



Dipartimento di Impresa e Management
Cattedra di Economia e Gestione delle Imprese

LA REGOLAZIONE TARIFFARIA NEL SETTORE UTILITIES: IL TOTEX

RELATORE

Chiar.mo Prof. Roberto Dandi

CANDIDATO

Salvatore Cammuso

Matricola 197641

ANNO ACCADEMICO 2017/2018

INDICE

INTRODUZIONE	4
1. CENNI GENERALI	6
1.1. PREMESSA.....	6
1.2. ENTI PRINCIPALI: AUTORITA', TERNA, UTILITALIA, AIEE, ENEA.	10
1.3. ALCUNE CLASSIFICAZIONI.....	20
1.4. EVOLUZIONE STORICA DEL MODELLO TARIFFARIO IN ITALIA	23
2. IL MERCATO ENERGETICO DEL REGNO UNITO E RIFERIMENTI AL SISTEMA TOTEX	28
2.1. ACCENNI AL CONTESTO DEL SETTORE ENERGETICO DEL REGNO UNITO.	28
2.2. ENTI PRINCIPALI NEL SETTORE ENERGETICO INGLESE.....	30
2.3. APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA TOTEX: CASO REGNO UNITO.	33
2.4. CRITICHE ALL'APPLICAZIONE DELLA NUOVA METODOLOGIA.	45
3. POSSIBILITA' DI APPLICAZIONE E CRITICITA' IN RIFERIMENTO AL SETTORE ENERGETICO ITALIANO	48
3.1. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO.	48
3.2. A CHE PUNTO SIAMO	51
3.3. UNA PRIMA APPLICAZIONE DEL SISTEMA TOTEX IN ITALIA: IL CASO ENEL.	55
3.4. CRITICITA' NELL'APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA IN ITALIA.....	56
3.5. LA POSIZIONE UFFICIALE SOSTENUTA DA TERNA.....	63
CONCLUSIONI	65
INDICE DELLE FIGURE	66
BIBLIOGRAFIA	67

INTRODUZIONE

Con il progredire dello sviluppo tecnologico e con il continuo aggiornamento degli obiettivi di politica energetica fissati a livello nazionale ed europeo, l'Autorità (ARERA) che si occupa di regolare le tariffe del settore energetico in Italia si trova a dover affrontare continuamente nuove problematiche. Il modello di regolamentazione attualmente utilizzato è frutto di un lungo processo di evoluzione che va avanti da anni, in particolare a partire dal fenomeno della liberalizzazione.

Con il documento per la consultazione 335/2015/R/eel, ARERA ha avviato in modo ufficiale lo sviluppo di un nuovo sistema di regolazione tariffaria: il cosiddetto *Totex*. Questo nuovo modello che si intende adottare è, nell'opinione comune dei soggetti più esperti del settore, fortemente innovativo ma allo stesso tempo anche molto complesso per varie problematiche che la sua adozione può portare. Il suo sviluppo è stato affrontato già nel Regno Unito dove da qualche anno è in utilizzo su proposta dell'Autorità nazionale Ofgem.

Con il presente lavoro di tesi si vuole provare a fornire un quadro complessivo della situazione che si sta sviluppando in Italia contestualizzando la possibile adozione di questo modello con le caratteristiche del settore energetico.

Pertanto, nel primo capitolo, verrà inizialmente presentata un'analisi delle caratteristiche generali del settore energetico del nostro Paese sia dal punto di vista storico che in riferimento ai vari enti principali che oggi si trovano ad operare in tale campo. Successivamente si passerà ad uno studio di alcune definizioni

tecniche e alla presentazione dell'evoluzione storica che il modello tariffario ha avuto negli ultimi anni.

Nel secondo capitolo si passerà all'analisi della struttura del mercato dell'energia del Regno Unito, alle modalità di applicazione del sistema *Totex*, alle innovazioni che ha apportato il suo utilizzo e alle problematiche che si sono riscontrate nel corso del tempo. L'utilizzo di questo schema tariffario varia a seconda della struttura del mercato del Paese in cui viene utilizzato, per questo motivo sarà di fondamentale importanza analizzare le differenze strutturali del settore energetico inglese ed italiano.

Infine, nel terzo capitolo si esamineranno i principi della nuova regolamentazione e le differenze con il sistema attualmente in vigore, si proverà poi ad elencare i benefici che potrebbe portare una sua adozione e le problematiche che dovranno essere affrontate.

1. Cenni generali.

1.1. Premessa.

I primi impianti di generazione elettrica in Italia risalgono alla fine del XIX secolo. Questi impianti erano principalmente rappresentati da centrali termoelettriche a carbone situate all'interno di grandi città. Il progressivo sviluppo di una rete di trasmissione nazionale adeguata permise lo sfruttamento del bacino idroelettrico delle Alpi. L'utilizzo dell'energia idroelettrica, che inizialmente rappresentava l'unica fonte di energia del Paese, permise un primo sviluppo industriale caratterizzato dalla consapevolezza illusoria di poter far fronte alla domanda nazionale attraverso lo sfruttamento delle sole fonti interne di produzione.

Oggi in Italia la produzione di energia elettrica avviene utilizzando per una parte fonti energetiche non rinnovabili quali ad esempio i combustibili fossili (carbone, petrolio e gas naturale) e per una parte fonti rinnovabili (energia eolica, energia geotermica, energia idroelettrica e biomasse). Per sopperire ad una mancanza di produzione interna, il restante fabbisogno energetico viene importato con l'acquisto di energia elettrica dall'estero. Fino ai primi anni sessanta la produzione in Italia proveniva principalmente da fonti rinnovabili, soprattutto grazie alle centrali idroelettriche dell'arco appenninico e alpino. Con il passare del tempo, tuttavia, e con il progressivo aumento della richiesta di energia le fonti rinnovabili

hanno iniziato a rappresentare quote minori della produzione anche a causa dell'esaurimento della possibilità di nuove installazioni. Solamente negli ultimi anni la produzione di energia rinnovabile è tornata ad essere in aumento grazie ad una forte crescita dello sfruttamento di energia eolica, fotovoltaica e da combustione di biomasse. La Commissione europea, inoltre, attraverso uno studio presentato alle varie nazioni, ha incoraggiato l'utilizzo di un approccio più coordinato a livello UE che a partire dal 2020 dovrebbe essere in grado di ridurre i costi di produzione e di aumentare lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Secondo questo studio e come è stato evidenziato nella relazione del 22/01/2012 dalla stessa Commissione Europea l'utilizzo di questa tipologia di fonti di energia dovrebbe aumentare progressivamente da un 13% per l'anno 2012 fino al 24% nell'anno 2030.

A seguito delle decisioni del 1996 e del 1998 dell'Unione Europea, il settore dell'energia elettrica e quello del gas naturale sono stati liberalizzati. La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, si è realizzata, in Italia, attraverso il decreto legislativo del 16 marzo 1999 n. 79. Questo provvedimento legislativo, conosciuto come "Decreto Bersani", dal nome del suo ispiratore, è un atto della Repubblica Italiana di recepimento della Direttiva Comunitaria 96/92/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo. L'effetto principale di questo provvedimento è stato quello di aprire il mercato elettrico, fino ad allora monopolistico, a partire dalla nazionalizzazione del 1962, ad altri operatori che divennero in questo modo concorrenti. Precedentemente a questo decreto, la filiera elettrica italiana, era concentrata in capo ad un unico operatore: l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL). Questa istituzione, nata come ente pubblico nel 1962, si occupava fino a quel momento di tutte le componenti del mercato elettrico, dalla generazione o produzione fino alla distribuzione e alla vendita di energia elettrica. A partire dal 1999, si dispose la separazione, societaria e proprietaria, di ciascuna di queste fasi. L'obiettivo di questa decisione

era quello di permettere l'ingresso di nuovi capitali privati, di favorire, in tal modo, la concorrenza tra molteplici operatori e quello di assicurare delle tariffe più basse rispetto a quelle di una situazione monopolistica.

Con il decreto legislativo n. 79/99 hanno iniziato ad operare sul mercato una serie di enti quali grossisti, produttori, distributori e consorzi. L'impulso decisivo alla liberalizzazione è causato dalla creazione del mercato di acquisto e di vendita all'ingrosso dell'energia elettrica. Uno dei primi effetti di questa previsione è stato infatti quello dell'entrata nel mercato di nuovi operatori. Questo decreto legislativo prevedeva che a partire dal 2003 nessun soggetto avrebbe potuto importare o produrre una quota superiore del 50% dell'energia elettrica totale domandata in Italia. A questo scopo, si prevedeva che entro la stessa data l'Enel S.p.A. avrebbe dovuto cedere una buona parte della propria capacità produttiva per consentire adeguate condizioni di mercato, assicurare la compatibilità con i piani industriali e tenere conto delle esigenze di sviluppo e innovazione.

In un periodo precedente alla liberalizzazione le infrastrutture di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica presenti in Italia erano molto in ritardo rispetto al resto dell'Europa e ai paesi più industrializzati. La situazione in cui si trovava Enel S.p.A. era quella di monopolio. A questa azienda infatti veniva permesso di agire sul mercato senza doversi confrontare con nessun concorrente. Ciò portava la mancanza di interessi verso gli investimenti in infrastrutture e il conseguente disinteresse nei confronti dell'efficienza e dell'efficacia distributiva. Con il decreto legislativo n. 79/99 le attività di importazione ed esportazione sono state liberalizzate nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico. Gli scambi di energia a livello europeo rappresentano un canale fondamentale per realizzare un'integrazione e un aumento della contendibilità dei mercati, in maniera particolare laddove la situazione iniziale sia caratterizzata dalla presenza di imprese di grandi dimensioni e con forte potere di mercato. Successivamente alla liberalizzazione ci fu la necessità di provvedere con una maggiore attenzione agli

investimenti. Attraverso dei piani di espansione venne aumentata la capacità distributiva sia della rete nazionale che quella della rete di interconnessione con l'estero.

In linea teorica, un mercato concorrenziale può assumere diverse forme di organizzazione che possono essere distinte in: modelli basati sull'Acquirente Unico; borsa o mercato dell'elettricità all'ingrosso (*wholesale power exchange*); scambi bilaterali.¹ In riferimento specificamente all'Italia, il decreto legislativo n. 79/99 ha previsto l'operatività di un Acquirente Unico che si assume la responsabilità dell'approvvigionamento e della garanzia di capacità di energia elettrica per il solo mercato vincolato mentre nella borsa possono scambiare energia tutti i clienti idonei.

Il fulcro di tutto il sistema elettrico è quindi costituito dal mercato all'ingrosso sia nelle modalità della gestione in fase di trasmissione e la relativa struttura tariffaria, sia la fase della fornitura. Con la previsione della fornitura liberalizzata, tutti i consumatori finali possono acquistare energia dalla borsa in maniera diretta o attraverso la conclusione di contratti bilaterali. Ci sono casi in cui le borse non siano state previste dai piani di riforma ma queste stanno progressivamente aumentando attraverso le previsioni dei governi regionali o di operatori privati.

Un ulteriore effetto della liberalizzazione è quello del passaggio dall'adozione dei prezzi di tipo monopolistico all'utilizzo del prezzo marginale. Mentre infatti in precedenza, operando sul mercato un solo operatore non si doveva provvedere al mantenimento di un prezzo competitivo, con l'entrata nel mercato di nuovi operatori, per non essere sopraffatti dai *competitors* vi è stata la necessità di provvedere all'utilizzo di prezzi marginali (sugli effetti della liberalizzazione nel sistema tariffario v. *infra* cap. I, par. 4).

¹ Si veda: *La liberalizzazione del mercato, L'organizzazione del mercato elettrico nei paesi liberalizzati*, AREGA. https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/00/cap2400.pdf

1.2. Enti principali: Autorità, Terna, Utilitalia, AIEE, ENEA.

Nasce in questo contesto storico, in Italia, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Questa istituzione fu introdotta con la legge n. 481 del 14 novembre 1995 e fu resa operativa, successivamente, a partire dal 23 aprile 1997. Questo organismo fa parte delle autorità amministrative indipendenti: questi sono soggetti o enti pubblici, istituiti con legge, che esercitano funzioni amministrative in ambiti considerati sensibili o ad alto contenuto tecnico. Le autorità amministrative indipendenti *“vengono a configurarsi quali istanze caratterizzate da un alto grado di elasticità, capaci di instaurare, con naturalezza tecnica e politica e alto tasso di imparzialità, momenti di dialogo fra differenti soggetti dell’ordinamento allo scopo di far scaturire le relative decisioni da una reciproca interazione fra gli interessi pubblici e privati.”*² L’Autorità è quindi un organismo indipendente con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere l’efficienza, la concorrenza e la diffusione di servizi con livelli di qualità adeguati. Per raggiungere questi obiettivi, ARERA si serve principalmente delle attività di regolazione e di controllo.

Inizialmente a questa organizzazione erano affidati compiti riguardanti i settori dell’energia elettrica e del gas naturale. Successivamente, gli ambiti in cui l’Autorità può intervenire sono stati estesi attraverso alcuni interventi normativi. Primo tra tutti, il decreto n. 201/11, convertito nella legge n.214/11, con il quale le sono state affidate competenze relative ai servizi idrici. Infatti, l’art. 21, comma 19 del citato decreto recita: *“Con riguardo all’Agenzia nazionale per la regolazione e la vigilanza in materia di acqua, in deroga a quanto previsto dall’allegato A, sono trasferite all’Autorità’*

² Si veda: *“Diritto pubblico”*, Fabrizio Politi, quarta edizione, G. Giappichelli Editore, Torino.

per l'energia elettrica e il gas le funzioni attinenti alla regolazione e alla vigilanza della tariffa relativa ai servizi idrici, individuate con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, da adottare entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto". Successivamente, con il decreto legislativo 4 luglio 2014 n.102, è stata attribuita all'Autorità una specifica funzione in materia di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Infine, con la legge 27 dicembre 2017 n. 205, sono state attribuite a questa istituzione funzioni di controllo e regolazione del ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Oltre alla promozione dell'efficienza, concorrenza e diffusione nei settori energetici, l'azione dell'Autorità ha tra i principali obiettivi³: quello di aumentare la produttività dei servizi anche eliminando potenziali distorsioni nella scelta make/buy; quello di favorire uno sviluppo infrastrutturale adeguato e la sua innovazione e quello di assicurare la trasparenza e la prevedibilità dei processi di regolazione tariffaria.

In riferimento alla sua composizione, ARERA è un organo collegiale costituito dal Presidente e da quattro membri nominati con decreto del Presidente della Repubblica. I componenti restano in carica per 7 anni e nel corso del loro mandato vige un principio di incompatibilità con altre attività lavorative. L'attività dell'Autorità viene indirizzata dai riferimenti di politica generale formulati dal Governo e dal Parlamento, anche se questa opera in piena autonomia e indipendenza, definendo i propri regolamenti per l'organizzazione interna, per il funzionamento e la contabilità. La regolazione dei settori di competenza avviene attraverso deliberazioni che riguardano, in particolare: le tariffe, per i settori energetici, per l'utilizzo delle infrastrutture

³ Si veda: "Applicazione dell'approccio Totex nel settore elettrico", Documento per la consultazione 683/2017/R/eel, ARERA.

che garantiscono la parità di accesso ai vari operatori; l'aggiornamento del modello tariffario per la determinazione dei corrispettivi per il servizio idrico e dei rifiuti; la promozione di investimenti infrastrutturali; la definizione dei criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento delle utenze alla rete di telecalore; la definizione di parametri minimi di qualità da rispettare in riferimento agli aspetti tecnici e agli standard di servizio; lo svolgimento dell'attività di informazione ai consumatori; di monitoraggio e controllo in collaborazione con la Guardia di Finanza; infine, la valutazione ed, eventualmente, l'imposizione di sanzioni agli operatori che non abbiano correttamente rispettato la disciplina. Inoltre, questa istituzione ha il compito di svolgere una funzione consultiva nei confronti di Parlamento e Governo ai quali presenta annualmente una relazione sullo stato dei servizi e sull'attività svolta. Le risorse utilizzabili provengono da un contributo sui ricavi degli operatori regolati che viene corrisposto in maniere differenti in funzione del settore e dell'attività svolta dai diversi soggetti.

L'importanza di questa organizzazione è ravvisabile anche a livello internazionale. Infatti essa è membro fondatore del Council of European Energy Regulators (CEER): associazione che ha il compito di favorire l'integrazione dei processi decisionali dei vari regolatori dell'Unione europea; è inoltre protagonista di accordi bilaterali con regolatori di altri paesi che hanno portato ad accordi di gemellaggio finanziati dalla Commissione europea. L'Autorità esegue, fin dalla sua istituzione, un'attività di collaborazione internazionale con i regolatori dei paesi europei ed extraeuropei. La collaborazione ha il fine di promuovere l'integrazione delle regole e dei mercati dell'energia perseguendo obiettivi di un corretto funzionamento del mercato nazionale.

La legge 4 agosto 2017, n. 124, "*Legge annuale per il mercato e la concorrenza*" ha stabilito che a partire dal 1° luglio 2019, ARERA non dovrà

più offrire la tutela dei prezzi per i settori dell'energia elettrica per i clienti domestici e piccole imprese connesse a bassa tensione, individuando a tal fine un percorso a beneficio dei clienti finali di piccole dimensioni. Bisogna però ricordare che già da oggi le famiglie e le piccole imprese possono decidere di affidarsi al mercato libero, dove è il cliente a decidere quale venditore scegliere e il tipo di contratto da sottoscrivere, individuando l'offerta ritenuta più consona alle proprie esigenze.⁴

Ad affiancarsi all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, in riferimento al compito di rappresentanza, vi è Utilitalia. Questa istituzione è una Federazione che riunisce le aziende operanti nei servizi pubblici dell'Acqua, dell'Ambiente, dell'Energia Elettrica e del Gas. Nasce dalla fusione tra Federutility e Federambiente: in virtù di ciò è titolare dei due Fondi di Previdenza Complementare istituiti dalle preesistenti Federazioni. La funzione principale è quella di rappresentanza presso istituzioni nazionali ed europee. Oltre alla suddetta funzione, svolge anche quelle di assistenza, aggiornamento, formazione e consulenza su aspetti gestionali, tributari, contrattuali e normativi. Utilitalia è composta da oltre 500 soggetti associati tra società di capitali, comuni ed altri enti e comprende circa 90.000 addetti complessivi con un valore della produzione pari a circa 38 miliardi di euro. Per comprenderne l'importanza, è opportuno evidenziare far presente che gli associati di Utilitalia forniscono servizi idrici a circa l'80% della popolazione; servizi ambientali a circa il 55%; servizi di distribuzione gas ad oltre il 30% e servizi di energia elettrica a circa il 15%. Oltre al supporto tecnico su settori specifici si aggiungono altre funzioni di natura assistenziale, di supporto e di promozione e informazione.

⁴ Si veda: *Evoluzione dei mercati al dettaglio, Il percorso per la fine della tutela di prezzo nei settori elettrico e gas*, AREGA, <https://www.autorita.energia.it/it/190701>.

Un compito fondamentale nell'ambito della distribuzione dell'energia elettrica viene svolto da Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. Questo ente gestisce, attraverso Terna Rete Italia, la Rete di Trasmissione Nazionale utilizzando circa 72900 km di linee in alta tensione. Come l'azienda stessa si definisce, Terna è: “... uno dei principali operatori europei di reti per la trasmissione dell'energia. Gestiamo la rete di trasmissione italiana in alta tensione, una delle più moderne e tecnologiche in Europa, e siamo un attore centrale nella trasformazione del mercato elettrico verso fonti eco-compatibili, garantendo un approvvigionamento sicuro ed efficiente a famiglie e imprese”.⁵

I compiti principali che questa organizzazione svolge sono tre:

- gestire e provvedere alla manutenzione della rete ad alta tensione;
- mantenere l'equilibrio tra domanda ed offerta energetica (“dispacciamento”);
- contribuire alla transazione energetica.

Per riuscire ad offrire una gestione ed una manutenzione della rete ad alta tensione, viene data una forte priorità agli investimenti in infrastrutture. Questi investimenti raggiungono cifre di circa 12 miliardi di euro previsti per il 2018 dal Piano di Sviluppo attraverso i quali si proverà a raggiungere una maggiore efficienza del sistema elettrico. Questa maggiore efficienza sarà permessa da una maggiore capacità di scambio con l'estero, una riduzione delle congestioni, una diminuzione delle perdite di energia ed una riduzione consistente delle emissioni di CO₂. Questo ente inoltre contribuisce alla transazione energetica promuovendo l'impiego delle risorse rinnovabili: si ricorda, inoltre, che questa società è responsabile della progettazione della Rete di Trasmissione Nazionale andando ad approvare ed implementare le

⁵ Si veda: *Chi siamo, Terna in breve*, Terna, <http://www.terna.it/it-it/chi-siamo/ternainbreve.aspx>.

misure di sviluppo di questa rete basate su un piano di dieci anni che viene approvato annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.⁶

La responsabilità di assicurare l'equilibrio tra domanda ed offerta di energia sta a significare la copertura di questa organizzazione di uno dei quattro segmenti di cui è composto il sistema elettrico.

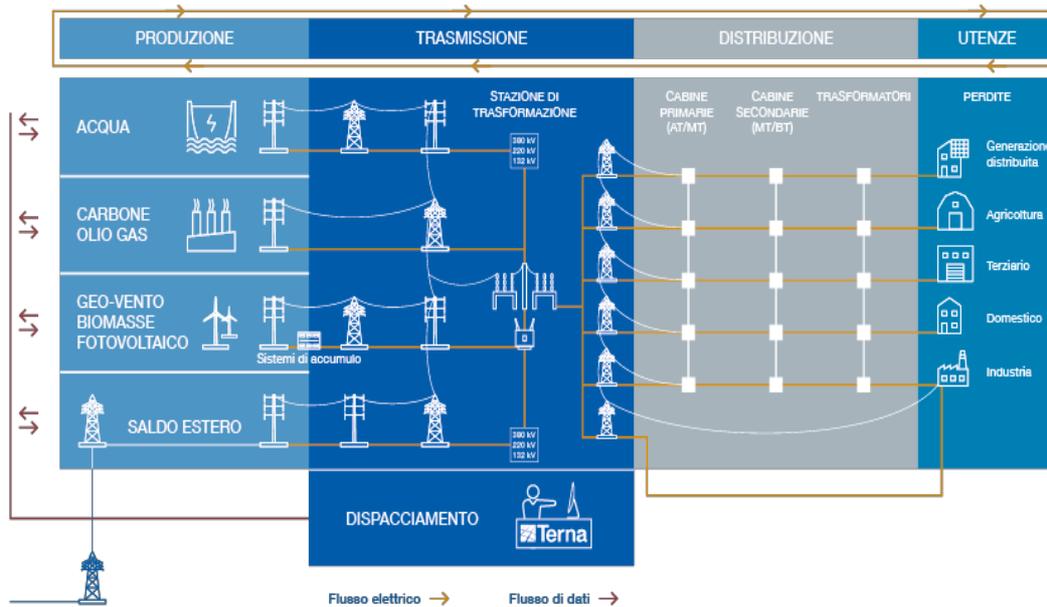


Figura 1: Composizione del sistema elettrico.⁷

Dovendo operare in un contesto regolato, in un regime di monopolio che è volto a rendere possibile la concorrenza all'interno del mercato, non può operarsi contemporaneamente oltre che nell'ambito del dispacciamento, anche in quelli della produzione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica. I ricavi che il Gruppo Terna riceve sono costituiti, per circa il 90%, dai ricavi regolamentati che vengono determinati dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. La remunerazione è quindi basata su un sistema tariffario stabilito da ARERA.

⁶ Si veda: Chi siamo, Terna in breve, Terna <https://www.terna.it/it-it/chisiamo/lenostreattività/lareteeletricaitaliana.aspx>

⁷ Si veda: Terna, La rete elettrica italiana, <https://www.terna.it/it-it/chisiamo/lenostreattività/lareteeletricaitaliana.aspx>.

Per dare un'idea dell'importanza si può ricordare che, oltre ai più di 72000 km di linee in alta tensione, Terna ne gestisce 25 linee di interconnessione con l'estero e 3.897 dipendenti (al 31 dicembre 2017), provvede a coprire il 32% del fabbisogno italiano attraverso fonti rinnovabili e prevede investimenti di più di 5 miliardi di euro in attività regolate per il quinquennio 2018-2022. Una delle responsabilità principali di questo gruppo è quella di assicurare che l'energia immessa nella rete nazionale sia costantemente uguale alla domanda. Oltre ad essere fondamentale nel settore energetico italiano, questa azienda riesce a portare avanti iniziative internazionali con l'obiettivo di diversificare il proprio business. All'estero vengono offerti vari servizi:

- concessioni, acquisizione e gestione di sistemi di trasmissione all'estero;
- Progetti di Engineering, Procurement & Construction (EPC) per asset di trasmissione ad alta tensione;
- assistenza tecnica attraverso la fornitura di consulenza e di servizi di ingegneria;
- progettazione, costruzione ed esercizio di infrastrutture di trasmissione (modello BOOT) e la progettazione, realizzazione e trasferimento della proprietà dell'infrastruttura (modello BOT).

L'importanza che viene riservata all'internazionalizzazione deriva, soprattutto, dalla necessità di uno sviluppo di un mercato unico dell'energia elettrica, attraverso gli investimenti in infrastrutture connesse con altri paesi, che a partire dal 2006 è diventato legge della UE. Per evidenziarne l'importanza internazionale si riportano alcuni successi:



I nostri progetti internazionali recenti

Nel mese di settembre 2016 Terna ha vinto in Uruguay una gara per la realizzazione di tre infrastrutture elettriche. Scopri di più nel [comunicato stampa](#). Nel 2017 è stato sottoscritto in Brasile un accordo con Planova, una società edile brasiliana, finalizzato all'acquisizione di due concessioni per la realizzazione e l'esercizio di circa 500 km di infrastrutture elettriche nel paese sudamericano. Scopri di più: leggi il nostro [comunicato stampa](#). Sempre nel 2017 è stato formalizzato il contratto per la realizzazione di una linea a 138 kV lunga 132 chilometri che unisce le stazioni elettriche di Aguaytia e Pucallpa, nel centro del Perù. Leggi il nostro [comunicato stampa](#).

Figura 2: Progetti internazionali Terna.⁸

È da sottolineare, infine, che questa azienda presta una forte e costante attenzione alla sostenibilità com'è testimoniato dal suo claim: *“La responsabilità dell'energia. L'energia della responsabilità”*. Questa particolare attenzione è richiesta anche dalla Strategia Energetica Nazionale secondo cui, la produzione di energia elettrica da carbone dovrà cessare entro il 2025 e dovrà essere sostituita da fonti rinnovabili e sempre più sostenibili. Tra gli enti principali del mercato dell'energia elettrica operanti in Italia, va ricompresa l'Associazione Italiana Economisti dell'Energia (AIEE). Questa associazione è un organismo indipendente e no-profit che riunisce coloro che dibattono, studiano e promuovono la conoscenza dell'energia in Italia. Attraverso questa organizzazione si discute sui problemi della politica energetica italiana nei confronti di organismi nazionali ed internazionali. L'AIEE, grazie all'aiuto di un team multidisciplinare riesce ad offrire servizi globali di sviluppo di progetti ed è in grado di offrire consulenze nei diversi campi del settore energetico, analisi dei mercati regolati e previsioni a breve, medio e lungo periodo della domanda e dei prezzi delle commodities. Attraverso l'Osservatorio dell'Energia, fornisce analisi dell'andamento

⁸ Si veda: Terna, Sviluppo internazionale, <https://www.terna.it/it-it/chi-siamo/lenostreattività/sviluppointernazionale.aspx>.

macroeconomico e dei mercati internazionale e nazionali dell'energia. Questo reparto è inoltre responsabile del Servizio Previsione Energia e Prezzi (PEP). Questo è un servizio che offre con cadenza mensile previsioni in riferimento all'andamento della domanda di energia e dei prezzi dei prodotti energetici. Il PEP aiuta a cogliere opportunità derivanti dalle liberalizzazioni dei mercati energetici ed è inoltre fondamentale in riferimento alla gestione del rischio connesso alla variabilità dei prezzi che caratterizza il settore.⁹

Per terminare il discorso sui principali enti operanti in Italia, è doveroso citare l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA). Questo organismo è un ente di diritto pubblico istituito a partire dal 1952. Inizialmente nacque, sotto il nome di Comitato Nazionale per le Ricerche Nucleari (CNRN), come un reparto del Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR). Dopo una serie di cambiamenti strutturali questo ente si trasforma nel 1982 nel comitato nazionale per la ricerca e lo sviluppo dell'Energia Nucleare e delle Energie Alternative (ENEA) e da quel momento, oltre che di energia nucleare si occupa anche di fonti rinnovabili e dell'uso razionale dell'energia e del suo impatto sull'ambiente. A seguito del disastro nella centrale elettronucleare di Chernobyl, il 26 aprile 1986, venne istituito in Italia un referendum che portò all'abbandono dell'intero programma nucleare italiano. Questo provvedimento causò, tra l'altro, la chiusura degli impianti ENEA di ricerca sul ciclo del combustibile nucleare. L'abbandono delle attività di ricerca sul nucleare e la chiusura dei suddetti impianti, portano nel 1991 ad una nuova legge di riforma dell'Ente (Legge 282 del 25 agosto 1991) che porta alcune modifiche sostanziali. Innanzitutto l'acronimo ENEA passa ad indicare l'Ente

⁹ Si veda: Associazione italiana economisti dell'energia, AIEE, <http://www.aiee.it>

per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente. Dal punto di vista strutturale invece l'organizzazione viene suddivisa in tre dipartimenti per la ricerca:

- nel campo delle nuove tecnologie (Dipartimento Innovazione);
- nel campo dell'ambiente (Dipartimento Ambiente);
- nel campo dell'energia (Dipartimento Energia).

A partire dal decreto legislativo 36/1999, adottato dall'allora Governo di centro-sinistra (Prodi), una serie di leggi successive hanno modificato le finalità dell'ente.

Oggi ENEA, successivamente alla Legge 28 dicembre 2015 n. 221, si occupa dell'innovazione tecnologica e della prestazione di servizi avanzati alle imprese, ai cittadini e alla pubblica amministrazione. Come la stessa Agenzia si descrive¹⁰: *“ENEA dispone di personale altamente qualificato, laboratori avanzati, impianti sperimentali e strumentazioni di eccellenza per la realizzazione di progetti, studi, prove, valutazioni, analisi e servizi di formazione con particolare riferimento all'innovazione di prodotto e di processo e alla valorizzazione dei risultati per contribuire allo sviluppo e alla competitività del Sistema Paese.”* Questa organizzazione si occupa principalmente di tecnologie energetiche e delle sue fonti rinnovabili, accumuli e reti intelligenti; della fusione nucleare e la sicurezza; dell'efficienza energetica (con la collaborazione dell'Agenzia Nazionale per l'efficienza); delle tecnologie per il patrimonio culturale.

Parte integrante di questo ente è l'Agenzia Nazionale Efficienza energetica. L'Agenzia offre supporto tecnico scientifico alle aziende, supporta la pubblica amministrazione in riferimento alle politiche energetiche nazionali e promuove campagne di formazione e informazione della cultura dell'efficienza energetica.

¹⁰ Si veda: ENEA, *Chi siamo*, <http://www.enea.it/it/enea/chi-siamo>.

1.3. Alcune classificazioni.

Uno dei principali ruoli dell’Autorità, come affermato in precedenza, è quello della regolamentazione tariffaria. A partire dai dati contabili, il regolatore, deve riuscire ad individuare un valido modello tariffario. La tariffa individuata potrà essere di due tipologie a seconda del grado di coattività¹¹:

- obbligatoria: viene individuata in base ai costi riconosciuti nel settore, può avere una valenza a livello nazionale o limitatamente ad un’area e va ad individuare i ricavi effettivi;
- di riferimento: individuata, invece, facendo riferimento ai costi riconosciuti alle imprese, ha una valenza individuale e costituisce un vincolo ai ricavi.

Nel procedere con la sua attività, l’Autorità deve osservare degli elementi chiave necessari per l’individuazione di un valido meccanismo regolatore¹²:

- l’informazione: al regolatore viene posto un problema di asimmetria informativa in riferimento ai costi del servizio e alle effettive possibilità di efficientamento, dato dalla presenza di informazioni private presso le imprese;
- l’allocazione dei rischi: riguarda la decisione per il regolatore da effettuare in riferimento all’allocazione dei rischi esogeni tra imprese regolate e utenti del servizio;
- la discrezionalità: in riferimento alle scelte regolatorie, l’Autorità può utilizzare una pluralità di soluzioni che possono spaziare tra due estremi. Il primo riguarda quelle di contratto completo, in cui la discrezionalità viene

¹¹ Si veda: *Regolazione delle infrastrutture energy, Distribuzione energia elettrica e gas, Utilitalia.*

¹² Si veda: “*Applicazione dell’approccio Totex nel settore elettrico*”, Documento per la consultazione 683/2017/R/eel, ARERA.

limitata al massimo, essendo tutto prestabilito; il secondo, invece, il caso in cui il regolatore non abbia alcun vincolo sul come utilizzare le informazioni;

- la delega delle decisioni: queste, infatti, possono essere delegate agli operatori a seconda delle diverse modalità di allocazione dei rischi;
- l'orizzonte temporale: che può configurare contratti di lungo o di breve termine.

I meccanismi di regolazione si differenziano tra di loro per il modo in cui questi elementi sono diversamente utilizzati. I modelli applicati possono essere classificati a seconda delle diverse combinazioni degli elementi individuati. La classificazione comprende due diverse tipologie di modelli fondamentali:

1. modelli *ex-ante*: sono quelli in cui i riconoscimenti tariffari alle imprese regolate dipendono dalle previsioni di spesa formulate *ex-ante*. In questi il costo effettivamente sostenuto dalle imprese non incide in maniera diretta sui riconoscimenti tariffari. Questa tipologia di regolazione è caratterizzata da un più elevato grado di delega nelle scelte di investimento;
2. modelli *ex-post*: sono quelli in cui i riconoscimenti tariffari alle imprese regolate si basano sui costi effettivamente, determinati *ex-post*. Questa tipologia è caratterizzata da un basso grado di delega e le scelte di investimento sono sottoposte a verifica e approvazione da parte del regolatore o di enti centrali.

L'esempio tipico di regolazione *ex-post* è rappresentato dai modelli *rate-of-return*. Questi sono schemi *cost based*, disegnati a partire dai costi effettivamente sostenuti dall'impresa. Sono costruiti in modo da garantire un tasso di remunerazione del capitale certo e predeterminato. Una volta definita una misura dei costi sostenuti dall'impresa si calcola il corrispondente livello di ricavi ammissibili secondo la seguente formula:

$$W_{pre-tax,p,s}^{real} = Ke_{p,s}^{real} * \frac{(1 - g_{p,s})}{(1 - T_p)} + Kd_p^{real} * \frac{g_{p,s} * (1 - tc_p)}{(1 - T_p)} + F_{p,s}$$

Attraverso questa tipologia di schema di regolazione viene ridotto il rischio d'impresa e conseguentemente il costo del capitale. Per tale motivo, i *cost based* sono modelli adatti quando gli investimenti in infrastrutture hanno un ruolo fondamentale. D'altra parte, però, questi presentano degli evidenti svantaggi: forniscono, infatti, deboli incentivi a migliorare l'efficienza dei processi e possono portare al rischio di sovrainvestimento.

I modelli di tipo *price-cap* sono invece il principale esempio di regolazione *ex-ante*. In questi vi è la presenza di un algoritmo che definisce il massimo prezzo ammesso per un dato servizio offerto. Il prezzo è individuato partendo da quello dell'anno precedente e viene poi aggiustato verso l'alto utilizzando, come indicatore, il tasso di inflazione o più propriamente l'indice dei prezzi al consumo. Successivamente viene poi ridotto di una percentuale (*X-factor*) relativa ai miglioramenti di produttività e associate a riduzioni di costo attese. In questo modo è definito un andamento dei costi a prescindere dall'effettivo livello che questi seguiranno. Questi modelli permettono di trattenere nella forma di profitti le riduzioni di costo. Per questo vengono utilizzati quando si vogliono regolare le attività in cui l'efficienza e la riduzione dei costi sono importanti. A questo vantaggio corrispondono alcuni punti negativi; in particolare essi forniscono deboli incentivi al miglioramento della qualità, il costo del capitale risulta essere più elevato e portano un rischio di comportamento opportunistico da parte degli operatori rappresentato dall'opportunità di riconoscere un livello di costi superiori ad inizio periodo, per poi abbatterlo negli anni successivi (*cost padding*).

1.4. Evoluzione storica del modello tariffario in Italia.

Il modello di regolamentazione attualmente utilizzato è frutto di un lungo processo di evoluzione. Diversi fattori spingono infatti l’Autorità a rivedere lo schema utilizzato. Questi elementi vengono individuati come *driver* del cambiamento, vanno a modificare il ruolo per le imprese distributrici e si dividono in due gruppi principali:

- obiettivi di politica energetica UE (*Green Package*): riguardano le emissioni di CO₂, l’efficienza energetica e le fonti rinnovabili;
- sviluppo tecnologico: riguarda l’individuazione di una rete intelligente o di una corretta modalità di misurazione.

Questi cambiamenti hanno richiesto da parte dei regolatori infrastrutturali una rivalutazione dei modelli di regolazione offerti al fine di individuare soluzioni che consentano di armonizzare lo sviluppo delle infrastrutture, in osservanza anche agli obiettivi di decarbonizzazione dell’energia, e le esigenze, a beneficio degli utenti di economicità ed efficienza.

I rapidi cambiamenti hanno reso superati i modelli di regolazione tariffaria fondati unicamente sul costo sostenuto per la realizzazione delle infrastrutture (*modelli RAB-based*) e richiedono invece l’adozione di approcci basati sul valore del servizio reso (*modelli Totex*).

Precedentemente, in Italia, era utilizzato uno schema di regolazione che si basava solamente sul costo del servizio. I costi presi in considerazione sono di due tipologie: Opex e Capex. I costi Opex (Operating Expense) sono quelli sostenuti per gestire un prodotto, business o sistema, ovvero costi operativi e di gestione. Quelli Capex (Capital Expenditure) sono i costi utilizzati per

sviluppare e fornire assets durevoli¹³: rappresentano quindi l'ammontare di flusso di cassa utilizzato dalla società per mantenere o implementare le proprie immobilizzazioni come edifici, terreni e impianti. Un basso utilizzo di costi Capex potrebbe essere indice di un livello insufficiente di investimenti. Questa tipologia di costi, ai fini fiscali, non può essere dedotta nell'anno in cui è sostenuta, ma va capitalizzata.

Un punto di congiuntura fondamentale nella storia dell'evoluzione del sistema tariffario italiano è rappresentato dal fenomeno della liberalizzazione. Con questa previsione vi è la nascita delle borse che va a dimostrare la tendenza dell'energia elettrica a trasformarsi in una *commodity* al pari di altri prodotti già da tempo scambiati su mercati internazionali. Nella borsa tutti gli impianti vengono remunerati in ogni periodo di tempo allo stesso prezzo, pari al costo marginale di sistema. Attraverso la creazione della borsa si attua il passaggio fondamentale dall'utilizzo di prezzi monopolistici all'utilizzo del prezzo marginale. La funzione principale di questa previsione è, infatti, proprio quella di fornire un prezzo che rifletta i costi marginali di produzione e che funga da riferimento per tutte le transazioni effettuate sul mercato. Nei sistemi liberalizzati vi è la possibilità di individuare la funzione della gestione del mercato che viene svolta dal Gestore del mercato che *“gestisce una o più borse per la programmazione a breve termine della produzione (mercato giornaliero o infragiornaliero), amministra il sistema di determinazione del prezzo (assistito in genere da un complesso software) e raccoglie le offerte sul mercato, determinando in base alle regole vigenti le curve aggregate di domanda e di offerta.”*¹⁴ In questa tipologia di sistemi, il prezzo di equilibrio viene determinato *ex ante* e si rende quindi necessario introdurre meccanismi

¹³ Si veda: articolo Sole 24 ore, “Opex e Capex”, <https://argomenti.ilsole24ore.com/parolechiave/opex-e-capex.html>.

¹⁴ Si veda: La liberalizzazione del mercato, L'organizzazione del mercato elettrico nei paesi liberalizzati, AERA. https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/00/cap2400.pdf

di bilanciamento per garantire la corrispondenza tra le quantità determinate nel mercato forward e la domanda effettiva. Si possono quindi distinguere “*sistemi di tariffazione uniformi, in cui il prezzo è uguale in tutti i nodi della rete, sistemi zonali, in cui i prezzi differiscono per grandi aree geografiche che raggruppano diversi nodi, e sistemi nodali, in cui i prezzi denominati locational marginal price sono differenziati per ogni nodo, riflettendo il costo delle perdite e degli eventuali costi di gestione. In quest’ultimo caso e parzialmente nel precedente, i costi di congestione sono posti a carico solo sulle transazioni che ne sono causa e non su tutti i consumatori come nel caso di uniform pricing.*”¹⁵

A partire dal 1990 si è preferito, in Europa, ridurre l’ampiezza della proprietà pubblica e privatizzare, introducendo autorità di regolamentazione, governative e specializzate con competenze settoriali.

Dall’anno 2000, la tipologia di regolazione utilizzata è stata quella definita *price cap*. In questo caso, si prendeva come obiettivo principale la qualità del servizio e il suo calcolo era basato sull’ammontare di output prodotto. Successivamente, dopo il 2008, venne preso in considerazione, oltre agli elementi già citati, l’utilizzo di un extra-WACC per alcuni investimenti specifici. Il WACC (Weighted Average Cost of Capital) è “*il tasso di rendimento minimo che un fornitore di risorse richiede come compensazione per il proprio contributo di capitale*”¹⁶. Il WACC viene solitamente calcolato attraverso la stima della media ponderata del costo del capitale. Nel 2012 si stabilì che gli incentivi per i nuovi investimenti fossero calcolati in base al livello di output e che fosse seguito un “progetto pilota” per supportare gli investimenti in innovazioni.

¹⁵ Si veda: *La liberalizzazione del mercato, L’organizzazione del mercato elettrico nei paesi liberalizzati*, ARERA. https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/00/cap2400.pdf

¹⁶ Si veda: *borsaitaliana.it, “Il costo medio ponderato” 15 Apr 2011.*

Si è progressivamente passati quindi da un modello di regolamentazione di tipo Rate of Return (ROR) a tipologie orientate maggiormente nei confronti della qualità del servizio.

Il ROR è una modalità tariffaria completamente cost based in cui i prezzi sono stabiliti in modo che i ricavi generati siano in grado di coprire i costi operativi stimati dall'impresa e siano in grado di garantire un ragionevole tasso di profitto per l'impresa. Tra regolatore e gestore avviene una contrattazione il cui oggetto sta nel livello di capitale investito, nel tasso di ammortamento e nel saggio di rendimento. Il metodo in questione ha come obiettivo principale quello di porre un limite al saggio di rendimento sul capitale investito nell'impresa: quando il tasso effettivo supera quello concesso, il regolatore impone una riduzione tariffaria; quando invece è inferiore il regolatore autorizza un aumento.



Figura 3: Evoluzione degli schemi di regolazione in Italia, Utilitalia.¹⁷

¹⁷ Utilitalia, "L'evoluzione degli schemi di regolazione in Italia".

Il metodo che ha sostituito il ROR è in Italia, ma anche nella maggior parte dei paesi industrializzati quello del price-cap. Questa modalità di procedimento consiste nell'individuazione di un prezzo massimo, inferiore a quello praticato in un monopolio non regolamentato. Il regolatore pone in questo caso un limite ai prezzi che l'impresa può praticare sul mercato tenendo conto della qualità del servizio offerto e del livello di output prodotto.

L'attuale sistema regolatorio prevede, in conclusione, il riconoscimento in tariffa di somme a copertura dei costi operativi sostenuti dall'operatore (Opex) e di un'equa remunerazione del capitale investito (Capex). Con il procedimento sopra descritto, si è arrivati ad un modello in cui i costi operativi riconosciuti da ARERA sono attualmente stabiliti attraverso il meccanismo del price-cap: questo procedimento avviene partendo dalla definizione su base annua delle tariffe in funzione del livello dell'anno precedente, del tasso di inflazione e del tasso di recupero dell'efficienza definito dal regolatore. Attraverso questo meccanismo quindi si permette al gestore di trattenere una parte dei recuperi di efficienza in eccesso rispetto a quanto definito *ex-ante*. Questo equilibrio porta ad un *profit-sharing* in grado di redistribuire in modo simmetrico i profitti fra le imprese e i consumatori. In tariffa sono previste delle somme che vanno a coprire i costi e una remunerazione regolata del capitale investito. La remunerazione è calcolata con la sommatoria di tre componenti:

- remunerazione del capitale investito ($Rab \times WACC^2$);
- costi di utilizzo del capitale investito (ammortamenti);
- copertura dei costi operativi sostenuti (Opex).

2. Il mercato energetico del Regno Unito e riferimenti al sistema Totex.

2.1. Accenni al contesto del settore energetico del Regno Unito.

È necessario, per una corretta analisi della metodologia Totex attuata in Inghilterra, fare riferimenti alla contestualizzazione storica che il settore energetico di questo paese ha affrontato nel corso degli ultimi anni.

La liberalizzazione e la privatizzazione dei mercati energetici nel Regno Unito hanno avuto inizio con il governo Margaret Thatcher negli anni '80. A partire dagli anni '90, la fornitura di elettricità e di gas ai consumatori finali è stata scorporata dal resto del settore. Al momento della privatizzazione, British Gas e un fornitore pubblico di elettricità (PES) detenevano un monopolio per la fornitura a tutti i consumatori nazionali di gas ed elettricità. Tra il 1996 e il 1999, i consumatori di energia hanno avuto progressivamente la possibilità di scegliere il proprio fornitore, ed infine, nel maggio 1998, il mercato interno del gas è stato completamente aperto alla concorrenza, seguito immediatamente dal mercato interno dell'elettricità nel maggio del 1999. Nel 2000 è stato istituito *“the Social*

Action Strategy review group". Nell'aprile 2004, Ofgem ha pubblicato un'importante revisione della situazione della concorrenza dei mercati nazionali dell'approvvigionamento energetico, concludendo che la concorrenza dell'offerta aveva portato dei vantaggi sostanziali a tutti i consumatori.

Il processo di liberalizzazione che si è sviluppato nel Regno Unito ha portato ad una sostituzione progressiva dei monopoli di stato da parte di vari operatori e di mercati concorrenti che hanno permesso una sempre maggiore libertà di scelta per i consumatori finali. Le aziende che operano in questo settore si trovano ad agire in situazioni di monopolio naturale e pertanto i prezzi di queste compagnie devono essere necessariamente regolamentate dalle autorità. L'indicazione delle varie tariffe è frutto di una negoziazione che si ha tra le società e i soggetti regolatori. Le aziende, da parte loro, cercano di massimizzare i ricavi, l'Autorità ha invece il compito di minimizzare il prezzo che i consumatori dovranno pagare pur mantenendo certi livelli di efficienza e di sicurezza del servizio. Questa negoziazione si basa su una inevitabile asimmetria informativa che penalizza il soggetto regolatore nei confronti delle aziende: queste ultime infatti possono contare su una maggiore conoscenza dei costi che loro stesso sostengono. Questa inevitabile caratteristica di asimmetria informativa può portare ad un rischio per cui le società raggiungano profitti eccessivi a scapito dei consumatori finali che si trovano a pagare alti prezzi ingiustificati.

Un particolare riferimento in questa sede è da indirizzare alla notevole importanza che viene riconosciuta all'energia rinnovabile nel Regno Unito. Nell'anno 2017, secondo i dati riportati dal sito "*MyGridGB*"¹⁸, le fonti rinnovabili hanno prodotto energia elettrica tre volte superiore a quella delle centrali fossili. Il perseguimento di questo obiettivo è accompagnato dal conseguimento di ulteriori successi: il

¹⁸ Si veda: *2017 versus 2016, MYGRIDGB*, <https://www.mygridgb.co.uk/blog-2017-versus-2016/>.

record della produzione di energia fotovoltaica ed un marcato ribasso dei costi dei nuovi impianti *off-shore* basati sull'energia eolica.

Per il futuro viene previsto dal Governo della Gran Bretagna la chiusura delle centrali a carbone entro il 2025 se queste non saranno dotate, entro questo termine, di tecnologia indirizzata allo stoccaggio permanente delle proprie emissioni di CO₂.

Il settore energetico Inglese è uno dei più importanti del panorama mondiale: è dotato di una lunga tradizione, di un livello di fondi importante ed è riconosciuto come uno tra i migliori in riferimento al grado di efficienza.¹⁹

2.2. Enti principali nel settore energetico inglese.

Come analizzato precedentemente al capitolo 1 in riferimento al caso italiano, anche nel Regno Unito vi è un'Autorità che ha il compito di regolamentare il settore energetico. Questo ente è chiamato "*Ofgem*" ed è formalmente definito come un dipartimento governativo non ministeriale ed un'autorità nazionale di regolamentazione indipendente, riconosciuta dalla UE.²⁰ Il lavoro di Ofgem è

¹⁹ Si veda: *International Energy Efficiency Scorecard, American Council for an Energy-Efficient Economy*, <http://enertic.org/imgfiles/enerTIC/2016/Contenidos/20160-aceee-2016-international-energy-efficiency-scorecard.pdf>.

²⁰ Si veda: *Who we are, Ofgem*, <https://www.ofgem.gov.uk/about-us/who-we-are>.

rivolto alla protezione degli interessi dei consumatori, attuali e futuri, dell'elettricità e del gas. Per raggiungere questo obiettivo l'Autorità si impegna a: promuovere la sicurezza del servizio e la sostenibilità per le generazioni di consumatori presenti e future, domestici o industriali; attuare la supervisione e lo sviluppo dei mercati e della concorrenza; lavorare in maniera efficace ma indipendente con il governo in riferimento all'industria energetica in un quadro giuridico determinato dalle regole del governo nazionale e dell'Unione europea. L'attività di Ofgem è volta inoltre al perseguimento di una trasparenza nel proprio lavoro in qualsiasi momento e all'offerta di opportunità di consultazione complete e tempestive per le parti interessate. In riferimento al finanziamento questo ente copre i propri costi con le retribuzioni da parte delle società che questo regola: i licenziatari devono pagare un canone annuale che è utilizzato per coprire i costi. La situazione anglosassone è differente da quella italiana: Ofgem è a sua volta governata da un altro ente. Questo è "*the Gas and Electricity Markets Authority*" (*GEMA*): questa organizzazione è composta da membri esecutivi e non esecutivi e da un presidente non esecutivo. I membri non esecutivi apportano esperienza e competenze in diversi settori:

- industria;
- economia;
- politica dei consumatori e sociale;
- finanza e investimenti;
- questioni energetiche europee.

GEMA è l'organo direttivo di Ofgem e il suo scopo è quello di garantire che tutti i consumatori possano ottenere una buona qualità del servizio nel settore dell'energia. Per raggiungere questo obiettivo, l'Autorità, determina la strategia, definisce le priorità politiche e prende decisioni su una vasta gamma di questioni normative, compresi i controlli sui prezzi e l'applicazione. GEMA inoltre si

preoccupa affinché Ofgem possa operare come una organizzazione efficiente, guidata da personale qualificato e dotato di poteri, a cui è permesso di agire in maniera rapida, prevedibili ed efficace nell'interesse del consumatore. I membri dell'Autorità sono nominati dal Segretario di Stato presso “*the Department for Business, Energy and Industrial Strategy*”. I poteri e i doveri dell'Autorità sono ampiamente previsti dallo statuto (come la legge sul gas del 1986, la legge sull'elettricità del 1989, la legge sui servizi pubblici 2000, la legge sulla concorrenza 1998, l'atto sulle imprese del 2002 e gli atti energetici del 2004, 2008, 2010 e 2011) nonché la normativa comunitaria europea in materia di regolamentazione dell'energia. GEMA si riunisce almeno dieci volte all'anno, di solito ogni mese tranne in quello di gennaio e di agosto.

Ad affiancarsi ad Ofgem, vi è un ulteriore ente (“*The Water Services Regulation Authority*”, *Ofwat*) che è definito come un dipartimento governativo non ministeriale. Questa organizzazione si occupa di regolare il settore idrico e fognario in Inghilterra e in Galles ed ha la responsabilità di garantire che le società regolate offrano ai consumatori una buona qualità e un servizio efficiente ad un prezzo equo.

È utile, in questa sede, citare una delle più importanti società di distribuzione nel settore energetico del Regno Unito: “*Western Power Distribution*”, WPD. Questa azienda è stata la vincitrice del *fast-tracking* (v. *infra* Cap. 2, par. 3) durante la compilazione del business plan per RII0-ED1, andando a consultare un numero di circa 4200 stakeholder. Western Power Distribution è l'identità commerciale di varie società di distribuzione di energia elettrica: il WPD South West (che opera nel sud-ovest dell'Inghilterra), il WPD South Wales (che opera nel Galles meridionale) e il WPD Midlands (che opera nelle Midlands orientali e nelle West Midlands). Tutte le società agiscono come gestori di reti di distribuzione per le rispettive regioni e sono registrate a Bristol, in Inghilterra. Western Power

Distribution serve attualmente circa 7,7 milioni di clienti nelle sue aree di distribuzione combinate.

2.3. Applicazione della metodologia Totex: caso Regno Unito.

In riferimento al sistema tariffario, è fondamentale analizzare il caso sviluppatosi nel Regno Unito: la metodologia Totex applicata da Ofgem è infatti il punto di partenza per il modello che dovrà essere sviluppato in Italia dall’Autorità. In Inghilterra questa metodologia è stata introdotta per la prima volta da Ofgem nel periodo regolatorio 2010-2015 nel campo della distribuzione dell’energia elettrica. Precedentemente al sistema Totex era stata utilizzata, a partire dalla privatizzazione, una modalità conosciuta come “*RPI-X regulation*”. Con il passare del tempo e le varie modificazioni storiche del sistema, il costrutto fondamentale del sistema regolatorio è rimasto sempre lo stesso.

Oggi il Totex si trova ad essere utilizzata in vari settori ed è ancora in fase di ultimazione:

- settore dell’acqua: entrata in funzione del meccanismo nel 2015, completamento del suo sviluppo previsto entro il 2020;
- settore dell’elettricità: 2015-2023;
- settore del gas: 2013-2021;

- settore della trasmissione del gas e dell'energia elettrica: 2013-2021.

Come si può notare il sistema basato sulla spesa complessiva non è stato utilizzato soltanto da Ofgem, in riferimento al settore elettrico, ma anche da Ofwat, l'Autorità che regola il settore idrico in Inghilterra e in Galles.

Nel passaggio verificatosi per la revisione della “RPI-X regulation” sono intervenuti una serie di soggetti che hanno avuto, ciascuno di questi, dei compiti specifici:

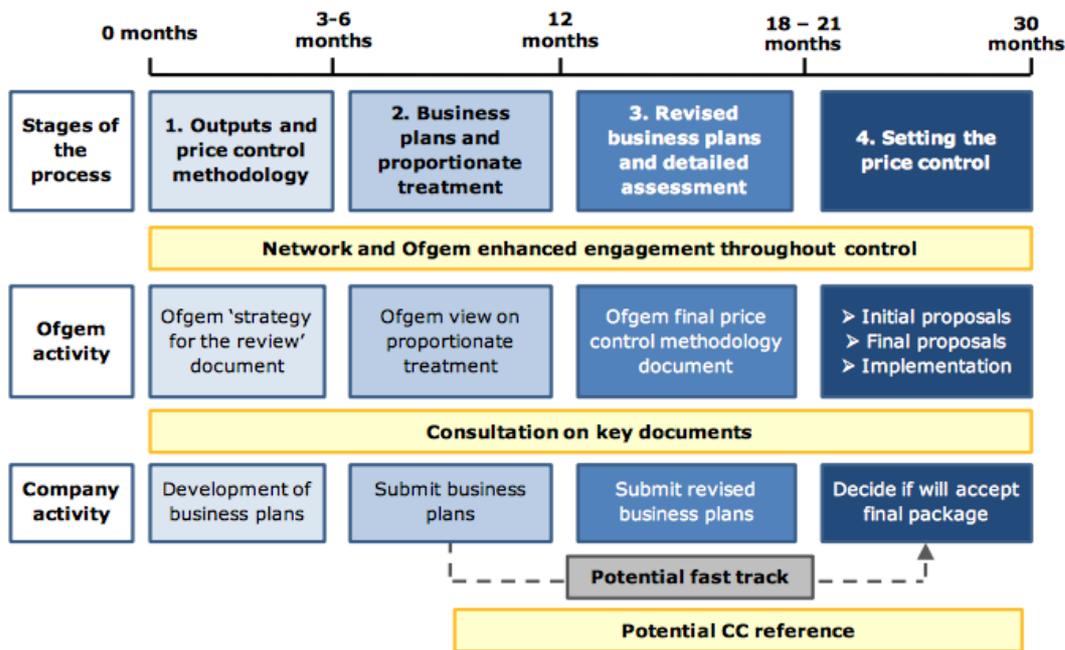


Figura 4: Overview of the process and indicative timings of a price review, Ofgem.²¹

In una prima fase, “Stage 1”, vi è stata la determinazione degli output e della metodologia del controllo del prezzo. L’obiettivo principale di questa prima fase è quello di impostare un calendario per la revisione, comprendere le questioni chiave e stabilire i risultati da fornire e i parametri per il controllo dei prezzi, coinvolgendo tutti gli interessati. Questa prima fase ha fine con la pubblicazione di un documento, “Strategy for the review”, che fornirà alle società di rete

²¹ Si veda: “Overview of the process and indicative timings of a price review”. Handbook for implementing the RIIO model, Stages of the price control review process, ofgem, <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51871/riiohandbookpdf>.

informazioni per sviluppare i loro piani aziendali, compresi i risultati che devono fornire. Il processo è ben descritto nella seguente figura:

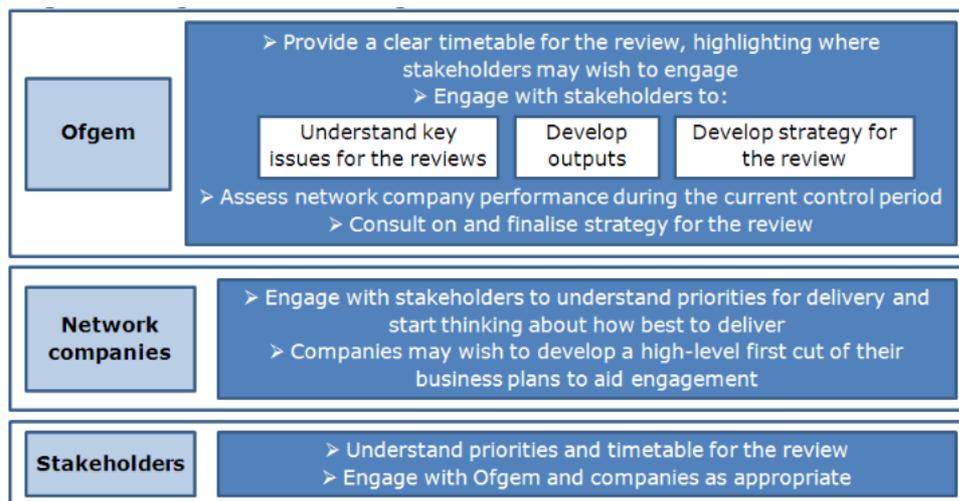


Figura 5: Who is doing what, Ofgem.²²

Successivamente si è passati allo “*Stage 2*”, con cui si sono analizzati i business plan delle aziende. È stato concesso un certo periodo di tempo alle società per sviluppare i propri business plan correttamente giustificati, basati sui parametri definiti dal documento “*Strategy for the review*”. In questa fase Ofgem svolge alcune funzioni principali: continua il lavoro sulle metriche di output primarie; svolge una prima analisi dei piani aziendali che coinvolgono i vari stakeholder, le performance passate e il benchmarking dei costi totali; pubblica un giudizio sulla valutazione proporzionale delle aziende; infine propone delle direttive definitive per tutte le società di rete che sono monitorate rapidamente.

Nella terza fase vi è una revisione dei business plan e una revisione dettagliata (in riferimento a questa fase v. *infra* Cap. II, par. 3).

Il lavoro si completa con il *setting* del price control. Durante questa fase l’Autorità sviluppa proposte iniziali e finali per le società di rete e la relativa redazione delle licenze. Ciò avviene in conformità con la metodologia di controllo dei prezzi

²² Si veda: “Who is doing what”, Handbook for implementing the RIIO model, Stages of the price control review process, ofgem, <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51871/riiohandbookpdf>.

finale, per fornire trasparenza sul modo in cui le proposte saranno implementate. Non è più possibile in questa fase, per le aziende, modificare i propri dati né, per l'Autorità, cambiare la metodologia di riferimento.

Con l'affacciarsi dell'utilizzo del sistema Totex viene superato l'approccio Rab-Opex precedentemente in uso nell'ambito delle attività regolate. Questo passaggio si ha principalmente con l'individuazione di un obiettivo comune di avere un controllo maggiore sulla spesa dei gestori e di dare un nuovo slancio agli investimenti necessari per modernizzare il sistema delle infrastrutture britannico. Nel campo dell'elettricità il sistema Totex è stato attuato con l'utilizzo del modello RIIO-ED1 (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs). Questa organizzazione si basa su un sistema di controllo dei prezzi ed ha lo scopo di fissare i ricavi per i 14 gestori britannici autorizzati alla distribuzione dell'energia. Il RIIO-ED1 trova un periodo di applicazione di circa otto anni, dall'1 aprile 2015 al 31 marzo 2023. Questo è stato strutturato in modo da incentivare i *Distribution Network Operators* (DNO), migliorando in particolare la propria gestione in termini di efficienza e di efficacia degli investimenti. Oltre alla protezione degli interessi dei DNO, con la nuova metodologia si sta cercando di porre la propria attenzione in termini di salvaguardia ambientale, attraverso incentivi a ridurre le emissioni di carbonio, e in riferimento ad un maggior coinvolgimento degli stakeholder e degli utenti finali nel processo di *decision-making* dell'azienda.²³

La decisione di utilizzare una nuova metodologia nasce da alcune critiche portate a quella precedente. I costi riconosciuti in precedenza erano di tre tipologie: remunerazione del capitale investito ($Rab \times WACC^2$), costi riguardanti l'utilizzo del capitale investito (ammortamenti), la copertura dei costi operativi sostenuti (Opex). Questo tipo di regolazione può determinare varie distorsioni. Nel Regno Unito si è provato ad adottare una regolazione diversa. L'interesse principale è

²³ Si veda: *Quaderni REF Ricerche, Totex: alla ricerca di un nuovo paradigma nei settori a rete. Capitolo 2, Introduzione.*

quello di stabilire un costo per un servizio annuo, individuando una spesa totale, e lasciare all'operatore la libertà di spesa: l'ente ha la facoltà quindi di decidere come spendere questa somma utilizzandola, ad esempio, per le spese operative o, viceversa, per aumentare gli investimenti in infrastrutture. Un caso molto comune, infatti, è di trovarsi di fronte ad infrastrutture datate che hanno raggiunto la fine della propria vita utile. In riferimento a queste situazioni è rimandata alla facoltà dell'operatore la decisione di utilizzare parte della propria spesa per effettuare manutenzioni indirizzate ad incrementare la vita utile del complesso oppure ad utilizzare il denaro disponibile per investire in nuove infrastrutture. La decisione è quindi rimandata ad un'analisi dell'ente stesso che, attraverso varie analisi, va a ponderare i costi e i benefici dell'una e dell'altra situazione: spesso può succedere, infatti, che la costruzione di una nuova struttura sia fortemente conveniente a causa dei forti costi di manutenzione richiesti da quella precedente.

Questo tipo di decisioni che, attraverso l'attuazione di questa nuova modalità, sono di competenza decisionale dell'ente, è ideale che non sia distorta da un diverso trattamento dei costi. L'idea alla base dell'adozione della nuova metodologia tariffaria è quella di dare un riconoscimento monetario complessivo e di eliminare dalle decisioni dell'ente quella componente distorsiva in riferimento alle diverse trattazioni dei costi riconosciuti. In questo modo si potrebbe raggiungere una maggiore ottimizzazione delle scelte manageriali di gestione delle reti e questa ottimizzazione dovrebbe essere trasferita gradualmente, come minor costi o miglior rapporto tra output ed input, ai consumatori.

Questo processo è molto articolato e si pensa possa avere una durata di circa trenta mesi. In questo periodo di tempo sono sviluppate varie consultazioni pubbliche. La consultazione è un momento fondamentale in quanto attraverso questa gli stakeholder riescono ad avere un quadro completo della situazione.

Inizialmente il gestore deve dichiarare quali sono i suoi obiettivi, deve individuare delle metriche che consentano ad esso stesso e, in generale, agli stakeholder di qualificare il proprio operato in termini di qualità dei servizi offerti, di trasparenza, di misure concrete in riferimento ad alcune variabili quali la capacità, il trasporto.

L'attuazione di una tale metodologia così progettata può avere applicazioni diverse in osservanza alle caratteristiche iniziali del settore energetico di riferimento. Il caso britannico, ad esempio, era caratterizzato da una buona efficacia ed efficienza ma aveva ancora alcune grosse esigenze: disomogeneità di capacità distributiva tra le regioni del Nord e quelle del Sud del paese e difficoltà riguardanti le connessioni, in particolare in riferimento ai campi eolici *off-shore*. Con tale espressione si va ad individuare una tipologia di impianto installata ad una certa distanza, nell'ordine di alcune miglia, dalla costa dei mari o dei laghi in modo tale da utilizzare più efficacemente la forte esposizione alle correnti di queste zone. Nel caso del Regno Unito, in particolare, è previsto un progetto attraverso cui entro il 2020 vi dovrà essere un'estensione dell'utilizzo dei generatori *off-shore* tale da riuscire a produrre abbastanza corrente elettrica da alimentare le utenze domestiche.

Dopo una prima consultazione indirizzata ad individuare le metriche di misurazione dell'operato da parte del gestore, si passa all'individuazione di alcuni target obiettivo: questi possono essere di svariate tipologie quali ad esempio l'aumento della capacità produttiva o il miglioramento dell'efficienza in determinati punti critici della gestione.

Successivamente si passa alla presentazione, da parte del concessionario di un *business plan* molto articolato e trasparente che riporti quali sono le azioni che intende effettuare a fronte degli obiettivi preposti; ad esempio: individuazione di nuovi investimenti e della tipologia di manutenzione da adottare. È necessario, in

questa sede, analizzare come questa criticità sia stata affrontata da Ofgem in Gran Bretagna. Il procedimento può essere diviso in quattro fasi successive:

- in un primo momento al regolatore vengono sottoposti i *business plan* dai gestori. L'autorità regolatrice ne analizza la conformità con i requisiti richiesti ed effettua un'analisi preliminare sui costi stimati dalle aziende.
- Una volta effettuate queste analisi si applicano delle procedure di normalizzazione sulle stime di spesa in modo tale da armonizzare le differenze di costo causate da fattori esogeni al gestore. Il motivo più importante di distorsioni che dovrà poi essere eliminata è quella relativa all'operare in diverse aree territoriali. Ciò porta delle stime di costi differenti causate da vari motivi tra cui: la conformazione del territorio, la densità della popolazione e il costo del lavoro.
- Successivamente si attua un'analisi comparata della spesa complessiva. Per effettuare tale procedimento possono essere utilizzati tre approcci differenti: due metodologie *top-down* ed una metodologia disaggregata dei costi. I processi *top-down* si basano su analisi econometriche che includono *driver* di costo quali ad esempio: il numero dei clienti, la lunghezza della rete e le unità distribuite e l'analisi disaggregata dei costi. Le due tipologie di analisi *top-down* differiscono tra loro principalmente per il peso assegnato al loro interno alla parte riguardante l'analisi disaggregata dei costi: vi è un metodo definito "combinato" che assegna a quest'ultima una quota del 75% ed un approccio "*slow-track*" che le assegna un peso del 50%. La metodologia dell'analisi disaggregata dei costi, invece, ha due vantaggi principali: permette di considerare un numero più elevato di elementi di analisi e va ad eliminare una caratteristica distorsiva delle analisi *top-down* e cioè quella di essere eccessivamente ottimistica.
- Una volta effettuate e riviste le analisi dei costi vengono utilizzate per attuare una previsione di un sentiero di spesa richiesto da Ofgem nel periodo regolatorio di riferimento. L'Autorità definisce infine il livello ottimale del Totex

(“*upper quartile leve*”), a cui compara i dati normalizzati dei costi pesati al 75% sulle stime di Ofgem e al 25% su quelle dei *Distribution Network Operators* (DNO).

La prima parte relativa all’analisi del *business plan* fornito dal gestore è di una fondamentale importanza. Nel corso di questo primo processo ad Ofgem è affidato il compito di verificare se il documento è ben giustificato e, quindi, se il sentiero di spesa dell’azienda è allineato con quello calcolato dall’Autorità. Se il documento risponde a tutti i requisiti stabiliti dal regolatore il processo di controllo dei prezzi viene abbreviato e il regolatore accetta anticipatamente il *business plan*: è questo il caso del cosiddetto *fast-tracking* che permette all’azienda di ottenere benefici economici come ad esempio il riconoscimento di un extra-ricavo che può arrivare fino al 2,5% annuo del Totex, e riconoscimenti sulla reputazione dell’ente stesso.

Per essere considerato valido, un *business plan* deve presentare cinque requisiti fondamentali:

- Durante la sua compilazione devono essere consultati i vari *stakeholder*. Il processo di consultazione solitamente prevede tre fasi: l’identificazione; la consultazione (*stricto sensu*) che avviene con interviste, *workshop* e *focus group*; la definizione degli impegni presi.
- Deve osservare le garanzie richieste da Ofgem in merito alla comparabilità fra i gestori. Le spese rappresentate nella stima dei costi devono essere adeguatamente giustificate attraverso delle analisi costi-benefici.
- Nella previsione della spesa deve osservare le direttive emanate dal Ministero dell’energia britannico. Dovranno quindi essere allegati una stima sui costi e sui volumi di output erogati tenendo conto degli obiettivi di *low carbon penetration* elaborati dal Ministero dell’energia e da raggiungere entro il 2030. Per raggiungere questi Ofgem richiede ai gestori di utilizzare misuratori

elettronici in modo tale da avere strumenti efficaci di monitoraggio dei consumi e di essere flessibili al punto tale di adeguarsi ai vari scenari possibili.

- Deve dimostrare l'utilizzo delle *smart grid*. Queste ultime sono definite come “reti intelligenti” e sono caratterizzate dall'utilizzo contemporaneo di una rete di distribuzione elettrica e di una rete di informazione in modo tale da ottimizzare la gestione della rete sotto vari aspetti. Attraverso l'utilizzo di questa metodologia vi è un miglioramento generale della qualità della distribuzione, ma in particolare l'obiettivo principale è quello di riuscire a trasferire l'energia da pochi generatori a un grande numero di utenti. È richiesta dalla stessa Autorità l'installazione di misuratori elettronici e l'utilizzo dei dati forniti da questi per ottimizzare la produzione e la distribuzione. Durante il processo di valutazione della spesa, avvengono una analisi qualitativa sull'utilizzo delle *smart grid* e una verifica sul corretto utilizzo dei dati prodotti: in particolare è richiesto da Ofgem, che i benefici apportate dall'utilizzo di questo sistema siano maggiori del costo di questa tecnologia.
- È necessario infine che il progetto contenuto nel *business plan* sia convalidato da un giudizio esterno, in particolare attraverso l'attuazione di analisi costi-benefici e di indagini di mercato.²⁴

Alla fine di questo lungo processo consultivo, il regolatore approva un piano ed affida la concessione ad un gestore. In questo modo ci si viene a trovare davanti ad un progetto caratterizzato dall'individuazione di un insieme di azioni, di un costo riconosciuto per il loro completamento e delle metriche per misurarne l'efficacia.

Nel corso del periodo regolatorio, il soggetto regolato riceve i finanziamenti necessari in base alle previsioni derivanti dalle varie consultazioni. La particolarità principale del finanziamento nel caso di utilizzo di un sistema Totex

²⁴ Si veda: *Quaderni REF Ricerche, Totex: alla ricerca di un nuovo paradigma nei settori a rete. Capitolo 2, Descrizione del modello e fasi.*

è quello della perdita di una differenziazione, in via di principio, tra la parte relativa agli Opex e quella relativa ai Capex. Nella spesa totale vengono ricompresi sia i costi sostenuti per gli investimenti che quelli operativi. Di questa spesa totale, l'Autorità stabilisce *ex ante* le modalità di restituzione: vi è un primo finanziamento riconosciuto a fronte mentre la parte rimanente verrà riconosciuta successivamente. L'ammontare non distribuito con il primo finanziamento verrà trattato, in pratica, come un investimento: questa somma va infatti a costituire effettivamente un debito del sistema nei confronti del soggetto regolato che verrà ripagato attraverso un rendimento del capitale investito e una quota di ammortamento. La suddivisione secondo tale schema del finanziamento si rende necessaria dalla volontà di non apportare delle ingenti modificazioni ai costi sostenuti periodicamente dai consumatori finali.

Questa parte di remunerazione è definita "remunerazione base". A questa vengono aggiunti successivamente degli incentivi "*on top*" che sono riconosciuti al soggetto regolato qualora questo riesca a raggiungere dei risultati particolari: raggiungimento di determinate performance o di determinati parametri. Gli incentivi possono essere sia positivi che negativi: positivi quando al soggetto viene riconosciuta una somma che va ad incrementare quella precedentemente ottenuta; negativi, quando in conseguenza al raggiungimento di parametri di demerito, al soggetto viene sottratta una quota di denaro per penalizzarlo della sua inefficienza.

Seguendo questo approccio ci si può ritrovare dinanzi a tre casistiche diverse: il soggetto regolato può spendere nel periodo regolatorio di riferimento una somma di denaro minore, maggiore o uguale rispetto a quella prevista. Nel primo caso il soggetto ha diritto, in riconoscenza della sua particolare efficienza, a vedersi riconosciuta una parte dell'ammontare risparmiato; in caso di pareggio non vi sono modificazioni della remunerazione; infine, nel caso di una spesa maggiore a quella prevista il concessionario si vede riconosciuta soltanto una piccola parte

della quota spesa in eccedenza alle previsioni. In quest'ultimo caso si intende incentivare l'efficienza attraverso un riconoscimento, seppur proporzionale, della spesa eccedente alle previsioni. Questo incentivo viene gestito tramite una matrice attraverso cui si può effettuare una *disclosure* trasparente dei costi effettivamente sostenuti dal concessionario.

Come riportato dal sito di Ofgem²⁵, ci sono tre tipologie di controllo del prezzo di tipo RIIO-1 (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs), che coprono quattro settori: RIIO-T1 è il controllo del prezzo per la trasmissione del gas e l'elettricità, RIIO-GD1 è quello per la distribuzione del gas ed infine RIIO-ED1 è quello per la distribuzione dell'elettricità. Ciascuna delle tipologie di controllo del prezzo adottate attualmente sono stabilite per un periodo di otto anni.

Più nello specifico, RIIO-T1 è la modalità adottata per la trasmissione elettrica ad alto voltaggio e la trasmissione del gas ad alta pressione che distribuiscono l'energia dalle centrali dove sono generate sull'intero territorio della Gran Bretagna. RIIO-T1 ha una durata di otto anni (dal 2013 al 2021) ed è il frutto di una evoluzione della precedente metodologia: nel marzo del 2008 fu proposta una prima revisione del precedente RPI-X che veniva utilizzato per regolare il gas e l'elettricità. Questa revisione era conosciuta come RPI-X@20 e si proponeva di regolare nel modo migliore possibile le sfide e le opportunità necessarie per rendere le reti del settore energetico sostenibili e a basse emissioni di carbonio. L'obiettivo principale dell'Autorità era quello di proteggere gli interessi presenti e futuri dei consumatori nei confronti del gas trasportato attraverso i condotti e dell'elettricità trasportata attraverso il sistema di distribuzione e trasmissione.²⁶ Il principale lavoro apportato dalla revisione RPI-X@20 è quello di migliorare la modalità di regolazione dei profitti che la rete di società del settore elettrico,

²⁵ Si veda: *Current network price controls (RIIO-1)*, ofgem, <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/current-network-price-controls-riio-1>.

²⁶ Si veda: *Handbook for implementing the RIIO model, Context*, ofgem, <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51871/riiohandbookpdf>.

operando in un contesto di monopolio, può conseguire con facilità, andando a garantire che le spese accessorie sopportate dai consumatori vadano a riflettere l'efficienza economica e del sistema di rete. Il motivo che ha portato ad una revisione del precedente lavoro è individuato nelle importanti sfide in termini di una necessità di passaggio ad una economia basata sul basso utilizzo del carbone e sul mantenimento della sicurezza nei servizi energetici.

Il sistema RIIO-T1 è costruito sulla base del precedente RPI-X@20 ma riesce a conciliare meglio le sfide sugli investimenti e sulle innovazioni. Per riuscire in questo obiettivo, questa nuova metodologia vede con enfasi gli incentivi necessari per guidare l'innovazione e il network di energia sostenibile.

In riferimento al RIIO-GD1, invece, questo è il primo controllo dei prezzi con modalità RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs). Attraverso questo sistema si definiscono i risultati che le otto reti di distribuzione del gas devono fornire ai loro consumatori e le entrate associate che sono autorizzati a raccogliere per il periodo di otto anni dall'1 aprile 2013 al 31 marzo 2021. Questo modello è progettato per generare benefici reali ai consumatori e fornisce alle aziende incentivi per aumentare le sfide legate alla realizzazione di un settore energetico a basse emissioni di carbonio con un buon rapporto qualità-prezzo per i clienti attuali e futuri.

Infine vi è il RIIO-ED1 che invece stabilisce il prezzo controllato degli output di cui hanno bisogno le quattordici imprese distributrici di energia elettrica. Questa tipologia di sistema sarà a breve riadattata prevedendo delle riforme principalmente in riferimento ai lavori di elettrificazione della linea ferroviaria di Western Power Distribution.

2.4. Critiche all'applicazione della nuova metodologia.

L'utilizzo del Totex è un processo tanto innovativo quanto complesso nella sua applicazione. La complessità di tale metodologia ha portato alla rilevazione di alcuni aspetti critici già nella sua prima applicazione nel settore energetico del Regno Unito.

Una prima critica è stata mossa dai vari *player* interessati nei confronti di Ofgem. Secondo l'opinione di questi soggetti l'Autorità non ha saputo analizzare correttamente l'ammontare della spesa effettiva sostenuta dai soggetti regolati. Gli enti regolati sono riusciti nel periodo regolatorio ad ottenere una somma consistente di profitti sui *saving*. Questa operazione sarebbe in teoria totalmente legittima, in corrispondenza con il meccanismo riportato precedentemente (v. *infra* cap. II, par. 3) e addirittura prevista dalla stessa Autorità. L'elemento patogeno a cui fanno riferimento le accuse è quello riguardante la modalità attraverso cui l'ente regolato è riuscito ad ottenere il profitto in questione. Il concessionario, nella casistica anglosassone, è infatti riuscito ad ottenere il riconoscimento di questo denaro non perché sia riuscito ad eseguire le operazioni concordate ad un costo inferiore a quello previsto ma perché si è visto riconoscere ugualmente un compenso anche non operando coerentemente ai parametri definiti preventivamente nel *business plan* proposto.

È lecito ritenere che questo elemento evidenziato dai vari *stakeholder* può essere la causa scaturente anche del rischio opposto: si può infatti verificare una ipotetica situazione in cui l'Autorità, comportandosi in maniera eccessivamente restrittiva, va ad individuare una spesa riconosciuta insufficiente. In questo caso allora una immediata risposta da parte del concessionario potrebbe essere, nella salvaguardia

dei propri interessi privati, quella di una avversione alla spesa andando in questo modo a disincentivare gli investimenti e le spese operative e di gestione.

Oltre a questo primo problema, vi è poi il rischio derivante dalla asimmetria informativa esistente tra società e soggetti regolatori (v. *infra* cap. II, par. 1). Questo elemento fa riferimento, come riportato in precedenza, ad una situazione inevitabile in cui le aziende conoscono naturalmente in maniera migliore i costi effettivi che queste sostengono rispetto all’Autorità. Tale situazione patologica ha portato ad un conseguimento da parte dei concessionari di una somma di circa £25 miliardi di profitti. Secondo i dati proposti da “Citizens Advice”, ente di beneficenza indipendente del Regno Unito che offre servizi di informazione e consulenza gratuiti a clienti con situazioni economiche o legali problematiche, circa £7,5 miliardi della somma precedente sono derivanti da extra-profitti che non sono giustificabili e non riflettono le performance offerte.²⁷ Le accuse mosse nei confronti di Ofgem da questo ente riguardano le differenze esistenti tra le previsioni e gli effettivi successivi comportamenti che questa ha messo in pratica nei confronti dei concessionari. In un primo momento l’Autorità aveva previsto un cospicuo profitto per le società che avessero raggiunto le performance migliori e una copertura dei soli costi sostenuti per pagare i propri debiti alle aziende peggiori. In realtà l’ente regolatorio è stato, secondo Citizens Advice, fin troppo generoso permettendo un utile medio per queste aziende del 10% e un utile minimo conseguito, anche per quelle che hanno conseguito performance negative, di un profitto del 7%. La concezione che tale ente indipendente di beneficenza ha nei confronti di Ofgem è emblematicamente contenuta nella seguente citazione: *“Energy networks are enjoying a multi-billion pound windfall, paid for by consumers.”*²⁸

²⁷ Si veda: *Energy Consumers’ Missing Billions, Summary, Citizens Advice.*

²⁸ Si veda: *Energy Consumers’ Missing Billions, Summary, Citizens Advice.*

Nonostante Ofgem sia nell'opinione più diffusa una delle Autorità nel settore energetico maggiormente importanti a livello mondiale, con una lunga tradizione e una forte disposizione di fondi non è riuscita ad affrontare brillantemente la problematica probabilmente a causa della moltitudine di aspetti critici presentati dalla questione.

Per affrontare le prime critiche mosse nei suoi confronti, l'Autorità sta già sviluppando una successiva modificazione al RIIO-T1. È in progetto infatti il cosiddetto RIIO-2 che potrà essere operativo a partire dal 2021. In estrema sintesi con il sistema che si sta cercando di sviluppare si sta provando ad elaborare: un modo per porre gli stakeholder al centro del processo decisionale, una soluzione per permettere di investire in modo efficiente ed in modo da garantire servizi sicuri ed affidabili, una possibilità per incominciare un processo di innovazione che dovrebbe portare ad una riduzione dei costi di rete per i consumatori attuali e futuri.

Questo nuovo sistema è tuttavia in fase di elaborazione e sono previste delle date fondamentali per il suo sviluppo:

What will happen when?

This timeline is indicative and milestones may change as RIIO-2 plans evolve:

- On 7 March 2018 we launched our consultation on the '[RIIO-2 Framework Review](#)'. This stage marks the beginning of the consultation process for setting the next price controls. It encompasses a review of the overall RIIO framework so far and will also assess if we need to make any changes. Our [open letter](#) from July 2017 sets out the milestones during the review.
- In the summer of 2018 we will finalise the framework to set the next price controls.
- In the summer to autumn of 2019, network companies will be asked to submit their business plans.
- By the end of 2020, we will publish our final view on the price control allowances.

Figura 6: What will happen when? Ofgem.²⁹

²⁹ Si veda: "What will happen when?", *What is the RIIO-2 price control?*, Ofgem. <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/network-price-controls-2021-riio-2/what-riio-2-price-control>.

3. Possibilità di applicazione e criticità in riferimento al settore energetico italiano.

3.1 Il settore energetico italiano.

L'applicazione della metodologia Totex nel Regno Unito ha fatto emergere non poche perplessità e punti critici. Questi elementi dovranno essere tenuti in grande considerazione dall'Autorità italiana in modo tale da evitare di ricadere nei medesimi errori commessi da Ofgem. Si dovrà evitare, inoltre, una mera applicazione del modello inglese al caso italiano: il settore della distribuzione del nostro Paese presenta infatti delle specificità che possono influenzare in modo determinante la fase di determinazione di costi in maniera efficiente. In Italia la dimensione dei distributori è molto eterogenea, così come lo è la struttura del territorio sia in termini di profilo geomorfologico che di densità abitativa. Inoltre è presente la prassi di un sistematico ricorso alla giustizia amministrativa per far valere le proprie istanze e questo elemento potrebbe essere carattere di forte incertezza nel caso in cui le richieste degli stakeholder non fossero poi accolte dai distributori in fase di definizione dei piani, con inevitabile allungamento dei tempi

e dei costi del processo di definizione dei business-plan. Questi due esempi dimostrano come il passaggio al meccanismo Totex non possa essere perseguito soltanto attraverso una duplicazione dell'esperienza inglese ma debba tenere in considerazione le differenze fra il contesto nazionale e quello inglese.

Il settore energetico italiano, come quello del Regno Unito, è andato incontro negli ultimi anni ad un lungo processo di liberalizzazione e di privatizzazione. In Italia, come spiegato in precedenza (v. *infra* Cap. I, par. 2), opera l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambienti (ARERA) con il compito di fondamentale di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere l'efficienza, la concorrenza e la diffusione di servizi con livelli di qualità adeguati. A differenza del caso della Gran Bretagna, dove operano circa 14 distributori per il settore elettrico ed 8 per quello del gas in linea di massima tutti di grandi dimensioni, in Italia operano varie organizzazioni di dimensioni molto eterogenee su cui domina un distributore di dimensioni molto più ampie ed il cui ambito operativo è molto diverso rispetto a quello degli altri operatori.³⁰ Con questa considerazione si può dimostrare come la struttura dell'industria ha importanti ripercussioni sulla complessità dell'analisi da condurre per valutare quale debba essere il livello di costi riconosciuti da usare come *baseline* nell'ambito di utilizzazione di un sistema di tipo Totex.

Con la legge 4 agosto 2017, n. 124, entrata in vigore il 29 agosto 2017, si è previsto che: *“al fine di garantire la stabilità e la certezza del mercato dell'energia elettrica, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge è istituito presso il Ministero dello sviluppo economico l'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica a clienti finali (di seguito: Elenco Venditori Elettricità, EVE o Elenco); a decorrere dalla data della sua istituzione l'inclusione e la permanenza nell'Elenco sono condizione necessaria*

³⁰Si veda: Osservazioni Utilitalia, Osservazioni generali, Utilitalia, DCO 683/2017/R/eel.

per lo svolgimento delle attività di vendita di energia elettrica a clienti finali”.

Con questa legge quindi tutti i soggetti dovranno essere iscritti all’Elenco dei soggetti abilitati per esercitare la propria professione. Pur rimanendo quindi libera l’attività di vendita, in ragione di particolari interessi di rilevanza pubblica connessi all’esigenza di tutela dei soggetti destinatari di tale attività (clienti finali), si è ritenuto opportuno introdurre uno specifico titolo abilitante per lo svolgimento di tale attività, in assenza del quale l’operatore si trova ad esercitare le proprie funzioni in maniera illegittima. Si tratta di una novità importante che comporterà una maggiore qualificazione dei soggetti che svolgono l’attività di vendita e quindi della concorrenza, aumentando l’affidabilità in termini sia di solidità del soggetto che operativa, ovvero legata alla capacità di gestire il rapporto contrattuale con i clienti finali. In linea generale, i criteri per l’iscrizione e la permanenza dell’Elenco di cui alla citata legge, devono essere finalizzati ad identificare i soggetti in grado di svolgere professionalmente l’attività di vendita con il duplice scopo di:

- concedere l’abilitazione all’attività di vendita a quelle imprese che presentino adeguate caratteristiche di affidabilità verso il sistema elettrico;
- permettere ai clienti finali la valutazione dell’affidabilità delle imprese nello svolgimento della loro attività.

3.2 A che punto siamo.

L'Autorità italiana (ARERA), con il documento per la consultazione 335/2015/R/eel, ha avviato in modo ufficiale lo sviluppo del sistema Totex nell'ambito delle attività regolate di propria competenza. Già da qualche tempo ARERA ha mostrato la propria propensione ad un cambiamento di metodologia di definizione dei ricavi regolati, in modo tale da superare i problemi di un approccio Rab-Opex. I punti critici del sistema utilizzato fino ad ora sono diversi: una potenziale possibilità di far configurare operazioni di natura operativa come investimenti; un inesistente controllo fra programmazione degli investimenti e i risultati consecutivamente raggiunti.

Tale volontà espressa da ARERA in riferimento alla propensione ad un cambiamento di metodologia, è stata evidenziata soltanto in teoria senza però essere studiata in maniera pratica. Tuttavia, nel corso degli ultimi due anni, sono stati emanati dall'Autorità diverse delibere e documenti che possono far sperare che si stia giungendo ad uno sviluppo concreto.³¹

Tra il sistema utilizzato attualmente e l'approccio Totex esistono delle differenze sostanziali. Come ricordato precedentemente (in riferimento alle caratteristiche del modello regolatorio attuale v. *infra* Cap. 1, par. 4), il sistema utilizzato attualmente prevede il riconoscimento in tariffa di somme a copertura di costi operativi sostenuti dall'operatore (Opex) e un'equa remunerazione del capitale investito (Capex). Il riconoscimento dei costi operativi (Opex) viene stabilito attraverso il meccanismo *price-cap* precedentemente illustrato: tale procedimento

³¹ Si veda: Documenti di consultazione per l'energia elettrica: 5/2015/R/eel, 335/2015/R/eel, 446/2015/R/eel, 544/2015/R/eel, 542/2017/R/eel.
Delibere per l'energia elettrica: 646/2015/R/eel, 653/2015/R/eel, 654/2015/R/eel;
Documenti di consultazione per il gas naturale: 205/2016/R/gas, 456/2016/R/gas.

permetti di trattenere parte dei recuperi di efficienza in eccesso rispetto a quanto definito *ex-ante* attraverso un meccanismo di *profit-sharing* che consente di distribuire in modo corretto i profitti fra imprese e consumatori. I costi sostenuti, invece, per le spese di capitale (Capex) sono riconosciuti dal regolatore con un meccanismo *cost-based* volto a stimolare investimenti nelle infrastrutture di distribuzione dell'energia. Al gestore è infine concesso di ottenere somme a copertura dei costi e una remunerazione regolata del capitale investito (*revenue cap*) calcolata come sommatoria di tre componenti principali: remunerazione del capitale investito, costi di utilizzo del capitale investito e copertura dei costi operativi sostenuti.

La suddetta metodologia, utilizzata attualmente dall'Autorità presenta però dei problemi legati alla misurazione della performance del gestore. Il meccanismo del *revenue cap* non considera, infatti, gli standard di erogazione del servizio in termini di qualità del prodotto, e finisce per riconoscere in modo integrale i costi sostenuti dal gestore in riferimento agli investimenti effettuati, senza quindi considerare l'efficacia dei singoli interventi.

A differenza del sistema attuale di tipo *input-based*, l'approccio Totex prevede la valutazione complessiva delle differenti voci di spesa, senza fare una distinzione fra i costi operativi e di capitale: lo scopo è quello di esaminare la performance economica del gestore nel suo complesso, valutando congiuntamente i costi Opex e Capex. Una delle più importanti innovazioni dei Totex è legata al doppio livello di valutazione: *ex ante* in fase di programmazione ed *ex post* nella fase finale degli interventi. Il nuovo schema va ad invertire la logica finora adottata: gli investimenti ammessi vengono analizzati sulla base dei risultati di analisi preventive sui costi e i benefici e sull'importo della spesa totale ammissibile. Il processo di definizione degli investimenti presuppone che ogni ente proponga ad ARERA un business plan al cui interno vi siano contenute le previsioni delle spese

sostenute per i singoli interventi anno per anno e per la spesa totale in investimenti per l'intero periodo di regolazione.

L'innovazione della nuova metodologia che si intende adottare non riguarda soltanto la fase della valutazione della spesa, ma anche quella della performance della gestione e del riconoscimento dei costi in tariffa. Sono forniti, in questo senso, degli incentivi di riduzione dei costi, in fase di programmazione degli investimenti e in fase di attuazione degli stessi, che vengono applicati ugualmente su Opex e Capex. Attraverso questa previsione, in fase di programmazione, si intende incentivare l'azienda a fornire previsioni accurate sulla spesa e si vuole inoltre spingere gli operatori a presentare *business plan* in osservanza dei requisiti proposti dall'Autorità; in fase di attuazione, invece, si vuole premiare le aziende che si sono allineate con l'ammontare di spesa individuato dal regolatore. Lo strumento utilizzato per quantificare gli incentivi è una matrice "*Information Quality Incentive*" (IQI) definita dal regolatore e contenuta nel cosiddetto "*menù Totex*". All'interno di questo *menù* sono determinati i livelli di spesa ammessi che derivano dalla combinazione tra le stime proposte dalle aziende e le stime delle frontiere efficienti di costo.

Un ulteriore ramo di innovazione che la nuova tariffa introduce nel sistema è quello in riferimento al piano di calcolo delle remunerazioni dei costi in tariffa. Il meccanismo di price-cap attualmente utilizzato per il riconoscimento dei costi operativi ed il sistema cost-based per il calcolo della remunerazione del capitale investito, vengono meno con l'introduzione del concetto di spesa complessiva, e quindi con la mancata distinzione tra Capex ed Opex. L'utilizzo dei Totex prevede l'introduzione della cosiddetta "*fast money*" e della "*slow money*" come sistema di rimborso dei costi in tariffa attraverso i ricavi ottenuti dall'operatore. L'Autorità fissa una percentuale della spesa complessiva che costituisce il riconoscimento dei costi da finanziare al gestore nello stesso anno in cui la spesa è stata sostenuta (*fast money*). La parte rimanente viene rimborsata all'azienda

progressivamente come remunerazione del capitale investito netto, quindi concorre alla determinazione dei ricavi dell'operatore attraverso il sistema Rab (slow money).³²

A beneficiare di questo nuovo sistema non saranno solo le aziende, ma gli effetti positivi di queste previsioni ricadranno immediatamente sui consumatori che dovranno sostenere dei costi ridotti grazie a tariffe più basse in bolletta.

Nella figura 7 si ha una sintesi delle differenze principali fra la regolamentazione attuale e la metodologia Totex:

Regolamentazione attuale	Totex
Opex (pié di lista) + Capex (efficientati)	Spesa totale (efficientamento su tutti i costi)
Programmazione investimenti non vincolante a fini tariffari	Investimenti programmati vs Investimenti effettivi
Assenza penali in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi programmatici	Penali in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi programmatici
Significativa autonomia al gestore in fase di programmazione degli investimenti	Significativo coinvolgimento degli <i>stakeholder</i> in fase di programmazione degli investimenti
Non richiesta un'analisi costi/benefici	Necessaria un'analisi costi/benefici
Scarso livello di interazione tra funzioni aziendali a fini di programmazione e controllo	Significativa interrelazione tra funzioni aziendali a fini di programmazione e controllo

Figura 7: Confronto fra regolamentazione attuale e la metodologia Totex.³³

³² Si veda: *Quaderni REF Ricerche*, n. 75 – Settembre 2017, Capitolo I, paragrafo 5.

³³ Si veda: "Confronto fra regolamentazione attuale e la metodologia Totex", *Quaderni REF Ricerche*, n. 75 – Settembre 2017, *Regolazione attuale VS Totex: approcci opposti*.

L'Autorità italiana ha finora delineato le linee guida sulla metodologia che verrà implementata ma non si è ancora espressa in riguardo a molti aspetti cruciali del sistema regolatorio. Il risultato per le imprese regolate sarà influenzato prevalentemente dagli aspetti operativi dell'implementazione della riforma sia in termini di livello dei ricavi riconosciuti, sia in termini di libertà nelle scelte operative per raggiungere gli obiettivi.

3.3 Una prima applicazione del sistema Totex in Italia: il caso Enel.

Una prima applicazione in Italia del metodo Totex, seppur semplificata ed indirizzata solamente ad alcune specifiche tipologie di cespiti, è stata adottata per il riconoscimento delle spese di capitale del servizio di misura per i sistemi di smart metering 2G.³⁴

Con l'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo n. 102/2014³⁵, l'Autorità ha definito i propri orientamenti in relazione alla definizione delle specifiche funzionali dei cosiddetti contatori elettronici di energia elettrica in bassa tensione

³⁴ Si veda: *Osservazioni Utilitalia, Osservazioni generali, Utilitalia, DCO 683/2017/R/eel.*

³⁵ Si veda: *Articolo 9, comma 3, decreto legislativo n. 102/2014, documento per la consultazione 6 agosto 2015, 416/2015/R/eel.*

di seconda generazione (“*smart metering 2G*”). A questa consultazione hanno preso parte diciotto soggetti di diverso tipo tra cui: imprese distributrici, associazioni dei consumatori, venditori di energia elettrica, associazioni tecniche e costruttori.

Una prima fase di sviluppo di questo sistema si è avuta in maniera spontanea a partire dal 2001 con Enel ed un altro ente (ACEA, Roma). Successivamente dal 2007 al 2011 con la deliberazione dell’Autorità 296/06 si è aperta una seconda fase obbligatoria con la previsione di obblighi di installazione di misuratori elettronici per tutte le imprese distributrici.

Con i misuratori 2G, disponendo di funzionalità aggiuntive rispetto a quelli precedenti, dovrebbero permettere di disegnare e implementare nuovi processi come ad esempio la messa a disposizione dei dati di misura validati su base giornaliera, con miglioramenti per il bilanciamento e per il *settlement* e la possibilità di introdurre dei contratti di tipo “prepagato”.

3.4 Criticità nell’applicazione della metodologia in Italia.

Successivamente ad una prima applicazione di questo modello nel Regno Unito, non è mancata una pronta risposta da parte dell’Autorità italiana. Da vari mesi

infatti, i soggetti interessati al settore dell'energia in Italia stanno studiando una possibilità di applicazione di questo sistema nel nostro Paese.

In merito a tale questione, sono innanzitutto da evidenziare delle differenze relative ai due soggetti regolatori che rispettivamente operano nei due stati. Vi è da ricordare inizialmente la differenza esistente tra l'Autorità inglese e quella italiana: Ofgem, infatti, è nota per avere alle sue spalle una tradizione spaventosa e quindi delle conoscenze importanti, è poi in possesso di circa il triplo delle risorse che sono nelle disponibilità del regolatore italiano; d'altra parte ad ARERA sono, invece, imposti dei vincoli dalla legge molto stringenti sia in riferimento all'assunzione di personale sia in riferimento alla spesa che può sostenere per consulenze esterne. Questi vincoli non sono imposti all'ente inglese che conseguentemente può assumere un personale numericamente maggiore e può sostenere una spesa più importante per consulenze di alto livello. Il regolatore italiano quindi si trova ad operare in una situazione in cui ha a disposizione un numero limitato di persone e a doversi occupare di un numero maggiore di materie rispetto a quello inglese.

L'autorità italiana ha finora delineato le linee guida del sistema che verrà implementato, senza però riferirsi ad alcuni punti critici della regolazione. Il risultato, in riferimento al livello di ricavi riconosciuti e alla libertà di scelte operative per raggiungere gli obiettivi, sarà, per le imprese regolate, in larga parte influenzato dagli aspetti operativi dell'implementazione della riforma. Una prima criticità è legata alla definizione degli obiettivi da parte del regolatore: obiettivi molto schematici potrebbero rendere più agevole il monitoraggio dei risultati, ma d'altra parte potrebbero precludere all'azienda la libertà di implementazione di tecnologie non in linea con i dettami imposti dal regolatore; obiettivi troppo generici, invece, potrebbero rendere molto complesso il controllo del regolatore fornendo un incentivo implicito alle aziende a non perseguire il massimo livello di efficienza.

Un altro elemento potenzialmente critico è quello del coinvolgimento degli stakeholder che, nel contesto italiano, è un tema molto complesso: sia i soggetti da coinvolgere che la natura di tali coinvolgimenti dovrebbero essere definiti in maniera piuttosto precisa.

Dal punto di vista operativo, infine, sorge una ulteriore problematica riferita alla definizione della metodologia di determinazione delle funzioni di costo il più trasparente possibile. L'esperienza italiana ha assistito, nel corso degli ultimi mesi, all'approccio di una regolazione innovativa e più avanzata rispetto alla precedente, che prevedeva una tipologia di negoziazione simile a quella utilizzata nel Totex. L'utilizzo di questo nuovo sistema è stato davvero difficoltoso nel caso italiano a causa delle poche risorse a disposizione e delle difficoltà a confrontarsi in modo strutturale.

Si sono già assistiti a dei ritardi importanti in riferimento particolarmente al campo della trasmissione e distribuzione elettrica: nel 2015 il regolatore italiano aveva annunciato per la prima volta un periodo regolatorio formalmente di otto anni, suddiviso in due sotto periodi di quattro anni ciascuno. Nell'intenzione del regolatore vi era quella di dare una certa visibilità agli investitori. La visibilità era resa necessaria dal momento che, essendo il passaggio un evento molto importante, sarebbe potuto essere lesivo del patto regolatorio introdurre il nuovo sistema in un unico anno. Pertanto l'organizzazione ha avuto un anticipo di quattro anni in modo tale da avvisare che a partire dal quinto anno si sarebbe lavorato sulle Totex. In realtà però per poter lavorare su questo sistema tariffario ci sarebbe da lavorare ancora a lungo: alla base di questo schema ci sono infatti dei meccanismi di definizione dei costi ex-ante molto complessi (si deve essere in grado tempestivamente di essere a conoscenza, con un certo grado di sicurezza, la somma che verrà spesa successivamente per fare determinati investimenti). Questo problema non si pone per investimenti ragionevolmente semplici come ad esempio i casi di applicazione ad oggetti standard, con costi facilmente

controllabili e prevedibili, che permettono delle previsioni abbastanza precise. Tuttavia, la situazione è molto più complessa se si pensi ad una sua applicazione ad un piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale: è davvero difficile avere, con un buon livello di accuratezza, una previsione precisa dei costi. Il costo di una linea elettrica è infatti determinato da più elementi che possono essere divisi in due categorie:

- fattori che possono essere indicizzati: ad esempio il costo dell'acciaio, del cemento e di altre materie prime;
- fattori esogeni difficilmente prevedibili.

In riferimento a questa seconda categoria si pensi alle difficili previsioni da attuare per quanto riguarda ad esempio il percorso che la linea dovrà seguire (il passaggio dell'impianto può avvenire su una moltitudine eterogenea di tipologie di territorio: siti da bonificare, campi, collegamenti sottomarini o sottoterra). Questo primo problema è oggetto di discussione tra l'Autorità e Terna: entrambe le organizzazioni stanno lavorando negli ultimi anni per cercare di costruire e guadagnare confidenza con un meccanismo valido di definizione dei costi ex-ante relativi a questo aspetto. Nel 2017 ARERA ha approvato l'allegato numero 74 del codice di rete che contiene la metodologia "ACB2.0" (analisi costi benefici 2.0), attraverso cui i vari operatori sono obbligati a valutare la contrapposizione tra costi e benefici di ciascun intervento del piano di sviluppo e che contiene una metodologia abbastanza corposa proprio dei costi standard. L'approccio definito da Ofgem nella determinazione dei Totex, dopo aver normalizzato le differenze di costo derivanti da fattori esogeni, combina l'analisi disaggregata dei costi con il modello *top-down* di calcolo della spesa totale. Proprio questo meccanismo di normalizzazione, nel definire le differenze regionali e le caratteristiche dei singoli distributori è stato oggetto di critiche. Il sistema infatti tende a discriminare quali caratteristiche siano meritevoli o meno di essere prese in considerazione: questo approccio può portare a delle potenziali distorsioni e scambiare per inefficienze

le strutture di costo legate a fattori esogeni non considerati (densità della popolazione, conformazione geografica, ecc.). Per mantenere un sistema che massimizzasse la semplicità e l'interpretabilità dei risultati, Ofgem ha dovuto respingere una buona parte delle richieste di aggiustamenti.³⁶ La determinazione di costi standard efficienti è sempre frutto di assunzioni ed ipotesi e pertanto in fase di consultazione risulta inevitabile un confronto con le imprese regolate al fine di costruire modelli in grado di rappresentare nel modo meno distorto possibile i fattori esogeni e gli output. Risulta ugualmente difficile l'identificazione puntuale di situazioni e tipologie di investimenti non schematizzabili attraverso modelli standard. Il regolatore si trova quindi dinnanzi ad un *trade-off* che deriva dalle due opzioni di rappresentare nel modo meno distorto possibile le diverse situazioni attraverso un aumento del numero degli interventi o, all'opposto, cercare di non creare un numero eccessivo di eccezioni che renderebbero la regolamentazione troppo articolata e di difficile governabilità.³⁷

Le funzioni di costo di un'impresa sono di solito basate su un numero finito di determinanti: nella realtà però i costi di un'impresa dipendono da numerosi fattori che non sono facilmente modellabili e prevedibili. Vi è quindi il rischio di escludere alcune componenti di costo e la scelta di quali e quanti costi escludere è soggettiva ed è essa stessa soggetta ad un *trade-off*: se vengono considerati molti costi, si riduce il rischio di omettere le specificità delle imprese, ma si riduce del resto la loro comparabilità facendo venire meno lo scopo dell'analisi tramite funzioni di costo; considerando invece una quota minore di costi può accadere il contrario.

A livello pratico, un problema per l'Italia è costituito dalla Sardegna. Questa di un po' di generazione distributiva e di tre grossi impianti, di cui uno a carbone

³⁶ Si veda: *Quaderni REF Ricerche*, n.75 – Settembre 2017, Capitolo II, paragrafo 3.

³⁷ Si veda: *Quaderni REF Ricerche*, n. 75 – Settembre 2017, Capitolo I, paragrafo 7.

che con la “*Strategia elettrica nazionale*” del 2025 dovrà essere chiuso per proseguire il processo di decarbonizzazione. Le infrastrutture ora presenti non riescono a soddisfare quello che è il fabbisogno richiesto dall’intera isola. Pertanto sono previsti degli ingenti investimenti da parte di Terna per aumentare il livello di energia apportato a questa regione, che probabilmente avranno luogo attraverso un collegamento della Sardegna al continente. In riferimento al sistema Totex, è davvero difficile se non impossibile riuscire a prevedere in maniera precisa l’ammontare di risorse necessario da inserire nel business plan per effettuare tali eventuali investimenti. Per dar via infatti a questi investimenti, bisogna tener conto di vari interessi in gioco tra cui principalmente quelli di Terna e dell’Autorità.

Un altro tassello molto importante per le Totex è quello legato all’approccio output based. Con la regolamentazione attuale viene riconosciuto agli enti operanti nel settore energetico un extra-rendimento conosciuto come “*WACC addizionale*” che rientra nella tipologia degli incentivi input-based: la misura dell’incentivo riconosciuto è proporzionale alla spesa sostenuta e quindi agli investimenti immessi nel sistema produttivo e non è quindi basata sui risultati finali. Questi sistemi così definiti potrebbero portare, come hanno già fatto nel corso degli anni, a delle distorsioni nel sistema tariffario che potenzialmente potrebbero essere combattute con l’adozione della nuova metodologia. A partire dal 2015 l’Autorità ha affermato che gli incentivi di tipo input-based dovranno essere eliminati progressivamente: è stata proposta per il periodo regolatorio 2016/2019 una coda per mettere fine in maniera non traumatica alla suddetta categoria di incentivi. Con lo scadere di questo termine si dovrà passare alla modalità degli incentivi output-based e cioè a quella tipologia di incentivi costituiti da una quota del beneficio netto che un certo intervento produce all’interno del sistema. Questo elemento è, almeno in teoria, totalmente condivisibile e potrebbe essere in grado di eliminare le distorsioni oggi presenti: a livello pratico però la sua attuazione è molto complessa. La maggiore difficoltà

presentata rispetto al modello precedente deriva dal procedimento attraverso cui si giunge alla base sulla quale si va a calcolare la quota degli incentivi: mentre nel sistema ora presente è relativamente facile andare a vedere a quanto ammonta il livello di spesa attraverso la consultazione dei libri contabili, con l'introduzione della nuova tariffa sarà molto più complesso riuscire a calcolare qual è il beneficio effettivo che un intervento ha apportato nel sistema elettrico.

L'ultimo punto critico provocato dalla nuova tariffa, ugualmente legato ad un approccio di tipo output based, è la gestione dei ritardi legati ad un possibile contenzioso legale: problema importante a causa della forte consistenza del ricorso alla giustizia amministrativa che si ha nel nostro Paese. Il frequente ricorso ai tribunali amministrativi e la ben nota incertezza sui tempi di realizzazione degli investimenti in Italia non dovrà essere ignorata in fase di definizione dei vari parametri della tariffa quali obiettivi, premi e penalità. La regolazione dovrà inoltre tenere conto in qualche modo dell'effetto di variabili esogene alle aziende e non direttamente controllabili da queste che influiscono sui tempi di realizzazione degli interventi. Collegato a tale problema vi è l'incertezza causata dal cosiddetto "menù Totex" (in riferimento alla definizione di tale elemento v. *infra* Cap. III, par. 2): investimenti con elevato potenziale beneficio sociale, ma ad alto rischio realizzativo rischierebbero di non essere presi in considerazione dalle aziende perché troppo rischiosi nel *framework* regolatorio output based. È possibile infatti che a causa di incertezze e rischi intrinsecamente contenuti nel progetto e rischi di opposizioni alla realizzazione, determinati interventi subiscano ritardi. In tali situazioni, un operatore potrebbe strutturare un piano di investimento particolarmente conservativo per cercare di evitare di proporre previsioni che potrebbero invece essere contrastate da un allungamento dei tempi. *“Tale problematica potrebbe essere superata in caso di esame di tempistiche e costi nell'intera fase realizzativa, in ottica cioè pluriennale. Questo approccio*

determinerebbe però un ritardo nel riconoscimento degli investimenti effettuati, con un disincentivo alla realizzazione degli stessi.”³⁸

3.5 La posizione ufficiale sostenuta da Terna.

Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. è l’ente che gestisce la Rete di Trasmissione Nazionale (in riferimento alla descrizione di Terna v. *infra* Cap. I, par. 2). La posizione formalmente sostenuta da questo gestore è quella a favore dell’adozione della nuova metodologia proposta dall’Autorità. È necessario, tuttavia, che questo schema sia adottato in maniera del tutto corretto a partire dall’analisi delle criticità presentate nel Regno Unito: vi è il rischio che se il lavoro attuato per procedere allo sviluppo di questa metodologia abbia un effetto contrario a quello sperato e vada quindi a dar luogo a delle distorsioni peggiori di quelle che intende correggere. Nonostante la notevole complessità intrinsecamente richiesta da questo sistema tariffario innovativo, Terna cerca sempre di continuare il proprio lavoro destinato a far progredire il più possibile il sistema elettrico nazionale, attraverso interventi fortemente condivisi dall’opinione pubblica. Questo lavoro è sviluppato attraverso l’osservazione del principio della trasparenza che si trova ad essere, soprattutto in questo periodo

³⁸ Si veda: *Quaderni REF Ricerche*, n. 75 – Settembre 2017, Capitolo I, paragrafo 7.

storico, un valore fondamentale per la sostenibilità di lungo termine per un'impresa. In conclusione quindi, se quello dei Totex è il sistema che meglio potrebbe riuscire ad allineare gli interessi di Terna con quelli della collettività, l'ente di distribuzione nazionale si impegnerà a fondo per raggiungere la sua applicazione.

CONCLUSIONI

Il presente elaborato ha affrontato la possibilità dell'applicazione del nuovo sistema di regolazione tariffaria nelle utilities: il *Totex*.

Il lavoro eseguito dall'Autorità nazionale (ARERA) è di fondamentale importanza in quanto grazie a questo i sistemi di regolamentazione del settore energetico italiano vengono temporaneamente aggiornati. È questo un lavoro tanto gratificante quanto complesso a causa dei continui sviluppi tecnologici che quotidianamente mettono alla prova la reattività sia degli enti regolatori che delle imprese operanti nel settore; ed a causa delle rapide modificazioni che gli obiettivi di politica energetica subiscono a livello nazionale ed europeo.

È da evidenziarsi, alla fine di questo testo, come il sistema dei *Totex* sia potenzialmente la modalità attraverso cui l'Autorità nazionale potrebbe riuscire ad eliminare le distorsioni causate dalla metodologia tariffaria ora vigente. È allo stesso tempo da ricordare, tuttavia, che questo sistema è tanto utile quanto complesso e che probabilmente non ci sono nel nostro Paese, al momento attuale, presupposti adeguati e le strutture necessarie per attuarlo.

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Composizione del sistema elettrico.....	15
Figura 2: Progetti internazionali Terna.....	17
Figura 3: Evoluzione degli schemi di regolazione in Italia.....	26
Figura 4: Overview of the process and indicative timings of a price review....	34
Figura 5: Who is doing what.....	35
Figura 6: What will happen when?.....	47
Figura 7: Confronto fra regolamentazione attuale e la metodologia Totex.....	54

BIBLIOGRAFIA

AIEE, *Associazione italiana economisti dell'energia*, <http://www.aiee.it>.

ARERA, *Applicazione dell'approccio Totex nel settore elettrico*, Documento per la consultazione 683/2017/R/eel.

ARERA, *La liberalizzazione del mercato*, www.arera.it/allegati/relaz_ann/00/cap2400.pdf.

Borsa Italiana, *Il costo medio ponderato*, www.borsaitaliana.it.

ENEA, *Associazione italiana economisti dell'energia*, <http://www.enea.it/it/enea/chi-siamo>.

Ofgem, *Who we are*, <https://www.ofgem.gov.uk/about-us/who-we-are>.

Politi F. (2015), *Diritto Pubblico*, G. GIAPPICHELLI EDITORE, Torino.

REF Ricerche, *Alla ricerca di un nuovo paradigma nei settori a rete*, Quaderni REF Ricerche.

Sole 24 ore, *Opex e Capex*, <https://argomenti.ilsole24ore.com/parolechiave/opex-e-capex.html>.

Terna, *Chi siamo*, www.terna.it/it-it/chisiamo/lenostreattivita/lareteelettricaitaliana.aspx.

UTILITALIA, *Osservazioni generali*, DCO 683/2017/R/eel.