



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 vettoramento, 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.....