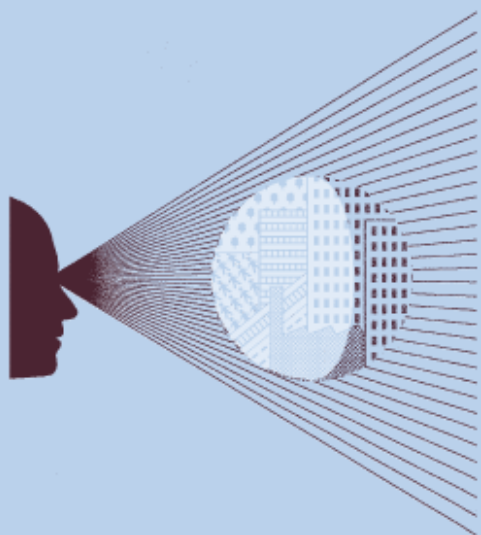


Riforma della tariffa idrica in Italia

**Report preparato per
Associazione Nazionale Autorità
e Enti di Ambito**

Dicembre 2012



Oxera Consulting Ltd è una società di diritto inglese, registrata in Gran Bretagna con Nr. 2589629 e in Belgio con Nr. 0883.432.547 con sedi legali in Park Central, 40/41 Park End Street, Oxford, OX1 1JD, UK e Stephanie Square Centre, Avenue Louise 65, Box 11, 1050 Brussels, Belgio. Gli autori dichiarano di aver eseguito la presente perizia con la massima cura e solerzia possibili, tuttavia la nostra società non può essere ritenuta responsabile per l'integrità del materiale e per le nessuna delle possibili azioni che potranno derivare da questi contenuti.

Oxera Consulting Ltd non svolge attività di investimento come definito nel Decreto "Servizi e Mercati finanziari (Financial Services and Markets)" del 2000. Chi volesse valutare la possibilità di investimenti specifici dovrà rivolgersi ai propri consulenti o agenti finanziari. La nostra società declina ogni e qualsiasi responsabilità per decisioni in merito ad investimenti specifici, che restano comunque sempre a rischio esclusivo dell'investitore.

© Oxera, 2012. Tutti i diritti sono riservati. Il presente documento (eccetto i passaggi riportati) non può essere riprodotto in alcun modo senza nostro espresso consenso.

Executive summary

A seguito della pubblicazione da parte dell’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) della deliberazione 74/2012/IDR—che ha dato avvio ad un procedimento per l’adozione di provvedimenti tariffari e per l’avvio della raccolta dati in materia di servizi idrici, Oxera è stata contattata dall’Associazione Nazionale Autorità e Enti d’Ambito (ANEA) per eseguire un’analisi critica di alcune delle misure introdotte nell’ambito di tale processo di riforma. Specificamente, ANEA ha richiesto ad Oxera di valutare in maniera critica due modifiche proposte dall’AEEG:

- allungamento del periodo di ammortamento dei cespiti acquisiti dagli operatori, riduzione delle aliquote d’ammortamento ed introduzione di limiti all’innalzamento delle tariffe d’utenza.
- proposte di AEEG in tema di modifiche al sistema d’efficientamento per i gestori.

Si evidenzia che il presente documento è principalmente incentrato sull’analisi delle proposte di metodo tariffario aggiornate al settembre 2012. Oxera è a conoscenza di successive modifiche. Alcune riflessioni alla luce di tali modifiche sono state incluse per completezza.

L’esercizio effettuato in questo report, in particolare, è quello di valutare le potenziali implicazioni di ciascuno di questi due cambiamenti considerato in isolamento, identificare i rischi che ne derivano, e di evidenziare l’approccio di altri regolatori internazionali a queste stesse modifiche. È importante sottolineare tuttavia che una valutazione obiettiva di tali manovre non possa prescindere da una valutazione a sistema di questi due cambiamenti, nel più ampio complesso di riforme introdotte con la delibera. Questa valutazione a sistema—indispensabile per manovre di riforma di questa portata—è effettuata in via generale in questo report, ma un’ulteriore validazione di tipo empirico—per quanto non perseguita in quest’istanza—sarebbe essenziale per corroborare le conclusioni tratte in questo documento. È pertanto positivo che AEEG abbia effettuato delle simulazioni di impatto e di conseguenza introdotto dei cambiamenti alla proposta di metodo transitorio nel novembre 2012.

In base all’analisi effettuata da Oxera, si osserva che i cambiamenti proposti da AEEG sono generalmente in linea con precedenti regolatori osservati in altre giurisdizioni, anche se alcuni messaggi importanti possono essere tratti da tali precedenti circa l’implementazione di tali cambiamenti.

- L’ allungamento delle vite utili potrebbe avere un impatto negativo sui flussi di cassa. Le potenziali implicazioni per la finanziabilità degli investimenti deve, però, essere valutata nel contesto di tutte le proposte di AEEG. È pertanto auspicabile che tali considerazioni a sistema vengano effettuate prima di decidere le precise modalità di implementazione del passaggio alle vite utili tecniche regolatorie. Le modifiche del metodo introdotte a novembre sembrano volte a ridurre l’impatto sui flussi di cassa per gli anni 2012 e 2013. Oxera non è a conoscenza di analisi condotte per la valutazione delle proposte tariffarie per gli anni successivi al 2013.
- Nella definizione dei costi standard da utilizzarsi nel metodo definitivo, sarebbe auspicabile che AEEG ottenga una base dati omogenea e conduca un’analisi, possibilmente con il coinvolgimento dall’industria, per identificare le funzioni di costo che siano nel contempo robuste da un punto di vista statistico e coerenti con le aspettative industriali (ad esempio, le variabili esplicative utilizzate siano comunemente accettate come credibili *cost driver* nell’industria).

- Mentre si condivide l'introduzione di regole di condivisione dei benefici dell'efficienza fra imprese ed utenti, si ritiene opportuno considerare—per stimolare una maggior efficienza da parte delle imprese—l'utilizzo solo prospettico di tali regole.

Si osserva inoltre che maggiore trasparenza circa le valutazioni d'impatto e le valutazioni a sistema delle modifiche introdotte, la chiarezza relativamente a come AEEG intenda, nella metodologia definitiva, trattare problematiche come la finanziabilità, potrebbero contribuire a una maggiore percezione di stabilità del quadro regolatorio, essenziale in un momento in cui l'attrazione di nuovo capitale verso il settore idrico è uno degli obiettivi principali della regolamentazione.

Indice

1	Introduzione	1
2	Aree di studio	2
2.1	Gli ammortamenti	2
2.2	L'efficienza dei costi operativi	7
3	L'esperienza internazionale	13
3.1	Gli ammortamenti	13
3.2	L'efficienza dei costi operativi	18
4	Valutazioni a sistema	24
4.1	Interazione fra gli elementi considerati	24
4.2	Valutazione sistemica	28
4.3	Conclusioni	29
A1	Esperienze regolatorie internazionali	31
A1.1	Distribuzione dell'energia elettrica (Gran Bretagna)	31
A1.2	Trasmissione dell'energia elettrica (Gran Bretagna)	32
A1.3	Telecomunicazioni (UK e Irlanda)	33
A1.4	Energia elettrica (Irlanda del Nord)	34

Elenco delle tabelle

Tabella 2.1	Leva finanziaria, settore idrico, 2004–08 (%)	3
Tabella 2.2	Periodi di ammortamento proposti dall'AEEG (anni)	5
Tabella 3.1	Precedenti in ambito internazionale, riduzione delle aliquote d'ammortamento riconosciute in tariffa	17
Tabella A1.1	Cambiamenti principali nelle vite utili	34

Elenco delle figure

Figura 2.1	Grandezza relativa delle tariffe e dei ricavi dei gestori, 2004–08	4
Figura 2.2	Cambiamento dei flussi di cassa a seguito di un'estensione delle vite utili	6
Figura 2.3	Andamento dei costi operativi per gestori con efficienza superiore ed inferiore al benchmark del 5%	11
Figura 2.4	Andamento dei costi operativi per gestori con efficienza superiore ed inferiore al benchmark del 20%	11
Figura 3.1	Andamento del premio paese, 2007–12	15
Figura 4.1	Profili di <i>cash flows</i> per valutazioni a costi correnti o a costi storici	25
Figura 4.2	Passaggio da valutazioni a costi storici a valutazioni a costi correnti per asset con vite utili diverse	26
Figura 4.3	Flussi di cassa con metodologie a costi storici e a costi correnti e interpretazione di Ofcom	27
Figura 4.4	Valore degli asset pre-1997 di BT e scelta di Ofcom	28
Figura A1.1	Profili d'ammortamento discussi dall-MMC (milioni di sterline)	35

1 Introduzione

L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) con la deliberazione 74/2012/IDR ha dato avvio ad un procedimento per l'adozione di provvedimenti tariffari e per l'avvio della raccolta dati in materia di servizi idrici.¹ L'AEEG ha quindi pubblicato due documenti per la consultazione per l'adozione di provvedimenti tariffari in materia di servizi idrici. A seguito della pubblicazione di tale delibera, ANEA ha chiesto il supporto di Oxera per effettuazione di un'analisi critica di tale manovra di riforma del quadro regolatorio. In particolare, ANEA ed Oxera hanno individuato due ambiti di lavoro.

Il primo ambito di lavoro riguarda la valutazione qualitativa dell'impatto delle riforme proposte da AEEG sulla finanziabilità degli operatori del settore idrico e, di conseguenza, dei Piani d'Ambito attualmente in vigore. Specificamente:

- **Allungamento del periodo di ammortamento dei cespiti acquisiti dagli operatori, e conseguente riduzione delle aliquote d'ammortamento.** Tale misura comporta potenziali rischi per gli operatori, dato l'assetto finanziario prevalente nel settore idrico, fondato sul reperimento di risorse finanziarie tramite accordi di Project Financing e sul recupero accelerato degli investimenti.

La seconda area investigativa, invece, si focalizza sul sistema d'efficientamento proposto a settembre 2012 da AEEG, e in particolare l'ipotesi che la manovra di riforma non tenga in adeguata considerazione la relativa immaturità del settore idrico e la potenziale affidabilità dei dati raccolti per la definizione di tale sistema.

L'obiettivo dell'analisi di Oxera, in particolare, è quello di valutare se le misure proposte—considerate in isolamento—comportino dei rischi.

Le restanti sezioni di questo documento illustrano:

- la sezione 2 illustra le proposte di AEEG e le potenziali implicazioni per le imprese idriche,
- la sezione 3 riporta una illustrazione dell'esperienza regolatoria internazionale,
- la sezione 4 riporta le considerazioni riguardo l'impatto sull'industria dell'insieme dei cambiamenti regolatori e le conclusioni.

In appendice sono riportati i dettagli dell'esperienza regolatoria internazionale per quanto concerne l'allungamento della vita utile.

¹ Si veda ad esempio AEEG (2012), Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti tariffari e per l'avvio di raccolta dati e informazioni in materia di servizi idrici, Marzo. AEEG (2012) Consultazione pubblica per l'adozione di provvedimenti tariffari in materia di servizi idrici il metodo tariffario transitorio, Luglio.

2 Aree di studio

2.1 Gli ammortamenti

2.1.1 Lo status quo

In base alla regolamentazione attualmente vigente—il Metodo Tariffario Normalizzato, nell'articolazione dettata dal decreto ministeriale 1/8/1996—le quote di ammortamento ammissibili in tariffa sono determinate genericamente sulla base delle 'aliquote previste dai principi contabili di riferimento, nel limite massimo delle aliquote ammesse dalle leggi fiscali'.² Come sottolineato dall'Autorità, 'Poiché [...] le aliquote fiscali non solo rappresentavano un riferimento massimo, ma non sono, neppure, esaustive delle diverse categorie di cespiti, molte realtà hanno fatto riferimento a propri sistemi di aliquote'.³ Più specificamente:

La mancata previsione da parte del MTN di specifiche aliquote di ammortamento ha causato diversità nelle modalità di riconoscimento di tale componente. In particolare, in alcuni casi, per favorire la finanziabilità dei Piani d'ambito, si è proceduto al riconoscimento di ammortamenti accelerati (finanziari), che consentono il completo ammortamento dei cespiti entro il termine dell'affidamento.⁴

È importante contestualizzare tale quadro regolatorio all'interno della struttura finanziaria che si è consolidata nel settore idrico negli ultimi anni. Come osservato dal Co.Vi.Ri, infatti, si osserva che 'Negli ultimi anni, [...] nel settore del servizio idrico, si sta sviluppando la tendenza al ricorso all'avvio di "finanziamenti strutturati" che possono consentire lo sviluppo di infrastrutture in difetto di capitale iniziale'.⁵ Tale ricorso a capitale di debito trova parziale conferma nei dati di bilancio dei gestori, come rilevati da Utilitatis e come riportati in Tabella 2.1. In base a questi dati, si osserva che:

- il livello d'indebitamento dei gestori è generalmente andato aumentando negli ultimi anni, sebbene in media per l'industria è rimasto stabile (circa 33%);⁶
- tale livello d'indebitamento è relativamente elevato per operatori di grandi dimensioni (ma non per le imprese Top). Si osservi inoltre che il minor livello d'indebitamento di operatori di dimensioni minori può essere segnale di maggiori difficoltà per tali operatori ad accedere ai mercati del capitale di debito.

² Articolo 3, comma 3.3, Decreto Ministeriale 1/8/96, 'Metodo Normalizzato per Definire le Componenti di Costo e Determinare la Tariffa di Riferimento'.

³ AEEG (2012), 'Consultazione Pubblica per l'Adozione di Provvedimenti Tariffari in Materia di Servizi Idrici', maggio, para 6.51, p. 49.

⁴ AEEG (2012), 'Consultazione Pubblica per l'Adozione di Provvedimenti Tariffari in Materia di Servizi Idrici—Il Metodo Tariffario Transitorio', luglio, para 2.38.

⁵ Commissione Nazionale per la Vigilanza sulle Risorse Idriche (2009), 'Relazione annuale al Parlamento sullo stato dei servizi idrici—Anno 2009', para 4.8, p. 72.

⁶ Leva finanziaria media per il settore, nel periodo 2004–08.

Tabella 2.1 Leva finanziaria, settore idrico, 2004–08 (%)

	2004	2005	2006	2007	2008
Top	27	28	28	26	20
Grandi	56	59	61	60	65
Medie	27	32	36	39	45
Piccole	22	22	23	23	28
Media campione	32	33	34	34	33

Fonte: Utilitatis.

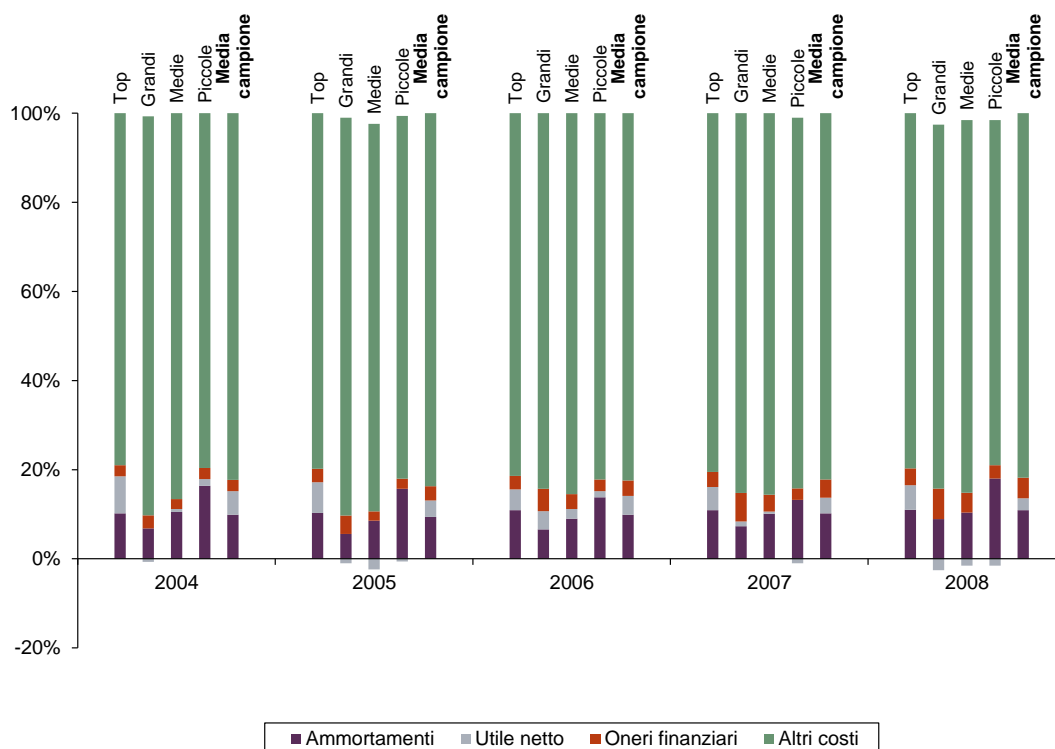
Oltre ad osservare livelli d'indebitamento elevati per una particolare categoria di gestori, si osserva inoltre una ridotta capacità da parte degli operatori di far fronte a significative variazioni delle tariffe ammesse dal regolatore:

- i costi sostenuti recentemente dagli operatori in relazione al proprio capitale di debito (vedi Figura 2.1) sono pari approssimativamente al 5% dei ricavi registrati in totale, con utili netti tendenzialmente inferiori. Tale dato suggerisce che una variazione delle tariffe (e dei ricavi) del 5%⁷ potrebbe mettere in difficoltà quegli operatori privi di un margine di profitto che possa essere utilizzato per moderare l'impatto di una riduzione delle tariffe, nel pagamento dei propri creditori. Un innalzamento di tale variazione al 10%, inoltre, potrebbe estendere tali difficoltà a una maggioranza degli operatori;
- simulazioni di ANEA effettuate su un campione di 59 Piani d'Ambito rilevano un'elevata fragilità del settore a variazioni delle aliquote, anche per bassi livelli di leva finanziaria. Per esempio, tali simulazioni stimano che un parziale riavvicinamento dei periodi di rimborso alle vite utili dei cespiti comporterebbe una riduzione dei Piani Finanziabili del 22%, anche assumendo una leva del 50%.⁸

⁷ Assumendo che i costi della produzione rimangano costanti a seguito delle modifiche—visto che i livelli produzione e gli standard di servizio rimarrebbero presumibilmente invariati—e che la domanda sia inelastica.

⁸ ANEA (2012), 'Il project finance e l'investimento nei servizi idrici', febbraio, p. 15.

Figura 2.1 Grandezza relativa delle tariffe e dei ricavi dei gestori, 2004–08



Nota: 'Altri costi' si riferisce alla quota di ricavi in eccesso rispetto agli ammortamenti, agli oneri finanziari e agli utili netti osservati in ogni anno e pertanto includono voci come costi capitalizzati e non della produzione, imposte, costi e ricavi straordinari.

Fonte: Utilitatis (2010), 'Blue book' e elaborazione da parte di Oxera.

In conclusione, si osservano non solo la diffusione di ammortamenti accelerati (finanziari) nella prassi, ma anche una struttura finanziaria del settore che rivela vulnerabilità a scostamenti decisi da parte del regolatore rispetto alla metodologia d'ammortamento consolidata. A prescindere dall'entità delle modifiche introdotte, tali scostamenti dovrebbero infatti essere effettuati in un contesto di elevato livello d'indebitamento—limitatamente ad alcune categorie di operatori—e di moderati margini di profitto disponibili per assorbire variazioni nei livelli delle tariffe ammesse dal regolatore.

2.1.2 Le criticità identificate da AEEG e le modifiche proposte

Nonostante l'assenza di un'articolata discussione delle problematiche di tale sistema nella delibera, è possibile identificare due principali incongruenze fra il metodo d'ammortamento MTN e la prassi regolatoria di AEEG:

- in interpretazioni precedenti in ambito energetico, l'AEEG ha riconosciuto che i 'mercati finanziari [...] attribuiscono grande importanza al mantenimento nel tempo del valore delle immobilizzazioni nette' e che 'il mantenimento nel tempo del valore del capitale investito [...] dipende dal simultaneo andamento del livello degli investimenti e degli ammortamenti'.⁹ In base a tale interpretazione, ammortamenti basati su tempistiche inferiori rispetto alla vita economica utile dei cespiti possono portare ad ammortamenti riconosciuti in tariffa relativamente più alti rispetto ai nuovi investimenti e quindi ridurre il valore del capitale investito netto riconosciuto. Ciò può influire negativamente sulla percezione del valore delle imprese regolate da parte dei mercati finanziari;

⁹ Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (2004), 'Relazione Tecnica Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione,

- l'ammissione in tariffa di ammortamenti non in linea con l'effettivo ammortamento economico del cespite risulta nell'invio di segnali economici non efficienti agli utenti. Tale approccio pare configurare con l'obiettivo generale di promozione '[dell']uso efficiente delle risorse'¹⁰—imposto all'AEEG dall'articolo 1 della legge 481/1995.

In linea con tali interpretazioni da parte di AEEG, il nuovo Metodo Tariffario Transitorio descritto nel DCO n. 290/2012/R/IDR, porta i gestori ad adottare vite utili maggiorate, rispetto a quelle utilizzate in media attualmente dagli operatori del settore (come riportato nella Tabella 2.2).

Tabella 2.2 Periodi di ammortamento proposti dall'AEEG (anni)

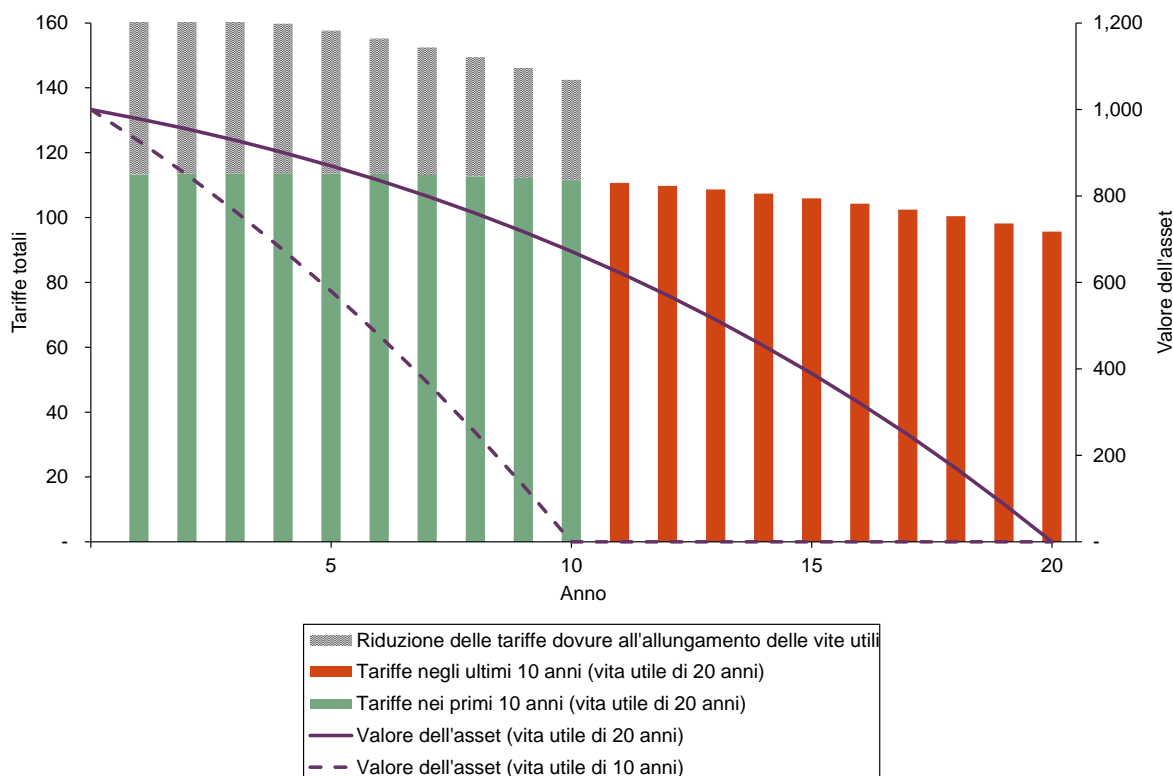
Categoria cespite	Metodo normalizzato	Ammortamenti autorità
Fabbricati destinati all'industria	28,5	40
Costruzioni leggere	10	40
Opere idrauliche fisse	40	50
Serbatoi	25	25
Impianti di potabilizzazione/filtrazione	12,5	12
Condutture	20	50
Impianti di Sollevamento	8,5	8
Impianti di depurazione acque reflue	12,5	12
Gruppi di misura meccanici	n/a	20
Gruppi di misura elettronici	n/a	15
Altri impianti	16,5	20
Attrezzature	10	10
Telecontrollo	n/a	12
Teletrasmissione	n/a	8
Mobili e Macchine ordinarie da ufficio	8,5	8
Macchine elettromeccaniche ed elettroniche	5	5
Laboratori	n/a	10
Autoveicoli da trasporto	5	5
Autovetture, motoveicoli e simili	4	5
Studi, ricerche, brevetti, diritti di utilizzazione	5	5
Costi di impianto e di ampliamento	5	Coerenti con la natura del cespite
Costi per interventi su impianti di terzi	n/a	Coerenti con la natura del cespite
Software	5	5
Altre immobilizzazioni materiali e immateriali	5	7

Fonte: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (2012), 'Consultazione Pubblica per l'Adozione di Provvedimenti Tariffari in Materia di Servizi Idrici', 22 Maggio, Documento per la Consultazione 204/2012/R/IDR, Tabella 10, p. 49; e Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (2012), 'Consultazione Pubblica per l'Adozione di Provvedimenti Tariffari in Materia di Servizi Idrici—Il Metodo Tariffario Transitorio', 12 Luglio, Documento per la Consultazione 290/2012/R/IDR, Tabella 4, p. 37.

Come illustrato in Figura 2.2, un allungamento delle vite utili dei cespiti determina una redistribuzione delle tariffe su un arco temporale più lungo e, di conseguenza, flussi di cassa netti inferiori nei primi anni di vita del cespite.

¹⁰ Legge 481/1995, articolo 1 comma 1.

Figura 2.2 Cambiamento dei flussi di cassa a seguito di un'estensione delle vite utili



Nota: Figura illustrativa
Fonte: Oxera.

La riduzione dei flussi di cassa nel breve termine illustrata in Figura 2.2 è il risultato di tre diversi tipi di effetti:

- una riduzione della quota d’ammortamento riconosciuta in tariffa, nei primi anni di vita del cespite;
- un maggiore crescita o più lenta diminuzione del capitale investito netto e di conseguenza un aumento della remunerazione del capitale riconosciuta in tariffa, dovuto al fatto che tale costo è determinato in proporzione a un valore dell’asset che declina in maniera più graduale;
- un’estensione dell’arco temporale per il quale è previsto in tariffa un riconoscimento per l’investimento nel cespite.

In particolare, il secondo impatto—l’aumento della remunerazione del capitale riconosciuta in tariffa—ha un effetto controbilanciante sui ricavi dei gestori, moderando l’impatto finanziario avverso della modifica proposta da AEEG.

Dato il forte legame fra composizione dello stato patrimoniale dei gestori e ripercussioni finanziarie delle nuove aliquote sul gestore, una precisa quantificazione dell’impatto delle proposte di AEEG andrebbe differenziata a seconda dello specifico gestore. Tuttavia si osserva che:

- le proposte di allungamento delle vite utili appaiono essere di maggior entità proprio per gli asset che ricoprono un maggior peso per l’attività dei gestori. Per esempio, i nuovi investimenti per acquedotti, nel 2011, rappresentavano circa il 45% dei nuovi investimenti nel settore idrico—contro un 30% per gli investimenti in fognatura e un 10%

per la depurazione¹¹—e le condutture e le opere idrauliche fisse sono soggette a variazioni delle aliquote tra il 25 e il 150%;

- questi incrementi delle vite utili sono tuttavia fortemente moderati dall'effetto controbilanciante dei maggiori riconoscimenti in tariffa per costi del capitale, discussi precedentemente in questa Sezione.

Nonostante la difficoltà a quantificare in maniera precisa l'impatto delle modifiche proposte, una valutazione iniziale suggerisce un impatto negativo sui flussi di cassa dei gestori, la cui entità tuttavia è probabilmente molto inferiore di quanto suggerito dalle variazioni assolute delle vite utili riportate in Tabella 2.2.

E' importante notare che nelle proposte per il metodo transitorio presentate a novembre 2012¹², l'AEEG ha illustrato le modalità di adeguamento dei ricavi consentiti con il metodo transitorio, ai ricavi consentiti da piano.

Nel caso in cui il vincolo dei ricavi da piano sia superiore a quello calcolato con il nuovo metodo, quest'ultimo, per gli anni 2012 e 2013, è corretto per eguagliare il livello dei ricavi da piano mediante una compensazione aggiuntiva (la c.d. componente NIFoP) alla quale è associato un vincolo d'investimento.

- Nel caso in cui il vincolo dei ricavi da piano sia inferiore a quello calcolato con il metodo transitorio, AEEG presenta due possibili scenari: per piani d'ambito meno recenti, all'impresa è permesso di accrescere le tariffe ed i ricavi fino al livello del vincolo dei ricavi secondo metodo transitorio, nel corso di quattro anni.
- se il piano d'ambito è considerato nuovo, allora le tariffe/ricavi da piano scendono al fino al livello del vincolo dei ricavi calcolato con il metodo per il periodo transitorio, nel corso di quattro anni.

Le modifiche proposte, ed in particolare l'introduzione della componente NIFoP sembrano mirate a rimuovere l'impatto negativo sui flussi di cassa almeno derivante dalla nuova metodologia almeno per il 2012 ed il 2013. Oxera non è tuttavia a conoscenza di dichiarazioni da parte dell'AEEG circa meccanismi di attenuazione dell'impatto sui flussi di cassa previsti nel metodo definitivo o sulla durata prevista per il metodo d'attenuazione sopradescritto.

2.2 L'efficienza dei costi operativi

2.2.1 Il regime applicabile e le sue criticità secondo AEEG

Il MTN prevedeva un meccanismo incentivante all'efficienza ai fini della determinazione della tariffa applicabile da un gestore. Questo meccanismo viene applicato tramite la modifica della componente dei costi operativi iniziali, ridotti di una percentuale interpretata come coefficiente di miglioramento di efficienza, il cosiddetto fattore X.

Il fattore X è proporzionale al livello di inefficienza del gestore, misurata in termini del livello dei costi operativi relativo ai costi operativi di riferimento determinati dall'applicazione di un modello di impresa efficiente, i cosiddetti costi modellati. In questo modo, la tariffa applicabile del gestore non copre i costi operativi iniziali, inducendolo ad incrementare il livello di efficienza, per evitare una riduzione dei profitti; l'incentivo è particolarmente forte ad alti livelli di inefficienza, ma, significativamente, esiste anche per gestori che presentano alti livelli di efficienza. In particolare, il MTN prevede che la percentuale di riduzione dei costi operativi sia il 2% se i costi operativi di progetto superano i costi modellati di oltre il 20%, l'1% se la inefficienza è inferiore al 20% ed lo 0,5% nel caso in cui i costi operativi siano inferiori o

¹¹ Co.Vi.Ri (2011), 'Rapporto sullo stato dei servizi idrici', dicembre, Tabella 2.8, p. 91.

¹² Si veda la presentazione AEEG (2012) "Il metodo tariffario transitorio-assunzioni post simulazioni-" Novembre.

uguali ai costi di riferimento. Qualora i costi fossero maggiori del costi modellati del 30% o più, il MTN prevede la necessità di ottenere l'approvazione del regolatore nazionale.¹³

Il MTN prevedeva un periodo regolatorio di tre anni, al termine del quale, l'Autorità d'ambito avrebbe dovuto procedere alla revisione ordinaria della tariffa. I costi operativi iniziali previsti dal Piano d'ambito, detti 'costi di progetto', erano determinati sulla base del modello organizzativo gestionale, a sua volta frutto della ricognizione dei costi delle gestioni preesistenti e di estrapolazioni parametriche relative alla struttura organizzativa che si presume sarà utilizzata dal gestore. Una volta stabiliti i costi operativi all'interno di ciascun periodo regolatorio, il gestore assume il rischio legato ad un loro andamento differente rispetto a quelli riconosciuti in tariffa.

Tuttavia, il MTN non disciplinava le modalità ed i limiti delle potenziali modifiche alle previsioni dei costi operativi in sede di revisione. In pratica, si sono affermate due diverse metodologie per l'adeguamento dei costi operativi:

- riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti l'ultimo anno o di una media dei costi sostenuti nel periodo regolatorio precedente;
- riconoscimento dei costi inizialmente previsti nel Piano d'ambito, decurtati di una percentuale (25–50%) dei risparmi di costo conseguiti in media nel triennio precedente.¹⁴

Come parte del contesto più ampio di critica dell' MTN, l'AEEG individua una serie di criticità del MTN relative al meccanismo di incentivo all'efficienza, in particolare:¹⁵

- l'individuazione delle componenti di costo con metodo contabile non supportato da regole di *unbundling*. I costi operativi iniziali sono determinati sulla base dei consuntivi delle gestioni precedenti o in maniera parametrica, senza alcun riferimento ai costi effettivi di gestione;
- il coefficiente di recupero di efficienza è determinato sulla base di stime inaffidabili dei costi operativi efficienti¹⁶ ed in ogni caso senza tenere adeguatamente conto delle differenti situazioni locali;
- l'assenza di criteri per la capitalizzazione dei costi operativi;
- l'assenza di un meccanismo di rideterminazione dei costi operativi al termine del periodo regolatorio.

2.2.2 La proposta di AEEG ed una illustrazione delle potenziali implicazioni

AEEG ha quindi, inizialmente, proposto di aggiornare i costi operativi efficientabili dal 2012 sulla base:¹⁷

- dell'inflazione (prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati);
- variazioni dei costi operativi dovuti ad eventi straordinari e/o mutamenti del quadro normativo;
- un fattore di efficientamento X.

¹³ Si veda AEEG (2012), 'Consultazione pubblica per l'adozione di provvedimenti tariffari in materia di servizi idrici', Luglio, para 2.37

¹⁴ Si veda AEEG (2012) 'Consultazione pubblica per l'adozione di provvedimenti tariffari in materia di servizi idrici', para 2.44.

¹⁵ Ibid, para 2.48.

¹⁶ A riguardo, l'ANEA sottolinea che i costi modellati sono stimati sulla base di un campione statistico di aziende che risale a più di dieci anni fa e che include anche società meno efficienti.

¹⁷ Se veda AEEG (2012) 'Consultazione pubblica per l'adozione di provvedimenti tariffari in materia di servizi idrici' Luglio, para 3.66 e 3.67.

Per quanto concerne il fattore X, l'AEEG afferma che

Al solo fine di definire il coefficiente X, i costi operativi 2011, rettificati come illustrato al punto 3.64, saranno confrontati con i costi operativi di riferimento, determinati sulla base delle equazioni previste per il MTN, eventualmente opportunamente ribasate in seguito alla verifica di rappresentatività effettuata in riferimento ad un campione di imprese, opportunamente selezionato.¹⁸

Un'importante componente della proposta dell'AEEG per un metodo tariffario transitorio si riferisce alla applicazione del coefficiente di efficientamento X. L'AEEG propone che il coefficiente X sia applicato in modo tale da:

- incentivare gestori inefficienti a riallineare i costi operativi ai costi modellati efficienti in un periodo di 8 anni, con un limite massimo per il coefficiente di efficientamento del 5% annuo;
- applicare un meccanismo, definito 'profit sharing', che garantisce ai gestori con costi operativi più bassi dei costi di riferimento di beneficiare del 50% della loro iniziale maggiore efficienza stabilendo allo tempo un riassorbimento di quel beneficio in un periodo di 8 anni.¹⁹

Il meccanismo di applicazione del coefficiente X è illustrato nel dettaglio di seguito.

Box 2.1 Meccanismo di applicazione del coefficiente X

Le formule proposte da l'AEEG per l'applicazione di questo meccanismo sono, per quanto riguarda il coefficiente di efficientamento da applicare all'impresa i :

$$X_i = \min \left[5\%; \left(1 - \sqrt[8]{\frac{CO_i^{std}}{CO_i^{ret,2011}}} \right) \% \right], \text{ se } CO_i^{std} < CO_i^{ret,2011} \quad \text{Equazione 2.1}$$

$$X_i = \max \left[0\%; \left(1 - \sqrt[8]{\frac{2CO_i^{ret,2011}}{\min(CO_i^{std}, CO_i^{prog,2011}) + CO_i^{ret,2011}}} \right) \% \right], \text{ se } CO_i^{std} > CO_i^{ret,2011} \quad \text{Equazione 2.2}$$

dove $CO_i^{ret,2011}$ sono i costi operativi da bilancio 2011 rettificati,²⁰ CO_i^{std} sono i costi modellati (basati sulla ricalibrazione delle originarie formule del MTN) e $CO_i^{prog,2011}$ sono i costi di progetto (determinati dal Piano d'ambito).

Per quanto riguarda i costi operativi CO_i , che sono una funzione de i costi operativi efficientabili CO_i^{eff} , cioè di quella parte dei costi soggetta al fattore X ai fini della determinazione della tariffa, questi sono calcolati, nell' nell'anno 2012 e nell'anno 2013, tramite le seguenti formule:

$$CO_i^{2012} = CO_i^{eff,2011} (1 + I^{2011} - X_i) + \text{altri costi}, \text{ se } CO_i^{std} < CO_i^{ret,2011} \quad \text{Equazione 2.3}$$

$$CO_i^{2012} = \left\{ CO_i^{eff,2011} + \max \left[0; \min \left(\frac{CO_i^{std} - CO_i^{ret,2011}}{2}, \frac{CO_i^{prog,2011} - CO_i^{ret,2011}}{2} \right) \right] \right\} (1 + I^{2011} -$$

¹⁸ Ibid, para 3.66.

¹⁹ Simmetricamente, gli utenti della rete beneficiano (tramite le tariffe) della maggiore efficienza solo gradualmente, inizialmente al 50% fino al 100% alla fine del periodo di 8 anni.

²⁰ I costi rettificati sono stimati a partire dai costi operativi efficientabili applicando ulteriori decurtamenti relativi a voci della produzione del conto economico di cui all'articolo 2425 del Codice Civile.

$$X_i) + \text{altri costi, se } CO_i^{std} > CO_i^{ret,2011} \quad \text{Equazione 2.4}$$

$$CO_i^{2013} = CO_i^{eff,2012} (1 + I^{2012} - X) + \text{altri costi} \quad \text{Equazione 2.5}$$

Fonte: AEEG (2012) 'Consultazione pubblica per l'adozione di provvedimenti tariffari in materia di servizi idrici', e AEEG, presentazione del 18 e 19 settembre 2012, Milano.

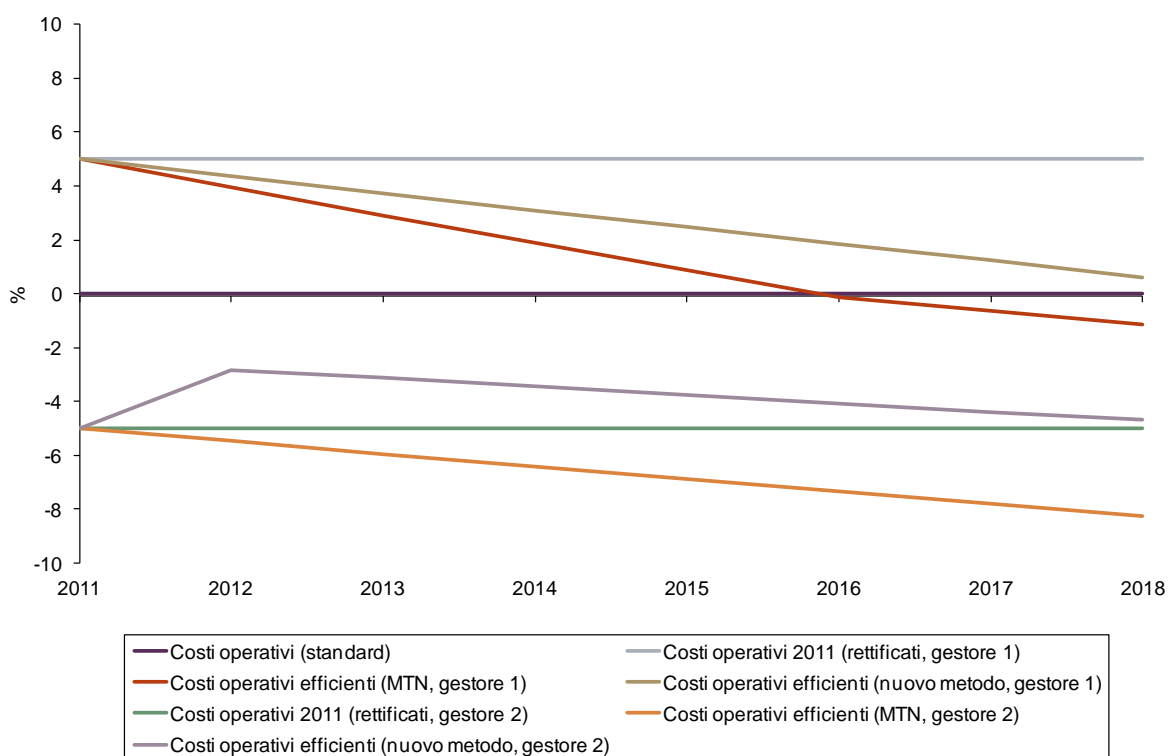
L'approccio proposto da AEEG include alcuni importanti elementi di cambiamento rispetto all'approccio incluso in MTN:

- in primo luogo, il regolatore ha aggiornato la stima delle funzioni di costo utilizzate nel calcolo dei costi modellati così, teoricamente, rendendo più precisa la previsione dei costi;
- in secondo luogo, il regolatore ha introdotto un meccanismo di condivisione, fra le imprese idriche e gli utenti, degli extra profitti derivanti dalla riduzione dei costi operativi al di sotto dei costi programmati. Meccanismi analoghi sono generalmente adottati per incentivare le imprese a migliorare la propria *performance* ed abbattere i propri costi al di sotto dei costi riconosciuti in tariffa.²¹

Per evidenziare le differenze tra l'MTN ed il metodo proposto, l'impatto sui costi efficientabili su un periodo di 8 anni fino al 2019 è stato calcolato per 2 gestori che si differenziano solo per il grado della loro efficienza operativa. È stato assunto che l'equazione 2.5 sia mantenuta anche per i 6 anni successivi al 2013, l'inflazione sia zero e che $CO_i^{std} = CO_i^{prog,2011}$. La figura 2.3 mostra l'andamento dei costi operativi efficientabili dovuti ai due metodi per 2 gestori con efficienza (rispetto ai costi di riferimento) inizialmente superiore ed inferiore del 5%, rispettivamente. La figura 2.4 mostra i risultati per la stessa simulazione nel caso la differenza iniziale di efficienza sia del 20%.

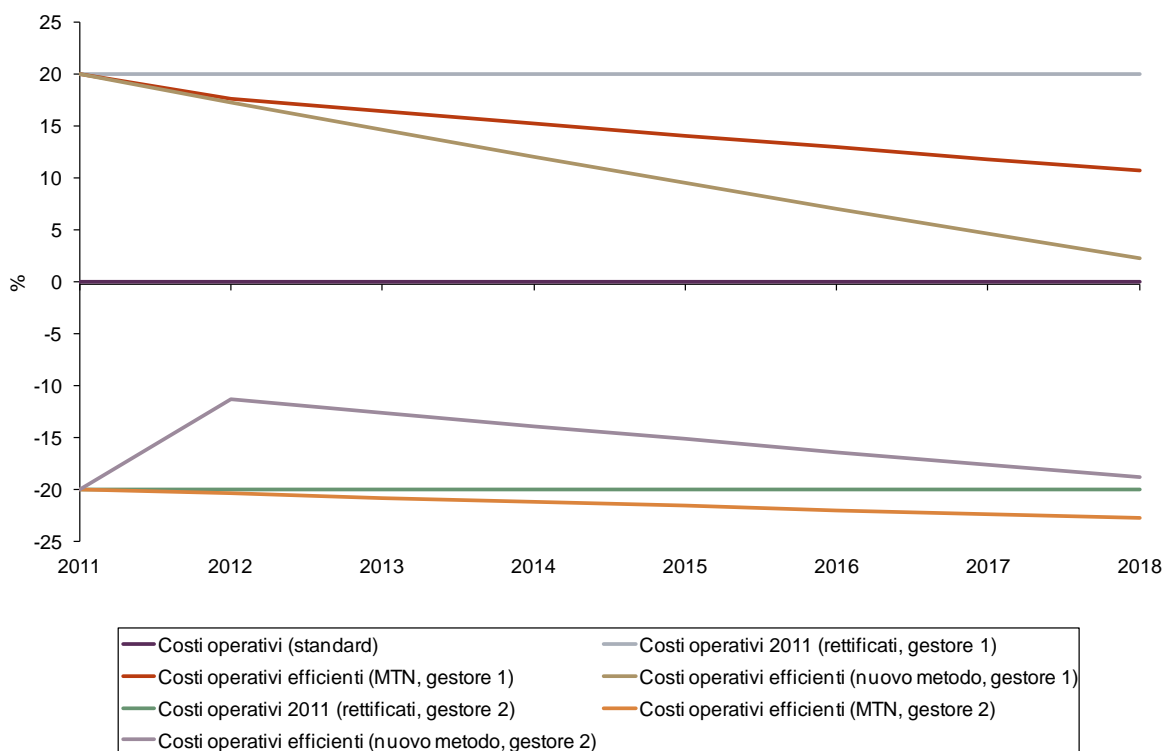
²¹ Si veda ad esempio Alan Sutherland (2006) 'Efficiency incentives for public sector monopolies', Beesley Lecture p 11 disponibile, <http://www.watercommission.co.uk/UserFiles/Documents/WICS%20Beesley%20Lecture%20typeset%20final.pdf>.

Figura 2.3 Andamento dei costi operativi per gestori con efficienza superiore ed inferiore al benchmark del 5%



Fonte: Analisi di Oxera.

Figura 2.4 Andamento dei costi operativi per gestori con efficienza superiore ed inferiore al benchmark del 20%



Fonte: Analisi di Oxera.

I due grafici evidenziano due punti importanti:

- mentre il MTN incentiva anche i gestori più efficienti (rispetto ai costi modellati) a ridurre i propri costi (linee arancione nei grafici), il metodo proposto dall'AEEG non sembra creare questo incentivo per i gestori più efficienti;
- il metodo AEEG induce ad una convergenza più rapida ai costi di riferimento dell'MTN per gestori con alti livelli di inefficienza, ma ad una convergenza più lenta quando il livello di inefficienza è più basso di una certa soglia (8.4%).

Nella presentazione di novembre 2012, l'AEEG ha indicato che sia il fattore di efficientamento X che il meccanismo di profit sharing saranno utilizzati solo a partire dal metodo definitivo, ma non nel periodo transitorio.

3 L'esperienza internazionale

3.1 Gli ammortamenti

Questa sezione presenta una valutazione critica di: (i) le modifiche proposte da AEEG, e (ii) le implicazioni di tali modifiche. In particolare tale valutazione è effettuata esclusivamente in relazione a simili esperienze osservate in precedenti regolatori in altre giurisdizioni e industrie.

Valutazione delle modifiche alla luce dei precedenti regolatori internazionali

Le problematiche legate al riconoscimento in tariffa di aliquote d'ammortamento superiori a quelle tecniche trova riscontro nella prassi regolatoria osservata in altri paesi europei.

Per esempio, nella preparazione del quadro normativo inglese RIIO, Ofgem ha più volte reiterato la sua preferenza per l'utilizzo di aliquote d'ammortamento più in linea con le vite economiche utili degli asset. La maggior coerenza di tale assunzione con il perseguimento di un obiettivo di equità intergenerazionale è stata la principale giustificazione per tale approccio:

- Nelle consultazioni per il periodo regolatorio EDPCR4, Ofgem sottolineò che aliquote d'ammortamento in linea con le vite utili degli asset garantiscono un maggior allineamento fra il pagamento delle tariffe d'utenza e l'effettiva derivazione di beneficio economico da parte dei consumatori.²²
- In lavori preparatori per il modello di regolazione RIIO, Ofgem sostenne che ammortamenti fondati sull'effettiva aspettativa di vita degli asset garantivano un giusto bilanciamento fra gli interessi di utenti attuali e futuri.²³

Pareri simili furono espressi pure dal regolatore delle telecomunicazioni inglesi, Ofcom, che nella valutazione della rete di British Telecom effettuata nel 2005, affermò:

It is Ofcom's view that the lives used in the regulatory accounts need to be based on an informed view of the actual service life of these assets, particularly given that further large scale access infrastructure construction to compete with BT [...] is unlikely in the short to medium term. In this way BT will recover costs on regulated products throughout the useful life of the asset.

Ofcom sostiene che la vita utilizzata nei bilanci regolatori dovrebbe essere fondata su una stima dell'effettiva durata di servizio degli asset, soprattutto poiché non si prevede la costruzione di infrastrutture di rete di larga scala in competizione con BT [...] nel breve e medio termine. In tal modo, BT recupererà i costi dei servizi regolati durante la vita economica utile degli asset [traduzione non ufficiale di Oxera]²⁴

D'altro canto, altri regolatori hanno in precedenza dato rilievo pure alle esigenze di finanziamento delle imprese, specialmente in momenti di forti necessità di capitali richiesti per far fronte al fabbisogno d'investimento dell'industria.

In Francia, ad esempio, il *Working group* per la regolamentazione dei terminali LNG ha in precedenza espresso il parere che, per ottenere segnali economici che stimolino gli investimenti nel lungo termine ma che al contempo limitino l'incremento delle tariffe d'utenza,

²² Ofgem (2004), 'Electricity Distribution Price Control Review: Final Proposals', novembre, para 8.13.

²³ Ofgem (2010), 'Handbook for implementing the RIIO model', October 4th, para 12.23.

²⁴ Ofcom (2005), 'Valuing copper access—Final statement', para 4.35, p. 23.

l'ammortamento consentito in tariffa dovrebbe essere compreso fra il periodo di rientro finanziario dell'investimento e la vita economica utile delle infrastrutture.²⁵

In Inghilterra, la *Civil Aviation Authority* espresse un parere simile nel suo giudizio sulla struttura finanziaria di NATS, azienda monopolista nel mercato inglese dei servizi di controllo del traffico aereo. In tal occasione, il regolatore espresse sì una volontà di introdurre aliquote d'ammortamento in linea con le vite utili, ma al contempo prese atto del diverso profilo finanziario che si era andato consolidando per l'azienda:

The second problem arising from NATS' current senior debt is that it is expected, under current modelling and the terms of the loan, to be amortised faster than the regulatory asset base is amortised by the regulator. As a result there would be pressures on NATS' cash flows, particularly from 2010 onwards, even though the level of the debt will by that time have been reduced. As part of the solution the CAA therefore expects NATS to allow a restructuring of the debt to permit an amortisation profile that is more consistent with levels appropriate to a regulated operating company with an investment grade rating on its senior debt.

Il secondo problema legato al debito primario di NATS è che, in base ai modelli e agli accordi attualmente in essere, tale debito verrà ammortizzato più velocemente rispetto a quanto il regolatore ammortizzerà il valore totale degli asset. Di conseguenza, sono previste pressioni sui flussi di cassa di NATS, in particolar modo dal 2010 in poi, anche se in tale periodo il livello del debito sarà sceso. La *Civil Aviation Authority*, pertanto, suggerisce, come parte del quadro risolutivo, una ristrutturazione da parte di NATS del suo debito, per permettere profili di ammortamento verso livelli più appropriati per un'azienda soggetta a regolamentazione con investment grade rating sul suo debito primario [traduzione non ufficiale di Oxera].²⁶

Valutazione delle implicazioni delle modifiche alla luce dei precedenti regolatori internazionali

Come spiegato nella sezione 2.1 e come riconosciuto da AEEG, l'effetto immediato di tale riduzione delle aliquote è una 'riduzione del costo riconosciuto per l'erogazione dei servizi oggetto di regolazione'.²⁷

In particolare, nella sezione 2.1, si è osservato la vulnerabilità di alcune categorie di gestori a riduzioni dei flussi di cassa netti nel breve periodo. Per tali gestori, in assenza di altri tipi di intervento da parte dello Stato o del regolatore, queste crisi di liquidità potrebbero portare all'attivazione di covenant sui contratti di debito in essere, con conseguenze avverse sull'implementazione dei Piani d'Ambito. Tali situazioni potrebbero essere evitate o risolte, alternativamente:

- tramite la rinegoziazione degli accordi in essere—principalmente per quegli enti che ricorrono a schemi di project finance,²⁸ oppure
- tramite l'emissione di nuovo debito; o infine
- tramite iniezioni aggiuntive di capitale rischio (*equity*).²⁹

²⁵ Working group for the regulation of LNG terminals in France (2008), 'Summary of the third meeting of the Working Group on the regulation of LNG terminals in France—The Regulation of Existing LNG Terminals', gennaio 29, pp. 2 e 3.

²⁶ CAA (2002), 'NATS application to re-open Eurocontrol charge control', ottobre, para 3.10, p. 23.

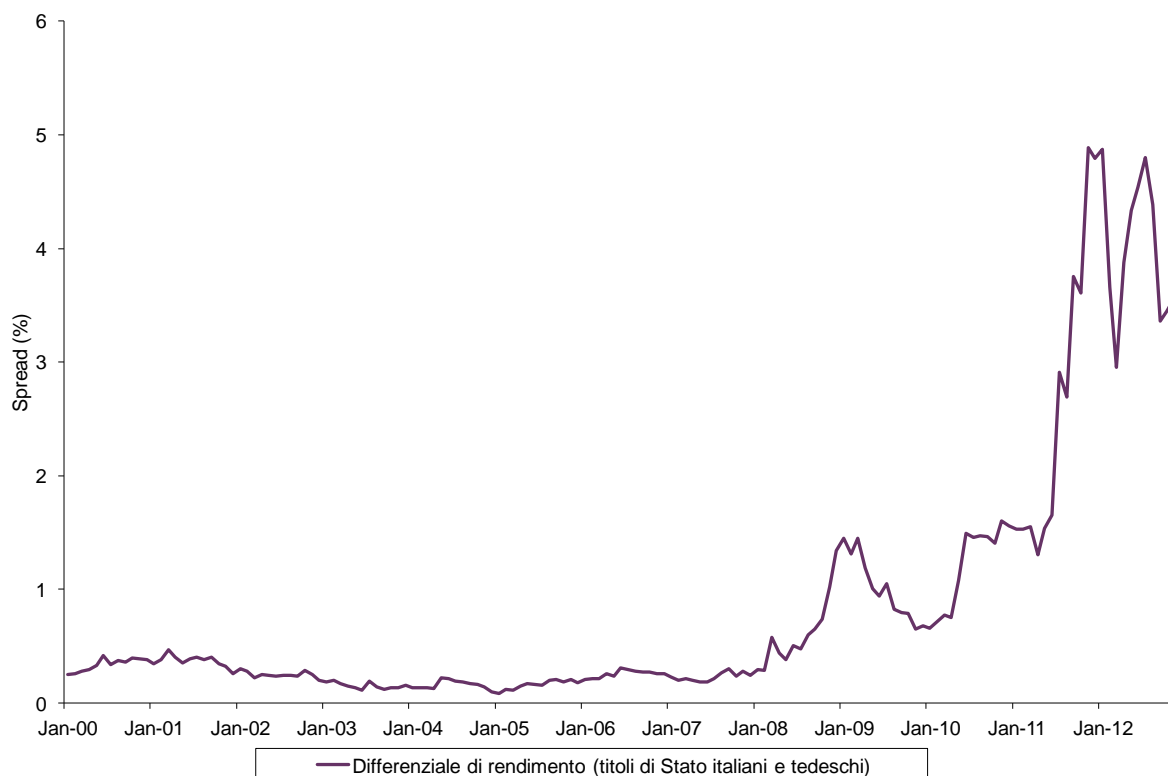
²⁷ AEEG (2004), 'Relazione Tecnica—Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi (deliberazione n. 5/04)', gennaio 30, para 7.10, p. 13.

²⁸ Tali schemi possono infatti includere clausole che prevengono l'emissione di nuovo debito in caso di peggioramento degli indicatori di stabilità finanziaria.

²⁹ Ofgem, ad esempio, sta cercando di perseguire una strategia simile nel contesto di RIIO (o almeno così aveva dichiarato nella sua decisione sulla strategia da adottare per i periodi regolatori GD1 e T1: l'onere di risolvere le *short term cash imbalances* (che potrebbero creare problemi di finanziabilità) è rimesso all'impresa. In altre parole non vengono necessariamente effettuati aggiustamenti—neutrali o non neutrali dal punto di vista del VAN—finalizzati a garantire la finanziabilità in ciascun anno del periodo regolatorio. Ofgem (2011), 'Decision on strategy for the next transmission and gas distribution price control-RIIO-T1 and GD1 Financial Issues', p 39.

Nei primi due casi, gli operatori si troverebbero a dover richiedere fondi aggiuntivi in un momento in cui (i) la percezione di 'rischio paese' è ai livelli più alti osservati nell'ultimo decennio, così come il premio richiesto dagli investitori per sobbarcarsi tale rischio (vedi Figura 3.1), e (ii) il premio osservato per finanziamenti ad aziende di dimensioni minore è anch'esso ai livelli più alti osservati negli ultimi dieci anni.³⁰

Figura 3.1 Andamento del premio paese, 2007–12



Nota: Basato sull'analisi dei titoli di stato decennali.
Fonte: Datastream e analisi di Oxera.

Anche nel caso di iniezioni aggiuntive di *equity*, potrebbero presentare diverse problematiche.

- Ad esempio, l'estensione nel tempo del periodo di recupero dell'investimento porterebbe a un incremento della *duration* dei flussi di cassa. Flussi di cassa più estesi nel tempo sono esposti a un maggior numero di eventi quali per esempio shock ai mercati finanziari, eventi macroeconomici avversi. Inoltre, l'allungamento dell'arco temporale per il recupero degli investimenti, potrebbe essere percepita dagli investitori come la causa di una maggiore esposizione a futuri cambiamenti di approccio regolatorio con impatto negativo sul valore dell'investimento.³¹ Di conseguenza una serie di flussi più estesi nel tempo sarà più rischioso di una serie più concentrata. Questa maggiore rischiosità potrebbe avere un impatto sul costo dell'*equity*. Tali punti sono stati esplorati in analisi

³⁰ Lending rates on loans to small businesses are higher than those on loans to large businesses, owing to the higher transaction costs and weaker bargaining power of SMEs and the higher business risk they represent (given that they have fewer assets and a higher probability of default), among other factors. The chart also shows that during the crisis in late 2008 and in 2009, bank financing conditions for SMEs deteriorated sharply in most euro area countries, but particularly so in Ireland, Spain, France and Italy. The situation improved in all countries during 2010, but has deteriorated again since 2011. The spread between bank lending rates on small and large loans has recently widened again, particularly in Spain, Italy and Portugal. In France, the increase has been more moderate. Fonte: ECB Monthly Bulletin, November 2012.

³¹ Ad esempio il regolatore potrebbe decidere nel futuro che una parte dell'investimento, inizialmente riconosciuto fra i cespiti usati a fini di erogazione dei servizi regolati, non è più utilizzato e di conseguenza il suo valore residuo non va riconosciuto in tariffa (risultando pertanto in costi incagliati per l'impresa). Intuitivamente ci si può aspettare che la probabilità di un trattamento incoerente degli investimenti nel tempo (cosiddetta *time inconsistency*) aumenta con l'aumentare dell'arco temporale per il recupero degli investimenti. Quindi, l'allungamento delle vite utili può risultare in un maggiore rischio regolatorio derivante da una accresciuta probabilità di *time inconsistency* da parte del regolatore.

passate da parte di Oxera, anche in contesti specifici di estensione delle vite utili dei cespiti a fini regolatori.³²

- In un momento di forte cambiamento del sistema regolatorio, vi è possibilità di un aumento del rischio regolatorio percepito da parte degli investitori. Qualora alcuni cambiamenti fossero interpretati dagli investitori come una ‘violazione del contratto regolatorio’ in essere (contratto esplicito o implicito), la percezione di rischio nel settore aumenterebbe. Il fatto che un tale aumento di rischio regolatorio venga apprezzato dagli investitori è oramai riconosciuto nella prassi regolatoria internazionale.³³ Se tale scenario si dovesse materializzare, quindi le iniezioni di *equity* aggiuntive potrebbero essere precisamente in un momento nel quale i mercati starebbero valutando la stabilità del quadro regolatorio del settore e, quindi, tali contribuzioni avverrebbero a costi potenzialmente maggiorati.

Si nota tuttavia come i gestori maggiormente colpiti dalle modifiche—in termini di problemi di finanziabilità—sarebbero quelli con strutture finanziarie più fragili.

L’approccio dei regolatori verso tali strutture finanziarie non è uniforme.

Da un lato, si osservano molteplici esperienze internazionali nelle quali i regolatori lasciarono alle aziende regolamentate l’onere di ristrutturare la propria struttura finanziaria. Tali esperienze non si riferiscono a contesti di profonda riforma del quadro regolatorio, ma principalmente alla gestione di problemi di finanziabilità a seguito di *price reviews*:

- scostandosi dalla prassi adottata per il periodo regolatorio PR04, Ofwat (il regolatore economico per il servizio idrico in Inghilterra e Galles) ha recentemente garantito la finanziabilità di imprese ‘efficienti’.³⁴ In altre parole, una volta garantita l’appropriatezza delle sue decisioni per un’azienda efficiente, la risoluzione di problemi di finanziabilità legati a scostamenti da scelte finanziarie ‘efficienti’ è lasciato a meccanismi di mercato (emissioni di nuovo capitale di rischio). Tale interpretazione ha trovato conferma anche nel ricorso presentato da una delle imprese regolamentate, Bristol Water, durante la quale la Competition Commission concluse che i problemi di finanziabilità di Bristol Water sarebbero potuti essere risolti dagli azionisti, mediante l’iniezione di finanza aggiuntiva,³⁵
- similmente, nell’analisi critica del modello regolatorio RPI-X applicato alle reti energetiche inglesi, Ofgem ha confermato un approccio simile a problemi di finanziabilità generati da deviazioni dei gestori da strutture finanziarie ‘efficienti’.³⁶ In tale situazione, tuttavia, Ofgem riconobbe pure che variazioni della linea adottata dal regolatore rispetto a problemi di finanziabilità hanno implicazioni sul tipo di investitori attratti nel settore (in base al loro orizzonte temporale) e che questo tipo di cambiamenti nella compagine azionaria vanno gestiti in maniera appropriata.³⁷

³² Oxera (2011), ‘What is the cost of equity for RIIO-T1 and RIIO-GD1?’, February, disponibile al link http://www.ofgem.gov.uk/Networks/rpix20/WorkingPapers/Documents1/ENA_Oxera_financeability.pdf; Oxera (2011), ‘The impact of longer asset lives on the cost of equity: estimating cash flow betas’, July, accessibile al link: <http://www.northerngasnetworks.co.uk/documents/a14.pdf>

³³ Nella fase d’appello sulla regolamentazione di Phoenix Gas, la Competition Commission inglese, per esempio, riconobbe che, nonostante la difficoltà a quantificare empiricamente la magnitudine di tale rischio, questo rischio esisteva, veniva apprezzato dagli investitori, ed era di una grandezza non trascurabile. Competition Commission (2012), ‘Phoenix Natural Gas Limited Price Determination—A reference under Article 15 of the Gas (Northern Ireland) Order 1996’, 6 August, Provisional Determination, pp. 10 e 11.

³⁴ Ofwat (2009), ‘Future water and sewerage charges 2010-15: Final determinations’, para 5.4, p. 124.

³⁵ Competition Commission (2010), ‘Bristol Water plc, A reference under section 12(3)(a) of the Water Industry Act 1991’, p. 69, para 10.10–10.11.

³⁶ Ofgem (2010), ‘Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20; Emerging Thinking – Embedding financeability in a new regulatory framework’, 20 January, para 5.8 a 5.12.

³⁷ Ofgem (2010), ‘Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20; Emerging Thinking – Embedding financeability in a new regulatory framework’, 20 January, para 1.8.

D'altro canto, in occasione di manovre di riforma simili a quelle proposte da AEEG, si osservano pure interventi di maggior supporto, forse più in linea con la necessità di gestire il cambiamento della classe di investitori discussa sopra.

Queste esperienze, tra le quali compaiono decisioni di Ofgem stessa, sono sintetizzate in Tabella 3.1.

Tabella 3.1 Precedenti in ambito internazionale, riduzione delle aliquote d'ammortamento riconosciute in tariffa

Regolatore	Paese	Settore	Cambiamento adottato	Misure rilevanti per il metodo transitorio AEEG
Ofgem	Gran Bretagna	Distribuzione di energia elettrica	Riduzione delle vite utili da 33 a 20 anni e successivo riallungamento a 45 anni	Riduzione iniziale dettata da considerazioni su problemi di finanziabilità legati al completo ammortamento di una sostanziale parte degli asset. Annuncio dell'intenzione di riallungare le vite utili con largo anticipo e lasciando poi ulteriori periodi di transizione alle imprese
Ofgem	Gran Bretagna	Trasmissione di energia elettrica	Allungamento delle vite utili da 20 a 45 anni	Dettagliata valutazione d'impatto Flessibilità agli operatori nel determinare il percorso di transizione appropriato Implementazione graduale
ComReg	Irlanda	Telecomunicazioni	Allungamento delle vite utili	Dettagliata valutazione d'impatto
Ofreg	Irlanda del Nord	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Variazione del profilo di ammortamento temporale	Manovra inizialmente dettata da considerazioni su problemi di finanziabilità legati al completo ammortamento di una sostanziale parte degli asset. Riconoscimento della necessità di potenziali interventi compensativi Dettagliata valutazione d'impatto

Fonte: Analisi di documenti regolatori.

Presi congiuntamente, questi precedenti paiono delineare una precisa metodologia d'intervento da parte dei regolatori internazionali:

- annuncio di manovre con sostanziale impatto sui flussi di cassa con largo anticipo;
- concessione di un periodo di transizione per facilitare l'adozione da parte delle aziende delle nuove aliquote d'ammortamento;
- interazione con le aziende per consentire a queste di indicare esse stesse il percorso più appropriato per il raggiungimento del nuovo equilibrio finanziario;
- effettuazione di dettagliata valutazione d'impatto.

Conclusione

Per concludere, si osserva che:

- la proposta di AEEG pare in linea sia con gli obiettivi regolatori di tale autorità che con le decisioni prese da altri regolatori in ambito internazionale. Si osserva tuttavia che il

- riconoscimento delle esigenze finanziarie delle imprese ha trovato anch'esso riscontro nelle impostazioni di autorità regolatrici in altre giurisdizioni;
- nonostante la difficoltà a quantificare precisamente l'impatto finanziario della proposta, statistiche generali del settore rilevano una potenziale vulnerabilità di quelle imprese con alti livelli di indebitamento e alti livelli di sensibilità dei piani d'ambito a cambiamenti delle aliquote d'ammortamento;
 - la gestione di problemi di finanziabilità riscontrati da gestori a seguito di cambiamenti del quadro normativo è eterogenea. Da un lato, alcuni regolatori preferiscono soluzioni di mercato che lasciano l'onere di una ristrutturazione sugli azionisti delle imprese prese in considerazione. D'altro canto, si osservano pure tentativi da parte dei regolatori di supportare le aziende in occasione di modifiche che possono implicare forti cambiamenti nella classe di investitori attratti dal settore;
 - infine, l'attuale situazione macroeconomica indica maggiori costi per le imprese, dovessero queste ricorrere ai mercati dei capitali (di rischio e di debito) in questa fase della congiuntura economica.

È importante sottolineare inoltre l'importanza di un'adeguata valutazione delle misure adottate dal regolatore in relazione ai potenziali problemi di finanziabilità descritti sopra, in un contesto di profonda modifica del quadro normativo—verso il quale i mercati dovranno sviluppare maggiore familiarità—e di elevati fabbisogni finanziari (nell'ordine di grandezza di 65 miliardi di euro in base alle stime dell'AEEG).

Si ribadisce inoltre che l'analisi effettuata nelle sezioni 2 e 3 prende in considerazione le proposte di AEEG in isolamento. Una valutazione d'insieme, nel contesto della più ampia iniziativa di riforma intrapresa dal regolatore, è invece introdotta nella Sezione 4.

3.2 L'efficienza dei costi operativi

Questa sezione si sofferma sulle principali criticità individuate in relazione al sistema d'efficientamento inizialmente proposto da AEEG

3.2.1 Carenza di dati e stima del benchmark

Come sottolineato da AEEG,

La conoscenza dei dati più rilevanti, in termini di soggetti operanti e dati economico patrimoniali delle rispettive gestioni, è un prerequisito indispensabile per regolare efficacemente il settore.³⁸

In tal senso, l'iniziativa di AEEG di dare luogo a un procedimento di raccolta dati per rimediare alla carenza di dati osservata nel settore³⁹ pare in linea con la prassi regolatoria internazionale, che pare imporre dettagliati requisiti informativi sulle aziende regolamentate, non soltanto per calibrare il sistema d'incentivi imposto sulle aziende, ma soprattutto per monitorare che tali incentivi non vadano a pregiudizio degli standard di servizio.

Per esempio, nel settore idrico inglese e gallese, le aziende sono obbligate in base ai termini della loro Licenza di compilare il cosiddetto *annual return* da sottoporre al regolatore (Ofwat). Questi *annual return* sono collezioni di informazioni relative a diversi aspetti dell'attività delle

³⁸ AEEG (2012), 'Consultazione Pubblica per l'Adozione di Provvedimenti Tariffari in Materia di Servizi Idrici', maggio, para 6.54, p. 50.

³⁹ Ibid, para 6.55.

aziende nell'anno finanziario precedente.⁴⁰ Questa forma di reporting annual, conosciuto come *June Returns*, è stata nel tempo la fonte primaria di informazioni per Ofwat.⁴¹

In maniera simile, relativamente al settore energetico inglese, il regolatore Ofgem propone dei Forecast Business Plan Questionnaires (FBPQs) per raccogliere dati sui costi passati e previsti, sia a un livello aggregato che granulare, in una forma che consenta uniformità delle statistiche nel tempo. Tali questionari sono utilizzati per la determinazione del benchmark di costo e per l'analisi dei costi delle singole aziende.⁴² Informazioni aggiuntive (come per esempio su costi atipici o fattori specifici all'azienda) sono anche estratte dai report annuali prodotti dalle aziende, i cosiddetti Regulatory Reporting Packs (RRPs).⁴³

Nel documento di consultazione 290/2012/R/IDR, l'AEEG spiega come:

i costi operativi di riferimento, determinati sulla base delle equazioni previste per il MTN, eventualmente opportunamente ribasate in seguito alla verifica di rappresentatività effettuata in riferimento ad un campione di imprese, opportunamente selezionato'.⁴⁴ In successivi documenti, l'AEEG conferma come tali costi operativi di riferimento siano basati sulle equazioni di riferimento, previa rielaborazione delle formula e aggiornamento dei parametri.⁴⁵

Oxera non è tuttavia a conoscenza di descrizioni più dettagliate di tale processo di aggiornamento delle formule e dei parametri del MTN.

In questo contesto, un primo punto di attenzione riguarda le modalità con cui tale processo di aggiornamento si inquadra con il nuovo processo di raccolta dati. E' presumibile che l'analisi sia stata condotta con dati raccolti coerentemente con la richiesta dati ancora in corso (si veda delibera 347/2012/R/idr) . Tale livello di maggior dettaglio sarebbe auspicabile data l'importanza posta da altri regolatori sulla stima dei costi di riferimento.

Per esempio, nello stabilire l'appropriatezza dei costi utilizzati a benchmark, Ofwat utilizza una serie di criteri e, fra gli altri:

- la consistenza dei costi di benchmark con i requisiti informativi dettati da Ofwat;⁴⁶
- i costi di benchmark devono essere rappresentativi delle aziende del settore. Ad esempio, ad oggi, un criterio adottato da Ofwat è stato quello di utilizzare come *benchmark* società che rappresentino almeno il 3% dell'industria (in termini di fatturato).⁴⁷

⁴⁰ Disponibili al sito: <http://www.ofwat.gov.uk/regulating/junereturn/>. Ofwat (2009), 'Future water and sewerage charges 2010-15: Final determinations', November, pp 16. Si osservi che dall'anno 2011-12 Ofwat ha interrotto la raccolta di tali *annual returns* per ridurre l'impatto della regolazione.

⁴¹ Maggiore dettaglio circa le informazioni raccolte da Ofwat e delle motivazioni sottostanti è disponibile al sito: http://www.ofwat.gov.uk/regulating/junereturn/prs_inf_junereturn. Ofwat (2009), 'Future water and sewerage charges 2010-15: Final determinations', November, pp 16

⁴² Ofgem (2010), 'Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals - Allowed revenue - Cost assessment', December, paragrafi 1.7–1.8.

⁴³ Ibid.

⁴⁴ AEEG (2012), 'Consultazione Pubblica per l'Adozione di Provvedimenti Tariffari in Materia di Servizi Idrici—Il Metodo Tariffario Transitorio', luglio, para 3.67, p. 40.

⁴⁵ AEEG (2012), presentazione del 18 e 19 settembre, Milano, slide 10.

⁴⁶ Ad esempio, nella analisi del benchmark da utilizzare per la decisione regolatoria PR09, aveva identificato Sothorn Water come frontiera, ma decise di utilizzare Wessex Water poiché non convinta, fra le altre cose, dall'approccio di Southern alla allocazione dei costi. Si veda Ofwat (2009) 'PR09/39: Relative efficiency assessment for operating expenditure 2008-09' disponibile http://www.ofwat.gov.uk/publications/pricereviewletters/ltr_pr0939_relefficiency.

⁴⁷ Ofwat (2009), 'Relative efficiency assessment 2008-09 – supporting information', December 14th; and Competition Commission (2007), 'South East Water Limited and Mid Kent Water Limited: A report on the completed water merger of South East Water Limited and Mid Kent Water Limited', para 4.26–4.28 and 5.11. Oxera (2012) 'The creation of a better comparator

Ofgem, inoltre, nel valutare l'appropriatezza dei costi standard, elenca fra i criteri primari quello di una valutazione dell'affidabilità statistica dei dati presi in considerazione.

Si osserva inoltre che la stabilità temporale dei costi benchmark viene comunemente testata da parte di un numero di regolatori internazionali utilizzando metodologie di tipo *panel data* (cioè l'analisi viene condotta su osservazioni raccolte durante un numero di anni). L'analisi di un *panel* di dati si basa su un numero più elevato di osservazioni e, verosimilmente, contribuisce ad una maggiore robustezza dell'analisi:

- Ofgem fece estensivo utilizzo di dati panel nell'analisi a monte dei periodi regolatori GDPCR1 (2007) e EDPCR5 (2009). Inoltre, nella definizione dell'attuale regime RIIO, Ofgem fa affidamento su stime d'investimento future ottenute mediante modelli econometrici su dati panel, sviluppati durante un processo di consultazione con l'industria durato due anni;
- l'Office of Rail Regulator (ORR) nel settore ferroviario inglese e l'Office of Communications (Ofcom) nel settore delle telecomunicazioni hanno anch'essi utilizzato dati panel per una valutazione comparata dei livelli di efficienza delle aziende regolate;
- anche Ofwat, nonostante l'uso prevalente di dati *cross-section* (l'analisi è dunque basata su dati raccolti in un anno di riferimento) nel passato, ha iniziato ad esplorare la possibilità di verificare la stabilità dei costi benchmark mediante l'utilizzo di dati panel.⁴⁸

Ulteriori punti che emergono nella prassi internazionale in fase di implementazione:

- nella maggior parte di questi casi l'analisi è condivisa e sviluppata in maniera trasparente con i gestori;
- introducendo un nuovo approccio alla scelta di costi benchmark, con implicazioni sia per la raccolta dati che per l'analisi, molti regolatori hanno impiegato tempo prima di rendere i dati omogenei e la modellazione robusta. Nel caso di Ofwat questo processo durò circa tre anni.

Un ultimo punto da notare riguarda l'elevato numero di gestori che si differenziano per grandezza, condizioni operative (ad esempio, topografia o caratteristiche idrogeologiche delle aree in cui operano) approccio gestionale ecc.

La possibilità di utilizzare un singolo modello per tali imprese deve essere testata empiricamente. Se si riscontrassero delle differenze nei costi dovute alle condizioni in cui le imprese operano o comunque fattori non controllabili da parte della gestione, almeno nel breve periodo, questo potrebbe richiedere un diverso approccio alla stima dei costi benchmark (ad esempio, considerando aggiustamenti a valle della modellazione per diverse tipologie di impresa).⁴⁹

Oxera non è a conoscenza del tipo di test effettuati da AEEG per verificare la stabilità temporale e la robustezza dei modelli utilizzati nella stima dei costi. Data l'importanza posta da altri regolatori sulla robustezza della analisi usata nello stabilire i livelli di costo efficiente sarebbe desiderabile che AEEG conducesse questo tipo di analisi e, qualora questa sia stata effettuata, che tale analisi sia esposta. Una stima dei costi efficienti che sia robusta risulta di

through the merger of South Staffs and Cambridge, and its impact on the industry's benchmark. Technical Annex by Oxera' disponibile http://www.competition-commission.org.uk/assets/competitioncommission/docs/2012/south-staff-cambridge-water/technical_annex_benchmark_redacted_version.pdf.

⁴⁸ Ofwat (2011), 'FPL Workshop: Totex and incentives', 16 August, slide 21 e CEPA (2011), 'Cost Assessment – Use of Panel and Subcompany Data', May.

⁴⁹ Si veda ad esempio l'uso dei cosiddetti special factors da parte di Ofwat. Ofwat (2009) 'PR/09/39 Relative efficiency supporting information 2008-09'.

primaria importanza considerando l'importanza dei costi operativi nel computo delle tariffe e di conseguenza sui ricavi (vedi figura 2.1).

Come ricordato, l'AEEG non prevede l'uso di un fattore di efficienza basato su costi standard per il periodo transitorio. È pertanto auspicabile che prima dell'introduzione del metodo definitivo, l'AEEG continui a lavorare, con l'industria, alla raccolta di una base dati omogenea, lo sviluppo di adeguate funzioni di costo e, se necessario, fattori di aggiustamento per correggere i costi standard al fine di considerare le specificità operative delle imprese.

3.2.2 Modellazione dei costi per nuovi investimenti

Nella consultazione 204/2012/R/IDR, AEEG afferma che:

Posto che è intenzione dell'Autorità, in prospettiva, prevedere una valorizzazione delle immobilizzazioni utilizzando costi standard, si ritiene che nella metodologia-ponte potrebbe essere sufficiente prevedere che, per gli investimenti relativi ad opere di valore complessivo superiore ad una predefinita soglia, il gestore certifichi l'efficienza del costo sostenuto, ovvero le procedure seguite per minimizzarne il costo di realizzazione.⁵⁰

L'introduzione di un sistema d'efficientamento sui nuovi investimenti nel metodo a regime appare coerente con l'approccio adottato in altre giurisdizioni, ossia quello di efficientare anche le spese per nuovi investimenti. Si osserva inoltre che la tendenza in ambito internazionale è quella di un movimento verso sistemi d'efficientamento che modellino costi operativi e investimenti in maniera congiunta, al fine di minimizzare potenziali incentivi verso le imprese a propendere maggiormente per uno dei due tipi di spesa a seconda del meccanismo d'efficientamento in essere per ciascun tipo. Ciò si riscontra per esempio nei modelli TOTEX (TOTAl EXpenditure = CAPEX + OPEX) adottati da Ofgem nel regime regolatorio RIIO e considerati da Ofwat per le *price reviews future*.⁵¹

L'approccio proposto da AEEG, a settembre, per il periodo transitorio appariva meno in linea con le considerazioni di altri regolatori ed in particolare rispetto alla necessità di considerare spese operative e di capitale congiuntamente. Un potenziale rischio relativo ad una analisi parziale che si focalizzi sui soli costi operativi è quello di determinare un benchmark che riflette non solo l'efficienza relativa delle imprese ma anche differenze, ad esempio, nell'uso di un differente insieme di inputs (OPEX e CAPEX). Ad esempio, un'impresa può utilizzare prevalentemente soluzioni di tipo CAPEX ed apparire molto efficiente dal punto dei costi operativi. Un'altra impresa può utilizzare prevalentemente soluzioni di tipo OPEX ed apparire molto inefficiente nei costi operati. In realtà da un punto di efficienza dei costi totali le due imprese possono essere equivalenti.

Il rischio in questo caso è quello di stabilire un benchmark sulla base di un campione di imprese di uno dei due tipi e richiedere a tutta l'industria di raggiungere obiettivi per i costi operativi possibili solo per certe imprese aventi una struttura dei costi analoga a quelle utilizzate nell'analisi.

Oxera non è a conoscenza del tipo di analisi che AEEG ha effettuato fino ad oggi per mitigare potenziali problematiche derivanti da una analisi parziale che si focalizzi sui soli costi operativi. Sarebbe auspicabile che, coerentemente con l'esperienza regolatoria internazionale, AEEG consideri i fattori di efficientamento delle spese operative anche alla luce della performance dell'impresa per quanto concerne le spese di investimento nel metodo definitivo.

⁵⁰ AEEG (2012), 'Consultazione Pubblica per l'Adozione di Provvedimenti Tariffari in Materia di Servizi Idrici', maggio, para 7.15, p. 63.

⁵¹ Ofwat (2011), 'FPL Workshop: Totex and incentives', August 16th.

3.2.3 Incentivi per i gestori più efficienti

In base al meccanismo di efficientamento riportato nella sezione 2.2, un operatore con costi inferiori rispetto al benchmark vedrà riconoscersi costi superiori rispetto a quelli effettivamente sostenuti lungo tutto l'arco del periodo di applicazione del metodo (otto anni).

L'approccio di AEEG sembra volto a premiare i gestori efficienti ed è coerente con l'approccio adottato nell'esperienza internazionale dai regolatori.

In generale, per spingere gli operatori, compresi quelli più efficienti, a migliorarsi, è prassi diffusa fra i regolatori UK adottare un approccio volto a premiare le performance ritenute efficienti nell'industria.

Un punto importante da notare, però, è che generalmente i regolatori utilizzano incentivi volti a premiare la performance efficiente prospetticamente. In altri termini, una volta stabiliti livelli efficienti dei costi riconosciuti in tariffa all'inizio del periodo regolatorio; il regolatore incentiva l'impresa a migliorare la propria performance durante il periodo regolatorio. A tal fine, il regolatore premia l'impresa che ottenga livelli di efficienza nei costi durante il periodo regolatorio (*ex post*) maggiori delle assunzioni regolatorie (stabilite *ex ante*), permettendo all'impresa di beneficiare degli extra profitti (cioè in eccesso del costo del capitale) derivanti dalla propria efficienza per un periodo temporale. Successivamente, i benefici della riduzione dei costi sono trasferiti agli utenti.⁵²

Nel caso della proposta di settembre di AEEG, l'approccio tuttavia non appare avere natura prospettica e quindi non è chiaro che sia confacente ad incentivare le imprese a migliorare la propria performance riducendo i costi al di sotto delle assunzioni del regolatore.

Inoltre, un'analisi più approfondita di altri sistemi regolatori rivela che alcuni regolatori internazionali adottino meccanismi al fine di mantenere forti incentivi alla riduzione dei costi anche per le imprese considerate relativamente efficienti. Ciò è dovuto ad una valutazione del potenziale miglioramento della *best practice* nell'industria con un effetto di riduzione dei costi dell'industria nel tempo.

A tale fine, alcuni i regolatori:

- da un lato, applicano un fattore di efficientamento a tutte le imprese comprese quelle più efficienti (il cosiddetto *frontier shift*),⁵³
- dall'altro permettono di ottenere extra profitti maggiori per quelle imprese già efficienti che migliorano ulteriormente la propria performance. Tale tentativo si riscontra ad esempio nell'identificazione, da parte di Ofwat, di un'*incentive multiplier* basato sui livelli di efficienza delle singole imprese.⁵⁴

In base all'analisi esposta nella sezione 2.2, il metodo proposto da AEEG non sembra fornire incentivi per le imprese più efficienti a ulteriori miglioramenti della loro performance e in tal senso si scosta dalle scelte di altre autorità esposte sopra.

Conclusione

In conclusione si nota che, coerentemente con l'esperienza internazionale:

- sarebbe auspicabile che AEEG raccolga una base dati dai gestori e ne testi la omogeneità coerentemente con il processo iniziato con la delibera 347/2012/R/idr;

⁵² Tali meccanismi premianti sono infatti adottati, per esempio, da Ofwat e Ofgem.

⁵³ Si veda ad esempio Ofwat (2009) 'Future of water and sewerage charges 2010-15: final determinations', p. 161.

⁵⁴ Ofwat (2007), 'PR09: The OPEX incentive allowance and the outperformance multiplier for 2005-10: Letter to all Regulatory Directors of water and sewerage companies and water only companies', October 18th.

- una volta ottenuta una base dati omogenea, sarebbe auspicabile che AEEG conducesse una analisi, possibilmente con il coinvolgimento dall'industria, per identificare le funzioni di costo che siano robuste da un punto di vista statistico e che siano coerenti con le aspettative industriali (ad esempio le variabili esplicative utilizzate siano comunemente accettate come credibili *cost driver* nell'industria);
- al fine di incentivare una maggiore efficienza da parte delle imprese sarebbe opportuno considerare l'introduzione di regole premianti per le imprese efficienti di carattere prospettico nei futuri periodi regolatori.

4 Valutazioni a sistema

4.1 Interazione fra gli elementi considerati

Come descritto nella Sezione 2.1, un allungamento della vita utile dei cespiti dei gestori del settore idrico comporta potenzialmente un impatto negativo sui flussi di cassa percepiti dai gestori nei prossimi anni. I fattori critici da cui dipende l'entità di tale riduzione sono stati esposti nella medesima Sezione.

Tale impatto netto è tuttavia da valutare nel contesto della più ampia manovra di riforma intrapresa da AEEG. Tra le molteplici manovre proposte, Oxera ha individuato una misura particolarmente critica, data la potenziale portata dell'impatto di tali cambiamenti sui flussi di cassa, riconosciuti ai gestori del servizio idrico in Italia: la valutazione degli asset da costi storici a costi correnti. Questa misura è analizzata in questa sezione.

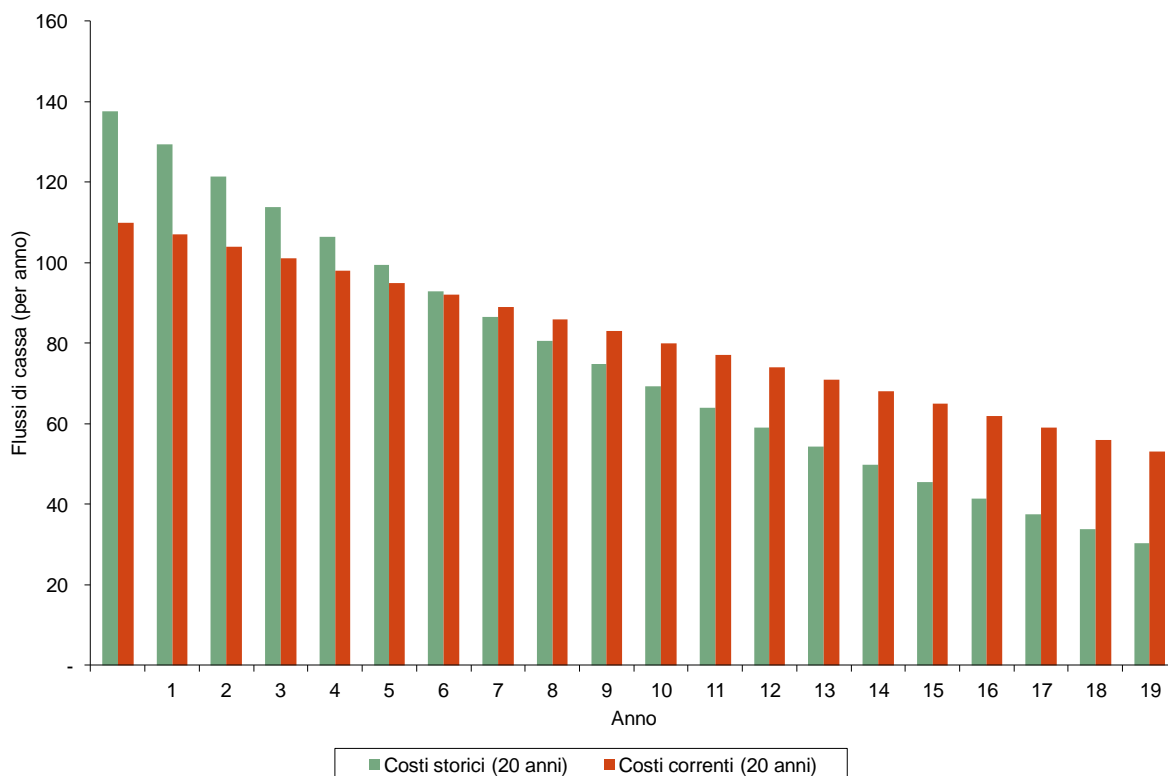
4.1.1 La valutazione degli asset a costi correnti

Nella consultazione di luglio 2012, l'AEEG descrive una metodologia di valutazione delle immobilizzazioni in linea con un approccio di valutazione a costi correnti.⁵⁵

In generale, l'utilizzo di una valutazione a costi correnti per un cespite—piuttosto che una valutazione a costi storici—determina anch'esso una riallocazione temporale dei flussi di cassa riconosciuti all'azienda, qualora applicato in maniera continua lungo tutto l'arco della vita dell'asset. Più precisamente, per tassi d'inflazione positivi, tale scelta porta a flussi di cassa inferiori nei primi anni di vita del cespite e flussi di cassa più elevati negli ultimi anni (vedi Figura 4.1).

⁵⁵ AEEG (2012), 'Consultazione Pubblica per l'Adozione di Provvedimenti Tariffari in Materia di Servizi Idrici—Il Metodo Tariffario Transitorio', luglio, para 3.42.

Figura 4.1 Profili di cash flows per valutazioni a costi correnti o a costi storici



Nota: Flussi di cassa riconosciuti su un cespite nelle due situazioni in cui (a) una valutazione a costi correnti è utilizzata dal primo all'ultimo anno di vita del cespite e (b) una valutazione a costi storici è utilizzata dal primo all'ultimo anno di vita del cespite. Figura illustrativa.

Fonte: Analisi di Oxera.

La proposta di AEEG di rivalutare tutti gli asset dei gestori a costi correnti suggerisce che:

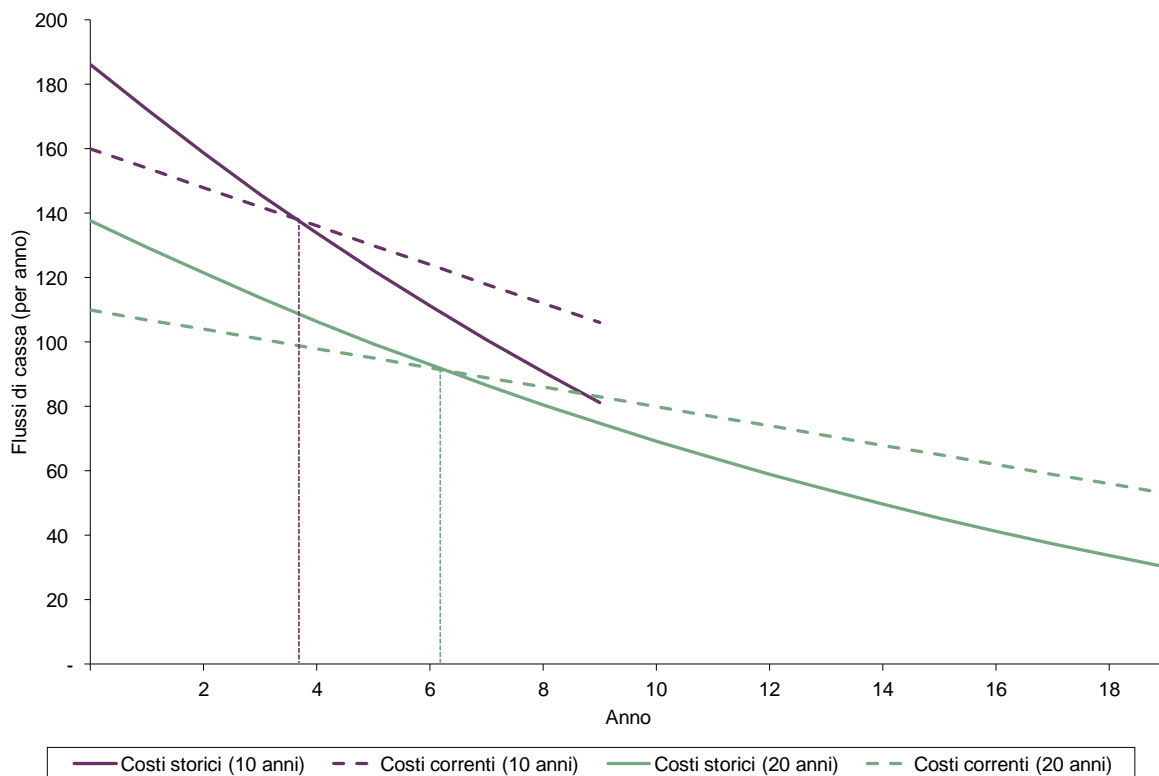
- per asset di età più avanzata, l'impatto sui flussi di cassa nel breve termine è positivo;
- per asset acquisiti più recentemente, invece, l'impatto sui flussi di cassa nel breve termine è negativo;
- per tutti gli investimenti già effettuati, tale cambiamento non dovrebbe, a norma di regola, avere un effetto sul valore attuale netto dell'investimento, ma soltanto sul profilo temporale dei *cash flows*;
- vista la neutralità di tale manovre sui valori attuali netti degli investimenti, questo cambiamento non dovrebbe avere impatti sulla finanziabilità degli investimenti effettuati dai gestori nei prossimi anni.

Dati i punti sopra, si osserva che:

- l'effettivo impatto di tale passaggio a valutazioni a costi correnti potrebbe essere positivo o negativo per i flussi di cassa degli operatori. La direzione dell'impatto dipenderà dalla composizione degli asset dei gestori, in termini di età dell'investimento e sarà pertanto specifico alla singola azienda;
- il contestuale allungamento delle vite utili aggiunge ulteriore complessità alla valutazione dell'impatto. In Figura 4.2 (una rappresentazione stilizzata del passaggio da costi correnti a costi storici per asset con vite utili diverse), per esempio, mostra come l'effetto di un passaggio a una valutazione a costi storici per un asset di 5 anni (cifra esemplificativa) sia diverso a seconda (i) dell'assunzione del regolatore circa la vita utile

dell'asset; e (ii) a seconda dell'implementazione delle due manovre in maniera contemporanea da parte del regolatore. L'introduzione delle due misure in maniera contestuale non è senza problemi e il precedente regolatorio di Ofcom illustrato nel Box 4.1 esemplifica alcune di queste problematiche. Si sottolinea come il precedente di Ofcom si riferisca tuttavia a una decisione del regolatore relativa esclusivamente ad investimenti di età avanzata, e quindi con diverse criticità rispetto al contesto italiano in esame.

Figura 4.2 Passaggio da valutazioni a costi storici a valutazioni a costi correnti per asset con vite utili diverse



Nota: Figura illustrativa.
Fonte: Analisi di Oxera.

Box 4.1 La valutazione della rete di British Telecom da parte di Ofcom

Nel 1997, l'allora regolatore dell'industria delle telecomunicazioni inglesi, Oftel, impose il passaggio per British Telecom (BT) da un sistema di contabilità a costi storici a un sistema di contabilità a costi correnti.

Oftel decise che gli asset di BT sarebbero dovuti essere stati valutati in base al costo necessario per sostituire tali asset a prezzi correnti. La spiegazione data per tale cambiamento era che le tariffe riconosciute dal regolatore dovevano essere tali da consentire ad un operatore di (i) osservare il costo corrente associato alla costruzione di una nuova rete; (ii) valutare la possibilità di costruire una propria rete a un costo minore e, in caso affermativo, entrare nel mercato.

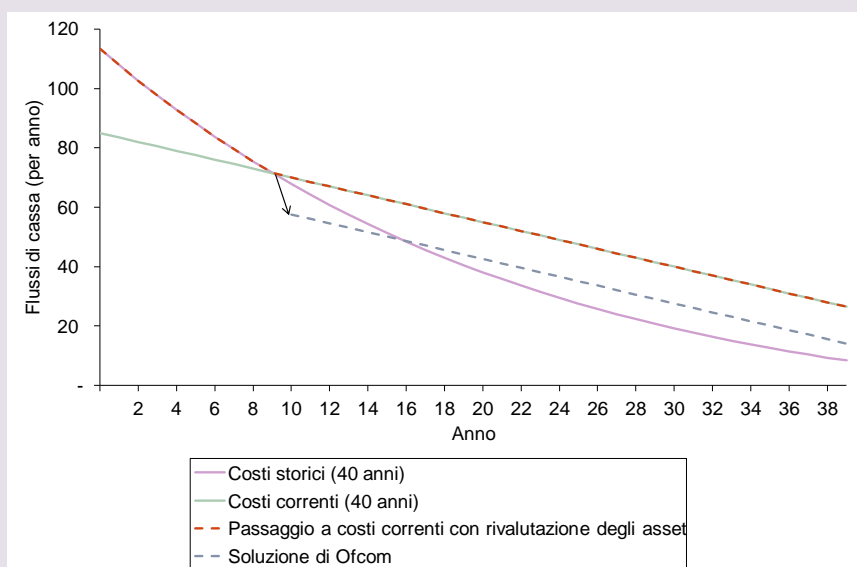
Data una preferenza da parte di Oftel a evitare modifiche troppo subitane, Oftel preferì adottare il nuovo sistema di contabilità solo per i nuovi investimenti intrapresi da BT.⁵⁶ Oftel commentò che tale scelta non avrebbe portato a remunerazioni eccessive o insufficienti per BT sui nuovi investimenti, data l'applicazione di contabilità a costi correnti lungo tutto l'arco della vita di tali investimenti.

Nel 2005, il successore di Oftel, Ofcom, riesaminò tale decisione e individuò la necessità di rivedere la valutazione degli asset acquisiti da BT prima del 1997, sempre per via del desiderio di ottenere segnali economici efficienti per l'industria. In tale occasione, Ofcom rilevò pure l'estensione della vita utile di tali cespiti.⁵⁷

Nel tentativo di valutare anche tali asset più datati a costi correnti, Ofcom osservò il rischio che una piena rivalutazione di tali asset avrebbe portato a una compensazione eccessiva per BT, che aveva fino ad allora applicato una tariffazione a costo storico per tali asset. Intuitivamente, data l'età di tali investimenti, il passaggio a una contabilità a costo corrente avrebbe infatti permesso a BT di usufruire dei periodi di maggiori flussi di cassa per entrambe le metodologie di valutazione, come illustrato in Figura 4.3 (linea arancione a tratti).

Ofcom decise pertanto di mantenere il costo storico (portato avanti al 2004/05) di tali asset come punto iniziale per la valutazione di tali asset, ma di far evolvere tale 'valore residuo' in base a una metodologia a costi correnti (esemplificazione in Figura 4.4). Ofcom osservò inoltre che tali asset sarebbero comunque stati sostituiti da nuovi asset col passare del tempo.

Figura 4.3 Flussi di cassa con metodologie a costi storici e a costi correnti e interpretazione di Ofcom

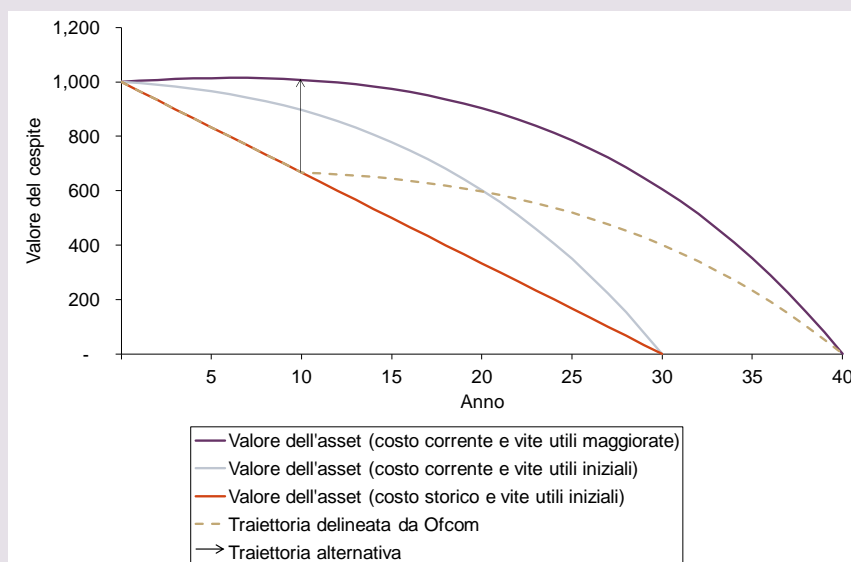


Nota: Figura esemplificativa.
Fonte: Analisi di Oxera.

⁵⁶ Oftel (1997), 'Pricing of Telecommunications Services From 1997: Oftel's Proposals for Price Control and Fair Trading', Annex G, para G.16. Available at: http://www.ofcom.org.uk/static/archive/oftel/publications/1995_98/pricing/pri1997b/annexg.htm.

⁵⁷ Ofcom (2005), 'Valuing BT's copper access network - Final statement', August 18, para 1.6, p. 2.

Figura 4.4 Valore degli asset pre-1997 di BT e scelta di Ofcom



Nota: Figura esemplificativa.
Fonte: Analisi di Oxera.

Si sottolinea come la decisione di Ofcom fosse riferita esclusivamente ad asset con età maggiore o uguale a otto anni e che tale differenza rende questo precedente non pienamente applicabile al contesto del settore dei servizi idrici italiani, nel quale un passaggio a contabilità a costi storici sarebbe presumibilmente applicato anche ai cespiti relativamente più nuovi dei gestori.

4.2 Valutazione sistemica

Alla luce di questo tentativo d'illustrazione di un'analisi sistemica delle misure proposte, si osserva:

- allungamento delle vite utili riconosciute ai fini tariffari, con impatto negativo sui flussi di cassa dei gestori. L'entità di tale impatto, così come la capacità dei gestori di far fronte a questa potenziale riduzione dei *cash flows* appare dipendere dall'assetto patrimoniale dello specifico operatore;
- l'impatto sui flussi di cassa del contestuale passaggio da una contabilità a costi storici a una contabilità a costi correnti potrebbe essere sia positivo che negativo. La direzione dipende ancora una volta dal preciso mix di cespiti del singolo gestore.

Pare quindi emergere l'importanza fondamentale di una precisa valutazione d'impatto delle misure adottate, soprattutto per cogliere le specificità delle singole aziende in questo contesto di profondo cambiamento. Del resto, l'introduzione di simili cambiamenti nel settore della trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica da parte di AEEG in vista del periodo di regolazione 2004-2007, sottolinea come l'importanza di tali valutazioni d'impatto sia stata in passato riconosciuta dall'autorità stessa. Nel 2004, infatti, l'Autorità riconobbe che:

La revisione della vita utile dei cespiti e la conseguente riduzione degli ammortamenti riconosciuti in tariffa comporta una riduzione del costo riconosciuto per l'erogazione dei servizi oggetto di regolazione. Tale riduzione, auspicabile in termini di abbattimento del costo del servizio a carico dei clienti finali, in assenza di altri interventi apparirebbe tuttavia insostenibile rispetto alle esigenze di risorse per gli investimenti segnalate dalle imprese ed evidenziate in seguito ai recenti distacchi programmati ed al black-out che hanno coinvolto il nostro Paese.

Come evidenziato nel documento 13 gennaio 2004 e nel prosieguo della presente relazione tecnica, parallelamente all'allungamento della vita utile dei cespiti, si è dato

corso alla revisione delle modalità di determinazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari. Tale revisione comporta un aumento dei costi riconosciuti relativi alla remunerazione del capitale investito che va a incidere su tariffe e parametri dei vincoli tariffari.

Gli effetti dei due interventi sopra richiamati (allungamento della vita utile e revisione delle modalità di valutazione del capitale investito riconosciuto) sul livello dei costi riconosciuti sono sostanzialmente equivalenti. La revisione della vita utile dei cespiti può pertanto essere effettuata senza determinare al tempo stesso riduzioni del flusso delle risorse finanziarie per le imprese, e aumenti degli oneri a carico dei clienti finali.⁵⁸

In tale decisione, l'Autorità sembrò riconoscere (i) l'impatto negativo di tale estensione delle vite utili; (ii) la necessità di assicurarsi che l'impatto netto sui flussi di cassa non creasse problemi di finanziabilità (nella fattispecie, l'Autorità accertò che l'impatto netto delle misure proposte fosse neutro sulle aziende regolate).

L'applicazione di un approccio analogo per il settore idrico da parte di AEEG, oltre a essere consistente con il mandato dell'Autorità di 'armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse', sarebbe fondamentale dato il contesto di forte fabbisogno d'investimento nel quale le modifiche discusse stanno avvenendo e data la necessità da parte dei mercati finanziari di acquisire familiarità con i profondi sviluppi del settore e con il nuovo assetto regolatorio. È pertanto positivo che l'AEEG in Novembre abbia modificato il metodo transitorio alla luce di simulazioni, che presumibilmente sono state eseguite per valutare l'impatto delle modifiche proposte. In questo contesto AEEG ha identificato, come in precedenza illustrato, diversi gruppi di imprese

- quelle il cui vincolo di ricavi con il metodo transitorio è superiore a quello di piano (vecchio)
- quelle il cui vincolo di ricavi con il metodo transitorio è superiore a quello di piano (nuovo)
- quelle il cui vincolo di ricavi con il metodo transitorio è inferiore a quello di piano (vecchio/nuovo)

L'evidenza del tipo di analisi condotta però è stata resa pubblica in maniera limitata. Ad esempio, non è stata riscontrata una discussione circa la motivazione per l'introduzione del fattore correttivo NIFoP.⁵⁹

La mancanza di chiarezza riguardo le considerazioni tenute in conto per decidere l'inclusione del fattore NIFoP insieme alla mancanza di una indicazione dell'approccio con cui il regolatore intende gestire riduzioni dei flussi di cassa, per alcuni gestori, dopo il 2013 crea incertezza sulle future decisioni in materia. Tale incertezza potrebbe risultare in un ritardo di investimenti per questo gruppo di imprese.

4.3 Conclusioni

In base all'analisi effettuata da Oxera, si osserva che i cambiamenti introdotti da AEEG sono generalmente in linea con precedenti regolatori osservati in altre giurisdizioni, anche se alcuni messaggi importanti possono essere tratti da tali precedenti circa l'implementazione di tali cambiamenti.

⁵⁸ AEEG (2004), 'Relazione Tecnica—Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi (deliberazione n. 5/04)', 30 gennaio, para 7.10, p. 13.

⁵⁹ Un esempio di metriche utilizzate per valutare la finanziabilità da Ofgem e' disponibile a Ofgem (2011), 'Decision on strategy for the next transmission and gas distribution price controls-R110-T1 and GD1 Financial Issues' p. 40, figura 4.1.

- L'allungamento delle vite utili per coincidere con la durata delle vite utili tecniche economiche è coerente con l'esperienza internazionale. Si osserva che tale allungamento potrebbe avere un impatto negativo sui flussi di cassa. Le potenziali implicazioni per la finanziabilità degli investimenti deve, però, essere valutata nel contesto di tutte le proposte di AEEG E' pertanto auspicabile che tali considerazioni a sistema vengano effettuate prima di decidere le precise modalità di implementazione del passaggio alle vite utili tecniche-regolatorie.
- Sarebbe auspicabile che AEEG ottenga una base dati omogenea e conduca una analisi, possibilmente con il coinvolgimento dell'industria, per identificare le funzioni di costo che siano nel contempo robuste da un punto di vista statistico e coerenti con le aspettative industriali (ad esempio le variabili esplicative utilizzate siano comunemente accettate come credibili *cost driver* nell'industria).
- Al fine di incentivare una maggiore efficienza da parte delle imprese, mentre si condivide l'introduzione di regole di condivisione dei benefici dell'efficienza fra imprese ed utenti, si ritiene opportuno considerare il loro uso solo prospetticamente.

A1 Esperienze regolatorie internazionali

A1.1 Distribuzione dell'energia elettrica (Gran Bretagna)

Il contesto

Storicamente, il trattamento di Ofgem degli ammortamenti sui cespiti degli operatori della rete di distribuzione dell'energia elettrica è stato influenzato dal cosiddetto 'cliff face problem'. Tale tipo di problema sorse quando gli asset acquisiti prima della privatizzazione della rete—che erano stati ammortizzati a quote capitali costanti—raggiunsero la fine della loro vita economica utile. Senza alcun intervento regolatorio, la scomparsa di tali asset dalle tariffe avrebbe portato a una sostanziale riduzione dei ricavi degli operatori da un anno all'altro. Questo, a sua volta, avrebbe creato problemi di liquidità per alcuni operatori.

Nel terzo e quarto periodo regolatorio (DPRC3 and DPRC4) pertanto, Ofgem si vide costretta a intervenire per assicurare la finanziabilità degli operatori, riducendo le vite utili degli asset acquisiti dopo la privatizzazione da 33 a 20 anni. La ratio di tale manovra era quella di accelerare l'ammortamento di questi nuovi asset, in modo da creare ricavi aggiuntivi nel breve termine e compensare per l'improvviso calo nelle tariffe causato dal 'cliff face problem'.

Nonostante questo intervento, Ofgem dichiarò anche che, nel lungo periodo, le vite utili dovrebbero essere in linea con la vita economica utile degli asset (maggiore di 20 anni) e annunciò la sua intenzione di intervenire in direzione opposta nel periodo regolatorio successivo.⁶⁰ Nonostante tale secondo intervento non si sia poi materializzato—in parte a causa della persistenza di questo 'cliff face problem' e di valutazioni del regolatore sulla finanziabilità degli operatori—Ofgem ha da allora annunciato la sua intenzione di portare le vite utili dei cespiti da 20 a 45 anni nel nuovo quadro regolatorio, denominato 'RIIO'.⁶¹ Nell'argomentare tale decisione, Ofgem spiegò che l'estensione delle vite utili in base a questo approccio sarebbe risultata in:

- situazioni finanziarie sostenibili nel lungo periodo;
- maggiore equità intergenerazionale; e
- segnali economici più efficienti incorporate nelle tariffe nel lungo termine.

Misure di transizione

Ofgem riconobbe in maniera esplicita l'impatto potenziale dell'estensione delle vite utili sulla finanziabilità degli operatori e cercò di facilitare la transizione in due modi.

In primo luogo, decise di limitare l'estensione delle vite utili ai nuovi investimenti effettuati dopo l'inizio del periodo regolatorio RIIO-ED1, il 1 aprile 2015. I cespiti pre-esistenti continuarono a essere ammortati sulla base di una vita utile di 20 anni. Tale decisione rifletteva le reazioni dei gestori alle proposte iniziali del regolatore, che prevedevano invece un'estensione delle vite utili sia per i nuovi investimenti che per quelli passati. Tutti gli operatori commentarono che sarebbero incorsi in problemi di finanziabilità se tale modifica fosse stata applicata agli asset pre-esistenti. Nell'arrivare a tale decisione, Ofgem spiegò che:

⁶⁰ Ofgem (2004), 'Electricity Distribution Price Control Review: Final Proposals', November, para 8.13.

⁶¹ RIIO, Revenues = Incentives + Innovation + Outputs.

While we think there are reasonable grounds for applying the change in asset life to existing assets, including the fact that we have long signalled our intention to consider this aspect of the regulatory framework, on balance, we have had regard to our financing duty and the RIIO principles of not creating shocks or instability. These persuade us that in this case we should not apply the new asset lives to existing assets.

Nonostante l'Autorità ritenga che vi siano validi motivi per la modifica delle vite utili per i cespiti pre-esistenti, e in particolare il fatto che tale cambiamento fosse stato segnalato con largo anticipo, si ritiene che, in generale, la decisione sia dovuta al dovere dell'autorità di garantire la finanziabilità degli operatori e il principio del nuovo quadro regolatorio di non generare shock o instabilità. Ciò ha persuaso l'autorità a non applicare, in questa circostanza, l'estensione delle vite utili ai cespiti pre-esistenti. [traduzione non ufficiale di Oxera]⁶²

Inoltre, Ofgem permetterà agli operatori di delineare un proprio percorso di transizione nei business plan sottoposti all'autorità, nelle consultazioni antecedenti l'inizio del periodo regolatorio RIIO-ED1. Ofgem ha dichiarato una preferenza per percorsi contenuti nell'arco di un singolo periodo regolatorio (otto anni) ma ha anche sottolineato che rendere gli operatori finanziabili rimarrà il suo obiettivo primario. Pertanto, per quegli operatori che saranno in grado di dimostrare l'insufficienza di un arco temporale di otto anni, la fase transitoria potrà estendersi su archi temporali maggiori.

We recognise that, even with the policy of applying the change in asset lives to new assets only, transitional arrangements may be required and that these may need to be over more than one price control period. Companies will have the opportunity to fully demonstrate, in their business plans at RIIO-ED1, the transitional arrangements that they believe are necessary to ensure financeability.

Si riconosce che, nonostante il cambiamento delle vite utili solamente per i nuovi investimenti, misure di transizione sono necessarie e tali misure potrebbero richiedere più di un singolo periodo regolatorio. Gli operatori avranno l'opportunità di dimostrare, nei loro business plan per il periodo RIIO-ED1, l'appropriatezza delle misure di transizione che saranno da loro ritenute necessarie a garantire la finanziabilità delle loro attività [traduzione non ufficiale di Oxera]⁶³

A1.2 Trasmissione dell'energia elettrica (Gran Bretagna)

Il contesto

Per le stesse ragioni menzionate sopra, Ofgem conclude, a seguito di analisi del quadro regolatorio, che anche le quote di ammortamento per le aziende operanti nel settore della trasmissione dell'energia elettrica avrebbero dovuto essere portate in linea con la vita economica utile effettiva dei cespiti. Perciò, nel periodo regolatorio più recente (RIIO-T1), Ofgem ha deciso di estendere le vite utili dei cespiti da 20 a 45 anni. Questo cambiamento si applicherà ancora una volta solo ai nuovi investimenti, mentre per i cespiti pre-esistenti l'ammortamento continuerà a essere determinato sulla base di una vita utile di 20 anni.

Misure di transizione

Nel settore della trasmissione dell'energia elettrica, le aziende hanno inviato i loro business plan—contenenti proposte per misure di transizione appropriate—al regolatore. National Grid Electricity Transmission (NGET) e Scottish Hydro Electric Transmission Ltd (SHETL) hanno proposto un incremento delle vite utili da 20 a 45 anni in maniera lineare su un arco temporale di 16 anni (ossia due periodi regolatori): ogni anno le vite utili incrementerebbero

⁶² Ofgem (2011), 'Decision letter on the regulatory asset lives for electricity distribution assets', March 31st, p. 4.

⁶³ Ofgem (2011), 'Decision letter on the regulatory asset lives for electricity distribution assets', March 31st, p. 1.

per un sedicesimo di 25 anni. Scottish Power Transmission Ltd (SPTL), invece, ha proposto un periodo di transizione più corto, di otto anni.

Nella sua valutazione, Ofgem ha tenuto conto del fatto che, dato che i cespiti pre-esistenti continueranno a essere ammortizzati su vite utili di 20 anni, sarà la dimensione dei nuovi investimenti, in relazione agli investimenti passati, a determinare la magnitudine dei problemi di finanziabilità e la necessità di fasi transitorie.⁶⁴ Pertanto, Ofgem ha deciso che un periodo di transizione di otto anni è appropriato per NGET e SPTL, dato il volume del programma di investimenti futuri in relazione a quelli passati non ammortizzati. Invece, a SHETL è stato accordato un periodo di transizione di 16 anni vista il sostanziale programma di investimenti per questa azienda.

Nel valutare l'impatto finanziario di tali misure di transizione, Ofgem ha simulato l'impatto dei cambiamenti su sei diversi indicatori di qualità creditizia⁶⁵ e due indicatori di profittabilità.⁶⁶ Questi sono poi stati paragonati agli obiettivi stabiliti dalle tre maggiori agenzie di rating per l'ottenimento di un rating tra BBB e A. Questi test hanno preso in considerazione sia 'casi base' che 'migliori scenari' di investimento per un'azienda efficiente.

A1.3 Telecomunicazioni (UK e Irlanda)

Il contesto

Nel 2005, Ofcom, il regolatore dei servizi di telecomunicazione in Inghilterra, esaminò la valutazione appropriate per la rete posseduta e operata da British Telecom (BT). L'obiettivo di tale analisi era quello di assicurare che il prezzo pagato da altre aziende (e quindi in ultima istanza dagli utenti) per l'utilizzo della rete non fossero eccessive—visto che Ofcom non riteneva che altre aziende sarebbero riuscite a espandere la rete in concorrenza con BT.⁶⁷ In tale circostanza, Ofcom decise di estendere le vite utili dei cespiti di BT da 15 a 18 anni per gli asset in rame e da 25 a 40 anni per i condotti.

ComReg, il regolatore delle telecomunicazioni in Irlanda, effettuò un'analisi simile per la rete fissa posseduta da Eircom. Il regolatore dichiarò che l'obiettivo dell'analisi era di riportare gli ammortamenti riconosciuti in tariffa in linea con la best practice regolatoria e con le effettive vite attese per i cespiti di Eircom.⁶⁸ In particolare, osservò che più di 10 anni erano passati dall'ultima disamina dell'appropriatezza di tali assunzioni e che nel frattempo sostanziali sviluppi tecnologici avevano avuto luogo, oltre alla decisione di Ofcom.

L'analisi di ComReg risultò in un'estensione delle vite utili per diversi tipi di cespiti, a una riduzione per altri cespiti e al mantenimento delle stesse assunzioni per altri cespiti ancora. I cambiamenti principali sono riportati in Tabella A1.1 qui sotto.

⁶⁴ Ofgem (2012), 'RIIO-T1: Initial proposals for National Grid Electricity Transmission Ltd and National Grid Gas Transmission Ltd – Finance supporting document', July 27th, p. 28.

⁶⁵ Rapporto tra fondi generati dalle operazioni e interessi creditizi, PMICR, rapporto tra fondi generati dalle operazioni e debito, rapporto tra RCF e CAPEX e leva finanziaria.

⁶⁶ Rapporto fra equity e EBITDA e rapporto fra equity e ricavi consentiti dal regolatore.

⁶⁷ Ofcom (2005), 'Valuing copper access – final statement', August 18th.

⁶⁸ ComReg (2009), 'Review of the regulatory asset lives of Eircom Limited', August 11th, p. 2.

Tabella A1.1 Cambiamenti principali nelle vite utili

Tipo di cespiti	Assunzione iniziale	Revisione
Condotti e caselle in superficie	20 anni	40 anni
Pali	15 anni	30 anni
Cavi sotterranei e fibra	14 anni	20 anni
Cavi fuori terra e fibra	Tra 8 e 10 anni	15 anni

Fonte: ComReg (2009), 'Review of the regulatory asset lives of Eircom Limited', August 11th, p. 2.

Misure di transizione

Diversamente da Ofgem, ComReg decise di non concedere periodi di transizione per tali cambiamenti alle vite utili. Tuttavia, il cambiamento non fu introdotto nel periodo regolatorio in essere al momento della decisione. Inoltre, ComReg effettuò una valutazione di impatto per determinare l'effetto dei cambiamenti proposti e concluse che l'impatto sarebbe stato ridotto su Eircom prima di pubblicare la sua decisione.

La giustificazione del regolatore per l'immediata implementazione del cambiamento era che, se anche tale manovra avesse avuto un'impatto, ComReg avrebbe potuto porre rimedio in periodi regolatori futuri.⁶⁹

A1.4 Energia elettrica (Irlanda del Nord)

Il contesto

L'industria della fornitura di energia elettrica nell'Irlanda del Nord ha una struttura peculiare. Per quanto riguarda l'attività della generazione, l'industria è caratterizzata da un predominio di tre operatori privati, ai quali le centrali elettriche furono vendute nel 1992. Per quanto riguarda la trasmissione e la distribuzione, invece, Northern Ireland Electricity (NIE)—che invece fu privatizzata nel giugno 1993—rappresenta un monopolio. Tale azienda monopolista, oltre a essere il Fornitore Pubblico di Energia ufficiale per la provincia, ha anche una divisione dedicata all'acquisto di energia all'ingrosso e alla rivendita ai fornitori. L'attività di fornitura di energia di NIE, in particolare, è in linea di principio contestabile da potenziali nuovi entranti e, di fatto, tre aziende private sono riuscite a ottenere licenze per la fornitura, ma la loro quota di mercato è tuttora alquanto limitata e inferiore all'1%.

Nel 1995 e 1996, il regolatore di tale industria, il Director General of Electricity Supply for Northern Ireland (DG), elaborò delle proposte per la regolamentazione applicabile alle tre divisioni di NIE (acquisto all'ingrosso e rivendita di energia elettrica, trasmissione e distribuzione e fornitura di energia). Tali proposte sarebbero dovute entrare in vigore dal 1 aprile 1997. Tuttavia, nonostante l'accettazione dei principi dettati in materia di acquisto all'ingrosso e rivendita di energia, NIE fece ricorso al Monopolies and Mergers Commission (MMC) per le proposte attinenti agli altri due tipi di attività.

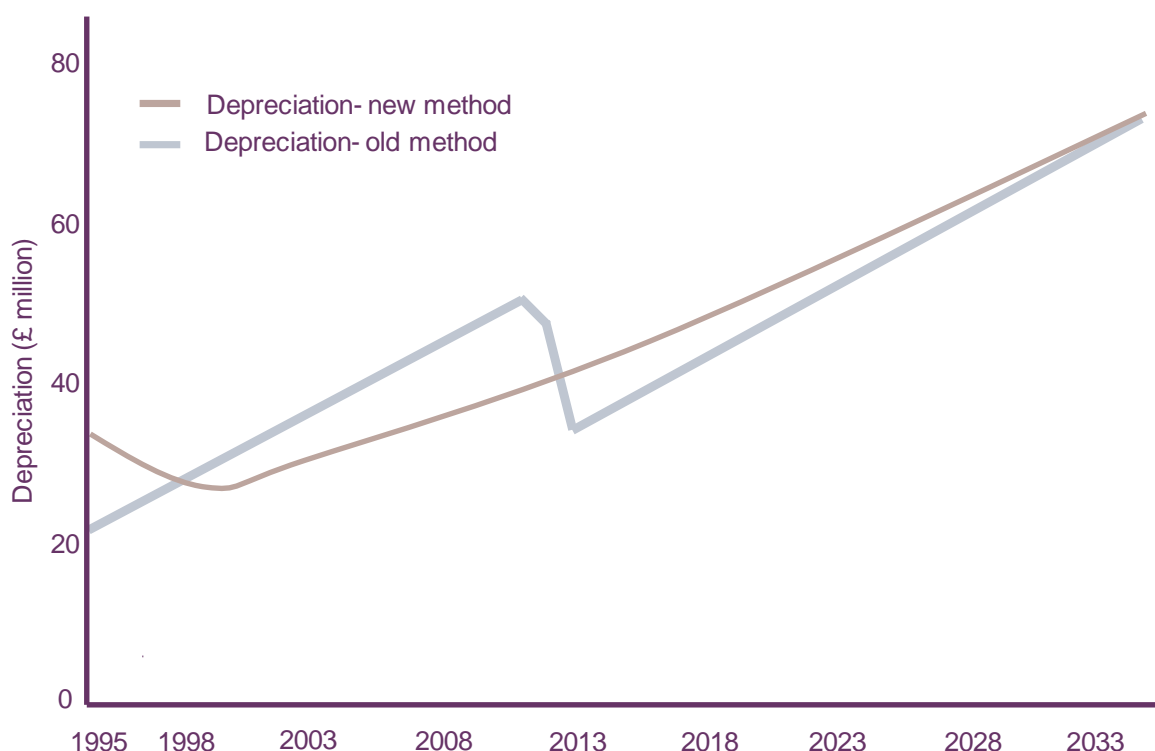
Nell'ambito di tale appello, una delle tematiche che furono esaminate dall'MMC fu la determinazione del profilo d'ammortamento da applicarsi ai cespiti di NIE.

In particolare, in base al metodo stabilito dal DG, il profilo di ammortamento degli asset di NIE sarebbe evoluto nel tempo come illustrato in Figura A1.1 sotto ('Depreciation—old

⁶⁹ ComReg (2009), 'Review of the regulatory asset lives of Eircom Limited', August 11th, p. 81.

method'). Tale profilo è soggetto allo stesso problema di 'cliff-face' descritto nell'Appendice A.1.⁷⁰

Figura A1.1 Profili d'ammortamento discussi dall-MMC (milioni di sterline)



Note: La figure mostra la quota di ammortamento riconosciuta ogni anno, inclusiva di tutti i cespiti di NIE.
Fonte: adattata da MMC (1997), 'Northern Ireland Electricity Plc: A report on a reference under Article 15 of the Electricity (Northern Ireland) Order 1992', April, Appendix 2.5, Figure 2, p. 271.

Per rimediare a tale problema, l'MMC propose l'adozione di un profilo di deprezzamento alternativo, illustrato in Figura A1.1.

L'MMC, tuttavia, notò che il passaggio al profilo di ammortamento alternativo avrebbe richiesto una compensazione per NIE di circa 25 milioni di sterline, legati alle differenze fra i due profili nei primi anni, che NIE avrebbe dovuto recuperare in periodi precedenti.⁷¹

Misure di transizione

Nell'implementazione delle raccomandazioni dell'MMC, il DG riconobbe il merito della decisione dell'MMC ma preferì non introdurre una forma di 'compensazione' per il passaggio al nuovo metodo d'ammortamento, in base alla credenza che tale pratica avrebbe portato alla riapertura di un periodo regolatorio oramai finito.

Nell'argomentare tale decisione, il DG spiegò che, anche qualora tale compensazione—attinente a un periodo regolatorio passato—fosse stata appropriata, una valutazione d'impatto effettuata su NIE aveva indicato che tale cambiamento non avrebbe avuto un'impatto sulla capacità dell'azienda di finanziare le sue attività.⁷²

⁷⁰ MMC (1997), 'Northern Ireland Electricity Plc: A report on a reference under Article 15 of the Electricity (Northern Ireland) Order 1992', April, Chapter 2, Conclusions, para 2.101, p. 26.

⁷¹ MMC (1997), 'Northern Ireland Electricity Plc: A report on a reference under Article 15 of the Electricity (Northern Ireland) Order 1992', April, Chapter 2, Conclusions, para 2.104, p. 26.

⁷² Director General of Electricity Supply (1997), 'NIE Price Control Announcement', August. Available at: http://www.uregni.gov.uk/news/nie_price_control_announcement.

Park Central
40/41 Park End Street
Oxford OX1 1JD
United Kingdom

Tel: +44 (0) 1865 253 000
Fax: +44 (0) 1865 251 172

Stephanie Square Centre
Avenue Louise 65, Box 11
1050 Brussels
Belgium

Tel: +32 (0) 2 535 7878
Fax: +32 (0) 2 535 7770

200 Aldersgate
14th Floor
London EC1A 4HD
United Kingdom

Tel: +44 (0) 20 7776 6600
Fax: +44 (0) 20 7776 6601