

L'Autorità ha previsto anche un approccio semplificato in materia di separazione contabile, attraverso l'adozione di un modello che – senza richiedere la creazione di tante contabilità generali quante sono le attività – assicuri comunque la significatività dei rendiconti a livello di ogni singola attività, in coerenza con i modelli organizzativi adottati dalle imprese e tramite il ricorso ad appositi strumenti quali la contabilità analitica. La disciplina dell'*unbundling*, e in particolare la normativa relativa alla separazione funzionale, dovrà essere in futuro modificata in applicazione delle nuove Direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE che prevedono un ulteriore rafforzamento del modello di separazione funzionale, nel caso in cui lo Stato membro non attui la separazione proprietaria delle infrastrutture.

Sempre in una logica pro-competitiva, l'Autorità ha scelto di unificare le tariffe di distribuzione sul territorio in una tariffa obbligatoria unica per quanto riguarda la distribuzione elettrica e in una tariffa da applicarsi in sei macroambiti sovraregionali (con la contestuale introduzione di specifici meccanismi di perequazione), nella distribuzione del gas. La scelta di favorire la convergenza e la semplificazione tariffaria attraverso l'adozione, ove possibile, di tariffe di rete uniche traslabili in modo oggettivo sul cliente finale, rappresenta un mutamento di prospettiva rispetto a quanto realizzato nel precedente periodo regolatorio, quando erano gli esercenti a presentare le proprie tariffe e l'Autorità si limitava ad approvarle se conformi ai criteri previsti dalla metodologia tariffaria. Tale cambiamento risponde all'esigenza, in mercati oramai completamente aperti alla concorrenza, di favorire il confronto competitivo a valle, tramite l'adozione di tariffe facilmente verificabili e confrontabili nell'ambito della valutazione di un'offerta commerciale da parte del cliente e altrettanto agevolmente gestibili da parte del venditore.

Nel 2006 è stata introdotta una nuova disciplina per il servizio di stoccaggio del gas naturale con la definizione di una tariffa

unica nazionale, accompagnata dalla previsione di un meccanismo di garanzia dei ricavi tale da fornire adeguati incentivi al potenziamento delle infrastrutture esistenti e allo sviluppo dei nuovi giacimenti di stoccaggio, necessari per superare le forti criticità di capacità esistenti. I nuovi stoccaggi risultano infatti caratterizzati da costi superiori rispetto a quelli già in essere e dunque la tariffa unica evita svantaggi competitivi ai nuovi operatori, altrimenti destinati, in applicazione del principio di *cost reflectivity* adottato dalla regolamentazione tariffaria, a offrire i propri servizi a tariffe più alte rispetto all'impresa dominante.

Tra gli interventi finalizzati a rafforzare la competitività del mercato rientra inoltre la recente previsione di incentivi per lo sviluppo delle c.d. *smart grids*, le reti di distribuzione integrate con sistemi telematici di misura e controllo che, tramite l'utilizzo di tecnologie digitali e flussi bidirezionali di comunicazione, permettono il risparmio energetico e la riduzione dei costi d'uso delle reti, mantenendo alti livelli di trasparenza e affidabilità. Tali "reti intelligenti" sono in grado di far interagire efficacemente produttori e consumatori anche favorendo lo sviluppo della generazione distribuita e della mobilità elettrica; inoltre, consentono di prevedere in anticipo le richieste di consumo e di bilanciare con flessibilità la produzione e la domanda di energia elettrica anche localmente.

Infine, possono essere ricondotti all'obiettivo di migliorare la competitività dei mercati, garantendone l'efficienza, gli interventi effettuati per favorire sia un'integrazione efficiente delle imprese minori di trasmissione nazionale da parte di Terna, sia l'aggregazione delle piccole imprese di distribuzione del gas e dell'energia elettrica. Rientrano in questo quadro il riconoscimento del differenziale dei costi operativi nel caso di aggregazione di imprese di distribuzione elettrica, gli interventi volti a favorire l'allargamento degli ambiti di distribuzione gas e il dimensionamento del fattore di recupero della produttività (*X factor*) sulle imprese più grandi e quindi più efficienti.

Interventi di razionalizzazione tariffaria

A partire dal 2004 l'Autorità, nell'ambito dei diversi periodi di regolazione, ha realizzato interventi di riforma e razionalizzazione del sistema tariffario elettrico e gas seguendo alcune direttrici principali, di seguito sintetizzate.

- Individuazione di distinte componenti tariffarie per ciascuna fase della filiera elettrica e rimozione graduale dei sussidi incrociati che caratterizzavano la tariffa degli utenti domestici nel precedente regime tariffario. È stata prevista, come già per il settore del gas, la separazione tra le componenti tariffarie a copertura dei servizi regolati e quelle relative alla copertura dei costi di acquisto dell'energia; sono state inoltre individuate tariffe distinte per i servizi di distribuzione, di misura e di commercializzazione dell'energia elettrica, successivamente enucleate anche nel settore gas; è inoltre proseguita la convergenza verso una tariffa di distribuzione elettrica maggiormente *cost reflective*, nonostante permangano ancora sussidi incrociati a favore dei clienti domestici residenti con livelli di consumo medio bassi. Tali modifiche si inseriscono in un più ampio processo di revisione dell'intero sistema tariffario che ha portato alla definizione di distinti meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio economico e/o fisico, superando il meccanismo di tutela generalizzata inglobato nella precedente struttura tariffaria elettrica (vedi il Capitolo 4 di questo Volume).
- Armonizzazione dei criteri tariffari applicati nel settore elettrico e gas. L'Autorità ha innanzitutto adottato sia per il settore elettrico sia per quello del gas naturale i criteri integrativi previsti per l'aggiornamento tariffario dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 (e già applicati nel settore gas): rivalutazione del valore delle infrastrutture; utilizzo di un tasso di rendimento delle attività prive di rischio alme-

no in linea con i Titoli di Stato a lungo termine; simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price cap*, applicato alle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti. Successivamente, l'Autorità ha previsto di:

- fissare il livello di recupero programmato di produttività (*X factor*) con l'obiettivo di completare in un certo arco temporale il trasferimento ai consumatori dei maggiori recuperi di efficienza già conseguiti, nella convinzione che i margini di efficientamento fossero ormai difficilmente prevedibili;
- applicare il meccanismo del *price cap* ai soli costi operativi, nella previsione di una regolazione che riconosca gli investimenti sulla base di costi standard. Per quanto riguarda l'ammortamento, la relativa modalità di calcolo è stata uniformata a quella già utilizzata per le tariffe del settore gas (ammortamenti di tipo lineare con riferimento alla durata fisica effettiva delle diverse categorie di cespiti). La scelta di adottare un'identica metodologia tra settori ha riguardato anche altri aspetti, quali le modalità di calcolo del tasso di remunerazione (WACC), il trattamento dei contributi pubblici, il capitale circolante netto ecc. In particolare, l'Autorità ha perseguito anche l'obiettivo di progressiva riunificazione delle definizioni relative all'anno di riferimento, ai fini della determinazione e del calcolo delle tariffe, a favore dell'anno solare, già adottato nel settore elettrico, in modo da consentire il riallineamento tra valori tariffari e valori di bilancio.

Tra gli interventi di razionalizzazione tariffaria vanno incluse sia la definizione di un quadro coordinato di tutte le atti-

vità e le responsabilità del servizio di misura, che è stata attribuita in via prevalente ai distributori, sia l'individuazione di componenti tariffarie *ad hoc* a copertura del servizio stesso.

Infine, sempre nell'ambito del processo di razionalizzazione e riduzione degli oneri a carico dei consumatori finali, nel corso di questi anni l'Autorità ha avviato numerosi meccanismi di regolazione tariffaria, tra cui:

- la revisione della regolazione delle cooperative e delle imprese elettriche minori, al fine di garantire la compatibilità della regolazione di tali imprese con la completa liberalizzazione del servizio di vendita nel settore elettrico a partire dall'1 luglio 2007;
- l'implementazione di nuovi meccanismi di incentivo e regolazione per disciplinare e ridurre i costi sostenuti dalla Sogin per lo smantellamento di centrali e impianti nucleari.

Interventi a tutela dei consumatori, compresi quelli più vulnerabili

Nell'ambito del quadro normativo primario di riferimento definito con il decreto interministeriale 28 dicembre 2007, l'Autorità ha avviato il processo di revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche elettriche in bassa tensione, implementando al contempo i meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio economico e/o fisico (utilizzo di apparecchiature elettromedicali salvavita). Tale processo di revisione implica il graduale superamento del criterio di tutela sociale generalizzata (in precedenza implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe D2 applicate ai clienti domestici) con l'introduzione di meccanismi espliciti volti a garantire adeguata protezione unicamente ai clienti che versino in condizioni di disagio. Pertanto, sulla base delle indicazioni della normativa che individua nell'ISEE (l'indicatore della situazione economica equivalente) lo strumento per la selezione dei potenziali beneficiari, l'Autorità ha individuato i beneficiari della compensazione, ha quantificato l'entità e previsto le modalità di erogazione della stessa attraverso i distributori, mediante meccanismi non distorsivi della concorrenza nel mercato a valle, in grado al contempo di riflettere i costi del servizio e di evitare sprechi nei consumi. Il mec-

canismo di compensazione, che consente indicativamente di coprire il 20% della spesa dell'utente tipo al netto degli oneri fiscali ed è differenziato in base alla numerosità della famiglia anagrafica, è pienamente operativo da gennaio 2009, con applicazione retroattiva dall'1 gennaio 2008. Alla data del 15 giugno 2010 le richieste di bonus che hanno superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni e delle imprese distributrici di energia elettrica e sono ammesse all'agevolazione, risultano essere più di 1,2 milioni. Secondo le stime effettuate nei primi mesi dell'anno 2010, i sussidi concessi per gli anni 2008 e 2009 hanno complessivamente raggiunto un valore pari a circa 160 milioni di euro. Nel corso del 2009, l'Autorità ha inoltre dato attuazione operativa alle disposizioni del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, che hanno esteso alle famiglie economicamente svantaggiate, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica, il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale, affidando all'Autorità il compito di quantificare l'ammontare della compensazione e di definire le modalità applicative della stessa. Il nuovo meccanismo di compensazione introdotto dal decreto

legge n. 185/08 ha consentito il completo superamento del precedente sistema di tutela sociale, introdotto dall'Autorità nel settore gas nel 2000. Il sistema previgente affidava agli enti locali, in virtù della loro conoscenza diretta dei casi di disagio, l'attivazione delle misure di tutela sociale ed era basato su meccanismi a carattere facoltativo; tuttavia, a causa della limitata applicazione, tale strumento di protezione si è rivelato nel tempo scarsamente efficace. L'Autorità ha definito le modalità operative del meccanismo di compensazione per la

spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale prevedendo una compensazione differenziata per zone climatiche, per tipologia di consumo e parametrata al numero di componenti della famiglia anagrafica. Il nuovo meccanismo determina una riduzione della spesa dell'utente tipo, al netto delle imposte, di circa il 15%. Il sistema di gestione dell'agevolazione sulla fornitura di gas naturale (SGAte) è attivo per la raccolta delle istanze di bonus gas dal 15 dicembre 2009. Alla data del 15 giugno 2010 le istanze presentate sono oltre 600.000.

Esiti dell'attività di regolazione tariffaria

Tenuto conto della necessaria ridefinizione delle priorità strategiche affidate alla regolazione tariffaria, alla luce dei risultati già raggiunti, dell'evoluzione dei mercati e delle criticità emerse, gli esiti di tale attività non possono essere valutati esclusivamente con riferimento all'andamento delle tariffe infrastrutturali: queste riflettono infatti il costo legato all'incentivazione dei nuovi investimenti e dunque vanno valutate sia tenendo conto del contributo alla sicurezza e alla concorrenzialità dell'offerta, sia guardando ai risultati in termini di investimenti realizzati, di tutela dei consumatori vulnerabili, oltre che di miglioramento della qualità del servizio (vedi il Capitolo 3 di questo Volume). Ulteriore e necessaria avvertenza è che i risultati in termini di investimenti risentono inevitabilmente dei tempi tecnici, necessari per la realizzazione, così come dei tempi associati all'espletamento delle relative procedure autorizzative. Tali risultati dipendono inoltre dalle strategie di medio-lungo periodo perseguite dalle imprese, guidate solo in parte dalla prospet-

tiva dell'incentivazione tariffaria, e più spesso influenzate da comportamenti strategici nel caso di operatori verticalmente integrati, non interessati a sviluppare infrastrutture a vantaggio di propri concorrenti (vedi *infra* e il Capitolo 2 di questo Volume).

L'evoluzione dei dati relativi all'andamento delle tariffe per l'utilizzo delle infrastrutture e degli investimenti conferma comunque una dinamica positiva, seppur con alcune significative differenze, sia tra i due settori sia tra le diverse infrastrutture di rete.

Settore elettrico

Nello specifico il settore elettrico si caratterizza innanzitutto per una riduzione complessiva di circa il 5% in termini nominali e di circa il 14% in termini reali, dal 2004 a oggi, della parte regolata dei prezzi relativa all'utilizzo delle infrastrutture di rete (trasmissione, distribuzione e misura) (Fig. 1.1).

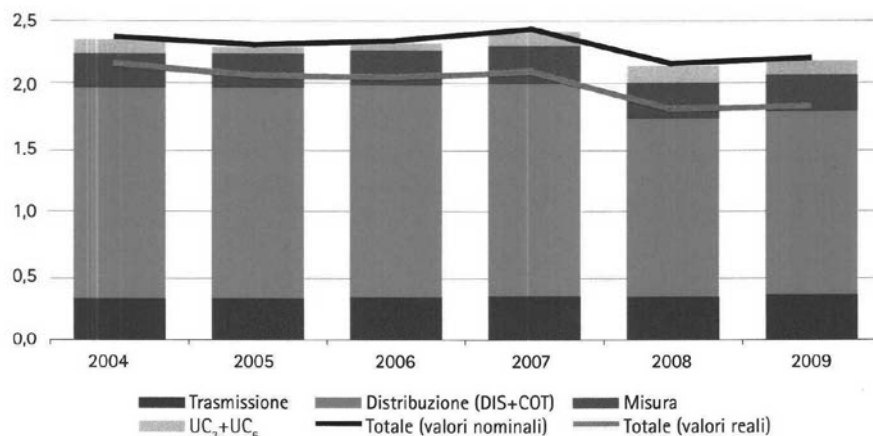


FIG. 1.1

Andamento della tariffa media di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

c€/kWh; valori reali deflazionati con indice dei prezzi 2000 = 100

Con riferimento alle singole componenti di costo, quella relativa alla misura indica una significativa contrazione, in termini percentuali, dovuta essenzialmente all'ammortamento dei nuovi impianti di rilevazione elettronica dei consumi i cui investimenti si sono concentrati fino al 2006; la componente di trasmissione presenta un andamento in crescita, dov-

to ai consistenti investimenti finalizzati alla riduzione delle congestioni di rete, mentre quella di distribuzione presenta un significativo contenimento dei costi, soprattutto operativi; tuttavia, in prospettiva, tali costi potrebbero registrare una ripresa, proporzionalmente agli investimenti per lo sviluppo delle reti di distribuzione intelligenti.

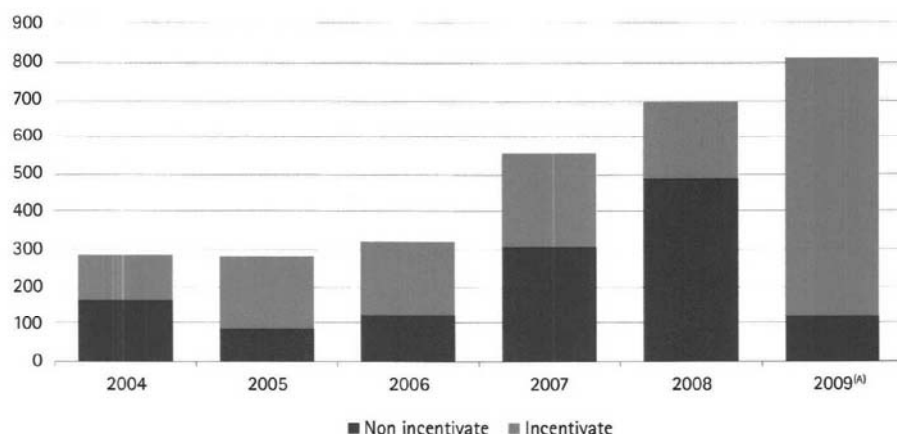


FIG. 1.2

Andamento delle immobilizzazioni materiali di Terna

Inclusi i lavori in corso; milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi

(A) Il dato 2009 rappresenta una stima degli investimenti regolatori relativi alla sola attività di trasmissione (comprese l'attività di misura e le attività statistiche).

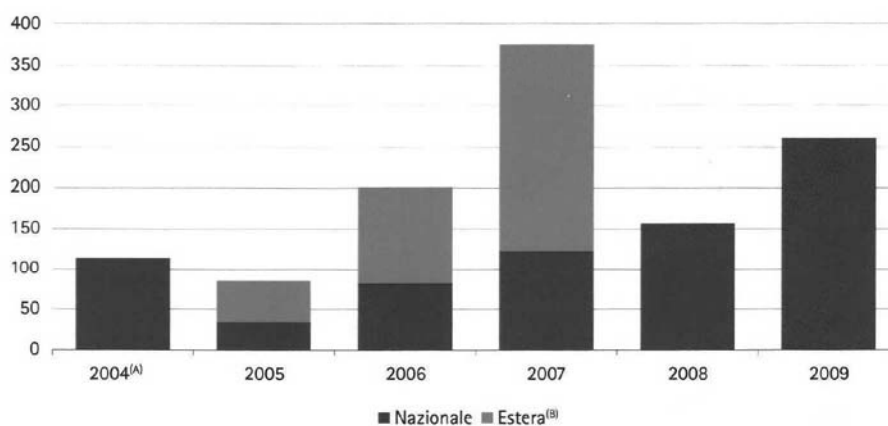
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

L'analisi di dettaglio dei risultati tariffari evidenziati in figura e la valutazione degli investimenti effettuati dalle imprese regolate consentono di rilevare un andamento difforme tra le attività di trasmissione e di distribuzione. Nel primo caso, la politica di incentivazione degli investimenti adottata dall'Autorità, più che portare a riduzioni della tariffa di rete (per altro di minor peso sul totale dei costi tariffati), ha indotto un rapido, sostanziale ed essenziale incremento degli investimenti realizzati, che nel 2009 sono risultati più che raddoppiati rispetto a quelli effettuati nel 2004 (Fig. 1.2). Ciò nonostante, permangono ancora forti problemi in termini di congestione sulla rete (la figura 1.3 evidenzia ancora una forte incidenza delle rendite da congestione nazionale, che a sua volta è un indicatore del differenziale del valore commerciale dell'energia prodotta nelle diverse zone del Paese). Tale situazione

ha limitato, soprattutto nelle isole, le possibilità di confronto concorrenziale e ha determinato rilevanti rendite (la figura 1.4 evidenzia i differenziali di prezzo, rispetto al Prezzo unico nazionale (PUN) dell'energia elettrica prodotta nelle diverse zone nazionali, con una manifesta criticità per i prezzi relativi alle isole) che hanno reso evidente la necessità di ulteriori investimenti (vedi il Capitolo 2 di questo Volume). Risulta invece decisamente migliorata la situazione in alcune zone prima critiche del Paese, soprattutto nel Centro-Nord. Tutto ciò conferma la bontà della manovra tariffaria adottata, da sostenere, quindi, per superare le residue criticità citate che, in ultima analisi, consistono in un accesso al mercato di impianti di produzione non economici, solo per la mancata possibilità di trasportare nelle corrispondenti zone di consumo l'energia prodotta in altre aree da impianti più efficienti.

FIG. 1.3

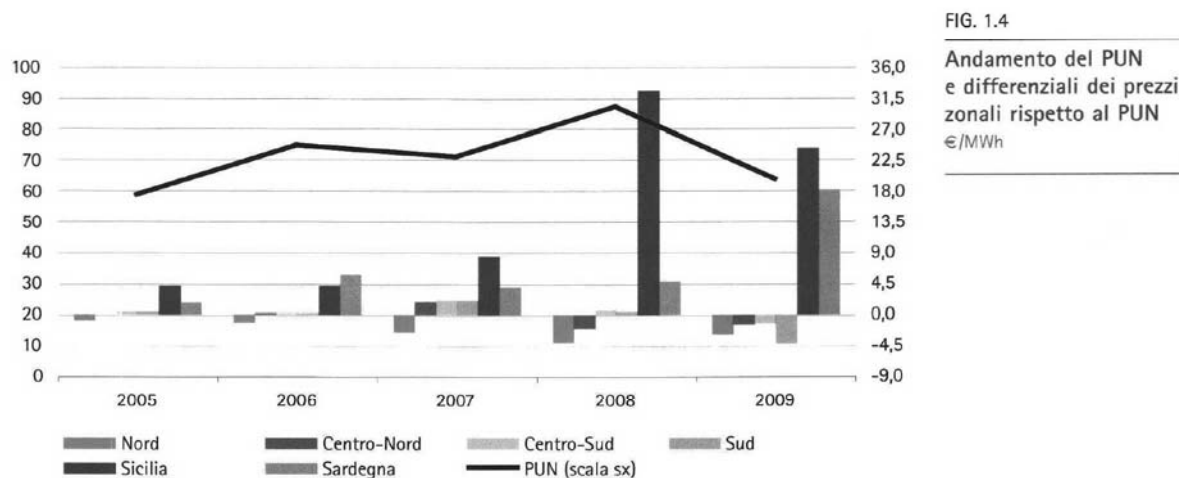
Rendita da congestione
nel settore elettrico
Milioni di euro



(A) Aprile-dicembre.

(B) A partire dal 2008 tutta la capacità di interconnessione sulle frontiere estere viene assegnata congiuntamente dai TSO confinanti mediante aste esplicite. Si azzera così, per definizione, la rendita da congestione sulle zone estere, essendo il costo delle congestioni pagato nelle aste esplicite.

Fonte: GSE.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Diverso appare l'andamento delle tariffe di distribuzione, ambito nel quale si registra una contrazione degli investimenti realizzati nel 2007 (Fig. 1.5)² nonostante gli investimenti nell'attività di distribuzione, in particolare quelli finalizzati a garantire una migliore qualità del servizio, siano stati incentivati sin dalla fase di avvio della regolazione. Tale risultato potrebbe essere, almeno in parte, ricondotto a scelte strategiche di operatori che, trovandosi nel perimetro di società verticalmente integrate, vedono prevalere strategie di investimento di gruppo sugli interessi delle singole società, destinando la maggior parte delle risorse economiche allo sviluppo delle attività libere a scapito di quelle regolate. In parte la contrazione degli investimenti potrebbe essere ricondotta anche alla riduzione di quelli destinati a migliorare la qualità del servizio alla luce dei già raggiunti buoni risultati di qualità nel 2007. Per i

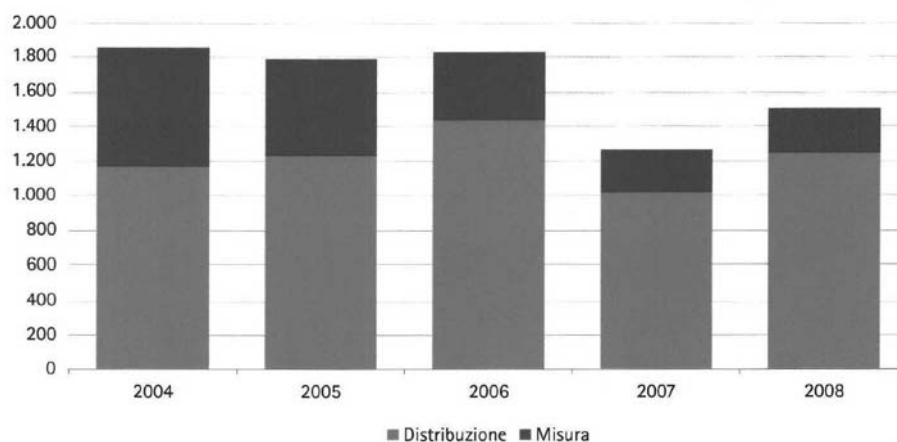
prossimi anni ci si attende un incremento degli investimenti sia grazie all'applicazione della normativa dell'*unbundling* funzionale che mira a garantire una maggiore indipendenza nelle scelte di investimento degli operatori di rete, sia a seguito degli effetti incentivanti, tipicamente di medio-lungo periodo, derivanti dall'applicazione della nuova regolazione degli investimenti introdotta a partire dal 2008. Un ulteriore sviluppo degli investimenti nelle reti di distribuzione è atteso inoltre a seguito della recente previsione di incentivazione dei progetti pilota realizzati in tali reti per lo sviluppo di *smart grids*. Relativamente all'attività di misura, questa riflette la politica di sostegno al programma di installazione dei sistemi di misurazione intelligenti. Il nostro Paese è anche quello dove vi è stata la più diffusa introduzione di questi impianti (vedi il Capitolo 3 di questo Volume).

² La figura riporta l'andamento dei cinque principali operatori di settore: Enel Distribuzione, Aem Milano, Aem Torino, Asm Brescia e Acea (corrispondenti a circa il 95% del totale).

FIG. 1.5

Andamento delle immobilizzazioni materiali nell'attività di distribuzione e misura elettrica

Inclusi i lavori in corso; milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi^(A)



(A) Il dato per il 2009 non è disponibile alla data di stesura della presente *Relazione Annuale*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Settore gas

Per quanto riguarda il settore gas, la figura 1.6 mostra una sostanziale stabilità delle tariffe in termini nominali (di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura) per il settore domestico fino al secondo semestre 2009, quando, limitatamente alla distribuzione, esse hanno subito un necessario adeguamento per il riconoscimento di alcuni maggiori costi del servizio; questi ultimi sono riconducibili principalmente a necessari e non rinviabili interventi di ammodernamento degli impianti finalizzati a migliorare in modo sostanziale la sicurezza e la qualità dei servizi. L'incremento delle tariffe di distribuzione è

comunque subordinato a una serie di ispezioni e verifiche che l'Autorità ha avviato su base annuale; una volta stabilizzata definitivamente la nuova impostazione tariffaria, per gli anni futuri si può prevedere che gli andamenti ripercorrano le curve di efficientamento già riscontrate nelle altre tariffe dei servizi a rete, tenendo anche conto del potenziale di razionalizzazione dei costi connesso con la riduzione del numero degli ambiti di gara per le nuove concessioni di distribuzione. A fronte di un leggero aumento della tariffa di trasporto, si assiste invece a una diminuzione della tariffa di stoccaggio. I settori industriale e termoelettrico (Fig. 1.7) hanno potuto beneficiare di una riduzione della componente relativa al trasporto.