all'inizio del periodo regolatorio è basata su costi depurati delle componenti straordinarie. Infine, il cost padding è quel fenomeno per cui le imprese aumentano deliberatamente i proprio costi re-

Figura 1: Meccanismo di funzionamento del profit-sharing



(3) Per una discussione sui possibili effetti del profit-sharing si rimanda a Weisman (1993), Lyon (1996).

lativi all'anno di riferimento, sul quale vengono calcolati i nuovi costi riconosciuti all'inizio del periodo. Così facendo, le imprese possono beneficiare negli anni successivi della differenza tra questi maggiori costi riconosciuti e i minori costi operativi effettivamente sostenuti. Una tale strategia, di cui non vi è evidenza nel caso Italiano, è comunque di attuazione complessa. In primo luogo tale strategia richiede che l'impresa aumenti i costi in un solo anno, essendo in grado di ridurli tempestivamente negli anni successivi; si tratta di un requisito non banale in imprese di grande dimensione come quelle in esame, caratterizzate da procedure di approvigionamento assai strutturate ed un grado relativamente elevato di isteresi delle decisioni assunte. In secondo luogo un peggioramento della profittabilità in un solo anno, seguito da prestazioni eccezionalmente buone, sarebbe

**Tabella 2:** Price cap per il servizio di distribuzione. Fonte: AEEG

Distribuzione			
Anno	RPI	X-factor	RPI - X
<i>Primo periodo regolatorio (applicati all'intera tariffa)</i>			
2000	2,0%	4,0%	-2,0%
2001	2,1%	4,0%	-1,9%
2002	2,8%	4,0%	-1,2%
2003	2,5%	4,0%	-1,5%
<i>Secondo periodo regolatorio (applicati a costi operativi e ammortamenti)</i>			
2004	1,9%	3,5%	-1,6%
2005	2,2%	3,5%	-1,3%
2006	1,7%	3,5%	-1,8%
2007	3,0%	3,5%	-0,5%
<i>Terzo periodo regolatorio (applicati solo ai costi operativi)</i>			
2008	1,7%	1,9%	-0,3%
2009	2,4%	1,9%	-0,6%
2010	2,4%	1,9%	0,2%
2011	0,809%	1,9%	1,3%
<i>Quarto periodo regolatorio (applicati solo ai costi operativi)</i>			
2012	2%	2,8%	-0,8%
2013	3,07%	2,8%	0,3%
2014	2,3%	2,8%	-0,5%

(4) DCO 29/11

**Tabella 3:** Price cap per il servizio di trasmissione. Fonte: AEEGSI

Trasmissione			
Anno	RPI	X-factor	RPI - X
<i>Secondo periodo regolatorio</i>			
2004	1,9%	2,5%	-0,6%
2005	2,2%	2,5%	-0,3%
2006	1,7%	2,5%	-0,8%
2007	3,0%	2,5%	0,5%
<i>Terzo periodo regolatorio</i>			
2008	1,7%	2,3%	-0,7%
2009	2,4%	2,3%	-1,0%
2010	2,4%	2,3%	-0,2%
2011	0,809%	2,3%	0,9%
<i>Quarto periodo regolatorio</i>			
2012	2%	3%	-1,0%
2013	3,07%	3%	0,1%
2014	2,3%	3%	-0,7%

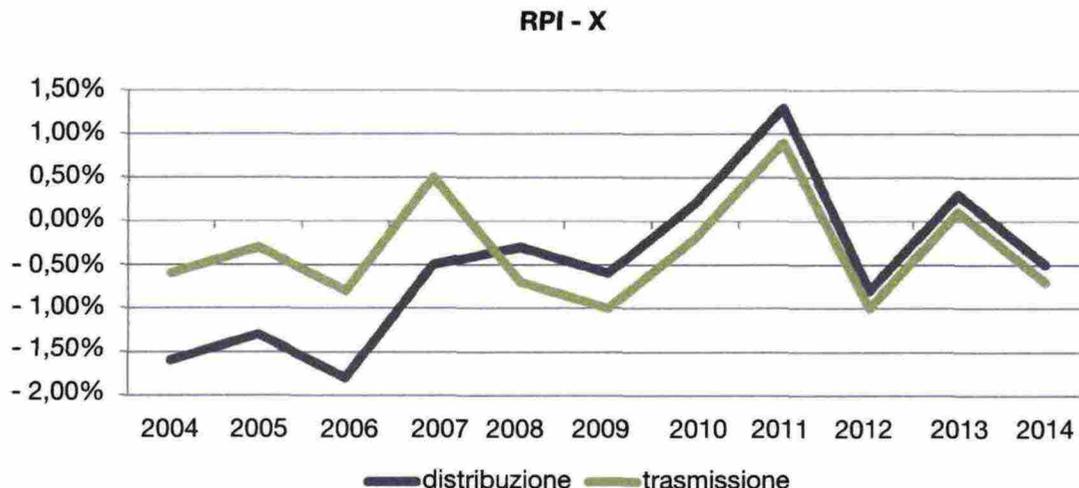
relativamente facile da individuare dal parte del regolatore, anche visto l'accurato monitoraggio esercitato dai mercati finanziari su imprese così importanti.

Di seguito sono riportati i valori per la variazione dei prezzi (RPI) e il recupero di efficienza (X-factor), stabiliti dal regolatore. Rileva notare che, per il terzo e il quarto periodo regolatorio, l'X-factor è stato determinato con il solo obiettivo di recuperare, "entro un arco temporale stabilito [8 anni per la distribuzione e 6 anni per la misura], la quota di maggiori efficienze realizzate nei periodi regolatori precedenti (secondo e terzo) e non ancora trasferite ai clienti, di fatto non imponendo riduzioni in termini reali dei costi operativi ulteriori rispetto a quelle già realizzate dalle imprese fino al 2010" (4). Per le attività di trasmissione e distribuzione, l'anno individuato per completare il trasferimento delle maggiori efficienze è il 2016.

#### Remunerazione di investimenti e ammortamenti

La restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, è calcolata secondo un criterio rate of return sull'ammontare di investimenti effettuati per la gestione delle reti. Il capitale investito regolatorio (CIR), composto da immobilizza-

Figura 2: Evoluzione dell'indice RPI-X per trasmissione e distribuzione. Fonte: elaborazione dati AEEGSI



zioni nette e capitale circolante netto, al netto del "fondo pensione elettrici" e del fondo TFR, costituisce la Regulated Asset Base (RAB). Il valore delle immobilizzazioni nette (terreni, linee di alta tensione, stazioni di trasformazione AT/MT, reti di distribuzione MT e BT entrate in esercizio dal 2008) è stato ottenuto applicando il criterio del costo storico rivalutato. Ai fini della rivalutazione degli investimenti, è applicato annualmente un deflatore

degli investimenti, in modo da accogliere in RAB gli stessi al loro valore a prezzi costanti (cioè considerando l'effetto dell'inflazione). Questa impostazione risponde alla scelta di applicare un WACC reale ai fini del calcolo della tariffa, che assicuri un ritorno degli investimenti neutrale all'andamento del livello generale dei prezzi. L'applicazione del deflatore è quindi coerente con una logica prettamente finanziaria, che si proponga la valutazione in termini reali del capitale investito. Sembra quindi condivisibile la logica della delibera 5/04 dell'Autorità (articoli da 8.1 a 8.13), infatti il deflatore serve, nel calcolo del capitale investito riconosciuto, a riflettere il valore delle infrastrutture dedicate all'attività di trasmissione e distribuzione; l'applicazione della variazione del deflatore, ancorché negativa, serve a mantenere invariato il valore reale del capitale investito nell'attività.

Giova rilevare che la regola di definizione della RAB appena descritta disallinea in maniera

significativa i valori di bilancio con quelli della RAB, pertanto ogni successivo confronto dovrebbe essere fatto utilizzando i dati desunti dalla contabilità regolatoria ad oggi esistente e non dai dati di bilancio. Ad esempio, è invalsa la pratica presso gli analisti finanziari, di computare i propri indici sul valore regolatorio (la RAB), piuttosto che sugli investimenti da bilancio civile (5). Va infatti considerato che il capitale investito di bilancio rischia di allontanarsi dal fair value tanto più lontana è la sua collocazione nel tempo.

Pertanto la redditività delle imprese non può essere calcolata utilizzando indici di tipo Return on Investment (ROI) e prendendo a riferimento il capitale investito di bilancio. Infatti il capitale iscritto a bilancio non è valutato alla propria capacità di generazione del reddito e, soprattutto per immobilizzazioni lontane nel tempo, l'approssimazione al fair value del costo storico rivalutato ne risente. Poiché l'obiettivo del ROI è valutare la capacità di un investimento di generare valore per l'impresa, una sottostima del valore delle immobilizzazioni rischia di sovrastimare l'indice.

*Segue sul prossimo fascicolo.*

(5) Si confronti ad esempio: Citi Research, 2014, Southern European Regulated Utilities.



E illuminazione E

## La regolazione delle reti elettriche in Italia

prima parte

A cura di **ANIE** Confindustria

**Dall'analisi svolta emerge che il sistema di regolazione italiano ha progressivamente messo a punto regole e meccanismi che lo qualificano come una best practice a livello europeo**

La Legge 14 novembre 1995, n. 481, nell'istituire l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, ne ha fissato, come obiettivi fondamentali, la promozione dell'efficienza e della concorrenza nel settore, attraverso un'attività di regolazione che definisse in maniera trasparente, per i servizi regolati, i criteri e le condizioni tecnico economiche di accesso e interconnessione con le reti, tali da garantire la fruizione non discriminatoria delle infrastrutture. Ai dettami della Legge n. 481/95, nel corso del 1999, si sono aggiunte le disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (c.d. Decreto Bersani), in attuazione alla Direttiva europea 96/92/CE, che, nell'ambito della liberalizzazione del settore elettrico, hanno assegnato all'Autorità un ruolo centrale, affidandole sia la regolazione del sistema tariffario, sia la regolazione della qualità e continuità del servizio. Con le prime delibere adottate, in particolare le delibere n. 13/1999, n. 204/1999 e n. 205/1999, l'Autorità ha determinato l'inizio della regolazione del sistema tariffario, che ha portato a una maggiore aderenza delle tariffe ai costi di produzione ed erogazione dei servizi, spingendo le imprese al recupero di efficienza. In questa fase, per la prima volta nel settore, sono

state disciplinate le condizioni del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica, stabilendo, inoltre, le regole tecniche ed economiche di accesso al servizio di trasporto per i clienti idonei. In particolare, con la delibera n. 205/99, l'Autorità ha definito la regolazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori e ha stabilito il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica acquistata dalle imprese distributrici per la fornitura dei clienti del mercato vincolato. Tale disciplina, fin da subito, si è proposta, da un lato, di assicurare condizioni non discriminatorie per l'accesso alle reti da parte degli utenti delle reti medesime; dall'altro, di incentivare gli esercenti delle reti a gestire e sviluppare le stesse in condizioni di efficienza ed economicità. La riforma tariffaria del 1999 ha introdotto così un sistema ispirato alla aderenza delle tariffe ai costi, al fine di promuovere l'efficienza. In particolare, è stata introdotta l'applicazione del meccanismo del price cap per l'aggiornamento annuale delle tariffe, introducendo così un incentivo trasparente e predeterminato al recupero di efficienza da parte dei gestori del servizio. La terza fase, iniziata con l'entrata in

vigore nel 2002 del Testo Integrato (approvato con delibera del 10 ottobre 2001, n. 228), rappresenta in realtà il punto di partenza vero e proprio della definizione del sistema regolatorio ancor oggi applicato (poiché ogni periodo regolatorio successivo modifica il Testo Integrato) (1). Tale documento contiene le disposizioni economiche per l'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione (dal periodo successivo) e di misura dell'energia elettrica. Il Testo integrato ha abrogato così la disciplina del vettoriamento, sostituita da quelle di trasmissione, della distribuzione e della misura di energia elettrica sia per i clienti del mercato libero sia per quelli del mercato vincolato.

## L'EVOLUZIONE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

Il Decreto, attuando la Direttiva 96/92/CE, ha disposto, secondo il modello dell'Independent System Operator (ISO), la separazione tra l'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, affidata a un soggetto pubblico controllato dal Ministero dell'economia e delle finanze, e le attività connesse con la proprietà delle infrastrutture di rete, rimaste in capo agli operatori. Tale modello ha mostrato inefficienze e difficoltà di coordinamento tra il gestore della rete e i proprietari della medesima, inducendo nel 2004 il Governo a proporre la riunificazione di proprietà e gestione. Tale riassetto è stato poi effettivamente introdotto dalla Legge 27 ottobre 2003, n. 290, e dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, ed è divenuto operativo nel novembre del 2005 con la nascita di Terna - Rete elettrica nazionale Spa. Il nuovo dettato normativo ha avviato il processo di unificazione della rete di trasmissione nazionale. Negli anni successivi, mentre Terna acquisiva la proprietà delle reti di trasmissione di Enel (con l'ultima grande operazione di acquisto da terzi), la stessa Enel riduceva la sua partecipazione in Terna; allo stato attuale, una quota pari al 29,85% delle azioni della società è di proprietà della società Cassa depositi e prestiti Spa, mentre Enel non detiene più azioni. Oggi Terna è proprietaria di oltre il 98% della rete di trasmissione nazionale, ovvero circa 60000 km di linee e possiede 431 stazioni di trasformazione e smistamento. Le rimanenti infrastrutture sono di proprietà di alcune imprese municipalizzate e di alcuni produttori di energia elettrica.

(1) Nel prosieguo del testo ci riferiremo spesso al periodo regolatorio 2002-2004, come al primo periodo regolatorio per i servizi di trasmissione e distribuzione, visto che in questa fase della regolazione è stato introdotto per la prima volta il Testo Integrato.

## L'EVOLUZIONE DEL NUMERO DI OPERATORI DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE

Per quel che concerne la distribuzione, il decreto Bersani ha previsto il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e ha attribuito alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere all'ex monopolista Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività nel territorio comunale. Questo ha dato il via a un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, destinato a proseguire negli anni a venire. In modo particolare, nel periodo 2000-2002 il processo di riorganizzazione dell'attività di distribuzione è stato particolarmente intenso, con il trasferimento da Enel alle società partecipate dagli enti locali di più di un milione e mezzo di clienti finali, localizzati in 27 comuni tra cui Roma, Milano, Torino, Verona e Parma. Nel successivo biennio 2003-2004 sono state portate a termine ulteriori operazioni di cessione di reti di Enel che hanno coinvolto circa 61 comuni, tra cui Brescia, per un totale di circa 140000 utenti. Nel periodo 2000-2004, inoltre, è stata completamente ceduta a Enel Distribuzione Spa l'attività di distribuzione relativa a 13 comuni, con un trasferimento di circa 14000 clienti, e parzialmente ceduta l'attività in 46 comuni, con un trasferimento di circa 2000 clienti. Nel corso del 2005, invece, Enel Distribuzione ha ceduto il ramo d'azienda dell'intera provincia di Trento a SET Distribuzione Spa; tale cessione ha interessato circa 231000 clienti. L'ultima grande operazione di riorganizzazione è avvenuta nel 2006, quando Enel Distribuzione ha ceduto ad Hera Spa le reti di 18 comuni emiliani, per un totale di circa 80000 clienti. Negli anni successivi, il processo di riorganizzazione è continuato, seppur su scala ridotta. A oggi, la situazione è riportata nella tabella sottostante. Come si evince chiaramente dalla tabella, nonostante il processo di trasferimento sopra descritto, a tutt'oggi Enel Distribuzione è l'operatore principale, con oltre l'85% della quota di mercato. I primi quattro operatori, invece, coprono quasi il 95% del servizio di distribuzione.

## PRINCIPI DELLA REGOLAZIONE

Prima di descrivere nei dettagli i diversi meccanismi di regolazione che sono applicati in Italia per le attività di trasmissione e distribuzione, è utile riassumere brevemente l'ampia

**Tabella 1:** Energia in GWh; punti di prelievo in migliaia

Operatore	Energia Distribuita (GWh)	Punti di Prelievo (in migliaia)
Enel Distribuzione	239.733	31.689
A2A Reti Elettriche	10.967	1.117
Acea Distribuzione	9.158	1.623
Aem Torino Distribuzione	3.881	692
Hera	2.216	260
Altri operatori	13.118	1.698
TOTALE	279.073	37.079

letteratura che ha permesso negli ultimi anni di meglio fondare alcune pratiche regolatorie oggi molto diffuse e di individuare alcuni principi guida nel loro disegno. Da questo punto di vista è utile distinguere una prima serie di contributi di regolazione ottimale, i quali hanno analizzato il problema del regolatore in base a una serie di elementi: gli obiettivi, solitamente associati ad una somma ponderata del benessere dei consumatori e dell'impresa regolata; gli strumenti a disposizione, distinguendo in particolare il caso in cui il regolatore è in grado o meno di trasferire fondi all'impresa o esigere da essa il pagamento di somme; le informazioni disponibili al regolatore, sottolineando la situazione strutturale in cui il regolatore stesso opera con informazioni sulla domanda e i costi dell'impresa regolata meno precisi di quelli a disposizione di quest'ultima. I contributi sulla regolazione ottimale in contesti di informazione asimmetrica hanno ulteriormente messo in luce come esistano due elementi informativi cruciali: quelli relativi alla produttività e ai costi intrinseci dell'impresa, che costituiscono una base per comprendere i ricavi minimi necessari per coprire i costi; e quelli connessi all'incentivazione degli sforzi dell'impresa a ulteriormente ridurre i propri costi e/o migliorare la qualità del proprio servizio. In un contesto di informazione imperfetta, il regolatore si trova nella condizione di dover lasciare all'impresa delle rendite più elevate di quelle che altrimenti sarebbero necessarie, al fine di incentivare adeguatamente il comportamento dell'impresa stessa. Elemento comune a questi schemi di regolazione ottimale è la estrema complessità della loro attuazione e l'ampiezza delle informazioni, pur imperfette, di cui il regolatore deve disporre. Da questa letteratura di regolamentazione ottimale, la pratica regolatoria ha individuato alcune famiglie di meccanismi che, pur non

potendo essere giudicati ottimali, combinano in modo apprezzabile alcune proprietà positive con una sufficiente semplicità amministrativa e di gestione. Una prima famiglia di schemi regolatori è disegnata a partire dai costi effettivi dell'impresa, (cost based) e viene costruita in modo da garantire un tasso di remunerazione del capitale certo e predeterminato. In questo approccio, i costi dell'impresa vengono distinti in costi operativi e costi del capitale; questi ultimi vengono determinati, anno per anno, a partire dallo stock di capitale netto, garantendo un tasso di rendimento predeterminato, giungendo in questo modo ad una misura virtuale dei costi dell'impresa compatibile con il rendimento prefissato sul capitale stesso. Questa misura dei costi virtuali corrisponde quindi al livello dei ricavi ammissibili per l'impresa stessa, tali da garantire il rendimento sul capitale sopra indicato. Infine, dividendo i ricavi ammissibili per una misura dell'output si ottiene il prezzo applicato dal regolatore. Questo schema, noto anche come rate of return regulation, si caratterizza per alcune proprietà positive ed alcuni elementi distorsivi. Tra le prime, la garanzia di un tasso di rendimento sul capitale certo, che riduce il rischio sopportato dall'impresa e il connesso costo del capitale, consentendo di pianificare gli investimenti in uno scenario prospettico sufficientemente ben definito. In questo senso, quindi, questi schemi di regolamentazione appaiono particolarmente adatti quando applicati ad attività per le quali gli investimenti per lo sviluppo delle infrastrutture svolge un ruolo cruciale. Assieme a questi aspetti positivi, tuttavia, i meccanismi cost based, proprio perché consentono un recupero in tariffa dei costi effettivamente sopportati, generano deboli incentivi a migliorare l'efficienza dei processi produttivi riducendo i costi.

*Segue sul prossimo fascicolo.....*