

La garanzia dei ricavi e il rischio volume¹

Le sfide che affronta oggi la regolazione delle reti partono da un contesto di mercato sempre più complesso e in cui sono necessari investimenti a fronte di un'evoluzione dei volumi incerta. Il dibattito si concentra (giustamente) su come trovare un equilibrio tra il rischio per le imprese regolate (che dovrebbe essere minimo) e gli incentivi all'efficienza e all'efficacia (che dovrebbero essere potenziati rispetto agli attuali). Un tema rilevante è però anche quello della ripartizione dei costi tra consumatori, in diversi periodi e di diverse tipologie: gli effetti redistributivi legati allo sviluppo delle nuove tecnologie sono infatti potenzialmente elevati.

Tra le difficoltà che la nuova regolazione tariffaria si trova ad affrontare vi è la necessità di gestire il *trend* decrescente dei volumi trasportati. Tale *trend* è infatti guidato non solo dalla crisi macroeconomica, ma anche dalle politiche di promozione della de-carbonizzazione, che, nell'ottica degli obiettivi europei e internazionali, favorisce la generazione distribuita e l'efficienza energetica. Anche scontando una ripresa macroeconomica, è molto probabile che nei prossimi anni i tassi di crescita dei volumi trasportati e distribuiti, nel settore elettrico e ancor più in quello del gas, risultino al più in lieve ripresa, mantenendosi comunque lontani dagli andamenti pre crisi.

In questo conteso assume sempre maggiore rilevanza la questione di come assicurare alle imprese regolate la copertura dei costi (efficienti), e in particolare se, e in quale misura, proteggere le imprese dal **rischio volume**, ossia dal rischio di ottenere, dall'applicazione delle tariffe, ricavi inferiori rispetto a quelli che consentirebbero un pieno recupero dei costi sostenuti, che includono la remunerazione (equa) del capitale investito.

Il problema è stato affrontato dall'Autorità di regolazione in primo luogo attraverso una maggiore attenzione nella verifica di quelli che sono i costi efficienti meritevoli di copertura, in particolare rispetto ai nuovi investimenti. In quest'ottica, va letto il condivisibile orientamento verso una maggiore selettività degli investimenti.

Il tema non esaurisce però la questione, anche perché, accanto a *trend* di decrescita dei volumi trasportati, si è verificata in questi anni anche una loro maggiore volatilità nei diversi anni, spiegata dal peso maggiore della domanda domestica sul totale - più legata ai fenomeni meteorologici rispetto a quella dei settori industriali - dalla generazione da fonti rinnovabili non programmabili utilizzate per autoconsumo, dall'incertezza del quadro macroeconomico. Anche in questo caso è ragionevole attendersi che il fenomeno acquisisca sempre maggiore rilevanza in futuro.

Un secondo aspetto, oltre a quello della selezione dei costi efficienti, riguarda quindi la modalità con cui sono costruite le tariffe applicate ai clienti finali. L'articolazione delle tariffe, e in particolare la ripartizione tra componenti fisse e componenti variabili, eventualmente differenziate per diverse categorie di consumatori, influenza sia la coerenza temporale con cui i ricavi concorrono a coprire i costi delle imprese, sia eventuali redistribuzioni tra diverse tipologie di consumatori, o tra consumatori attivi in diversi momenti nel tempo. Ad esempio i consumatori più "virtuosi" dal punto di vista delle politiche di de-carbonizzazione, ossia quelli che investono in strumenti per l'efficienza energetica o per l'autoproduzione da fonti rinnovabili (i cd *prosumers*), sono quelli che utilizzano i servizi di rete in modo più volatile e discontinuo, con elevata probabilità intensificandone l'utilizzo proprio nei momenti di maggiore domanda e di stress del sistema. Questi consumatori sono "meno virtuosi" dal punto di vista del gestore delle reti, perché creano gli stessi (e talvolta maggiori) costi dei consumatori "tradizionali", che avranno utilizzi maggiori, ma più costanti (e più prevedibili) della rete. In termini più tecnici, i costi di trasporto ingenerati dai singoli consumatori sono legati alla capacità impegnata nel momento di picco del consumo piuttosto che dal volume consumato complessivamente nell'anno. Tariffe legate esclusivamente ai volumi creerebbero quindi sussidi incrociati tra consumatori. Un'argomentazione a favore di questo approccio è che nell'esempio descritto, sarebbero i consumatori "meno virtuosi" (dal punto di vista ambientale) a sussidiare quelli più virtuosi. In tal modo il sussidio sulle tariffe di rete rappresenterebbe un implicito incentivo allo sviluppo dell'efficienza energetica e dell'autoconsumo da fonti rinnovabili. Del resto l'applicazione di tariffe in forma fissa, ridurrebbe i risparmi economici legati agli investimenti in efficienza e autoproduzione da fonte rinnovabile, rendendoli meno appetibili.

¹ Il contributo è frutto delle riflessioni svolte nell'ambito del gruppo di lavoro ASTRID su continuità e innovazione nella regolazione delle reti.

Tuttavia esistono anche argomentazioni contrarie. In primo luogo questo modello rischia di divenire insostenibile quando le politiche di de-carbonizzazione hanno un notevole successo. Ossia se tutti i consumatori diventano “virtuosi” vi è un evidente problema di copertura dei ricavi delle imprese. Inoltre nel caso specifico italiano le tariffe di rete includono già elevati incentivi alle fonti rinnovabili. Alcuni osservatori hanno anche sollevato un problema di natura “sociale”: i consumatori che investono in efficienza o autoproduzione da fonti rinnovabili sono quelli con una maggiore capacità di spesa. Le politiche di decarbonizzazione potrebbero portare quindi a una situazione in cui le fasce meno abbienti della popolazione, con minore possibilità di investire in tecnologie efficienti ed innovative, vengono chiamate a supportare tutti (o la maggior parte dei) costi di rete, con (potenzialmente sensibile) incremento della spesa².

Le soluzioni adottate al momento in Italia sono descritte di seguito.

Per il trasporto, sia di energia elettrica sia di gas, la garanzia dei ricavi è concessa alle imprese solo per la parte dei ricavi afferente ai costi di capitale e non in modo complessivo, ossia con una franchigia che è circa dello 0.5% nel caso dell'energia elettrica e del 2% nel caso del gas. La parte variabile delle tariffe applicate ai clienti finali è tuttavia maggiore dell'incidenza dei costi fissi sui costi totali. Nel caso dell'energia elettrica la tariffa è attualmente quasi totalmente variabile (fanno eccezione i clienti allacciati direttamente alla rete in AT per cui si applica una tariffa che ha alcune componenti fisse), al contrario nel gas è quasi completamente fissa, con la parte variabile che copre solamente i ricavi afferenti ai costi operativi. Per ambedue i settori la quota di ricavo che è considerata, almeno nel breve periodo, fissa e indipendente ai volumi trasportati è superiore al 90% e copre tutti i costi di capitale, ma anche parte dei costi operativi. Eventuali ammanchi (o superi) dei ricavi effettivi rispetto a quelli garantiti viene recuperata (scontata) nelle tariffe degli anni successivi. La componente di “recupero” è esplicitata nel caso dell'energia elettrica (componente UC3, variabile), mentre non è esplicitata nel caso del gas.

Per la distribuzione, sia nel caso dell'energia elettrica sia del gas, esiste un *decoupling* tra le tariffe pagate dai consumatori e quelle remunerate alle imprese di distribuzione. Le tariffe per le imprese sono fisse, e quindi consentono un recupero totale dei ricavi riconosciuti, sia che essi siano rispondenti a costi fissi che a costi variabili. L'efficienza per le imprese è garantita dalla presenza di parti - sempre crescenti, ma comunque minoritarie - delle tariffe legate a costi standard (basati su tecniche di *benchmark*) piuttosto che sui costi effettivi delle imprese. Eventuali discrepanze tra ricavi effettivi e riconosciuti sono recuperate attraverso meccanismi di perequazione, alimentati da specifiche componenti tariffarie, definite in forma variabile.

Da sottolineare che i meccanismi di garanzia dei ricavi così strutturati creano sussidi incrociati tra consumatori nel tempo. Le tariffe a copertura delle garanzie dei ricavi (che sono sempre variabili) non sono infatti applicate a congruaggio, ma genericamente ai consumi dei periodi successivi, come il criterio della semplicità amministrativa impone.

Di recente, e in occasione del processo di consultazione per il quinto periodo della regolazione tariffaria dell'energia elettrica, l'Autorità ha dedicato un intero documento alla questione della “garanzia dei ricavi” (DCO 446/15). In questa occasione l'Autorità riconosce le argomentazioni a favore delle forme di garanzia dei ricavi, che peraltro rappresentano una riconosciuta **best practice a livello internazionale**. La sterilizzazione del rischio di copertura dei costi efficienti per le imprese regolate è infatti giustificata dalla natura stessa dei costi del servizio (largamente scorrelati dai volumi trasportati), nonché dal fatto che i volumi rappresentano una variabile esogena e non controllabile per le imprese. L'allocazione alle imprese del rischio volume (o di mercato) non garantirebbe di per sé livelli efficienti degli investimenti, mentre giustificerebbe tassi di rendimento del capitale maggiori e che rispecchiano tale rischio.

Tuttavia l'Autorità sottolinea come, se è vero che i volumi sono esogeni per le imprese di trasporto, è del resto anche vero che sono le imprese di trasporto stesse che, tra i vari attori del sistema elettrico, sono (o sono nella posizione di essere) maggiormente in grado di effettuare previsioni sull'andamento del sistema e sull'effettiva necessità degli investimenti. Un parziale coinvolgimento del gestore del sistema di trasmissione nel rischio di inutilizzo di nuovi investimenti si ritiene, nello specifico, possa incentivare una maggiore accuratezza nell'analisi degli scenari di domanda e di conseguenza contribuire a migliorare l'efficacia della formazione dei piani di sviluppo, ferme restando le competenze dell'Autorità e del Ministero dello Sviluppo Economico in materia di valutazione e approvazione dei Piani di sviluppo, come previste dalla Legge (articolo 36 del Dlgs 1 giugno 2011, n. 93).

² Inoltre, per alcuni consumatori l'installazione di determinate tecnologie può essere preclusa dalla legislazione.

La proposta è quindi quella di abolire il meccanismo di garanzia dei ricavi per Terna, introducendo un *decoupling* tra la tariffa remunerata all'impresa di trasporto e quella pagata dai consumatori finali: riproducendo quanto già in essere per i punti di prelievo direttamente allacciati alla rete ad alta tensione, i distributori pagherebbero a Terna una tariffa che è in parte in quota potenza; la quota fissa coprirebbe il 90/95% dei ricavi, il restante sarebbe quindi esposto al rischio volume, includendo tra i ricavi a rischio quelli legati alla maggiorazione del WACC su nuovi investimenti; i distributori applicherebbero a valle tariffe variabili, ed eventuali discrepanze sarebbero corrette da meccanismi di perequazione non meglio specificati.

Nell'applicazione di questo principio esiste tuttavia un problema tecnico. Infatti le potenze impegnate ai punti di interconnessione con le reti di distribuzione non sono ricostruibili. La potenza su cui si baserebbe la tariffa fissa sarebbe quindi stimata sulla base della media storica (su più anni) delle punte di consumo mensili. Questo parametro non è tuttavia del tutto correlato con i volumi trasportati, anche se in parte indipendente. È possibile quindi che il rischio volume imposto su Terna sarebbe nella pratica maggiore del 5/10% dichiarato sulla carta.

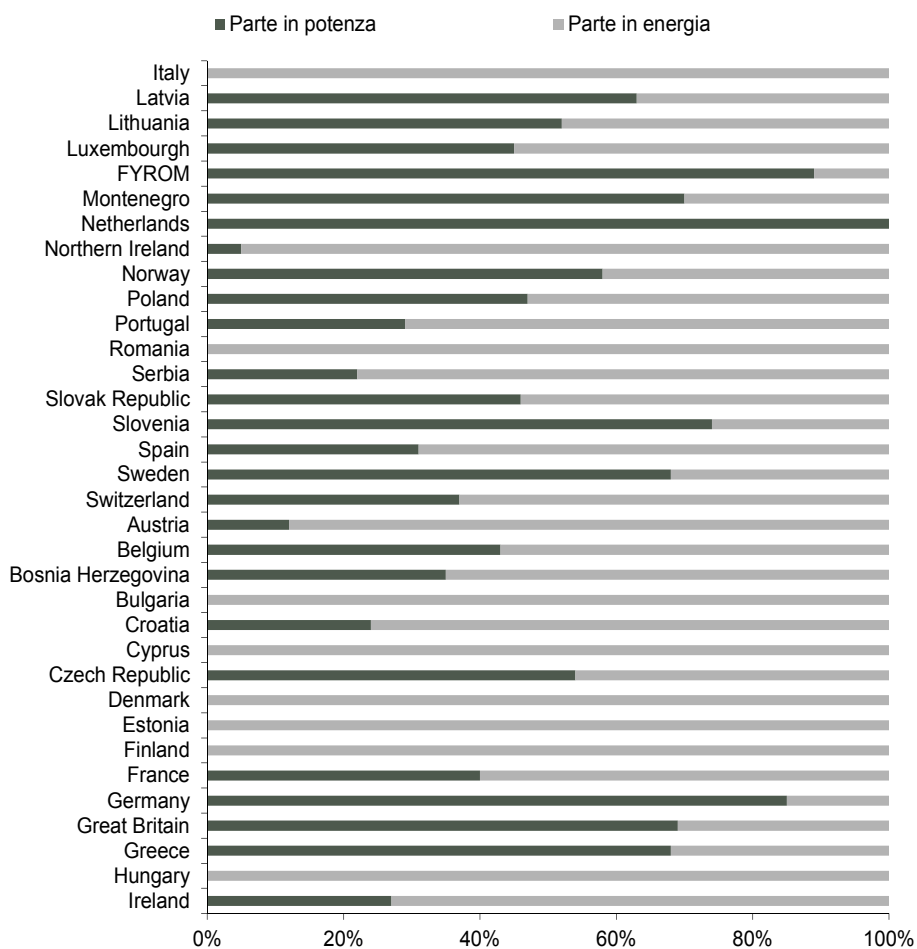
Poiché il meccanismo di perequazione non è stato esplicitato c'è la possibilità che, con questo nuovo disegno, siano i distributori (o la Cassa Conguaglio) a sostenere i costi finanziari del rischio volume (ma eventualmente anche a goderne i benefici).

Una rimodulazione della garanzia sui ricavi viene proposta anche per le imprese di distribuzione. In questo caso, le motivazioni alla base della scelta appaiono meno argomentate: quelle presentate nel caso della trasmissione sembrano essere meno pertinenti, perché i distributori potrebbero avere maggiori difficoltà nello stimare l'andamento del sistema energetico nel complesso, essendo soggetti che hanno una visione più locale del sistema, mentre viene richiesto un monitoraggio/governo del fenomeno di evoluzione delle *smart grid* che potrebbe non essere alla portata di tutti i distributori. E in effetti la proposta sembra maggiormente orientata verso l'introduzione di *menù* regolatori, con la possibilità per le imprese di scegliere tra schemi alternativi di determinazione del vincolo ai ricavi, opportunamente calibrati in modo da offrire differenti configurazioni di rischio/remunerazione. In particolare, le imprese potrebbero essere chiamate a scegliere tra configurazioni che come adesso coprono in toto i ricavi riconosciuti, che lasciano all'impresa il rischio volume sul 10% dei ricavi, e/o che leghino i ricavi - maggiormente di quanto già oggi effettuato con i meccanismi di premi penalità - alle prestazioni di qualità.

L'introduzione dei *menù* regolatori nel nostro sistema sarebbe particolarmente complessa per il nostro sistema, caratterizzato da un elevato numero di distributori, con dimensioni e caratteristiche molto eterogenee, richiedendo un enorme sforzo in termini di risorse sia per il regolatore sia per le imprese. Una sua applicazione, per quanto interessante dal punto di vista teorico, pare molto difficile nella pratica. A ulteriore commento si può notare che il riferimento al miglioramento delle previsioni da parte di Terna appare particolarmente interessante e condivisibile. Tuttavia i valori delle tariffe variabili continuerebbero a essere basati sui dati storici e non sulle previsioni. Il livello della tariffa variabile impatta sui flussi di cassa delle imprese e determina l'ammontare della perequazione e quindi del sussidio intertemporale tra i consumatori. Basare tale livello sulle previsioni e non sui valori storici potrebbe incentivare l'impresa al miglioramento anche delle previsioni di breve, non solo di lungo, migliorando l'efficienza del sistema e riducendo i sussidi intertemporali tra consumatori, che non sono efficienti. Se le imprese di trasporto sono i soggetti maggiormente in possesso delle informazioni necessarie, e che quindi possono essere chiamati al compito di previsori, tuttavia è necessario che il monitoraggio sui potenziali conflitti di interesse sia mantenuto e forse anche potenziato attraverso un stretto controllo da parte di Autorità e Ministero e *audit* sulla qualità e sul merito delle previsioni.

La soluzione di introdurre quote di potenza è probabilmente, e per le ragioni sopra descritte, una scelta che nel futuro sarà obbligata, anche se in parte scorrelata dal problema della gestione del rischio volume, grazie al *decoupling*, e parte di un procedimento di revisione da lungo tempo in corso, soprattutto in relazione ai domestici (DCO 293/2015/R/eel). Peraltro sono pochi i paesi europei in cui la tariffa è totalmente variabile: come riportato dalle stime ENTSO-E in **Figura 1**, la quota media espressa in energia delle tariffe per i TSO europei è del 61%. Tuttavia è necessario che, a fronte della certezza della regolazione, si faccia in modo che il problema tecnico della valutazione delle potenze non sia il modo per introdurre un rischio volume maggiore per le imprese di quello dichiarato. Le punte di prelievo mensili infatti potrebbero avere andamenti volatili e correlati ai volumi trasportati. La decisione sul livello di rischio da lasciare alle imprese dovrebbe infatti in ogni caso essere chiara e non "nascosta" dietro difficoltà tecniche.

Figura 1. Composizione media della tariffa per i TSO
(%)



Fonte: ENTSO-E