



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale Ingegneria Gestionale

A.a. 2025/2026

Sessione di Laurea: Marzo 2026

Infrastrutture energetiche e sicurezza: aspetti regolatori

Relatore:

Carlo Cambini

Candidato:

Raffaele Pasquariello

*“Fatti non foste a viver come bruti, ma per
seguir virtute e canoscenza.”*

Indice

Elenco delle tabelle	iii
Elenco delle figure	iv
Sommario	vi
Capitolo 1	1
Evoluzione dei modelli regolatori per le reti di trasmissione elettrica: dal RPI-X al RIIO e verso il Risk-Oriented Security	1
1.1 Quadro normativo britannico: dal Electricity Act 1989 al modello RPI-X	1
1.2 Introduzione al RIIO	3
1.2.1 Il meccanismo economico del RIIO	5
1.3 RIIO-T1 (2013-2021)	9
1.3.1 RIIO-T1 report anno 2017	10
1.4 RIIO-T2 (2021-2026)	11
1.5 RIIO- T3 (2026-2031).....	12
1.6 L'evoluzione del sistema normativo italiano	14
1.7 Introduzione al ROSS	15
1.7.1 ROSS-Integrale un breve cenno	20
1.8 Dal regime pre-ROSS al nuovo modello regolatorio.....	20
1.9 Le relazioni annuali dell'Autorità negli anni 2024 e 2025	22
1.10 Confronto RIIO (UK) vs ROSS (Italia).....	24
Capitolo 2.....	26
Terna S.p.A. nel nuovo contesto regolatorio: analisi del piano industriale e impatti del ROSS	26
2.1 Quadro istituzionale di Terna S.p.A.....	27
2.1.1. Profilo infrastrutturale di Terna S.p.A.	28

2.2 Il Piano Industriale di Terna S.p.A. (2024-2028).....	30
2.3 Struttura degli investimenti del Piano Industriale 2024-2028	32
2.3.1 Relazione finanziaria di Terna S.p.A. sulle attività regolate al 30 giugno 2025	36
2.3.2 Analisi e prevenzione dei rischi del gruppo Terna nell'attuale scenario macroeconomico	37
2.4 Impatti industriali ed operativi del Piano Industriale 2024-2028	38
2.5 Valutazione degli impatti del ROSS sul Piano Industriale di Terna	40
2.7 Il Modello ROSS applicato ad un investimento strategico: il Tyrrhenian Link ...	42
Capitolo 3.....	46
Il meccanismo della Regulated Asset Base (RAB) nella trasmissione elettrica.....	46
3.1. La Regulated Asset Base nella regolazione delle reti di trasmissione: fondamenti economici.....	47
3.2 Definizione regolatoria della Regulated Asset Base.....	49
3.3 Dinamica della Regulated Asset Base nel tempo.....	51
3.4 La remunerazione della RAB: WACC regolatorio e rischio.....	54
3.4.1 La politica del Wacc nel contesto italiano	57
3.5 Incentivi e distorsioni del modello RAB	58
3.6 evoluzione del ruolo della RAB nei modelli regolatori avanzati.....	60
3.7 Dinamica della base di capitale regolatoria nella trasmissione elettrica italiana: evidenze dal caso Terna	63
3.8 Simulazione applicativa della remunerazione regolatoria del Tyrrhenian Link ...	67
3.9 Il ruolo della RAB tra stabilità finanziaria ed evoluzione regolatoria	70
Conclusioni	72
Bibliografia	77

Elenco delle tabelle

Tabella 1:differenza tra le opzioni di incentivo per quanto riguarda l'efficienza dei costi operativi	16
Tabella 2: ROSS-base e ROSS- integrale un confronto [16]	22
Tabella 3: Confronto tra il modello RIIO (Regno Unito) e il modello ROSS (Italia)	25
Tabella 4: Principali indicatori infrastrutturali della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A. [22]	30
Tabella 5: Investimenti complessivi previsti dal Piano Industriale Terna S.p.A.; elaborazione eseguita basandosi su dati Terna [26]	32
Tabella 6: Ripartizione degli investimenti previsti per il quinquennio [26]	33
Tabella 7: Andamento stimato degli investimenti (CAPEX) nel periodo 2024-2028	34
Tabella 8: Trattamento regolatorio degli investimenti e modalità di entrata in RAB.....	53
Tabella 9:Parametri del WACC regolatorio: confronto tra Regno Unito (RIIO-3) e Italia (ROSS).....	58
Tabella 10:Percorso dei costi regolatori: modello tradizionale vs modelli Totex-based	62
Tabella 11:Relazione tra RAB e componenti dei ricavi regolatori	65
Tabella 12: Impatto regolatorio annuale (quota slow money)	68

Elenco delle figure

Figura 1: Evoluzione dei modelli regolatori nel settore elettrico britannico: dal Rate of Return al modello RIIO	5
Figura 2: Schema di funzionamento del modello RIIO (UK)	8
Figura 3: Schema concettuale di funzionamento del modello ROSS basato sull'approccio Totex	19
Figura 4: Ripartizione % degli investimenti previsti nel quinquennio	33
Figura 5: Andamento stimato della RAB 2024-2028, ipotizzando un tasso di crescita annuo del 9% come stimato dalla società	35
Figura 6: Confronto Ricavi, EBITDA e Utile Netto da dati Terna S.p.A. [27]	35
Figura 7: Indice ENSR RTN[28]	36
Figura 8: Schema infrastrutturale del Tyrrhenian Link [30]	43
Figura 9: Meccanismo di aggiornamento della Regulated Asset Base (roll-forward)	52
Figura 10: Evoluzione della RAB nel tempo con investimenti e ammortamenti	54
Figura 11: Dinamica della RAB di Terna e proiezioni di crescita nel periodo 2018–2028E	63
Figura 12: Incidenza degli investimenti strategici sulla crescita della RAB	66
Figura 13: Scomposizione regolatoria dell'investimento	68
Figura 14: Evoluzione della RAB generata dall'investimento (simulazione)	69

Sommario

Il settore elettrico sta attraversando una fase di trasformazione profonda, caratterizzata dalla crescente integrazione delle fonti rinnovabili, dalla progressiva elettrificazione dei consumi finali e dall'esigenza di garantire livelli elevati di affidabilità, sicurezza e resilienza delle infrastrutture energetiche. In questo contesto, le reti di trasmissione elettrica occupano un ruolo centrale, in quanto rappresentano l'infrastruttura qualificante della transizione energetica e l'elemento principale di collegamento tra generazione, consumo, mercato dell'energia. La natura sostanzialmente monopolistica di tali infrastrutture rende tuttavia indispensabile un sistema di regolazione economica in grado di bilanciare l'interesse pubblico, la tutela dei consumatori e la sostenibilità economico-finanziaria degli operatori.

Verranno analizzati i modelli di regolazione delle reti di trasmissione elettrica, con attenzione particolare ai meccanismi di remunerazione del capitale investito e agli strumenti attraverso cui il regolatore orienta le decisioni di investimento degli operatori di rete. L'analisi permette di comprendere in che misura la regolazione possa incentivare comportamenti efficienti, promuovere investimenti in linea con l'esigenza del sistema elettrico e ridurre le distorsioni tipiche dei modelli regolatori tradizionali, in un contesto caratterizzato da una notevole incertezza tecnologica e da fabbisogni infrastrutturali sempre più crescenti. Partendo dall'evoluzione dei modelli regolatori applicati alle reti energetiche, l'analisi evidenzia il progressivo superamento degli approcci basati sulla remunerazione del capitale investito in favore di schemi più orientati alla spesa complessiva ed ai risultati di servizio. Vengono analizzati i modelli più avanzati sviluppati nel Regno Unito, che per primi hanno introdotto una regolazione di tipo output-based, sistemi di incentivazione legati alla performance e meccanismi orientati a favorire l'innovazione e l'efficienza dinamica. Grazie a questa analisi si evidenziano i limiti dei modelli tradizionali, come il rischio di sovrainvestimento ed anche le motivazioni che hanno guidato l'evoluzione verso framework regolatori più complessi ed articolati.

In seguito, ci si focalizzerà sul contesto italiano, analizzando il percorso di liberalizzazione del settore elettrico e l'introduzione di un nuovo assetto regolatorio orientato agli obiettivi di spesa e di servizio. Questo nuovo modello segue la logica internazionale di regolazione totex-based mantenendo al contempo alcune specificità legate alla struttura del sistema elettrico nazionale e al ruolo strategico del gestore della

rete di trasmissione. L'analisi permetterà di valutare in che modo il nuovo quadro regolatorio incide sulla pianificazione degli investimenti, sui meccanismi di riconoscimento tariffario e sull'equilibrio tra incentivi all'efficienza e tutela degli utenti finali.

Un elemento centrale della tesi è incentrato sull'approfondimento del meccanismo della Regulated Asset Base (RAB), lo strumento principale attraverso cui viene remunerato il capitale investito nelle infrastrutture di trasmissione. Vengono analizzati i fondamenti economici della RAB, la sua definizione regolatoria, i criteri di inclusione degli asset e la distinzione tra valore contabile e valore regolatorio, con particolare attenzione alla dinamica della RAB nel tempo, ai meccanismi di aggiornamento e agli effetti che essa produce sugli incentivi agli investimenti e sulla finanziabilità delle infrastrutture. Pur rimanendo un pilastro della regolazione, la RAB viene progressivamente integrata all'interno di modelli regolatori più moderni, che cercano di attenuarne le distorsioni attraverso strumenti orientati alla spesa complessiva e alla performance.

Infine, c'è un'analisi applicativa focalizzata sul gestore della rete di trasmissione nazionale italiana (Terna S.p.A.), con l'esame dell'interazione tra regolazione, pianificazione industriale e investimenti infrastrutturali strategici. Attraverso l'analisi di casi concreti, è possibile vedere come i meccanismi regolatori influenzino le scelte di investimento, la struttura dei ricavi e l'equilibrio economico-finanziario dell'operatore, nonché il loro impatto sulla sicurezza e sull'evoluzione del sistema elettrico.

Nel complesso si avrà una visione integrata della regolazione delle reti di trasmissione elettrica, combinando analisi teorica, confronto internazionale e applicazioni operative, con l'obiettivo di valutare l'effettiva efficacia dei modelli regolatori nel sostenere gli investimenti necessari alla transizione energetica e alla sicurezza delle infrastrutture in un contesto di profondo cambiamento del settore elettrico.

Capitolo 1

Evoluzione dei modelli regolatori per le reti di trasmissione elettrica: dal RPI-X al RIIO e verso il Risk-Oriented Security

Negli ultimi decenni, il settore elettrico europeo si è trovato di fronte a nuove sfide dovute alla crescente diffusione delle fonti rinnovabili e alla progressiva eliminazione del carbonio dal mix energetico. In questo nuovo scenario, le reti di trasmissione elettrica rappresentano l'infrastruttura critica su cui regge il processo di transizione energetica. Per rispondere alla variabilità della generazione, all'aumento della complessità operativa, alla sicurezza informatica, ad eventi climatici estremi e alla crescente domanda, il ruolo della Regolazione diventa centrale, soprattutto nei sistemi liberalizzati. L'Autorità di settore ha il compito di garantire che gli operatori di rete, in regime di monopolio naturale, investano in modo funzionale, mantengano standard di qualità e sicurezza elevati e operino nell'interesse dei consumatori.

Date queste difficoltà, è fondamentale osservare come si sono evoluti i sistemi di regolamentazione nel mercato elettrico, guardando soprattutto ai modelli europei più all'avanguardia. In questo senso, l'esempio del Regno Unito è emblematico: gli inglesi hanno tracciato la rotta, influenzando le scelte normative che molti altri Paesi europei avrebbero adottato solo in seguito.

1.1 Quadro normativo britannico: dall' Electricity Act 1989 al modello RPI-X

Con l'*Electricity Act 1989* inizia il processo di liberalizzazione del settore elettrico britannico, una delle riforme più significative mai intraprese nel panorama europeo. La normativa ha posto le basi giuridiche e istituzionali per la separazione verticale delle attività della filiera elettrica (generazione, trasmissione, distribuzione vendita/commercializzazione), superando il modello di integrazione che caratterizzava il settore fino a quel momento, dove un'unica impresa pubblica (CEGB *Central Electricity Generating Board*) svolgeva tutte le attività del settore. Con la riforma, esse vengono affidate a soggetti giuridicamente distinti, con l'obiettivo di introdurre la concorrenza nei segmenti in cui essa risulta tecnicamente ed economicamente possibile, mantenendo al

contempo una regolazione stringente sulle infrastrutture di rete, caratterizzate da una struttura di monopolio naturale.

Con questa nuova normativa, il sistema è stato riorganizzato secondo una logica funzionale: la generazione è stata affidata a tre società separate; la trasmissione nazionale a National Grid e la distribuzione a dodici aziende regionali [1].

Accanto all'introduzione di un sistema di licenze per ogni attività regolata, l'atto ha istituito un'Autorità indipendente di controllo: il *Director General of Electricity Supply*, a capo del nuovo *Office of Electricity Regulation* (OFFER) organismo incaricato di vigilare sull'equità del sistema, approvare i piani tariffarie e tutelare i consumatori.

Nel 2000 con l'entrata in vigore del Utilities Act [2], è stata introdotta un'unica Autorità di regolazione "Ofgem" (Office of Gas and Electricity Market) che supervisiona tutti gli aspetti economici e operativi del sistema energetico britannico, rafforzandone l'indipendenza e l'efficacia regolatoria.

Prima di questa normativa, le tariffe elettriche venivano regolate con il metodo Rate of Return [3], che riconosceva all'impresa regolata: il pieno recupero dei costi sostenuti e un tasso di rendimento equo sul capitale investito dal punto di vista finanziario, ma che presentava gravi distorsioni economiche tra cui il sovrainvestimento da parte delle imprese, l'assenza di incentivi all'efficienza, la regolazione costosa e lenta e l'asimmetria informativa tra impresa e regolatore.

Nel 1983 il governo britannico affidò a Stephen Littlechild lo studio di un sistema alternativo per regolare la privatizzazione del British Telecom, che propose un meccanismo ex ante che fissasse un tetto massimo ai prezzi, anziché regolare i ricavi.

Da questa intuizione nacque il modello RPI-X [4] dove:

- RPI è l'inflazione (Retail Price Index)
- X è un parametro di efficienza calcolato dal regolatore

Formula :

$$P_t = (1 + RPI_t - X) * P_{t-1}$$

Con questo schema se l'impresa riesce a risparmiare più di X, può trattenere i guadagni per l'intera durata del periodo regolatorio, non inferiore a tre anni, creando forti incentivi all'efficienza e riducendo la necessità di continui interventi del regolatore.

Il modello RPI-X si rivelò rapidamente compatibile anche con le utility elettriche appena privatizzate e quindi venne esteso a tutto il settore energetico britannico. Il regolatore doveva solo stabilire il valore di X e la struttura tariffaria che le imprese avrebbero potuto applicare.

Tuttavia, anche se il modello era in grado di contenere i prezzi e promuovere la riduzione dei costi operativi, con l'evoluzione del sistema elettrico, l'emergere della transizione energetica, l'introduzione graduale di fonti rinnovabili e l'esigenza di investimenti infrastrutturali a lungo termine, iniziarono a venir fuori limiti strutturali sempre più evidenti. Tra le criticità principali segnalate da Ofgem vi erano: la rigidità dei cicli di regolazione, la mancanza di incentivi all'innovazione tecnologica (il modello incentiva soltanto l'efficienza sui costi) e l'assenza di un sistema di output performance, cioè di misure che collegassero la remunerazione delle imprese a risultati concreti in termini di qualità del servizio, resilienza e sostenibilità ambientale.

1.2 Introduzione al RIIO

Al fine di superare le criticità del modello RPI-X nel 2008, Ofgem, autorità di regolazione britannica avviò una revisione complessiva del quadro regolatorio, nota come RPI-X @20 [5]. Il processo si concluse nel 2010 con la proposta di un nuovo schema regolatorio denominato RIIO (Revenues= Incentives + Innovations + Outputs).

Il modello si basa su un insieme coerente di regole e principi:

1. Obiettivi principali: le aziende di rete devono partecipare attivamente alla transizione verso un settore energetico sostenibile e fornire servizi di rete di valore nel lungo termine per consumatori attuali e futuri.
2. Struttura del settore: Il quadro normativo sarà implementato nell'ambito dell'attuale struttura del settore. L'Autorità valuterà costantemente la necessità di riconsiderare l'allineamento degli incentivi per i gestori di trasmissione e di sistema nel settore del gas e dell'elettricità, l'eventuale ruolo formale del gestore del sistema di distribuzione dell'elettricità e altre questioni.
3. Coinvolgimento rafforzato degli stakeholder: consumatori, imprese e associazioni saranno coinvolte in modo sistematico nella definizione delle regole e degli obiettivi di servizio.

4. Modifiche da parte di terzi: sono state pubblicate delle linee guida pubbliche su come l'Autorità risponderrebbe a una richiesta da parte di terzi di esercitare il proprio potere discrezionale di presentare una richiesta di modifica alla Commissione per la Concorrenza e il Mercato (CC) al controllo dei prezzi in caso di potenziale danno all'interesse pubblico.
5. Approccio guidato dai risultati (outputs-led): Ofgem definirà i risultati attesi in termini di sicurezza, affidabilità, impatto ambientale, soddisfazione del cliente ed obblighi sociali.
6. Controllo ex-ante del prezzo: i tetti alle tariffe saranno stabiliti in anticipo su base pluriennale e verrà mantenuto l'indice RPI per l'inflazione, anche se si terrà monitorato l'uso del CPI (Consumer Price Index), cioè l'indice dei prezzi al consumo che misura l'andamento dei prezzi di un paniere di beni e servizi acquistati dai consumatori.
7. Durata del controllo prezzi (8 anni): il periodo di regolazione sarà esteso ad 8 anni con una revisione intermedia sugli output, per garantire l'adattamento a nuovi sviluppi.
8. Valutazione proporzionata dei piani aziendali: le aziende saranno incentivate a presentare piani aziendali ben giustificati e quelle più solide potranno essere "fast tracked", ricevendo una regolazione semplificata.
9. Ruolo dei soggetti terzi nei progetti: per grandi progetti separabili la realizzazione potrà essere affidata a terzi per aumentarne concorrenza, innovazione e valore aggiunto nel lungo periodo.
10. Sistemi di incentivi trasparente: le aziende saranno premiate o penalizzate in base ai risultati. Sono previsti incentivi simmetrici per la spesa efficiente e un eventuale rischio di revoca della licenza in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi.
11. Finanziabilità dell'attività: Ofgem garantirà che le aziende efficienti possano ottenere finanziamenti a condizioni sostenibili, basandosi sia su parametri creditizi che azionari.
12. Pacchetto per l'innovazione: verrà introdotto un meccanismo di incentivi a tempo determinato, con fondi premio per progetti innovativi nel campo delle reti intelligenti e delle reti low-carbon, accessibili anche a soggetti non regolati.

Dopo un lungo processo di consultazione pubblica e coinvolgimento di aziende, governi, investitori, accademici e associazioni, l’Autorità ha approvato il modello RIIO come nuovo strumento regolatorio con due modifiche:

- Indicizzazione all’inflazione: sarà mantenuto l’uso del RPI, con la possibilità di sostituirlo in futuro con il CPI.
- Valutazione della finanziabilità: verranno considerate non solo le metriche creditizie, ma anche le metriche di equità.

Il passaggio al modello RIIO non è soltanto un cambiamento tecnico, ma una vera e propria visione strategica, nella regolazione delle reti energetiche, in vista della costruzione di un’infrastruttura energetica moderna, intelligente, a basso livello ambientale. Esso introduce una regolazione di tipo output-based, che incentiva le imprese a raggiungere risultati concreti, investire in innovazione e offrire valore per i consumatori.



Figura 1: Evoluzione dei modelli regolatori nel settore elettrico britannico: dal Rate of Return al modello RIIO

1.2.1 Il meccanismo economico del RIIO

Il modello RIIO non si limita soltanto a definire principi generali e obiettivi qualitativi, ma introduce un nuovo meccanismo economico di determinazione dei ricavi ammessi, con il fine di allineare gli incentivi delle imprese di rete con l’interesse dei consumatori e con gli obiettivi di lungo periodo del sistema energetico.

Il ricavo annuale ammesso riconosciuto a ciascun operatore è definito come:

$$AR_t = Totex^{amm} + Return_t + Incentives_t \pm Adjustments_t$$

Dove:

AR_t =ricavo annuale ammesso

$Totex^{amm}$ = rappresenta la spesa totale riconosciuto dal regolatore

$Retrun_t$ = remunerazione del capitale regolatorio investito

$Incentives_t$ = premi o penalità che scattano al raggiungimento degli output regolatori

$Adjustments_t$ = tiene conto dei meccanismi di incertezza che consentono di adattare i ricavi ad eventi esogeni o nuove esigenze di sistema.

Un elemento distintivo rispetto ai modelli precedenti è il superamento della distinzione tra Opex e Capex, a favore di un approccio Totex based. Il regolatore definisce una baseline di spesa Totale efficiente, rispetto alla quale poi viene confrontata la spesa effettivamente sostenuta dall'impresa.

Il recupero di efficienza sui costi sostenuti dall'impresa è possibile esprimerlo come:

$$Efficiency\ Saving = Totex_t^{baseline} - Totex_t^{actual}$$

Questo recupero di efficienza, ripartito tra impresa e consumatori attraverso uno sharing factor (denotato nella formula con alpha), è una leva con cui il regolatore indica quanto del recupero di efficienza va all'impresa e quanto va ai consumatori; questo fattore ha diverse variabili che ne influenzano il valore tra cui: il rischio operativo dell'attività (più l'attività è rischiosa, più alpha tende ad essere alto), orizzonte del periodo regolatorio (più è lungo il periodo regolatorio e più il valore di alpha sarà inferiore, in quanto il rischio è più spalmato nel tempo), trade-off tra incentivi e protezione dei consumatori (il regolatore sceglie un valore di alpha per massimizzare l'efficienza senza trasferire però rendite eccessive all'impresa).

$$Company\ Share = \alpha \cdot Efficiency\ Saving$$

$$Consumers\ Share = (1 - \alpha) \cdot Efficiency\ Saving$$

A differenza dei modelli tradizionali precedenti basati sulla RAB, dove l'impresa era incentivata ad aumentare il capitale investito dal momento che la remunerazione era legata direttamente al valore degli asset riconosciuti, che generava quindi fenomeni di sovrainvestimento, con questo nuovo assetto del modello RIIO la remunerazione non è più legata alla dimensione degli investimenti in asset, ma alla capacità dell'impresa di gestire in maniera efficiente la spesa complessiva (Totex), eliminando così l'incentivo ad effettuare degli investimenti non strettamente necessari.

Oltre agli incentivi di costo legati alla gestione efficiente della spesa totale, il nuovo modello crea un sistema di incentivi output-based che lega una quota dei ricavi dell'impresa al raggiungimento di specifici livelli di performance. Gli output che il regolatore definisce riguardano dimensioni quali sicurezza, affidabilità, qualità del servizio, sostenibilità ambientale e tutela degli utenti finali. Il superamento o il mancato raggiungimento dei target prefissati genera premi o penalità economiche.

$$Incentives = \sum_i \beta_i \cdot (Output_i - Target_i)$$

Il segno dell'espressione dipende dalla natura dell'output che si sta misurando, perché per indicatori di tipo negativo (ossia più è basso l'output e meglio è), una riduzione rispetto al target genera un premio, mentre per indicatori positivi il meccanismo è descritto bene nella formula.

Dalla formula si evince che per ogni output l'impresa:

- Se fa meglio del target guadagna un premio
- Se fa peggio del target ottiene una penalità

Il valore di beta misura il peso economico che il regolatore dà ad ogni output, indica quanto vale specificatamente quel servizio in termini di ricavi, migliorare o peggiorare una certa dimensione rispetto al target determina diverse dimensioni di incentivi.

Il modello RIIO combina quindi due livelli di incentivazione distinti, ma che sono complementari fra di loro. L'impresa è incentivata a ridurre la spesa totale efficiente attraverso il meccanismo Totex e lo sharing factor, che consente di trattenere una parte del recupero di efficienza; dall'altro lato, una parte dei ricavi è legata al raggiungimento di specifici livelli di performance, misurati attraverso indicatori di output. Quindi, la massimizzazione del profitto non è ottenuta esclusivamente attraverso la riduzione dei

costi, ma richiede anche il rispetto di standard elevati di qualità, sicurezza e affidabilità del servizio.

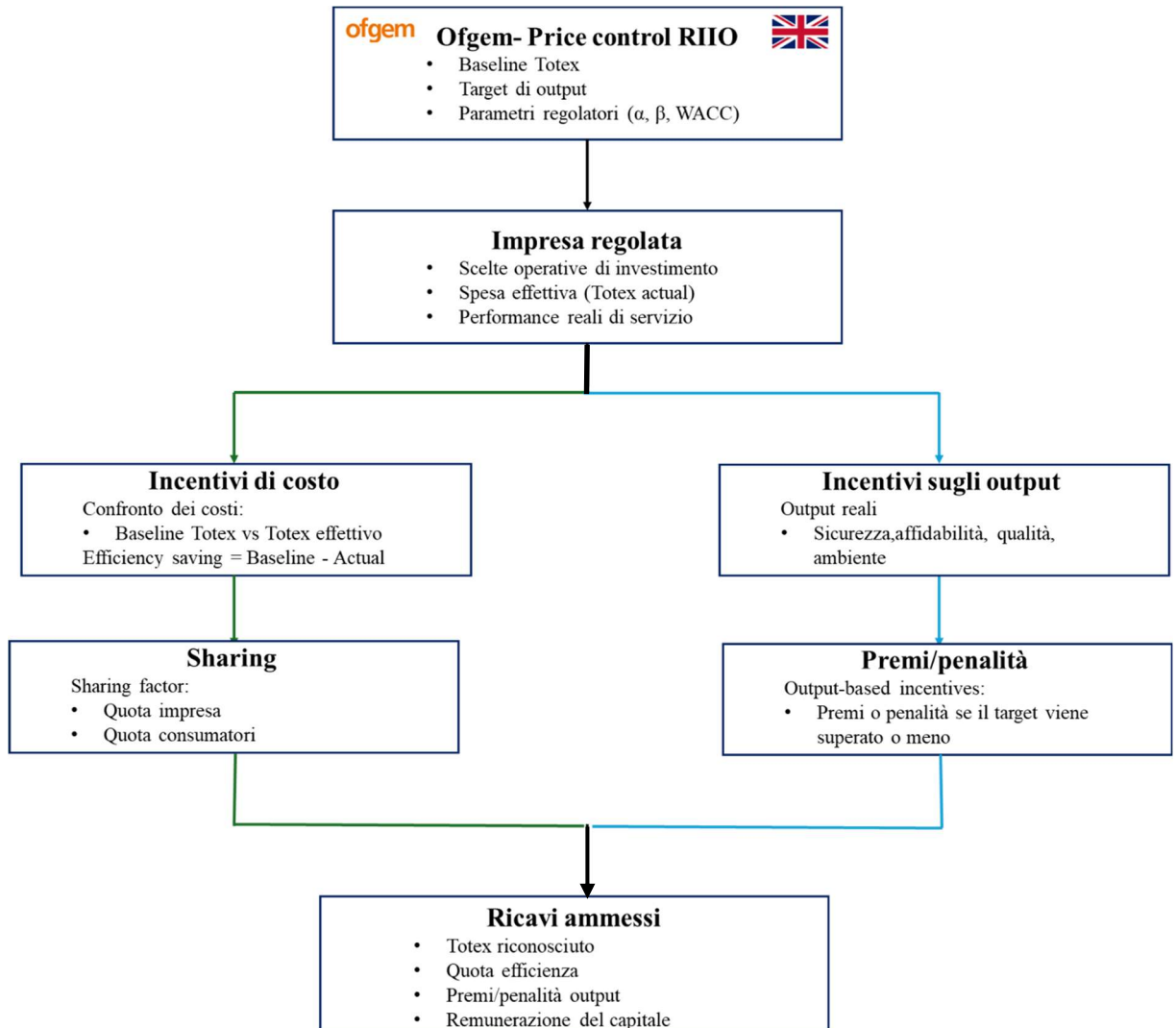


Figura 2: Schema di funzionamento del modello RIIO (UK)

1.3 RIIO-T1 (2013-2021)

Dopo l'introduzione del framework RIIO, il primo ciclo di regolazione applicato alle reti di trasmissione elettrica e del gas nel Regno Unito è rappresentato dal periodo RIIO-T1, valido dal 1° aprile 2013 al 31 marzo 2021. Tale periodo ha interessato principalmente *National Grid Electricity Transmission* (NGET) e *National Grid Gas Transmission* (NGGT), le due principali società del trasporto di energia elettrica e gas del paese britannico. Il documento [6] fissa in modo puntuale quali risultati esse dovranno raggiungere, quali incentivi le stimoleranno a farlo, quali penalità scatteranno in caso di sottoperformance e quali strumenti finanziari e regolatori verranno utilizzati per valutare i costi ammissibili e allocare i rischi.

Gli outputs riguardano:

- Sicurezza e affidabilità del sistema: continuità del servizio o energia non fornita.
- Tempi di connessione per nuovi utenti.
- Impatto ambientale: perdite di rete, emissione di gas, visibilità delle infrastrutture.
- Coinvolgimento degli stakeholder e soddisfazione del cliente.
- Capacità di innovazione tecnologica e operativa.

Ad ogni output è associato un meccanismo incentivante che può essere: finanziario, reputazionale o normativo.

Un altro pilastro centrale è il passaggio alla logica del Totex (Total Expenditure) che supera la tradizionale distinzione tra costi operativi (Opex) e costi in conto capitale (Capex), che incentiva eccessivamente gli investimenti in capitale fisso. Con il Totex, invece, l'intera spesa efficiente, operativa o di investimento è suddivisa secondo uno sharing factor tra consumatori e azienda.

A sostegno della flessibilità e della resilienza del sistema regolatorio, il documento prevede diversi meccanismi di incertezza (Uncertainty Mechanisms), che permettono di adeguare i ricavi ad eventi esogeni, nuove esigenze infrastrutturali o cambiamenti normativi.

Nel campo dell'innovazione le Final proposals introducono tre documenti fondamentali:

1. Network Innovation Allowance: un finanziamento automatico per piccoli progetti innovativi.
2. Network Innovation Competition: competizione annuale tra imprese di rete per ottenere fondi per progetti a basso impatto ambientale o alto impatto tecnologico.
3. Innovation Roll-out Mechanism: consente l'introduzione di tecnologie già testate con provanti benefici economici ed ambientali.

Dal punto di vista finanziario le aziende ricevono un tasso di rendimento sul capitale investito pari al 4,55% reale pre-tasse sul capitale investito, calcolato tenendo conto dei parametri di rischio e delle strutture del capitale, con adeguamenti annuali tramite un modello finanziario, che tiene conto dei cambiamenti nel Totex, nell'inflazione e negli output conseguiti.

1.3.1 RIIO-T1 report anno 2017

Al fine di valutare l'efficacia del framework RIIO-T1 nel corso del periodo regolatorio, Ofgem ha predisposto una serie di rapporti annuali di monitoraggio, tra cui il RIIO Electricity Transmission Annual Report 2016–2017 [7]. Il documento fornisce un'analisi dettagliata dei risultati conseguiti focalizzandosi sugli output. Tutti gli enti di trasmissione elettrica britannica inclusi nel piano hanno rispettato o superato le soglie previste in materia di sicurezza, affidabilità, disponibilità, soddisfazione del cliente e impatto ambientale.

Per quanto riguarda l'andamento finanziario e l'efficienza le previsioni aggiornate mostrano che gli enti di trasmissione hanno speso meno delle loro quote Totex nei primi quattro anni di controllo, con un conseguente incremento sul RoRE (Return on Regulatory Equity) e un buon impatto sulle bollette a carico dei consumatori finali. Per RoRE si intende il rendimento effettivamente conseguito sull'equity regolatorio, definito come deviazione rispetto al rendimento sull'equity previsto dal regolatore; quindi, indica quanto sta guadagnando l'impresa sul proprio equity, rispetto al rendimento che il regolatore aveva concesso.

Nel complesso, l'analisi dei risultati del 2017 suggerisce che il modello RIIO-T1 è stato capace di coniugare incentivi all'efficienza economica, migliorare le performance operative e tutelare gli interessi dei consumatori. Questi riscontri oggettivi rafforzano la validità dell'approccio output-based e costituiscono un riferimento rilevante per le successive evoluzioni del framework regolatorio.

1.4 RIIO-T2 (2021-2026)

L'applicazione del RIIO-T1 ha rappresentato una svolta nel sistema di regolamentazione delle reti nel Regno Unito, con il passaggio da una regolazione input-based ad una regolamentazione output-based, basato su un ampio sistema di incentivi orientati sulla qualità, la resilienza e l'innovazione. L'analisi dei risultati conseguiti nel corso del periodo regolatorio ha fatto emergere però, alcune criticità strutturali, infatti, Ofgem ha rilevato che i rendimenti finanziari conseguiti da alcune imprese risultavano superiori alle attese iniziali, con potenziali effetti negativi per i consumatori finali, o il rischio di Gold Plating (investimenti eccessivi); poiché alle aziende è garantito un ritorno su tutti gli investimenti anche se non sono i più efficienti. Altra criticità riscontrata è quella relativa ai limitati incentivi per l'innovazione, alle aziende bastava investire anche in progetti pilota piuttosto che su innovazioni strutturali legate alla decarbonizzazione e alla resilienza della rete.

Le determinazioni finali dettate da Ofgem per RIIO-T2 [8] sono state concepite per preparare le aziende verso la transizione Net Zero (zero emissioni nette), mantenendo, elevati livelli di affidabilità e servizio, garantendo un costo inferiore da sostenere per i consumatori. Gli aspetti principali trattati in questa nuova determinazione includono:

- pacchetto di investimenti: circa 30mld di £ messi a budget di spesa per gli investimenti nelle reti energetiche per le società di reti di trasmissione, con la possibilità di usufruire di altri 10 mld di £ attraverso i meccanismi di incertezza, per fare fronte a esigenze impreviste.
- costi per i consumatori: l'obiettivo era ridurre l'impatto sulle bollette, con una riduzione di circa lo 0,6% degli oneri di rete di trasmissione elettrica rispetto al periodo precedente.

- incentivi rigorosi: gli outputs incentives sono divenuti più stringenti, con obiettivi più ambiziosi e premi finanziari cospicui per prestazioni eccellenti o sanzioni per prestazioni insufficienti
- adattabilità: il modello include meccanismi di revisione che consentono all’Autorità di regolamentazione di valutare finanziamenti aggiuntivi riguardo sviluppi imprevisti.
- ruolo del consumatore: il target prefissato da questo nuovo periodo è quello che nessun consumatore deve essere lasciato indietro durante la transizione energetica.

L’impatto Covid-19 è stato gestito da Ofgem attraverso l’introduzione di piani di emergenza e flessibilità temporanea per le società di rete, al fine di garantire la continuità del servizio e attenuare le pressioni finanziarie, dovute a scadenze finanziarie e obblighi previsti. Ofgem ha riconosciuto alle aziende la possibilità di posticipare i lavori non urgenti, con l’obiettivo principale di garantire che il periodo di controllo dei prezzi, iniziasse il 1° aprile 2021, evitando ritardi o slittamenti.

1.5 RIIO- T3 (2026-2031)

L’evoluzione dello scenario climatico, tecnologico e macroeconomico ha evidenziato la necessità di adattare il modello RIIO-T2. Nello specifico l’aumento strutturale del fabbisogno di investimenti, la crescente incertezza sui costi di realizzazione e il ruolo centrale della rete di trasmissione per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione hanno spinto il regolatore a ridefinire l’impianto regolatorio precedente già orientato agli output e alla responsabilizzazione degli operatori.

Il RIIO-T3 rappresenta la terza generazione del framework regolatorio tariffario dei gestori delle reti energetiche nel Regno Unito ed è stato definito dall’ente regolatore britannico Ofgem con la “Final Determination” pubblicata il 4 dicembre 2025 [9], la cui entrata in vigore è prevista a partire dal 1° aprile 2026 fino al 31 marzo 2031. Il nuovo modello di price control introduce meccanismi più selettivi e una maggiore attenzione sulla realizzabilità degli investimenti e sull’efficienza dinamica. L’obiettivo è quello di creare un quadro regolatorio in grado di sostenere un volume di investimenti senza precedenti, coerente con la transizione verso il Net Zero, senza tralasciare gli obiettivi di livelli elevati di qualità ed affidabilità del servizio. Infatti, il RIIO-T3 prevede una significativa espansione della spesa riconosciuta per gli investimenti infrastrutturali, con

una dotazione di Totex pari a mld£ 30, affiancata da un ampio insieme meccanismi di incertezza che potrebbero portare il valore complessivo degli investimenti autorizzabili a circa mld£ 90. Il nuovo modello dà più rilevanza al ruolo degli incentivi alla performance attraverso un sistema di output delivery incentives (ODIs), legando una parte significativa dei ricavi degli operatori al raggiungimento di specifici obiettivi in termini di: affidabilità della rete, tempi di connessione, impatto ambientale e qualità del servizio.

Dal punto di vista finanziario i parametri di remunerazione sono coerenti con l'aumento del rischio operativo e realizzativo associato ai nuovi investimenti. Il rendimento reale consentito sulla capitale proprio per il settore della trasmissione elettrica si attesta intorno al 6,1%, calcolato su una struttura finanziaria di riferimento con gearing pari al 60%, per mantenere il settore attrattivo agli occhi degli investitori, evitando di gravare eccessivamente sui consumatori finali. Il modello finanziario consente di valutare in modo trasparente l'impatto combinato di costi, incentivi e meccanismi di aggiustamento sui flussi di cassa attesi degli operatori regolati.

Il sistema degli ODIs è uno strumento attraverso cui il regolatore allinea gli incentivi economici degli operatori di rete agli obiettivi di policy di lungo periodo. Gli ODIs rappresentano infatti il meccanismo chiave per tradurre gli output regolatori, quindi qualità del servizio, sostenibilità della rete, sostenibilità ambientale e supporto alla transizione energetica, in segnali economici concreti sotto forma di premi o penalità applicati ai ricavi consentiti. L'esperienza maturata nei precedenti periodi regolatori ha evidenziato come incentivi troppo deboli o eccessivamente complessi potessero ridurre l'efficacia del meccanismo. Per questo motivo Ofgem nel RIIO-T3 ha adottato un approccio più selettivo, concentrando gli ODIs su un numero ridotto di output strategici, aumentando la loro potenziale incidenza sui risultati economici degli operatori.

Gli ODIs nel RIIO-T3 si articolano in diverse categorie, ciascuna associata a specifiche metriche di performance:

- incentivi legati all'affidabilità e alla resilienza della rete: capacità degli operatori di garantire continuità del servizio e rapidità di intervento in caso di guasti o eventi estremi.
- incentivi alla transizione energetica: mirano a premiare la capacità degli operatori di facilitare la connessione di nuova capacità rinnovabile, ridurre i tempi di accesso alla rete e supportare l'elettrificazione dei consumi finali.

- Incentivi ambientali e sociali: mirano alla riduzione delle perdite di rete, alla gestione sostenibile degli asset e al coinvolgimento degli stakeholders locali.

Dal punto di vista economico gli ODI nel RIIO-T3 sono principalmente di tipo simmetrico, prevedendo sia premi in caso di performance superiori ai target, sia penalità in caso di risultati inferiori: le soglie di riferimento sono definite ex-ante e calibrate per evitare comportamenti opportunistici o eccessiva volatilità dei ricavi.

Nel complesso attraverso una maggiore attenzione sugli output strategici e una più elevata rilevanza economica, gli ODI contribuiscono a rendere il RIIO-T3 uno strumento regolatorio sempre più coerente con le sfide della transizione energetica, riducendo il rischio di sotto investimento e migliorando la sintonia tra interesse degli operatori, dei consumatori e del sistema nel suo complesso in una visione di lungo periodo.

1.6 L'evoluzione del sistema normativo italiano

Dopo aver analizzato il quadro normativo ed economico in materia di trasmissione elettrica inglese, l'attenzione si sposta ora sul sistema normativo e regolatorio italiano.

Esso è costituito da un quadro di leggi, decreti e direttive europee che definiscono il potere del Parlamento, la regolazione di mercato da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) e la vigilanza sulla concorrenza da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del mercato (AGCM).

In tale contesto, un passaggio cruciale per l'evoluzione del settore energetico italiano è rappresentato dal processo di liberalizzazione avviato alla fine degli anni '90, in attuazione delle direttive europee sul mercato interno dell'energia. Il Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79: (c.d. Legge Bersani) [10], ha introdotto la progressiva apertura del mercato elettrico alla concorrenza, superando il modello di integrazione verticale e ponendo fine al monopolio storico di ENEL nella produzione e nella vendita di energia elettrica. Il decreto ha inoltre sancito la separazione delle attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita, confermando il carattere di monopolio naturale delle reti di trasmissione e distribuzione, che sono rimaste regolate e gestite da soggetti neutrali come Terna S.p.A. e aprendo la concorrenza sui servizi di produzione e di vendita dell'energia elettrica.

Un ruolo centrale nel sistema regolatorio italiano è svolto dall’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), istituita con la Legge 14 novembre 1995, n. 481 [11]. L’Autorità opera come ente indipendente con il compito di promuovere la concorrenza e l’efficienza nei servizi di pubblica utilità, garantendo adeguati livelli di qualità del servizio, la tutela degli utenti e dei consumatori e la sostenibilità economico-finanziaria degli operatori regolati.

Storicamente, la regolazione tariffaria delle infrastrutture di rete in Italia si è basata su un approccio di tipo Regulated Asset Base (RAB), che riconosce separatamente i costi operativi (Opex) e i costi di capitale (Capex), remunerando il capitale investito attraverso un tasso di rendimento definito dal regolatore (WACC). Questo modello porta con sé forti incentivi a investire, scoraggiando la riduzione dei costi operativi a scapito dell’efficienza degli investimenti, correndo il rischio quindi di incorrere nel fenomeno del “Gold Plating”, cioè investire più del necessario.

In questo contesto, l’evoluzione del sistema energetico, la crescente esigenza di investimenti legati alla transizione energetica e la necessità di garantire sicurezza, resilienza e sostenibilità delle reti hanno reso evidente la necessità di una revisione del modello regolatorio, aprendo la strada all’introduzione di nuovi approcci orientati alla spesa complessiva e ai risultati di servizio.

1.7 Introduzione al ROSS

Con la Delibera 163/2023/R/com [12] l’Arera ha definito il Testo Integrato dei criteri e dei principi generali della regolamentazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per il periodo 2024-2031, applicabile ai servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrici e gas. L’introduzione del ROSS rappresenta un’evoluzione significativa del modello di regolazione tariffaria italiano, orientata a superare le limitazioni dell’approccio tradizionale basato sulla separazione tra costi operativi e costi di capitale.

Il nuovo assetto normativo si fonda su una logica del tipo Totex-based, dove l’attenzione del regolatore è focalizzata sulla spesa complessiva efficiente sostenuta dall’impresa per l’erogazione del servizio, indipendentemente dalla sua natura operativa o di investimento. Tale impostazione consente di ridurre le distorsioni tipiche dei modelli input-based e di incentivare le imprese a individuare le soluzioni tecnicamente ed economicamente più efficienti nel lungo periodo.

Il ROSS introduce un sistema strutturato di riconoscimento tariffario dei costi, basato su criteri di economicità, efficienza allocativa e produttiva e compatibilità con i requisiti di sicurezza e continuità del servizio. Sono ammissibili ai fini tariffari sia i costi operativi (Opex) sia le spese di capitale (Capex), a condizione che risultino coerenti con gli obiettivi regolatori e con i livelli di servizio attesi.

Un elemento centrale del modello è rappresentato dai meccanismi di incentivo all'efficienza, calcolati in funzione della differenza tra la spesa totale di riferimento, stimata dal regolatore come ragionevole e ammissibile, e la spesa totale effettivamente sostenuta dall'impresa. Tale differenza, qualora positiva, costituisce il recupero di efficienza totale e viene ripartita tra impresa e consumatori attraverso coefficienti di sharing prefissati, in modo da garantire un equilibrio tra incentivi all'efficienza e tutela degli utenti finali.

Il coefficiente di sharing fissato al 70% definisce la percentuale di risparmio che ritorna agli utenti sottoforma di tariffe agevolate o più basse; il coefficiente di incentivo ottenuto mediante il completamento ad 1, quindi corrispondente al 30%, definisce la quota del risparmio che resta all'impresa come premio di efficienza. Nel sistema ROSS i gestori di rete devono scegliere all'inizio del periodo regolatorio come gestire il recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa (Opex), tra l'opzione a basso potenziale di incentivo SBP e l'opzione ad alto potenziale SAP; in tabella sono evidenziate le principali differenze tra le due opzioni.

OPZIONE SBP	OPZIONE SAP
Pensata per le imprese che vogliono avere un rischio più contenuto.	Pensata per l'impresa che puntano ad un guadagno maggiore accettando potenziali di rischio più elevati.
Meccanismo di incentivo standardizzato e distribuito.	Incentivo che si distribuisce nel tempo con parametri più generosi.
Meccanismo di ripartizione: impatto immediato (l'impresa si appropria del 100% del risparmio nell'anno in cui l'efficienza è generata); spalmamento posteriore (l'impresa continua a beneficiare di una quota ridotta del risparmio iniziale per i tre anni successivi).	Meccanismo di ripartizione: impatto immediato (l'impresa trattiene sempre il 100% del risparmio nell'anno in cui viene generata l'efficienza); spalmamento posteriore (la percentuale degli incentivi trattenuta negli anni successivi è maggiore del 50% per un periodo non inferiore a tre anni, questa è la maggiore differenza tra le due opzioni).

Tabella 1: differenza tra le opzioni di incentivo per quanto riguarda l'efficienza dei costi operativi

La spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari è data dalla somma di tre elementi:

- OPEX + CAPEX
- Incentivi all'efficienza sugli investimenti
- Incentivi all'efficienza sulla gestione operativa

La tariffa, quindi, copre sia i costi sostenuti che gli incentivi guadagnati; la spesa totale viene poi suddivisa dall'Autorità in: Slow money (quota a lento recupero) e fast money (quota a veloce recupero). La quota slow money riguarda i costi che l'impresa recupera lentamente nel tempo ed è ottenuta dalla somma di due elementi principali: costi capitalizzati annuali (spesa effettiva moltiplicata per un tasso di capitalizzazione prestabilito) e incentivi sugli investimenti. La quota fast money comprende i costi che l'impresa può recuperare immediatamente o nel brevissimo termine ed è calcolata sottraendo dalla spesa ammissibile totale, la spesa di capitale per immobilizzazioni in corso e la quota slow money dell'anno.

Il Return on Regulatory Equity ossia il rendimento che l'impresa regolata consegue sul proprio capitale regolatorio è calcolato e definito dall'Autorità nella delibera come:

$$RORE = Ke \text{ (real post tax)} + R_{OPEX} + R_{amm} + R_{remcap} + R_{inc}$$

dove:

- Ke (real post tax) è il rendimento del capitale riconosciuto agli azionisti al netto di imposte ed inflazione.
- Ropex: margine operativo ossia quanto le imprese trattengono per sé quando i costi effettivi sono inferiori a quelli riconosciuti dal regolatore.

$$R_{OPEX} = \frac{(Opex_{ric} - Op_{eff}) \cdot (1-T)}{RAB \cdot (1-g)}$$

Con:

opex_ric= costo operativo riconosciuto

opex_eff= costo operativo effettivo

T=livello di tassazione assunto nelle decisioni sul tasso di remunerazione del capitale investito

RAB= capitale investito regolatorio

g = livello di gearing nozionale, pari al rapporto tra il valore regolatorio del debito e il valore del capitale investito regolatorio

- Ramm: margine sugli ammortamenti; se l'ammortamento riconosciuto dal regolatore è maggiore di quello a bilancio, allora l'impresa trattiene la differenza come profitto regolatorio.

$$R_{amm} = \frac{(amm_{ric} - amm_{eff}) \cdot (1 - T)}{RAB \cdot (1 - g)}$$

amm_ric pari all'ammortamento riconosciuto

amm_eff pari all'ammortamento effettivo

- Rrem-cap: si scompone in tre parti:
- margine da differenza da gearing (se l'impresa usa più debito di quello stabilito dal regolatore, ma il costo del debito è inferiore rispetto al costo dell'equity, essa ottiene un vantaggio);

$$R_{gearing} = \frac{(Ke_{pretax}^{real} - Ke_{eff\ pretax}^{real}) \cdot (D_{EFF} - D_{NOT}) \cdot (1 - T)}{RAB \cdot (1 - g)}$$

Dove:

la prima differenza è effettuata tra il tasso di remunerazione del capitale proprio reale pre-tasse desumibile dalle decisioni sul tasso di capitale investito e il costo effettivo del debito pre-tasse.

D_{eff} = valore effettivo del debito dell'impresa

D_{not} = valore del debito regolatorio pari al prodotto tra RAB ed $(1-g)$

margine fiscale (se l'impresa paga meno tasse rispetto a quanto riconosciuto, ottiene un margine);

$$R_{tax} = \frac{(WACC_{pretax}^{real} - WACC_{posttax}^{real}) \cdot RAB - tax_{eff}}{RAB \cdot (1 - g)}$$

La prima differenza nella formula è composta dal tasso di remunerazione del capitale investito reale pre-tasse fissato dalla regolazione, sottratto del tasso di remunerazione del capitale investito reale post-tasse desumibile dalle decisioni sul tasso di remunerazione del capitale investito

Tax_eff= ammontare effettivo delle imposte

marginale sul costo del debito (costo effettivo del debito è più basso rispetto a quello riconosciuto dal regolatore)

$$R_{Kd} = \frac{(Kd_{pretax}^{not} \cdot RAB \cdot g - Kd_{eff\ pretax}^{real} \cdot RAB \cdot g) \cdot (1 - T)}{RAB \cdot (1 - g)}$$

La differenza nella parentesi è composta dal costo del debito reale, effettivo pre-tasse e dal costo reale del debito pre-tasse desumibile dalle decisioni sul tasso di remunerazione del capitale investito.

- Rinc: premi riconosciuti dal regolatore alle imprese in base a diversi target raggiunti.

$$R_{inc} = \frac{Inc \cdot (1 - T)}{RAB \cdot (1 - g)}$$

Inc= somma algebrica di premi, penalità ed indennizzi relativi ai meccanismi di regolazione della qualità e output_based.

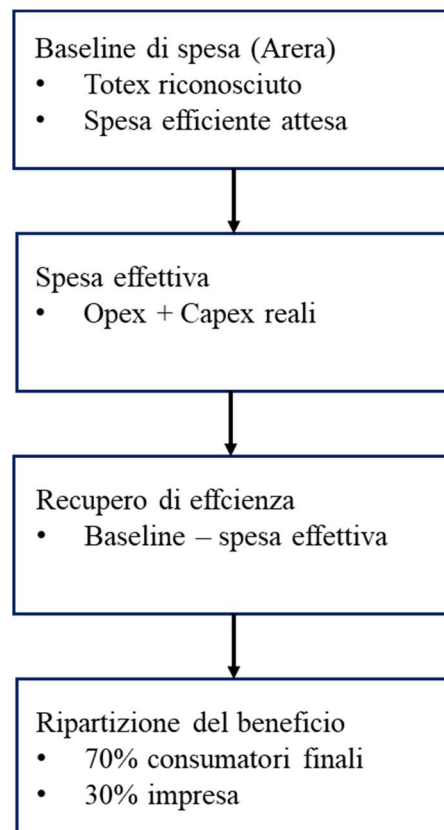


Figura 3: Schema concettuale di funzionamento del modello ROSS basato sull'approccio Totex

1.7.1 ROSS-Integrale un breve cenno

Il ROSS-integrale definito dall’Autorità con la delibera 271/2021/R/com [13], rappresenta l’evoluzione più avanzata del ROSS; questo approccio garantisce che il riconoscimento tariffario ai grandi gestori del sistema elettrico. (Terna S.p.A. per la trasmissione e i principali distributori) non sia solo legato all’efficienza della spesa (ROSS-base), ma anche alla realizzazione di piani strategici e al miglioramento effettivo delle performance del sistema. Il business plan è un elemento cruciale e distintivo del modello ROSS-integrale e costituisce il centro del processo regolatorio. Il piano deve integrare la dimensione strategica, tecnica ed economico-finanziaria, fornendo al regolatore una visione totale delle scelte di investimento, degli obiettivi di servizio e delle modalità di allocazione delle risorse.

Le componenti chiave del business plan sono:

- Piano tecnico di sviluppo (output): comprende obiettivi di qualità, piano di investimenti (interventi infrastrutturali), previsione della domanda e del carico ed efficienza operativa (OPEX).
- Piano economico finanziario (spese e rendimenti): proiezioni del TOTEX, con dettagli della spesa operativa e della spesa capitalizzata anno per anno, cash flow, analisi dei rendimenti.

Questi business plan sono sottoposti ad una valutazione rigorosa da parte di Arera per verificare: la coerenza strategica con le direttive regolatorie e le esigenze del sistema; l’efficienza delle spese previste dall’azienda; il monitoraggio delle performance.

1.8 Dal regime pre-ROSS al nuovo modello regolatorio

Il passaggio dal regime regolatorio tradizionale al nuovo modello ROSS è il risultato di un percorso graduale di analisi, consultazione e definizione normativa condotto da ARERA nel corso degli anni precedenti alla sua introduzione formale. In tale fase preliminare, l’Autorità ha esaminato criticamente i modelli regolatori in vigore, analizzato l’esperienza internazionale e avviato un ampio confronto con operatori di settore, associazioni di categoria e utenti finali.

Con il procedimento 271/2021/R/com [14] formalmente Arera ha avviato il percorso normativo per il ROSS-base, che non definiva ancora regole operative o parametri tariffari, ma creava un quadro di principi per la futura regolazione, garantendo il coinvolgimento degli stakeholders, attraverso cinque punti chiave:

- Avvio formale del percorso
- Obiettivi principali
- Consultazioni preliminari degli stakeholders
- Raccolta dati e analisi
- Preparazione del quadro normativo

Il primo documento di consultazione ufficiale a seguito del procedimento prima descritto è stato il documento di consultazione: 615/2021/R/com [15], che formalizza il progetto ROSS base presentandone le linee guide generali, con l'obiettivo di passare dal vecchio sistema CAPEX più OPEX ad un modello TOTEX, come nel modello RIIO, più efficiente ed omogeneo. La consultazione illustrava le logiche generali e le linee di intervento del nuovo modello senza ancora definire i meccanismi tariffari dettagliati, raccogliendo osservazioni da operatori, utenti finali ed altri stakeholders, con l'obiettivo di ricevere riscontri e validare il disegno complessivo.

Dopo aver definito le linee guida, con la consultazione 317/2022/R/com [16], si definisce l'ambito di applicazione del modello ROSS base ed i criteri di determinazione del costo riconosciuto con l'approccio TOTEX per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas. Si precisavano anche le modalità di transizione: alcune reti e operatori sulla base di soglie dimensionali sarebbero passati prima a ROSS base ed altri sarebbero passati ad un futuro modello più complesso ROSS integrale.

Nella tabella sottostante viene illustrato un confronto degli elementi che caratterizzano i due approcci, estratta dal contenuto della consultazione.

ROSS BASE (tutti gli operatori)	ROSS INTEGRALE (solo i principali operatori)
Baseline della spesa totale (investimenti +OPEX, possibilmente sulla base di benchmark/standard anche forwardlooking)	Baseline della spesa totale basata su business plan delle imprese e cost assessment del regolatore
Spesa effettiva totale	Spesa effettiva totale
Incentivo all'efficienza totale	Incentivo all'efficienza totale
Tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore per distinguere slow money da fast money	Tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore per distinguere slow money da fast money
Analisi performance finanziaria imprese (RORE)	Gestione delle incertezze
Gestione delle incertezze	Meccanismi incentivanti della qualità e meccanismi output based basati su business plan e su assessment del regolatore
	Maggiore importanza della fase di controllo e monitoraggio della spesa e della performance

Tabella 2: ROSS-base e ROSS- integrale un confronto [16]

La consultazione 655/2022/R/com [17] orientamenti finali ROSS base, rappresenta l'ultimo passo consultivo prima dell'adozione del TIROSS, descritto nel paragrafo precedente, con una definizione concreta di come si calcola la baseline e come entra nel ricavo ammesso, di come trattare gli investimenti già in tariffa (cut-off), come valorizzare il capitale storico e come integrarli nella nuova regolazione. Introduce le prime ipotesi inerenti premi/penalità ed i meccanismi di aggiustamento, chiarendo quando scatta l'incentivo e come si misura l'efficienza e come va corretta la spesa ammessa; inoltre, vengono chiariti in modo netto a quali servizi si applicheranno le nuove norme e con quali adattamenti, con la descrizione di correttivi settoriali come clusters e cost drivers, tenendo conto della densità, dell'estensione e del contesto della rete.

1.9 Le relazioni annuali dell'Autorità negli anni 2024 e 2025

Le relazioni annuali dell'Arera sono uno strumento di fondamentale importanza per la trasparenza, con lo scopo di analizzare lo stato dei servizi, rendere conto delle attività di regolazione, tutelare i consumatori e incentivare la sostenibilità e l'innovazione. Si tratta

di un documento pubblico rivolto sia al Governo che al Parlamento, agli operatori di settore e alle altre istituzioni nazionali ed europee per un miglior coordinamento delle politiche e per il confronto dei dati anche a livello internazionale.

La relazione annuale del 2024 sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, pubblicata dall'Autorità [18], essendo il 2024 il primo anno di applicazione del ROSS-base, descrive principalmente il quadro di applicazione e gli obiettivi attesi, visto che i dati effettivi del nuovo meccanismo di regolazione sono ancora in fase di raccolta e di elaborazione. Per quanto riguarda il riconoscimento del costo del capitale WACC, il tasso di rendimento riconosciuto sul capitale investito RAB è fissato al 5,8% per la trasmissione ed al 6% per la distribuzione. Per quanto riguarda il tasso di rivalutazione dei costi operative e dei costi di capitale, esso è stato fissato al 5,9%, tenendo conto di rettifiche straordinarie per allineare il valore ai criteri del ROSS-base a causa delle revisioni ISTAT degli anni precedenti. Per misurare l'efficienza nel primo anno di applicazione, è stata definita come baseline per i costi operativi delle aziende, il costo effettivamente sostenuto dagli operatori nell'anno 2022 e quindi i meccanismi di premi e penalità ed i livelli di costi aggiustati per inflazione ed efficienza presunta.

In sintesi, i dati di questa relazione, non sono ancora i risultati finali di efficienza del ROSS-base ma rappresentano i parametri ufficiali di partenza, quindi WACC, deflatore e anno base di OPEX ed i risultati di mercato che definiranno il contesto operativo della regolazione degli anni futuri.

La relazione annuale ARERA 2025 [19] documenta il primo anno di piena applicazione del ROSS-base per i servizi infrastrutturali elettrici, concentrandosi sulle prime sfide di realizzazione e sul consolidamento dei criteri, in un contesto caratterizzato dalla completa liberalizzazione dei mercati. La relazione 2025 rende noti i parametri finanziari aggiornati di WACC e deflatore. Essendo il ROSS-base un meccanismo di incentivazione ex-post la relazione annuale non presenta ancora dati definitivi sui premi o penalità attribuiti agli operatori e i primi risultati quantificabili sull'efficienza del TOTEX saranno disponibili in futuro. Sulla base di queste premesse la relazione annuale 2025 dimostra che il ROSS-base è pienamente integrato e operativo e l'Arera è focalizzata sulla raccolta dei dati 2024 per procedere alla futura applicazione dei meccanismi di sharing, che premieranno l'efficienza e la qualità del servizio.

1.10 Confronto RIIO (UK) vs ROSS (Italia)

Considerando quanto esposto nei paragrafi precedenti, è utile confrontare sistematicamente il modello regolatorio RIIO adottato nel Regno Unito con il modello ROSS, introdotto in Italia. Entrambi gli approcci mostrano una convergenza verso una logica orientata alla spesa complessiva e ai risultati di servizio. Entrambi i modelli superano la tradizionale regolazione input-based, fondata sulla remunerazione del capitale investito e introducono modelli d'incentivazione che legano i ricavi dell'impresa sia all'efficienza della spesa totale (Totex) sia al raggiungimento di specifici obiettivi di performance.

Nonostante i due modelli condividano dei principi comuni, entrambi sono inseriti in contesti istituzionali diversi. Il modello britannico definito e gestito da Ofgem si caratterizza per un forte rilievo sugli incentivi ex-ante, periodi regolatori lunghi e una struttura articolata di output-based incentives. Il modello italiano ROSS, regolato dall'Arera, integra tali principi adattandoli alle specificità del sistema nazionale, introducendo una regolazione per obiettivi di spesa e di servizio che combina incentivi ex-post, meccanismi di sharing e un ruolo centrale del business plan.

Il ROSS può essere visto come l'evoluzione italiana di un nuovo sistema regolatorio consolidato ormai a livello internazionale, che ha come obiettivo quello di coniugare la sostenibilità economico-finanziaria, la tutela dei consumatori e la sicurezza delle infrastrutture energetiche in un contesto di transizione del sistema elettrico.

Tabella 3: Confronto tra il modello RIIO (Regno Unito) e il modello ROSS (Italia)

Dimensione	RIIO- Regno Unito	ROSS- Italia
Autorità di regolazione	Ofgem	Arera
Contesto istituzionale	Mercato liberalizzato maturo	Mercato liberalizzato, con presenza di incumbent
Logica regolatoria	Regolazione output-based	Regolazione per spesa e servizi
Approccio ai costi	Totex	Totex
Incentivi di costo	Sharing factor	Sharing factor
Incentivi di qualità	Output-based incentives	Premi e penalità legati a qualità e performance
Orizzonte temporale	Lungo periodo (8 anni)	Medio-lungo periodo (2024-2031)
Struttura degli incentivi	Prevalentemente ex-ante	Prevalentemente ex-post
Ruolo del business plan	Importante, ma standardizzato	Centrale
Obiettivi strategici	Efficienza, innovazione, Net zero	Efficienza, sicurezza, sostenibilità e resilienza
Rischio di capital bias	Ridotto	Ridotto

Capitolo 2

Terna S.p.A. nel nuovo contesto regolatorio: analisi del piano industriale e impatti del ROSS

Dopo aver esaminato l'evoluzione del sistema regolatorio britannico e italiano e l'introduzione nel contesto nazionale italiano del modello ROSS, il presente capitolo analizza in che modo il nuovo quadro normativo influenzi la pianificazione industriale del gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna S.p.A. La società ricopre un ruolo centrale nel sistema elettrico italiano, non solo sotto il suo profilo istituzionale, ma anche per la rilevanza strategica dei suoi investimenti in termini di sicurezza del sistema, qualità del servizio, integrazione delle fonti rinnovabili e supporto alla transizione energetica.

L'obiettivo del capitolo è fornire un quadro istituzionale di Terna S.p.A. per poi passare ad analizzare il suo ultimo piano industriale, mettendo in evidenza le principali linee guida strategiche, valutando in che misura il nuovo modello regolatorio ROSS incida sulla pianificazione degli investimenti, sulla struttura della spesa e sugli incentivi all'efficienza, consentendo di analizzare empiricamente gli effetti del passaggio da un approccio input-based, basato sulla distinzione tra OPEX e CAPEX ad uno output-based, secondo la logica del TOTEX, quindi maggiormente orientata alla spesa complessiva, ai risultati di servizio ed all'efficienza.

Verrà analizzato il piano industriale sia dal punto di vista economico che finanziario, con particolare riferimento all'entità degli investimenti previsti, alla distribuzione della spesa nel periodo regolatorio, ai principali obiettivi operativi e ai benefici attesi. In seguito, verrà approfondito l'impatto del ROSS sui meccanismi di riconoscimento tariffario, sugli strumenti di incentivazione e sul bilanciamento tra tutela dei consumatori e sostenibilità economico-finanziaria della società di trasmissione oggetto di analisi. Nel complesso lo scopo del capitolo è valutare in che misura il nuovo framework regolatorio contribuisca ad orientare in maniera efficiente le scelte di investimento di Terna S.p.A. senza tralasciare il raggiungimento degli obiettivi di sicurezza, qualità e sostenibilità nelle reti di trasmissione del sistema elettrico nazionale.

2.1 Quadro istituzionale di Terna S.p.A.

Terna S.p.A. [20], gestore della rete di trasmissione nazionale (RTN), rappresenta uno degli attori centrali del sistema elettrico italiano, sia sotto il profilo industriale che quello istituzionale e strategico. Essa rappresenta la società che gestisce la trasmissione e il dispacciamento dell'energia elettrica sull'intero territorio nazionale. Garantisce il funzionamento continuo, sicuro ed efficiente del sistema elettrico, il bilanciamento tra domanda e offerta e l'affidabilità delle infrastrutture di rete ad alta e altissima tensione. Pertanto, il suo ruolo assume un carattere d'interesse pubblico primario, in quanto strettamente correlato alla sicurezza energetica del Paese, alla stabilità del sistema e al corretto equilibrio tra domanda ed offerta in tempo reale.

Dal punto di vista giuridico, Terna S.p.A. è una società quotata in borsa, ma opera in un quadro strettamente regolato, essendo il suo campo d'azione qualificato come un monopolio naturale. Le sue attività sono sottoposte ad un sistema di regolazione economico e tecnico da parte dell'Arera, che definisce le tariffe di accesso e di utilizzo della rete, i meccanismi di remunerazione degli investimenti ed i requisiti di qualità e sicurezza del servizio. L'autorità disciplina, inoltre, i meccanismi di incentivazione e penalizzazione connessi al raggiungimento dei livelli di performance attesi e vigila sul rispetto delle condizioni di efficienza, economicità e tutela degli utenti finali.

Parallelamente, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica [21], che definisce le linee guida di indirizzo della politica energetica nazionale, coordina gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti e di transizione energetica, approva gli strumenti di pianificazione elaborati da Terna S.p.A.

L'attività del gestore delle reti di trasmissione è inoltre disciplinata da un insieme di norme europee e nazionali, che regolano l'organizzazione dei mercati elettrici, nel rispetto dei principi europei di unbundling, cioè la separazione giuridica, organizzativa e funzionale tra l'attività svolta in regime di concorrenza (produzione e vendita di energia elettrica) e quelle che mantengono natura di monopolio naturale come la trasmissione e la distribuzione.

La società è chiamata, quindi, ad operare in condizioni di neutralità, imparzialità ed indipendenza nei confronti di tutti gli operatori del mercato elettrico, garantendo un

accesso alla rete non discriminatorio, favorendo il corretto funzionamento tra domanda e offerta.

Da ciò si evince che il ruolo di Terna S.p.A. non si limita alla sola gestione operativa della rete, ma si estende alla pianificazione del suo sviluppo, tramite l'elaborazione del Piano di Sviluppo decennale, che individua le principali esigenze infrastrutturali e gli interventi necessari per garantire sicurezza, adeguatezza e resilienza del sistema elettrico nel medio e lungo periodo.

Pur essendo una società quotata in borsa, quindi soggetta alle logiche del mercato dei capitali, essa conserva un'accentuata dimensione pubblicistica sia per la supervisione esercitata attraverso il controllo delle partecipazioni statali, sia per la natura strategica delle attività svolte. La società rappresenta un tipico esempio di impresa regolata a partecipazione pubblica configurata per conciliare obiettivi di efficienza industriale, stabilità finanziaria e creazione di valore con finalità di interessi generali quali la tutela dei consumatori, la sicurezza del sistema e lo sviluppo sostenibile delle infrastrutture.

In questo contesto la regolazione economica assume un ruolo determinante nel definire le condizioni operative e finanziarie di Terna S.p.A.; in particolare l'introduzione del nuovo modello regolatorio ROSS, incide in modo rilevante sulla pianificazione industriale della società, sulla gestione della spesa complessiva, sugli incentivi all'efficienza e sulla capacità di programmare gli investimenti necessari a sostegno della transizione energetica e del rafforzamento della rete.

Sarà interessante analizzare in che modo l'evoluzione del quadro regolatorio contribuisca ad orientare le strategie e a determinare le scelte operative.

2.1.1 Profilo infrastrutturale di Terna S.p.A.

Il ruolo di Terna S.p.A., oltre alla propria rilevanza istituzionale, si concretizza nella gestione della Rete di Trasmissione Nazionale, una delle infrastrutture più complesse e strategiche del paese, un sistema esteso, articolato e tecnologicamente avanzato, costituito da linee elettriche in alta e altissima tensione, stazioni elettriche, sistemi di interconnessione e apparati di controllo e monitoraggio, che assicurano il trasporto dell'energia elettrica dalle centrali di produzione ai principali nodi della rete ed alle reti di distribuzione locali. La dorsale fondamentale del sistema elettrico italiano comprende

linee a 380 kV, 220 kV, 150 kV in grado di garantire la trasmissione dell'energia su lunghe distanze e l'interconnessione tra le diverse aree del paese. La RTN inoltre include un sistema articolato di stazioni e sottostazioni elettriche, trasformatori e dispositivi di protezione e controllo, che consentono di gestire i flussi di potenza, mantenere l'equilibrio del sistema e assicurare adeguati livelli di affidabilità e qualità del servizio.

Questa rete ha una configurazione molto complessa, anche in ragione della morfologia geografica del territorio, caratterizzato da forti differenze orografiche e da una rilevante estensione longitudinale. È necessario quindi integrare le infrastrutture terrestri con collegamenti sottomarini e sistemi di interconnessione in corrente continua, il cui ruolo è essenziale per migliorare la sicurezza del sistema e la capacità di scambio di energia tra le diverse zone. A ciò si aggiungono le interconnessioni transfrontaliere con i paesi limitrofi, che configurano il sistema elettrico italiano nell'ampio contesto del mercato elettrico europeo, contribuendo alla sicurezza degli approvvigionamenti ed alla stabilità complessiva del sistema.

Accanto alle infrastrutture fisiche, la società svolge un ruolo fondamentale nei sistemi di controllo e di spacciamento dell'energia elettrica, cioè nella gestione in tempo reale dell'equilibrio tra domanda e offerta. Per fare ciò, ha a disposizione centri di controllo nazionali e territoriali, dotati di tecnologie avanzate per il monitoraggio continuo della rete e che sono in grado di coordinare la produzione, gestire gli scambi con l'estero, fronteggiare gli eventi imprevisti, minimizzare i rischi di blackout ed intervenire con prontezza in caso di criticità operative.

Ad accrescere la già complessità tecnica della rete ci sono le trasformazioni strutturali che stanno interessando il sistema elettrico, in particolare la crescente integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, la maggiore volatilità dei flussi di energia e le esigenze di uniformare la rete ai criteri di flessibilità, resilienza e digitalizzazione. Da ciò si evince che gli investimenti infrastrutturali assumono una rilevanza determinante non solo per incrementare la capacità di trasporto e ridurre le congestioni, ma anche per migliorare la stabilità del sistema, favorire l'integrazione delle rinnovabili, garantire la sicurezza energetica, e guidare la transizione verso un sistema più sostenibile e tecnologicamente avanzato.

Il funzionamento di questa articolata rete gestita da Terna S.p.A. dipende da un equilibrio continuo tra componenti fisiche, apparati tecnologici e sistemi di controllo avanzati. Da

questo quadro tecnico infrastrutturale si evince la centralità degli investimenti programmati nel piano industriale e di conseguenza l'importanza dell'attuale modello regolatorio ROSS nel guidare in modo efficiente ed equilibrato tali scelte di sviluppo.

Il ruolo centrale che Terna S.p.A. ricopre nel sistema elettrico italiano risulta inseparabile dalla conoscenza della dimensione e dalla complessità delle infrastrutture gestite, in tale prospettiva, l'analisi dei principali fattori infrastrutturali consente di comprendere in modo più concreto la rilevanza della società e la portata delle sfide connesse alla gestione e allo sviluppo della rete di trasmissione. La Tabella 4 riporta sinteticamente alcune grandezze significative relative all'estensione della rete RTN e alla presenza di interconnessioni internazionali e collegamenti sottomarini, fornendo una rappresentazione quantitativa del sistema di cui essa è responsabile.

Voce	Unità di misura	Valore	Fonte
Lunghezza linee RTN	km	75 236	Terna S.p.A.
Stazioni di trasformazione	n.	915	Terna S.p.A.
Centri di controllo	n.	4	Terna S.p.A.
Interconnessioni con l'estero	n.	circa 30	Terna S.p.A.
Lunghezza SAPEI (sottomarino)	km	435	Terna S.p.A.
Capacità SAPEI	MW	1000	Terna S.p.A.

Tabella 4: Principali indicatori infrastrutturali della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A. [22]

2.2 Il Piano Industriale di Terna S.p.A. (2024-2028)

Dopo aver analizzato il quadro istituzionale di Terna S.p.A., le caratteristiche tecnico-infrastrutturali della rete e le principali sfide operative connesse alla gestione della RTN, si analizzerà in modo specifico il contenuto del piano industriale più recente, nel quale la società definisce le proprie priorità strategiche, le scelte di investimento e le traiettorie di sviluppo per i prossimi anni. Il piano industriale rappresenta il punto di sintesi fra tre dimensioni strettamente interconnesse: l'esigenza del sistema elettrico nazionale, gli obiettivi di politica energetica e climatica a livello europeo e nazionale e il quadro regolatorio disegnato da ARERA, che stabilisce criteri, parametri ed incentivi entro cui devono essere pianificate e realizzate le attività di rete.

Il piano industriale di Terna S.p.A., attualmente in vigore e oggetto di analisi, riguarda il periodo 2024-2028, aggiornato nel marzo 2025 [23] e si inserisce in un contesto caratterizzato da profonde trasformazioni del sistema elettrico. L'intensa crescita delle

fonti rinnovabili non programmabili, gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dal PNIEC [24] e dal pacchetto europeo Fit for 55/rePowerEU (obiettivo climatico dell'UE è quello di ridurre le emissioni di CO₂ dell'UE di almeno il 55% entro il 2030) [25] e la progressiva elettrificazione dei consumi, impongono un significativo rafforzamento e ammodernamento delle strutture di rete. Il sistema inoltre è chiamato a garantire livelli sempre più elevati di sicurezza, affidabilità, resilienza e qualità del servizio, in un contesto in cui gli eventi meteorologici estremi, i rischi climatici, la volatilità dei flussi energetici e le minacce di natura cyber richiedono infrastrutture flessibili, robuste e tecnologicamente avanzate. Il piano si sviluppa su alcuni pilastri fondamentali: in primo luogo la sicurezza del sistema elettrico nazionale realizzata attraverso il potenziamento della capacità di trasmissione, la riduzione delle congestioni, il rafforzamento delle infrastrutture critiche; in secondo luogo, la resilienza e l'affidabilità della rete, perseguita tramite interventi di rinnovo degli asset esistenti, l'adozione di soluzioni tecnologiche innovative e il rafforzamento delle capacità di gestione e controllo; infine, il supporto alla transizione energetica attraverso lo sviluppo di nuove interconnessioni, miglioramento dell'integrazione delle fonti rinnovabili e l'incremento della flessibilità del sistema. Inoltre, il piano dà molta importanza alla digitalizzazione delle infrastrutture e dei sistemi di controllo e alla sostenibilità economico-finanziaria degli investimenti programmati, che devono essere compatibili con la regolazione vigente e sostenibili per i consumatori.

Il piano industriale 2024-2028[26] rappresenta la traduzione operativa e finanziaria di tali obiettivi strategici attraverso la quantificazione degli investimenti previsti, la suddivisione per aree di intervento, la definizione dei principali progetti infrastrutturali e l'indicazione delle attese ricadute economiche ed operative, permettendo di valutare in modo concreto come Terna S.p.A. intenda affrontare le sfide del prossimo quinquennio. La sua analisi consentirà di analizzare in dettaglio il volume complessivo degli investimenti programmati, la loro articolazione per tipologia e finalità, l'evoluzione attesa degli asset regolati (RAB), nonché le implicazioni industriali, economiche e regolatorie delle scelte effettuate.

2.3 Struttura degli investimenti del Piano Industriale 2024-2028

Dopo aver esaminato la logica strategica complessiva del Piano Industriale di Terna S.p.A. con gli annessi obiettivi che esso intende raggiungere nel medio periodo, è ora possibile approfondirne la dimensione economica-finanziaria, focalizzandoci sulla struttura degli investimenti previsti. Infatti, gli investimenti rappresentano la traduzione in azioni concrete del piano stesso, consentendo di comprendere la portata effettiva delle scelte industriali e il grado di ambizione con cui Terna S.p.A. intende prendere in esame le sfide legate alla sicurezza del sistema elettrico, alla resilienza delle infrastrutture, allo sviluppo della capacità di trasmissione e al supporto della transizione energetica.

Il Piano Industriale 2024-2028 è fortemente concentrato sulle attività regolate svolte in Italia e connesso agli indirizzi di politica energetica nazionale ed europea, nonché al quadro regolatorio definito da ARERA. La dimensione quantitativa del piano, sintetizzata nella Tabella 5, evidenzia l'entità delle risorse che la società intende destinare allo sviluppo e all'ammodernamento del sistema elettrico nazionale nel quinquennio preso in considerazione.

Investimenti totali piano 2024-2028	17,7 mld€
Investimenti nelle attività regolate	16,6 mld€
Variatione rispetto al piano precedente	7%
Orizzonte temporale	2024-2028

Tabella 5: Investimenti complessivi previsti dal Piano Industriale Terna S.p.A.; elaborazione eseguita basandosi su dati Terna [26]

Oltre alla dimensione complessiva è fondamentale analizzare la composizione interna del piano, al fine di comprendere in quali ambiti la società concentra principalmente le proprie risorse. Gli investimenti sono articolati lungo diverse direttrici, ciascuna connessa a specifiche esigenze del sistema elettrico. Una prima componente riguarda lo sviluppo della rete e l'aumento della capacità di trasmissione, con interventi finalizzati alla riduzione delle congestioni, al miglioramento dell'adeguatezza del sistema e alla piena integrazione delle fonti rinnovabili. La seconda area di particolare rilievo include il Piano di Sicurezza, che comprende investimenti mirati a rafforzare la resilienza delle

infrastrutture, migliorare la capacità di gestione dei flussi elettrici in condizioni critiche, incrementare la robustezza della rete rispetto agli eventi climatici estremi e potenziare gli strumenti di prevenzione e risposta anche sotto il profilo della sicurezza informatica. Contemporaneamente, una quota significativa delle risorse è destinata al rinnovo e all'ammodernamento degli asset esistenti, attraverso la sostituzione di componenti obsoleti, la razionalizzazione delle infrastrutture attuali e l'introduzione di tecnologie più avanzate ed efficienti. La ripartizione delle principali aree di intervento è riportata nella Tabella 6.

Categoria	Cumulated Capex
Sviluppo Rete	10,8 €
Rinnovo Asset ed Efficienza	3,6 €
Piano Sicurezza	2,3 €

Tabella 6: Ripartizione degli investimenti previsti per il quinquennio [26]

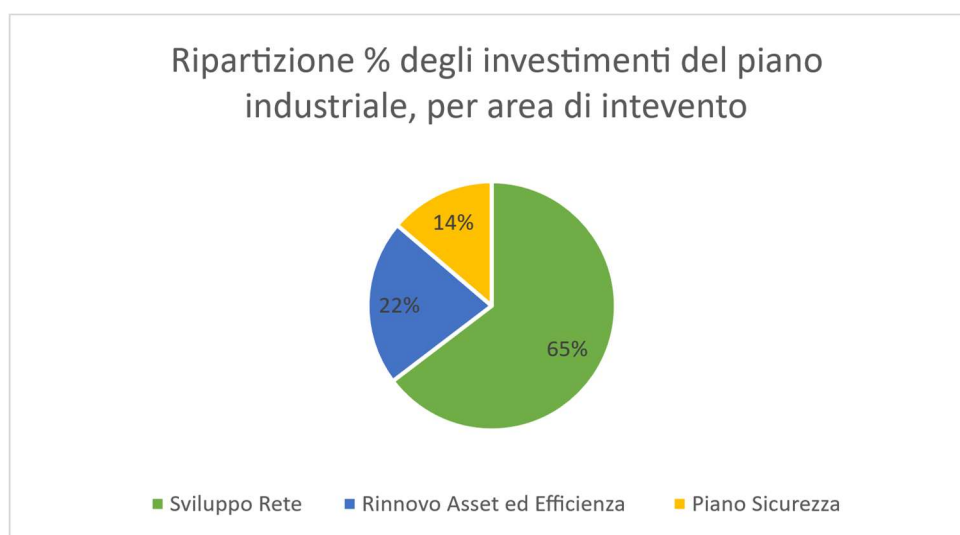


Figura 4: Ripartizione % degli investimenti previsti nel quinquennio

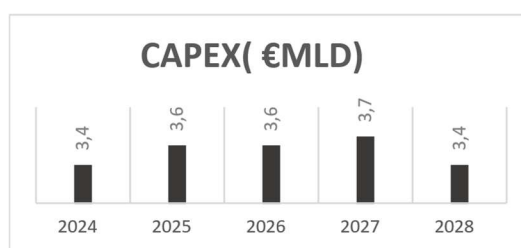
Oltre alla composizione per tipologia di intervento, è utile prendere in considerazione anche la distribuzione degli investimenti lungo il quinquennio, al fine di comprendere se

il Piano Industriale preveda una concentrazione degli sforzi in periodi specifici oppure segua una progressione più graduale e costante.

Dal punto di vista temporale gli investimenti risultano distribuiti lungo l'intero arco del piano con livelli medi annui superiori a tre miliardi di euro. In assenza di dati ufficiali anno per anno disaggregati, è possibile rappresentare un andamento tendenzialmente progressivo e sostenuto, coerente con la necessità di assicurare una crescita costante delle infrastrutture e una progressiva entrata in bilancio delle opere programmate.

Tabella 7: Andamento stimato degli investimenti (CAPEX) nel periodo 2024-2028

Anno	Capex(€mld)	%annuale
2024	3,4	19%
2025	3,6	20%
2026	3,6	20%
2027	3,7	21%
2028	3,4	19%



Un elemento centrale del piano è rappresentato dall'evoluzione della Regulatory Asset Base (RAB), cioè il valore degli asset regolati sui quali si basa il meccanismo di remunerazione definito da ARERA. Secondo le stime societarie nel documento di presentazione del piano [27], la RAB è destinata a crescere in maniera significativa passando da €22,5 miliardi nel 2024 a circa €24,8 miliardi nel 2025, fino a raggiungere valori prossimi € 32 miliardi nel 2028, con un tasso di crescita medio annuo del 9% (CAGR).

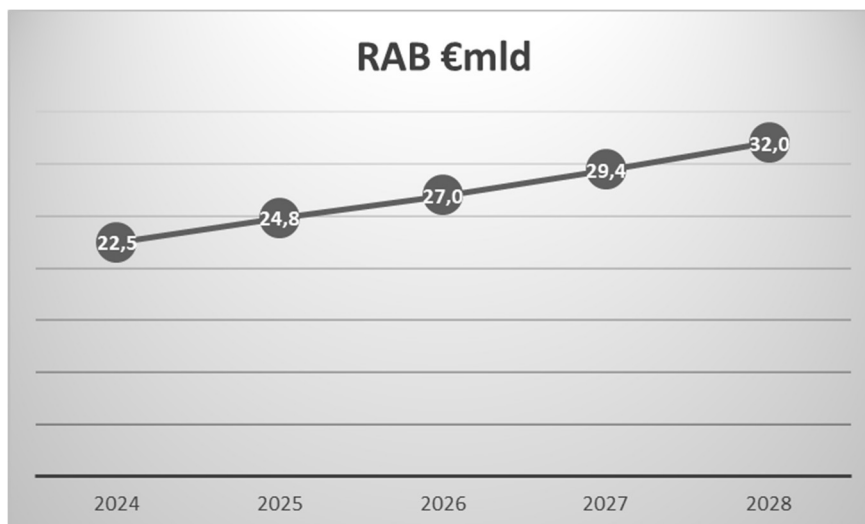


Figura 5: Andamento stimato della RAB 2024-2028, ipotizzando un tasso di crescita annuo del 9% come stimato dalla società

Dal punto di vista strettamente economico-finanziario i primi effetti del piano si evidenziano già dal confronto tra le grandezze economiche relative al 2024 e le guidance per il 2025. Dal grafico che mette a confronto Ricavi, EBITDA e Utile Netto tra i due esercizi emerge una crescita progressiva e strutturale delle principali variabili economiche: i ricavi evidenziano un incremento coerente con l'incremento della RAB e con l'entrata progressiva in attività delle nuove infrastrutture; l'EBITDA cresce mantenendo livelli di marginalità elevati, confermando la qualità dei ricavi regolati; l'Utile Netto presenta una dinamica più moderata, riflettendo l'incremento degli ammortamenti legati ai nuovi investimenti e le dinamiche della struttura finanziaria.

	Anno2024	Anno 2025	Piano2024-2028
Ricavi € mld	3,68	4,03	5,19
EBITDA € mld	2,57	2,7	3,36
Utile Netto € mld	1,06	1,08	1,19

Figura 6: Confronto Ricavi, EBITDA e Utile Netto da dati Terna S.p.A. [27]

Questo andamento, seppur riferito a un orizzonte di breve periodo, può essere interpretato come un'anticipazione della traiettoria attesa negli anni successivi del piano: il progressivo aumento della RAB e il conseguente rafforzamento dei ricavi regolati

costituiscono infatti il presupposto per una crescita sostenuta e relativamente stabile delle performance economiche, accompagnata da un assorbimento progressivo dell'onere finanziario e degli ammortamenti legati ai nuovi investimenti.

In questo contesto, la distinzione tra Capex, Opex, e in una prospettiva più ampia Totex, assume sempre più importanza.

2.3.1 Relazione finanziaria di Terna S.p.A. sulle attività regolate al 30 giugno 2025

Nel primo semestre del 2025, le attività regolate, ossia quelle attività che rappresentano il core business del gruppo Terna comprendono la trasmissione dell'energia elettrica, il dispacciamento, la misura e la realizzazione e gestione dei sistemi di accumulo; tali attività regolate sono disciplinate dal modello regolatorio di ARERA, che garantisce a Terna S.p.A. una remunerazione stabile basata sulla RAB. Dalla relazione finanziaria pubblicata dalla società di trasmissione sul proprio sito web al 30 giugno 2025 [28] si evincono performance operative di eccellenza che confermano l'elevata affidabilità della rete di trasmissione.

L'indicatore ENSR (energy not supplied on the RTN), definito da Arera e dal Codice della Rete con la delibera n 55/204/R/eel [29], che misura l'energia non fornita a seguito di disservizi sulla rete di trasmissione, si è attestato a 148 MWh, ampiamente al di sotto del target annuo fissato dall'Autorità pari a 711 MWh, evidenziando un elevato livello di continuità del servizio stesso, come evidenziato dalla figura seguente.

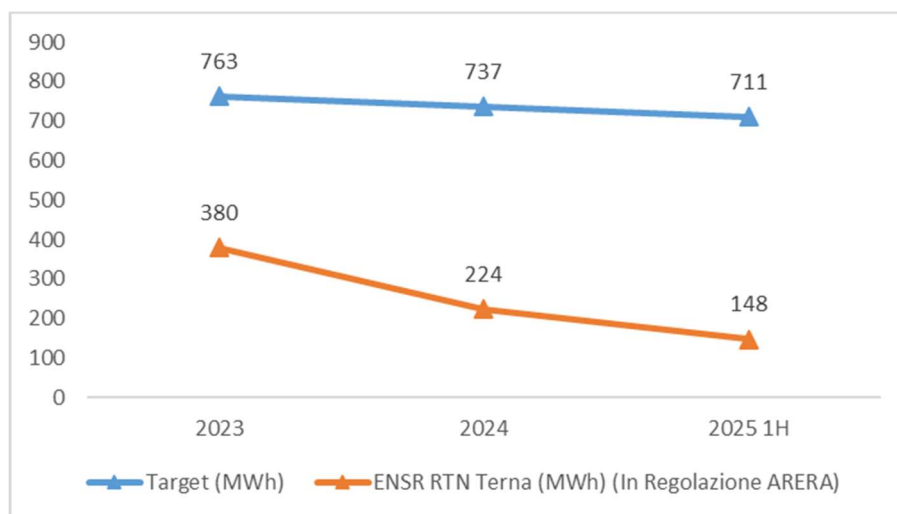


Figura 7:Indice ENSR RTN[28]

Parallelamente, l'indicatore di disponibilità della rete ASA ha raggiunto nel primo semestre del 2025 un valore del 99,99991%, in miglioramento rispetto all'esercizio precedente, testimoniando l'efficacia delle politiche di manutenzione, monitoraggio e gestione preventiva delle infrastrutture adottate da Terna S.p.A., nonché l'impatto positivo degli investimenti effettuati negli ultimi anni.

Il sistema tariffario definito ed aggiornato da ARERA è strutturato in modo da conciliare la sostenibilità economico-finanziaria degli investimenti infrastrutturali delle attività regolate di Terna S.p.A. con la tutela dei consumatori finali. I ricavi della società di trasmissione derivano prevalentemente dai corrispettivi di trasmissione, dispacciamento, una componente distinta della bolletta elettrica rispetto ai costi di produzione e di vendita dell'energia. L'aumento dei ricavi tariffari nel primo semestre del 2025 non si è tradotto automaticamente in un aggravio proporzionale delle bollette per i consumatori finali perché la regolazione vigente è progettata per stabilizzare nel tempo l'impatto tariffario, distribuendo il recupero degli investimenti su orizzonti pluriennali e incentivando al contempo l'efficienza operativa del gestore della rete. Un ulteriore elemento di tutela per i consumatori è rappresentato dai meccanismi di incentivazione output-based, il cui miglioramento ha consentito nel primo semestre del 2025, una significativa riduzione dei costi associati alla qualità del servizio e quindi a limitare l'impatto delle inefficienze operative sulle tariffe finali. In una prospettiva di lungo periodo, gli investimenti realizzati da Terna S.p.A. nell'ambito delle attività regolate sono in grado di assicurare un contenimento strutturale dei costi, contribuendo a ridurre la volatilità dei prezzi all'ingrosso, con benefici indiretti, ma rilevanti per le bollette di famiglie e imprese.

2.3.2 Analisi e prevenzione dei rischi del Gruppo Terna nell'attuale scenario macroeconomico

Il gruppo Terna è costantemente impegnato nel monitoraggio dei possibili rischi connessi all'attuale scenario macroeconomico e alle vicende di politica internazionale, in particolare al protrarsi della guerra in Ucraina e accentuate dalle tensioni in Medio Oriente. A tal fine, il Gruppo garantisce sia il monitoraggio costante della normativa sanzionatoria, sia il rafforzamento delle proprie due diligence e dei controlli ordinari. Le aree di potenziale impatto monitorate riguardano cybersecurity, le dinamiche economico-finanziarie, sistema elettrico e approvvigionamenti. Con il protrarsi del conflitto russo-

ucraino e della crisi in Medio Oriente, gli obiettivi oggetto di attacco si sono ampliati ed è stato registrato un aumento di attacchi informatici verso portali istituzionali e aziendali anche italiani. Tali azioni, ad oggi, non hanno indotto significativi impatti distruttivi, con disservizi limitati nel tempo.

Sul fronte economico-finanziario ARERA ha confermato l'inserimento di un meccanismo di aggiornamento del WACC nel periodo 2026-2027, fissato a un valore pari al 5,5%, qualora il parametro subisca una variazione in incremento o decremento superiore ai 30 punti base.

Per il 2025 non ci sono impatti sull'adeguatezza del sistema elettrico, grazie al fabbisogno ancora inferiore di energia ai valori massimi raggiunti e un aumento della capacità di generazione installata, legato soprattutto alle fonti rinnovabili ed agli accumuli.

Per quanto concerne il piano degli approvvigionamenti, allo stato attuale, tutti i fornitori qualificati sono soggetti a due diligence in ambito di sanzioni internazionali, con la non qualificazione degli operatori economici russi.

2.4 Impatti industriali ed operativi del Piano Industriale 2024-2028

Il Piano Industriale non si limita soltanto a prevedere un incremento degli investimenti, ma comporta una serie di effetti industriali ed operativi rilevanti sul funzionamento del sistema elettrico nazionale, che coinvolgono variabili fondamentali quali:

- Sicurezza del sistema: nel Piano di Sicurezza rientrano gli interventi di rafforzamento delle infrastrutture critiche e del sistema di controllo per migliorare la stabilità e l'affidabilità complessiva del sistema elettrico; per ridurre la probabilità di blackout estesi e migliorare la gestione delle situazioni di emergenza, gli interventi previsti sono orientati verso l'ammodernamento delle stazioni elettriche, il potenziamento delle capacità di gestione dei flussi energetici.
- Adeguatezza della capacità di trasmissione: una quota significativa del piano è orientata all'aumento della capacità della rete e al potenziamento dei collegamenti tra le principali aree del paese, che consentirà di sostenere una domanda elettrica più elevata e più variabile, favorendo anche il processo di elettrificazione dei consumi industriali e civili.

- Riduzione delle congestioni di rete: gli interventi di sviluppo e razionalizzazione della rete sono orientati anche alla riduzione delle congestioni strutturali presenti in alcune aree del Paese, soprattutto tra zone di elevata produzione rinnovabile e zone di elevato consumo
- Integrazione delle fonti rinnovabili: il piano contribuisce direttamente alla transizione energetica, in linea con le politiche europee, consentendo di integrare quote crescenti di generazione rinnovabile non programmabile
- Miglioramento della qualità del servizio: gli investimenti per il rinnovo degli asset e la digitalizzazione migliorano la qualità del servizio, in termini di continuità, affidabilità e riduzione delle interruzioni. Attraverso il ringiovanimento delle infrastrutture è possibile ridurre il rischio di guasti e malfunzionamenti, mentre l'introduzione di sistemi digitali avanzati consente un monitoraggio efficiente e una rapida individuazione delle anomalie del sistema.
- Resilienza climatica: la crescente frequenza di eventi meteorologici estremi richiede piani per accrescere la resilienza climatica della rete, attraverso interventi su infrastrutture fisiche, rafforzamento infrastrutturale di linee e stazioni e sistemi di gestione emergenziale. Questi interventi mirano a ridurre la vulnerabilità agli shock esterni ed a migliorare la capacità del sistema di assorbire e superare eventi critici senza conseguenze gravi e prolungate.
- Grado di interconnessione con sistemi elettrici esteri: questi investimenti contribuiscono a rafforzare l'integrazione del sistema elettrico italiano nel mercato europeo con l'aumento della flessibilità complessiva del sistema, più possibilità di importazione in condizioni di scarsità di offerta interna ed eventualità di esportare futuri surplus produttivi dovuti ad elevata generazione rinnovabile.

I benefici legati al rafforzamento di sicurezza, affidabilità, qualità ed efficienza complessiva della rete sono subordinati ad una serie di condizioni tecniche, autorizzative e regolatorie che rappresentano fattori di rischio ma anche dimensioni di verifica della coerenza e dell'efficacia del piano stesso.

2.5 Valutazione degli impatti del ROSS sul Piano Industriale di Terna

L'introduzione del modello ROSS da parte di ARERA rappresenta una delle innovazioni più rilevanti nel quadro regolatorio del settore elettrico italiano degli ultimi anni, poiché modifica in modo sostanziale la logica con cui vengono riconosciuti gli investimenti e remunerate le attività del gestore della rete di trasmissione. Se in precedenza il quadro regolatorio era centrato sulla logica della remunerazione del capitale investito, Capex-based, con il ROSS si osserva un progressivo spostamento verso una logica output-based, fondata sul principio della remunerazione in funzione delle prestazioni effettivamente erogate e dei risultati ottenuti nel tempo. In questo nuovo contesto, il Piano Industriale 2024-2028 di Terna S.p.A. non deve essere valutato soltanto in termini di dimensione degli investimenti programmati e di impatti industriali, ma interpretato anche alla luce delle nuove regole di riconoscimento tariffario introdotte dal ROSS. Diventa quindi centrale comprendere se il piano sia coerente con il nuovo modello regolatorio, se ne sfrutti le opportunità e in che misura sia in grado di adattarsi alla nuova logica che incentiva non solo gli investimenti, ma soprattutto la loro capacità di generare performance nel tempo. Occorre analizzare i principali impatti del ROSS sul piano sia da un punto di vista industriale che economico e finanziario, mettendo in risalto potenziali benefici, criticità e condizioni necessarie affinché gli effetti attesi possano effettivamente realizzarsi.

Nella regolazione precedente l'attenzione era concentrata principalmente sugli investimenti in conto capitale, riconosciuti in tariffa attraverso la RAB e remunerati attraverso un tasso prefissato; con il ROSS, invece, Capex ed Opex vengono valutati in modo congiunto, l'obiettivo non è più massimizzare l'investimento, ma ottimizzare il costo totale lungo il ciclo di vita degli asset e la remunerazione è collegata a logiche di performance in termini di qualità, efficienza e sicurezza. Dal punto di vista strategico il piano di Terna S.p.A. non può più essere valutato solo sulla base dell'entità degli investimenti, ma anche considerato rispetto all'efficienza complessiva delle scelte tecniche, alla sostenibilità dei costi operativi futuri generati dagli investimenti e alla capacità di massimizzare i benefici di lungo termine in materia di servizio reso al sistema.

Come visto in precedenza, il Piano Industriale prevede una crescita significativa della RAB, che non viene eliminata nel nuovo modello regolatorio, ma viene ridimensionata in quanto i ricavi futuri non dipenderanno più solo dall'entità degli investimenti immobilizzati, ma anche dalla loro effettiva utilità, dalla loro capacità di produrre

miglioramenti quantificabili e dal rispetto di standard di servizio. Ne consegue economicamente che, da un lato la crescita della RAB prevista dal piano continui a rappresentare una base importante di stabilità dei ricavi nel medio-lungo periodo, dall'altro, però, il riconoscimento regolatorio diviene meno automatico e più condizionato alle capacità di dimostrare i benefici operativi degli investimenti.

Secondo la logica del ROSS dal punto di vista economico, Terna S.p.A. è incentivata a porre maggiore attenzione alla progettazione degli investimenti con minor costo di life cycle, a ridurre il rischio di overinvestment ed a valorizzare maggiormente soluzioni tecnologiche innovative e digitali in grado di ridurre i costi nel lungo periodo, traducendosi per il sistema nel suo complesso in minori costi strutturali nel lungo periodo e in un più equilibrato allineamento tra interessi di Terna S.p.A. e l'interesse collettivo. Tutto ciò a patto che Terna S.p.A. si adegui al ROSS attraverso scelte strategiche industriali effettivamente efficienti, Arera riesca a definire metriche di performance chiare e misurabili e il sistema di incentivi non generi effetti distorsivi o comportamenti opportunistici.

Per Terna S.p.A. il ROSS comporta un inevitabile incremento del rischio regolatorio, infatti, se prima la remunerazione era relativamente stabile e prevedibile ora, dipende in misura maggiore dalla capacità di raggiungere determinati obiettivi, dalla qualità del servizio e dalla performance nel tempo. Dal punto di vista finanziario ciò implica un potenziale incremento della volatilità dei ricavi futuri, maggiore attenzione da parte degli investitori alla capacità operativa di Terna S.p.A. e necessità di rafforzamento dei sistemi di controllo interno e performance management.

L'effetto finale del ROSS sul Piano Industriale dipende in larga misura da fattori interni a Terna S.p.A.: la sua capacità realizzativa, l'efficienza organizzativa, la qualità della pianificazione e la capacità di misurare e rendicontare i risultati.

Nel complesso il modello ROSS rappresenta un'evoluzione positiva e coerente con le migliori pratiche europee, capaci di riallineare in modo ancora più forte l'interesse del gestore della rete, con l'interesse collettivo, valorizzando investimenti efficienti, che producono benefici reali per il sistema elettrico nazionale. Il piano industriale 2024-2028 sembra nel complesso coerente con questa nuova logica, ma la piena verifica della compatibilità tra ambizioni industriali e schema regolatorio, potrà essere compiuta solo nel corso della sua concreta attuazione. Il tutto dipenderà dalla capacità della società di

trasformare gli investimenti programmati in effettivi miglioramenti misurabili delle performance di rete evitando che alcune componenti del Piano mantengano ancora prevalentemente una logica Capex orientata e non output-based. Il ROSS, quindi, non riduce l'importanza degli investimenti di Terna S.p.A., ma ne cambia la natura, da una logica quantitativa di aumento della RAB, a progetti legati alla dimensione qualitativa, efficiente, affidabile e strategica del servizio.

2.7 Il Modello ROSS applicato a un investimento strategico: il Tyrrhenian Link

Per meglio comprendere in maniera concreta e applicativa gli effetti del modello regolatorio ROSS sul Piano Industriale di Terna S.p.A. è particolarmente utile analizzare un investimento di elevata rilevanza strategica, valutandone non solo la sua dimensione tecnica ed infrastrutturale, ma anche le nuove logiche di riconoscimento tariffario e di incentivazione basate sugli output. In tale senso il Tyrrhenian Link [30] rappresenta un caso particolarmente significativo, poiché accanto all'elevata complessità tecnologica e ad un importante impatto economico, c'è un forte allineamento con gli obiettivi di sistema perseguiti dal regolatore.

Il Tyrrhenian Link è una nuova interconnessione in corrente continua HVDC, che collega la Sicilia alla Campania e alla Sardegna, attraverso due dorsali sottomarine. Si tratta di una delle opere infrastrutturali più complesse mai realizzate sulla rete di trasmissione elettrica italiana, contraddistinta da un elevato contenuto tecnologico, rivestendo un ruolo centrale nel rafforzamento della sicurezza e dell'integrazione del sistema elettrico nazionale. Dal punto di vista industriale questa nuova interconnessione, mira a superare l'isolamento elettrico delle isole maggiori, migliorare la capacità di trasferimento dell'energia tra aree di profili di domanda e offerta diversi e agevolare l'integrazione della generazione rinnovabile, concentrata per lo più nelle regioni meridionali ed insulari. In questo senso, l'investimento contribuisce contemporaneamente quindi, a migliorare gli obiettivi di sicurezza del sistema, efficienza operativa e transizione energetica.



Figura 8: Schema infrastrutturale del Tyrrhenian Link [30]

Sotto il profilo economico il Tyrrhenian Link rappresenta un investimento di dimensioni particolarmente rilevanti, con un valore complessivo stimato di circa €3,7 mld, rendendolo uno dei progetti più significativi all'interno del Piano Industriale di Terna S.p.A. L'investimento riflette non solo l'estensione e la complessità dell'opera, ma anche l'elevato livello tecnologico richiesto per la realizzazione di collegamenti HVDC sottomarini in un contesto geografico articolato.

Dal punto di vista economico-finanziario il Tyrrhenian Link rientra nel programma di investimenti del Piano Industriale 2024-2028 ed è finanziato attraverso la combinazione di flussi di cassa operativi, ricorso al debito e riconoscimento tariffario regolato. Come per le altre grandi infrastrutture di rete l'investimento sarà capitalizzato ed incluso nel Regulatory Asset Base, contribuendo nel tempo alla generazione di ricavi regolati attraverso il meccanismo di remunerazione del capitale investito. In una logica tradizionale il progetto sarebbe stato giudicato principalmente in funzione della sua dimensione, del suo costo e della certezza del riconoscimento in tariffa, senza considerare gli effetti operativi di lungo periodo.

Sotto il profilo temporale, il progetto è stato approvato nel corso del 2021, a seguito delle valutazioni tecniche ed autorizzative previste, mentre le attività di realizzazione, sono state avviate a partire dal 2023. Il completamento dell'opera è previsto entro il 2028 coerentemente con l'orizzonte temporale del Piano Industriale 2024-2028. Questo ampio

arco temporale riflette la complessità tecnica dell'intervento e la necessità di coordinare le diverse fasi realizzative, incluse le opere civili, la posa dei cavi sottomarini e l'integrazione con la rete esistente.

Con l'introduzione del modello ROSS, invece, l'investimento non viene più valutato esclusivamente come un incremento della base regolata, ma come un progetto che sul lungo periodo mostri la propria utilità, efficienza e capacità di generare risultati misurabili per il sistema e quindi legato alla qualità delle performance che è in grado di garantire. Infatti, nel nuovo contesto delineato da Arera attraverso il ROSS, affinché un investimento possa essere considerato pienamente rimborsabile attraverso il meccanismo tariffario, è necessario che esso risulti coerente con gli obiettivi di sistema definiti dal regolatore, contribuisca in modo misurabile al miglioramento delle performance della rete e risulti efficiente in un 'ottica di complessivo lungo il ciclo di vita. In particolare, gli output dovranno essere verificabili in termini di sicurezza, qualità del servizio, riduzione delle congestioni, integrazione delle fonti rinnovabili e resilienza del sistema, saranno considerati dal regolatore sia i costi iniziali, sia quelli operativi e sistemici futuri. In questo quadro un investimento caratterizzato da un elevato costo iniziale può essere considerato riconoscibile e remunerabile se è in grado di ridurre in modo strutturale altri costi del sistema, come i costi di dispacciamento e le congestioni. Dal punto di vista del riconoscimento tariffario il nuovo modello continua a garantire all'impresa il recupero del capitale investito attraverso meccanismi di ammortamento e remunerazione del capitale, condizionati però al raggiungimento di specifici obiettivi di performance. Alla remunerazione base possono affiancarsi meccanismi incentivanti, legati al superamento di determinati target attesi o potenziali penalizzazioni in caso di risultati inferiori a quanto atteso; la remunerazione diviene quindi meno automatica e legata alla qualità dell'investimento e alla sua capacità di generare benefici effettivi al sistema.

Applicando questa logica al Tyrrhenian Link si evince che il progetto non può essere valutato esclusivamente in funzione del suo costo e della sua inclusione nella RAB, ma nel quadro ROSS l'investimento è pienamente rimborsabile e remunerabile a patto che i benefici economici sistemici generati dall'interconnessione siano nel medio-lungo periodo superiori ai costi sostenuti per la sua realizzazione, rendendo l'opera coerente con una logica di efficienza economica complessiva.

In una prospettiva comparativa, nel modello regolatorio precedente, il Tyrrhenian Link sarebbe stato valutato prevalentemente come un investimento capital intensive: una

grande opera infrastrutturale caratterizzata da un rilevante Capex, destinato ad incrementare la RAB ed a generare una remunerazione certa una volta ottenuto il riconoscimento regolatorio. Con il nuovo modello ROSS, invece, l'investimento viene valutato come un progetto orientato ai risultati, la cui sostenibilità economica, dipende non solo dal capitale investito, ma dalla capacità di produrre benefici misurabili e duraturi per il sistema elettrico. Da ciò si evince una maggiore responsabilità gestionale per Terna S.p.A.: eventuali ritardi nella realizzazione, sottoutilizzo dell'infrastruttura o performance inferiori alle attese potrebbero avere impatti negativi sui meccanismi di incentivazione e, quindi, sul riconoscimento economico dell'opera. Si assume che Terna S.p.A. sia in grado di gestire efficacemente il progetto rispettando tempi, costi e obiettivi operativi, minimizzando il rischio di penalizzazioni regolatorie. Allo stesso tempo però aumenta la legittimità economica e regolatoria di investimenti strategici, come il Tyrrhenian Link, fortemente allineato agli obiettivi di sicurezza efficienza e transizione energetica.

In conclusione, il Tyrrhenian Link rappresenta un esempio di come il modello ROSS trasformi il concetto di investimento regolato: da semplice strumento di crescita automatica dei ricavi a leva industriale sottoposta ad una continua verifica di valore, efficienza e performance. Inoltre, con il nuovo modello regolatorio, da questo progetto è possibile evincere che non c'è una riduzione dell'importanza degli investimenti di Terna S.p.A., ma una profonda modifica del loro criterio di valutazione, spostando l'attenzione dalla quantità di capitale investito alla capacità di generare valore per il sistema nel tempo. Valutato in questo senso il progetto appare coerente, strategicamente solido e potenzialmente in grado di beneficiare della nuova regolazione, a condizione che gli obiettivi industriali operativi previsti vengano effettivamente conseguiti nel tempo.

Capitolo 3

Il meccanismo della Regulated Asset Base (RAB) nella regolazione della trasmissione elettrica

Nei capitoli precedenti abbiamo analizzato l'evoluzione dei modelli regolatori applicati alla rete di trasmissione elettrica, dove si è visto il superamento progressivo degli approcci tradizionali di tipo input-based verso schemi regolatori più orientati alla spesa complessiva e ai risultati di servizio. Dall'analisi del modello britannico RIIO e della sua declinazione italiana del framework ROSS si evince che la regolazione moderna tende a ridurre le distorsioni associate alla separazione netta tra costi operativi e costi di capitale, con l'introduzione di meccanismi di incentivazione che mirano a conciliare efficienza economica, qualità del servizio e sostenibilità di lungo periodo. All'interno di questo nuovo quadro evolutivo la Regulated Asset Base continua a svolgere un ruolo centrale nella regolazione delle infrastrutture di rete. Sebbene questi nuovi modelli abbiano ridotto il legame diretto tra remunerazione e volume degli investimenti, la RAB rimane il riferimento principale per la determinazione dei ricavi ammessi, per il calcolo della remunerazione del capitale investito e per la valutazione della sostenibilità economico-finanziaria degli operatori di trasmissione. Comprendere a fondo il suo funzionamento risulta essenziale per interpretare correttamente sia i meccanismi tariffari, sia gli incentivi che orientano le scelte di investimento delle imprese regolamentate.

In questo capitolo analizzeremo quindi, in maniera approfondita e sistematica il meccanismo della Regulated Asset Base, specialmente in riferimento al settore della trasmissione elettrica. Dopo aver analizzato il principio economico alla base della RAB e la sua definizione regolatoria, esamineremo i criteri di costruzione, aggiornamento e remunerazione del capitale mettendo in evidenza possibili sviluppi di incentivi e distorsioni. Successivamente analizzeremo l'evoluzione del ruolo della RAB nei modelli regolatori più recenti, come il RIIO e il ROSS per comprendere in che modo si è cercato di correggere il capital bias, tipico della regolazione tradizionale.

Infine, ci concentreremo sull'applicazione del meccanismo RAB nel contesto italiano, quindi su Terna S.p.A. e sulla remunerazione degli investimenti infrastrutturali strategici,

al fine di collegare gli schemi teorici regolatori alla reale operatività del gestore di rete di trasmissione nazionale.

3.1. La Regulated Asset Base nella regolazione delle reti di trasmissione: fondamenti economici

Le infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica rappresentano un elemento essenziale per il funzionamento dei sistemi energetici moderni, costituendo un caso simbolico di monopolio naturale. La presenza di elevati costi fissi, l'intensa indivisibilità degli investimenti e l'esistenza di economie di scala su un ampio intervallo di output, rendono inefficiente la duplicazione delle reti, giustificando così l'affidamento dell'attività ad un unico operatore per area geografica. Tale struttura di mercato, in assenza di un adeguato sistema di regolazione, condurrebbe ad esiti inefficienti dal punto di vista del benessere collettivo, con prezzi superiori ai costi medi di lungo periodo, con una conseguente perdita netta di surplus per i consumatori.

La regolazione economica delle reti di trasmissione, quindi, nasce con l'obiettivo di replicare, per quanto possibile, gli esiti di un mercato concorrenziale garantendo al contempo la sostenibilità economico-finanziaria dell'operatore che gestisce l'infrastruttura. In questo contesto il regolatore deve affrontare un trade-off strutturale tra due esigenze contrapposte: da un lato assicurare un livello di remunerazione adeguato a sostenere investimenti caratterizzati da orizzonti temporali molto lunghi e da un profilo di rischio non trascurabile; dall'altro, prevenire la formazione di rendite monopolistiche e promuovere l'efficienza allocativa e produttiva del sistema.

In questo quadro teorico si afferma il concetto di Regulated Asset Base come strumento centrale della regolazione economica delle infrastrutture di rete. La RAB, infatti, rappresenta il valore del capitale investito riconosciuto dal regolatore ai fini tariffari, ed è la base di riferimento per la determinazione della remunerazione del capitale impiegato dall'impresa regolata. Nei modelli tradizionali di tipo rate of return, i ricavi ammessi sono definiti in modo da consentire il recupero dei costi efficienti sostenuti per l'erogazione del servizio, oltre ad una congrua remunerazione coerente con il livello di rischio dell'attività.

Il vincolo regolatorio sui ricavi può essere espresso come:

$$R_t = OPEX_t + \text{ammortamenti}_t + WACC \cdot RAB_t$$

Dove R_t indica i ricavi ammessi nel periodo t . Il termine OPEX rappresenta i costi operativi riconosciuti, ossia le spese necessarie per la gestione e la manutenzione ordinaria della rete, valutati dal regolatore in base a criteri di efficienza e comparabilità. Il termine ammortamenti indica gli ammortamenti regolatori, che consentono il recupero nel tempo del capitale investito, rispecchiando la vita utile ed economica degli asset all'interno della base regolatoria.

L'ultimo termine, il prodotto tra RAB e WACC rappresenta la remunerazione del capitale investito; il WACC indica il rendimento medio ponderato richiesto dagli investitori, tenendo conto della struttura finanziaria di riferimento fissata dal regolatore. Il valore ottenuto da questo prodotto determina l'ammontare dei ricavi necessari a garantire all'impresa una remunerazione coerente con il rischio sistematico dell'attività regolata, evitando così fenomeni di sovra-remunerazioni.

La RAB consente di separare concettualmente la gestione operativa dall'investimento infrastrutturale lasciando al regolatore il compito di stabilire quali possano essere gli asset riconosciuti e a quali condizioni. Questo meccanismo permette di ridurre l'asimmetria informativa tra impresa e regolatore rendendo più trasparente il processo di determinazione delle tariffe.

Dal punto di vista finanziario una base regolatoria stabile e criteri di remunerazione definiti ex-ante svolgono una funzione fondamentale nel garantire la finanziabilità delle strutture di trasmissione, visto che gli investimenti di rete sono caratterizzati da un'intensità elevata di capitale e da tempi di recupero molto lunghi; la prevedibilità dei cash flows regolatori consente di ridurre il rischio per gli investitori, abbassando il costo del capitale e facilitando l'accesso al finanziamento tramite debito e capitale proprio.

Tuttavia, la regolazione basata sulla RAB può generare distorsioni negli incentivi all'investimento. Il legame diretto tra remunerazione e valore del capitale investito può indurre le imprese a privilegiare soluzioni ad alta intensità di capitale rispetto ad alternative operative più efficienti, dando luogo al capital bias. Questo fenomeno rappresenta uno dei principali limiti dei modelli di regolazione tradizionali ed è alla base dell'evoluzione verso schemi regolatori più avanzati. Ciò nonostante, la Rab continua a rappresentare un pilastro fondamentale della regolazione delle reti di trasmissione, anche nei modelli più recenti come il RIIO nel Regno Unito e il ROSS in Italia, pur essendo

progressivamente integrata all'interno di logiche orientate alla spesa complessiva ed ai risultati di servizio, rimanendo indispensabile per la determinazione dei ricavi ammessi e per la valutazione della sostenibilità economico- finanziaria degli operatori regolati.

3.2 Definizione regolatoria della Regulated Asset Base

Nel contesto della regolazione delle infrastrutture di rete, la RAB rappresenta il valore del capitale investito che il regolatore riconosce come funzionale alla fornitura del servizio e sul quale viene calcolata la remunerazione del capitale. La RAB non coincide obbligatoriamente con il valore contabile degli asset iscritti a bilancio, ma è il risultato di un processo regolatorio che mira ad individuare, tra gli investimenti effettuati dall'impresa, quelli ritenuti efficienti, necessari e coerenti con gli obiettivi stabiliti dall'Autorità di Regolazione [31]. In particolare, il valore regolatorio può discostarsi dal valore civilistico qualora il regolatore ritenga che alcuni costi sostenuti non siano efficienti o non siano strettamente funzionali all'erogazione del servizio, escludendoli quindi dalla base di capitale riconosciuta ai fini tariffari.

Essa costituisce il principale collegamento tra le decisioni di investimento dell'impresa regolata ed il meccanismo di determinazione dei ricavi ammessi, servendo da base di calcolo per la remunerazione del capitale attraverso il tasso di rendimento regolatorio (WACC). Ne deriva che un incremento della RAB, a parità di WACC riconosciuto, si traduce in un aumento dei ricavi ammessi.

L'inclusione di un investimento nella RAB è subordinata al rispetto di una serie di criteri stabiliti dal regolatore:

- l'investimento deve essere funzionale all'erogazione del servizio di trasmissione e coerente con gli standard di sicurezza, continuità ed affidabilità del sistema;
- il costo sostenuto deve essere ragionevole rispetto a soluzioni alternative e tecnicamente equivalenti;
- l'investimento deve essere conforme ai piani approvati dal regolatore o rientrare nei meccanismi di autorizzazione previsti;
- l'asset deve generare benefici per il sistema elettrico nel suo complesso e non esclusivamente per l'impresa regolata. Tali criteri vengono generalmente

verificati attraverso meccanismi di controllo ex ante ed ex post, volti a garantire che l'investimento rispetti principi di efficienza allocativa e produttiva.

Nella definizione della RAB un aspetto cruciale riguarda la distinzione tra valore contabile degli asset e valore regolatorio riconosciuto ai fini tariffari. Infatti, mentre il valore contabile deriva da regole di bilancio e riflette il costo storico dell'investimento al netto degli ammortamenti civilistici, la RAB invece è determinata sulla base di criteri regolatori che possono discostarsi dalle logiche contabili.

Le principali differenze possono riguardare: il trattamento dell'inflazione, la vita utile regolatoria, che può differire da quella civilistica, l'esclusione di costi non riconosciuti o giudicati inefficienti e la gestione degli investimenti in corso e degli asset dismessi, ad esempio, gli investimenti in corso di realizzazione (asset in progress) vengono generalmente inclusi nella RAB solo al momento dell'entrata in esercizio, quando iniziano a contribuire effettivamente alla fornitura del servizio regolato. Tutto questo per consentire al regolatore di mantenere il controllo sulla dinamica tariffaria e di allineare la remunerazione del capitale agli obiettivi di policy senza seguire solo le logiche contabili dell'impresa.

All'inizio di un nuovo periodo regolatorio viene definita una RAB iniziale da parte del regolatore, che rappresenta lo stock di capitale investito riconosciuto all'inizio del nuovo periodo regolatorio. Solitamente la determinazione della RAB iniziale avviene sulla base della RAB finale del periodo precedente, aggiornata tenendo conto di ammortamenti e rivalutazioni. Nella transizione tra diversi modelli regolatori un tema rilevante è rappresentato dal meccanismo di cut-off, ovvero l'insieme di regole che disciplinano il trattamento degli investimenti effettuati prima dell'entrata in vigore del nuovo regime. Questo meccanismo è necessario per garantire stabilità regolatoria e tutela degli investimenti già realizzati. In linea generale gli investimenti già inclusi nella RAB continuano ad essere remunerati secondo le regole originali, i nuovi investimenti sono assoggettati ai nuovi criteri del framework regolatorio ed eventuali riallineamenti sono effettuati in modo graduale, per attenuarne l'impatto tariffario. Una volta definita, la RAB entra direttamente nel meccanismo di determinazione dei ricavi ammessi, costituendo la base di calcolo della remunerazione del capitale. Il regolatore riconosce all'impresa un flusso di ricavi tale da coprire i costi operativi efficienti, gli ammortamenti regolatori e una remunerazione del capitale proporzionale alla RAB e al WACC regolatorio. Questo meccanismo consente di garantire la copertura dei costi sostenuti per l'erogazione del

servizio, assicurare una remunerazione coerente con il rischio dell'attività e rendere prevedibili i flussi di cassa regolatori, facilitando il finanziamento degli investimenti.

Nel Regno Unito il modello RAB, utilizzato per la remunerazione dei servizi pubblici, permette agli investitori di ottenere una remunerazione garantita per l'intera vita dell'asset e di recuperare i costi d'investimento anche durante la fase di costruzione [32].

In Italia, affinché nella tariffa della RAB entrino soltanto i costi necessari ed efficienti, vi è l'esigenza di una raccolta dati annuali per aggiornare la RAB e le componenti tariffarie regolate; tutto ciò viene svolto dall'ARERA seguendo opportune linee guida [33]. In particolare, il quadro metodologico di riferimento è definito nei testi integrati dell'Autorità, quali il TIWACC e il TIROSS, che disciplinano rispettivamente i criteri di determinazione del costo del capitale e i principi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio.

3.3 Dinamica della Regulated Asset Base nel tempo

La Regulated Asset Base non rappresenta una grandezza statica, ma varia nel tempo in funzione degli investimenti infrastrutturali effettuati dall'impresa regolata, delle regole di ammortamento e dei meccanismi di aggiornamento definiti dall'Autorità di regolazione. La natura dinamica della RAB è coerente con la struttura capital-intensive delle reti di trasmissione, caratterizzate da continui investimenti di rinnovo, potenziamento e adeguamento tecnologico. La dinamica della RAB costituisce un elemento centrale nei modelli di regolazione delle infrastrutture di rete poiché incide direttamente sulla determinazione dei ricavi ammessi, sulla remunerazione del capitale investito e sull'impatto tariffario per gli utenti finali.

Nei contesti principali regolatori europei l'evoluzione della base di capitale riconosciuta è disciplinata attraverso un meccanismo di aggiornamento annuale (roll-forward mechanism), che consente di garantire continuità tra periodi regolatori successivi e stabilità agli investimenti di lungo periodo. Nel modello britannico RIIO, così come nel framework regolatorio italiano definito da ARERA, l'aggiornamento della RAB avviene secondo una logica incrementale che collega lo stock di capitale riconosciuto all'inizio del periodo alle variazioni intervenute nel corso dell'anno regolatorio. Le integrazioni dettagliate su tali meccanismi sono fornite, rispettivamente, nei documenti sistematici pubblicati da Ofgem [34] e nelle direttive operative pubblicate da ARERA sui propri canali istituzionali [33].

Dal punto di vista formale, la dinamica della Regulated Asset Base può essere rappresentata dalla seguente relazione:

$$RAB_t = RAB_{t-1} + CAPEX_t^{amm} - amm_t \pm ADJ_t$$

dove RAB_{t-1} indica il valore della base di capitale riconosciuto all'inizio del periodo; $Capex_t^{amm}$ rappresenta gli investimenti ammessi dal regolatore nel periodo t ; amm sono gli ammortamenti regolatori e ADJ_t comprende eventuali aggiustamenti regolatori, come dismissioni di asset, rettifica ex-post o rivalutazioni legate all'inflazione.

Nello schema riportato in Figura 9 è sintetizzato il processo di aggiornamento della Regulated Asset Base e rappresenta il meccanismo di roll-forward adottato nei principali modelli regolatori per collegare la base di capitale riconosciuta in due periodi consecutivi. La Figura mostra il ruolo degli investimenti ammessi, degli ammortamenti regolatori e degli aggiustamenti che determinano il valore finale della RAB nell'anno corrente.

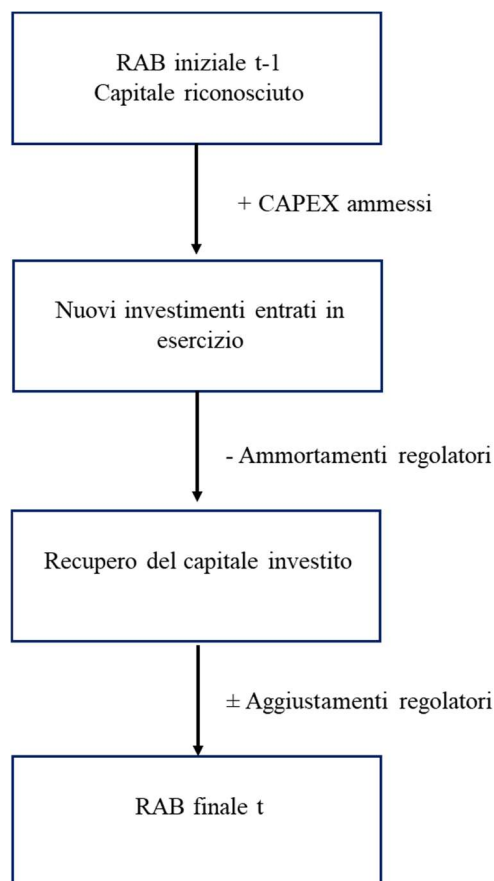


Figura 9: Meccanismo di aggiornamento della Regulated Asset Base (roll-forward)

Un aspetto fondamentale della dinamica della RAB riguarda la tempistica con cui gli investimenti infrastrutturali vengono riconosciuti ai fini regolatori. Nel complesso, gli asset entrano nella base regolatoria solo a partire dal momento in cui risultano completati e messi in esercizio, contribuendo effettivamente alla fornitura del servizio di trasmissione. Questo principio evita che investimenti non ancora produttivi generino immediatamente remunerazione, limitando il rischio di anticipazione dei ricavi regolatori. Tale principio è richiamato esplicitamente da ARERA nelle istruzioni operative per la determinazione della RAB, al fine di evitare la remunerazione anticipata di Asset non ancora disponibili per il sistema elettrico. Nel caso di investimenti di grandi dimensioni o caratterizzati da lunghi tempi di realizzazione, alcuni modelli regolatori prevedono strumenti specifici mirati a ridurre il rischio finanziario dell'operatore e la finanziabilità dei progetti infrastrutturali.

Nella Tabella 8 sono sintetizzate le principali modalità di riconoscimento regolatorio degli investimenti infrastrutturali con la distinzione tra investimenti standard e progetti di grandi dimensioni. La tabella mette a confronto il trattamento adottato nei contesti regolatori italiani e britannici.

Tipologia di investimento	Entrata in RAB	Remunerazione durante costruzione	Riferimento regolatorio
Investimenti standard	Alla messa in esercizio	No	ARERA – Manuale RAB
Investimenti di grandi dimensioni	Alla messa in esercizio	Possibile (meccanismi dedicati)	Ofgem – RIIO
Investimenti strategici di sistema	Graduale	Sì (parziale o anticipata)	Ofgem / ARERA

Tabella 8: Trattamento regolatorio degli investimenti e modalità di entrata in RAB

Un ulteriore elemento cruciale della dinamica della RAB è rappresentato dagli ammortamenti regolatori, che costituiscono il meccanismo attraverso cui il capitale investito viene progressivamente recuperato nel corso della vita utile degli asset. Le vite utili regolatorie sono stabilite dall'Autorità di regolazione e possono essere diverse da quelle civilistiche in quanto prendono in considerazione la stabilità tariffaria, l'efficienza economica e le caratteristiche tecniche delle infrastrutture.

Nella Figura 10 è rappresentato l'effetto combinato di nuovi investimenti e ammortamenti regolatori sulla dinamica della base di capitale e quindi è mostrata l'evoluzione della Rab nel tempo lungo un orizzonte pluriennale. La figura consente di evidenziare come in relazione ad un flusso costante di investimenti, la RAB sia in grado di crescere in modo progressivo, mentre in presenza di una fase di riduzione degli investimenti gli ammortamenti contribuiscono ad una graduale contrazione della base di capitale riconosciuta.

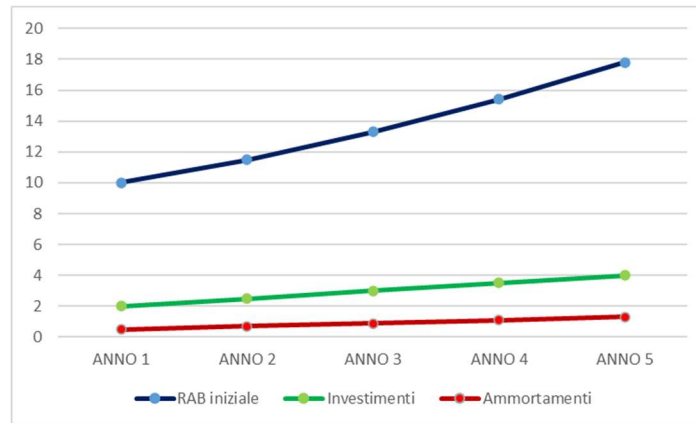


Figura 10: Evoluzione della RAB nel tempo con investimenti e ammortamenti

Visto il ruolo centrale della dinamica della RAB nel determinare l'equilibrio economico-finanziario dell'operatore di rete e l'impatto tariffario sugli utenti finali, i modelli regolatori più recenti hanno affiancato progressivamente al meccanismo di aggiornamento della RAB strumenti orientati al controllo della spesa complessiva e alla valutazione dei risultati di servizio, al fine di attenuare le distorsioni tipiche della regolazione tradizionale e orientare le decisioni di investimento verso soluzioni efficienti e coerenti con gli obiettivi di sistema.

3.4 La remunerazione della RAB: WACC regolatorio e rischio

Nei modelli regolatori RAB-based, la remunerazione del capitale investito riconosciuto è determinata applicando un tasso di rendimento regolatorio espresso generalmente tramite il Weighted Average Cost of Capital (WACC). Esso rappresenta il costo medio ponderato delle fonti di finanziamento (capitale proprio e debito) e costituisce uno degli elementi più sensibili della regolazione: un WACC troppo elevato può comportare un incremento ingiustificato dei ricavi ammessi e delle tariffe, mentre un WACC eccessivamente basso rischia di compromettere la finanziabilità degli investimenti e la capacità dell'operatore

di mantenere un profilo di rischio coerente con il settore infrastrutturale. Nel contesto italiano, ARERA determina e aggiorna i parametri del WACC attraverso il quadro metodologico TIWACC e successive deliberazioni; in particolare per il sub-periodo 2025-2027, la Delibera 513/2024/R/com [35] aggiorna i parametri e riporta i valori di WACC per i servizi infrastrutturali regolati. Per la trasmissione di energia elettrica, il WACC è pari al 5,5% per il periodo 2025-2027. Nel contesto britannico, Ofgem definisce il costo del capitale nei price controls RIIO, distinguendo cost of equity e cost of debt; nel pacchetto RIIO-T3 final determinations (2026-2031), il finance annex riporta i parametri di remunerazione e i valori di WACC per i Transmission Owners [36].

In termini generali, il WACC può essere rappresentato come media ponderata del costo del capitale proprio (cost of equity) e del costo del debito (cost of debt), in funzione della struttura finanziaria di riferimento (leva finanziaria).

$$WACC = R_e \cdot \frac{E}{D + E} + R_D \cdot \frac{D}{D + E} \cdot (1 - T)$$

Dove:

R_e = costo del capitale proprio

R_d = costo del debito

T =aliquota fiscale rilevante

$D/D+E$ o $E/D+E$ = leva finanziaria; la struttura finanziaria utilizzata è definita dal regolatore in modo teorico e non necessariamente coincide con la struttura effettiva dell'impresa regolata.

Nella pratica regolatoria si adottano spesso convenzioni specifiche per garantire coerenza tra remunerazione e indicizzazione dell'asset base. Nel RIIO-T3 Finance Annex [37], Ofgem esplicita la coesistenza di grandezze reali/nominali nella costruzione della baseline return on capital e riporta i valori di WACC in tre metriche per trasparenza: semi nominale, reale e nominale.

Il costo del capitale proprio (cost of equity) è stimato in genere tramite CAPM:

$$R_e = R_f + \beta \cdot MRP$$

Dove:

R_f = risk-free rate

MRP= Market risk premium

β = equity beta, derivata da asset beta e dalla leva finanziaria

Nel RIIO-T3, Ofgem riporta i parametri utilizzati per la determinazione del cost of equity e il risultato in termini di cost of equity.

Nel caso italiano, ARERA sceglie un assetto metodologico coerente con l'approccio CAPM e dedica una parte rilevante dell'analisi alla determinazione del beta asset per ciascun servizio regolato; nella trasmissione elettrica il documento tecnico collegato alla delibera 513/2024 [35] riporta valori di beta asset nell'ordine di 0,33/0,34 a seconda dell'orizzonte di stima. Un aspetto specifico dei settori regolati è il rischio regolatorio, cioè l'incertezza legata alla stabilità delle regole, ai meccanismi di revisione, alla simmetria degli aggiustamenti e ai rischi di disallineamento tra costi riconosciuti e costi effettivi. Logicamente tale rischio deve essere riflesso nel beta, ma contenuto tramite stabilità di framework e consultazioni trasparenti. Nel documento tecnico ARERA relativo all'aggiornamento 2025-2027 l'autorità discute esplicitamente parametri, meccanismi di revisione e fattori di contesto, mettendo in evidenza come scelte troppo volatili possano influenzare la corretta remunerazione e quindi gli incentivi agli investimenti.

Il costo del debito riconosciuto è di solito basato sul benchmark (indici obbligazionari o panieri di titoli comparabili) per stimare un costo efficiente del finanziamento, evitando che l'impresa trasferisca integralmente le eventuali inefficienze finanziarie sulle tariffe. Nel RIIO-T3, Ofgem descrive l'approccio al return on debt e la scelta di parametri semi-nominali, oltre alle assunzioni sulla quota di debito indicizzato e il relativo aggiustamento dell'indicizzazione della RAV. Nel caso ARERA, il documento tecnico dell'aggiornamento 2025-2027 include la stima di parametri legati allo spread e considera un meccanismo di gradualità nel passaggio ai nuovi livelli di costo del debito.

La leva finanziaria nozionale è una scelta regolatoria: Ofgem riporta per RIIO-T3 una leva finanziaria nozionale pari al 55% per i principali gestori delle reti di trasmissione elettrica. L'uso di tale struttura finanziaria consente di: stabilizzare il costo riconosciuto nel tempo, prevenire trasferimenti di rischio da scelte di leve aggressive, supportare la valutazione di rating implicito e condizioni di finanziabilità.

La distinzione tra tassi reali e nominali è fondamentale perché interagisce con l'indicizzazione della RAB.

In generale:

$$(1 + i_{nom}) = (1 + i_{real}) \cdot (1 + \pi)$$

dove con π si indica l'inflazione attesa.

Nel framework RIIO accanto alla baseline return on capital, la performance dell'impresa può generare deviazioni positive o negative rispetto al rendimento base attraverso output incentives e meccanismi di sharing. Questo concetto è spesso descritto come RoRE, un indicatore che misura il rendimento effettivo sull'equity regolatorio, includendo l'effetto delle incentivazioni.

3.4.1 La politica del Wacc nel contesto italiano

Nel contesto italiano, la determinazione del costo del capitale per i servizi infrastrutturali regolati avviene all'interno del TIWACC, Testo Integrato per la determinazione del costo medio ponderato del capitale, definito e aggiornato da ARERA. Il TIWACC rappresenta il quadro metodologico di riferimento per la stima del WACC applicabile ai diversi servizi regolati, quindi anche al settore di trasmissione di energia elettrica, stabilendo i criteri di determinazione delle singole componenti del costo del capitale.

A differenza del modello britannico, nel quale il regolatore pubblica in modo esplicito e disaggregato tutti i parametri utilizzati nel WACC regolatorio, il TWACC definisce una metodologia unica e trasversale applicabile a più servizi, lasciando all'autorità il compito di pubblicare, per ciascun periodo regolatorio e per ciascun servizio, il valore finale del WACC riconosciuto. In questo modo si garantisce coerenza metodologica, stabilità regolatoria e semplicità applicativa, senza rinunciare alla trasparenza.

Alla luce delle differenze tra il contesto regolatorio britannico e quello italiano, la Tabella 9 confronta i principali parametri utilizzati per la determinazione della remunerazione del capitale investito nei due modelli evidenziando, analogie nei principi e differenze nelle modalità di implementazione.

Parametro	Regno Unito – RIIO-3 (Ofgem)	Italia – Trasmissione elettrica (ARERA)
Autorità regolatoria	Ofgem	ARERA
Periodo regolatorio	2026–2031	2025–2027
Base di remunerazione	RAB indicizzata	RAB
Quadro metodologico	Finance Annex RIIO-3	TIWACC (Testo Integrato WACC)
Struttura finanziaria	Notional gearing = 55%	Struttura finanziaria nozionale
Beta asset	~0,30–0,35	~0,33–0,34
Trattamento inflazione	Reale / nominale / semi-nominale	Coerenza WACC–indicizzazione RAB
Regime fiscale	Post-tax	Post-tax
WACC riconosciuto	≈ 4,46% real (≈ 6,65% nominal)	5,50% nominal

Tabella 9: Parametri del WACC regolatorio: confronto tra Regno Unito (RIIO-3) e Italia (ROSS)

Dal confronto si evince come i due modelli regolatori condividono i medesimi principi economico-finanziari di base fondati sulla remunerazione del capitale efficiente attraverso un Wacc regolatorio costruito su assunzioni nozionali. Tuttavia, mentre nel modello britannico la trasparenza parametrica è puntuale su ciascuna componente del costo del capitale, nel contesto italiano l'attenzione è posta sulla definizione di un quadro metodologico unico e sulla pubblicazione del valore finale del Wacc per ciascun servizio. Tale differenza riflette una diversa filosofia regolatoria: più analitica e orientata al confronto nel caso britannico, più sintetica e orientata alla stabilità e alla semplicità applicativa nel caso italiano.

3.5 Incentivi e distorsioni del modello RAB

Come abbiamo visto precedentemente, la remunerazione della RAB, attraverso la remunerazione del WACC regolatorio, rappresenta uno strumento fondamentale per

garantire la sostenibilità economico-finanziaria degli operatori di rete e la finanziabilità degli investimenti infrastrutturali. Tuttavia, la letteratura economica e l'esperienza regolatoria internazionale hanno evidenziato come i modelli di regolazione basati esclusivamente sulla remunerazione del capitale investito possano generare incentivi distorsivi, portando a scelte di investimento non sempre coerenti con l'efficienza complessiva del sistema.

Passiamo ora a un'analisi critica per mettere in luce i principali effetti indesiderati che hanno motivato l'evoluzione verso framework regolatori più avanzati. Una delle principali criticità del modello RAB è l'incentivo potenziale al sovrainvestimento infrastrutturale, ovvero il gold plating. Poiché la remunerazione dell'operatore è direttamente proporzionale al valore della base di capitale riconosciuta, esiste un incentivo intrinseco ad aumentare il volume degli investimenti, anche oltre il livello strettamente necessario per garantire un servizio efficiente. In presenza di una regolazione che riconosce integralmente gli investimenti ammessi nella RAB e applica un WACC stabile, l'operatore può essere indotto a preferire soluzioni capital-intensive rispetto ad alternative operative o gestionali potenzialmente più efficienti dal punto di vista del costo totale. Questa dinamica altera il trade-off tra OPEX e CAPEX, favorendo strategie di investimento che accrescono la base di capitale rispetto a soluzioni organizzative o tecnologiche meno capital intensive. Nel settore delle reti di trasmissione, caratterizzato da un'elevata intensità di capitale e da una limitata possibilità di verifica ex-ante dell'effettiva necessità degli investimenti, questo meccanismo è molto rilevante.

La letteratura economica ha formalizzato il fenomeno del gold plating attraverso l'Averch-Johnson effect [37], che descrive la tendenza delle imprese regolamentate a scegliere combinazioni produttive più capital intensive rispetto all'efficienza economica, quando il rendimento riconosciuto sul capitale supera il costo effettivo del capitale stesso. Nel contesto della regolazione RAB based, questo effetto si traduce in capital bias, cioè una distorsione sistematica a favore degli investimenti in capitale fisso rispetto ad altre soluzioni, come l'ottimizzazione della gestione operativa, l'innovazione tecnologica o l'adozione di strumenti di flessibilità di rete. Tale distorsione non deriva necessariamente da comportamenti opportunistici dell'operatore, ma è una conseguenza strutturale del meccanismo di remunerazione basato sulla dimensione della RAB. Inoltre, un altro limite del modello RAB tradizionale riguarda la natura prevalentemente statica degli incentivi. In un contesto in cui la remunerazione è legata principalmente alla quantità di capitale

investito, l'operatore è incentivato a massimizzare l'efficienza allocativa nel breve periodo ed è meno motivato a perseguire miglioramenti di efficienza nel lungo periodo o ad investire in soluzioni innovative che potrebbero ridurre il fabbisogno di capitale nel tempo. In assenza di meccanismi specifici di condivisione dei benefici derivanti da risparmi di costo o miglioramenti di performance, i guadagni di efficienza tendono ad essere trasferiti rapidamente ai consumatori attraverso revisioni tariffarie, riducendo l'incentivo per l'operatore a sostenere investimenti innovativi ad alto rischio o con ritorni incerti. Questo aspetto risulta ancora più rilevante nell'attuale contesto di transizione energetica, in cui le reti sono chiamate a adattarsi a scenari tecnologici e di domanda in rapida evoluzione e sempre più complessi.

L'elevata incertezza tecnologica, la crescente complessità del sistema elettrico, la necessità di integrare fonti rinnovabili non programmabili e la continua pressione per contenere l'impatto tariffario degli investimenti amplificano le distorsioni del modello RAB puro. In tali condizioni, un modello regolatorio basato esclusivamente sulla crescita della RAB rischia di non garantire un'allocazione e una distribuzione efficiente delle risorse e di generare tensioni tra obiettivi di investimento, sostenibilità tariffaria e innovazione. Queste criticità hanno spinto i regolatori a integrare il ruolo della RAB all'interno di schemi, che pongono maggior rilievo sulla spesa complessiva, sui risultati di servizio e sulla condivisione dei rischi tra operatori e utenti. L'evoluzione verso modelli come RIIO e ROSS rappresenta un tentativo di correggere tali distorsioni introducendo incentivi legati alla performance e alla qualità del servizio

Tali criticità del modello RAB tradizionale non ne annullano il ruolo centrale nella regolazione delle infrastrutture di rete, ma ne evidenziano i limiti in assenza di adeguati correttivi. Per questo motivo, i modelli regolatori più recenti hanno affiancato progressivamente alla RAB strumenti volti a neutralizzare il capital bias, rafforzare gli incentivi dinamici ed orientare le decisioni di investimento verso soluzioni efficienti dal punto di vista del sistema nel suo complesso.

3.6 Evoluzione del ruolo della RAB nei modelli regolatori avanzati

Dopo aver analizzato il funzionamento della RAB nel modello tradizionale e le principali distorsioni derivate da una regolazione fortemente incentrata sulla remunerazione del capitale investito, analizziamo ora come all'interno dei framework regolatori più recenti

il ruolo della RAB viene modificato e ridefinito, con particolare riferimento ai meccanismi introdotti nei modelli RIIO e ROSS. L'obiettivo è quello di analizzare le modalità attraverso cui la RAB viene integrata, limitata o affiancata da strumenti alternativi, al fine di ridurre il capital bias e migliorare l'efficienza allocativa delle decisioni di investimento. Nei nuovi modelli regolatori la relazione tra la crescita della base di capitale ed i ricavi ammessi viene deliberatamente indebolita: la RAB non scompare, ma perde il ruolo di variabile centrale delle decisioni di spesa diventando uno strumento di recupero di capitale piuttosto che un elemento centrale diretto di remunerazione. La RAB, in questa prospettiva, continua a svolgere una funzione essenziale in termini di stabilità finanziaria e finanziabilità degli investimenti, ma viene progressivamente ridimensionata rispetto alle scelte tra investimenti in capitale e soluzioni alternative. Il superamento del capital bias si realizza concretamente attraverso l'adozione della total expenditure, come variabile di controllo regolatorio. In questo nuovo meccanismo solo una quota della spesa complessiva viene trasformata in capitale regolatorio ed entra nella RAB, mentre la parte restante è riconosciuta come costo operativo. Di conseguenza la destinazione regolatoria della spesa non dipende più dalla sua classificazione contabile ma da regole ex ante definite dal regolatore. Nel modello RAB tradizionale, i costi in conto capitale erano capitalizzati integralmente e alimentavano automaticamente la RAB, generando nel tempo ammortamenti e remunerazione del capitale, mentre i costi operativi venivano recuperati immediatamente attraverso i ricavi del periodo. Con l'introduzione dell'approccio TOTEX Based, Capex e Opex sono considerati congiuntamente ed il loro trattamento regolatorio è determinato da meccanismi che mirano a controllare la dinamica della RAB e a incentivare la minimizzazione della spesa complessiva. Nel contesto italiano, il modello ROSS introduce la distinzione tra slow money e fast money. La slow money rappresenta la quota di Totex che entra nella RAB ed è recuperata gradualmente nel tempo attraverso ammortamenti e remunerazione del capitale; la fast money invece è riconosciuta immediatamente nei ricavi del periodo e non contribuisce alla crescita della base di capitale. Confrontando direttamente il percorso seguito dalla spesa nel modello tradizionale e nei framework Totex-based è possibile vedere il cambiamento nel trattamento regolatorio dei costi, come sintetizzato in Tabella 10.

Domanda chiave	Modello RAB tradizionale	Modelli Totex-based (RIIO / ROSS)
Come vengono considerati i costi?	I costi sono distinti rigidamente in CAPEX e OPEX	Tutti i costi sono considerati come spesa complessiva (Totex)
Da cosa dipende il loro trattamento regolatorio?	Dalla classificazione contabile del costo	Da regole definite <i>ex ante</i> dal regolatore
Cosa succede ai costi di investimento?	Entrano interamente nella RAB	Solo una quota entra nella RAB
Cosa succede ai costi operativi?	Sono recuperati immediatamente	Possono essere trattati in modo simmetrico ai CAPEX
La spesa fa crescere automaticamente la RAB?	Sì, se è classificata come CAPEX	No, la crescita della RAB è controllata
Quale incentivo si crea per l'operatore?	Preferire investimenti capitalizzati	Minimizzare la spesa complessiva
Qual è il ruolo finale della RAB?	Variabile centrale della remunerazione	Strumento di recupero del capitale

Tabella 10: Percorso dei costi regolatori: modello tradizionale vs modelli Totex-based

Nel complesso, l'evoluzione del trattamento dei costi e del ruolo della RAB nei modelli regolatori più recenti segna il passaggio da una regolazione orientata allo stock di capitale a una regolazione orientata alla spesa complessiva e ai risultati di servizio. Il

ridimensionamento del ruolo della RAB consente un'analisi applicativa più aderente alla realtà operativa delle reti di trasmissione.

3.7 Dinamica della base di capitale regolatoria nella trasmissione elettrica italiana: evidenze dal caso Terna

Dopo aver analizzato l'evoluzione del ruolo della RAB nei modelli regolatori più recenti, passiamo a parlare del contesto reale della trasmissione elettrica italiana. In questa ottica, è necessario analizzare come la RAB evolva nella pratica per il gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna S.p.A., al fine di comprendere quali siano le sue dimensioni attuali, come venga influenzata dal nuovo modello ROSS e quale impatto produca su ricavi e tariffe e sulla pianificazione degli investimenti. Per quanto riguarda la struttura della RAB di Terna S.p.A., cioè il valore del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori, essa comprende: linee di trasmissione ad alta ed altissima tensione, stazioni elettriche, sistemi di interconnessione, infrastrutture digitali e sistemi di controllo e investimenti strategici autorizzati. Secondo i dati riportati nella Relazione Finanziaria Annuale [23] e nei documenti per investitori, la RAB regolatoria di Terna S.p.A. si colloca su valori superiori ai 20 mld€ con una tendenza crescente coerente con il piano di sviluppo della rete.

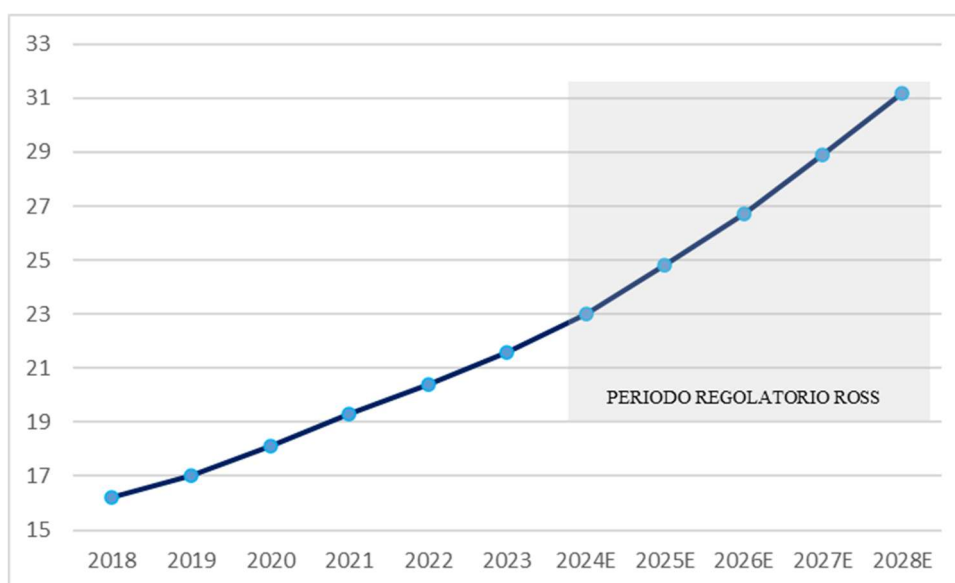


Figura 11: Dinamica della RAB di Terna e proiezioni di crescita nel periodo 2018–2028E

La Figura 11 mostra l'evoluzione della RAB negli ultimi anni e le proiezioni di investimento legate al piano di investimenti 2024-2028, evidenziando la crescita strutturale della base di capitale riconosciuta.

I ricavi riconosciuti a Terna per l'attività di trasmissione derivano principalmente da: remunerazione del capitale investito ($WACC \cdot RAB$), ammortamenti regolatori, componenti incentivanti e meccanismi di aggiustamento. Pertanto, la crescita della RAB si riflette direttamente nella dinamica dei ricavi ammessi pur in presenza di meccanismi Totex-based che ne controllano la velocità di espansione. L'analisi dei bilanci evidenzia una correlazione tra incremento degli investimenti e crescita dei ricavi regolatori, in modo conforme a quanto previsto dal quadro ROSS. La struttura dei ricavi ammessi per l'attività di trasmissione può essere rappresentata dalla seguente relazione:

$$Ricavi = (WACC \cdot RAB) + Ammortamenti + Componenti Totex + Incentivi$$

Nella formula la RAB rappresenta la base su cui viene calcolata la remunerazione del capitale investito, mentre gli ammortamenti consentono il recupero graduale del capitale stesso. Le componenti legate alla Totex e agli incentivi introducono elementi di controllo della spesa e di performance riducendo il legame automatico tra investimenti e ricavi.

Nella Tabella 11 è possibile vedere in modo sistematico il nesso tra ciascuna componente regolatoria e la RAB, evidenziando quali voce dipendano direttamente dalla base di capitale e quali invece ne siano indipendenti.

Componente dei ricavi regolatori	Meccanismo economico	Effetto in caso di aumento della RAB
Remunerazione del capitale	$WACC \times RAB$	Aumento immediato della remunerazione
Ammortamenti regolatori	Recupero del capitale investito	Crescita progressiva dei ricavi ammessi
Slow money (quota capitalizzata Totex)	Incrementa la RAB nel tempo	Effetto diluito nel medio periodo
Fast money (quota non capitalizzata)	Recupero immediato di spesa	Nessun impatto sulla RAB
Incentivi di performance	Premi/penalità su output	Variabile, indipendente dallo stock

Tabella 11: Relazione tra RAB e componenti dei ricavi regolatori

La struttura dei ricavi regolatori evidenzia come la RAB continui a rappresentare il principale driver della remunerazione riconosciuta all'operatore, anche se integrata da meccanismi di controllo della spesa e incentivi di performance volti a limitarne la crescita automatica.

Il piano industriale 2024-2028 di Terna S.p.A. prevede investimenti per oltre 16 mld€ destinati a: rafforzamento delle interconnessioni, integrazione delle fonti rinnovabili, digitalizzazione della rete, sicurezza e resilienza del sistema elettrico. Tali investimenti alimentano progressivamente la RAB, ma il loro trattamento regolatorio avviene nel rispetto dei meccanismi previsti dal modello ROSS, che ne modulano l'impatto temporale sui ricavi e sulle tariffe [26].

L'evoluzione della RAB non può essere compresa esclusivamente come fenomeno di crescita dello stock di capitale, ma deve essere letta in relazione ai flussi annuali di investimento che la alimentano. È quindi necessario analizzare il rapporto tra spesa in conto capitale e variazione della base regolatoria nel tempo. La Figura 12 mette a confronto gli investimenti annuali programmati da Terna S.p.A. con l'andamento della RAB nello stesso periodo al fine di evidenziare la relazione tra flussi di spesa e dinamica dello stock regolatorio.

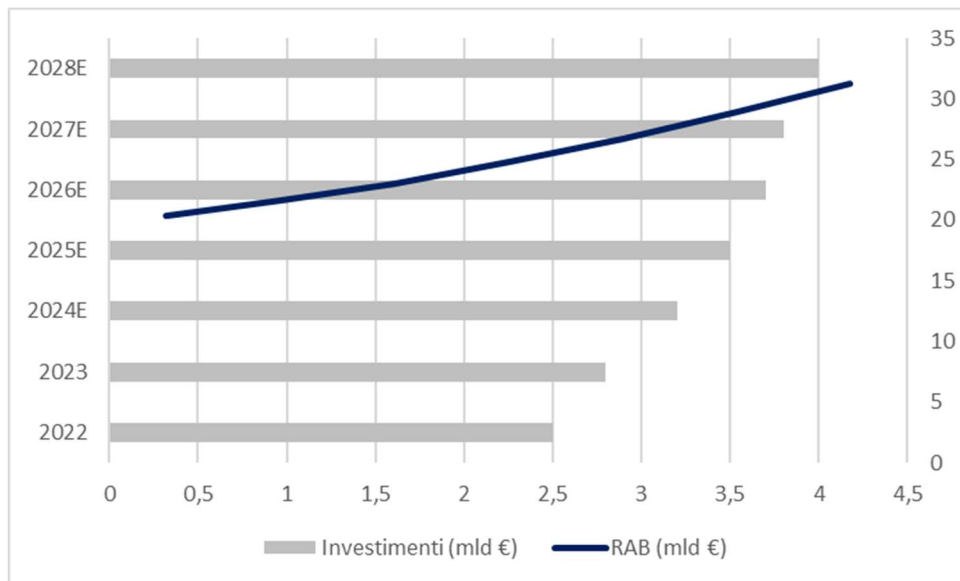


Figura 12: Incidenza degli investimenti strategici sulla crescita della RAB

La figura evidenzia come l'incremento programmato degli investimenti annuali si traduca in una crescita progressiva della base regolatoria, anche se con un effetto temporale differito legato ai meccanismi di capitalizzazione previsti dal modello ROSS. La crescita della RAB comporta un aumento della remunerazione del capitale e degli ammortamenti, con potenziali effetti sulle tariffe di trasmissione. Tuttavia, il modello ROSS, attraverso la modulazione slow/fast money e i meccanismi di controllo della spesa, punta a: evitare shock tariffari, garantire prevedibilità dei ricavi, preservare il rating e la finanziabilità dell'operatore. Infatti, l'analisi del profilo finanziario di Terna S.p.A. mostra una struttura coerente con un operatore infrastrutturale a basso rischio supportata da un quadro regolatorio stabile.

Questa analisi conferma come la RAB continui a rappresentare l'asse portante della remunerazione nel settore della trasmissione elettrica, ma all'interno di un quadro regolatorio che ne controlla la dinamica e ne integra il funzionamento con strumenti orientati alla spesa complessiva ed ai risultati di servizio. Le scelte regolatorie incidono direttamente sulla struttura dei ricavi, sulla pianificazione degli investimenti e sull'equilibrio tra sostenibilità finanziaria e tutela dei consumatori.

3.8 Simulazione applicativa della remunerazione regolatoria del Tyrrhenian Link

Dopo aver analizzato nel Capitolo 2 il progetto Tyrrhenian Link sotto il profilo strategico e infrastrutturale, ora l'attenzione si concentra sulla dimensione regolatoria ed economico-finanziaria dell'investimento, al fine di comprendere in che modo l'inclusione di questo investimento infrastrutturale nella RAB si traduca in ricavi ammessi, flussi di cassa regolatori e impatto tariffario. L'obiettivo dell'analisi non è quello di descrivere nuovamente il progetto, bensì di analizzare il meccanismo di remunerazione del capitale investito secondo le regole vigenti per la trasmissione elettrica. Nella simulazione assumiamo le seguenti ipotesi regolatorie di base:

- Investimento riconosciuto pari a 3,7 €mld
- Entrata in esercizio anno 2023
- Vita utile regolatoria: 40 anni
- WACC regolatorio 5,50%
- Capitalizzazione slow money 80% coerente con la logica ROSS
- Fast money 20%

Queste ipotesi riflettono delle condizioni coerenti con i parametri regolatori attualmente applicati alla trasmissione elettrica in Italia e consentono di stimare gli effetti finanziari dell'investimento in maniera realistica.

La quota capitalizzata sarà dunque pari a:

$$RAB_{incremento} = 3,7\text{€mld} \cdot 80\% = 2,96\text{€mld}$$

La quota fast money sarà quindi:

$$3,7\text{€mld} \cdot 20\% = 0,74\text{€mld}$$

Questi 0,74€mld vengono riconosciuti immediatamente nei ricavi del periodo, ma non generano remunerazione futura.

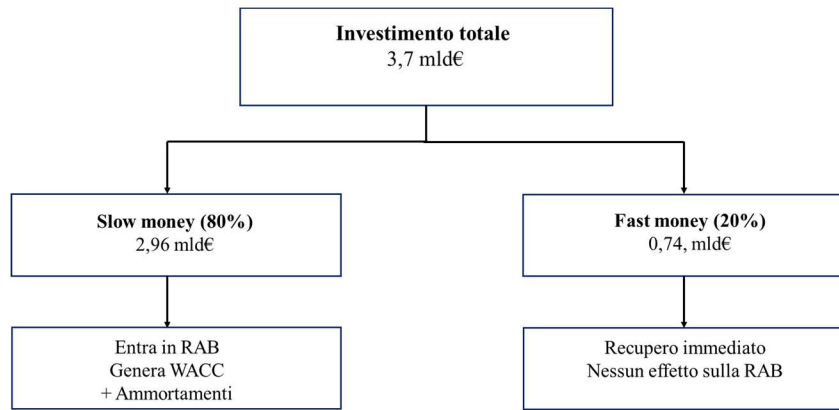


Figura 13: Scomposizione regolatoria dell'investimento

Vediamo ora la remunerazione annua generata dalla RAB.

Remunerazione del capitale:

$$2,96\text{€mld} \cdot 5,5\% = 162,8 \text{ €mln/anno}$$

Ammortamento:

$$\frac{2,96\text{€mld}}{40} = 74 \text{ €mln/anno}$$

Effetto ricavi annui da slow money:

$$162,8 \frac{\text{€mln}}{\text{anno}} + 74 \frac{\text{€mln}}{\text{anno}} = 236 \text{ €mln/anno}$$

Voce	Valore
Investimento capitalizzato	2,96 mld €
WACC	5,50%
Remunerazione annua	162,8 mln €
Ammortamento annuo	74 mln €
Totale ricavi generati	236,8 mln €/anno

Tabella 12: Impatto regolatorio annuale (quota slow money)

Se guardiamo alla dinamica temporale della RAB possiamo vedere come nel primo anno:

$$RAB_t = RAB_{t-1} + 2,96 \text{ €mld}$$

Negli anni successivi:

$$RAB_{t+1} = RAB_t - 74 \text{ €mln}$$

Dalla formula si evince chiaramente come la Rab si riduce gradualmente con gli ammortamenti, mantenendo però la componente di remunerazione sul valore residuo.

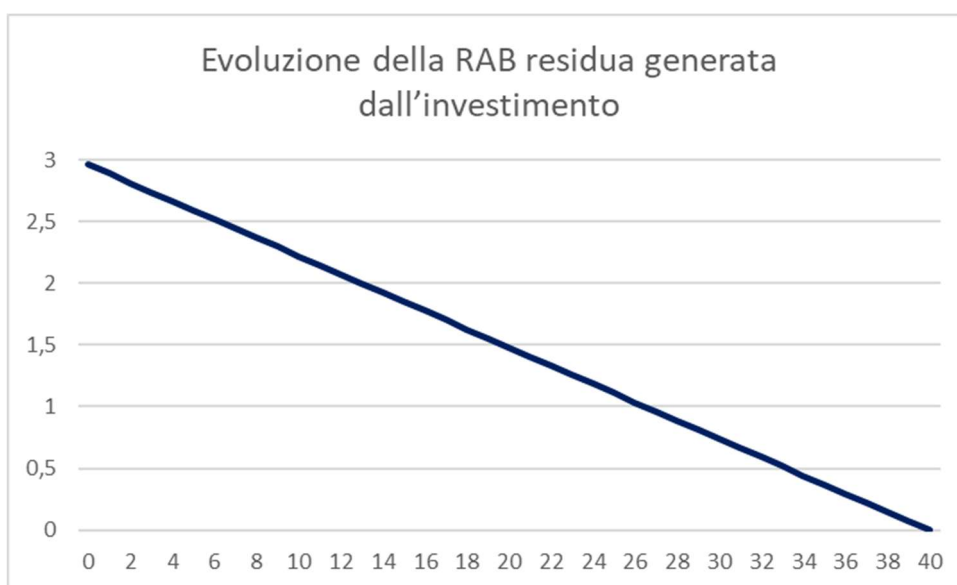


Figura 14: Evoluzione della RAB generata dall'investimento (simulazione)

La Figura 14 evidenzia la riduzione progressiva della quota di RAB generata dall'investimento a seguito degli ammortamenti regolatori, mostrando come la remunerazione del capitale sia calcolata sul valore residuo e decresca nel tempo.

L'incremento annuo dei ricavi regolatori generato dalla quota capitalizzata dell'investimento, circa 236 €mln, viene recuperato attraverso le tariffe di trasmissione applicate sull'energia elettrica trasportata sulla rete nazionale. L'effetto unitario sulla tariffa dipende dal rapporto tra l'incremento dei ricavi ammessi e il volume complessivo di energia trasportata. Assumendo, al fine illustrativo, un volume annuo di energia trasportata pari a circa 300 TWh, l'impatto unitario può essere stimato come:

$$\frac{236,8 \text{ € mln}}{300TWh} = 0,79\text{€/MWh}$$

Si tratta tuttavia di un valore indicativo che evidenzia come anche un investimento di grande dimensione produca un effetto unitario abbastanza contenuto se ripartito sull'intera base nazionale dei consumi elettrici.

La distinzione tra slow money e fast money, tuttavia, consente di modulare il momento in cui la spesa entra nella RAB e genera remunerazione. Dal punto di vista finanziario, la stabilità del flusso di remunerazione consente all'operatore di pianificare gli investimenti mantenendo un profilo di rischio compatibile con il rating creditizio e con l'accesso ai mercati dei capitali. Dal lato dei consumatori, la distribuzione temporale dell'onere tariffario riduce la probabilità di shock concentrati in un singolo esercizio, favorendo una maggiore sostenibilità del percorso di transizione energetica. Quindi, l'effetto tariffario dell'investimento non dipende soltanto dall'ammontare della spesa iniziale, ma dal modo in cui viene recuperata nel tempo secondo il framework regolatorio. In questo contesto, la RAB opera come strumento di distribuzione intertemporale del costo dell'infrastruttura, ripartendone l'onere lungo l'intera vita utile dell'opera.

3.9 Il ruolo della RAB tra stabilità finanziaria ed evoluzione regolatoria

L'analisi condotta fino ad ora evidenzia come la regolazione delle infrastrutture di trasmissione non possa essere ricondotta alla sola determinazione dei ricavi ammessi. Essa costituisce, piuttosto, un meccanismo attraverso cui vengono distribuiti i rischi, ripartiti i costi nel tempo e orientate le scelte di investimento in un settore strategico per l'economia nazionale. Proprio nel contesto attuale, caratterizzato da un'intensificazione degli investimenti legati alla decarbonizzazione e all'elettrificazione dei consumi, la questione centrale non riguarda più solo il livello della remunerazione riconosciuta all'operatore, ma la capacità del quadro regolatorio di garantire coerenza tra sostenibilità finanziaria, contenimento tariffario e adeguatezza infrastrutturale. La regolazione deve consentire l'attuazione di programmi di sviluppo pluriennali, assicurando al contempo che l'onere degli investimenti sia ripartito in modo equilibrato tra le generazioni di utenti. In questa prospettiva, la base di capitale regolatoria assume il ruolo di strumento intertemporale: il costo di un'infrastruttura viene distribuito lungo l'intero arco della sua

vita utile, evitando che il peso dell'investimento ricada interamente sugli utenti al momento della realizzazione. Il problema è dunque come inserire correttamente la RAB in un sistema capace di gestire l'incertezza, incentivare l'efficienza e prevenire comportamenti distorsivi. Con lo spostamento dell'attenzione dallo stock di capitale alla qualità della spesa ed ai risultati di sistema assumono un peso crescente la performance dell'infrastruttura e la coerenza con gli obiettivi di politica energetica. La regolazione diventa quindi uno strumento di coordinamento tra esigenze industriali e obiettivi pubblici.

In un contesto caratterizzato da investimenti infrastrutturali di dimensioni senza precedenti, la stabilità e la prevedibilità della base regolatoria continuano a svolgere una funzione essenziale. Senza un meccanismo credibile di recupero del capitale investito, difficilmente sarebbe possibile sostenere programmi plurimiliardari di rafforzamento della rete e di integrazione delle fonti rinnovabili. La RAB, in questo senso, rimane uno strumento di garanzia finanziaria per gli operatori e per il mercato dei capitali. Guardando in prospettiva, le reti di trasmissione saranno chiamate a operare in un ambiente caratterizzato da maggiore volatilità dei flussi energetici, crescente integrazione delle rinnovabili e sviluppo di nuove tecnologie di gestione e accumulo. Ciò richiederà assetti regolatori capaci di adattarsi a scenari mutevoli, mantenendo al contempo un quadro di riferimento stabile per gli investitori. In definitiva, la regolazione della trasmissione elettrica riflette la necessità di conciliare tre dimensioni fondamentali: stabilità finanziaria dell'operatore, equità tariffaria per gli utenti e sicurezza del sistema elettrico. L'equilibrio tra questi elementi non è statico, ma dinamico, e rappresenta uno dei nodi centrali del percorso di transizione energetica.

Conclusioni

Il presente elaborato ha analizzato l'evoluzione dei modelli regolatori applicati alle reti di trasmissione elettrica, con speciale riguardo al passaggio dai sistemi tradizionali basati sulla remunerazione del capitale investito verso approcci più avanzati orientati alla spesa complessiva ed ai risultati di servizio. L'analisi è risultata di una combinazione tra una prospettiva teorica, un confronto internazionale tra il modello RIIO britannico e il modello ROSS italiano e l'applicazione empirica a Terna S.p.A., ente italiano che gestisce le reti di trasmissione. Questo studio ha permesso di valutare in modo integrato gli effetti del nuovo quadro regolatorio sugli incentivi agli investimenti, sulla sostenibilità finanziaria degli operatori e sulla sicurezza del sistema elettrico. In primo luogo, dall'analisi è emerso il superamento progressivo del paradigma tradizionale basato sulla Regulated Asset Base (RAB), come unico strumento di regolazione economica. Infatti, i modelli regolatori più recenti tendono ad integrare la RAB all'interno di framework regolatori più complessi, che mirano a ridurre le distorsioni tipiche dei sistemi input-based, come il capital bias e il rischio di sovrainvestimento, anche se la RAB continua a rappresentare un elemento fondamentale per garantire la finanziabilità delle infrastrutture. Una risposta diretta a tali criticità è stata l'introduzione di modelli regolatori basati sulla logica Totex. Considerando congiuntamente i costi operativi e gli investimenti questi modelli consentono di eliminare le distorsioni dei sistemi tradizionali che favorivano soluzioni più capital intensive anche quando non economicamente ottimali. Attraverso la definizione di una baseline di spesa efficiente e l'introduzione di meccanismi di sharing, il regolatore crea un contesto in cui l'impresa è incentivata a minimizzare il costo complessivo del servizio, indipendentemente dalla natura operativa o capitale della spesa. L'analisi del modello britannico RIIO ha evidenziato come la regolazione output-based rappresenti oggi uno degli strumenti più avanzati per allineare gli incentivi economici degli operatori agli obiettivi di policy pubblica, tra cui sicurezza, affidabilità, sostenibilità ambientale e supporto alla transizione energetica. Il sistema di premi e penalità legati agli output consente di superare la visione finanziaria della regolazione, introducendo una dimensione qualitativa e strategica che collega direttamente la remunerazione alle prestazioni efficienti fornite al sistema. Il confronto con il modello ROSS adottato in Italia ha mostrato la sua coerenza con le tendenze internazionali, pur mantenendo caratteristiche specifiche legate alla struttura del sistema elettrico nazionale e al ruolo centrale del

gestore della rete di trasmissione. Il nuovo approccio basato su obiettivi di spesa e di servizio introduce un equilibrio tra incentivi all'efficienza, sostenibilità finanziaria e tutela dei consumatori, favorendo una maggiore responsabilizzazione degli operatori e una migliore allocazione delle risorse. Una conferma empirica della rilevanza del nuovo quadro regolatorio è stata fornita dall'analisi della struttura e dei nuovi investimenti di Terna S.p.A. a seguito dell'introduzione del nuovo modello regolatorio. Infatti, il Piano Industriale della società evidenzia un significativo aumento degli investimenti infrastrutturali, necessari per sostenere l'integrazione delle fonti rinnovabili, rafforzare la resilienza delle reti e garantire la sicurezza del sistema elettrico. L'introduzione del modello ROSS contribuisce a rendere tali investimenti compatibili con criteri di efficienza economica e sostenibilità finanziaria, fornendo al contempo un quadro stabile e prevedibile per la pianificazione di lungo periodo. Nel complesso, in un contesto caratterizzato dalla crescente complessità tecnica, da elevati fabbisogni di investimento e da maggiore incertezza, l'analisi ha confermato che l'evoluzione dei modelli regolatori rappresenta un elemento chiave per garantire la sicurezza e il successo della transizione energetica. L'introduzione del nuovo modello di regolazione delle infrastrutture energetiche italiane ha segnato non solo il superamento del sistema input-based a favore di un approccio prevalentemente orientato alla performance e all'efficienza complessiva, ma ha permesso soprattutto la riduzione delle distorsioni legate alla separazione tra costi operativi e costi di capitale. L'approccio Totex elimina l'incentivo tradizionale ad aumentare artificialmente la base di capitale per ottenere una remunerazione maggiore, favorendo invece soluzioni più efficienti sotto tutti i punti di vista. Questo nuovo tipo di approccio assume maggiore rilevanza nell'attuale contesto di transizione energetica, dove le imprese devono scegliere tra diverse soluzioni tecnologiche, non sempre caratterizzate da elevata intensità di capitale. Inoltre, collegando una parte dei ricavi al raggiungimento di specifici obiettivi di servizio, il regolatore crea un sistema in cui la redditività dell'impresa dipende non solo dal livello di investimento, ma anche dalla qualità e dall'affidabilità del servizio fornito. L'introduzione di questi meccanismi di incentivazione basati sulla performance contribuisce a migliorare l'allineamento tra gli interessi dell'impresa e quelli del sistema elettrico nel suo complesso. Il ruolo centrale attribuito al business plan nel modello ROSS integrale rappresenta un ulteriore elemento di innovazione. La pianificazione industriale diventa parte integrante del processo regolatorio, consentendo al regolatore di valutare in modo più accurato la coerenza degli

investimenti con gli obiettivi di sistema e di monitorarne l'effettiva realizzazione. Dal punto di vista finanziario, il mantenimento della RAB come base di remunerazione per il capitale contribuisce a garantire la stabilità economica degli operatori e la loro capacità di attrarre capitali, aspetto fondamentale per un settore caratterizzato da investimenti di lunga durata ed elevata intensità di capitale.

Nonostante i numerosi elementi positivi, il nuovo modello regolatorio presenta alcune criticità che meritano un'attenta considerazione. Una prima criticità riguarda la complessità del sistema. I modelli Totex-based e output-based richiedono un elevato livello di informazioni, capacità di monitoraggio e competenze tecniche da parte del regolatore. La definizione della baseline di spesa efficiente rappresenta un punto critico, in quanto errori di valutazione possono generare incentivi distorti premiando inefficienze o penalizzando investimenti necessari. La natura relativamente recente del modello ROSS crea un ulteriore elemento di incertezza poiché, non sono ancora disponibili evidenze empiriche complete sui suoi effetti di lungo periodo. Questo rende difficile valutare pienamente la sua efficacia e la sua capacità di garantire un perfetto equilibrio tra incentivi all'efficienza e sicurezza degli investimenti. Esiste inoltre il rischio che incentivi economici troppo stringenti possano indurre comportamenti eccessivamente orientati alla riduzione dei costi, con potenziali effetti negativi sulla qualità del servizio o sulla resilienza delle infrastrutture. Questo rischio è ancora più rilevante nell'attuale contesto, caratterizzato da una crescente esposizione a eventi climatici estremi e minaccia alla sicurezza delle infrastrutture energetiche. Inoltre, cambiamenti frequenti nei parametri regolatori o nella metodologia di calcolo dei ricavi potrebbero aumentare il rischio percepito dagli investitori, influenzando negativamente il costo del capitale e la capacità delle imprese di finanziare nuovi investimenti. Infine, il crescente ruolo degli obiettivi di policy, come la decarbonizzazione e la sicurezza energetica, introduce una dimensione politica nel processo regolatorio, che potrebbe rendere più complesso il mantenimento di un equilibrio tra obiettivi economici e obiettivi sociali.

La transizione energetica rappresenta una sfida senza precedenti per i sistemi di regolazione delle infrastrutture energetiche: l'elevato volume di investimenti richiesto, l'incertezza tecnologica e l'aumento della complessità operativa richiedono un quadro regolatorio stabile, flessibile e attendibile. Uno dei principali rischi riguarda la possibilità che il modello regolatorio non riesca a adattarsi abbastanza rapidamente all'evoluzione tecnologica. L'introduzione di nuove tecnologie come sistemi di accumulo, reti

intelligenti e digitalizzazione delle infrastrutture, richiede meccanismi regolatori complessi in grado di riconoscere in maniera accurata i benefici di tali investimenti. Un ulteriore rischio riguarda la crescente esposizione delle infrastrutture a minacce fisiche e cyber. La regolazione dovrà includere in modo più esplicito incentivi legati alla sicurezza e alla resilienza delle reti. Esiste inoltre il rischio che l'elevato fabbisogno di investimenti possa generare tensioni tra la necessità di garantire la sostenibilità finanziaria degli operatori e l'obiettivo di contenere i costi per i consumatori finali.

Alla luce di quanto emerso è possibile individuare alcune aree di miglioramento del modello regolatorio. In primo luogo, sarà fondamentale rafforzare i meccanismi di monitoraggio e valutazione della performance, al fine di garantire che gli incentivi economici riflettano in modo accurato la qualità del servizio e il contributo degli investimenti alla sicurezza del sistema. In secondo luogo, sarà necessario mantenere un adeguato equilibrio tra stabilità regolatoria e flessibilità, consentendo il graduale adattamento del modello alle evoluzioni tecnologiche e alle nuove esigenze del sistema energetico, favorendo al contempo l'adozione di tecnologie avanzate e soluzioni digitali. Infine, sarà importante continuare il processo di armonizzazione con le migliori pratiche internazionali, mantenendo al contempo un approccio coerente con le specificità del Sistema Nazionale.

In conclusione, nonostante alcune criticità e incertezze legate alla fase iniziale di applicazione, l'introduzione del nuovo modello ROSS offre le basi per un sistema regolatorio più moderno, flessibile e orientato al lungo periodo, in coerenza con gli obiettivi della transizione energetica. La sua efficacia dipenderà dalla capacità del regolatore di adattarlo alle future evoluzioni del sistema energetico, mantenendo un equilibrio tra incentivi economici, sostenibilità finanziaria e sicurezza delle infrastrutture. La regolazione economica continuerà a svolgere un ruolo centrale nel garantire lo sviluppo efficiente e sicuro delle reti energetiche, in un contesto caratterizzato da profonde trasformazioni e crescente complessità, contribuendo in modo determinante al successo della transizione energetica.

Bibliografia

[1] Electricity Act 1989, c. 29. (1989)

<https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents>

[2] Utility Act 2000, c. 27. (2000)

<https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2000/27/contents>

[3] Averch, H., & Johnson, L. L. (1962). Behavior of the firm under regulatory constraint.

[4] Littlechild (1983). Regulation of British Telecommunications' Profitability.

[5] Ofgem (2010). RPI-X@20 Final proposals.

[6] Ofgem (2012). RIIO T-1. Final proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas.

[7] Ofgem (2017). RIIO Electricity Transmission Annual Report 2016-2017

[8] Ofgem (2021), "Transmission price control 2021–2026 (RIIO-T2)

<https://www.ofgem.gov.uk/energy-regulation/how-we-regulate/energy-network-price-controls/transmission-price-control-2021-2026-riio-t2>

[9] Ofgem – Office of Gas and Electricity Markets. (2025, 4 dicembre). RIIO-3 Final Determinations for the Electricity Transmission, Gas Distribution and Gas Transmission sectors

<https://www.ofgem.gov.uk/decision/riio-3-final-determinations-electricity-transmission-gas-distribution-and-gas-transmission-sectors>

[10] Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (c.d. "Decreto Bersani"), Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, Italia.

<https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:1999-03-16;79>

[11] Repubblica Italiana (1995). Legge 14 novembre 1995, n. 481, Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità.

<https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:1995-11-14;481>

[12] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente - ARERA (2023). Deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/com: Testo integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031), approvazione della Parte I e della Parte II dedicata al ROSS-base.

<https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/163-23>

[13] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – ARERA (2021). Deliberazione n. 271/2021/R/com.

<https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/21/271-21>

[14] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – ARERA (2021). Consultazione 23 dicembre 2021, 615/2021/R/com: Linee guida per lo sviluppo della regolazione ROSS-base da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.

<https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/21/615-21>

[15] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – ARERA (2022). Deliberazione n. 317/2022/R/com.

<https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/22/317-22>

[16] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – ARERA (2022). Deliberazione n. 655/2022/R/com.

<https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/22/655-22>

[17] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – ARERA (2024). Relazione annuale 2024.

<https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2024>

[18] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – ARERA (2025). Relazione annuale 2025.

<https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2025>

[20] Terna S.p.A., Chi siamo.

<https://www.terna.it/it/chi-siamo>

[21] Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, Chi siamo.

<https://www.mase.gov.it/portale/web/guest/competenze>

- [22] Terna S.p.A., Geographical presence
<https://www.terna.it/en/about-us/introducing-terna/geographical-presence>
- [23] Terna S.p.A. (2025), Aggiornamento del Piano Industriale 2024-2028: Risultati al 31 dicembre
https://download.terna.it/terna/Terna_aggiornamento_Piano_Industriale_2024_2028_risultati_31_dicembre_2024_8dd6bb8c6ba94c6.pdf
- [24] Ministero dello Sviluppo Economico (2019), Obiettivi – Energia Clima 2030.
<https://energiaclima2030.mise.gov.it/index.php/il-piano/obiettivi>
- [25] Consiglio dell’Unione Europea. (2025). “Pronti per il 55%” (Fit for 55).
<https://www.consilium.europa.eu/it/policies/fit-for-55/#package>
- [26] Terna S.p.A. (2025, 25 marzo). Aggiornamento del Piano Industriale 2024-2028.
<https://www.terna.it/it/media/news-eventi/dettaglio/aggiornamento-piano-industriale-2024-2028>
- [27] Terna S.p.A. (2025). 2024-2028 Industrial Plan Update Presentation. Terna.
https://download.terna.it/terna/Terna_2024_2028_Industrial_Plan_Update_Presentation_8dd6bbb54c7b644.pdf
- [28] Terna S.p.A. (2025, 25 marzo). Aggiornamento Piano Industriale 2024-2028: risultati al 31 dicembre 2024
<https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/aggiornamento-piano-industriale-2024-2028-risultati-31-dicembre-2024>
- [29] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). (2024, 27 febbraio). Delibera 55/2024/R/eel: Approvazione della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il periodo 2024-2027.
<https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/24/55-24>
- [30] Terna S.p.A. (2025). Tyrrhenian Link.
<https://www.terna.it/it/progetti-territorio/tyrrhenian-link>
- [31] Wikipedia, Regulatory Asset Base.
https://it.wikipedia.org/wiki/Regulatory_Asset_Base

[32] Ofgem, Sizewell C Economic Guidance

<https://www.ofgem.gov.uk/guidance/sizewell-c-economic-guidance>

[33] ARERA, Manuale d'uso del sistema RAB (Regulatory Asset Base) VERSIONE 2.0 (28 giugno 2010)

https://www.arera.it/fileadmin/allegati/operatori/raccolte_dati/istrRAB2.0.pdf:
contentReference[oaicite:0]{index=0}

[34] Ofgem, RIIO-2 Final Determinations – Core methodology

<https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-2-final-determinations-core-methodology>

[35] ARERA, Deliberazione 513/2024/R/com – Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (TIWACC)

<https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/24/513-24>:
contentReference[oaicite:0]{index=0}

[36] Ofgem, RIIO-3 Final Determinations – Finance Annex

<https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2025-12/RIIO-3-Final-Determinations-Finance-Annex.pdf>: contentReference[oaicite:0]{index=0}

[37] Wikipedia, Averch–Johnson effect

https://it.wikipedia.org/wiki/Effetto_Averch-Johnson

