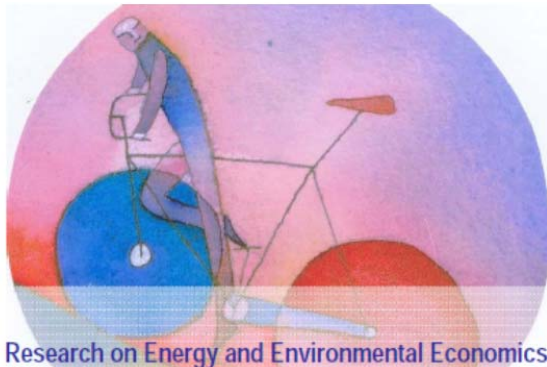


Bocconi



IEFE

Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy

Research Report Series – ISSN 2036-1785

La regolazione delle reti elettriche in Italia

a cura di

*Michele Polo, Guido Cervigni, Filippo Maria D'Arcangelo e
Federico Pontoni*

Research Report n. 15

Giugno 2014

Studio realizzato con il contributo finanziario di ANIE

***IEFE - The Center for Research on Energy and Environmental
Economics and Policy at Bocconi University
via Guglielmo Röntgen 1, I-20136 Milan
tel. +39.02.5836.3820 – fax +39.02.5836.3890
www.iefe.unibocconi.it – iefe@unibocconi.it***

This report can be downloaded at: <http://www.iefe.unibocconi.it>

Michele Polo (IEFE, Dipartimento di Economia e eni Chair in Energy Markets, Università Bocconi)

Guido Cervigni (IEFE, Università Bocconi)

Filippo Maria D'Arcangelo (IEFE, Università Bocconi)

Federico Pontoni (IEFE, Università Bocconi)

Sommario

EXECUTIVE SUMMARY	5
1 LA REGOLAZIONE ITALIANA DEI SERVIZI DI RETE ELETTRICA	9
1.1 INTRODUZIONE	9
1.2 L'EVOLUZIONE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	10
1.3 L'EVOLUZIONE DEL NUMERO DI OPERATORI DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE	10
1.4 PRINCIPI DELLA REGOLAZIONE	11
1.5 IL SISTEMA ITALIANO DI REGOLAZIONE DELLA TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	14
1.5.1 REMUNERAZIONE DEI COSTI OPERATIVI	14
1.5.2 REMUNERAZIONE DI INVESTIMENTI E AMMORTAMENTI	18
1.5.3 EVOLUZIONE DELLA REGOLAZIONE INCENTIVANTE: QUALITÀ DEL SERVIZIO, QUALITÀ COMMERCIALE, SICUREZZA, PERDITE ED ESPOSIZIONE AI RISCHI DI VOLUME	22
1.5.4 LA REGOLAZIONE <i>OUTPUT BASED</i>	23
1.5.5 ESPOSIZIONE AI RISCHI DI VOLUME	26
1.5.6 IL SISTEMA DELLA PEREQUAZIONE NELLA DISTRIBUZIONE	27
1.5.7 IL PROCESSO DI AMMISSIONE DEI NUOVI INVESTIMENTI AL REGIME FAVORITO DI REMUNERAZIONE DELLE SPESE DI CAPITALE	28
2 I PRINCIPALI RISULTATI	30
2.1 PREMESSA: I SERVIZI DI RETE E LA BOLLETTA ELETTRICA	30
2.2 IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	31
2.2.1 LE DINAMICHE DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA TRA IL 2003 E IL 2013 E LE IMPLICAZIONI PER LE ATTIVITÀ DI TRASMISSIONE	31
2.2.2 INVESTIMENTI, SERVIZI DI TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	38
2.2.3 ANALISI SULL'EFFICIENZA DEI COSTI OPERATIVI	43
2.2.4 ANALISI DELLE PERFORMANCE DELLA TRASMISSIONE	45
2.3 IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE	47
2.3.1 EVOLUZIONE DEGLI OPEX E DEI CAPEX DEGLI OPERATORI	48
2.3.2 INVESTIMENTI E SVILUPPO INDUSTRIALE DEL SETTORE DELLA DISTRIBUZIONE	49
2.3.3 ANALISI DELLE PERFORMANCE DELLA DISTRIBUZIONE	53
3 CONFRONTO INTERNAZIONALE	55
3.1 I SISTEMI DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE A CONFRONTO	55
3.2 COSTO E QUALITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	60
3.3 COSTO E QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE	61
4 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	63

5	BIBLIOGRAFIA	67
6	APPENDICE TECNICA SULLA REGOLAZIONE	71
6.1	LA FORMULA COMPLETA DEL PRICE CAP	71
6.2	ANALISI DI SENSITIVITÀ SUI TASSI DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE	72

Executive Summary

- Le reti di trasmissione e distribuzione, il cui costo rappresenta una componente relativamente modesta del costo totale dell'elettricità (in Italia, ad oggi, per i consumatori finali pesano poco meno del 15% della loro bolletta elettrica), sono imprescindibili ai fini del conseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale che l'Europa e l'Italia si sono poste. Il loro ammodernamento ed efficientamento ha altresì un effetto determinante sia sulla riduzione del prezzo all'ingrosso che si forma nel segmento della generazione, che costituisce la principale voce del costo complessivo del servizio elettrico, sia sulla continuità e qualità del servizio.
- Vista l'importanza cruciale dei servizi di rete e vista la loro natura di monopoli naturali, è necessario monitorare sia le performance degli operatori, sia la qualità e l'efficacia del sistema di regolazione. Il presente rapporto di ricerca analizza queste due tematiche, discutendo in maniera critica e approfondita le principali caratteristiche dell'impianto regolatorio e presentando i principali risultati economici, finanziari e di qualità conseguiti dagli operatori. Il rapporto si prefigge inoltre l'obiettivo di tracciare alcune linee di possibile sviluppo della regolazione, visti i radicali cambiamenti in atto nel settore elettrico derivanti dallo sviluppo delle rinnovabili e della generazione distribuita.
- A questo proposito, 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. Il sistema adottato armonizza la remunerazione degli input, ovvero costi operativi e spese in conto capitale, l'incentivazione all'aumento di efficienza, una pianificazione e incentivazione degli investimenti, assieme con stringenti obiettivi di *performance* e di output.
- L'attuale sistema di remunerazione degli input dei servizi di trasmissione e distribuzione si fonda sulla legge 290/2003, che ha introdotto un meccanismo di *price cap* per i costi operativi, sottoponendo invece la remunerazione dei costi in conto capitale a un sistema di tipo *rate of return*. 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 di gestione delle infrastrutture; mentre l'utilizzo di un meccanismo *cost based* per i costi in conto capitale costituisce il meccanismo più adeguato quando l'obiettivo è quello di stimolare gli investimenti infrastrutturali nello sviluppo e adeguamento delle reti.
- La regolazione incentivante sugli output, invece, mira a stimolare gli operatori nel raggiungimento di livelli di qualità del servizio elevati, remunerando con premi e comminando penalità in base alle *performance* degli operatori, rispetto a target stabiliti.

- Il quadro regolatorio si è dimostrato adeguato ad attrarre gli ingenti investimenti necessari all'ammodernamento della rete elettrica italiana, a indurre i gestori a comportamenti efficienti e a migliorare la qualità dei servizi di trasporto e distribuzione: nel complesso, dall'avvio della regolazione sono stati investiti oltre 7 miliardi di euro nella trasmissione e oltre 18 miliardi di euro nella distribuzione.
- Inoltre, il risultato complessivo della regolazione e delle scelte delle imprese hanno fatto in modo che negli ultimi 15 anni l'incidenza della componente "costi di rete" sul prezzo dell'energia applicato al cliente finale sia scesa del 9%, a fronte di aumenti dei "componente energia" del 103%, degli "oneri di sistema" del 417% e delle "imposte" dell'80%.
- Gli investimenti in infrastrutture di trasmissione nel periodo 2003-2013 hanno aumentato la capacità di trasferire flussi di energia tra alcune aree del territorio italiano, attenuando o eliminando strozzature che generavano in precedenza fenomeni di congestione della rete. A mero titolo di esempio, l'effetto immediato del collegamento sottomarino tra Sardegna e continente ha ridotto la differenza tra il prezzo medio dell'energia elettrica all'ingrosso in Sardegna e quello medio nazionale (il cosiddetto PUN) in maniera significativa. In valore assoluto, e solo considerando le principali 10 opere realizzate da Terna dal 2005 ad oggi, i benefici per il sistema in termini di minori costi generati (2,1 miliardi di euro) hanno già più che compensato l'investimento sostenuto (circa 1,8 miliardi di euro).
- Da un confronto internazionale emerge che, a fronte di una qualità del servizio comparabile ai principali competitor europei, il costo per utente del servizio di trasmissione, in Italia, sia in linea con Spagna e Portogallo, mentre risulta inferiore, rispettivamente del 6% e del 36%, rispetto a Francia e Gran Bretagna.
- Per quel che concerne la distribuzione, il sistema regolatorio dell'Autorità e le capacità tecniche degli operatori hanno consentito un'importante riduzione dei costi operativi delle imprese di settore e miglioramenti significativi della qualità del servizio, tanto che l'Italia si colloca oggi tra i paesi europei più efficienti, con costi medi di distribuzione per utente inferiori rispetto a tutti i competitor europei. Di più, il combinato disposto dei vari meccanismi incentivanti introdotti dall'AEEGSI ha portato a trasferire nelle bollette elettriche degli italiani tra 7 e 8 miliardi euro di risparmi in termini di minori costi tra il 2000 e il 2012.
- Il positivo risultato della regolazione e delle imprese fino ad oggi non deve però far perdere di vista le importantissime sfide future: in modo particolare, la necessità di meglio integrare la generazione rinnovabile, sia a livello di trasmissione sia a livello di generazione distribuita, senza che ciò intacchi la qualità del servizio, richiederà un notevole volume di investimenti nei prossimi anni. Per il solo settore della distribuzione, secondo uno studio pubblicato da ANIE Energia e realizzato dal

Politecnico di Milano, il mercato delle *smart grids* potrebbe valere da qui al 2020 dai 3 ai 10 miliardi di € in investimenti nel nostro Paese. Per il settore della trasmissione, ammontano a 8 miliardi di euro gli investimenti previsti nei prossimi anni dal Piano di Sviluppo della rete, parte dei quali dedicati all'integrazione delle fonti rinnovabili.

- A questo riguardo sarà cruciale, ai fini del contenimento dei costi per i consumatori, l'introduzione di più efficaci meccanismi di coordinamento delle strategie di sviluppo del parco di generazione, di quelle di sviluppo del sistema di trasmissione e distribuzione e delle misure per promuovere la flessibilità della domanda di energia elettrica. In assenza di tale coordinamento vi è un elevato rischio che investimenti in sviluppo delle reti basati su aspettative circa l'evoluzione del parco di generazione che poi non si realizzano si rivelino inutili.
- Per garantire che questi investimenti siano realizzati, è necessario assicurare agli operatori di settore una remunerazione del capitale investito adeguata, che rifletta sempre il vero costo del capitale delle imprese, soprattutto in una perdurante situazione di crisi finanziaria. Dal confronto internazionale proposto, tuttavia, emerge che le ultime scelte regolatorie e fiscali, abbiano avuto come conseguenza quella di determinare un livello di remunerazione inferiore rispetto agli altri grandi paesi europei, col rischio che gli investitori preferiscano finanziare altre imprese a discapito di quelle italiane. Ad esempio, il *vanilla WACC* reale (tasso di remunerazione calcolato al netto delle componenti fiscali, al fine di consentire un confronto omogeneo) in Italia è pari al 4,1%, livello allineato a quello tedesco e sensibilmente inferiore a quello inglese (4,7%) e a quello francese (4,4%).
- Tuttavia, l'elemento più importante ai fini del contenimento del costo della distribuzione e della trasmissione in Italia – e quindi dei prezzi pagati dai consumatori di elettricità in futuro – è a nostro avviso il mantenimento delle condizioni di stabilità del quadro regolatorio che hanno prevalso sino ad oggi.

1 La regolazione italiana dei servizi di rete elettrica

1.1 Introduzione

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.

1.2 L'evoluzione del servizio di trasmissione

Il decreto Bersani, 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 60.000 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.

1.3 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.

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.

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 140.000 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 14.000 clienti, e parzialmente ceduta l'attività in 46 comuni, con un trasferimento di circa 2.000 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 231.000 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 80.000 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.

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

1.4 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 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. 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 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.

1.5 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 recepisce 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;

1.5.1 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:

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

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 regolata 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.

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.

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

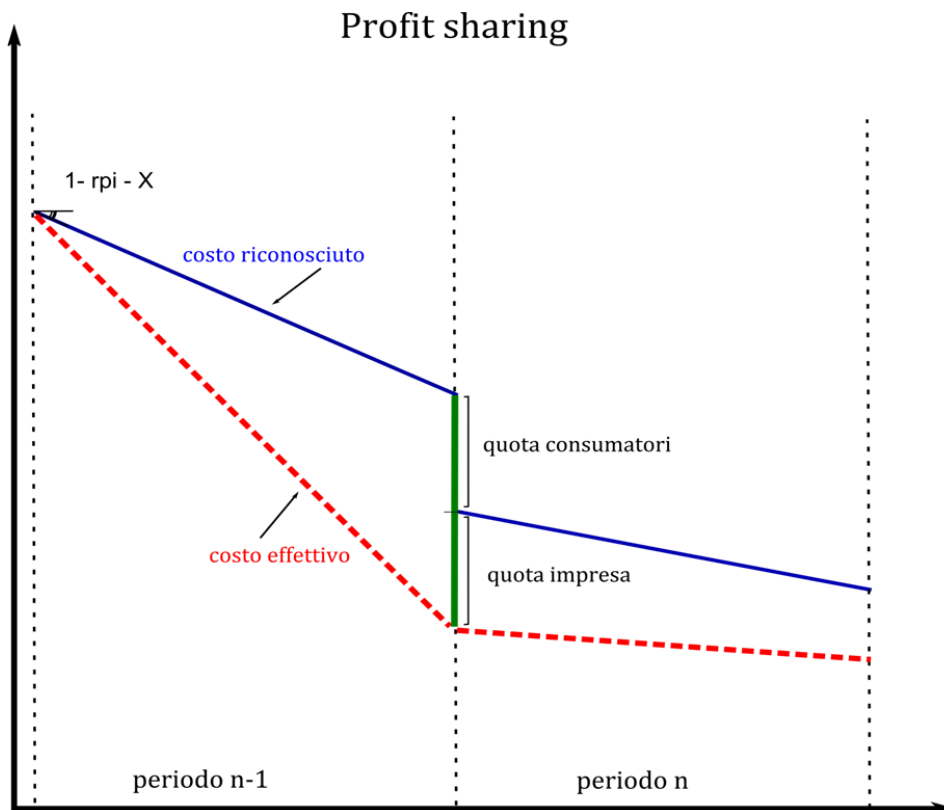


Figura 1: Meccanismo di funzionamento del *profit-sharing*.

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 propri costi relativi 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 approvvigionamento 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 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.

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

Distribuzione			
Anno	RPI	X-factor	RPI - X
Primo periodo regolatorio (applicati all'intera tariffa)			
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%
Secondo periodo regolatorio (applicati a costi operativi e ammortamenti)			
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%
Terzo periodo regolatorio (applicati solo ai costi operativi)			
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%
Quarto periodo regolatorio (applicati solo ai costi operativi)			
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
Secondo periodo regolatorio			
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%
Terzo periodo regolatorio			
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%
Quarto periodo regolatorio			
2012	2%	3%	-1,0%
2013	3,07%	3%	0,1%
2014	2,3%	3%	-0,7%

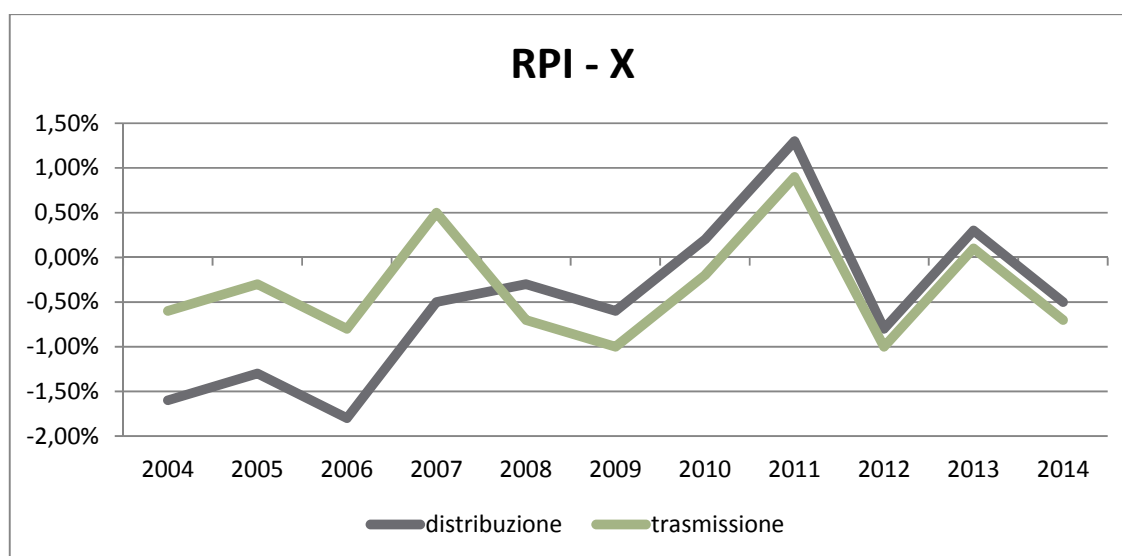


Figura2: Evoluzione dell'indice RPI-X per trasmissione e distribuzione. Fonte: elaborazione dati AEEGSI.

1.5.2 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 immobilizzazioni 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 civile⁵. 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.

La RAB è remunerata, in base ad un principio *Rate of Return*, con un WACC *pre-tax* (costo medio ponderato del capitale) identificato all'Autorità. A differenza di quello usato a consuntivo per il calcolo del *price cap*, l'RPI utilizzato per fissare il WACC è calcolato sulle aspettative di inflazione. Il WACC *pre-tax* è così calcolato:

$$WACC_{pre-tax} = \frac{1 + \left[\frac{k_e \times \frac{E}{E+D} + k_d \times \frac{D}{D+E} \times (1-t)}{1-T} \right]}{(1 + rpi)} - 1$$

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

Con k_e il costo del capitale di rischio⁶; k_d il costo del capitale di debito; E la quota di capitale di rischio investito; D la quota di capitale di debito investito; $(1 - t)$ il beneficio ottenuto dallo scudo fiscale; T l'aliquota fiscale effettiva sostenuta dall'impresa e r_{pi} le aspettative di inflazione.

Una peculiarità del sistema italiano rispetto ad altri regimi regolatori, pur simili nel modello di remunerazione del capitale, riguarda l'asincronia dell'ammissione di spese capitali in tariffa e dell'approvazione dei bilanci. Infatti, le tariffe sono approvate all'inizio di ciascun anno n ; tuttavia, i bilanci per l'anno $n - 1$ sono approvati dal Consiglio di Amministrazione tra aprile e giugno dello stesso anno n . Conseguentemente, i più recenti dati disponibili sono quelli riguardanti l'anno $n - 2$, determinando un problema di remunerazione adeguata del capitale. Similmente, oltre agli investimenti, anche il valore degli ammortamenti viene riconosciuto con ritardo. Questa asimmetria ha causato uno sfasamento finanziario in capo agli operatori, determinando una perdita in termini economici, pari al valore monetario nel tempo della RAB per i due anni. In altri termini, il valore del WACC reale calcolato (e a riferimento per il periodo regolatorio) risulta essere più basso dell'effettivo costo del capitale, perché riconosciuto a distanza di tempo. Per ovviare a tale problema, solo nell'ultimo periodo regolatorio, l'Autorità ha previsto una maggiorazione forfettaria dell'1% alla remunerazione prevista per i nuovi investimenti.

Infine, con riferimento alla remunerazione del capitale investito l'Autorità ha introdotto nel quarto periodo tariffario una revisione biennale del WACC a causa della elevata variabilità del rendimento del BTP decennale utilizzato come riferimento per il tasso privo di rischio nella formula del WACC. Questo nuovo indirizzo ha l'obiettivo da un lato di escludere qualsiasi scelta discrezionale, limitandosi all'aggiornamento del periodo di riferimento, dall'altro di far aderire il più possibile gli input regolatori alle effettive condizioni di mercato. Al tempo stesso, tuttavia, è possibile osservare che, soprattutto a causa della contingenza economica, che ha causato oscillazioni rilevanti nei rendimenti dei titoli di Stato, gli operatori hanno fronteggiato un riferimento per il *risk-free* tutt'altro che stabile. Oltre alla determinazione del *risk-free*, l'autorità stabilisce tutte le componenti di calcolo del WACC. Una distorsione in ciascuno di questi valori determina un valore regolatorio del costo ponderato del capitale lontano da quello effettivamente sostenuto e, quindi, il rischio di sotto(sovra)-remunerare il capitale investito. I principali elementi che ad oggi sono forieri di potenziali distorsioni, comprendono

1. L'aliquota di tassazione che attualmente entra nel computo si attesta sui livelli di *statutory tax rate*, ovvero sull'aliquota legale delle imprese. L'aliquota legale è al netto dell'effetto della cd. Robin Hood tax, secondo le disposizioni legislative inerenti. La

⁶ Il costo del capitale di rischio è stimato sulla base del CAPM (capital asset pricing model) come $k_e = r_f + \beta \times ERP$ dove r_f è il valore del portafoglio privo di rischi; β è la sensibilità (dei rendimenti) delle attività energetiche al mercato; e ERP (equity risk premium) è la differenza tra il rendimento del portafogli di mercato e il tasso *risk-free*

distorsione potrebbe emergere in caso l'aliquota legale non rispecchi a pieno l'impatto della tassazione (*effective tax rate*). Ad esempio, Enel Distribuzione riporta che il proprio *tax rate* è stato nel 2013 pari a 43,6%, in luogo del 35,7% riconosciuto. Parte di questa differenza è imputabile alla Robin Hood tax;

2. La stima dell'Equity Risk Premium è normalmente soggetta al cd. consensus degli analisti e non è direttamente osservabile sul mercato. Si riporta che il valore scelto dall'Autorità per trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica è pari a 4%; per operare un confronto, il valore dell'ERP per le telecomunicazioni è attualmente il 4,5%. Tra gli altri, uno studio di Fernandez, Aguierramalloa e Corres, condotto sottoponendo un questionario a 120 tra professori di economia e finanza, analisti e manager di imprese italiani, riporta un valore medio per l'Italia di 5,6% (deviazione standard: 1,4)⁷
3. Il tasso di riferimento dell'inflazione attesa deve essere il più aderente possibile alle aspettative di inflazione correnti; si registra che, per il prossimo biennio, il tasso di inflazione applicato è superiore a quello atteso (1,8% in luogo dell'1,5% previsto nella nota di aggiornamento del documento di economia e finanza del Ministero dell'economia e del valore reale registrato negli ultimi sei mesi, pari allo 0,4/0,5% su base annua) e ciò comporta una riduzione della remunerazione per le imprese.

Il rischio di adottare parametri che sotto-stimino il costo medio ponderato del capitale sostenuto, comporta la possibilità di adottare un tasso di remunerazione riconosciuto inferiore al costo del capitale che le imprese devono sostenere. Una nostra analisi di sensitività (i cui risultati sono mostrati in appendice), mostra che, riallineando i valori di ERP e RPI, anche in assenza di un adeguamento della tassazione, il WACC reale pre-tax si alza fino a circa l'8% per la distribuzione e al 7,8% per la trasmissione. Qualora le imprese si trovino a fronteggiare un WACC riconosciuto inferiore al loro effettivo costo del capitale, qualsiasi operazione di investimento (che non sia soggetta a incentivazione) determinerebbe la distruzione di valore. Per quanto attiene gli investimenti precedentemente effettuati, inoltre, questo si riverbera negativamente sulla sostenibilità e sulla profittabilità delle imprese. Di conseguenza, gli investimenti ammessi a regime favorito di remunerazione e i nuovi investimenti assumono un ruolo determinante: il riconoscimento di un mark-up sulla loro remunerazione, infatti, può riallineare la profittabilità dell'impresa in caso si verifichi uno scostamento tra i WACC regolatori ed effettivi⁸. In questo senso, l'autorità rafforza il proprio potere di indirizzo sugli investimenti, senza dover necessariamente sottoporre i nuovi progetti a uno scrutinio (come avviene, per esempio, in Regno Unito).

⁷ Fernandez, P., Aguierramalloa, J., Corres, Luis (2013). Market Risk Premium used in 82 countries in 2012: a survey with 7,192 answers (http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2084213&download=yes)

⁸ Si nota comunque un'asimmetria tra la trasmissione e al distribuzione, a riguardo dell'impatto degli investimenti ammessi a regime favorito

Tabella 4: Calcolo del WACC per la trasmissione (T) e la distribuzione (D)

	1° periodo		2° periodo		3° periodo		2012-2013		2014-2015	
	T & D	T	D	T	D	T	D	T	D	
E/E+D	0,71	0,59		0,56		0,56		0,56		
D/E+D	0,29	0,41		0,44		0,44		0,44		
D/E	40%	70%		80%		80%		80%		
Risk-free	3,14%	4,25%		4,45%		5,24%		4,42%		
β levered	0,43	0,55	0,6	0,575	0,6	0,575	0,61	0,575	0,61	
Premio di mercato	4%	4%		4%		4%		4%		
costo del debito	4,5%	4,66%		4,9%		5,69%		4,87%		
Aliquota fiscale	46%	40%		40%		35,7%		35,7%		
Scudo fiscale	37%	33%		33%		27,5%		27,5%		
costo del capitale di rischio	4,86%	6,45%	6,65%	6,75%	6,85%	7,54%	7,68%	6,72%	6,86%	
		%	%	%	%	%	%	%	%	
WACC nominale	7,9%	8,5%	8,7%	8,7%	8,8%	9,4%	9,5%	8,2%	8,4%	
WACC nominale post-tax	4,3%	5,1%	5,2%	5,2%	5,3%	6,0%	6,1%	5,3%	5,4%	
RPI	1,4%	1,7%		1,7%		1,8%		1,8%		
WACC reale	6,4%	6,7%	6,8%	6,9%	7,0%	7,4%	7,6%	6,3%	6,4%	

1.5.3 Evoluzione della regolazione incentivante: qualità del servizio, qualità commerciale, sicurezza, perdite ed esposizione ai rischi di volume

L'obiettivo di fornire un servizio qualitativamente eccellente fa spesso parte dell'impostazione strategica del regolatore e l'AEEGSI non fa eccezione. La qualità del servizio di distribuzione è misurata in termini di continuità del servizio e di ripristino rapido del servizio in caso di interruzione. I meccanismi regolatori fin qui discussi non sono sempre capaci di allineare gli sforzi dell'impresa regolata verso requisiti accettabili in termini di qualità. La remunerazione tramite *price-cap* non tiene conto degli standard qualitativi di erogazione del servizio, essendo i ricavi determinati in base ad una formula che non tiene conto delle caratteristiche del servizio prestato né dei costi eventualmente sostenuti per un miglioramento della sua qualità. In un'ottica di diminuzione dei costi può anzi incentivare il deterioramento del servizio, a danno dei consumatori. Similmente, il sistema di *rate of return* non discrimina tra investimenti necessari alla fornitura di un servizio minimo e quelli intesi a migliorare la

qualità della fornitura. In questo senso è giustificata una struttura regolatoria che incentivi l'investimento in qualità.

Il regolatore ha a disposizione numerosi strumenti, volti a garantire la qualità del servizio. Da un lato, la qualità è strettamente legata agli input: le dotazioni infrastrutturali e la loro gestione, ovvero il piano degli investimenti (in qualità) e la loro amministrazione. Come evidenziato nei precedenti paragrafi e nel successivo paragrafo 1.6.7, la tariffa remunera le spese in conto capitale e le spese correnti, sostenute anche con l'obiettivo di migliorare la qualità⁹. Dall'altro lato, l'Autorità ha a disposizione gli strumenti di monitoraggio, verifica e incentivazione di indici di output, che permettono di intervenire direttamente sulla qualità, lasciando agli operatori la libertà di gestire autonomamente le modalità di convergenza.

Coerentemente con l'approccio di quantificazione e valutazione, l'Autorità si è dotata di uno strumento per la regolazione della qualità del servizio, specificato nel TIQE¹⁰ che prevede: degli standard di qualità minimi per i clienti in bassa tensione, che gli operatori devono raggiungere annualmente, univocamente misurabili e controllabili dall'Autorità ed uno schema di premi e penalità che interessa tutti quegli operatori che si trovano al di sopra o al di sotto delle soglie di *performance* fissate. Oltre a monitorare le interruzioni sulla rete di bassa tensione, l'Autorità prevede un analogo schema di premi/penali anche per le interruzioni occorse sulla rete di media tensione. Qualora un'impresa di distribuzione non rispetti i livelli specifici previsti per i clienti MT, è chiamata a corrispondere degli indennizzi automatici. E' evidente come tutta la regolazione *output-based*, discussa nel paragrafo seguente, fonda la sua efficacia su di una stretta attività di verifica della congruenza tra i dati forniti dagli operatori e la realtà del servizio.

1.5.4 La regolazione *output based*

La regolazione incentivante rappresenta un punto fondamentale di tutto il sistema regolatorio. Il passaggio dalla remunerazione degli input, ovvero costi operativi e spese in conto capitale, alla remunerazione delle *performance* e degli output dà al regolatore due possibili leve. Innanzitutto, il regolatore può assicurare un uso efficiente delle risorse, lasciando la scelta della loro allocazione agli operatori. In secondo luogo, può forzare gli operatori all'espansione della spesa per il raggiungimento degli obiettivi fissati. Il contraltare

⁹ In relazione al processo di ammissione degli investimenti a regime favorito (discusso nel successivo paragrafo 1.6.7), potrebbe sussistere un rischio di *overlapping* della regolazione incentivante. Da un lato l'approccio discusso in questo paragrafo, ancora parte della remunerazione delle imprese di distribuzione a indici di qualità, ovvero a misure di output. Dall'altro lato, il regime favorito stabilisce degli incentivi secondo misure di *input*, ammettendo investimenti anch'essi potenzialmente necessari per il miglioramento della qualità del servizio (almeno in alcuni casi). Il rischio è, appunto, di incentivare (e conseguentemente remunerare) due volte la stessa cosa.

¹⁰ Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

è rappresentato dalle difficoltà applicative e di *design*, naturalmente legate alla regolazione incentivante.

Per l'Italia, la necessità di costituire un sistema incentivante basato sulla valutazione degli output è stata rafforzata dal bisogno di far convergere nel tempo i livelli di qualità dei numerosi operatori del sistema di distribuzione. Il sistema ha previsto, dall'anno 2000 uno schema premiante/punente che collegasse la tariffa di distribuzione alla continuità della fornitura. La misura di output scelta per lo schema era costituita dal numero medio di minuti di fornitura persi, in eccesso ai tre minuti, per utenza e in caso di interruzioni inattese. Questo indicatore prende il nome di SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*). Il SAIDI è oggi calcolato su 389 ambiti territoriali omogenei; un ambito è individuato quando ricorrano condizioni omogenee di densità di popolazione, appartenenza alla medesima provincia e territorio servito dalla medesima società di distribuzione. La tariffa annuale è individuata a livello nazionale sulla base del miglioramento o peggioramento di qualità, calcolato sulla media dei singoli ambiti: gli incentivi sono quindi assegnati a ciascun ambito territoriale sulla base di target individualmente determinati per ciascuno di essi, e dei SAIDI effettivi. Dal secondo periodo regolatorio, la formula per il calcolo del SAIDI è stata calcolata con l'obiettivo di incentivare la convergenza dei livelli di qualità, tenendo conto della densità abitativa, suddivisa in tre livelli. Dal terzo periodo regolatorio, l'Autorità ha inoltre introdotto nel sistema incentivante, oltre ad un indice di durata delle interruzioni, anche un indice di frequenza per le interruzioni di breve e lunga durata, con l'obiettivo di ridurre le differenze tra gli ambiti territoriali.

L'Autorità ha fissato, con la deliberazione 311/2012/R/eel, i seguenti livelli obiettivo per il quarto periodo di regolazione:

Tabella 5: livelli obiettivo D1 e N1 per il quarto periodo regolatorio. Fonte: AEEGSI

Concentrazione abitativa	Numero di ambiti	Durata interruzioni (indicatore D1)	Numero interruzioni (indicatore N1)
<i>Alta</i>	89	25 min/utente	1
<i>Media</i>	128	40 min/utente	2
<i>Bassa</i>	122	60 min/utente	4
Totale premi 2012		51.453.786 €	52.545.189 €
Totale penalità 2012		14.761.889 €	16.455.908 €

Riguardo agli obiettivi, l'Autorità stabilisce, ogni anno e per ciascun'impresa, i livelli tendenziali di qualità del servizio sui quali sono calcolati premi e penalità. Sia per l'indicatore D1 (durata interruzioni) che per l'indicatore N1 (numero di interruzioni) è prevista una franchigia del 5%, entro la quale non sono assegnati premi e penalità. Similmente, vengono individuati dei tetti massimi sulla base dei ricavi riconosciuti per il servizio di distribuzione.

Esiste, infine, un sistema di incentivazione, che si prefigge di diminuire il numero di utenti in media tensione con interruzioni superiori ai livelli specifici¹¹.

Per il servizio di trasmissione, la regolazione incentivante è a oggi disciplinata dalla Deliberazione dell’Autorità ARG/elt 197/11, la quale tiene conto della necessità di garantire che standard di qualità, indennizzi ai clienti e incentivi per la qualità dei servizi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall’Autorità in materia di regolazione delle tariffe e dei corrispettivi per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e di misura dell’energia elettrica.

Secondo il meccanismo adottato, a Terna sono corrisposti premi in ragione del miglioramento degli indicatori di qualità rispetto al livello obiettivo. In caso di mancato raggiungimento degli obiettivi, invece, Terna è chiamata a versare una penalità.

Fino al 2011 i premi e le penalità venivano calcolati sulla base di tre indici che riportavano precipuamente l’energia non fornita (ENSR), il numero di disalimentazioni per utente (NDU) e la quota di utenti senza disalimentazione. Con la sopra citata Deliberazione ARG/elt 197/11, l’Autorità ha voluto dare seguito agli orientamenti finali formulati dal documento per la consultazione DCO 39/11, valutando attentamente le osservazioni formulate dai soggetti interessati e, tra le altre disposizioni, ha confermato la scelta di adottare un solo indicatore ai fini del calcolo dei premi e delle penalità, l’ENSR. Sdoppiandolo in ENSR-TERNA e ENSR-TELAT ed adottando una asimmetria delle valorizzazioni di premi e penalità sulla porzione di rete TELAT.

La Tabella 6, riporta i premi ricevuti e le penalità versate da Terna negli anni 2010, 2011 e 2012.

Tabella 6: premi e penalità servizio di trasmissione. Fonte: AEEGSI

	2010	2011	2012 ¹²
Premio energia non fornita di riferimento	5.290.320 €	4.461.210 €	ENSR-TERNA: 12.000.000 € ENSR-TELAT: 7.040.000 €
Premio numero di disalimentazioni	5.094.674 €	4.778.594 €	n/a
Penalità numero di disalimentazioni	- 1.439.647 €	-1.861.544 €	n/a

¹¹ L’Autorità calcola il numero di “utenze equivalenti” in MT con interruzioni superiori ai livelli: il premio è assegnato quando esse diminuiscono rispetto al livello di partenza e ammonta a 5.300 € per utenza. Il totale in premi erogato per i miglioramenti al 2012 ammonta a 5.061.500 €.

¹² Tabella 1, allegato A, Deliberazione dell’Autorità 118/2014/R/EEL.

Accanto alla regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione appena descritta, rileva notare che, con la deliberazione 341/2007, l'Autorità ha anche introdotto i cd "servizi di mitigazione", disciplinando la valorizzazione dei servizi delle imprese distributrici per la continuità: alle imprese di distribuzione viene riconosciuto una remunerazione per la continuità resa in occasione di disalimentazioni sul sistema di trasmissione.

1.5.5 Esposizione ai rischi di volume

La deliberazione AEEGSI ARG/elt 188/08 ha introdotto il meccanismo facoltativo di garanzia sul livello del ricavo riconosciuto al servizio di trasmissione. Terna ha facoltà di aderire al meccanismo per l'intero periodo regolatorio, senza poter recedere prima della scadenza dello stesso. Il meccanismo prevede un meccanismo di compensazione che si attiva qualora i volumi di energia elettrica movimentati dalla rete si discostino dai volumi presi a riferimento per la determinazione delle tariffe di trasmissione. Se i volumi a consuntivo superano la soglia dello 0,5% in aumento o diminuzione rispetto ai volumi di riferimento, i maggiori o minori ricavi in eccedenza a quella soglia sono posti in capo al conto UC3. Il conto UC3 è finanziato direttamente in bolletta attraverso l'omonima componente tariffaria, con aliquote individuate dall'Autorità. L'attivazione del meccanismo ha segnato di fatto il passaggio da un regime di tipo *price cap* a un regime di tipo *revenue cap*, dato che il ricavo viene in pratica definito *ex ante*. Si rileva che, in un contesto di difficile stima dei futuri volumi trasmessi, ad esempio per l'effetto depressivo sui consumi della crisi economica, si è verificata negli ultimi anni la loro sistematica sottostima. Poiché il sistema di assicurazione dal rischio volume prevede una sorta di franchigia (la soglia dello 0,5%), la sottostima si accompagna ad una perdita netta per l'impresa di trasmissione di ammontare pari alla franchigia stessa, unitamente ad una perdita finanziaria per il ritardo, pari a circa 20 mesi, con cui Terna riceve dal conto UC3 l'ammontare della compensazione. Dal 2009 al 2013 la perdita complessiva stimata per Terna è pari a circa 82 milioni di euro.

Non hanno ancora trovato applicazione, a causa di criticità applicative, i commi della delibera ARG/elt 199/11 che suggerivano la necessità di costituire una tariffa binomia. La tariffa binomia prevedeva che la tariffa applicata dal gestore della rete di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione fosse identificata da due corrispettivi variabili: un corrispettivo in quota potenza, a copertura dei costi di capitale e di una parte dei costi operativi; un corrispettivo in quota energia, a copertura dei costi operativi residui. Il corrispettivo per quota potenza è espresso in €/KW/anno; il corrispettivo in quota energia è espresso in €/KWh. La tariffa binomia potrebbe servire lo stesso scopo oggi rivestito dal meccanismo facoltativo di garanzia, assicurando una più efficiente ripartizione tra gestore di rete e clienti finali del "rischio volume", aumentando inoltre l'aderenza della tariffa ai costi effettivamente sostenuti. Per gli anni 2014 e 2015, in attesa di una strutturazione definitiva della tariffa binomia, è applicata una componente $TRAS_p$ (ovvero una componente di potenza), oggi pari a 16.44€/KW/anno, ai soli clienti in alta e altissima tensione.

1.5.6 Il sistema della perequazione nella distribuzione

Il sistema di perequazione generale è stato formulato a seguito dell'introduzione della tariffa unica per la fornitura dell'energia elettrica, al fine di garantire alle imprese di distribuzione la compensazione di differenze di costo dovute a fattori esogeni, quali le caratteristiche dell'area o della clientela servita. Questi fattori esogeni devono essere indipendenti dall'efficienza delle aziende. Il sistema di perequazione generale si applica alle imprese che si occupano della distribuzione e della misura nel settore elettrico.

Il sistema di perequazione nel servizio della distribuzione si applica a tutte le imprese distributrici e prevede un sistema compensativo per i ricavi riguardanti il servizio di distribuzione, ai ricavi che si riferiscono alle tariffe D2 e D3 e ai costi di trasmissione. L'obiettivo del meccanismo di perequazione aziendale è quello di coprire la differenza tra i ricavi effettivamente registrati dalle imprese e i ricavi ammessi dal sistema regolatorio. La necessità del regime di perequazione discende dall'asimmetria tra le tariffe nozionali, che determinano il ricavo ammesso, e l'ammontare delle tariffe obbligatorie applicate alle utenze, che determinano il ricavo effettivo.

Gli ammontare destinati alla compensazione dei ricavi sono movimentati attraverso la cassa conguaglio del settore elettrico e sono composti dai differenziali positivi che le imprese rimettono alla cassa e da una quota delle risorse ricavate dalla componente UC3 della bolletta energia elettrica.

Più in dettaglio, il sistema perequativo dei ricavi relativi al servizio di distribuzione compensa le differenze tra i ricavi ammissibili, ottenuti applicando la tariffa di riferimento, e i ricavi ottenibili applicando le tariffe obbligatorie (tariffa obiettivo D1 per i clienti potenziali e altre tariffe obbligatorie per clienti non domestici). La tariffa di riferimento è la tariffa unitaria che, applicata virtualmente agli utenti della rete dell'impresa distributtrice, ne determina i ricavi ammessi. La tariffa obiettivo è la tariffa unica nazionale che determina la quota parte di costo a carico dell'utenza. Poiché la seconda è individuata a livello nazionale, mentre la prima può variare tra i diversi distributori (ad esempio per differenze negli investimenti ammessi in RAB), il sistema di perequazione garantisce la corretta allocazione dei ricavi ammessi. Il sistema perequativo dei ricavi riguardante le tariffe D2 e D3 compensa le differenze tra i ricavi ottenibili applicando la tariffa obiettivo D1 e quelli effettivamente ottenuti applicando le tariffe obbligatorie D2 e D3, fattualmente riscosse dall'impresa distributtrice. Il sistema perequativo dei costi di trasmissione compensa le differenze tra i costi sostenuti dall'impresa distributtrice attraverso la tariffa CTR e i ricavi ottenuti attraverso la componente TRAS. L'obiettivo è di uniformare (e neutralizzare) la "partita di giro" dei costi di trasmissione, di cui le imprese distributrici si fanno tramite: il sistema di perequazione si assicura che l'impresa di distribuzione non debba corrispondere alla società di trasmissione una quota inferiore/superiore alla sua competenza effettiva.

Infine, è inoltre previsto un sistema di perequazione aziendale che, a livello di singola impresa, si prefigge di compensare gli scostamenti residuali dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti.

1.5.7 Il processo di ammissione dei nuovi investimenti al regime favorito di remunerazione delle spese di capitale

La trasmissione e il Piano di Sviluppo

Terna assolve annualmente l'obbligo di stendere un Piano di Sviluppo della Rete Nazionale, contenente le linee di sviluppo della rete, secondo quanto stabilito dai termini della Concessione per le attività di trasmissione. Questi comprendono obiettivi in termini di sicurezza, affidabilità e continuità; un uso efficiente; l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di garantire l'accesso paritario; la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti. Il Piano, inoltre, accoglie gli indirizzi del MISE stabiliti con la programmazione decennale, stabiliti sulla base di previsioni del fabbisogno energetico, necessità di interconnessione con l'estero, necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione, richieste di connessione. La definizione del Piano (e la sua approvazione) vincola quindi in una qualche misura Terna ad una definizione condivisa e non arbitraria degli investimenti. Durante la sua stesura il Piano è sottoposto al vaglio del Comitato di Consultazione Utenti di Terna, nel quale vengono rappresentati i distributori, i produttori da fonti convenzionali e non, i grandi clienti industriali, i grossisti e i consumatori. Inoltre, in attuazione di quanto disposto dall'art. 36 del decreto legislativo 93 del 2011, è offerto alla valutazione dell'Autorità che, in seguito alla Deliberazione 112/2012/R/eel, lo sottopone a consultazione pubblica.¹³ Il Piano è infine sottoposto al Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) per l'approvazione.

Anche sulla base del Piano di sviluppo, sono individuati quegli investimenti che hanno titolo al regime favorito di remunerazione del capitale. Il regime di incentivazione degli investimenti valido nell'attuale periodo regolatorio¹⁴ prevede tre classi di investimento:

- classe I = 1: investimenti di rinnovo, derivanti da obblighi normativi o altri investimenti. Non sono incentivati;
- classe I = 2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non inclusi in I = 3, incluse le opere relative al Piano di difesa e opere accessorie agli investimenti a regime I = 3. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 1,5% per 12 anni;
- classe I = 3: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato o ad incrementare la Net Transfer Capacity (NTC)

¹³ Tale consultazione del Piano consente un positivo coinvolgimento dei soggetti interessati e una conseguente valutazione dell'Autorità di rilevante impatto, tanto sul processo redazionale del Piano, quanto sui contenuti dello stesso.

¹⁴ Comma 22.5 del TIT

sulle frontiere elettriche, nonché altri interventi considerati di primaria portata strategica. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 2% per 12 anni;

- classe I = 4: investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 2% per 12 anni.

I progetti in classe I = 3 sono in particolare soggetti ad un meccanismo di premi e penalità – introdotto con la delibera 87/10 e perfezionato negli artt. 25-29 del TIT¹⁵ – volto a incentivare la tempestiva entrata in esercizio degli stessi. I progetti in classe I = 4 sono selezionati secondo specifica procedura definita con la delibera 288/2012/R/eel.

Infine, per tutti gli investimenti ammessi a regime favorito, è previsto un sistema proporzionale di riduzione della maggiorazione, nel caso in cui siano previsti costi ambientali o compensativi collegati al progetto di investimento.

Distribuzione

Sono riconosciute delle maggiorazioni nel tasso di remunerazione del capitale per le imprese di distribuzione, in riferimento ad investimenti ammessi al regime favorito. Per il quarto periodo regolatorio, le classi di investimento accolte a regime favorito sono:

- classe D = 1: investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione da alta tensione a media tensione. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 1,5% per 8 anni;
- classe D = 2: progetti pilota per reti attive *smart grids*. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 2% per 12 anni;
- classe D = 3: investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 1,5% per 12 anni
- classe D = 4: investimenti di potenziamento della capacità di trasformazione nelle aree critiche. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 1,5% per 12 anni;
- classe D = 5: progetti pilota in sistemi di accumulo, sottoposti al vaglio di un'apposita commissione. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 2% per 12 anni;
- classe D = 6: non incentivati.

¹⁵ Allegato A alla delibera 199/11

2 I principali risultati

2.1 Premessa: i servizi di rete e la bolletta elettrica

Nell'analizzare gli esiti prodotti dall'insieme dei meccanismi di regolazione descritti nei paragrafi precedenti partiremo dall'evoluzione delle tariffe e della remunerazione dei servizi di rete, per poi analizzare il peso di questa componente sul prezzo finale dell'energia elettrica. A questo proposito, l'AEEGSI determina il prezzo fissando trimestralmente il valore di tre componenti: servizi di vendita, servizi di rete e oneri generali.

Confrontando l'incidenza degli oneri di trasporto, distribuzione e misura sul complesso della bolletta elettrica, possiamo notare come il suo peso si sia ridotto nel tempo, sia in termini assoluti, sia in termini percentuali. Nel complesso, dal 1999 ad oggi, il costo dell'elettricità è aumentato di oltre il 90%, passando da 101,20 €/MWh a 191,80 €/MWh, anche a causa di un incremento del Brent del 358%. Il principale contributo a tale incremento è dato dalla componente energia. In termini percentuali, anche le imposte e gli oneri di sistema (soprattutto per la voce A3, quella a copertura dei sussidi per le rinnovabili) hanno avuto un aumento considerevole. Per contro, i costi di trasporto e distribuzione si sono ridotti, dal 1999 ad oggi, del 9% in termini nominali e di oltre il 30% in termini reali.

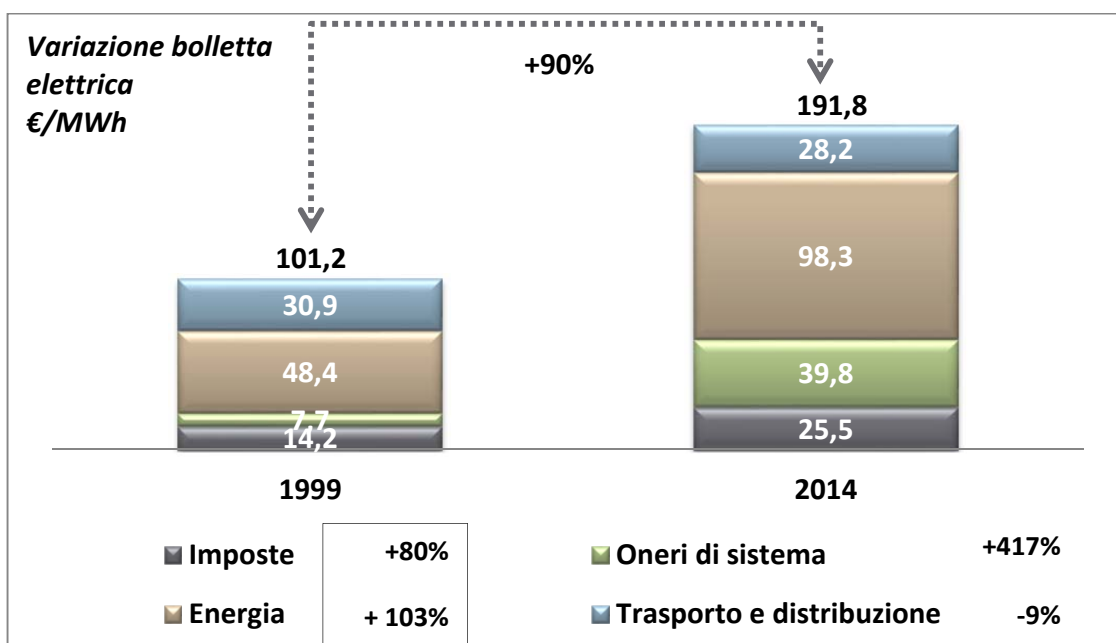


Figura 3: Evoluzione della composizione della bolletta elettrica. Fonte: AEEGSI.

La ripartizione della componente dei servizi di rete nel 2013 è la seguente:

Tabella 7: ripartizione della componente dei servizi di rete.

Anno	Trasmissione	% su tot	Distribuzione	% su tot	Misura	% su tot	Totale
2013	0,59	22,8	1,72	67,1	0,26	10,1	2,57

Dati in c€/kWh da Relazione Annuale AEEGSI, anni diversi al netto delle componenti UC3 e UC6

La tabella riporta la ripartizione della componente dei servizi di rete suddivisa in remunerazione del servizio di trasmissione, di distribuzione e misura.

Dunque, l'incidenza delle tariffe di rete sul prezzo al cliente finale è scesa da oltre il 30% a meno del 15% in questi ultimi 15 anni. Di più, il valore assoluto è rimasto sostanzialmente stabile, anche se in questi ultimi anni, dopo un'indicativa riduzione, è tornato a crescere, soprattutto per un incremento della componente legata al servizio di trasmissione.

2.2 Il servizio di trasmissione

Nell'ultimo decennio il settore elettrico ha subito cambiamenti rilevanti, che hanno avuto un forte impatto sull'attività di trasmissione dell'energia elettrica e su quelle necessarie a garantire la disponibilità continua e in condizioni di sicurezza del servizio elettrico. Queste ultime sono comunemente indicate come "gestione del sistema" o "dispacciamento", in quanto tradizionalmente la leva principale utilizzata per la gestione del sistema è il controllo (o dispacciamento) del livello di attivazione e di alcuni parametri di funzionamento delle diverse unità di produzione.

In questa sezione analizziamo l'evoluzione del sistema di trasmissione Italiano tra il 2003 e il 2013. Nel paragrafo 2.2.1 presentiamo le principali dinamiche della domanda e dell'offerta di energia elettrica in Italia che hanno influenzato la domanda per servizi di trasmissione. Nel paragrafo 2.2.2 analizziamo l'evoluzione dei principali indicatori economici e tecnici che caratterizzano l'attività di trasmissione di energia elettrica in Italia.

2.2.1 Le dinamiche della domanda e dell'offerta di energia elettrica in Italia tra il 2003 e il 2013 e le implicazioni per le attività di trasmissione

Evoluzione del parco di generazione e della domanda di energia elettrica in Italia

Tra il 2003 e il 2013 sono stati collegati alla rete elettrica Italiana circa 22 GW di capacità di produzione termoelettrica aggiuntiva. Tale valore risulta dalla realizzazione di nuova capacità produttiva, dalla modifica di alcuni impianti e dalla dismissione di altri pre-esistenti. Ulteriori dismissioni per una potenza complessiva di almeno 2,5 GW sono previste da Terna nel breve-medio termine (5 - 10 anni). Ulteriori impianti risultano autorizzati al 2013 per circa 3,4 GW,

da localizzarsi in Liguria, Lombardia, Veneto, Campania, Calabria e Sardegna. La Figura 4 mostra la distribuzione nel territorio e nel tempo del parco di generazione termoelettrica.

Per apprezzare compiutamente la portata di queste dinamiche di cambiamento si consideri che la capacità termoelettrica complessiva in Italia nel 2003 era di 56 GW.



Figura 4: Distribuzione di connessioni e dismissioni di capacità termoelettrica.

Oltre all'incremento nella capacità di produzione termoelettrica, tra il 2003 e il 2013 sono stati connessi alla rete elettrica italiana circa 26 GW di nuova capacità di generazione eolica e fotovoltaica, come illustrato nella seguente Figura 5.

La regolazione delle reti elettriche in Italia

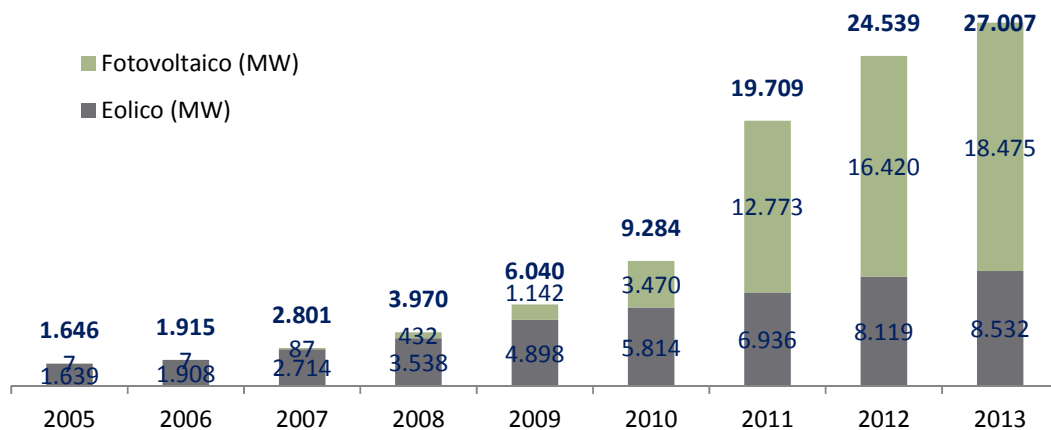


Figura 5: Evoluzione della potenza eolica e fotovoltaica installata. Fonte: Terna, Piano di Sviluppo 2014

Infine la seguente Figura 6 illustra la dinamica della domanda di energia elettrica e della potenza massima richieste sulla rete elettrica Italiana tra il 2003 e il 2013. Dalla figura è possibile osservare come i livelli di domanda subiscono un crollo negli 2008 e 2009, in concomitanza con la fase acuta della crisi economica globale, manifestano una ripresa nel 2010 per poi assestarsi in un trend lievemente decrescente a partire dal 2011, a segnalare la natura strutturale della riduzione

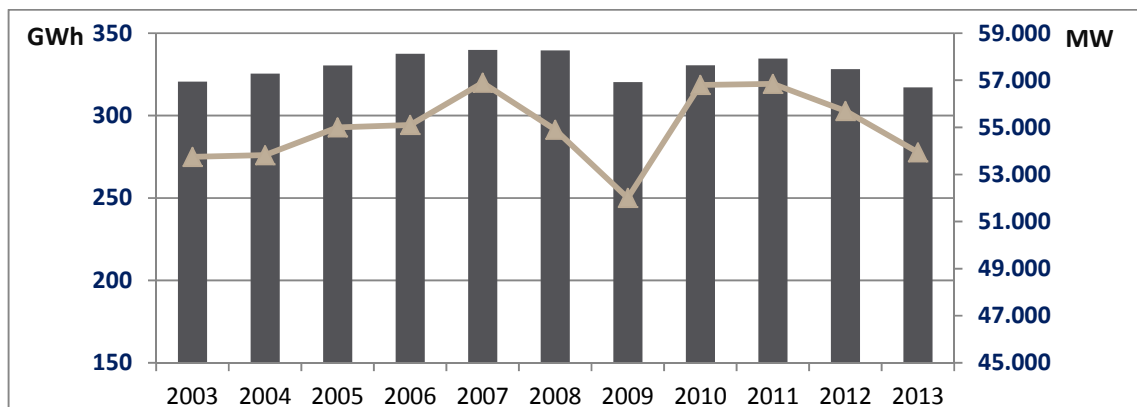


Figura 6: Fabbisogno di energia e potenza di punta sulla rete elettrica Italiana 2003 - 2013. Fonte: dati statistici Terna.

Implicazioni per la domanda di servizi di trasmissione

I cambiamenti nella dimensione e composizione del parco di generazione e della domanda illustrati nel paragrafo precedente hanno impatti significativi sulla domanda di servizi di trasmissione e di servizi per il dispacciamento.

In primo luogo, la connessione di nuova capacità di produzione richiede che la capacità di trasmissione venga adeguata al fine di consentire il trasferimento dell'energia elettrica prodotta nei nuovi impianti alle zone di consumo. A questo riguardo è indicativo, ad esempio,

il modificarsi dei saldi tra produzione e consumo in alcune Regioni del paese nel tempo, illustrato dalla seguente Figura 7.

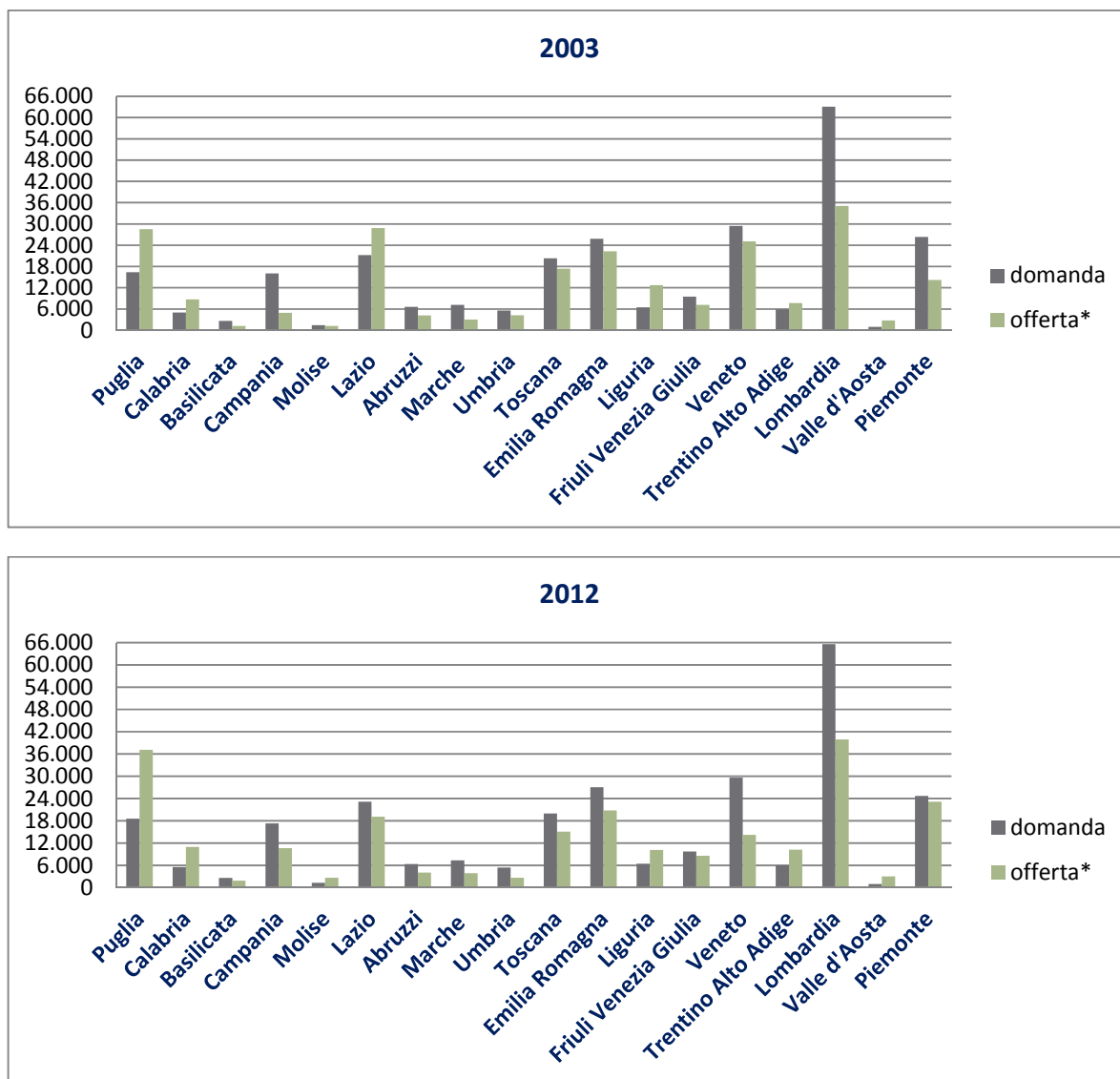


Figura 7: Bilancio domanda e offerta 2003 - 2012. Fonte: dati statistici Terna. I dati sull'asse delle ordinate sono espressi in GWh; *produzione netta esclusa autoproduzione

La figura evidenzia, in particolare, l'inversione del segno del saldo tra produzione e consumo nelle Regioni Molise, Lazio e la quasi uguaglianza tra le due nella Regione Piemonte. Significativo è inoltre l'aumento della produzione in Puglia, Calabria, Campania e Piemonte.

Al fine di evidenziare la portata dei cambiamenti dei flussi di energia elettrica sulla rete di trasmissione indotti dall'evoluzione del parco di generazione, la seguente Figura 8 illustra i

flussi di energia attraverso il confine tra la zona di mercato¹⁶ Centro Sud e la zona di mercato Sud in ciascuna ora dell'anno 2005 e dell'anno 2012. La figura evidenzia due fenomeni: l'incremento del valore dei flussi e l'inversione del loro verso. Questi cambiamenti riflettono l'aumento della produzione nelle regioni Meridionali, anche in conseguenza dell'espansione della capacità di generazione fotovoltaica ed eolica.

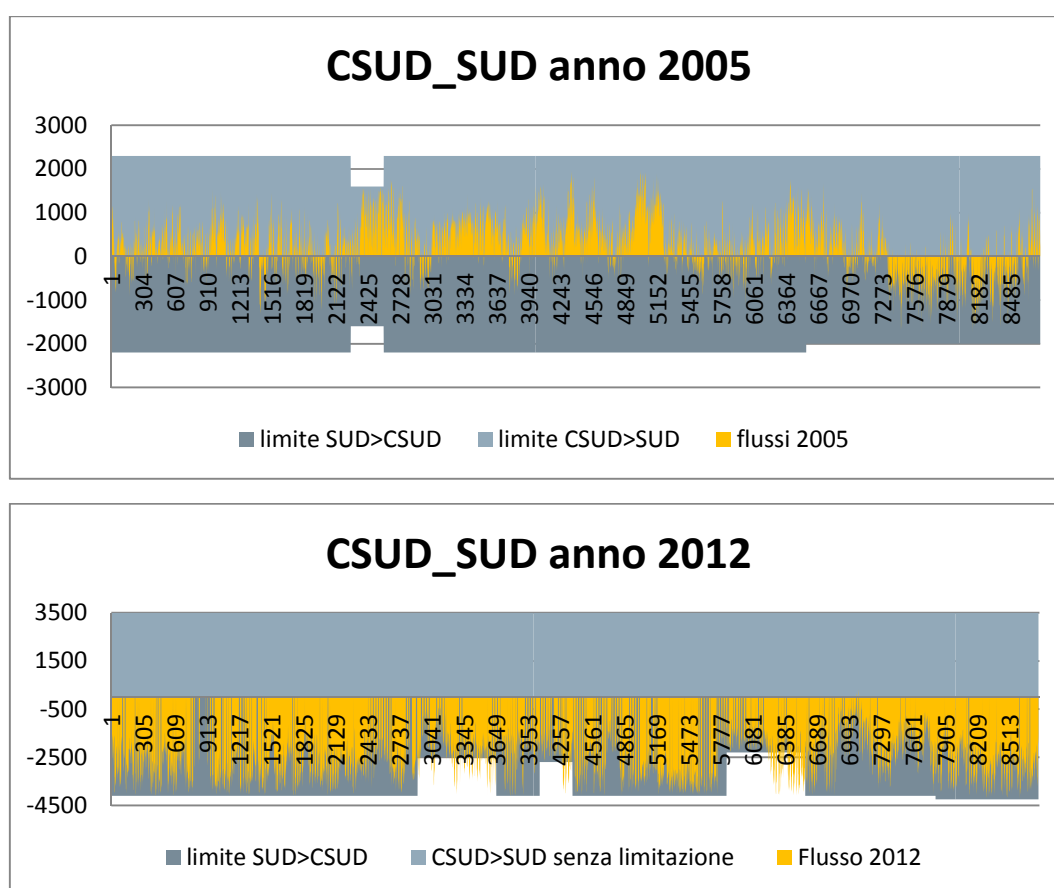


Figura 8: Evoluzione dei limiti di capacità interzonale e dei flussi delle zone di mercato Centro Sud e Sud nel 2005 e nel 2012. Fonte: Elaborazioni su dati statistici di Terna e sugli esiti dei mercati (MGP) del GME. Sull'asse delle ordinate dati in MW, sull'asse delle ascisse le ore del MGP.

La situazione illustrata nella figura è esemplificativa anche della reazione del gestore del sistema al modificarsi della domanda di servizi di trasporto. Si nota infatti che Terna ha

¹⁶ Il mercato elettrico Italiano è suddiviso in zone, aree geografiche all'interno delle quali non si verificano frequentemente congestioni di rete e tra le quali, invece, i limiti della capacità di trasporto sono spesso stringenti, impedendo il trasporto di energia elettrica prodotta nella zona a più basso costo verso la zona a più alto costo.

operato in modo di aumentare la capacità di interconnessione tra le due zone, in particolare portandolo da circa 2200 MW a circa 4500 MW nella direzione da Centro-sud a Sud¹⁷.

In secondo luogo, l'incremento della produzione di energia elettrica da parte di impianti (alimentati da fonti primarie rinnovabili) connessi alle reti di distribuzione ha modificato i flussi di energia tra i diversi livelli della rete elettrica Italiana. Tradizionalmente l'energia elettrica era prodotta da impianti connessi alla rete di trasmissione, e in particolare alla sua porzione in altissima tensione; di conseguenza i flussi di energia elettrica dai livelli di tensione maggiore verso i livelli di tensione inferiori – a cui è collegata la maggior parte dei consumatori – erano assolutamente prevalenti. L'aumento delle immissioni nelle reti di distribuzione da parte dei nuovi impianti di generazione eolici e fotovoltaici ha determinato, in particolare nelle Regioni in cui la domanda di energia elettrica è relativamente bassa, più frequenti situazioni con flussi di energia in direzione opposta a quella tradizionale, cioè dai livelli tensione inferiori a quelli superiori o più in generale maggiori movimenti di energia orizzontali, cioè tra elementi di rete allo stesso livello di tensione.

La Figura 9 seguente illustra la portata di questo fenomeno per la rete di Enel Distribuzione nell'anno 2013; come la figura illustra il numero di punti di congiunzione tra le reti in alta e media tensione attraversati da flussi di energia elettrica con verso opposto a quello tradizionale aumenta stabilmente nel tempo.

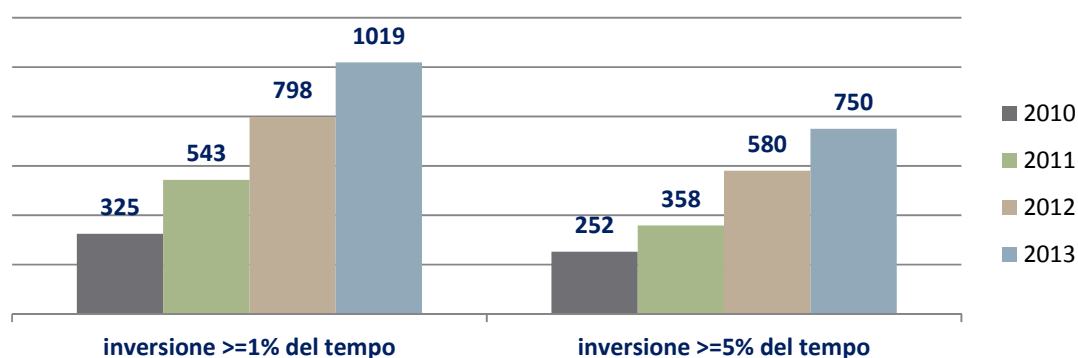


Figura 9: Sezioni di AT/MT interessate da inversione dei flussi. Fonte: Terna, Piano di Sviluppo 2014

In terzo luogo l'aumento della quota di produzione di energia elettrica da fonti primarie intermittenti, quali la luce solare e il vento, comporta un aumento delle risorse necessarie a garantire che in ogni momento venga immessa in rete una quantità di energia elettrica pari a quella prelevata. In particolare l'espansione della quota di produzione da fonti non programmabili richiede un aumento della capacità di generazione di riserva, mantenuta attiva ma non pienamente utilizzata con caratteristiche tali da permettere di variare con rapidità il livello di produzione, in risposta ad oscillazioni della produzione eolica o fotovoltaica.

¹⁷ Nella figura tale limite è rappresentato dall'ampiezza della banda di colore blu.

Notiamo infine che l'orizzonte temporale degli investimenti in infrastrutture di rete di trasmissione è storicamente assai più lungo dei tempi di realizzazione della capacità di generazione. Tempi di realizzazione dell'ordine del decennio sono storicamente stati normali per le infrastrutture di rete, in particolare a causa dei lunghi tempi di autorizzazione e alle opposizioni delle popolazioni sul cui territorio le reti sono state realizzate. Al contrario tipicamente tra la decisione e la realizzazione di impianti termoelettrici non nucleari, anche di grandi dimensioni, passano pochi anni; inoltre, come evidenziato dalla Figura 5 precedente, un rilevante sviluppo della capacità produttiva da fonte rinnovabile, ed in particolare fotovoltaica, è avvenuto in Italia in tempi assai rapidi. E' evidente in particolare il picco della nuova capacità fotovoltaica dell'anno 2011, in concomitanza con la decisione dell'autorità pubblica di ridurre nell'esercizio successivo l'entità delle incentivazioni economiche alla realizzazione di impianti di questo tipo.

Di conseguenza la pianificazione degli interventi di sviluppo del sistema di trasmissione deve avvenire con grande anticipo rispetto al momento in cui gli effetti di tali interventi si produrranno, in un contesto di grande incertezza circa le determinanti della domanda di servizi di trasmissione. A questo riguardo è indicativa la seguente Figura 10, che riporta le previsioni della domanda di energia elettrica fatte da Terna nei Piani di Sviluppo elaborati in periodi diversi. Come la figura evidenzia, alcune decisioni assunte anteriormente al manifestarsi della crisi economica globale sono state basate su previsioni della domanda di energia elettrica sensibilmente superiori a quelli effettivi.

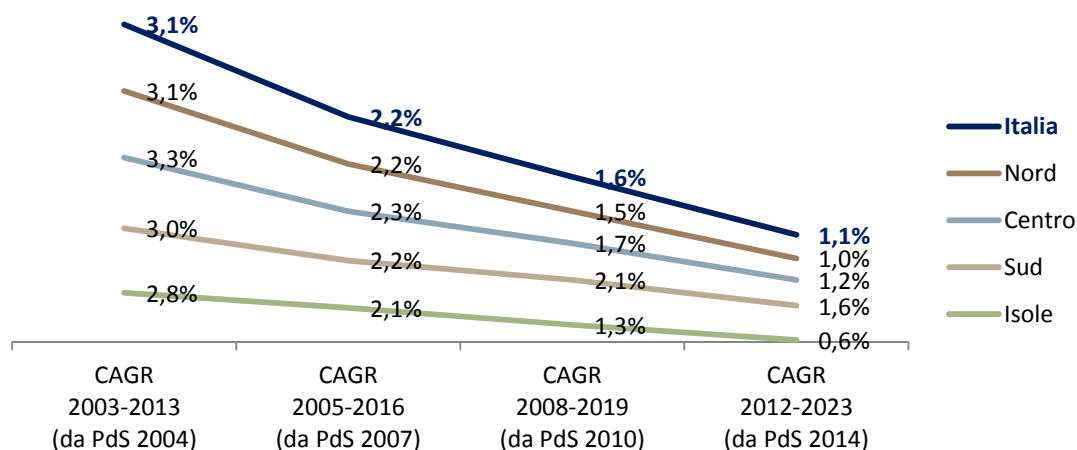


Figura 10: Previsioni Terna di sviluppo della domanda nelle aree geografiche (CAGR %). Fonte: Terna, Piani di Sviluppo anni diversi.

L'assetto organizzativo liberalizzato dell'attività di generazione da un lato, e l'intervento politico in materia di sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, complicano ulteriormente l'esercizio di previsione su cui si basano le decisioni di investimento nella rete di trasmissione.

La liberalizzazione del mercato elettrico ha portato, infatti, importanti novità nella pianificazione e realizzazione degli investimenti infrastrutturali per il trasporto dell'energia. Nel precedente assetto integrato un solo soggetto, l'Enel, decideva in maniera coordinata lo sviluppo della capacità di generazione e della rete di trasmissione, nell'assetto attuale, in cui le decisioni circa la trasmissione e la generazione sono prese da soggetti diversi, il coordinamento deve essere ottenuto attraverso opportuni meccanismi istituzionali. Tali meccanismi sono stati potenziati nel tempo attraverso misure quali:

- il recepimento nella legislazione delle singole Regioni dell'autorizzazione unica degli impianti di produzione da fonti rinnovabili e delle infrastrutture di rete connesse, introdotta dall'art. 12 del D.Lgs 387/03;
- l'evoluzione delle disposizioni AEEGSI sulla regolamentazione delle connessioni alla rete (Del. 281/05, Del 99/08 e s.m.i.) che hanno assegnato al TSO il compito di definire le soluzioni tecniche minime generali di connessione alla rete AT di tutti gli impianti di produzione di potenza superiore a 10 MW;
- l'unificazione della proprietà e gestione della RTN, resa possibile dal DPCM 11/05/2004 e, successivamente, l'acquisizione da parte di Terna nel perimetro della RTN della rete AT di ENEL Distribuzione avvenuta nell'Aprile 2009.

A questi si è aggiunta l'entrata in vigore della Legge n. 99/2009, che ha introdotto alcune importanti semplificazioni dei processi autorizzativi di linee elettriche della RTN in AT.

2.2.2 Investimenti, servizi di trasmissione e dispacciamento

Nel periodo 2003-2012, come viene illustrato nella Figura 11, l'attività di investimento nella rete di trasmissione di energia elettrica Italiana è stata intensa. Come già sottolineato, il fabbisogno di investimento nel periodo è la conseguenza, da un lato, della liberalizzazione dell'attività di generazione e della separazione dell'attività di trasmissione da quella di generazione, che hanno reso evidente la presenza di colli di bottiglia nel sistema di trasmissione Italiano e quindi il valore degli investimenti in capacità di trasmissione. Dall'altro lato, lo sviluppo della generazione da fonte rinnovabile ha modificato radicalmente l'articolazione geografica della produzione di energia elettrica in Italia, rendendo necessario adeguare la capacità di trasmissione (oltre a quella di distribuzione).

Nel corso del periodo, come illustrato nel capitolo precedente, gli investimenti medi annui in attività di trasmissione sono aumentati di circa il 500%.

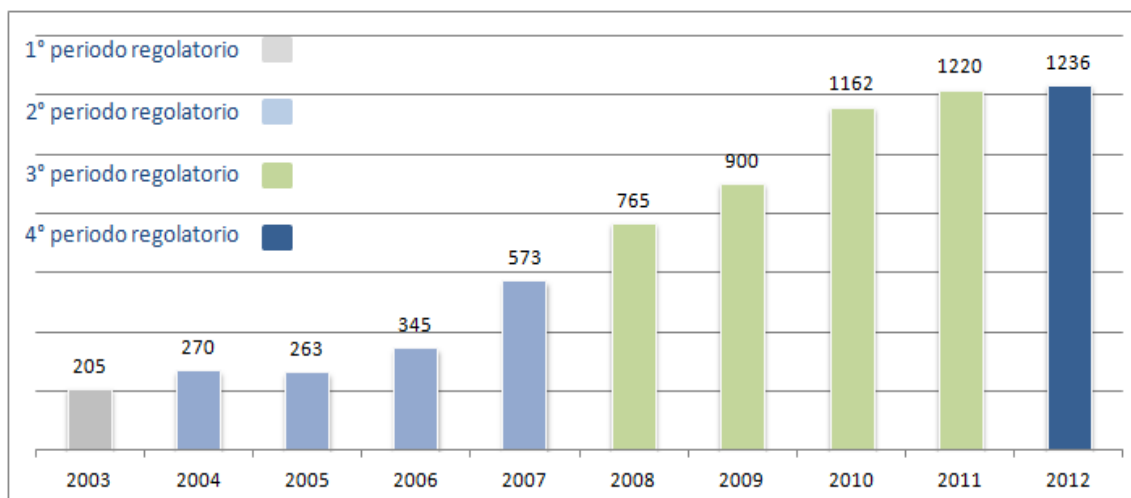


Figura 11: Investimenti realizzati sulla rete dal 2003 al 2012 (M€). Fonte: dati Terna. Dati in milioni di euro.

La figura evidenzia in particolare l'accelerazione degli investimenti durante il terzo periodo regolatorio, in concomitanza con l'introduzione del sistema premiante di remunerazione dei nuovi investimenti descritto nel capitolo precedente.

Nel resto di questo paragrafo illustriamo alcuni aspetti dell'impatto di tali investimenti. Notiamo innanzitutto che generalmente ogni investimento nella trasmissione di energia elettrica ha un impatto su una molteplicità di aspetti del funzionamento del sistema elettrico, che vanno dalle capacità di trasportare flussi crescenti di potenza tra diverse aree geografiche, alla sicurezza del sistema e alla qualità del servizio.

Inoltre, è generalmente impossibile associare direttamente ciascun intervento ad un insieme di effetti, in quanto la tecnologia della trasmissione dell'energia elettrica rende altamente interdipendenti i diversi elementi della rete. Infine, lo stesso "grado di utilizzo" di un elemento della rete, ad esempio misurato attraverso la quantità di energia che lo attraversa, non costituisce generalmente un indicatore dell'utilità dell'elemento; questa può derivare, ad esempio, dal fatto che, grazie a quell'elemento, è possibile utilizzare intensamente altri elementi senza violare le condizioni di sicurezza cruciali ai fini della continuità del servizio.

Servizi di trasmissione

Gli investimenti in infrastrutture di trasmissione nel periodo 2003-2013 hanno aumentato significativamente la capacità di trasferire flussi di energia tra alcune aree del territorio italiano. I risultati di maggior rilievo in questo senso includono:

- l'incremento della capacità di interconnessione tra la Sardegna e l'Italia peninsulare grazie alla realizzazione della linea sottomarina detta SAPEI, con capacità massima di

1000 MW. L'impatto di questo intervento sui prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso in Sardegna è stato considerevole. Tra il 2006 e il 2013 la differenza tra il prezzo medio dell'energia elettrica all'ingrosso in Sardegna e quello medio nazionale (il cosiddetto PUN) si è ridotta drammaticamente, come mostrato nella Tabella 8;

Tabella 8: Differenza del prezzo zonale della Sardegna rispetto al PUN. Fonte: dati GME espressi in €/MWh.

	PUN	Sardegna	Δ €/MWh
2006	74,75	80,55	5,8
2013	62,99	61,52	-1,47

- un incremento di capacità di interconnessione con impatto analogo sui prezzi è atteso derivare dal completamento del un nuovo collegamento sottomarino tra la Sicilia e l'Italia peninsulare (cosiddetta linea Sorgente-Rizziconi), previsto per giugno 2015;
- l'incremento della capacità di interconnessione con l'estero - grazie ai nuovi collegamenti con la Francia, la Svizzera e il Montenegro e ad interventi sulla rete nazionale;
- la rimozione della maggior parte dei cosiddetti "poli di produzione limitata", che limitavano la potenza che poteva essere immessa in rete da alcuni raggruppamenti di impianti¹⁸;
- l'eliminazione delle limitazioni di scambio tra le zone di mercato Nord e Centro-Nord e l'aumento della capacità di interconnessione tra le zone Centro-Sud e Sud;
- la riduzione della cosiddetta "Mancata produzione eolica" (o MPE), cioè dell'energia elettrica prodotta da fonte eolica che non è stato possibile immettere in rete a causa di vincoli del sistema di trasmissione¹⁹. Come illustrato nella Figura 12 la mancata produzione eolica è passata dal 10.7% della produzione eolica totale nel 2009, all'1.8% nel 2013, nonostante l'aumento significativo della produzione eolica nel periodo. La Figura 13 evidenzia che fino al 2012 la mancata produzione eolica era causata principalmente da vincoli nelle porzioni del sistema di trasmissione prossime agli impianti di generazione, quelle cioè in alta tensione. Tali vincoli sono stati rimossi con interventi sul sistema in alta tensione, che hanno aumentato la capacità della rete "locale" di trasferire energia alla rete in altissima tensione. Questo tuttavia ha fatto emergere criticità nel sistema in altissima tensione, determinando un aumento (relativo) della sua incidenza nel causare restrizioni alla produzione eolica.

¹⁸ Turbigio-Roncovalgrande, Monfalcone, Piombino, Foggia, Brindisi, Rossano e Priolo Gargallo.

¹⁹ Come definito dall'allegato A alla delibera ARG/elt 5/10, che disciplina le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, l'indice di mancata produzione eolica (MPE) è, per ciascuna ora, la quantità di energia elettrica non prodotta da un'unità di produzione eolica per effetto dell'attuazione degli ordini di dispacciamento a programma e in tempo reale impartiti da Terna.

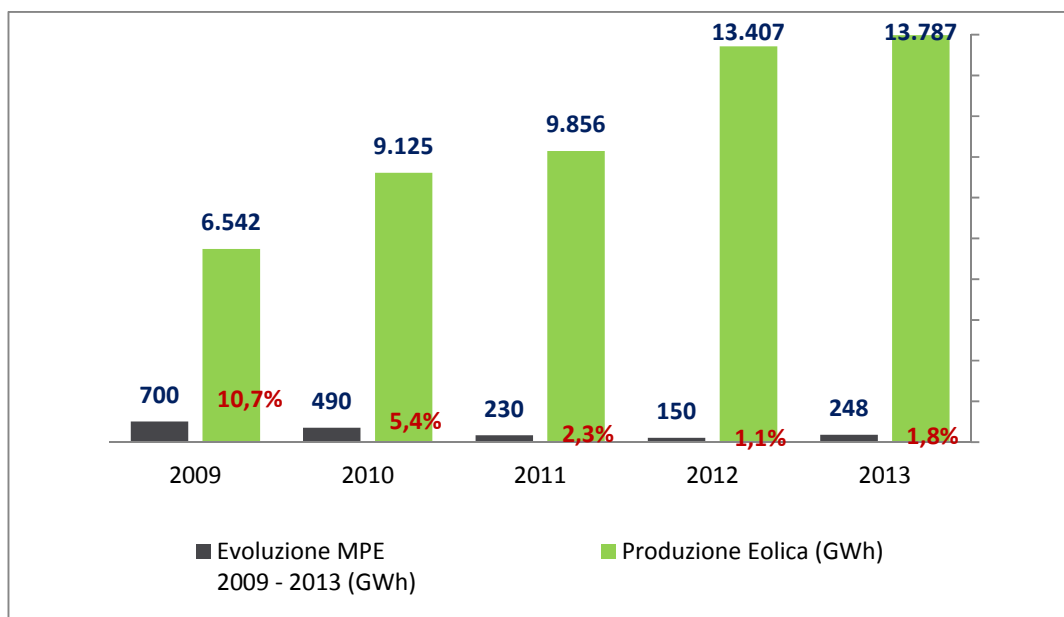


Figura 12: Evoluzione dell'indice MPE (2009 - 2013). Fonte: Terna, Piano di Sviluppo 2014. In rosso la quota percentuale dell'indice sul totale produzione.

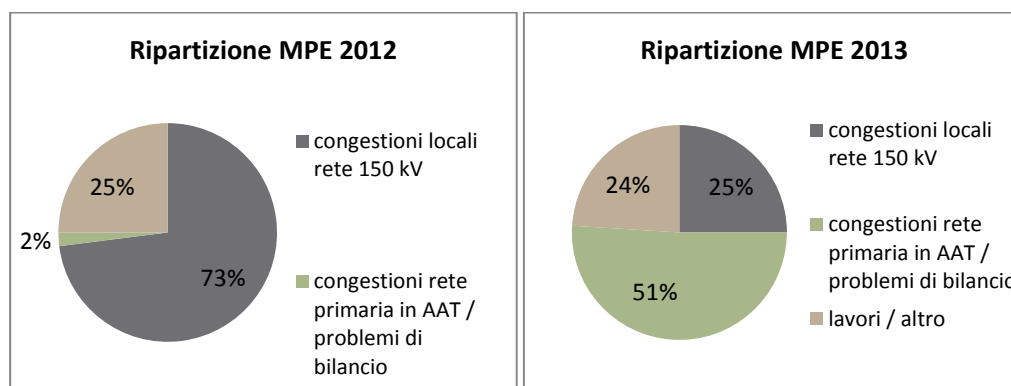


Figura 13: Ripartizione indice Mancata Produzione Eolica (MPE). Fonte: Terna, Piano di Sviluppo 2014.

Servizi per il dispacciamento

Le caratteristiche tecniche dell'elettricità rendono necessario l'equilibrio continuo di immissioni e prelievi nella rete. Inoltre in ogni momento il flusso di energia attraverso ciascun elemento della rete non deve superarne la capacità.

Il principale strumento a disposizione del gestore del sistema elettrico per assicurare la sicurezza del sistema e la continuità del servizio è il controllo delle immissioni delle diverse unità di produzione. In particolare:

- disponendo l'attivazione ad un livello inferiore al massimo di alcune unità di produzione (e l'avviamento di altre, il gestore del sistema procura capacità di generazione di riserva (la cosiddetta riserva operativa)
- disponendo l'aumento delle immissioni di unità di produzione situate in alcuni nodi della rete e la riduzione delle immissioni di unità situate in altri nodi il gestore del sistema controlla i flussi di energia sulle reti al fine di risolvere eventuali congestioni (il cosiddetto "redispacciamento")
- disponendo l'aumento o la riduzione delle immissioni di alcune unità di produzione assicura, in ogni momento, l'equilibrio continuo delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.

Il gestore del sistema acquista i predetti servizi su un apposito mercato in cui i generatori competono presentando offerte di vendita per i loro servizi. L'approvvigionamento si svolge quotidianamente in più sessioni di mercato, la prima (il Mercato per i servizi di dispacciamento, o MSD) ha luogo il giorno prima di quello in cui le prestazioni contrattate verranno rese e le altre (i Mercati di bilanciamento, o MB) in prossimità del momento di consegna (il cosiddetto "tempo reale").

Esistono complesse relazioni di sostituibilità tra la capacità delle infrastrutture di trasmissione e i costi sostenuti giorno per giorno per l'approvvigionamento dei servizi per il dispacciamento. Ad esempio quanto maggiore è la capacità di interconnessione tra aree diverse della rete e tanto minore sarà il ricorso da parte del gestore del sistema al redispacciamento e tanto minore sarà la quantità complessiva di riserva che dovrà essere approvvigionata.

La seguente Tabella 9 riporta i volumi di energia movimentati su MSD e MB dal 2005 al 2012 e gli oneri netti risultanti dalla valorizzazione degli sbilanciamenti e transazioni in acquisto e vendita eseguite da Terna. Il trend è decrescente negli anni più recenti, anche in concomitanza con l'introduzione di meccanismi regolatori su Terna basati su premi per la riduzione del volume di servizi per il dispacciamento acquistati. La recente ripresa dei volumi acquistati (e dei costi corrispondenti) è presumibilmente associata all'incremento della volatilità delle immissioni dovuto al crescente ruolo degli impianti alimentati a fonti rinnovabili non programmabili.

Tabella 9: Evoluzione dei volumi e degli oneri dei servizi ancillari. Fonte: Terna, Relazione Finanziaria anni diversi.

Anno	MSD ex-ante, TWh: acq/ven	MSD ex-ante, onere netto associato (M€)	MB, TWh: acq/ven	MB, onere netto associato (M€)
2005	11,8/13,1	232,9		
2006	12,6/14,3	1,298.2		
2007	14,7/12,4	1,783	8,6/9,9	628
2008	11,6/11,5	1,856	8,8/10,6	760
2009	12,5/14,8	1,385	7,1/9,7	384
2010	7,0/14,8	823	7,0/8,1	440
2011	4,7/4,9	761	3,9/12,3	162
2012	5,8/3,4	859	5,0/9,3	433

2.2.3 Analisi sull'efficienza dei costi operativi

Nel periodo 2004-2012, e cioè durante il secondo e il terzo periodo di regolazione, Terna ha conseguito una efficienza sui costi operativi riconosciuti dall'Autorità pari al 28,6% (Tabella 10). Ciò, come viene spiegato in seguito, si è tradotto in un beneficio economico del quale i destinatari diretti sono stati gli utenti elettrici finali.

In particolare, per il servizio di trasmissione i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore per l'anno 2004 ammontavano a circa 1.000 milioni di euro.²⁰ Terna ha stimato che la parte a copertura dei costi operativi ammontava a 354 milioni di euro. In termini reali e assumendo un perimetro di attività costante, nel primo anno dei successivi periodi regolatori il corrispondente ammontare a copertura dei costi operativi si è ridotto a 339 milioni di euro riconosciuti per il 2008²¹ e a 297 milioni di euro riconosciuti per il 2012.²²

²⁰ Relazione Tecnica (AIR) alla Deliberazione dell'Autorità n. 5/04.

²¹ Relazione AIR alla Deliberazione dell'Autorità n. 348/07.

²² Relazione AIR alla Deliberazione dell'Autorità n. 199/11.

Tabella 10: Evoluzione OPEX riconosciuti (dati in M€). Fonte: Terna.

	2004	2008	2012
OPEX riconosciuti in termini nominali	354	339	297
Coefficiente di rivalutazione	1.175	1.084	1
OPEX riconosciuti in valuta 2012	416	368	297
Variazione percentuale in termini reali (dal 2004)		-11.6%	-28.6%

Se si considera poi la variazione del perimetro di attività e l'evoluzione delle consistenze di rete del Gruppo Terna, secondo una metrica utilizzata da anni in Terna per quantificare le diverse tipologie di cespiti, emerge un aumento in termini di *asset* equivalenti gestiti pari al 43,4%, nel corso dei due periodi regolatori espletati (2° e 3°).

Tabella 11: Asset gestiti dal gruppo Terna. Fonte: Terna.

	2004	2008	2012
Km di linee gestite	38,697	44,172	63,448
N° stazioni	300	371	468
N° asset equivalenti gestiti	15,148	16,271	21,715
Variazione percentuale (dal 2004)		7.4%	43.4%

L'effetto combinato delle due dinamiche mostra che il costo operativo riconosciuto per *asset* equivalente si è più che dimezzato nel corso di due soli periodi regolatori. In assenza di tale importante risultato, l'utente elettrico avrebbe pagato 299 milioni di euro all'anno in più, già nel 2012. L'effetto cumulato, stimato interpolando i punti discreti individuati, è pari a 915 milioni di euro interamente restituiti all'utente elettrico nell'anno 2012 (Tabella 12).

Tabella 12: Effetto dell'efficienza dei costi operativi. Fonte: Terna.

	2004	2008	2012
OPEX per asset equivalente (base 2012)	2.01	1.65	1.00
OPEX iso-efficienza	416	447	569
Delta efficienza	0%	22%	101%
Saving annuale (OPEX iso-efficienza - OPEX riconosciuto, M€)	0	79	299
Media saving nel periodo regolatorio		40	189
Saving cumulato nel periodo regolatorio		158	757
Saving cumulato totale (2008 + 2012)			915

Va considerato inoltre, che le dinamiche evidenziate (riduzione dei costi riconosciuti a copertura delle spese operative ed incremento dei cespiti equivalenti) sono logicamente proseguite negli anni successivi al 2012. In particolare, i costi riconosciuti di trasmissione in termini reali sono calati del 3% all'anno (conformemente all'art 21.2 del TIT - All. A alla delibera 199/11), mentre gli asset equivalenti sono ulteriormente cresciuti rispetto al 2012. L'ulteriore risparmio annuo trasferito all'utente elettrico nel corso degli anni 2013 e 2014,

sebbene non puntualmente individuato, è dunque senz'altro superiore ai 299 milioni di euro quantificati per l'anno 2012. Infine, i costi operativi effettivi sono tuttora inferiori ai costi operativi riconosciuti. La differenza fra tali costi è temporaneamente trattenuta da Terna coerentemente con il disposto regolatorio, ma grazie al citato tasso di riduzione annuale, la quota trattenuta da Terna viene progressivamente erosa, incrementando la quota restituita all'utente elettrico.

2.2.4 Analisi delle performance della trasmissione

Qualità del servizio

I servizi di trasmissione dell'energia elettrica presentano diverse dimensioni di qualità. Tra queste la più importante è la continuità del servizio, che in Italia è oggetto di specifica regolamentazione a partire dal 2007²³, basata sulla fissazione da parte dell'Autorità di valori obiettivo e sul riconoscimento a Terna di premi in caso di loro superamento e penalità in caso di mancato raggiungimento. Come anticipato sopra, nella sezione 1.5.4, tre sono stati gli indici di continuità del servizio (di trasmissione) regolati, che dal 2012 si sono ridimensionati a uno:

- l'energia non servita di riferimento, o ENSR; tale grandezza stima la quantità di energia elettrica che non è stato possibile fornire ai clienti finali a causa di disservizi della rete di trasmissione; a partire dal 2012 l'indice ENSR è il solo utilizzato dal meccanismo ed è calcolato per il perimetro della Rete di trasmissione nazionale di proprietà di Terna (ENSR-TERNA) al 2012 e per la porzione di rete in alta tensione TELAT, ceduta da Enel a Terna nel 2009 (ENSR-TELAT).²⁴
- Il numero di disalimentazioni per utente, o NDU; tale indice, misurato per ciascuna delle otto Aree operative di Terna, è il numero medio di disalimentazioni, lunghe o brevi, subito dagli utenti direttamente connessi alla rete di trasmissione;
- La quota di utenti senza Disalimentazione, o QSD; anche tale indice è valutato per ciascuna delle otto Aree operative di Terna; esso rappresenta il rapporto tra il numero di utenti che nel corso dell'anno non hanno subito alcuna disalimentazione e il numero complessivo di utenti direttamente connessi alla rete.

Le seguenti Tabelle illustrano l'evoluzione dei tre indici di continuità a partire dal 2007. La

Tabella 13 evidenzia che l'indice ENSR a partire dal 2008 è costantemente migliorato ed è sistematicamente risultato inferiore ai livelli obiettivo fissati dall'Autorità. Per lo stesso periodo, l'indice NDU di alcune aree operative subisce significativi miglioramenti mentre l'indice QSD ha un andamento sostanzialmente stabile. A partire dal 2012, l'Autorità ha

²³ Deliberazione dell'Autorità n. 341/07.

²⁴ Allegato A alla Deliberazione dell'Autorità ARG/elt 197/11.

eliminato questi ultimi due indici dal gruppo dei meccanismi che, secondo il principio della regolazione incentivante, erano utili a prevenire gli incidenti rilevanti e ridurre le disalimentazioni ordinarie e, non da ultimo, a calcolare l'ammontare dei premi e delle penalità.²⁵

Tabella 13: Andamento dell'indice ENSR.

Anno ²⁶	ENSR	Target Regolato ²⁷		
2004	2,020			
2005	1,260			
2006	1,319			
2007	3,543			
2008	1,166		1,425	
2009	800		1,425	
2010	1,238		1,397	
2011	1,231		1,369	
(*) ²⁸	ENSR Terna	ENSR Telat	Target Terna ²⁹	Target Telat ²⁹
2012	593	333	944	579

²⁵ Deliberazione dell'Autorità ARG/elt 197/11.

²⁶ Fino al 2011 solo RTN Terna

²⁷ Livelli obiettivo per il periodo 2008-2011 per l'indicatore Energia non fornita di riferimento (ENSR) individuati dalla delibera ARG/elt 169/08, ai sensi dell'art. 7 dell'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341/07.

²⁸ A partire dal 2012 il meccanismo premi/penalità include nel computo anche l'energia non fornita sulla RTN TELAT che era di proprietà di Enel Linee Alta Tensione Srl e successivamente acquisita con contratto di compravendita da Terna e conferita alla società controllata Terna Linee Alta Tensione Srl. Per il quarto ciclo regolatorio l'Autorità ha confermato l'orientamento finale di asimmetria delle valorizzazioni di premi e penalità su RTN TELAT.

²⁹ Target annuale come stabilito dalla delibera 435/12.

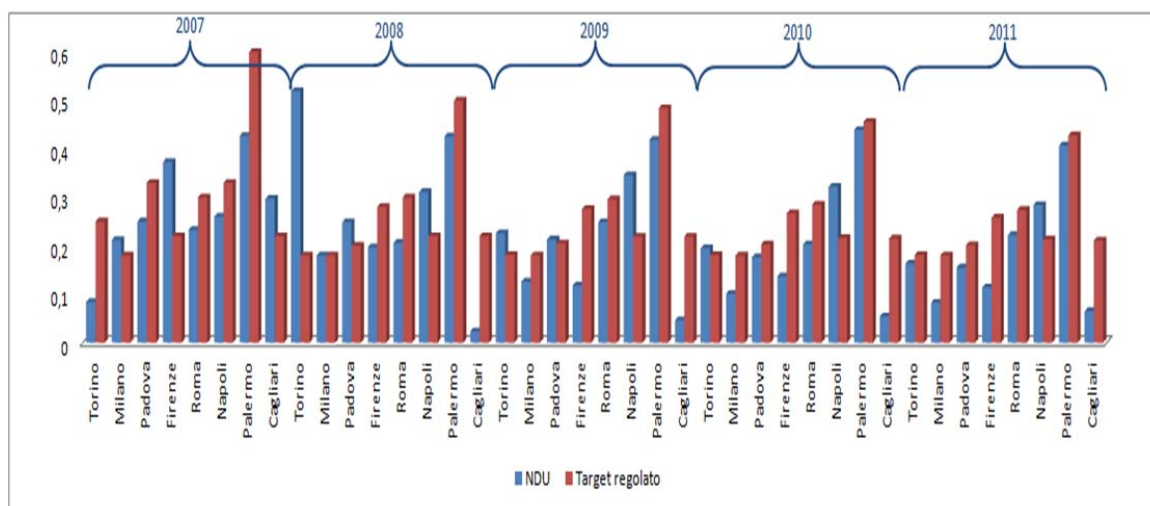


Figura 14: Andamento dell'indice NDU.

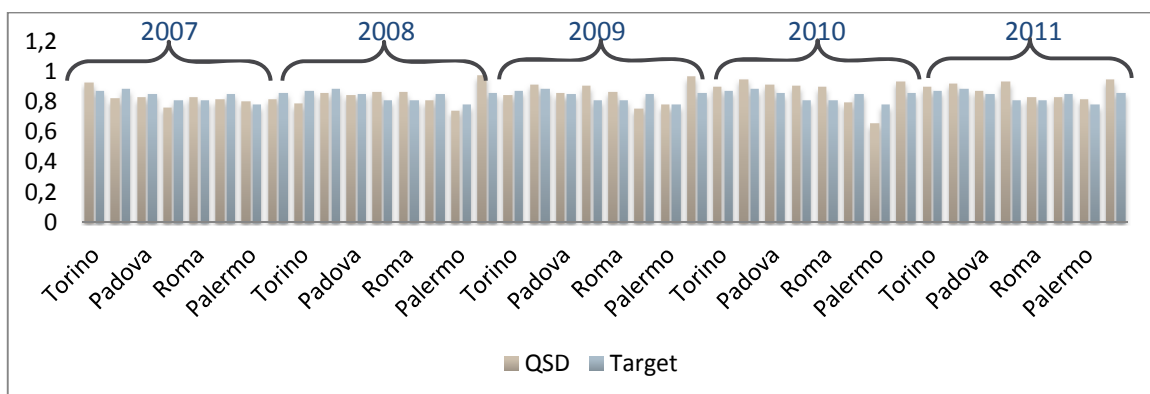


Figura 15: Andamento dell'indice QSD.

2.3 Il servizio di distribuzione

Tradizionalmente l'attività principale del distributore è stata quella di trasportare, trasformare e misurare l'energia sulla rete di media e bassa tensione, prelevandola dalla rete di trasmissione e consegnandola ai consumatori finali.

A seguito delle politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili degli ultimi anni, il nostro Paese ha visto un incremento esponenziale della connessione degli impianti di generazione distribuita sulla rete di media e bassa tensione, arrivando a registrare oltre 500.000 impianti per più di 25 GW di potenza installata. Oggi, l'Italia si trova così a essere tra i primi al mondo per numero e potenza di impianti non programmabili: questo richiede, inevitabilmente, un

ripensamento del funzionamento tradizionale delle reti di distribuzione. Tali infrastrutture sono passate da un funzionamento totalmente passivo e monodirezionale, a una gestione attiva dei flussi energetici, dovendo garantire, allo stesso tempo, condizioni di sicurezza della fornitura e uno scambio di segnali con i punti di immissione e di prelievo per il mantenimento dei vincoli di tensione e corrente.

Con il documento di ricognizione 354/13/R/eel l'AEEGSI ha avviato un pubblico dibattito sul nuovo ruolo degli operatori della distribuzione e sulla partecipazione delle fonti rinnovabili al mercato elettrico. In tale contesto si rende necessaria una evoluzione del ruolo del distributore in modo che questi possa garantire una gestione ottimale delle fonti rinnovabili senza intaccare la sicurezza del sistema, pur in presenza di grandi quantità di generazione intermittente e non programmabile, peraltro destinata ad aumentare ulteriormente, se si prende in considerazione quanto stabilito dalla stessa UE in termini di obiettivi di produzione da fonti rinnovabili al 2050.

Per garantire l'integrazione della generazione distribuita è necessario investire nell'installazione di sensori e sistemi di controllo e gestione avanzati che costituiscono la base dei sistemi smart di gestione della rete.

Nel paragrafo 2.3.1 si presenta un'analisi dei costi riconosciuti dall'Autorità per il servizio di distribuzione. Nel paragrafo 2.3.2, invece, si analizza l'evoluzione del settore dal punto di vista industriale e tecnologico. Infine, il paragrafo 2.3.3 mostra l'analisi delle performance del settore in termini di qualità del servizio.

2.3.1 Evoluzione degli OPEX e dei CAPEX degli operatori

Come abbiamo visto nel capitolo sulla regolazione, si sono susseguiti 4 periodi di regolazione. Solo nel 2004, però, si è iniziato a regolare separatamente distribuzione e trasmissione.

Nel primo periodo regolatorio, iniziato nel 2000, i costi totali implicitamente riconosciuti al servizio di distribuzione ammontavano a 5,6 miliardi. Nel 2012, primo anno del IV periodo regolatorio, tali costi sono risultati pari a circa 5,4 miliardi di euro, di cui il 32% a copertura dei costi operativi, mentre il rimanente a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito. In questi quattro periodi regolatori, pertanto, i costi riconosciuti si sono ridotti di circa il 4% in termini nominali e di circa il 30% in termini reali.

Tale risultato è stato raggiunto grazie ad una forte riduzione dei costi operativi, incentivata tramite gli strumenti regolatori del *price cap* e del *profit sharing*. Da un lato, il sistema *price-cap* ha previsto un efficientamento imposto dall'*X-factor*, che si è riverberato in minori costi per i consumatori e in una gestione più efficiente delle imprese. Il meccanismo del *profit sharing* ha inoltre permesso, a partire dal 2004, di rimettere ai consumatori parte delle extra-efficienze ottenute dagli sforzi delle imprese. Grazie all'impiego di questi due meccanismi, dal

2000 ad oggi, si è avuto un guadagno di efficienza, nella forma di minori prezzi ai consumatori, pari a circa 7 - 8 miliardi di euro cumulati nel periodo, per i servizi di distribuzione e misura.

2.3.2 Investimenti e sviluppo industriale del settore della distribuzione

Investimenti

Il nuovo assetto regolatorio inaugurato nel 1999 ha aiutato l'installazione delle infrastrutture, necessarie al soddisfacimento delle nuove esigenze del sistema di distribuzione. Da un lato il potenziamento della rete ha seguito l'aumento delle richieste di allaccio, dall'altro la definizione di obiettivi crescenti di qualità della rete, hanno costituito una spinta agli investimenti.

Nel periodo 2000-2012 i principali operatori della distribuzione hanno investito circa 18 miliardi di euro, di cui circa il 50% per la gestione ed il potenziamento della rete, derivanti da richieste dei clienti e dall'aumento del numero degli stessi; il rimanente 50%, invece, riguarda principalmente gli investimenti per il contatore elettronico e per il miglioramento della qualità del servizio, che ha portato grandi benefici ai clienti in termini di riduzione del numero e durata delle interruzioni e delle perdite di rete, come mostreremo in seguito.

Infine, si evidenzia che gli investimenti a remunerazione incentivata dei 3 maggiori operatori del settore ammontano a oltre 160 milioni di euro in quattro anni. Tali investimenti, rappresentano una percentuale minima del capitale investito regolatorio, in quanto a differenza del settore della trasmissione, il Regolatore ha previsto una remunerazione incentivata solo su poche e specifiche categorie di investimenti. Tali investimenti sono, per Enel, principalmente legati alla sostituzione dei trasformatori tradizionali con quelli a basse perdite e al progetto pilota sulle Smart Grids denominato "Isernia" approvato dall'AEEGSI nell'ambito della sperimentazione sulle reti intelligenti con delibera 39/10.

Tabella 14: investimenti accolti a WACC incentivato per i maggiori operatori della distribuzione. Dati in milioni di euro

2009	2010	2011	2012	Totale
10,2	21,95	52,5	82,63	167,28

La generazione distribuita

Come evidenziato in precedenza, le reti intelligenti contribuiranno ad affrontare una delle sfide più critiche di oggi per l'Europa: garantire un uso efficiente e sostenibile delle risorse naturali.

La generazione distribuita sta acquisendo un peso crescente rispetto a quella tradizionale "centralizzata". Si tratta di un fenomeno che non trova precedenti e che presenta un tasso di crescita notevole, come dimostrano le figure seguenti, dove sono evidenziati gli incrementi

nell'andamento delle richieste di connessione di impianti di generazione pervenute a Enel Distribuzione su rete BT e MT.

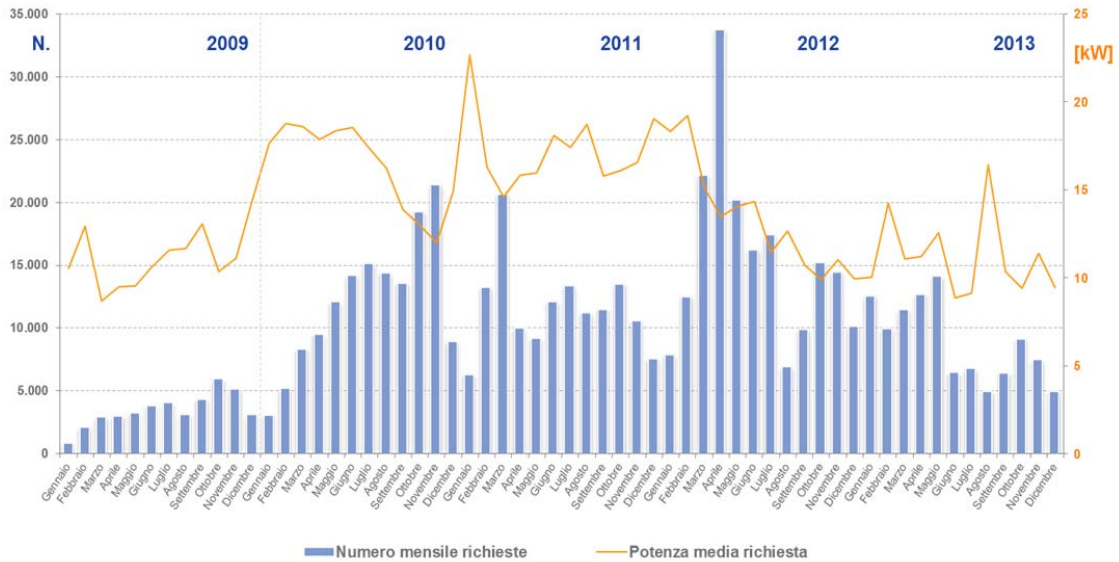


Figura 16: Richieste mensili di connessione di impianti di generazione alla rete BT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione

Fonte: Enel Distribuzione

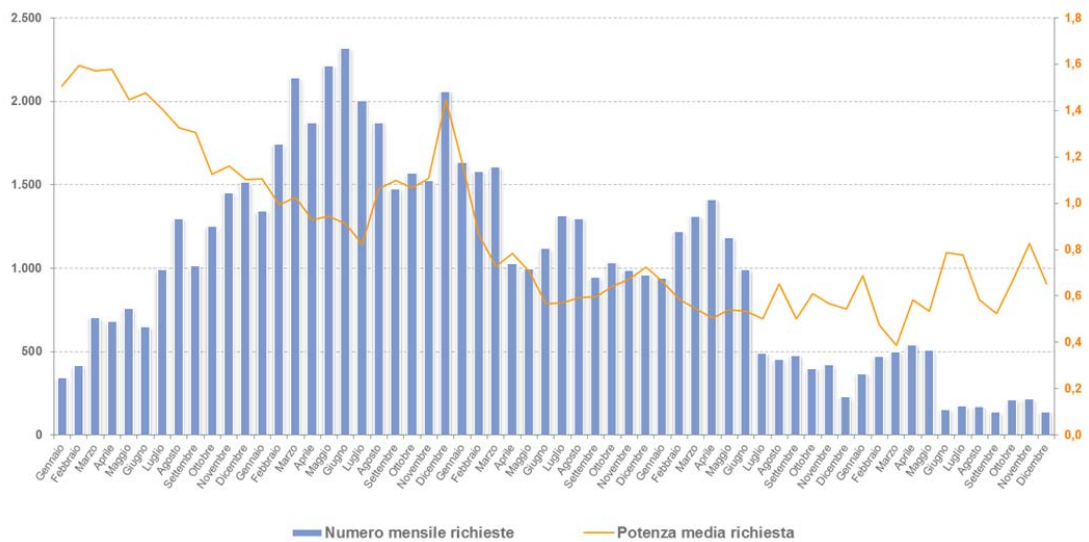


Figura 17: Richieste mensili di connessione di impianti di generazione alla rete MT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione.

Fonte: Enel Distribuzione

I grafici sottostanti, riportano invece l'andamento delle connessioni alla rete di Enel Distribuzione dal 2006 al 2013: si è passati da appena 2,3 GW di generazione allacciata alle reti di distribuzione a oltre 25,5 GW. Il numero è ancora più sorprendente se visto in termini di impianti: da meno di mille a oltre cinquecentomila; questo implica che la taglia degli impianti è sempre più ridotta, comportando quindi maggiori oneri per la loro gestione.

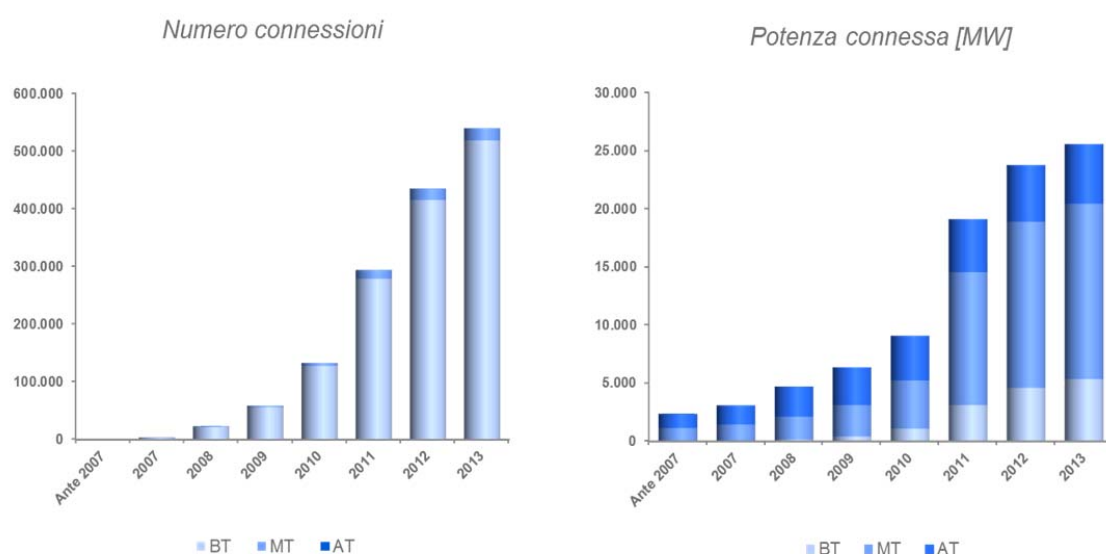


Figura 17: Evoluzione della generazione distribuita allacciata alle reti di BT.

Fonte: Enel Distribuzione

Infine, la figura seguente evidenzia il confronto tra il 2010 e il 2012 dell'andamento del flusso di potenza totale dalla Rete di Trasmissione Nazionale verso la rete di Enel Distribuzione in un "giorno tipo" del mese di luglio, in particolare un giorno feriale, sabato e domenica. Risulta evidente come il funzionamento della rete elettrica vada modificandosi radicalmente verso una modalità sempre più "attiva". Inoltre sta sempre più crescendo il fenomeno delle risalite di energia dalla rete di distribuzione alla rete di trasmissione come già rappresentato a pagina 33 nella figura 9.

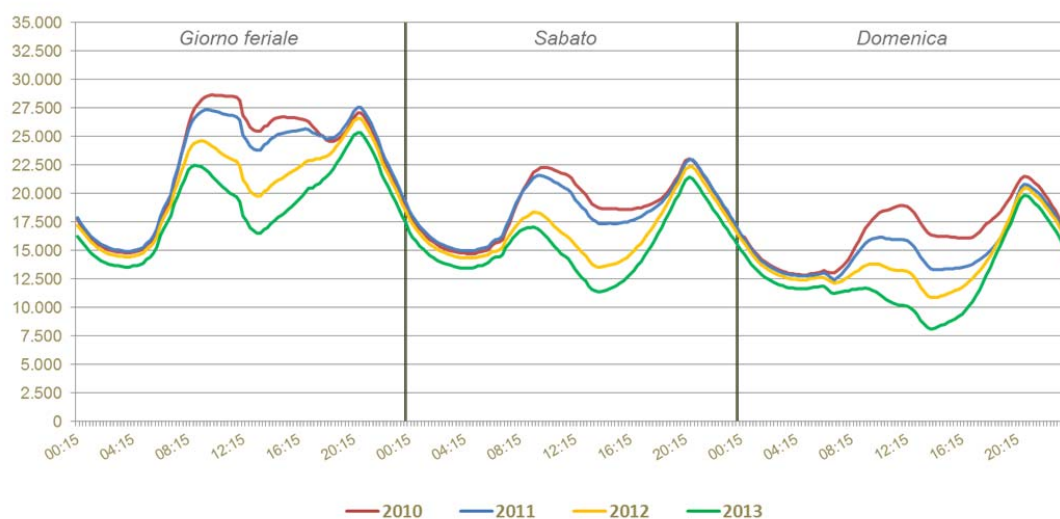


Figura18: Andamento del flusso di potenza totale nazionale dalla RTN verso la rete di Enel Distribuzione (MW)

Fonte: Enel Distribuzione

Tale sviluppo delle fonti rinnovabili comporta un cambio nelle modalità di uso e progettazione delle reti elettriche, che evolvono così da semplici reti passive a reti intelligenti, capaci di integrare e gestire in modo flessibile flussi di energia differenti per quantità, qualità, provenienza e programmabilità.

Grazie alle reti intelligenti sarà possibile aumentare la qualità del servizio, pur alla presenza di un sistema più complesso, caratterizzato da crescenti quantitativi di energia fornita in modo intermittente e distribuito, che in particolari situazioni può causare problemi alla sicurezza della fornitura.

In questo contesto, i distributori sono tenuti a compiere investimenti di varia natura, che vanno dal potenziamento della capacità delle infrastrutture, necessaria affinché le reti di distribuzione possano ricevere le immissioni dei generatori ad esse collegati, all'installazione di ulteriori strumenti per il monitoraggio on line e da remoto e il telecontrollo delle apparecchiature e di tutti i punti critici della rete.

Secondo uno studio pubblicato da Anie Energia e realizzato dal Politecnico di Milano, il mercato delle *smart grids* potrebbe richiedere da qui al 2020 dai 3 ai 10 miliardi di euro di investimenti nel nostro Paese.

Risulta quindi evidente come sia necessaria una riflessione sugli approcci futuri della regolazione per poter gestire in maniera ottimale questa rivoluzione.

2.3.3 Analisi delle performance della distribuzione

Qualità del servizio

Con riferimento ai dati monitorati dall'AEEGSI e riportati nei grafici sottostanti, emerge che i clienti in BT, dal 1999 al 2012, hanno beneficiato di un rilevante aumento della qualità del servizio, con una riduzione del numero dei minuti di interruzione del 71% (dato Italia). Per lo stesso periodo, il numero delle interruzioni è sceso del 52,5% (dato Italia).

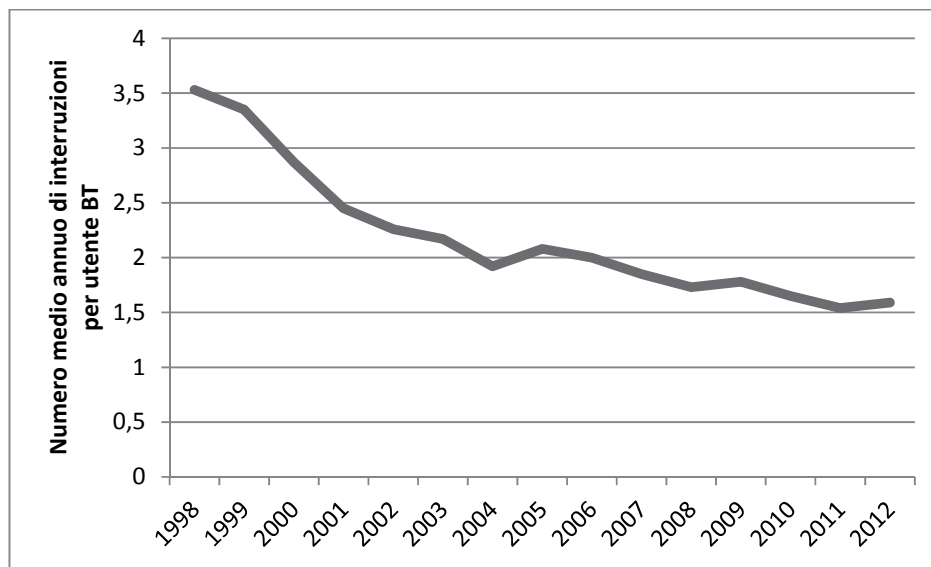


Figura16: Numero medio annuo di interruzioni per utente in BT. Fonte AEEGSI.

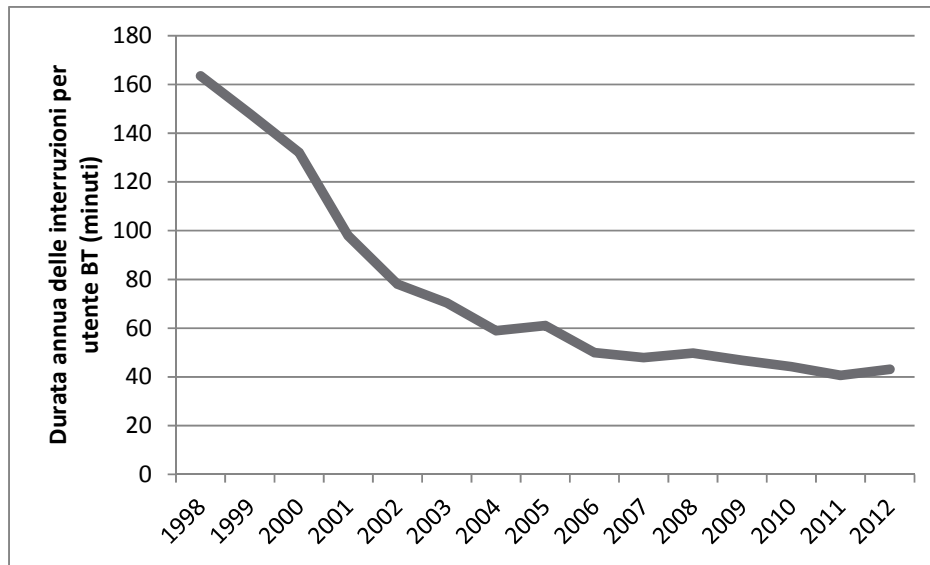


Figura17: Durata annua delle interruzioni per utente BT (SAIDI index). Fonte: AEEGSI.

Tali elevati standard nella qualità del servizio sono frutto di un processo di innovazione tecnologica della rete di distribuzione, che, come abbiamo già detto, vede l'Italia all'avanguardia.

La regolazione della qualità del servizio prevede il raggiungimento di ulteriori sfidanti obiettivi in termini di riduzione della durata e del numero delle interruzioni. In particolare l'Autorità ha fissato dei livelli obiettivo per la durata che i distributori dovranno raggiungere entro il 2015, mentre gli obiettivi sul numero dovranno essere raggiunti entro il 2019. Per raggiungere tali livelli di qualità saranno necessari importanti interventi strutturali sulla rete, volti ad assicurare una maggiore affidabilità e continuità del servizio per i clienti.

3 Confronto internazionale

3.1 I sistemi di remunerazione del capitale a confronto

I sistemi regolatori dei principali paesi europei non si discostano nella sostanza da quello italiano, per impostazione e obiettivi. In particolare, l'adozione di sistemi di remunerazione degli investimenti secondo un criterio *cost-based* di tipo *rate of return* ha accomunato numerosi paesi. Naturalmente, alcuni strumenti, come ad esempio incentivi o regole di condivisione degli investimenti, sono esclusivo appannaggio delle singole autorità, che li impiegano per allineare il comportamento delle imprese regolate, in aggiunta ai meccanismi fondanti del sistema (cfr. pag 1.5).

Al netto delle differenze nazionali è comunque possibile operare un confronto tra i valori di WACC riconosciuti dalle autorità nazionali dei principali paesi europei comparabili. A partire dai dati pubblicamente disponibili, la successiva mostra i valori di Vanilla WACC di Italia, Gran Bretagna, Germania e Francia³⁰, approssimati alla prima cifra decimale.

È possibile osservare come l'Italia si caratterizzi per un valore in linea o più basso del Vanilla WACC, nonostante un rischio paese notoriamente più elevato rispetto agli altri. Prescindendo dagli effetti idiosincratici di inflazione e tassazione, infatti, la remunerazione degli investimenti è in Italia inferiore a quella britannica o francese e uguale a quella tedesca. Questo risultato è imputabile sia ad un più basso valore del costo del capitale riconosciuto k_e , spiegato essenzialmente da un valore di *equity risk premium* molto basso, sia ad un costo del capitale di debito k_d più basso per via del *debt premium* applicato. .

Si evidenzia inoltre che, a differenza di quanto avviene in Italia, nella stima del tasso privo di rischio i regolatori degli altri paesi analizzati fanno riferimento a medie di lungo periodo dei titoli di stato (in Gran Bretagna OFGEM utilizza una media decennale). Così facendo vengono attenuate le oscillazioni del tasso *risk free*, sia positive che negative, come ad esempio quelle dovute al recente periodo di crisi del debito sovrano.

³⁰ La formula di calcolo del Vanilla WACC è la seguente: $Vanilla\ WACC = \frac{E}{E+D} \times k_e + \frac{D}{E+D} \times k_d$ a valori reali. A differenza del WACC utilizzato, ad es. dall'AEEGSI, il Vanilla WACC prescinde dalla tassazione inerente al paese (incluso l'effetto di scudo fiscale) e dall'effetto dell'inflazione. Il Vanilla WACC viene ad esempio utilizzato da OFGEM, l'autorità britannica, per fissare i proprio obiettivi di remunerazione del capitale.

Tabella 15 : valori di calcolo Vanilla WACC per la distribuzione nei principali paesi comparabili

	Italia	Gran Bretagna	Germania	Francia
	Dis	Dis	Tras & Dis	Tras & Dis
Periodo di riferimento	2014-2015	2010-2015	2009-13 e 2014-2018	2009-2012
D/(D+E)	44%	65%	60%	60%
k_e reale	4,95%	6,60%	5,81%	5,79%
k_d reale	3,0%	3,6%	2,9%	3,5%
Vanilla WACC	4,1%	4,7%	4,1%	4,4%

Nota: valori approssimati alla prima cifra decimale. Francia: In seguito ad una decisione dell'alta corte amministrativa francese, la tariffa per la distribuzione elettrica è stata sospesa. Durante il 2013 è stata ridefinita una nuova tariffa con parametri non confrontabili ai fini del benchmark internazionale oggetto della presente tabella

Fonte: EY (2013) Mapping Power and Utilities Regulation in Europe; AEEGSI delibera 199/2011

Per le considerazioni sul valore di k_e si rimanda in particolare alla discussione contenuta nel paragrafo 1.6.2. Riportiamo qui i dati raccolti da NERA³¹ sul valore dell'*equity risk premium* (ERP) in alcuni paesi europei. Con pochissime eccezioni, l'ERP riconosciuto negli altri paesi è maggiore di quello italiano.

Uno studio condotto dalla Florence School of Regulation riporta valori di WACC comparabili ai precedenti (seppure a valori nominali)³². La Figura 19 mostra i risultati dello studio: l'Italia si caratterizzerebbe per un valore più basso del costo riconosciuto del capitale, rispetto alla media di alcuni paesi comparabili.

³¹ NERA Economic Consulting (2011) Il valore dell'Equity Risk Premium per il calcolo del costo del capitale

³² Dati Florence School of Regulation "Incentives for investments: Comparing EU electricity TSO regulatory regimes", 11 giugno 2013, come da presentazione Terna in occasione della audizione presso la Commissione Attività Produttive Camera dei Deputati, Roma, 31 marzo 2014. Dati per l'Italia forniti da Terna.

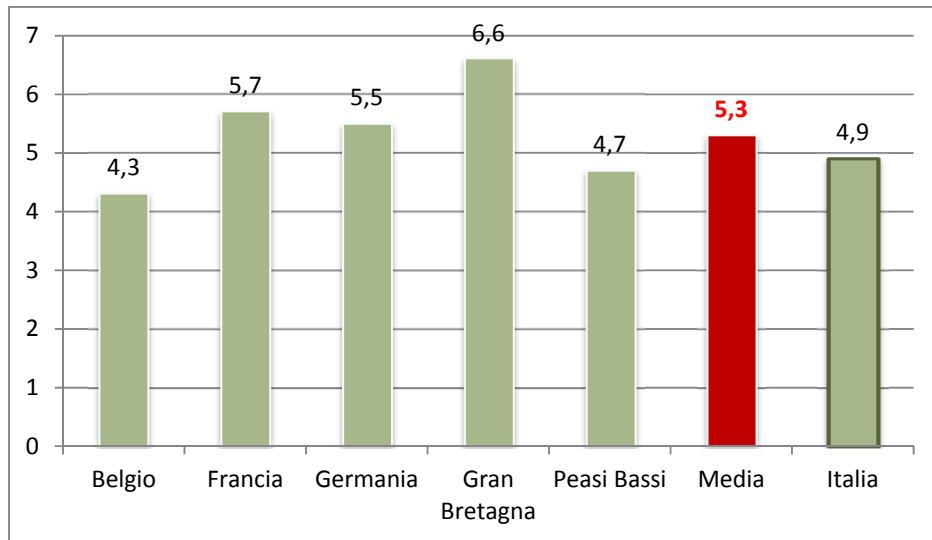


Figura 18: Confronto tra i principali paesi europei della remunerazione degli investimenti in trasmissione (WACC nominale post-tax). Dati approssimati. Fonte: Florence School of Regulation; Terna.

Tabella 16: ERP regolatorio in principali paesi europei nel mercato dell'energia elettrica. Dati approssimati alla prima cifra decimale

Media di ERP			
	Distribuzione	Trasmissione	Totale complessivo
Austria	5,0%	5,0%	5,0%
2005	5,0%		5,0%
2009	5,0%		5,0%
2010		5,0%	5,0%
Finlandia	5,0%	5,0%	5,0%
2007	5,0%	5,0%	5,0%
2011	5,0%	5,0%	5,0%
Francia	4,5%	4,5%	4,5%
2005	4,5%	4,5%	4,5%
2009	4,5%	4,5%	4,5%
Germania	4,6%	4,6%	4,6%
2008	4,6%	4,6%	4,6%
Irlanda	5,7%	5,7%	5,7%
2005	5,3%	5,3%	5,3%
2010	6,0%	6,0%	6,0%
Irlanda del Nord	4,8%	4,8%	4,8%
2006	4,8%	4,8%	4,8%
Italia	4,0%	4,0%	4,0%
2000	4,0%	4,0%	4,0%
Lussemburgo	4,6%	4,6%	4,6%
2009	4,6%	4,6%	4,6%
Paesi Bassi	5,0%	5,0%	5,0%
2006	5,0%	5,0%	5,0%
2008	5,0%	5,0%	5,0%
2010	5,0%	5,0%	5,0%
Portogallo	4,3%	4,3%	4,3%
2005	4,5%	4,5%	4,5%
2008	4,0%	4,0%	4,0%
Regno Unito	5,3%	4,8%	5,1%
2005		4,8%	4,8%
2009	5,3%		5,3%
Totale complessivo	4,9%	4,9%	4,9%

Il grafico in Figura 19 mostra il confronto dei valori nominali e reali del costo del capitale di rischio e di debito, come anche i valori di Vanilla WACC. La Gran Bretagna, in particolare, riconosce un valore del capitale di rischio (k_e) più alto degli altri paesi europei. Ora, da una parte il WACC regolatorio deve, secondo i principi della teoria economica ricordati al paragrafo 1.5, rispecchiare il costo del capitale effettivamente sostenuto dall'impresa, al fine di essere neutrale alle scelte di investimento. D'altro canto la necessità di ridurre l'asimmetria informativa, che caratterizza le scelte di investimento agli occhi dell'autorità, può giustificare dei premi, in termini di WACC maggiorato, con lo scopo di ridurla. In questa direzione va il regime favorito di remunerazione introdotto dall'AEEGSI per i servizi di distribuzione e trasmissione. Similmente, il processo di concertazione e accoglimento degli investimenti operato dall'autorità britannica OFGEM, la quale entra direttamente nel merito delle scelte di installazione di nuovo capitale, giustifica dei parametri di calcolo del WACC meno stringenti.

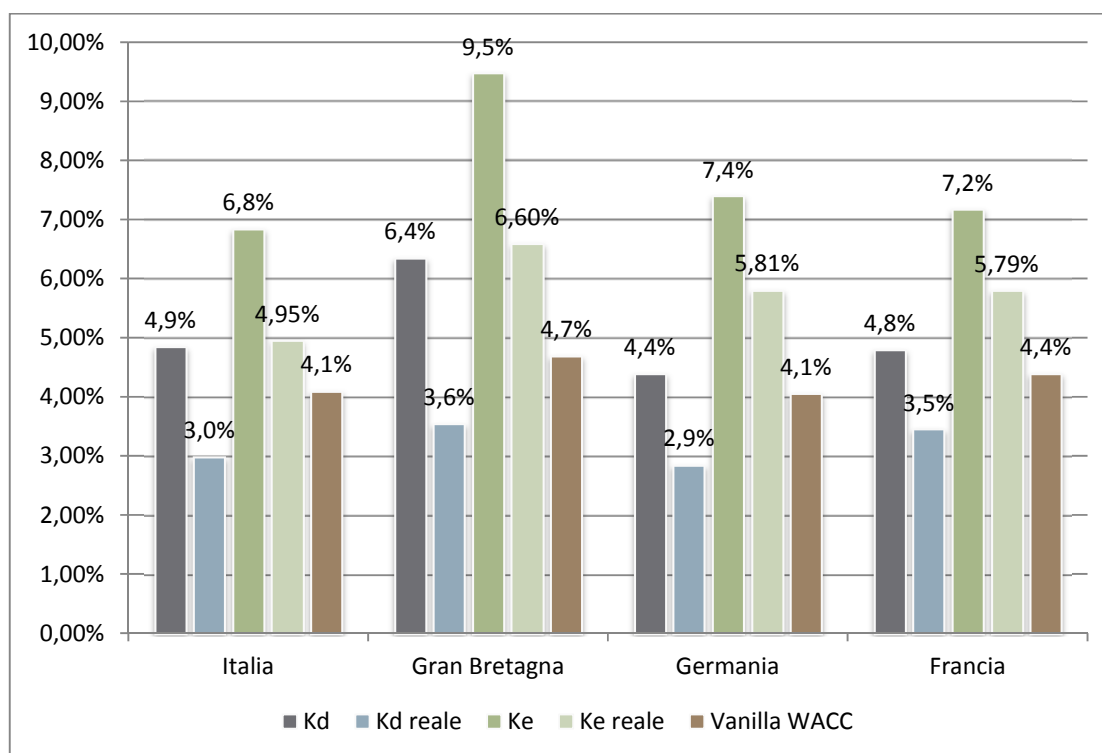


Figura 19: Confronto tra costo del debito e del capitale nella distribuzione nei principali paesi comparabili

3.2 Costo e qualità del servizio di trasmissione

Se si confronta ciò che un utente elettrico medio spende per coprire la componente infrastruttura del servizio di rete, risulta che l'Italia ha un costo più basso rispetto a quello che lo stesso tipo di utente sostiene in Francia o in Gran Bretagna (Figura 20).

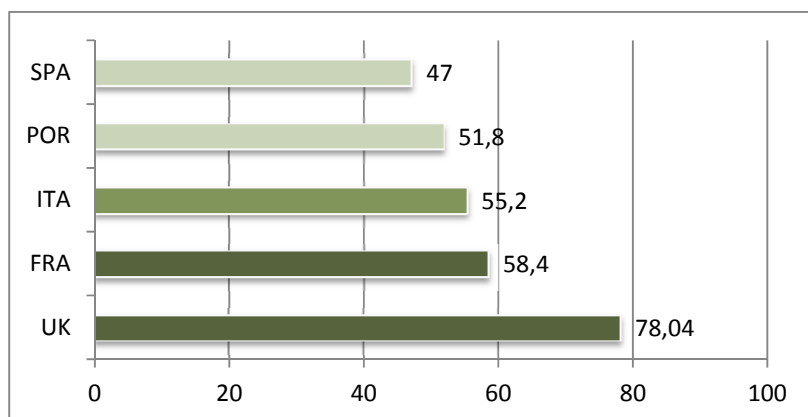


Figura 20: Confronto tra il costo medio per utente della componente infrastruttura dei servizi di rete per alcuni paesi europei confrontabili. Dati in €/MWh, anno 2012.

Si consideri che per il confronto è stato considerato solo il costo dell'infrastruttura in quanto direttamente attribuibile alla performance di ogni singolo TSO. Scontando inoltre le differenti caratteristiche di ogni singolo paese, come per esempio la topologia, gli aspetti tecnici, geografici e ambientali, per i quali l'Italia non partirebbe comunque in una posizione di vantaggio.

In riferimento alla qualità del servizio, la figura seguente fa un confronto internazionale tra i volumi di energia non servita in relazione alla quantità di energia trasmessa. Terna, insieme ad altri operatori europei, risulta tra i più efficienti operatori considerati dall'analisi ITOMS benchmark 2013 (Figura 21).

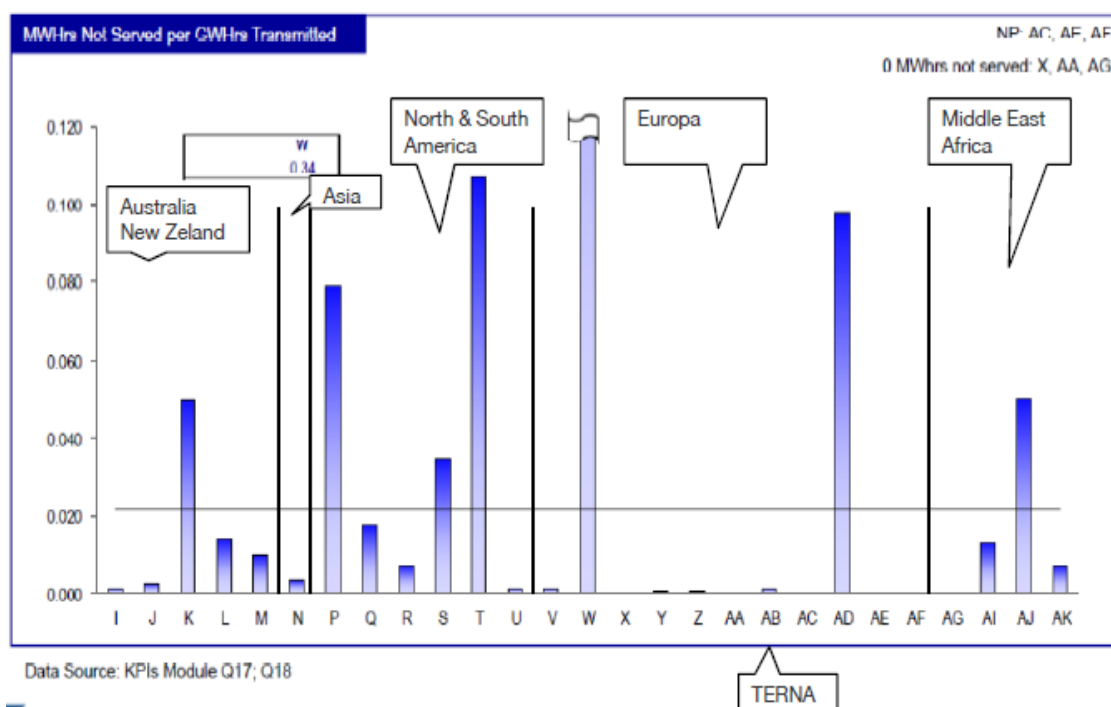


Figura 21: Rapporto tra energia non servita e energia trasmessa. Dati da benchmark ITOMS 2013.

3.3 Costo e qualità del servizio di distribuzione

In particolare, grazie a questo processo di riduzione dei costi della distribuzione, l'Italia si colloca oggi tra i paesi europei più efficienti, come evidenziato nella tabella seguente, relativa ai costi medi di distribuzione.

Tabella 17: Fonte: elaborazioni su dati di bilancio o delle autorità di regolazione

Paese	Costi medi per cliente [€/cliente]
Italia	154
Spagna	179
Portogallo	202
Inghilterra	217
Francia	256

Infine, la figura mostra come, nel 1999, l'indice delle interruzioni nel settore della distribuzione fosse tre volte più alto in Italia che in Francia o nel Regno Unito, mentre oggi risulta tra i valori più bassi soprattutto in considerazione della estensione delle rete italiane e delle sue caratteristiche tecniche.

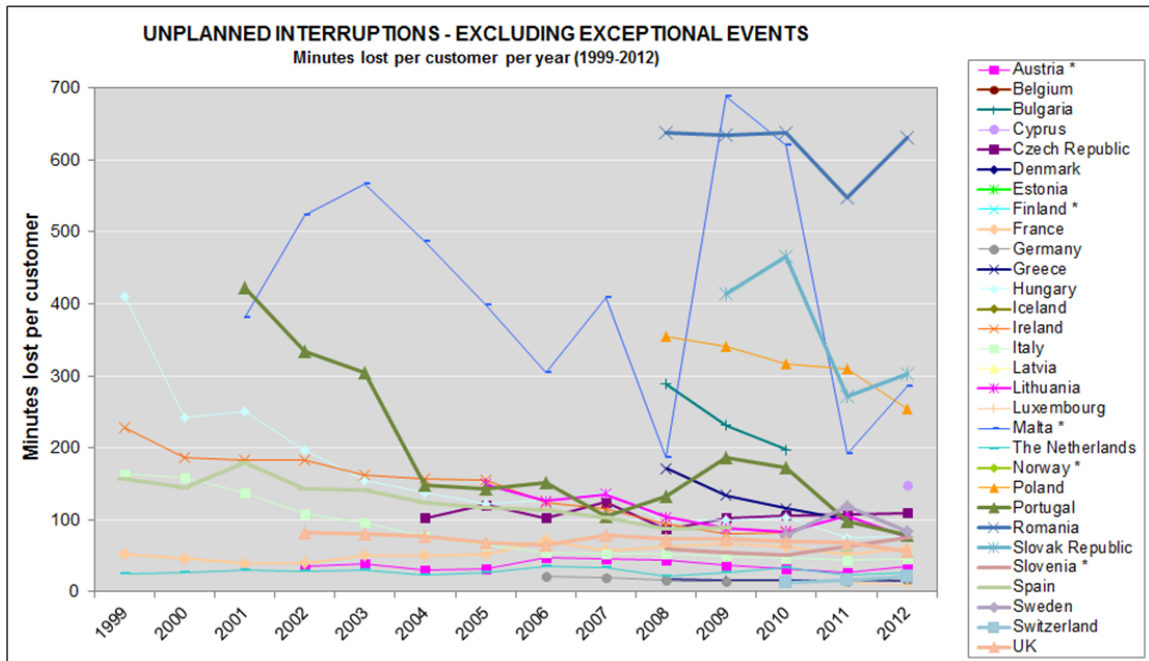


Figura 22: Indice SAIDI in Europa. Fonte: CEER Benchmarking Report, 2014.

4 Considerazioni conclusive

Le reti di trasmissione e distribuzione, il cui costo rappresenta una componente relativamente modesta del costo totale dell'elettricità (in Italia, ad oggi, per i consumatori finali pesano poco meno del 15% della loro bolletta elettrica), sono imprescindibili ai fini del conseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale che l'Europa e l'Italia si sono poste. Il loro ammodernamento ed efficientamento ha altresì un effetto determinante sia sulla riduzione del prezzo all'ingrosso che si forma nel segmento della generazione, che costituisce la principale voce del costo complessivo del servizio elettrico, sia sulla continuità e qualità del servizio. A ciò, si deve aggiungere che reti di trasmissione e di distribuzione efficienti sono imprescindibili ai fini della continuità e qualità del servizio, e del conseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale che l'Europa e l'Italia si sono poste.

Vista l'importanza cruciale dei servizi di rete, la caratteristica più importante dei meccanismi regolatori della trasmissione e della distribuzione è il loro impatto sugli investimenti. A questo proposito, dall'analisi svolta emerge che il sistema di regolazione italiano si è dimostrato tra i più avanzati a livello europeo. In particolare:

- la ripartizione del rischio tra consumatori e imprese, attraverso il doppio meccanismo di *price-cap* per la copertura dei costi operativi e di *rate-of-return regulation* per i costi di capitale, è coerente con l'obiettivo di incentivare comportamenti efficienti nelle attività su cui le imprese hanno controllo senza imporre su di esse rischi su cui non hanno controllo, il cui costo avrebbe dovuto altrimenti essere trasferito ai consumatori;
- l'integrazione del meccanismo di *price-cap* con uno di *profit sharing*, è coerente con l'obiettivo di ottenere dalle imprese riduzioni dei costi, trasferendone ai consumatori il beneficio nella forma di tariffe più basse;
- articolati meccanismi di premi e punizioni a fronte del raggiungimento o del mancato raggiungimento di obiettivi predefiniti, incentivano le imprese regolate a continui miglioramenti della qualità del servizio.

Tale quadro regolatorio si è dimostrato adeguato ad attrarre gli ingenti investimenti necessari all'ammodernamento della rete elettrica Italiana, a indurre i gestori a comportamenti efficienti e a migliorare la qualità dei servizi di trasporto.

Per quel che concerne la trasmissione, nell'ultimo decennio, in Italia, la domanda dei servizi da questa offerti si è modificata radicalmente, per effetto del rapido processo di ammodernamento del parco di generazione e dell'incremento significativo della produzione da fonti rinnovabili, in particolare eolico e solare, la cui disponibilità è volatile e limitatamente prevedibile, se non con anticipo molto breve, mentre gli impianti di produzione sono di taglia sensibilmente più piccola rispetto agli impianti termici, e maggiormente distribuiti sul

territorio. Dunque, ai tradizionali obiettivi di sviluppo della rete, guidati dalla rimozione dei colli di bottiglia tra le aree e ad una maggiore interconnessione con i sistemi elettrici esteri, si sono aggiunti nuovi capitoli legati alla maggiore complessità nella gestione del sistema.

A questi cambiamenti è stato fatto fronte con un massiccio piano di investimenti in parte già realizzati e in parte in corso di realizzazione. Le evidenze disponibili segnalano un aumento della capacità di interconnessione con l'estero e una riduzione dei fenomeni di congestione all'interno del Paese. Ciò si sta traducendo in una diminuzione della variabilità geografica dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. Parallelamente, sono stati ottenuti significativi incrementi della qualità del servizio e una riduzione dei costi per i servizi di dispacciamento necessari all'esercizio del sistema elettrico in condizioni di sicurezza.

Imperfezioni nei meccanismi istituzionali che governano l'espansione della capacità di generazione, in particolare rinnovabile, e mancato coordinamento con l'autorizzazione di nuove infrastrutture di rete, hanno determinato difficoltà e colli di bottiglia che si sono tradotte in limitazioni indesiderate della produzione eolica. In pochi anni il fenomeno si è ridotto radicalmente, grazie agli investimenti sulle reti in alta tensione nelle zone in cui gli impianti eolici sono situati. Inoltre, alcune innovazioni normative e regolatorie fanno prevedere un miglioramento del coordinamento futuro delle decisioni di investimento in generazione e in trasmissione.

Nonostante l'intensa attività di investimento, dal confronto internazionale emerge come, a fronte di una qualità del servizio comparabile a quella dei migliori paesi europei, il costo per utente del servizio di trasmissione, in Italia, sia in linea con Spagna e Portogallo, mentre risulta inferiore, rispettivamente del 6% e del 36%, rispetto a Francia e Gran Bretagna. In valore assoluto, e solo considerando le principali 10 opere realizzate da Terna dal 2005 ad oggi, i benefici per il sistema in termini di minori costi generati (2,1 miliardi di euro) hanno già più che compensato l'investimento sostenuto (circa 1,8 miliardi di euro).

Anche il servizio di distribuzione ha subito importanti cambiamenti. In primo luogo la qualità del servizio di distribuzione è migliorata drammaticamente attestandosi ad oggi tra le più elevate a livello europeo. In secondo luogo l'installazione su ampia scala di *smart meters* - anticipando un trend europeo - ha consentito risparmi nei costi di gestione della clientela, trasferiti ai consumatori nella forma di riduzione tariffarie, ed ha reso possibile l'applicazione di strutture di prezzo da cui ci si attendono benefici in termini di riduzione delle emissioni, utilizzo efficiente dell'energia elettrica e contenimento dei costi futuri di investimento in infrastrutture di trasporto e generazione.

Inoltre gli investimenti in distribuzione hanno consentito alle reti Italiane di ospitare una quantità crescente di generazione da fonti rinnovabili: ad oggi, sono stati già connessi alla rete di distribuzione oltre 500 mila impianti.

Come per la trasmissione il confronto internazionale dei costi di distribuzione evidenzia che, nonostante gli ingenti investimenti, l'Italia esibisce i costi di distribuzione per utente più bassi

d'Europa. I meccanismi regolatori delle tariffe di distribuzione hanno trasferito nelle bollette elettriche degli italiani tra 7 e 8 miliardi di euro di risparmi in termini di minori costi tra il 2000 e il 2012.

In definitiva la nostra analisi suggerisce che il quadro regolatorio italiano delle attività di distribuzione e trasmissione in Italia è – sia dal punto di vista del disegno sia degli effetti pratici – efficiente, efficace e privo di elementi di iniquità dal punto di vista della ripartizione della ricchezza tra consumatori ed imprese.

Non mancano tuttavia importanti sfide future: in modo particolare, l'espansione della capacità di generazione da fonte rinnovabile, per lo più collegata alle reti di distribuzione, richiederà una notevole quantità di investimenti nei prossimi anni. Per il solo settore della distribuzione, secondo uno studio pubblicato da ANIE Energia e realizzato dal Politecnico di Milano, il mercato delle *smart grids* potrebbe valere da qui al 2020 dai 3 ai 10 miliardi di € in investimenti nel nostro Paese. Per il settore della trasmissione, ammontano a 8 miliardi di euro gli investimenti previsti nei prossimi anni dal Piano di Sviluppo della rete, parte dei quali dedicati all'integrazione delle fonti rinnovabili.

A questo riguardo sarà cruciale, ai fini del contenimento dei costi per i consumatori, l'introduzione di più efficaci meccanismi di coordinamento delle strategie di sviluppo del parco di generazione, di quelle di sviluppo del sistema di trasmissione e distribuzione e delle misure per promuovere la flessibilità della domanda di energia elettrica. In assenza di tale coordinamento vi è un elevato rischio che investimenti in sviluppo delle reti basati su aspettative circa l'evoluzione del parco di generazione che poi non si realizzano si rivelino inutili.

Per garantire che questi investimenti siano realizzati, è necessario assicurare agli operatori di settore una remunerazione del capitale investito adeguata, che rifletta sempre il vero costo del capitale delle imprese, soprattutto in una perdurante situazione di crisi finanziaria. Dal confronto internazionale proposto, tuttavia, emerge che le ultime scelte regolatorie e fiscali, abbiano avuto come conseguenza quella di determinare un livello di remunerazione inferiore rispetto agli altri grandi paesi europei, col rischio che gli investitori preferiscano finanziare altre imprese a discapito di quelle italiane. Ad esempio, il *vanilla WACC* reale (tasso di remunerazione calcolato al netto delle componenti fiscali, al fine di consentire un confronto omogeneo) in Italia è pari al 4,1%, livello allineato a quello tedesco e sensibilmente inferiore a quello inglese (4,7%) e a quello francese (4,4%).

Tuttavia, l'elemento più importante ai fini del contenimento del costo della distribuzione e della trasmissione in Italia – e quindi dei prezzi pagati dai consumatori di elettricità in futuro – è a nostro avviso il mantenimento delle condizioni di stabilità del quadro regolatorio che hanno prevalso sino ad oggi.

5 Bibliografia

Ajodhia, V., Lo Schiavo, L., and Malaman, R., 2006. Quality regulation of electricity distribution in Italy: an evaluation study. *Energy Policy*, 34 (13), 1478-1486.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2007. Deliberazione Arg/elt 333/07: Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2007b. Deliberazione Arg/elt 333/07: Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2008. Deliberazione Arg/elt 99/08: Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA).

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2010. Deliberazione Arg/elt 39/10: Procedura e criteri di selezione degli investimenti ammessi al trattamento incentivante di cui al comma 11.4 lettera d) dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2011a. Deliberazione Arg/elt 52/11: Avvio di procedimento per la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2011b. Deliberazione Arg/elt 196/11: Revisione, in vigore dal'1 gennaio 2012, dei fattori percentuali convenzionali delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, di cui alla tabella 4, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 luglio 2009, n 108/09 (TIS).

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2011c. Deliberazione Arg/elt 199/11: Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2011d. Documento di Consultazione 29/2011: Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012 - 2015.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico, 2011e. Documento di Consultazione 34/2011: Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012 – 2015.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 2011f. Deliberazione ARG/elt 199/11. *Disposizioni per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.*

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 2011g. Deliberazione ARG/elt 12/2011. *Valutazione e graduatoria dei progetti pilota relativi a reti attive e smart grids, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10.*

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 2011h. Deliberazione ARG/elt 196/11. *Revisione, in vigore dal 1 gennaio 2012, dei fattori percentuali convenzionali delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, di cui alla tabella 4, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 luglio 2009, n 108/09 (TIS).*

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 2011, 2012. Deliberazione 175/12/R/EEL. *Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica applicati all'energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione dagli impianti di generazione distribuita.*

Brealey, R., and Francks, J., 2009. Indexation, investment, and utility prices. *Oxford Review of Economic Policy*, 25 (3), 435-450.

Cambini, C., and Rondi, L., 2010. Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities. *Journal of Regulatory Economics*, 38 (1), 1-26.

Cullman, A., 2012. Benchmarking and firm heterogeneity: a latent class analysis for German electricity distribution companies. *Empirical Economics*, 42 (1), 147-169.

Dobbs, M., 2008. Setting the regulatory allowed rate of return using simulation and loss functions – the case for standardizing procedures. *Competition and Regulation in Network Industries*, 9 (3), 229-246.

EY (2013), Mapping power and utilities regulation in Europe.

Fernandez, P., Aguirreamalloa, J., & Corres, L. (2011). Market risk premium used in 56 countries in 2011: A survey with 6,014 answers. *IESE Business School, Univ. of Navarra, Spain, 25April.*

Fumagalli, E., Garrone, P., and Grilli, L., 2007. Service quality in the electricity industry: the role of privatization and managerial behavior. *Energy Policy*, 35 (12), 6212-6224.

Fumagalli, E., and Lo Schiavo L., 2009. Regulating and improving the quality of electricity supply: the case of Italy. *European Review of Energy Markets*, 3 (3), 1-27.

Glachant, J., Saguan, M., Rious, V., 2013. Incentives for investments: Comparing EU electricity TSO regulatory regimes. *Florence : European University Institute, 2013*

Helm, D., 2009. Infrastructure investment the cost of capital, and regulation: an assessment. *Oxford Review of Economic Policy*, 25 (3), 307-326.

Jamasb, T., and Marantes, C., 2011. Electricity Distribution Networks: Investment and Regulation, and Uncertain Demand. *Cambridge Working Papers in Economics*, 1115. Cambridge, UK.

Jamasb, T., and Pollit, M., 2007. Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain. *Energy Policy*, 35 (12), 6163-6187.

Joskow, P., 2006. Incentive regulation in theory and practice: electric transmission and distribution networks (revised). Prepared for National Bureau of Economic Research Economic Regulation Project. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA.

Joskow, P., 2008. [Incentive regulation and its application to electricity networks](#). *Review of Network Economics*, 7(4), 547-560.

Kopsakangas-Savolainen, M., and Svento, R., 2010. Comparing welfare effects of different regulation schemes: An application to the electricity distribution industry. *Energy Policy*, 38 (11), 7370-7377.

Lo Schiavo, L., Delfanti, M., Fumagalli, E., and Olivieri, V., 2011. Changing the regulation for regulating the change. Innovation-driven regulatory developments in Italy: smart grids, smart metering and e-mobility. IEFE Working paper 46, Milan.

Lyon, T., 1996. A model of sliding-scale regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 9, 227-247

Meeus, L., and Saguan, M., 2011. Innovating grid regulation to regulate grid innovation: from the Orkney Isles to Kriegers Flak via Italy. *Renewable Energy*, 36 (6), 1761-1765.

NERA Economic Consulting, 2011. Il Valore dell'Equity Risk Premium per il calcolo del costo del capitale. Roma.

Newbery, D., 1997. Determining the regulatory asset base for utility price regulation. *Utilities Policy*, 6 (1),1-8.

Nielsen, E., 2010. Network investments and the integration of distributed generation: regulatory recommendations for the Dutch electricity industry. *Energy Policy*, 38 (8), 4355-4362.

Ofgem, 2010. Handbook for implementing the RIIO model.

Weisman, D., 1993. Superior regulatory regimes in theory and practice. *Journal of Regulatory Economics*, 5, 355-366.

6 Appendice tecnica sulla regolazione

6.1 La formula completa del price cap

Formula *Price cap* distribuzione e trasmissione (ANNO 2012: base per il nuovo periodo regolatorio):

$$COR_{12} = [COE_{10} \cdot \frac{\overline{Q_{11}}}{Q_{10}} + \frac{4}{9} \cdot PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{10} (1 + RPI_i) + \frac{8}{9} \cdot PS2_{10}] \cdot \prod_{i=11}^{12} (1 + RPI_i)$$

COR_{12} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2012;

COE_{10} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2010;

$PS1_{06} = 0,5 \cdot \max\{COR_{06} - COE_{06}; 0\}$ valore residuo, non ancora riassorbito tramite l'X-factor applicato nel TPR, delle maggiori efficienze conseguito nel secondo periodo di regolazione e lasciate in capo agli esercenti

RPI_{07} è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del price-cap nell'anno 2007, pari a 1,7%, in coerenza con quanto indicato al punto 17.5 della relazione AIR alla deliberazione n. 348/07

X_{NPR} è l'obbiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione

RPI_i è il tasso annuo di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del price-cap, che assume valore pari a 1,7% per l'anno 2008, 2,4% per l'anno 2009, 2,4% per l'anno 2010, 0,809% per l'anno 2011 e sarà fissato pari al tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, al netto dei tabacchi, rilevato dall'Istat, per il periodo giugno 2010 - maggio 2011 per l'anno 2012

$\frac{\overline{Q_{11}}}{Q_{10}}$ è la variazione del vettore delle variabili di scala rilevanti tra il 2010 e il 2011

$PS2_{10} = 0,5[COR_{10} - \frac{6}{9}PSI_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{10}(1 + RPI_i) - COE_{10}]$ maggiori efficienze conseguite nel TPR e lasciate in capo agli esercenti

Se $PS2_{10}$ è minore di zero, il recupero di efficienza del terzo (2008-2011) periodo regolatorio NON viene aggiunto in formula e la formula diventa:

$$COR_{12} = (COE_{06} \cdot \frac{\overline{Q_{11}}}{Q_{06}} + \frac{4}{9} PS_{106}) \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{12} (1 + RPI_i)$$

6.2 Analisi di sensitività sui tassi di remunerazione del capitale

