

MERCATO ELETTRICO

PARTITO IL V PERIODO REGOLATORIO PER LE RETI ELETTRICHE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 646/2015/R/ee](#)
- [Delibera 653/2015/R/ee](#)
- [Delibera 654/2015/R/ee](#)
- [Delibera ARG/eit 87/10](#)

Avviato un quadriennio “interlocutorio”: in attesa di istruire meglio i nuovi meccanismi proposti (quali totex e menu regolatori) sopravvivono i vecchi ma rivisti in modo da facilitare la transizione e consentire una regolazione più in linea con le nuove esigenze e condizioni di mercato. Tutti gli interventi vanno in direzione di una maggiore responsabilizzazione delle imprese e di un maggiore controllo sulle spese, con cambiamenti principali nel campo dell’incentivazione agli investimenti, dove non manca lo spazio per nuove forme destinate agli investimenti più innovativi.

Dopo un anno di lavori, dieci documenti di consultazione (più due per il WACC) e con la pubblicazione di tre delibere e cinque Testi integrati¹, da gennaio è partito il V periodo regolatorio per le reti elettriche. Nonostante la prima parte del periodo regolatorio - allungato a otto anni, ma suddiviso in due sotto periodi - sia per definizione un periodo “interlocutorio”, in cui la maggioranza delle riforme proposte (*Newsletter 190 e 192*) è stata rimandata al secondo quadriennio, non mancano le novità, anche rilevanti, in un percorso di progressivo adattamento della regolazione alle nuove esigenze e sfide del mercato. Senza pretesa di esaustività, data la mole di questioni e argomentazioni sollevate dall’Autorità in quest’anno di preparazione e dagli operatori che hanno partecipato alle consultazioni, si approfondiscono di seguito alcuni tra gli elementi più innovativi del nuovo periodo regolatorio.

ARTICOLI CORRELATI

- [Stabilità e promozione degli investimenti alla base della revisione della remunerazione per i servizi regolati](#) (*Newsletter 193-194*)
- [La garanzia dei ricavi e il rischio volume](#) (*Newsletter 192*)
- [Le nuove sfide della regolazione tariffaria](#) (*Newsletter 190*)
- [Una revisione globale del WACC: quali possibili effetti?](#) (*Newsletter 189*)
- [Quarto periodo regolatorio all'insegna della continuità, aspettando la distribuzione](#) (*Newsletter 171/172*)

COSTI OPERATIVI

Il meccanismo del *price cap* è uno di quelli maggiormente imputati come “datati”. Pensato nel periodo delle liberalizzazioni e privatizzazioni - in cui l’esigenza principale era quella di recuperare efficienza e dare alle imprese regolate, e che operano in regime di monopolio, incentivi simili a quelli forniti dalla competizione - questo meccanismo è oggi considerato inadeguato rispetto alle esigenze più complesse di un mercato più maturo. Tuttavia, oltre a essere il meccanismo scelto dal legislatore, è anche quello che ha consentito un effettivo miglioramento dell’efficienza delle imprese e attorno al quale tutta la regolazione attuale è stata costruita, oltre a essersi dimostrato sufficientemente flessibile per essere adattato all’evoluzione del settore. Sebbene ormai il suo ruolo sia marginale, e sostanzialmente utilizzato solamente per gestire le ripartizioni tra utenti e imprese delle maggiori efficienze conseguite sui costi operativi e da tempo non sia più usato nell’aggiornamento dei costi di capitale, un suo superamento non è di facile attuazione. Viene quindi riproposto in maniera quasi del tutto invariata, con un *x-factor* che:

- per la distribuzione passa da 2.8% a 1.9%, con la differenza che il primo valore era applicato al servizio di distribuzione puro, il secondo include invece anche i costi di commercializzazione a cui non viene più data evidenza separata
- per la trasmissione scende da 3% a 1%.

I nuovi valori sono fissati in modo da riassorbire:

- le maggiori efficienze residue del terzo periodo, per le quali era previsto un percorso di otto anni
- le maggiori efficienze conseguite nel quarto periodo su un lasso di tempo accorciato a quattro anni.

L’effetto della riduzione del periodo di assorbimento è quello di una riduzione del surplus lasciato alle aziende, simile a quello che si sarebbe avuto con la proposta, non confermata, di passare a una ripartizione dei recuperi non simmetrica e spostata sul consumatore.

Non è stata ammessa la richiesta degli operatori di concedere la prevedibile maggiorazione dei costi operativi per gestire la normativa sul *de-branding*, né quella di includere costi tradizionalmente esclusi, quali quelli assicurativi. Troppo elevati sono, secondo l’Autorità, i rischi di incentivare comportamenti non efficienti. D’altro canto l’Autorità ha rinunciato all’idea di imporre nuovi recuperi di efficienza al settore della distribuzione, paventata in consultazione.

¹ TIT: Testo Integrato della Trasmissione; TIME, Testo Integrato della Misura dell’Energia Elettrica; TIC, Testo Integrato della Connessione e due testi integrati sulla qualità, rinominati “della regolazione output-based”, uno per la trasmissione uno per la distribuzione.

COSTI DI CAPITALE

In quella che tradizionalmente è la variabile più rilevante per le aziende, si ha come al solito la maggiore attività di *tuning* delle regole. La RAB rappresenta infatti la base per valutare il valore degli *asset* delle aziende regolate.

LAG-REGOLATORIO RIDOTTO

In linea con quanto già fatto nel settore gas, viene attuata una riduzione del *lag* regolatorio a un anno. L'accorciamento delle vite utili dei nuovi investimenti, soprattutto quelli dedicati alla gestione dell'integrazione delle rinnovabili e alla introduzione di funzionalità *smart* ha reso in tempi recenti maggiormente costoso per le imprese il ritardo regolatorio. Questo aveva portato nel precedente periodo a concedere alle imprese un aumento del WACC dell'1% a copertura dei mancati ricavi. Tale aumento viene quindi annullato, mentre le maggiorazioni a cui si ha diritto su investimenti fatti nel IV periodo regolatorio sono riconosciute forfettariamente nella nuova RAB.

La nuova impostazione è gestita in modo diverso per i due settori: per la distribuzione verranno pubblicate tariffe provvisorie, basate sui preconsuntivi, seguite da tariffe definitive a consuntivo, mentre per la trasmissione eventuali modifiche rispetto ai preconsuntivi verranno recuperate nelle tariffe dell'anno successivo.

DEGRADO DEI CONTRIBUTI

In coerenza con quanto previsto per il settore del gas, viene introdotto il degrado dei contributi. Questi, inclusi i contributi privati precedentemente sottratti dai costi operativi, saranno portati in detrazione delle immobilizzazioni nette solamente per la parte non degradata, deducendo conseguentemente dalle quote di ammortamento quelle relative al degrado dei contributi. Proprio questo secondo effetto rende la norma sfavorevole per le imprese: in passato infatti i contributi venivano portati a detrazione delle immobilizzazioni nette, per cui l'ammortamento era completamente remunerato anche sui cespiti che avevano goduto di contributi. Tuttavia viene concesso che una quota del 10% del valore del contributo non sia sottratta alle quote di ammortamento. Tale quota, che rimane quindi all'azienda, da una parte è finalizzata alla remunerazione degli oneri amministrativi necessari per l'erogazione del contributo, dall'altra dovrebbe incentivare le imprese a ricercare l'erogazione di contributi da parte di soggetti pubblici. Rimane esclusa la quota del 20% dei preventivi di connessione privati, che remunera le spese generali, che continua a essere sottratta dai costi operativi.

CIRCOLANTE RIVISTO

La percentuale utilizzata per determinare il capitale circolante netto in modo parametrico è stata ridotta. In precedenza si usava una quota dell'1% delle immobilizzazioni nette, effettivamente superiore allo 0.8% utilizzato in altri settori regolati. A fronte di verifiche sarebbe emerso un valore effettivo molto più contenuto, addirittura pari allo 0.2% delle immobilizzazioni nette escluse quelle in corso. L'Autorità in questo caso ha confermato una riduzione ma non ha pubblicato il valore della nuova quota, per il quale si dovrà probabilmente attendere la pubblicazione della relazione AIR.

RISCHIOSITÀ RIDOTTA SOLO PER TRASMISSIONE

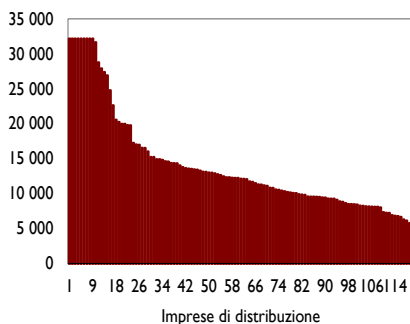
L'introduzione di una normativa specifica e comune a tutti i settori per la determinazione del WACC (*Newsletter 193*) ha lasciato alla regolazione settoriale solamente la definizione del livello del parametro di rischio tipica. In questo caso, e in base ai dati raccolti su un campione di imprese ritenute rappresentative dall'Autorità, è stato leggermente rivisto il livello del β levered per il solo settore della trasmissione, portandolo da 0.575 a 0.553 (riduzione del 3.8%). In tal modo il WACC, fissato per i prossimi tre anni, passa:

- da 6.3% a 5.3% per la trasmissione (sarebbe stato 5.5% senza la revisione del β)
- da 6.4% a 5.6% per la distribuzione.

VALUTAZIONE PARAMETRICA PER LE PICCOLE IMPRESE

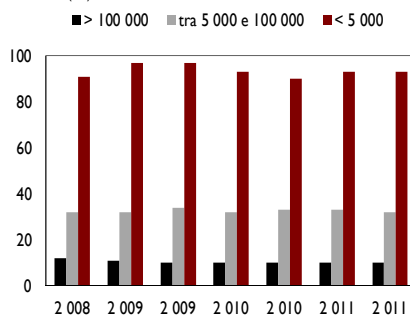
La valutazione dei costi di capitale diventa parametrica per le imprese di distribuzione che servono meno di 100,000 clienti. Anche queste imprese possono accedere al regime individuale non parametrico, su richiesta, ma solo rispettando specifici livelli di qualità. Conseguentemente anche le tariffe di riferimento, non ancora pubblicate, saranno per

FIGURA 1. TARIFFE DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE 2015 (€/PDR)



Fonte: AEEGSI

FIGURA 2. IMPRESE DI DISTRIBUZIONE PER NUMERO DI PDR (N.)



Fonte: AEEGSI

alcune imprese specifiche, per altre parametriche. La definizione dei valori parametrici è rimandata ma verrà fatta entro luglio 2016. Sarà comunque basata sui costi medi delle imprese con più di 100,000 utenti, per incentivare l'efficienza delle piccole, e solo in relazione ai costi di misura sarà basata sui costi medi nazionali. La manovra nasce infatti dall'osservazione di costi molto differenziati tra le imprese di distribuzione (**Figura 1**). Su un totale di 135 imprese di distribuzione attive, solo 10 hanno un numero di clienti superiore a 100,000, mentre la maggioranza (70% del totale) serve ancora oggi meno di 5,000 PDR, numeri stabili e che non mostrano negli ultimi anni alcuna tendenza verso una possibile concentrazione del settore (**Figura 2**).

IMMOBILIZZAZIONI IN CORSO ESCLUSE DALLA RAB DI TERNA

Le immobilizzazioni in corso non verranno più contabilizzate nel valore delle immobilizzazioni nette della trasmissione, avendo secondo l'Autorità raggiunto livelli troppo elevati e non fornendo questa regola un giusto incentivo alla velocizzazione degli investimenti. Questo nuovo approccio verrà però attuato in modo graduale. Le immobilizzazioni in corso d'opera potranno infatti continuare a essere contabilizzate nella RAB :

- per gli investimenti già effettuati nel 2015
- per gli investimenti effettuati nei prossimi anni ma ancora soggetti all'aumento incentivante del WACC
- senza che possa essere superato il tetto del totale delle immobilizzazione in corso esistenti a fine 2015, escluse quelle relative al cavo Sorgente-Rizziconi.

Le immobilizzazioni in corso continuano invece a essere riconosciute nella RAB dei distributori (come anche nel settore gas, a esclusione dello stoccaggio). Per le immobilizzazioni in corso non incluse sarà possibile un riconoscimento degli interessi passivi in corso d'opera capitalizzati, con un tetto massimo, dato da un tasso di interesse pre-definito (che dovrebbe essere in linea con quello usato per il WACC, e posto pari al 2% reale), e assumendo un rapporto debito/*equity* pari a 4. Sono questi gli unici costi finanziari ammessi nella RAB, essendo in genere tutti i costi finanziari riconosciuti nel WACC.

INCENTIVI AGLI INVESTIMENTI

Nonostante il meccanismo di incentivazione di maggiorazione del WACC sia destinato a essere superato da più moderni meccanismi *output-based*, esso sopravvive per la trasmissione per i prossimi anni - la maggiorazione sarà dell'1% per 12 anni - anche se molto rivisto e contestualizzato per sottoporlo a specifici criteri e controlli. In particolare le opere incentivate dovranno essere proposte da Terna e approvate dall'Autorità, avere già uno stato di avanzamento del 25%, data di completamento prevista entro 2019, e soprattutto rispettare avanzamenti e costi preventivati. In un prossimo futuro l'Autorità dovrà anche verificare che l'analisi costi benefici per queste opere restituisca un esito positivo con un rapporto di 1.5. Questo nonostante sia richiesto che le opere siano state già inserite nel Piano di Sviluppo (PdS). L'introduzione di ulteriori criteri potrebbe essere spiegata sia con la necessità di richiedere parametri più stringenti per l'incentivazione che per l'introduzione del PdS, sia perché i PdS hanno tempi di approvazione ormai quasi più lunghi di quelli di realizzazione delle opere: a giugno 2015 è stato, infatti, approvato il PdS 2012.

A fronte dell'abolizione del meccanismo di accelerazione degli investimenti (delibera 87/10), che prevedeva riduzioni o maggiorazioni dell'incentivo a seconda del rispetto a meno di predefinite *milestones* di realizzazione, viene previsto un ulteriore elemento incentivante, dato dalla possibilità per Terna, per opere realizzate nei tempi e con costi inferiori ai preventivi approvati dall'Autorità, di trattenere il 20% dei risparmi conseguiti. Tale incentivo è probabilmente volto a evitare il fenomeno che vede costi e tempistiche regolarmente sottostimati, e che potrebbe portare a deviazioni nelle analisi costi-benefici. La tendenza a aumentare i costi per beneficiare dell'incentivo dovrebbe essere controbilanciata proprio dal rischio di non rientrare nell'analisi costi-benefici. La difficoltà di implementare le analisi costi benefici con regole oggettive e trasparenti rimane il punto debole delle incentivazioni basate su valutazioni *ex-ante*: la questione è ancora una volta rimandata a approfondimenti successivi.

GARANZIA DEI RICAVI

La protezione dal rischio volume per Terna è stata, come previsto, rivista. Nel precedente periodo regolatorio Terna risultava, esposta alla fluttuazione dei ricavi solo per lo 0.5%, quota sotto la quale non scattava il meccanismo di integrazione dei ricavi. A fronte della soppressione di questo meccanismo è stata però prevista l'istituzione di componenti fisse anche per i punti di interconnessione con la rete di distribuzione (le componenti fisse sui punti di prelievo connessi alla rete di trasmissione erano già state introdotte nel corso del precedente periodo). Queste sono state parametrize in modo da coprire il 90% dei costi totali, quote che dovrebbe rappresentare la parte dei costi operativi variabili (20% del totale) e dei costi legati all'extra remunerazione del capitale. Ne consegue che in caso di errori di previsione della domanda inferiori al 5%, la quota dei ricavi sarà superiore a quella garantita dal vecchio meccanismo, mentre in caso di errori superiori il meccanismo sarà più penalizzante del precedente. La difficoltà di ricostruire le potenze installate è stata superata grazie all'utilizzo, sia per la definizione delle tariffe che per la loro applicazione, delle potenze massime di prelievo storiche, aggiornate annualmente. Si tenterà anche di migliorare il parametro di quantità utilizzato per la taratura delle componenti variabili: al momento viene ribadito l'utilizzo di un parametro storico, tuttavia c'è l'apertura verso l'utilizzo di parametri previsivi.

INCENTIVI AGLI INVESTIMENTI PER LA REALIZZAZIONE DI SMART DISTRIBUTION SYSTEMS

Anche per la distribuzione elettrica l'Autorità ha modificato in modo radicale l'approccio regolatorio fin qui adottato passando da una regolazione di tipo *rate-of-return* (fatta salva l'applicazione di elementi incentivanti sui costi operativi) a uno schema *output-based*, che meglio si concilia con l'esigenza di promuovere lo sviluppo di un'infrastruttura di distribuzione "smart", capace di integrare i crescenti volumi di generazione distribuita nel sistema elettrico.

I costi per implementare le funzionalità *smart* sono, in effetti, prevalentemente operativi (ad esempio costi legati all'acquisizione di servizi di comunicazione), e le suddette funzionalità permettono di contenere gli investimenti per il rinforzo delle reti: un meccanismo che remunera il capitale investito in ragione degli investimenti e disinvestimenti effettuati e che, al contrario, garantisce il recupero dei costi operativi rispetto a valori *target* decrescenti nel tempo per l'applicazione di fattori di riduzione/efficienza, non si rivela adatto alle caratteristiche dei nuovi investimenti.

L'approccio dell'Autorità è graduale e selettivo. Le regole già approvate valgono per la prima metà del nuovo periodo regolatorio, promuovono la realizzazione di funzionalità che non investono, ancora, in via diretta gli utenti della rete (attivi o passivi, ossia produttori o consumatori), e si applicheranno fino alla transizione completa verso un sistema di controllo dei costi complessivi dei servizi ("Totex"). Le stesse regole non creeranno, nelle intenzioni dell'Autorità, ostacoli all'introduzione di norme che garantiscano l'effettiva partecipazione delle risorse distribuite alla fornitura dei servizi di dispacciamento, né dovranno ostacolare la concorrenza nei segmenti di mercato liberi (ad esempio apparecchi domestici e dispositivi collegati). La selettività è realizzata riconoscendo incentivi ai soli interventi valutati come prioritari perché realizzati in aree critiche delle reti di distribuzione.

Nel Testo Integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica², Il Regolatore si concentra su due segmenti del sistema di distribuzione elettrico: le aree a elevata penetrazione della generazione distribuita (GD) rinnovabile, e quelle a elevata densità abitativa. Rispetto a queste, stabilisce incentivi, obblighi informativi tra operatori e modalità di controllo.

AREE AD ELEVATA PENETRAZIONE DELLA GD

Con riferimento alle aree a elevata penetrazione della GD, l'obiettivo è promuovere gli investimenti che migliorino³:

- l'osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse sulle reti in media tensione (MT), prevalentemente a vantaggio del responsabile del dispacciamento, ossia Terna

² Allegato A alla deliberazione 646/2015.

³ Le decisioni qui descritte derivano dai risultati di sperimentazioni condotte attraverso progetti pilota di *smart grid*, i cui risultati e le relative implicazioni sugli orientamenti dell'Autorità sono illustrati nel DCO 255/2015.