



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale – Percorso Finance Classe LM-31

Tesi di Laurea di II Livello

A.a. 2025/2026

Sessione di Laurea Marzo 2026

Le sfide del sistema energetico e l'evoluzione della regolazione

Ruolo dell'Energy System Integration e analisi dei modelli di
incentivazione nel contesto europeo

Relatore:

Prof. Carlo Cambini

Candidato:

Andrea Tealdi

A zia Riny e zio Baldo

RINGRAZIAMENTI

Giunto al termine di questo percorso universitario desidero ringraziare innanzitutto tutti coloro che lavorano per il Politecnico di Torino e che contribuiscono a rendere questa università una delle migliori in Europa. Grazie a voi, noi studenti siamo messi nelle condizioni di costruire la nostra conoscenza all'interno di un ambiente dinamico e accogliente. In particolare, ringrazio tutti i docenti dai quali ho avuto l'opportunità di imparare gli strumenti che mi permetteranno di mettermi in gioco nel mondo del lavoro. Tra essi, dedico un ringraziamento speciale al relatore di questa tesi, il Prof. Carlo Cambini, che mi ha dato la possibilità di svolgere questo elaborato e mi ha fornito il supporto necessario con la massima disponibilità. Desidero ringraziare anche l'azienda Coesa Energy, con cui ho svolto il tirocinio curricolare, e tutti i ragazzi con i quali ho avuto la fortuna di lavorare per qualche mese, tra cui Paolo, Walter, Lorenzo, Michele e Gabriele, per avermi fatto entrare in contatto con il mondo del lavoro e per la vostra capacità di coniugare competenza e simpatia.

Dopodiché, un grandissimo ringraziamento alla mia famiglia. Grazie a mamma Loredana e papà Giuseppe per il vostro supporto sotto tutti i punti di vista e per tutto l'amore che mi dimostrate da sempre, vi voglio bene. Grazie a nonna Nina e a nonna Angela, alle cugine Chiara, Enrica, Alice e Carola. Grazie a zia Riny e zio Aldo, per il vostro supporto durante la mia infanzia e per esserci sempre stati, prima da qua e poi da lassù. Sono sicuro che avete già raccontato a tutti gli angeli i risultati scolastici del vostro nipotino preferito, proprio come facevate con i vostri amici quando eravate qui.

Desidero poi ringraziare i miei amici, cominciando ovviamente dal gruppo SCLD, Ambra, Alice, Aurora, Davide, Edoardo, Giorgia, Luca e Lucrezia (in ordine alfabetico per non scontentare nessuno) e dai mitici Chi c'è c'è, Davide, Luca, Tia e Lollo. Grazie per avermi sempre accettato per quello che sono e per avermi regalato felicità, serenità e divertimento. Il vostro supporto è stato davvero importante.

Grazie poi a tutti gli altri miei amici, tra cui voglio citare principalmente Petto, Mattia, Lollo e Ale, ai quali voglio particolarmente bene e con cui di tanto in tanto *facciamo calcio*. Grazie anche a Steven e a Ceci, per la vostra simpatia e perché con voi mi sento sempre libero di essere me stesso. Un ringraziamento speciale va a tutti i compagni di università con cui ho avuto a che fare in questi anni, principalmente a Benedetta e Arianna. Grazie a voi questo cammino è stato molto più leggero e piacevole.

Infine, desidero ringraziare con tutto il mio cuore Samuele. Ti ringrazio per la splendida persona che sei, per aver condiviso la tua vita con me in questi ultimi anni, per l'ispirazione continua che mi danno la tua determinazione e la tua personalità e per mille altre cose. Senza di te, Gem, questo percorso sarebbe stato più difficile e sicuramente meno felice. Mi auguro di averti per sempre al mio fianco, perché la tua presenza fa davvero la differenza.

Grazie anche a tutte le persone che sicuramente avrò dimenticato, ma che hanno contribuito alla mia felicità nel corso di questi anni, spero di aver ricambiato almeno in parte quello che avete fatto per me, o di avere l'opportunità di farlo in futuro.

SOMMARIO

INTRODUZIONE	9
1. Il contesto energetico e le sfide globali	11
1.1 Il ruolo dell'energia nella geopolitica contemporanea	11
1.2 Le sfide del sistema energetico.....	14
1.2.1 La sicurezza energetica	14
1.2.2 La sostenibilità.....	16
1.2.3 L'equità	17
1.2.4 L'elettrificazione e la digitalizzazione del sistema energetico	19
1.2.5 La flessibilità	22
2. L'integrazione del sistema energetico: una necessità climatica ed economica	27
2.1 Il ruolo dell'ESI per affrontare le sfide del sistema energetico	29
2.2 Approfondimento sul ruolo dell'ESI nella riduzione delle emissioni di CO₂	31
2.2.1 Panoramica di alcuni recenti modelli che indagano l'impatto dell'ESI sulle emissioni.....	32
2.2.2 Il ruolo dell'idrogeno per la decarbonizzazione.....	38
2.3 Approfondimento sul ruolo dell'ESI nella riduzione dei costi del sistema energetico	42
2.3.1 LCOE e costi di integrazione.....	43
2.3.2 System LCOE e costi totali di sistema.....	46
2.3.3 Gli investimenti nella rete elettrica.....	47
2.3.4 Il ruolo chiave del settore elettrico e i costi dell'integrazione delle fonti rinnovabili intermittenti	51
2.3.5 Costi e barriere all'integrazione di idrogeno e calore nel sistema energetico	55
3. La regolazione dell'ESI	62
3.1 Cost-of-Service/Rate-of-Return.....	63
3.2 Regolazione a incentivi	65
3.2.1 <i>Price-Cap</i>	65
3.2.2 <i>Revenue-Cap</i>	67

3.2.3	<i>Yardstick Competition</i> e meccanismi ibridi di regolazione incentivante	67
3.3	I primi anni di liberalizzazione: criticità e nuove sfide	68
3.4	Approccio TOTEX	71
3.5	Regolazione <i>output-based</i>, <i>innovation stimuli</i>, <i>regulatory sandboxes</i> e regolazioni pilota	73
3.6	Strumenti tariffari innovativi e prospettive future	76
4.	La regolazione italiana delle reti energetiche: dalla liberalizzazione al modello ROSS .	79
4.1	Periodo 1998-2003: avvio della regolazione tradizionale	79
4.2	Periodo 2004-2011: maturazione e consolidamento della regolazione	82
4.3	Periodo 2012-2020: verso il superamento della regolazione tradizionale	83
4.4	L’embrione di un nuovo paradigma: le prime sperimentazioni del TOTEX	86
4.5	Periodo 2020-2023: ulteriori sviluppi regolatori e definizione del nuovo WACC	89
4.5.1	La regolazione dell’elettricità	90
4.5.2	La regolazione del gas naturale	91
4.5.3	Approfondimento sul metodo di determinazione dell’OPEX riconosciuto e sul sistema di condivisione dell’efficienza dell’OPEX.....	92
4.5.4	Approfondimento sul metodo di determinazione del CAPEX riconosciuto	95
4.5.5	La determinazione del WACC	98
4.6	Il procedimento verso l’entrata in vigore del ROSS	102
4.6.1	La Delibera 271/2021/R/com: motivazioni e avvio della definizione dei principi del ROSS.....	102
4.6.2	Il Documento per la consultazione 615/2021/R/com: logiche del ROSS-Base	104
4.6.3	Monitoraggio delle <i>performance</i> : il ruolo del RoRE.....	107
4.6.4	Il Documento per la consultazione 317/2022/R/com: ambito di applicazione del ROSS e ulteriori sviluppi del ROSS-Base.....	109
4.6.5	Orientamenti dell’Autorità per i criteri del ROSS-Base	115
4.6.6	La Delibera 527/2022/R/com: peculiarità del modello ROSS-Integrale	123
4.7	L’entrata in vigore del ROSS: il TIROSS 2024-2031	124
4.8	Il riferimento regolatorio principale: il modello britannico	133
4.8.1	Cenni sul modello RIIO-1	133

4.8.2	Cenni sul modello RIIO-2	136
4.8.3	RIIO e ROSS: un confronto	138
4.8.4	Il modello RIIO-3 e le novità rispetto al RIIO-2.....	142
CONCLUSIONI		148
BIBLIOGRAFIA		150

INTRODUZIONE

Il sistema energetico globale sta attraversando una delle più profonde trasformazioni strutturali mai affrontate nel corso della sua storia, guidata dalla transizione energetica in atto. Essa richiede di ridurre drasticamente le emissioni di gas climalteranti, garantendo al contempo la sicurezza degli approvvigionamenti e l'accessibilità economica dell'energia. Di conseguenza, la transizione energetica sta mettendo sotto pressione i mercati, il ruolo degli operatori, i rapporti tra i diversi settori e i sistemi di regolazione, tradizionalmente concepiti per un sistema energetico profondamente diverso da quello che si sta delineando e che dovrà ulteriormente svilupparsi negli anni a venire. Un sistema a basse emissioni di carbonio, basato su fonti rinnovabili e fortemente elettrificato, oltre a originare nuove complessità di natura tecnico-economica e regolatoria, rivoluziona il ruolo stesso dell'energia, che diventa un elemento strategico in grado di influenzare la stabilità geopolitica, la competitività industriale e il benessere sociale.

In questo scenario, l'approccio tradizionale del sistema energetico, basato su catene del valore verticali e su una separazione netta tra i vettori, i settori e le infrastrutture, appare fortemente anacronistico per la gestione dell'integrazione di fonti rinnovabili intermittenti, dell'aumento della domanda di elettricità legato all'elettrificazione degli usi finali, della diffusione di risorse energetiche distribuite e della crescente digitalizzazione delle reti. Questi fenomeni hanno reso il sistema più dinamico e complesso, richiedendo maggior interdipendenza tra i vettori, flessibilità e coordinamento intersettoriale, in assenza dei quali è inevitabile l'insorgenza di inefficienze sistemiche e *lock-in* tecnologici. Per valorizzare le sinergie tecnico-economiche tra elettricità, gas, calore, trasporti e industria e rispondere alle criticità esposte, è allora sempre più centrale il concetto di *Energy System Integration* (ESI), che propone una visione olistica del sistema fondata su connessioni fisiche, operative e informative tra i settori. Gli obiettivi di questo paradigma sono quindi quelli di ridurre i costi complessivi del sistema, limitare il *curtailment* delle rinnovabili e aumentare la resilienza, favorendo il raggiungimento della neutralità climatica auspicata dalla Commissione Europea. Per far fronte ai possibili problemi connessi all'ESI, tra cui la sostenibilità economica degli investimenti, la gestione dei rischi e la complessità del sistema interconnesso, sono però necessarie profonde trasformazioni nei modelli di *business*, nella struttura dei mercati e, soprattutto, nei meccanismi di regolazione dei servizi energetici.

La regolazione assume quindi un'importanza fondamentale per abilitare pienamente il potenziale della transizione energetica, dovendo essa incentivare ingenti investimenti innovativi, evitando che la crescente complessità del sistema causi eccessivi costi per gli utenti o incentivi distorti per le imprese. Dai quadri normativi tradizionali, concepiti per contesti stabili e crescite prevedibili, orientati agli *input* e basati sulla separazione tra spese operative e in conto capitale, è quindi in corso una transizione verso modelli regolatori maggiormente in grado di sostenere un sistema energetico integrato, caratterizzato da interdipendenza settoriale e rapida evoluzione della domanda e della tecnologia. In particolare, molte Autorità di regolazione hanno iniziato a

implementare approcci più flessibili e orientati agli *output*, basati su incentivi all'efficienza della spesa totale e sulla condivisione di rischi e benefici. In Italia questo processo ha condotto all'introduzione del modello ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio) nel 2024. Esso rappresenta uno dei tentativi più ambiziosi su scala globale per il riallineamento della regolazione delle reti energetiche con gli obiettivi della transizione energetica, in accordo con il paradigma ESI.

Alla luce di queste considerazioni, la presente tesi si pone l'obiettivo di analizzare il ruolo dell'ESI in risposta alle principali sfide del sistema energetico e di valutare l'efficacia del modello ROSS nel sostenere tale processo nel contesto italiano ed europeo. In particolare, il lavoro intende approfondire in che misura l'evoluzione della regolazione possa abilitare l'ESI e favorire quindi la decarbonizzazione, la flessibilità e la diminuzione dei costi complessivi del sistema, evitando al contempo distorsioni degli incentivi. La tesi è quindi strutturata nel modo seguente. Il primo capitolo inquadra il contesto energetico globale, analizzando il ruolo dell'energia all'interno della geopolitica contemporanea e le principali sfide che il sistema energetico globale è chiamato ad affrontare. Il secondo capitolo introduce il concetto di *Energy System Integration*, soffermandosi in particolar modo sul suo contributo nella riduzione delle emissioni di gas climalteranti e dei costi complessivi del sistema. Il terzo capitolo è dedicato all'introduzione dei modelli di regolazione delle reti energetiche e alla loro evoluzione dai *framework* tradizionali alla regolazione incentivante, fino ai più innovativi approcci orientati agli *output*. Infine, il quarto capitolo analizza nel dettaglio l'evoluzione della regolazione italiana nel corso degli ultimi trent'anni, fino all'introduzione del modello ROSS. Di quest'ultimo vengono discussi il processo di implementazione normativa e i principali punti di forza e criticità, proponendo un confronto con il riferimento costituito dal modello britannico RIIO, del quale viene presentata anche l'ultima versione, il RIIO-3, che entrerà in vigore a partire da aprile 2026.

1. Il contesto energetico e le sfide globali

1.1 Il ruolo dell'energia nella geopolitica contemporanea

L'energia è da sempre una leva di potere geopolitico. È tuttavia nel complesso e sfaccettato contesto contemporaneo, nel quale conflitti e instabilità evolvono rapidamente e in maniera imprevedibile, che la dimensione dell'energia e quella della geopolitica risultano legate in modo sempre più inscindibile.

La posizione di uno Stato nel sistema internazionale è determinata da una serie di fattori, tra cui il PIL, la dimensione del territorio e la popolazione, ma anche la disponibilità e il controllo di risorse energetiche strategiche (Van de Graaf, 2019). Per questo, il controllo dei combustibili fossili è stato e continua a essere un'importante leva di influenza politica per i Paesi esportatori. Il sistema energetico basato sui combustibili fossili è infatti una fonte di tensioni, in quanto ha diviso il mondo tra *"haves"* e *"have-nots"*, precludendo l'accesso all'energia a Paesi già poveri e conferendo grande peso nelle relazioni internazionali ad alcuni *player* globali. La Russia, ad esempio, ha basato la sua influenza sul fatto di essere un'esportatrice chiave di combustibili fossili (Scholten et al., 2020).

Il controllo delle infrastrutture energetiche (come gasdotti e oleodotti) e dei punti critici di transito (come lo Stretto di Hormuz, lo Stretto di Malacca e il Canale di Suez) è un altro aspetto chiave dell'importanza geopolitica dell'energia. Per decenni la Russia ha infatti utilizzato i gasdotti verso l'Europa come fonte di influenza politico-economica, potendo generare instabilità nei mercati e crisi di approvvigionamento nei Paesi importatori tramite tagli o riduzioni dei flussi, mettendo così a rischio la loro sicurezza energetica. La sicurezza energetica di uno Stato si riferisce al grado in cui esso ha a disposizione energia senza interruzioni a un prezzo accessibile. Essa richiede la disponibilità di forniture affidabili e di infrastrutture e sistemi resilienti nei confronti di minacce di natura fisica e informatica (IEA, 2024). La circostanza, tipica per esempio degli Stati membri dell'Unione Europea, tale per cui una grande porzione del fabbisogno di energia di un Paese dipende dalle importazioni è nota come *"dipendenza energetica"* e rappresenta un grande rischio per la sicurezza energetica delle nazioni importatrici.

I punti di transito, i cosiddetti *chokepoints*, sono invece di grande rilevanza per il commercio dei combustibili fossili e per questo ogni conflitto nelle zone dove essi sono situati ha il potenziale di interrompere le catene di approvvigionamento a livello globale, o comunque di causare improvvisi aumenti dei prezzi di petrolio e gas naturale liquefatto (LNG).

Se è vero che le preoccupazioni relative alla sicurezza energetica hanno plasmato le relazioni internazionali in un mondo dominato dai combustibili fossili, la transizione attualmente in corso verso l'energia rinnovabile ha il potenziale per stravolgere il rapporto tra energia e geopolitica, ridefinendo il panorama dei conflitti, delle alleanze e della cooperazione tra nazioni. Questa prospettiva si fonda sulla natura stessa delle fonti di energia rinnovabile: esse sono volatili, diffuse e abbondanti, a differenza delle fonti fossili, che sono invece esauribili e concentrate in alcune

zone. Essendo disponibili ovunque nel mondo, le fonti rinnovabili possono contribuire ad accrescere notevolmente l'indipendenza e la sicurezza energetica dei Paesi importatori di combustibili fossili, riducendone l'esposizione alla volatilità dei mercati. Un esempio dei vantaggi strategici della transizione energetica è rappresentato dall'Islanda, che, passando dall'essere fortemente dipendente dalle importazioni a una generazione interna di elettricità interamente da energia idroelettrica e geotermica, è diventato uno dei Paesi europei con migliore qualità della vita (Scholten et al., 2020).

Un altro fattore destinato a incidere sulla geopolitica durante la transizione energetica è l'elettrificazione. Infatti, l'elettricità è il principale vettore energetico con cui le energie rinnovabili vengono distribuite e le infrastrutture attuali comportano perdite a lungo raggio, a differenza della facilità di stoccaggio e trasporto dei combustibili fossili. Questo determinerà una "regionalizzazione" dei mercati dell'energia, che contribuirà al depotenziamento dell'influenza geopolitica derivante dall'esportazione di fonti fossili e dal controllo dei *chokepoints* (Van de Graaf, 2019).

Risulta evidente, quindi, che dagli scenari di transizione emergeranno Paesi "vincitori" e "sconfitti". Alla prima categoria potranno appartenere nazioni con alto potenziale tecnico per la generazione di energia rinnovabile (come Australia e Cile), con ampia disponibilità di materie prime (come Mongolia, Bolivia e Repubblica Democratica del Congo) e *leader* nello sviluppo tecnologico (su tutti la Cina). Essi potranno diventare attori cardine all'interno delle catene di approvvigionamento globali, promuovere il proprio sviluppo economico sostenibile e aumentare la propria influenza geopolitica. Nonostante le preoccupazioni legate alla possibile concentrazione geografica (soprattutto in Cina) dei minerali chiave e delle tecnologie per la produzione di energia pulita, è molto difficile che possa generarsi una situazione di dipendenza paragonabile a quella che ha caratterizzato il sistema basato sui combustibili fossili. Infatti esistono alternative all'utilizzo delle terre rare nelle tecnologie rinnovabili e alcuni minerali sono riciclabili. In secondo luogo, anche il controllo delle reti elettriche è destinato ad avere un impatto più contenuto, per via della bidirezionalità del commercio di elettricità (un Paese esporterà energia solare ad esempio nei periodi di sole intenso e la importerà nei momenti di pioggia). Inoltre, in uno scenario di ampia diffusione di tecnologie di produzione e infrastrutture di distribuzione di energia rinnovabile vi sarà la possibilità di produrre internamente energia pulita e di importarla da un insieme molto più grande di *partner* internazionali. Questo indebolirà ulteriormente l'incidenza del controllo delle infrastrutture come strumento nella politica estera (Van de Graaf, 2019). Si può quindi concludere che i vincitori della transizione energetica saranno i Paesi in grado di ottenere indipendenza energetica e di generare entrate dalle esportazioni di elettricità pulita e tecnologie o materiali per la produzione di energia rinnovabile.

Alla categoria degli sconfitti apparterranno invece quei Paesi, attualmente esportatori di combustibili fossili, che non riusciranno a tenere il passo con la crescente decarbonizzazione e a

diversificare la propria economia per ridurre le rendite dalle esportazioni di petrolio (Scholten et al., 2020). Questi Paesi sono destinati ad affrontare un pesante declino economico, che può avere gravi ripercussioni a livello sociale, portando a disordini e conflitti politici. Anche con le rendite del petrolio, infatti, il Medio Oriente è una delle zone del pianeta più interessate da guerre e regimi fragili e brutali, problemi spesso acuiti dallo spettro dell'influenza politica di nazioni esterne (Tol, 2023). Inoltre, sono pochi coloro che in questa regione hanno seguito la cosiddetta "regola di Hartwick". Essa afferma che per mantenere un consumo costante nel tempo, anche sfruttando risorse esauribili, è necessario che tutte le rendite derivanti dallo sfruttamento di tali risorse siano investite in capitale riproducibile, come capitale fisico o umano (Hartwick, 1977). L'emergere di un vuoto di potere all'interno di questi Stati è quindi, potenzialmente, il più grande rischio geopolitico relativo alla transizione energetica (Van de Graaf, 2019). In quest'ottica diventa fondamentale il ruolo della cooperazione internazionale. È infatti imprescindibile che i "vincitori" aiutino gli "sconfitti" nel loro percorso di transizione, in modo che anche questi ultimi possano trarne vantaggio, innanzitutto per contenere i suddetti disordini, ma anche per la natura trasversale degli impatti delle emissioni e del cambiamento climatico (Finley and Gross, 2025).

Oltre alle questioni della concentrazione delle tecnologie di produzione e dei conflitti nei *petro-states*, un'altra questione fondamentale per la geopolitica della transizione energetica è legata alla parallela tendenza alla digitalizzazione, ossia la *cybersecurity*. Man mano che il sistema energetico diventa sempre più connesso e intelligente, affiorano infatti nuovi rischi, come il danneggiamento dei sistemi digitali che controllano le reti da parte di organizzazioni criminali o di servizi di sicurezza di Paesi ostili (Van de Graaf, 2019). Per affrontare queste minacce alla sicurezza energetica sono necessarie misure a livello internazionale, a partire da sistemi di sorveglianza, protocolli di sicurezza standardizzati, sistemi di notifica delle violazioni e *task-force* permanenti e transnazionali, soprattutto per la protezione delle infrastrutture critiche (Slakaityte et al., 2023).

In sintesi, si ritiene che la crescente importanza dell'energia rinnovabile abbia il potenziale per consentire ai Paesi di intraprendere relazioni internazionali più simmetriche, stabili e guidate dalla volontà, più che dalla necessità, di collaborazione, rendendo i governi più liberi in materia di politica estera. In ogni caso, l'avanzamento a velocità diverse tra i vari Stati nell'ambito della transizione e della digitalizzazione, unito all'incertezza che ancora interessa i possibili sviluppi geopolitici dei due fenomeni, lascia numerosi punti di domanda relativamente ai futuri modelli di relazione internazionale (Scholten et al., 2020).

Ciò che è sicuro è che la transizione energetica sarà strettamente legata a fattori economici, sociali, politici e ambientali, ossia a elementi che sono in grado di determinare instabilità a livello geopolitico. Come illustrato in precedenza, la decarbonizzazione può avere impatti politici ed economici devastanti su alcuni Paesi esportatori di fonti fossili, che devono fin da subito attivarsi per diversificare la propria economia e richiedere supporto internazionale. Essa può anche generare ondate di disoccupazione nei settori collegati ai combustibili con alto impatto climatico

(ad esempio nell'estrazione del carbone), ma può al tempo stesso generare 11 milioni di posti di lavoro nel settore energetico entro il 2050 (IRENA, 2018). Necessario in tal senso sarà lo sviluppo di nuove competenze e *know-how*. Dal punto di vista ambientale, invece, eventuali rallentamenti nella transizione possono aggravare effetti e frequenza di eventi climatici estremi, da molti considerati amplificatori di conflitti, poiché causano miseria, esclusione e scarsità di cibo e acqua (Van de Graaf, 2019).

Infine, è importante sottolineare che l'andamento della transizione e il livello di sicurezza energetica dei Paesi saranno influenzati da fattori ed eventi mondiali di contesto, come è stato negli ultimi tempi. Tra essi, spiccano l'invasione russa dell'Ucraina, gli attacchi degli Houthi nel Mar Rosso, i divieti alle esportazioni di alcuni minerali critici negli Stati Uniti imposto dalla Cina e i conflitti in Medio Oriente con la caduta di Bashar al-Assad in Siria e la guerra a Gaza. Non ultima, inciderà sicuramente anche la rielezione alla Casa Bianca di Donald Trump, che ha reso l'opposizione alle fonti rinnovabili e il negazionismo del cambiamento climatico due pilastri della sua campagna elettorale (Finley and Gross, 2025).

1.2 Le sfide del sistema energetico

Il sistema energetico attuale deve fronteggiare un insieme complesso di sfide. Alcune di esse derivano dall'evoluzione di problemi "tradizionali", come la sicurezza e l'accessibilità economica dell'energia. Altre, invece, sono direttamente collegate all'integrazione delle fonti rinnovabili, come l'elettrificazione, la digitalizzazione della rete e la flessibilità. Comprendere queste sfide è la base per lo sviluppo di soluzioni efficaci in grado di rispondere alle esigenze attuali e future del sistema energetico.

1.2.1 La sicurezza energetica

Essendo un elemento di fondamentale importanza da un punto di vista geopolitico e non solo, la questione della sicurezza energetica merita uno sguardo più approfondito. Essa è una dimensione del cosiddetto "trilemma dell'energia", insieme alla sostenibilità e all'accessibilità economica.

Tradizionalmente la sicurezza energetica è stata legata all'approvvigionamento dei combustibili fossili. Il rapporto tra Russia e Unione Europea (UE), in tal senso, dimostra i rischi che comporta la dipendenza da singoli fornitori. Prima dell'invasione russa dell'Ucraina nel febbraio 2022, infatti, l'UE era fortemente dipendente dalle importazioni di gas e petrolio russo. Grazie al piano REPowerEU del maggio 2022, tuttavia, questa dipendenza è stata ridotta, con l'obiettivo di eliminare il gas russo entro il 2027, aumentare l'utilizzo di fonti rinnovabili e incrementare efficienza e risparmio energetico (European Commission, 2025b). Parte delle forniture sono inoltre state sostituite con LNG e accordi con nuovi *partner*. L'espansione delle importazioni di LNG, tuttavia, pur migliorando la sicurezza energetica europea, ha causato alcuni problemi.

Innanzitutto ha aumentato il rischio di *lock-in* fossile, rischiando di generare una dipendenza a lungo termine dai combustibili ad alto impatto climatico e di rallentare la decarbonizzazione (Brown et al., 2023). In secondo luogo ha aumentato la competizione e i prezzi, causando difficoltà di accesso all'energia per alcuni Paesi poveri, come il Pakistan (Tol, 2023). Le strategie dell'UE hanno comunque consentito di contenere gli impatti sull'Europa della crisi energetica globale (già precedentemente avviata nella fase di ripresa post Covid-19), evitando la recessione e una crisi di approvvigionamento (Gentiloni, 2025). Nonostante questo, i prezzi sono inevitabilmente aumentati tra il 2021 e il 2023, con effetti significativi sui consumatori e sulla competitività delle imprese.

Un secondo elemento chiave della sicurezza energetica è la sicurezza elettrica, ossia la capacità di assicurare disponibilità ininterrotta di elettricità (IEA, 2022). Essa è stata portata in primo piano per via della crescente elettrificazione del sistema energetico e si basa su due aspetti principali: l'adeguatezza e la flessibilità. L'adeguatezza si riferisce alla disponibilità di capacità sufficiente per soddisfare la domanda di picco. Quest'ultima è in crescita, guidata dall'elettrificazione degli usi finali e dall'aumento delle attività industriali e dell'uso di elettrodomestici e sistemi di raffreddamento, anche se parzialmente smussata dai miglioramenti di efficienza e dalla flessibilità lato domanda. È possibile migliorare l'adeguatezza aumentando la capacità e il numero di interconnessioni del sistema, rafforzando le infrastrutture o sviluppando nuove linee di rete e aumentando la sicurezza informatica e la prevenzione dei danni legati al clima. La flessibilità, che verrà discussa in un paragrafo dedicato, consiste nella capacità del sistema di gestire le variazioni della domanda e dell'offerta, assicurando stabilità e mantenendo un equilibrio continuo tra domanda e offerta di elettricità (IEA, 2024). I recenti *blackout* che hanno colpito Cile, Portogallo e Spagna dimostrano la centralità che rivestono per la sicurezza elettrica infrastrutture di rete robuste anche di fronte a minacce informatiche e a eventi climatici estremi, risorse di flessibilità diversificate, normative sulla sicurezza aggiornate in base all'evoluzione della transizione energetica e catene di approvvigionamento sicure (IEA, 2025a). Infine, la transizione energetica pone nuove sfide per la sicurezza delle catene di fornitura delle tecnologie di energia pulita e dei minerali critici, attualmente fortemente concentrate in Cina. A tal proposito, sono fondamentali la diversificazione delle rotte, il riciclo e il riuso (IEA, 2024). Vale la pena sottolineare che, anche in caso di difficoltà di accesso a tecnologie e materiali per la produzione di energia pulita, gli impianti già operativi continuerebbero a funzionare normalmente, a differenza delle centrali alimentate da fonti fossili, dove un'interruzione delle forniture non compensata in alcun modo causerebbe l'arresto della produzione.

1.2.2 La sostenibilità

La sostenibilità indica la capacità del sistema energetico di garantire disponibilità di energia, ridotto impatto ambientale ed equità sociale. Negli ultimi decenni essa è la sfida del trilemma dell'energia su cui il mondo occidentale si è prevalentemente concentrato (Gross, 2023). È solamente dalla ripresa dalla pandemia di Covid-19 nel 2021 e dal conflitto russo-ucraino iniziato nel 2022, infatti, che l'UE ha iniziato ad agire con forza anche sulla questione della sicurezza energetica, anteponeandola agli impegni climatici (EASAC, 2023). È ormai evidente, tuttavia, che le azioni relative alla sostenibilità e alla sicurezza energetica debbano essere portate avanti di pari passo. Infatti, la produzione di energia pulita non è soltanto importante per ridurre l'impatto climatico del sistema energetico, ma anche per garantire diversificazione delle fonti e indipendenza dalle importazioni (IEA, 2024).

L'UE ha posto la sostenibilità al centro dell'attenzione con alcuni interventi, come il Green Deal del 2019, la Legge sul Clima del 2021, il pacchetto Fit for 55 del 2021 e il piano REPowerEU del 2022, che hanno promosso le rinnovabili e l'efficienza energetica. Essi hanno posto come obiettivi (figura 1.1) il 42,5% di rinnovabili nel *mix* energetico entro il 2030 e una riduzione del 55% delle emissioni nette entro lo stesso orizzonte, fino ad azzerarle entro il 2050, in accordo con le raccomandazioni dell'ONU su scala globale per limitare il riscaldamento globale a +1,5 °C.

Queste misure hanno favorito nell'UE l'aumento della capacità solare ed eolica installata del 58% tra il 2021 e il 2024 (European Commission, 2025b), la crescita della quota di rinnovabili dal 10%

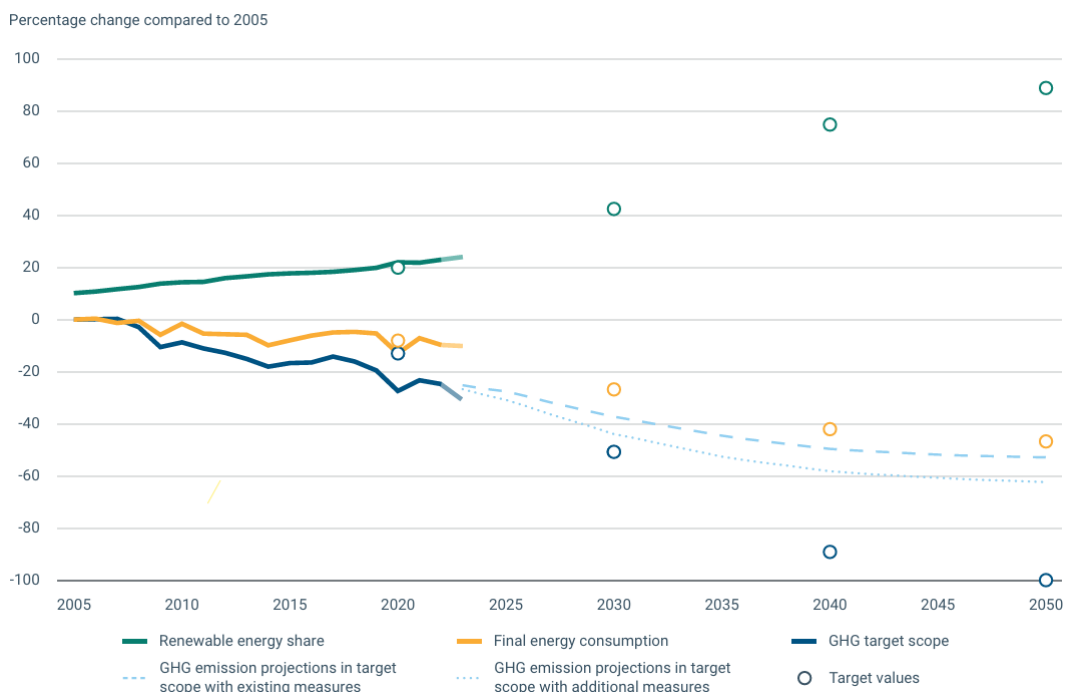


Figura 1.1: Risultati dell'UE nel 2020 e progressi compiuti dal 2005 per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra, aumento della quota di energie rinnovabili e miglioramento dell'efficienza energetica – Fonte: EEA, 2024.

al 24% del consumo finale lordo di energia tra il 2005 e il 2023 e la diminuzione delle emissioni del 37% rispetto al 1990. Tuttavia, con le politiche attuali, si stima una diminuzione del 43% delle emissioni entro il 2030, inferiore all'obiettivo fissato (EEA, 2024).

Anche su scala globale, nonostante le misure assunte in Occidente e la spinta alle rinnovabili proveniente dalla Cina stiano portando a un aumento senza precedenti dell'energia pulita, il mondo non è attualmente in linea per l'azzeramento delle emissioni nette entro il 2050. Al COP28 di fine 2023 sono stati stabiliti, tra gli altri, gli obiettivi della triplicazione della capacità rinnovabile su scala globale e del raddoppio dell'efficienza energetica entro il 2030, oltre alla necessità di ridurre le emissioni globali di gas serra del 60% entro il 2035 (COP28, 2023). Per raggiungerli è però necessario raddoppiare gli investimenti annuali e aumentare la spesa per le reti, i sistemi di stoccaggio e altre forme di flessibilità (IEA, 2025b).

Nel panorama di crescente elettrificazione, secondo i rilevamenti dell'IEA per la prima metà del 2025, si prevede che l'energia eolica e solare fotovoltaica coprano oltre il 90% dell'aumento della domanda globale di elettricità nel 2025, con la produzione da carbone, in previsto calo, superata dalle rinnovabili entro il 2026. La generazione da gas continuerà invece ad aumentare, ma a tassi via via decrescenti, e le emissioni globali di anidride carbonica dal settore elettrico sono stimate in leggero calo nel prossimo futuro, proseguendo il *trend* di rallentamento avviato nel 2024 (IEA, 2025a).

Dal momento che il settore energetico è responsabile per l'85% delle emissioni globali (IEA, 2024), però, per accelerare la sua decarbonizzazione è necessario sviluppare tecnologie innovative, come i sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio e i combustibili a basse emissioni (idrogeno, biometano e biocarburanti), cruciali per decarbonizzare i settori *hard-to-abate*¹. Sarà inoltre necessario riconvertire le infrastrutture fossili esistenti, come raffinerie e impianti a carbone e a gas, per renderle compatibili con i nuovi combustibili (IEA, 2022).

Infine, è importante sottolineare che le tensioni geopolitiche non fanno che peggiorare le prospettive climatiche. In primo luogo, per via delle emissioni dirette delle guerre: si stima, per esempio, che la distruzione e la ricostruzione di Gaza aggiungeranno una quantità di tonnellate di CO₂ equivalente simile alle emissioni annuali dell'Afghanistan (Lakhani, 2025). In seconda istanza, per il rallentamento degli investimenti per il clima: sarà molto importante in questo contesto incrementare il contributo del capitale privato e internazionale (IEA, 2024).

1.2.3 L'equità

Una tematica strettamente legata alla dimensione economico-sociale della sostenibilità è l'equità, il terzo e ultimo punto del trilemma dell'energia. Essa comprende l'accesso e l'accessibilità

¹ I settori *hard-to-abate* sono quei settori in cui è particolarmente difficile ridurre le emissioni di CO₂, come ad esempio i trasporti pesanti, marittimi e aerei.

economica dell'energia. Garantire l'accesso universale a un'energia affidabile e a prezzi sostenibili è infatti fondamentale per una transizione equa e centrata sulle persone. L'Agenda per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite ha stabilito l'obiettivo di raggiungere l'accesso universale ai servizi energetici moderni entro il 2030, ma i progressi sono geograficamente disomogenei (IEA, 2024). Mentre nell'ultimo ventennio molte economie emergenti in Asia e Sud America hanno compiuto miglioramenti significativi, alcuni Paesi hanno visto addirittura aumentare la quota di popolazione priva di elettricità, come nel caso dell'Africa subsahariana (IEA, 2022). A livello globale circa 750 milioni di persone restano escluse dall'accesso all'elettricità. Al fine di raggiungere l'accesso universale entro il 2030 sarebbe necessario aumentare di oltre cinque volte gli investimenti globali annui destinati a tale problematica, che sono invece calati del 75% dopo il Covid (IEA, 2024).

Oltre alla dimensione della disponibilità, è cruciale quella dell'accessibilità economica: l'elettricità può infatti essere disponibile, ma a prezzi talmente elevati da risultare di fatto inaccessibile, causando condizioni di povertà energetica. Sotto questo punto di vista, la situazione globale è stata aggravata dall'inasprimento della crisi energetica dopo l'inizio del conflitto russo-ucraino, obbligando i governi a intervenire per contenere l'impatto su cittadini e imprese, con risultati spesso insufficienti per i più vulnerabili (IEA, 2024). È fondamentale, allora, stabilire adeguate politiche di supporto. Il *Price-Cap* e i sussidi generalizzati ai combustibili fossili non sono adeguati, in quanto distorcono i segnali di prezzo e tendono ad avvantaggiare i grandi consumatori e a ridurre gli incentivi al risparmio energetico. Al contrario, interventi di sostegno al reddito di famiglie vulnerabili e imprese strategiche e supporto agli investimenti a lungo termine sono tra gli strumenti più indicati (EASAC, 2023).

L'accessibilità economica è strettamente legata alla sostenibilità e alla diffusione di energie pulite. Infatti, molte soluzioni rinnovabili sono già competitive grazie a costi operativi ridotti e a una minore esposizione alla volatilità dei prezzi, ma gli alti costi iniziali ostacolano l'investimento da parte di famiglie e imprese a basso reddito. Per superare questo problema sono necessari ad esempio crediti di imposta e prestiti a tasso agevolato. Inoltre, i ricavi derivanti dal *carbon pricing* (ETS) possono essere redistribuiti per sostenere famiglie e imprese vulnerabili e tecnologie *low-carbon* innovative (EASAC, 2023).

La transizione energetica potrà allora condurre a un sistema energetico più "accessibile" di quello attuale. Questo è però possibile unicamente coniugando miglioramenti di efficienza, la creazione di mercati competitivi e uno sviluppo inclusivo, che promuova la crescita economica delle nazioni più povere, rafforzi le istituzioni locali, stimoli la mobilitazione di capitale privato internazionale e integri soluzioni rinnovabili decentralizzate.

1.2.4 L'elettrificazione e la digitalizzazione del sistema energetico

Una sfida chiave nel contesto di transizione è quella relativa all'elettrificazione del sistema energetico. Negli ultimi anni, infatti, si è osservato un forte aumento del peso dell'elettricità nel consumo finale di energia: tra il 2010 e il 2023 la domanda di elettricità è cresciuta in media del 2,7% annuo, a fronte dell'1,4% della domanda totale di energia (IEA, 2024). Il consumo finale di elettricità a livello globale è anche cresciuto fortemente nella prima metà del 2025, nonostante il rallentamento delle prospettive di crescita economica (IEA, 2025a). Questo è dovuto al crescente utilizzo dell'elettricità in sostituzione dei combustibili fossili per una grande varietà di applicazioni, tra cui trasporto, riscaldamento, raffrescamento e processi industriali. Per questa ragione, le previsioni stimano che la spinta all'elettrificazione continuerà ad aumentare e sarà sostenuta principalmente da fonti di energia rinnovabili (Finley and Gross, 2025). Nello specifico, nel biennio 2025-2026 (figura 1.2) si prevede una notevole crescita della domanda globale di elettricità, con aumenti superiori al 3% annuo. L'UE avrà incrementi attesi inferiori, dopo le flessioni degli ultimi anni. Entro il 2050 si stima che il consumo finale di elettricità potrebbe quasi raddoppiare e già oggi gli investimenti nel settore elettrico sono circa il 50% in più rispetto alla spesa complessiva per petrolio, gas naturale e carbone (IEA, 2024; IEA, 2025a).

L'elettrificazione è destinata a modificare il livello e il profilo della domanda oraria di elettricità. La ricarica dei veicoli elettrici (previsti in grande crescita) creerà un picco serale e l'uso crescente di condizionatori e pompe di calore aumenterà il consumo estivo e invernale. Tuttavia, i dispositivi responsabili dell'aumento della domanda potranno costituire una risorsa di *demand response*, spostando circa il 10% della domanda durante il giorno grazie ai prezzi inferiori negli orari a maggiore produzione rinnovabile e riducendo i picchi serali del 20%. Questo limiterebbe la necessità di centrali di picco, favorendo l'integrazione delle rinnovabili e migliorando la flessibilità del sistema. Affinché i consumatori siano realmente incentivati a modificare i loro

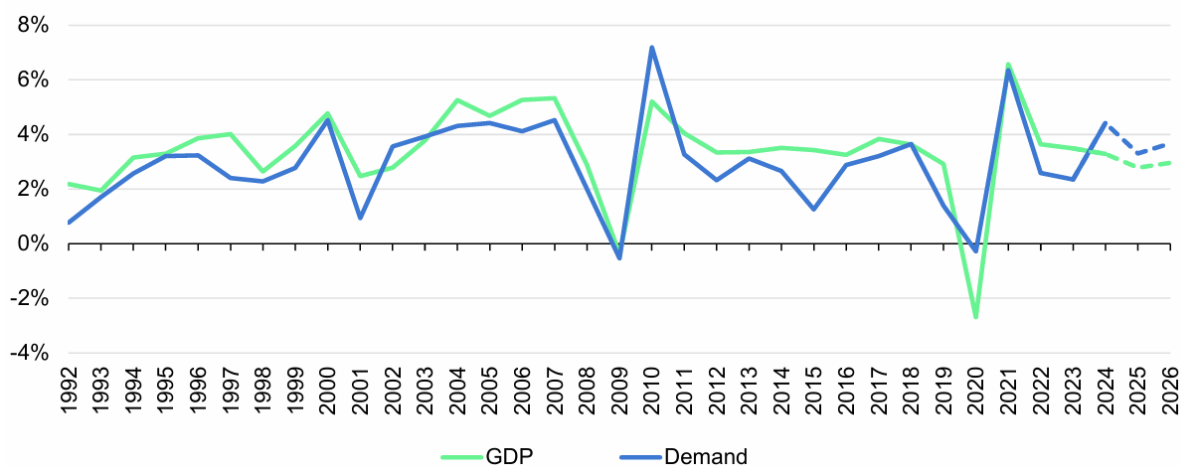


Figura 1.2: Variazione annuale della domanda globale di elettricità tra il 1992 e il 2026 (per il 2025 e il 2026 sono riportati valori stimati) – Fonte: IEA, 2025a.

comportamenti, tuttavia, sarà necessario un quadro regolatorio che incentivi l'adozione di contatori intelligenti, tecnologie digitali e tariffe dinamiche (IEA, 2024).

Rispetto ai significativi aumenti del consumo finale di elettricità, la domanda di energia è invece prevista in aumento solo dello 0,5% dal 2023 al 2035. Questo è dovuto ad alcune motivazioni principali: cambiamenti nella struttura dell'economia globale verso servizi meno energivori, miglioramento del tenore di vita, aumento dell'utilizzo di apparecchi elettrici, miglioramento dell'efficienza tecnica e impiego sempre crescente di applicazioni elettrificate e basate su fonti rinnovabili (intrinsecamente più efficienti dei processi che sfruttano i combustibili fossili) (IEA, 2024; IEA, 2022). È allora evidente la centralità dell'efficienza energetica per una transizione energetica accessibile, inclusiva e sicura. Senza il suo miglioramento, dal 2000 al 2022 si sarebbe usato il 13% di energia in più con anche maggiori emissioni e le stime dell'IEA suggeriscono che il consumo di elettricità sarebbe maggiore del 90% nel 2050 senza la combinazione di elettrificazione, efficienza e cambiamenti comportamentali. Tali progressi hanno permesso di ridurre le bollette, aumentare la competitività delle imprese, creare occupazione e diminuire le importazioni di combustibili fossili (IEA, 2022; Finley and Gross, 2025). Essi non sono però sufficienti per raggiungere l'obiettivo internazionale del raddoppio del tasso medio annuo globale di miglioramento dell'efficienza energetica dal 2% al 4%, né per allinearsi all'obiettivo europeo della riduzione del consumo finale di energia dell'11,7% entro il 2030, rispetto allo scenario di riferimento del 2020 (European Commission, 2025a). L'impegno europeo per il miglioramento dell'efficienza è comunque importante, come testimonia il fatto che i Paesi dell'UE hanno stanziato quasi il 30% della Recovery and Resilience Facility² per misure nel settore energetico, di cui più della metà dedicato a investimenti in efficienza (European Commission, 2025b).

Sebbene non sarà la principale causa di incremento di domanda di elettricità, la crescita dell'intelligenza artificiale (AI) contribuirà in modo significativo, con stime che prevedono un aumento di domanda energetica dai *data center* fino a quattro volte entro il 2032 (MacCarthy and Klaus, 2025). Allo stesso tempo, l'AI e altre soluzioni digitali avanzate sono fondamentali per il rinnovamento delle infrastrutture energetiche, permettendo l'aumento di efficienza e favorendo l'integrazione di fonti rinnovabili, l'ottimizzazione della distribuzione di energia, la previsione dei picchi di domanda e il coordinamento nell'uso dei sistemi di accumulo (Edelman, 2025). Ciò richiede l'implementazione di *smart grids*, reti digitali e intelligenti che permettano di integrare produzione, consumo, accumulo e monitoraggio dei dati in tempo reale, abilitando la flessibilità e la gestione decentralizzata. Per questa ragione, nel Piano d'Azione della rete dell'UE, gli investimenti in digitalizzazione della rete e nella raccolta dati sono considerati decisivi per una

² La Recovery and Resilience Facility (RRF) è il principale strumento finanziario del NextGenerationEU, il pacchetto da 750 miliardi di euro lanciato dall'UE nel 2020 al fine di sostenere la ripresa economica dei Paesi membri in seguito alla pandemia di Covid-19.

transizione energetica rapida ed efficiente, in un sistema energetico integrato in grado di affrontare il trilemma dell'energia (Llorca et al., 2024a). Per l'implementazione di soluzioni digitali efficaci sono necessari alcuni elementi, a partire dagli incentivi economici agli operatori di rete. Relativamente ai consumatori, che devono essere considerati componenti endogeni del sistema, la protezione dei loro diritti (tra cui la *privacy*) e la garanzia di ottenere vantaggi economici dall'adozione di soluzioni digitali sono fondamentali per allinearne gli incentivi con quelli degli operatori e con gli obiettivi di decarbonizzazione. Infine, è fondamentale che interoperabilità e connettività promuovano uno scambio fluido di informazioni tra i vari attori coinvolti, indipendentemente dal fatto che le soluzioni adottate siano centralizzate o decentralizzate a livello fisico, organizzativo e normativo. Lo spazio di dati energetici che si verrà a creare dovrà avere come obiettivi la massimizzazione degli effetti di rete, la minimizzazione dei costi di transazione nell'utilizzo dello spazio dati e l'ostacolo all'affermazione di attori dominanti. In tal senso, gli spazi dati dovranno agire in un contesto di concorrenza di mercato e opportuna regolamentazione che permetta di trasferire i guadagni di efficienza del settore ai consumatori (Llorca et al., 2024a).

È allora fondamentale l'adozione di contatori intelligenti (*smart meters*), che possano abilitare le potenzialità di digitalizzazione delle *smart grids*, permettendo al tempo stesso il passaggio dai contratti a prezzo fisso alla tariffazione dinamica, più compatibile con la digitalizzazione perché favorisce la reattività dei consumatori (ACER-CEER, 2024a). La prevalenza odierna di contratti a prezzo fisso (figura 1.3) limita il pieno sviluppo della digitalizzazione e ostacola, di conseguenza, l'integrazione delle energie rinnovabili. L'aumento dell'implementazione di tariffe dinamiche e di contatori intelligenti sarà allora decisivo per coinvolgere attivamente i consumatori tramite una generazione distribuita efficiente e in grado di promuovere la flessibilità del sistema.

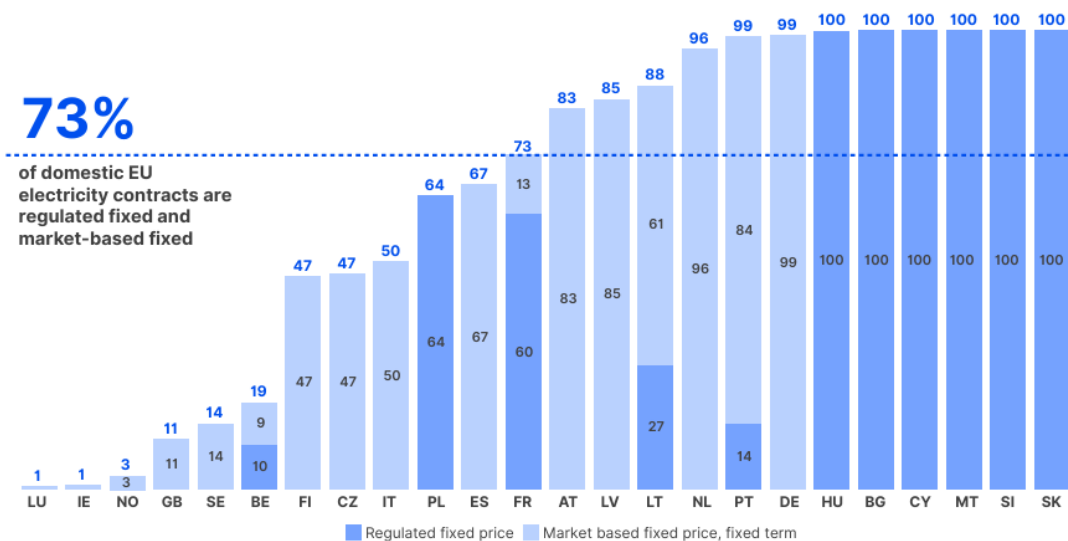


Figura 1.3: La frazione a prezzo fisso dei contratti residenziali nei Paesi membri dell'UE, Norvegia e Gran Bretagna. "Regulated fixed price" è un contratto in cui il prezzo è stabilito direttamente dall'autorità pubblica, mentre nel "Market based fixed price" il prezzo fisso viene stabilito dal fornitore, basandosi sulle aspettative del mercato all'ingrosso – Fonte: ACER-CEER, 2024a.

1.2.5 La flessibilità

La crescente diffusione di fonti rinnovabili variabili e la parallela elettrificazione del sistema energetico stanno aumentando sensibilmente la variabilità e l'incertezza della generazione di elettricità. Per far fronte a questo processo, è necessario che il sistema energetico diventi più flessibile e integrato (Le Coq et al., 2025). L'analisi della flessibilità presentata di seguito è tratta dal rapporto "Flexibility in the Energy Sector" pubblicato dal CERRE nel maggio 2025 (Le Coq et al., 2025).

Nonostante sia stata precedentemente introdotta come parametro chiave della sicurezza elettrica, la flessibilità non riguarda solo l'elettricità, ma tutti i settori energetici. Per questa ragione, essa si può definire come la capacità del sistema energetico di gestire la variabilità e l'incertezza della domanda, dell'offerta e della disponibilità della rete a breve e a lungo termine, in un contesto di decarbonizzazione. Gli obiettivi di flessibilità includono la soddisfazione dei picchi di domanda, il mantenimento dell'equilibrio del sistema e di uno stoccaggio sufficiente, la risposta della domanda alle variazioni di offerta, l'utilizzo di servizi ausiliari a supporto del sistema elettrico e l'affermazione di un adeguato *design* di mercato. Quest'ultimo elemento è centrale per garantire la "flessibilità operativa", ossia la capacità di far funzionare insieme, grazie a quadri normativi e regole di mercato, le tecnologie in grado di fornire "flessibilità tecnica".

Le previsioni di EEA e ACER stimano che l'esigenza di flessibilità raddoppierà entro il 2030 e triplicherà entro il 2050, trainata dall'aumento della generazione fotovoltaica e dell'elettrificazione degli usi finali. Una flessibilità insufficiente causerebbe *stress* e inefficienza del sistema energetico, *curtailment* (ossia lo "spreco" di energia rinnovabile, che non sarebbe immessa interamente in rete), un utilizzo maggiore di fonti fossili di *back-up*, volatilità di prezzo e instabilità sul mercato, ostacolando la decarbonizzazione.

Prima di fornire una panoramica sulle tecnologie che abilitano la flessibilità, è necessario sottolineare la necessità di integrare quest'ultima nell'intero sistema energetico, adeguandosi alle caratteristiche locali con un *mix* tecnologico opportuno. In particolare, vi sono diversi componenti in grado di fornire flessibilità: generazione, rete elettrica, domanda e operazioni di sistema. Il sistema di generazione deve essere in grado di modulare rapidamente la produzione, per compensare la variabilità della generazione rinnovabile. La rete elettrica deve essere caratterizzata da sufficiente capacità di trasporto, interconnessioni con reti vicine per permettere il commercio di energia, e digitalizzazione, per favorire lo scambio di informazioni tra consumatori e operatori di rete e per ottimizzare i flussi in tempo reale. La domanda deve essere in grado di adeguare il proprio consumo alla disponibilità di elettricità e alla generazione rinnovabile, tramite *demand response*, generazione distribuita e dispositivi di stoccaggio locale. Infine, le operazioni di sistema, cioè le modalità in cui vengono gestiti la rete e i mercati, richiedono accuratezza nelle previsioni di domanda e generazione, comunicazione e

coordinamento tra gli operatori (DSO e TSO³), maggiore granularità spaziale e temporale nella tariffazione e integrazione con i mercati esteri.

Se storicamente le grandi centrali elettriche hanno fornito la maggior parte della flessibilità dal lato dell'offerta (insieme a idroelettrico e nucleare), nel panorama di elettrificazione e di sostituzione delle fonti fossili con le rinnovabili, devono essere integrate nuove soluzioni tecnologiche. Una delle principali alternative è appunto l'energia idroelettrica, che garantisce una tecnologia matura e stabile, in grado di aumentare rapidamente il carico e di fornire servizi di bilanciamento energetico. Biometano, biogas e idrogeno possono poi offrire soluzioni rinnovabili programmabili. I primi due, di derivazione organica, sono immagazzinabili e utilizzabili su richiesta, caratteristica che li rende particolarmente idonei per essere utilizzati per scopi di flessibilità in modo complementare alle fonti rinnovabili intermittenti. Il biometano, in particolare, ha applicazioni simili al gas naturale ed è molto compatibile con la rete esistente. L'idrogeno, soprattutto se prodotto da energia rinnovabile (idrogeno verde), fornisce un'opzione di accumulo scalabile e con perdite minime, sebbene ancora limitata da barriere economiche e geopolitiche.

Per fornire ulteriore flessibilità lato offerta e migliorare l'affidabilità del sistema sono state sviluppate soluzioni di accumulo in grado di integrare le fonti rinnovabili intermittenti, sistemi *vehicle-to-grid*, tecnologie di conversione (come le pompe di calore e l'elettrolisi) e tecnologie *Power-to-X*. Queste ultime consentono di immagazzinare energia rinnovabile in eccesso e riconvertirla in elettricità o utilizzarla per altri usi, seppur con perdite di efficienza. Infine, i sistemi di accumulo di energia a batteria, nonostante alcuni ostacoli economici, forniscono servizi ausiliari cruciali come la regolazione della frequenza, il controllo della tensione e il bilanciamento in tempo reale della domanda.

La flessibilità lato domanda, invece, include sia le reazioni dei consumatori ai segnali di prezzo (flessibilità implicita), sia la flessibilità programmabile come i servizi di bilanciamento (flessibilità esplicita). Nel settore residenziale, i contributi principali provengono da elettrodomestici intelligenti, elettrificazione del calore (tramite riscaldamento resistivo o pompe di calore integrate con sistemi di controllo intelligenti) e adozione di veicoli elettrici (che possono adattare la propria ricarica alle condizioni di rete). Questo mette in luce il rapporto inscindibile che intercorre tra la sostenibilità, l'elettrificazione e la flessibilità del sistema energetico, in grado di trasformare il ruolo delle famiglie, storicamente passivo, in una funzione attiva, reattiva e in grado di aumentare la flessibilità della rete.

Le strutture industriali, principalmente nei settori ad alta intensità energetica, già partecipano alla flessibilità lato domanda, tramite cogenerazione ed elettrificazione. Adattando i loro consumi,

³ I DSO (*Distribution System Operator*) si occupano delle reti a media e bassa tensione, collegando piccoli produttori alla rete e gestendo la domanda locale. IRETI ed e-distribuzione sono tra i principali DSO in Italia.

I TSO (*Transmission System Operator*) gestiscono il sistema di trasmissione e quindi la rete di alta tensione, garantendo sicurezza e stabilità del sistema ed equilibrando domanda e offerta. Terna è il TSO monopolista naturale in Italia.

grandi e concentrati, alle esigenze del sistema, esse risultano particolarmente utili in sistemi con alte quote di energie rinnovabili intermittenti. Anche i *data center* possono contribuire, spostando il lavoro nello spazio e nel tempo, modulando i consumi e la generazione mediante batterie e sistemi di raffreddamento e sfruttando il calore di scarto in reti di teleriscaldamento, come avvenuto per esempio alle Olimpiadi di Parigi del 2024, per riscaldare l’Olympic Aquatic Centre. Tutte le tecnologie e gli strumenti di flessibilità necessitano di un quadro normativo favorevole per essere pienamente abilitati. Nell’UE, per esempio, il tema è stato trattato nel Pacchetto Energia Pulita per Tutti gli Europei (2019), nel REPowerEU (2022), nella Riforma del Mercato dell’Elettricità (2023) e nel Pacchetto sul Mercato del Gas e dell’Idrogeno (2024). Essi hanno aperto i mercati del bilanciamento a tutte le risorse, supportato la tariffazione dinamica e gli aggregatori, introdotto obiettivi di flessibilità a livello nazionale e riconosciuto il contributo dei gas rinnovabili e dell’idrogeno alla flessibilità. Sono ancora scarsamente regolate, invece, le tematiche relative alle tecnologie e ai meccanismi di mercato abilitanti.

La flessibilità necessaria può essere ottenuta solo tramite il contributo di opportuni “abilitatori”, tra cui si identificano le reti energetiche e gli operatori di sistema, gli aggregatori, i mercati locali della flessibilità, l’autoconsumo collettivo (AUC) e la digitalizzazione.

Le reti consentono flessibilità spaziale, trasportando elettricità da aree con *surplus* di offerta ad altre con eccesso di domanda, proprietà fondamentale al crescere della quota di energia rinnovabile intermittente. Gli aggregatori gestiscono risorse di famiglie, imprese e *prosumer* associati tramite un collegamento dati, permettendo ai piccoli consumatori, altrimenti esclusi dai mercati energetici, di fornire servizi di flessibilità. I mercati locali della flessibilità consentono alle fonti energetiche distribuite (generazione distribuita, flessibilità della domanda e accumulo di energia) di fornire servizi di flessibilità, da utilizzare per vari scopi, tra cui la gestione della congestione e l’equilibrio del sistema. Per quanto riguarda l’AUC, le *smart grids* hanno consentito la nascita di un nuovo attore del sistema energetico, il *prosumer* (figura 1.4), che gestisce attivamente sia la generazione, sia il proprio consumo di elettricità.

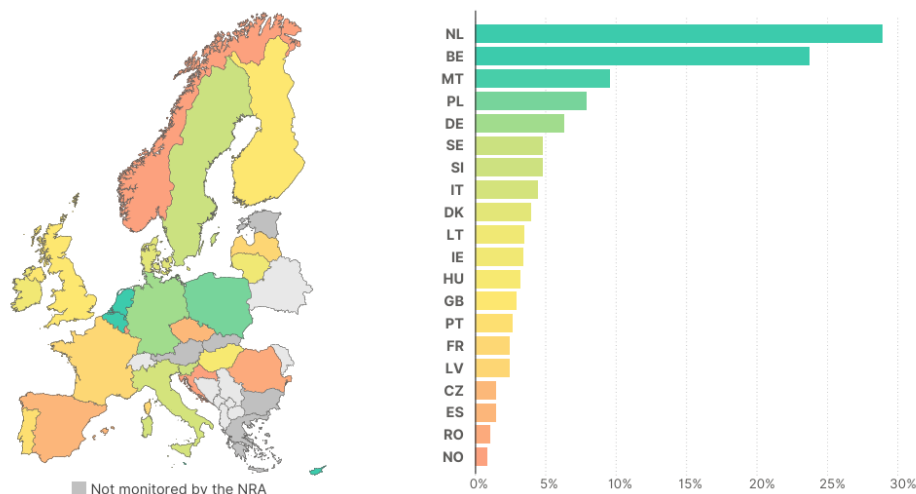


Figura 1.4: Quota di prosumer domestici negli Stati membri dell’UE, in Norvegia e in Gran Bretagna nel 2023 (%). La quota di prosumer domestici è calcolata come il numero di famiglie con impianti fotovoltaici installati diviso per il numero totale contatori domestici – Fonte: ACER-CEER, 2024a.

Egli può generare energia per l'autoconsumo, immagazzinare quella in eccesso, oppure scambiarla tramite piattaforme o condividerla all'interno di "comunità energetiche", composte da cittadini, organizzazioni e istituzioni pubbliche. Le comunità energetiche, nonostante aumentino la complessità del sistema, sono fondamentali per la transizione energetica, dal momento che investono in produzione, vendita e distribuzione di energia rinnovabile locale. Esse migliorano anche la flessibilità decentralizzata e l'efficienza del sistema con un autoconsumo collettivo sufficientemente elevato.

Infine, la flessibilità e la digitalizzazione sono aspetti inscindibili. I contatori intelligenti, già utilizzati circa dall'80% delle famiglie europee nel 2023 (figura 1.5), sono decisivi per abilitare la flessibilità. Essi registrano i consumi consentendo ai fornitori di offrire tariffe dinamiche agli utenti, i quali possono adeguare il proprio consumo in base ai segnali di prezzo in tempo reale. Più in generale, la tecnologia digitale può contribuire alla flessibilità del sistema tramite l'acquisizione e l'elaborazione dei dati in tempo reale, fornendo informazioni relative a domanda, offerta e stato della rete e aiutando così reazioni rapide ai cambiamenti. Questo favorisce la gestione delle fonti di energia distribuite, la definizione di tariffe dinamiche e, a lungo termine, consente di migliorare la pianificazione e le strategie di investimento in infrastrutture che aumentano la flessibilità.

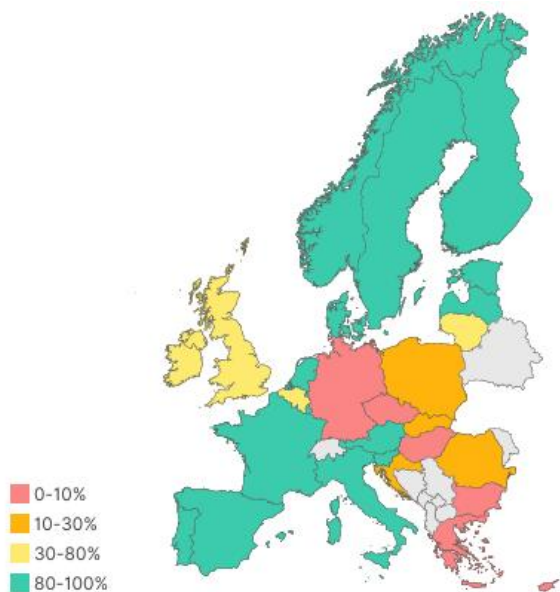


Figura 1.5: Quota di utilizzo di smart meters domestici negli Stati membri UE, in Norvegia e in Gran Bretagna nel 2023 (% di famiglie). L'utilizzo rimane limitato nell'Europa centro-orientale – Fonte: ACER-CEER, 2024a.

I Paesi europei presentano notevole eterogeneità nella maturità degli approcci regolatori alla flessibilità. Se il Regno Unito è il Paese più avanzato, grazie a mercati della flessibilità sviluppati e ampia partecipazione dei *prosumer*, l'Italia si ritaglia un ruolo di primo piano grazie all'adozione di un approccio completo. Il quadro normativo italiano è basato sulle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), che permettono agli aggregatori di gestire risorse eterogenee, in modo che possano partecipare al mercato. Sono inoltre stati introdotti dal 2020 le tariffe dinamiche, la misurazione in tempo reale e incentivi per le comunità energetiche rinnovabili (CER). Inoltre,

sono state create diverse piattaforme per consentire il *trading* di flessibilità. In questo contesto fertile, a metà 2023 si registrava la presenza di oltre 300 UVAM, per un totale di oltre 1 GW di capacità flessibile. Il *sector coupling*, cioè la strategia che punta a unire i settori di elettricità, calore, trasporti, gas e industria per massimizzare l'utilizzo delle rinnovabili e dar vita a un sistema energetico integrato e flessibile, è sempre più incentivato in Italia. In particolare, si registrano incentivi relativi a pompe di calore e sistemi di teleriscaldamento, schemi di sostegno per la decarbonizzazione dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento urbani, e obiettivi ambiziosi di installazione di punti di ricarica per veicoli elettrici e di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde.

Su scala globale, la flessibilità del sistema energetico affronta diverse sfide e *trade-off*. Tra essi vi sono l'incertezza relativa alle tecnologie abilitanti e ai loro costi, l'equilibrio tra flessibilità e adeguatezza, la creazione di segnali di prezzo efficaci tanto a breve termine quanto per gli investimenti a lungo termine, l'evoluzione concomitante di soluzioni centralizzate e decentralizzate, le sfide legate alla digitalizzazione e le tensioni geopolitiche. Tali questioni pongono in primo piano l'esigenza di quadri normativi in grado di adeguarsi e sostenere l'evoluzione della tecnologia, dei mercati e delle situazioni geopolitiche, supportando al contempo la decarbonizzazione.

Per questo la letteratura suggerisce alcune raccomandazioni politiche. Innanzitutto è fondamentale che il sistema normativo sia flessibile, cioè in grado di accogliere diverse soluzioni tecnologiche in base agli sviluppi futuri, attualmente ancora incerti. Si suggerisce poi di abilitare segnali di prezzo efficaci e dinamici a livello di generazione, consumo e rete, in modo da incentivare al tempo stesso comportamenti adattivi e investimenti in tecnologie come lo stoccaggio. È poi consigliato accelerare il meccanismo di *demand response* tramite l'aggregazione e la partecipazione delle fonti rinnovabili distribuite nei mercati della flessibilità. Grande rilevanza dovrà essere data ancora alla digitalizzazione: sarà urgente affrontare i temi complessi della condivisione dei dati, della *privacy* e della sicurezza informatica. Sarà poi fondamentale continuare a studiare e a implementare le applicazioni dell'idrogeno come fonte di flessibilità. Infine, si sottolinea l'importanza di un approccio olistico, ossia integrato su tutti i settori del sistema energetico, alla pianificazione della flessibilità. La regolazione, in questo senso, deve valorizzare le sinergie tra i settori di elettricità, gas, calore e trasporti, riconoscendo come il tema della flessibilità non riguardi la gestione delle sole reti elettriche, ma dell'intero sistema energetico. Tale prospettiva multisettoriale promuove i sistemi energetici integrati come strumento chiave non solo per abilitare la flessibilità, ma anche per risolvere tutte le altre sfide precedentemente discusse.

2. L'integrazione del sistema energetico: una necessità climatica ed economica

La Commissione Europea definisce l'integrazione del sistema energetico (ESI) come "la pianificazione e il funzionamento del sistema energetico "nel suo complesso", ossia dei suoi molteplici vettori energetici, infrastrutture e settori di consumo, attraverso la creazione di connessioni più forti tra questi elementi con l'obiettivo di offrire servizi energetici a basse emissioni di carbonio, affidabili ed efficienti sotto il profilo delle risorse, al minor costo possibile per la società." (European Commission, 2020a). Essa propone quindi una visione olistica del sistema, nel tentativo di sfruttare le sinergie esistenti tra diversi segmenti (come generazione e trasmissione) e settori (tra cui elettricità, gas e calore, come si nota in figura 2.1), tramite collegamenti fisici e virtuali (Cambini et al., 2020a; Berjawi et al., 2021). Per soddisfare adeguatamente la domanda di energia e servizi essenziali il sistema energetico può integrarsi anche con altri settori infrastrutturali, tra cui l'acqua, i trasporti e le telecomunicazioni (Jamash and Llorca, 2018).

L'ESI, anche detta *sector coupling*, comprende quattro concetti fondamentali. Innanzitutto, la circolarità del sistema energetico, che pone l'efficienza energetica come principio fondamentale, al fine di ridurre la domanda di energia, preferendo soluzioni meno energivore e il riutilizzo di materiali e calore di scarto. In secondo luogo, una maggiore elettrificazione degli usi finali, sfruttando il calo dei costi dell'energia rinnovabile. In terzo luogo, l'impiego di combustibili rinnovabili o *low-carbon* nei settori *hard-to-abate*, dove l'elettrificazione è irrealizzabile. Infine, il ruolo attivo dei consumatori, all'interno di un sistema multidirezionale in cui gli utenti contribuiscono sia verticalmente, tramite produzione decentralizzata e fornitura di flessibilità, sia orizzontalmente, mediante scambi di energia (per esempio in sistemi di teleriscaldamento e comunità energetiche) (European Commission, 2020a; European Commission, 2024a).

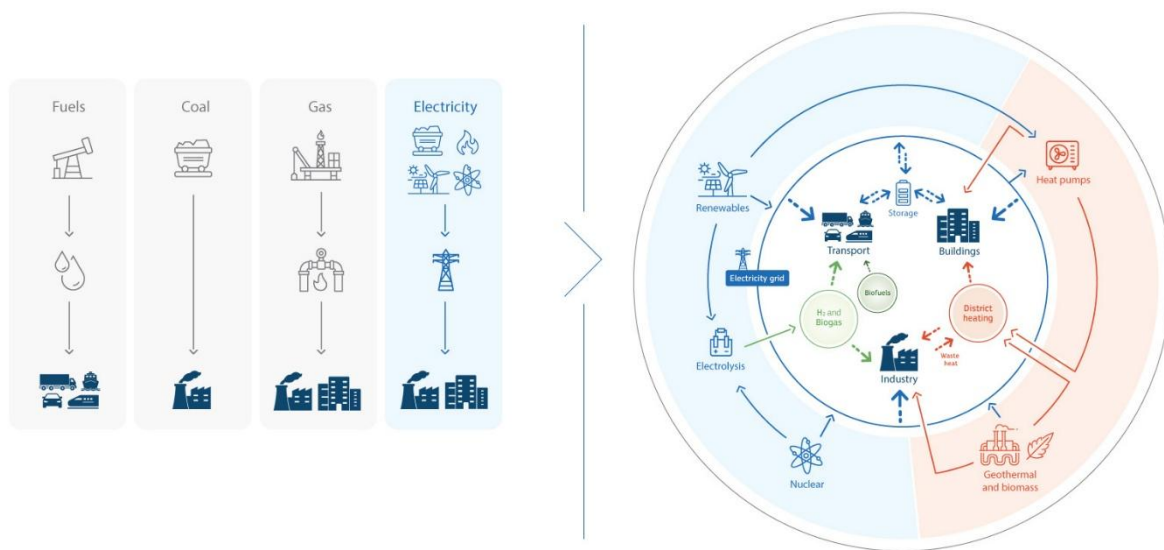


Figura 2.1: L'integrazione del sistema energetico e le sinergie tra i settori – Fonte: European Commission, 2025b.

Inoltre, il *sector coupling* è un processo graduale ed evolutivo, che seguirà percorsi diversi in ciascun Paese. La digitalizzazione, l'innovazione tecnologica e l'adattamento dei mercati, delle infrastrutture e del quadro normativo completano il panorama degli elementi necessari per un'integrazione di successo (Cambini, 2021).

L'ESI può avvenire a livello orizzontale o verticale e può coinvolgere diversi *stakeholders*, come produttori, operatori di rete, rivenditori e consumatori (Cambini, 2021). Essa può inoltre essere organizzativa, operativa o fisica. Dal punto di vista organizzativo si cerca di sfruttare le economie di scala raggruppando in un'unica entità attività precedentemente svolte da attori differenti: un esempio verticale è l'autoconsumo, dove produttore e consumatore coincidono, mentre uno orizzontale è la nascita di *multi-utility* attive in più settori. Per quanto riguarda l'aspetto operativo, l'integrazione si realizza tramite strumenti che permettono la riduzione dei costi di transazione aumentando il coordinamento tra gli operatori, come l'uso di batterie elettriche per fornire servizi ausiliari a livello verticale e la fornitura di flessibilità tramite tecnologie di conversione a livello orizzontale. Dal punto di vista fisico, invece, si intende la pianificazione intersettoriale delle infrastrutture per ridurre i costi operativi e di investimento (Cambini et al., 2020a).

Al fine di consentire un'integrazione efficace, è necessario adottare opportune tecnologie abilitanti, che si possono suddividere in ICT, sistemi di stoccaggio dell'energia e tecnologie di conversione (Cambini et al., 2020a). Dalla tabella 2.1, che riassume le principali tecnologie e ne evidenzia la struttura dei costi, si evidenzia come, nonostante le recenti riduzioni dei costi, vi siano ancora barriere economiche per un'adozione su larga scala.

Tabella 2.1: Le principali tecnologie dell'ESI e la loro struttura dei costi.

*Il P2G può essere considerato una tecnologia sia di accumulo sia di conversione, poiché converte l'elettricità in gas, che è una fonte di energia facilmente immagazzinabile – Fonte: Cambini, 2021.

Technology	Cost Structure
<i>Information and communication technologies</i>	
Smart grids (SGs)	High capital costs.
<i>Storage technologies</i>	
Electric batteries (EBs)	High capital costs, relevant cost reduction in the last ten years.
Power-to-gas (P2G)	High capital costs, uncertain economic viability.
<i>Conversion systems</i>	
Combined heat and power (CHP)	High capital costs.
Power-to-gas*	High capital costs, uncertain economic viability.
Power-to-heat (P2H)	High operative expenditures.

I sistemi energetici tradizionali sono basati su catene del valore verticali e indipendenti, dove ogni settore è alimentato da una particolare fonte di energia ed è caratterizzato da regole e mercati specifici. Questo approccio a vettori singoli genera inefficienze di natura tecnica ed economica, dal momento che trascura le economie di scopo e le potenzialità di coordinamento degli utenti (Cambini, 2021). I sistemi tradizionali condividono inoltre obiettivi comuni di decarbonizzazione, equità e sicurezza dell'approvvigionamento. Per questi motivi i vantaggi dell'integrazione e della coevoluzione dei diversi sistemi energetici risultano evidenti. Grazie all'ESI la domanda per i servizi energetici può essere soddisfatta da una più ampia gamma di fonti e in maniera più efficiente (Jamassb and Llorca, 2018). Inoltre, l'elettricità diventa il vettore chiave per portare l'energia decarbonizzata a settori precedentemente dipendenti da combustibili fossili, sia direttamente, sia indirettamente, come nel caso della produzione di idrogeno basata su elettrolisi (European Commission, 2025b). Le nuove interazioni tra i diversi componenti dei sistemi energetici non riguarderanno solamente flussi fisici, ma anche commerciali e informativi, collegando attori con obiettivi e incentivi differenti. Questi elementi porteranno alla modifica della struttura del mercato, ridefinendo il ruolo degli attuali operatori e favorendo l'affermazione di nuovi attori e modelli di *business* (Berjawi et al., 2021).

2.1 Il ruolo dell'ESI per affrontare le sfide del sistema energetico

L'ESI consente di affrontare in modo efficace le sfide che caratterizzano il sistema energetico contemporaneo, delle quali si è parlato nel capitolo 1.2.

Innanzitutto, uno degli obiettivi principali dei sistemi energetici integrati è quello di rispondere ai nodi cruciali che compongono il trilemma dell'energia (Jamassb and Llorca, 2018). In particolare, per quanto riguarda la sostenibilità, l'ESI favorisce la decarbonizzazione integrando efficacemente le fonti rinnovabili intermittenti e riducendo l'utilizzo di combustibili fossili, grazie all'elettrificazione dei settori. L'equilibrio tra domanda e offerta risulta facilitato grazie alle *smart grids*, che consentono l'implementazione di meccanismi di *demand response*, in modo da ottenere un utilizzo più efficiente dell'energia ed evitare il *curtailment* delle rinnovabili (Khalid, 2024).

L'adozione di sistemi di accumulo e di conversione garantisce inoltre l'aumento della flessibilità (anche intersettoriale) e della resilienza del sistema, permettendo di compensare *deficit* o picchi di produzione tra settori diversi e incrementando, in questo modo, la sicurezza energetica. Quest'ultima viene migliorata grazie alla riduzione della dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili, dovuta all'aumento dell'autonomia energetica locale e alla diversificazione delle fonti. In aggiunta, le soluzioni digitali innovative riducono i rischi di *blackout*, abilitando il monitoraggio della rete in tempo reale, la gestione decentralizzata delle emergenze e gli scambi di energia intersettoriali (Khalid, 2024).

Per quanto riguarda invece l'equità, l'accessibilità energetica è favorita dalla stabilizzazione dei prezzi dell'energia e dalla riduzione dei costi operativi a lungo termine, grazie all'impiego di risorse rinnovabili, sistemi di accumulo e tecnologie digitali, che rendono possibile la scelta del

mix energetico basata sul prezzo. Sebbene le reti intelligenti siano tecnologie ad alta intensità di capitale, la diminuzione dei costi iniziali può essere favorita dalla standardizzazione (Khalid, 2024; Cambini, 2021). I costi per i consumatori vengono anche ridotti grazie alla loro partecipazione attiva, sotto forma di *prosumer* che danno vita a comunità energetiche in grado di includere anche gli utenti più vulnerabili. Infine, l'adozione delle tariffe dinamiche consente di ottimizzare gli investimenti infrastrutturali per la gestione dei picchi di domanda, minimizzando la spesa (Khalid, 2024).

L'ESI, come già mostrato in precedenza, rappresenta poi la base per la flessibilità del sistema energetico, grazie alla combinazione di stoccaggio, partecipazione attiva degli utenti e interconnessione dei settori. Quest'ultima, resa possibile grazie alla digitalizzazione, consente di coordinare generazione, consumo e accumulo, migliorando di conseguenza anche l'efficienza complessiva del sistema (Khalid, 2024). Mentre tradizionalmente la flessibilità era fornita adeguando la produzione alla domanda, grazie alle nuove tecnologie è possibile fornire flessibilità agendo sia lato offerta (tramite tecnologie di stoccaggio e di conversione), sia lato domanda (tramite *demand response*). In quest'ottica, i sistemi di conversione sono fondamentali per due ragioni: essi aumentano il grado di sostituibilità delle fonti e, grazie alla conversione di elettricità in un altro vettore, consentono l'accumulo (Cambini, 2021). Infine, l'integrazione orizzontale e verticale delle reti facilita l'uso ottimizzato delle infrastrutture di rete, abilitando la pianificazione sinergica tra i diversi settori e il controllo delle interdipendenze lungo le dimensioni tecniche, ambientali, economiche e sociali (Berjawi et al., 2021; Khalid, 2024). I sistemi energetici integrati rappresentano quindi una soluzione sistemica ai limiti dell'approccio tradizionale a vettori singoli e aprono la strada verso un sistema energetico sostenibile, sicuro, inclusivo, efficiente e flessibile (Khalid, 2024).

Nonostante questi numerosi aspetti positivi, è però doveroso sottolineare l'aumento della complessità nella gestione e nel funzionamento del sistema energetico che l'ESI porterebbe con sé. L'interconnessione potrebbe far sì che le soluzioni pensate per un sistema comportino ripercussioni negative su altri. Per esempio, l'elettrificazione dei trasporti tramite i veicoli elettrici causerebbe un aumento della domanda che può provocare problemi di capacità o congestione della rete. Le interdipendenze tra i settori possono anche rendere vulnerabile l'intero sistema a interruzioni che si verificano in un suo singolo componente (guasto a cascata). Per queste ragioni, unite alla concentrazione delle catene di approvvigionamento dell'energia pulita e ai rischi informatici di cui si è discusso nel primo capitolo, è necessario progettare nuovi paradigmi di pianificazione e operativi per gestire e controllare il sistema nel suo complesso (Berjawi et al., 2021).

2.2 Approfondimento sul ruolo dell'ESI nella riduzione delle emissioni di CO₂

Negli ultimi decenni una delle principali preoccupazioni a livello internazionale è stata la sostenibilità, con l'obiettivo di limitare l'innalzamento delle temperature, fino possibilmente ad arrestarlo. Il settore dell'energia è stato un punto centrale per gli sforzi di abbattimento delle emissioni e l'integrazione del sistema energetico può portare benefici evidenti in tal senso, rispetto alle reti autonome (Jamash and Llorca, 2018). Essa determinerebbe, in aggiunta alle minori emissioni, una riduzione dell'inquinamento atmosferico e dell'impronta idrica dell'energia, aspetti essenziali per l'adattamento ai cambiamenti climatici, la tutela della salute e la protezione delle risorse naturali. Il *sector coupling* richiede però investimenti infrastrutturali significativi, che hanno tipicamente una durata economica compresa tra i 20 e i 60 anni. Per questo, le misure adottate nel prossimo decennio saranno decisive per raggiungere l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 (European Commission, 2020a).

La decarbonizzazione del sistema energetico richiede la connessione di grandi quote di energia rinnovabile, sotto forma sia di piccoli impianti per l'autoconsumo, sia di comunità energetiche locali. Di conseguenza, molti nuovi dispositivi, tra cui veicoli elettrici e tecnologie di raffreddamento o riscaldamento, vengono collegati alla rete di distribuzione, la quale è così costretta ad affrontare colli di bottiglia e nuovi vincoli operativi. A tal fine è necessaria la digitalizzazione della rete, sotto forma di *smart grid*, e la conseguente adozione di strumenti per la pianificazione e l'operatività della rete. Tali innovazioni sono la chiave per implementare servizi di flessibilità e trasformare il ruolo del consumatore da passivo ad attivo (Llorca et al., 2024a). A tal proposito, il coinvolgimento attivo degli utenti nei mercati dell'elettricità (anche attraverso gli aggregatori), in modo che essi possano abbandonare l'uso di fonti fossili a favore di energia pulita, è un punto chiave della Direttiva europea sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili (European Commission, 2024b). Per poter adattare il proprio consumo alle ore con maggiore quota di elettricità rinnovabile, i consumatori devono poter accedere ai dati in tempo reale relativi alla quota di energia pulita fornita e alle emissioni di gas serra. Di conseguenza, TSO e DSO sono tenuti a fornire le informazioni necessarie con una frequenza sufficientemente alta per aumentare la trasparenza e abilitare i cambiamenti comportamentali virtuosi degli utenti (European Commission, 2024b). I partecipanti a questi servizi di flessibilità ricevono un compenso per adattare generazione e consumo in base alle richieste degli operatori di rete (Jamash and Llorca, 2018).

La condivisione di informazioni rilevanti con i consumatori rientra all'interno di una serie di accorgimenti necessari che l'UE suggerisce per favorire un'integrazione efficace per la riduzione delle emissioni. Un altro principio chiave che viene rimarcato è la necessità di preparare i mercati dell'energia alla decarbonizzazione e alla generazione distribuita, in modo che gli utenti possano essere orientati verso l'opzione più efficiente, economica e pulita, tramite prezzi che rispecchino correttamente i costi del vettore impiegato (European Commission, 2020a). Tra i problemi più

evidenti sotto questo aspetto vi sono l'esistenza di sussidi per i combustibili fossili e le imposte sull'energia elettrica più elevate che su carbone e gas, che ancora sussistono in alcuni Paesi. Per quanto riguarda il mercato dell'elettricità, il pacchetto Energia Pulita ha posto le basi per renderlo idoneo all'integrazione di grandi quantità di energia da fonti intermittenti e alla flessibilità, migliorando anche i segnali di prezzo. Il mercato del gas deve invece essere ripensato per poter facilitare l'integrazione di gas rinnovabili, anche in contesti locali e circolari (European Commission, 2020a).

L'attenzione all'integrazione del sistema energetico è giustificata perché per la piena realizzazione dei benefici ambientali non è sufficiente l'aumento della quota di energia rinnovabile. Infatti, la variabilità della generazione da fonti intermittenti richiede interventi di *redispatching*⁴, che, se da un lato migliorano la stabilità del sistema, dall'altro provocano il *curtailment* delle rinnovabili. Questo porta all'attivazione di centrali fossili, determinando un aumento delle emissioni e un utilizzo inefficiente delle risorse sostenibili. Grazie all'integrazione, invece, lo sfruttamento delle tecnologie di accumulo e di conversione, delle sinergie tra i vettori e delle interconnessioni tra i Paesi consente di massimizzare il potenziale di decarbonizzazione del sistema energetico (Davies et al., 2024).

Anche l'adozione di politiche comuni favorisce una riduzione più efficiente delle emissioni, rispetto a iniziative nazionali frammentate. Questo perché la cooperazione tra Paesi migliora l'armonizzazione dei mercati, la condivisione di energia e la gestione comune delle reti, compensando l'intermittenza delle fonti eoliche e fotovoltaiche e riducendo così il ricorso alla generazione tradizionale per ragioni di stabilità. Evidenze scientifiche mostrano infatti che le economie più integrate, come le nazioni dell'Europa nord-occidentale, presentano tassi maggiori di riduzione delle emissioni, rispetto per esempio agli altri Stati europei. Tale fenomeno, detto "convergenza a più velocità", impedisce che i benefici dell'integrazione dei sistemi energetici si esprimano pienamente e uniformemente all'interno del continente (Llorca and Rodriguez-Alvarez, 2024).

2.2.1 Panoramica di alcuni recenti modelli che indagano l'impatto dell'ESI sulle emissioni

Un grande numero di studi recenti esplora lo stato dell'arte e le prospettive future dell'ESI in relazione alla riduzione delle emissioni di CO₂, da una vasta gamma di differenti punti di vista. Uno di essi, presentato da Hussain et al., si ricollega alla necessità di aggiornamenti normativi appena dibattuta. Tramite un modello di ottimizzazione del sistema energetico, gli autori individuano alcune conclusioni principali, legate al modo in cui le politiche di efficienza e le opzioni di flessibilità delle emissioni (come commercio di carbonio, regolamentazione adattiva e

⁴ Il *redispatching* è l'insieme delle azioni correttive messe in atto dal TSO per prevenire o risolvere le congestioni della rete e mantenere la sicurezza del sistema. Nelle aree a monte del collo di bottiglia viene ordinata una riduzione della generazione, mentre in quelle a valle un aumento, mantenendo così l'equilibrio dei flussi di potenza.

tariffe dinamiche) influenzano gli obiettivi di riduzione delle emissioni. Esse evidenziano che i meccanismi di flessibilità delle emissioni favoriscono la decarbonizzazione senza compromettere la crescita economica, che l'efficienza energetica e l'utilizzo delle rinnovabili traggono mutuo beneficio e infine che le politiche adattive, in grado cioè di adeguarsi alle fluttuazioni di domanda e offerta, favoriscono la riduzione delle emissioni e la resilienza del sistema. La sinergia tra flessibilità ed efficienza è qui considerata un aspetto di importanza ancora maggiore dei loro effetti individuali, poiché la riduzione della domanda energetica che comporta l'efficienza rende più efficaci gli strumenti di flessibilità nella gestione della variabilità delle fonti rinnovabili. Da un punto di vista normativo, gli autori suggeriscono alcune raccomandazioni. Tra esse, sostenere gli investimenti in infrastrutture innovative e tecnologie efficienti, introdurre meccanismi di prezzo adattivi, integrare gli strumenti di flessibilità con gli obiettivi di neutralità climatica, aumentare i fondi per la ricerca e sviluppo (R&D), istituire autorità indipendenti per la transizione energetica, promuovere la cooperazione internazionale e diffondere la cultura della sostenibilità agli utenti. Lo studio pone anche l'attenzione sull'importanza dei sistemi di accumulo e delle soluzioni digitali, come le *smart grids* e le piattaforme di monitoraggio in tempo reale (Hussain et al., 2025).

Collegandosi a quest'ultimo elemento, uno studio di Muhammed Cavus identifica come componenti chiave dei nuovi sistemi energetici l'integrazione delle fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo e l'adozione di reti intelligenti e interconnesse e di tecnologie digitali innovative, come l'AI, l'*Internet of Things* (IoT) e il *machine learning*, per la previsione della domanda, la gestione della rete e la manutenzione preventiva. Integrando questi ultimi sistemi, l'autore rileva, a seconda dei casi studio considerati, una riduzione delle emissioni compresa tra il 15 e il 30% (Cavus, 2025).

Anche i ricercatori Zhou e Liu sottolineano l'importanza della digitalizzazione per abilitare la decarbonizzazione. Oltre ad AI e IoT, essi approfondiscono il ruolo di *digital twin*, *blockchain* e sistemi di controllo multi-agente, utili principalmente perché favoriscono l'aumento della flessibilità energetica e della resilienza dei sistemi integrati, gestendo informazioni in tempo reale e coordinando produzione, consumo e stoccaggio. In contesto urbano, l'utilizzo di soluzioni digitali consente l'integrazione di fotovoltaico, pompe di calore e altri dispositivi elettrici utilizzati all'interno degli edifici. In tal senso, il *digital twin* risulta utile per simulare, prevedere e monitorare i consumi degli utenti, mentre la *blockchain* favorisce gli scambi di energia *peer-to-peer* tra *prosumer*, la trasparenza e la sicurezza dei dati, la protezione della *privacy* nelle transazioni e l'automazione di contratti e servizi energetici tramite *smart contract*. I sistemi multi-agente sono invece utili per coordinare sistemi di edifici, batterie, EV e altri elementi all'interno di una rete intelligente, coordinata e interconnessa. L'insieme di questi strumenti digitali delinea la nascita di un vero e proprio *Internet of Energy*, in cui la digitalizzazione abilita il funzionamento

ottimizzato ed efficiente del sistema energetico integrato, al fine di minimizzarne le emissioni e i costi operativi (Zhou and Liu, 2024).

Un'altra soluzione digitale è rappresentata dalle tecnologie per il miglioramento della rete (GET), che sono strumenti avanzati progettati per ottimizzare l'efficienza, l'affidabilità e la capacità delle reti, tramite monitoraggio in tempo reale, controllo dinamico e automazione avanzata. Si stima che il loro utilizzo, attualmente limitato per via della scarsità di incentivi agli investimenti e della complessità della tecnologia, permetterebbe di aumentare sensibilmente l'impiego di energia rinnovabile e di ridurre le emissioni di carbonio fino al 70% (ACER, 2024).

A livello operativo, Hua et al. propongono una piattaforma cooperativa *cloud-edge* per l'ottimizzazione della gestione del sistema. Essa comprende un *integrated energy retailer*, che coordina la pianificazione del sistema, e utenti e fornitori, che si occupano dell'ottimizzazione delle risorse a livello decentrato. Questa metodologia consente un'integrazione più flessibile e trasparente, per giunta in grado di abilitare un'interazione più efficace tra lato domanda e lato offerta. Gli autori ipotizzano anche l'introduzione di un meccanismo di commercio "a gradini" del carbonio, che adatta gli incentivi economici al consumo energetico e quindi alla reale partecipazione del consumatore alla riduzione delle emissioni. I risultati dello studio mostrano una riduzione dei costi di transazione e delle emissioni di CO₂ lieve, ma molto significativa, poiché ottenuta solamente tramite miglioramenti di carattere gestionale, e non tecnologico (Hua et al., 2025).

Kumar et al. hanno sviluppato un modello matematico per la gestione ottimizzata del sistema energetico, in grado di combinare la generazione convenzionale con le fonti rinnovabili e i sistemi di accumulo, cercando di superare i problemi causati dall'intermittenza delle fonti rinnovabili e garantendo al contempo prestazioni migliorate a livello di emissioni. Integrando ricerche precedenti, gli autori hanno individuato che le emissioni sono influenzate principalmente da domanda di elettricità, intensità monetaria, struttura dei combustibili ed efficienza nella generazione. Progresso tecnologico e miglioramenti di efficienza sono allora elementi chiave per il contenimento dell'impronta ambientale. Infatti, l'uso di materiali a basso impatto e di tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio può eliminare fino al 94% delle emissioni industriali. Per la decarbonizzazione dell'intero sistema è anche richiesto un maggiore impiego di energia idroelettrica, nucleare ed eolica (che se non gestita in modo ottimale da un punto di vista operativo, potrebbe addirittura aumentare le emissioni). I risultati empirici relativi al triennio 2022-2024 mostrano una tendenza decrescente nelle emissioni dei gas serra, con una riduzione della CO₂ piuttosto lenta. Questo *trend* suggerisce la necessità di aumentare l'efficienza del sistema e promuovere l'utilizzo di fonti rinnovabili e di tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio. In particolare, si sottolinea che l'integrazione simultanea di sistemi di accumulo e vincoli alle emissioni risulterebbe in tal senso la strategia più efficiente, portando una riduzione dei costi del

26% e delle emissioni di CO₂ del 49%, oltre ad aumentare la penetrazione delle rinnovabili, l'affidabilità e la resilienza del sistema (Kumar et al., 2025).

I sistemi di accumulo dell'energia sono utilizzati in più fasi del sistema energetico e sono importanti perché forniscono un'alternativa all'utilizzo delle centrali termiche convenzionali e perché non producono emissioni (Khalid, 2024). Essi sono uno dei cinque dispositivi utilizzati da Yan et al. per trovare la configurazione di sistema integrato in grado di portare i maggiori miglioramenti in termini di flessibilità. Gli altri sono caldaie a gas (GB), caldaie elettriche (EB), P2G e sistemi di accumulo di energia termica (TES). GB ed EB possono fornire calore in caso di insufficienza di fonti rinnovabili, mentre le altre tre tecnologie aiutano a bilanciare fluttuazioni di natura elettrica o termica. I risultati della simulazione mostrano che una configurazione ottimale che comprende GB, EB e TES consente di ridurre i costi di quasi il 60% e di aumentare la quota di rinnovabili nel *mix* energetico al 36% circa, grazie alla minimizzazione del tasso di *curtailment* (Yan et al., 2023).

Anche Kumar e Khedlekar si focalizzano sull'accumulo di energia termica, cercando di capire quale impatto sulle emissioni e sulla flessibilità del sistema determina la sua integrazione in un sistema energetico che comprende anche elettricità, idrogeno, calore e accumulo elettrico. I risultati evidenziano una riduzione delle emissioni fino al 60%, uniti a risparmi di costo superiori al 30% rispetto agli scenari privi di integrazione dei TES. Questo dimostra la capacità di questi dispositivi di permettere il disaccoppiamento di generazione e consumo di elettricità, fornendo al contempo flessibilità a breve e a lungo termine (Kumar and Khedlekar, 2025).

I TES sono utilizzati anche in un esempio significativo di riduzione delle emissioni da parte di un sistema energetico integrato, nella microrete isolata dell'Università del Texas ad Austin. Il sistema energetico lì presente è basato su cogenerazione di elettricità e calore (CHP), reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento e TES. Le simulazioni di diversi scenari di integrazione di ulteriori risorse distribuite conducono a una riduzione delle emissioni vicina al 55%, ulteriormente aumentabile fino al 99,5% tramite accumulo a lunga durata e dispositivi di cattura e stoccaggio del carbonio. Un limite alla riduzione delle emissioni è qui costituito dal sistema CHP, che, pur essendo un componente fondamentale all'interno delle microreti, deve restare sempre in funzione, diventando un parziale ostacolo alla decarbonizzazione (Huylo et al., 2025). Un altro studio applicato a un caso reale è relativo a uno strumento in grado di modellare l'integrazione dei settori di elettricità, calore, trasporti e industriale, responsabili di oltre il 75% delle emissioni. In questo caso si dimostra che, anche in un Paese ad alta intensità energetica e con condizioni climatiche complesse, come il Kazakistan, è possibile ottenere un sistema energetico completamente rinnovabile e decarbonizzato entro il 2050, seppur a fronte di investimenti iniziali significativi. Insieme all'accoppiamento dei suddetti settori, sono in tal senso fondamentali l'elettrificazione e i guadagni di efficienza a essa collegati. Nonostante vari studi abbiano dimostrato la fattibilità tecnico-economica di un sistema interamente rinnovabile e la sua

capacità di soddisfare interamente la domanda, per poterlo ottenere è fondamentale una pianificazione accurata, tra le altre cose, di un ordine ottimale di decarbonizzazione dei diversi settori, in modo che essi possano supportarsi adeguatamente tramite il processo di integrazione (Bogdanov et al., 2021).

Una ricerca applicata alla Giordania, indaga invece il rapporto tra l'integrazione del sistema energetico e la riduzione dei gas serra da una prospettiva più profonda, che collega le emissioni con le radiazioni solari intrappolate nell'atmosfera e a sua volta con la variazione della temperatura media. Sistemi energetici integrati basati principalmente su eolico e fotovoltaico permettono una riduzione delle emissioni che comporta una radiazione solare intrappolata inferiore e, di conseguenza, un minore aumento della temperatura media. Quest'ultima, in assenza di progetti rinnovabili, sarebbe infatti stata più alta di 0,7° C in Giordania nel 2021, causando disagi sostanzialmente maggiori relativi ai settori idrico e agricolo e aumentando la domanda di raffreddamento (Darwish et al., 2025).

Esempi virtuosi di sistemi energetici integrati e decarbonizzazione riguardano il settore elettrico della Costa Rica, quasi al 100% rinnovabile (principalmente basato su idroelettrico, geotermico ed eolico), e la British Columbia, provincia canadese che nel 2018 vantava un approvvigionamento elettrico al 97% rinnovabile (soprattutto idroelettrico) (IRENA, 2022).

Proseguendo nella panoramica dei modelli, Ahmed et al. dimostrano che l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico tradizionale è fondamentale per ridurre le emissioni e al contempo migliorare la sicurezza energetica, riducendo la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili (Ahmed et al., 2022). Detz e van der Zwaan ritengono invece che per raggiungere la neutralità climatica sia necessario non solo azzerare le emissioni nette, ma addirittura ottenere emissioni negative in alcuni segmenti per compensare le difficoltà di decarbonizzazione presenti in determinati settori e aree geografiche. Per farlo è necessario apportare cambiamenti nell'utilizzo del suolo e nella silvicoltura, utilizzare tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio e convertire la CO₂ in prodotti chimici o materiali da costruzione, ribadendo il ruolo chiave di un'economia circolare per la sostenibilità ambientale ed economica (Detz and van der Zwaan, 2019). A proposito di economia circolare, la Commissione Europea sottolinea l'importanza del sostegno ai progetti di riutilizzo del calore di scarto, principalmente se proveniente da impianti rinnovabili dal momento che, in caso contrario, causerebbe un aumento dell'impronta di carbonio. Per questo motivo è sempre più diffusa tra gli *stakeholders* l'opinione per cui, al fine di aumentare l'efficienza energetica, il calore residuo dovrebbe essere ridotto, fino a essere eliminato. Ad ogni modo, molti casi studio dimostrano una riduzione delle emissioni grazie all'utilizzo di calore e freddo di scarto (European Commission, 2024a).

Un modello di economia circolare che integra energia, acqua e carbonio per promuovere la sostenibilità è stato invece proposto da Elsir et al. Le interdipendenze indagate sono qui tra le fonti rinnovabili, le tecnologie di cattura e stoccaggio di carbonio e i sistemi di dissalazione

dell'acqua. Oltre a un calo delle emissioni tra il 6 e il 20% a seconda della dimensione del sistema considerato, i risultati mostrano la diminuzione del carico di picco e dei costi operativi. In questo contesto gli impianti di dissalazione, grandi consumatori di energia, possono essere visti come risorse flessibili in grado di modulare il proprio consumo in base alla disponibilità di energia rinnovabile, riducendo sensibilmente il *curtailment* (Elsir et al., 2025).

Secondo uno studio di Agarwal e Sharma l'adozione di approcci integrati, soprattutto tra i settori chiave di elettricità, gas, calore e trasporti, supportati da tecnologie di accumulo, porterebbe a riduzioni delle emissioni del sistema energetico fino all'80%, oltre alla sensibile diminuzione dei picchi di domanda e dei costi operativi. La diffusione dell'idrogeno verde, che verrà successivamente approfondita, potrebbe condurre a ulteriori benefici riducendo le emissioni di oltre il 75%. Infine viene sottolineata l'importanza di considerare le emissioni lungo l'intero ciclo di vita, da parte dei sistemi di pianificazione e monitoraggio, secondo i cosiddetti metodi di *Life Cycle Assessment*, includendo così anche le emissioni indirette collegate alla costruzione e alla manutenzione delle infrastrutture di rete (Agarwal and Sharma, 2025).

Koholé et al. analizzano l'integrazione delle tecnologie rinnovabili con alcuni specifici sistemi di accumulo: batterie, pompaggio idroelettrico, accumulo termico e celle a combustibile/idrogeno. L'analisi mostra che le combinazioni più efficienti in termini di riduzione delle emissioni risultano essere quelle che prevedono l'accoppiamento di una tecnologia di accumulo con l'eolico, per via della loro capacità di fornire energia con continuità, sfruttando le sinergie tra le tecnologie e l'intermittenza generalmente inferiore dell'eolico rispetto al fotovoltaico (Koholé et al., 2024). Un'altra analisi ha invece rilevato come configurazione più efficiente quella che integra fotovoltaico, eolico, generatori split-diesel e batterie (Ogunjuyigbe et al., 2016).

Uno studio di Zhu et al. si focalizza sui sistemi multi-energetici complementari, che integrano in modo operativo diversi vettori energetici, collegandoli alla rete elettrica in modo dinamico come fonte di *back-up*. In questo modo, sfruttando le sinergie tra le risorse, è possibile soddisfare i bisogni energetici locali con ricorso limitato o nullo alle fonti fossili. La riduzione delle emissioni è così rilevante, grazie alla maggior quota di rinnovabili nel *mix* energetico e all'aumento di efficienza. Analizzando l'integrazione fotovoltaico-biomassa, gli autori si focalizzano sull'importanza del *matching* risorsa-domanda, tale per cui è necessario massimizzare la produzione di energia da biomassa quando la generazione fotovoltaica è minima e viceversa, in modo da ridurre il *curtailment* e il ricorso a energia fossile proveniente dalle rete. In un'applicazione rurale questa configurazione ha mostrato una riduzione delle emissioni superiore al 66%, grazie all'integrazione orizzontale garantita da tali sistemi multi-energetici, che permette l'utilizzo dell'eccesso di energia rinnovabile proveniente da un settore all'interno di un altro. Evidenze interessanti mostrano anche la scarsa rilevanza della variabilità solare sulle emissioni laddove l'integrazione è efficiente e il ruolo predominante dei picchi di energia stagionali nel determinare la crescita delle emissioni stesse (Zhu et al., 2025).

Nell'analisi delle configurazioni di integrazione Brown et al. sottolineano che, nelle soluzioni ottimali da un punto di vista ambientale, eolico e solare dominano la produzione elettrica, le pompe di calore sono fondamentali per il calore e l'elettrificazione diretta dei trasporti risulta più efficiente rispetto all'utilizzo di idrogeno e carburanti sintetici (Brown et al., 2018). Legato a quest'ultimo aspetto, uno studio di van der Zwaan si sofferma sul *sector coupling* tra elettricità e idrogeno, valutando l'interconnessione tra i settori elettrico, industriale, edilizio e dei trasporti. Collegando strutturalmente questi ultimi, sarebbe possibile ridurre le emissioni, raggiungendo al contempo il 60% della quota di elettricità nel consumo energetico finale e il 6% della quota di idrogeno. Inoltre, l'autore dimostra una relazione monotona decrescente tra le emissioni di CO₂ e le suddette quote, più robusta per l'elettricità. Questo rafforza la tesi di Brown et al., che sostiene la maggior efficacia dell'elettrificazione basata su fonti rinnovabili rispetto ai combustibili alternativi per la riduzione dell'impatto ambientale. L'idrogeno risulta comunque essenziale per un ruolo complementare all'elettrificazione nell'ambito della decarbonizzazione (van der Zwaan et al., 2025).

2.2.2 Il ruolo dell'idrogeno per la decarbonizzazione

Un concetto fondamentale dell'ESI è l'utilizzo di combustibili rinnovabili e a basse emissioni, tra cui l'idrogeno, per usi in cui l'elettrificazione diretta non è realizzabile, efficiente o economica (European Commission, 2020a). L'idrogeno, che quando viene utilizzato non emette CO₂ e non inquina l'aria, presenta alcune applicazioni specifiche. Esso può consentire di trasportare energie rinnovabili su lunghe distanze e di accumulare grandi volumi di energia prodotta da fonti intermittenti. A livello industriale è fondamentale l'adozione dell'idrogeno verde per sostituire l'idrogeno ad alta intensità di carbonio e i combustibili fossili, utilizzati in molti processi. Nel settore dei trasporti, l'idrogeno è impiegato nei casi di difficile elettrificazione, come gli autobus urbani, veicoli pesanti, flotte commerciali, trasporti marittimi a corto raggio e alcuni tratti ferroviari. A lungo termine, sarà possibile decarbonizzare tramite idrogeno anche il settore dell'aviazione. Tutto ciò richiede però infrastrutture adeguate, tenendo presente che inizialmente la domanda di idrogeno sarà prevalentemente soddisfatta dalla produzione locale, per poi ampliare il proprio raggio nell'orizzonte 2030-2050. Oltre a nuovi investimenti sarà quindi necessario riconvertire l'infrastruttura del gas esistente (European Commission, 2020b). Nella "Strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra" vengono individuate tre fasi di sviluppo dell'economia dell'idrogeno pulito. La prima di esse, ancora in corso, prevede la decarbonizzazione della produzione dell'idrogeno attualmente in uso e la promozione di nuove applicazioni. Entro il 2030, poi, l'idrogeno deve affermarsi come parte integrante del sistema energetico integrato, e infine, entro il 2050, le tecnologie basate sull'idrogeno dovrebbero essere mature e impiegate su larga scala e nei settori *hard-to-abate* (European Commission, 2020b).

Nel 2020 l'idrogeno contribuiva solamente a meno del 2% del consumo energetico europeo ed era prodotto quasi esclusivamente da fonti fossili. Nonostante l'obiettivo di decarbonizzarne la produzione, in una fase di transizione è importante l'utilizzo di forme di idrogeno a basse emissioni, per attivare le economie di scala. Inoltre, anche un sistema pienamente integrato non può eliminare interamente le emissioni, per cui le tecnologie di cattura e stoccaggio di carbonio avranno un ruolo importante, nonostante i costi siano ancora elevati (European Commission, 2020a).

Per quanto riguarda la produzione dell'idrogeno, essa può avvenire tramite elettrolisi dell'acqua in elettrolizzatore alimentato da energia elettrica. In tal caso, le emissioni durante il ciclo vita dell'idrogeno dipendono dalla fonte di energia elettrica utilizzata. Gli elettrolizzatori sono considerati sempre più contributori chiave di flessibilità e stabilità, potendo fornire servizi ausiliari e assorbire l'energia rinnovabile in eccesso e rendendo così l'idrogeno un vero e proprio vettore di accumulo fondamentale per il bilanciamento domanda-offerta anche tra settori diversi (Zhang et al., 2025; European Commission, 2024a). L'idrogeno verde può essere anche ottenuto tramite *reforming* di biogas o conversione biochimica della biomassa, mentre quello fossile si basa principalmente sul *reforming* di gas naturale o gassificazione del carbone. Per ridurre le emissioni di quest'ultimo è possibile integrarlo con tecnologie di cattura del carbonio (European Commission, 2020b). Particolarmente rilevante è anche il tema del trasporto dell'idrogeno, che può avvenire tramite gasdotto o via mare, sotto forma di idrogeno liquido, ammoniaca o vettori organici liquidi. Soprattutto nel caso di distanze inferiori ai 10.000 km i gasdotti rappresentano la soluzione a minori emissioni. Nel trasporto marittimo, che risulta più climaticamente impattante nel medio periodo, il metodo migliore risulta l'idrogeno liquido, principalmente per i timori legati alla tossicità dell'ammoniaca. A lungo termine, con la decarbonizzazione dei trasporti, le differenze tra i vettori utilizzati per il trasporto di idrogeno rinnovabile diventeranno trascurabili in termini di emissioni complessive (European Commission, 2024a).

Sebbene l'Europa sia molto ben posizionata nella produzione di tecnologie basate sull'idrogeno pulito, attualmente né l'idrogeno rinnovabile, né quello fossile con cattura di carbonio sono competitivi con l'idrogeno basato su combustibili fossili in termini di costi. Entro il 2030, però, si prevede che il crollo del costo degli elettrolizzatori, in corso già da 15 anni, e sussidi mirati (finora solo concentrati sul CAPEX) possano assicurare la competitività delle soluzioni più *green* (European Commission, 2020b). La questione del costo è solo uno degli ostacoli all'adozione dell'idrogeno. Le altre barriere economico-finanziarie, che verranno affrontate più nel dettaglio nel capitolo 2.3.5, riguardano il finanziamento e il reperimento dei fondi e la volatilità dei flussi di entrate dai servizi di flessibilità. Ostacoli tecnici riguardano invece uno sviluppo tecnologico insufficiente, che include la scarsa capacità di produzione degli elettrolizzatori, il rischio di carenze d'acqua in zone aride a causa dell'elettrolisi su larga scala e la scarsa maturità dei sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio. Parimenti, è necessaria una rapida costruzione di nuove

infrastrutture per trasporto, stoccaggio e importazione dell'idrogeno. Esistono anche barriere di natura sociale, come la scarsa informazione dell'opinione pubblica che potrebbe determinare una limitata accettazione dell'innovazione, oltre alla mancanza di forza lavoro qualificata. In ultimo, permangono ostacoli legislativi e normativi, che vanno dall'incompletezza della regolamentazione in alcuni Paesi e l'insufficiente armonizzazione a livello internazionale, alla complessità del rilascio dei permessi e della certificazione dell'idrogeno rinnovabile (European Commission, 2024a).

Sotto l'aspetto legislativo, comunque, l'UE ha introdotto alcuni strumenti che possono incentivare l'utilizzo dell'idrogeno verde. Tra essi, il CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*), volto a evitare la rilocalizzazione delle emissioni (*carbon leakage*), introduce un prezzo del carbonio sulle importazioni di beni ad alta intensità di CO₂. Questo dovrebbe incentivare i Paesi esportatori ad adeguarsi agli *standard* ambientali europei e a implementare schemi di *pricing*, ma l'assenza di un quadro concordato a livello internazionale rallenta il commercio di idrogeno impedendone il calo dei prezzi (Cosic and Duic, 2025; European Commission, 2024a). Il modello di Cosic e Duic dimostra che la combinazione tra *pricing* del carbonio e alta penetrazione delle rinnovabili riduce le emissioni rendendo svantaggiosa la generazione fossile, rischiando però di provocare un aumento del *curtailment* delle rinnovabili in caso di inerzia degli investimenti nella rete e nelle tecnologie di accumulo (Cosic and Duic, 2025). L'EU ETS è un altro strumento di politica climatica dell'UE. Esso incentiva l'adozione di idrogeno verde attribuendo un costo alle emissioni di carbonio e promuove gli investimenti in elettricità rinnovabile, compreso l'idrogeno, con i fondi da esso derivati. Al tempo stesso, la Tassonomia dell'UE fornisce una definizione di idrogeno rinnovabile e indirizza verso quest'ultimo gli investimenti (European Commission, 2024a).

Alcuni recenti studi indagano empiricamente il ruolo dell'idrogeno all'interno dei sistemi energetici integrati per la riduzione delle emissioni. Uno di questi include l'integrazione di molteplici tecnologie di generazione, come turbine eoliche, pannelli solari, microturbine a gas e unità di cogenerazione, con sistemi di accumulo elettrico e termico e un sistema di gestione dell'idrogeno. Quest'ultimo consente di bilanciare la variabilità delle fonti rinnovabili grazie alla sua capacità di stoccaggio, migliorando flessibilità ed efficienza del sistema (Ren et al., 2025). Khalili et al. si inseriscono in un filone di studi che riguardano l'integrazione del settore dei trasporti (responsabile di oltre il 20% delle emissioni globali di CO₂ e molto dipendente dai combustibili fossili) all'interno del sistema energetico, tematica che riguarda strettamente il ruolo dell'idrogeno. Essa può infatti avvenire tramite elettrificazione dei veicoli (in un sistema alimentato da fonti rinnovabili), utilizzo di idrogeno verde, carburanti sintetici, rinnovabili e biocarburanti, o interconnessione tra le infrastrutture di trasporto e le reti energetiche. La mobilità elettrica rappresenta la soluzione preferibile nel lungo periodo per l'abbattimento delle emissioni, dal momento che permette di sfruttare l'eccesso di produzione rinnovabile (Khalili et al., 2019). In particolare, il crescente utilizzo di EV e la diffusione di tecnologie di ricarica intelligente e

vehicle-to-grid (V2G) incrementa notevolmente la flessibilità del sistema, trasformando i veicoli in vere e proprie unità di stoccaggio grazie allo scambio bidirezionale di energia con la rete (Ramkumar et al., 2025). Lo scambio bidirezionale di energia viene abilitato anche dalle tecnologie *vehicle-to-building* (V2B) e *vehicle-to-home* (V2H), tra il veicolo e la rete dell'edificio, ricaricando durante le ore di bassa domanda e scaricando nei picchi. Questi sistemi sono fondamentali per la decarbonizzazione del settore edilizio, responsabile di circa un terzo del consumo energetico globale nel 2022, nonostante la necessità di ridurre i costi delle batterie, potenziare le strutture di ricarica bidirezionale e introdurre tariffazioni dinamiche al fine di renderli applicabili su larga scala. Negli scenari di ottimizzazione congiunta di costi ed emissioni per sistemi di questo tipo, Sun et al. ottengono una riduzione contemporanea dei due fattori tra il 12 e il 13%, mentre massimizzando i soli benefici economici si assisterebbe a un aumento delle emissioni. Questo studio evidenzia anche che la capacità degli EV di assorbire l'energia fotovoltaica in eccesso, evitando il *curtailment*, dipende principalmente dalla potenza di carica e scarica disponibile, più che dalla domanda di ricarica (Sun et al., 2025).

Per il trasporto marittimo, aereo e pesante su lunga distanza, comunque, l'idrogeno e i carburanti rinnovabili permettono di sopperire alle difficoltà di elettrificazione. Oltre alla sensibile riduzione nell'utilizzo di combustibili fossili in caso di crescente impiego di fonti rinnovabili per la produzione di carburanti sintetici, la nascita di infrastrutture energetiche intersettoriali (tra cui reti di ricarica, *hub* per l'idrogeno e sistemi di stoccaggio) porterebbe una riduzione delle perdite di conversione. In caso di integrazione di successo, i risultati delle analisi mostrano una riduzione delle emissioni relative al settore dei trasporti fino al 70% entro il 2050, avvicinandosi alle emissioni zero nei Paesi con politiche più ambiziose, anche grazie ai conseguenti aumenti di efficienza (Khalili et al., 2019). Genovese et al. ritengono invece che la riduzione delle emissioni di CO₂ abilitata dall'adozione di idrogeno e biocarburanti in sostituzione al diesel nel trasporto pesante si attesti intorno al 29% (Genovese et al., 2025).

Indipendentemente dalle conclusioni numeriche dei diversi studi, per quanto descritto risulta evidente che l'adozione dell'idrogeno, seppur con un ruolo secondario e complementare rispetto alla prioritaria elettrificazione, sia un elemento fondamentale per un'integrazione dei sistemi energetici efficiente e climaticamente neutrale. Allargando lo sguardo all'intero capitolo 2.2, le attuali conoscenze teoriche e i modelli matematici a oggi sviluppati dimostrano il ruolo decisivo dell'ESI per affrontare la sfida della sostenibilità nell'ottica degli obiettivi europei e globali volti a contenere l'incremento della temperatura. L'applicazione rapida delle direttive, la cooperazione internazionale e gli investimenti in tecnologie innovative, seppur ostacolati dai disordini internazionali a livello geopolitico, saranno allora la chiave per definire il futuro del sistema energetico e della transizione verso un'economia più equa e sostenibile.

2.3 Approfondimento sul ruolo dell'ESI nella riduzione dei costi del sistema energetico

La riduzione dei costi totali è uno dei principali obiettivi dell'ESI, che cerca di sfruttare le economie di scala e di coordinamento per promuovere la sicurezza e la sostenibilità economica e ambientale del sistema energetico. Le sinergie tra i diversi settori e tra i diversi operatori riguardano le manutenzioni e la gestione degli *asset*, la pianificazione comune e gli aspetti amministrativi, logistici e informativi, in particolare nel contesto della digitalizzazione. Esse permettono di sfruttare le economie di scopo orizzontali e verticali e di ridurre al contempo i costi di transazione e di coordinamento tra gli utenti della rete (Cambini et al., 2020a; Amenta et al., 2024).

A partire dagli anni '90, una serie di riforme di liberalizzazione dei settori energetici ha comportato la separazione verticale delle *utilities*. Tramite un'opportuna regolamentazione, si è cercato di esercitare una pressione competitiva sui segmenti di generazione e di vendita al dettaglio, generalmente monopoli naturali per via dell'alta intensità di capitale delle reti. Esse sono infatti caratterizzate da alti costi di capitale e costi fissi e da bassi costi marginali, determinando così economie di scala su tutta la dimensione rilevante del mercato. Con queste riforme si voleva allora massimizzare il benessere sociale, compensando la perdita di economie di scala e di scopo, della condivisione dei rischi e dell'uso comune di *input* e informazioni (Cambini et al., 2020a; Jamasb and Llorca, 2018).

Tuttavia, nonostante questo approccio incentivi effettivamente l'ingresso di nuovi operatori e aumenti la trasparenza del mercato, la perdita delle sinergie verticali può comportare un aumento complessivo dei costi del sistema e, di conseguenza, delle bollette per i consumatori finali. Nel settore elettrico, per esempio, la forte interdipendenza che caratterizza le fasi di generazione e trasmissione determina l'esistenza di economie di coordinamento e di scala significative. Un altro fattore che rende preferibile una soluzione integrata, sia a livello verticale, sia orizzontale, è la condivisione di *input* produttivi, come capitale e lavoro, infrastrutture e posizioni manageriali, che consente lo sfruttamento delle economie di scopo, riduce i costi operativi ed evita la duplicazione dei costi fissi (Gugler et al., 2017). L'integrazione orizzontale permetterebbe di sfruttare tali economie di scopo attraverso i risparmi ottenuti da *multi-utility* in grado di combinare prodotti e servizi per i clienti (Jamasb and Llorca, 2018). Un ulteriore vantaggio è rappresentato dalla pianificazione integrata degli investimenti e dall'implementazione di infrastrutture intersettoriali, che rappresentano soluzioni più efficienti per via di informazioni accurate e condivise lungo l'intera filiera e in grado così di ottimizzare le decisioni di investimento, minimizzandone i costi (Gugler et al., 2017; Cambini, 2021). È infatti chiaro che la pianificazione separata delle infrastrutture porti ogni operatore di ogni vettore a intraprendere investimenti che ottimizzino la propria funzione di costo, piuttosto che quella dell'intero sistema energetico (Amenta et al., 2024). Infine, sono a loro volta favoriti la gestione del rischio e delle esternalità di carattere tecnologico e operativo tra settori e attività e la riduzione dei costi di

transazione e coordinamento, presenti tra i diversi segmenti quando essi sono separati verticalmente. A livello numerico, analisi empiriche hanno dimostrato la possibilità per le imprese di ottenere, in caso di integrazione verticale di trasmissione e generazione elettrica, un risparmio sui costi totali compreso tra il 14% e il 20%, a seconda della dimensione dell'impresa stessa (Gugler et al., 2017).

Nel panorama italiano, per esempio, la grande frammentazione del settore della distribuzione di elettricità, testimoniata dai numerosissimi piccoli operatori, moltiplica i costi amministrativi e riduce il potere di investimento. Al contrario, uno scenario di integrazione abiliterebbe economie di scala, che riducono i costi medi per i consumatori distribuendo i costi fissi su una base più ampia di unità, ed "economie di densità", che permettono di servire un numero maggiore di utenti con le medesime infrastrutture (Amenta et al., 2024).

2.3.1 LCOE e costi di integrazione

Una visione olistica del sistema è dunque richiesta, oltre che per minimizzare l'impatto climatico del sistema energetico, anche per abbatterne i costi. I costi del sistema energetico e delle tecnologie che lo compongono sono calcolati in letteratura mediante molti metodi differenti, ma il LCOE (*Levelized Cost of Energy*) è quello tradizionalmente più utilizzato. Il LCOE è una misura sintetica del costo medio per unità di energia prodotta o erogata durante l'intero ciclo di vita di un impianto energetico. Esso viene tipicamente calcolato come il rapporto tra i valori attualizzati dei costi totali (che comprendono principalmente l'investimento iniziale e i costi operativi e di manutenzione) e dell'energia totale prodotta o erogata nel corso della vita utile del sistema. Essendo il LCOE espresso in €/MWh, si tratta di un indicatore che permette il confronto diretto tra tecnologie differenti (Pawel, 2014).

Tuttavia, con la crescente penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti nel settore elettrico, è ormai prevalente la tesi che sostiene l'inadeguatezza del LCOE. Tale indicatore misura, infatti, solamente i costi di generazione, trascurando gli effetti di sistema che derivano dall'integrazione. La variabilità temporale della domanda e dei prezzi dell'energia e la difficoltà di stoccaggio su larga scala dell'elettricità fanno sì che il valore dell'energia prodotta sia strettamente dipendente dal momento della generazione, rendendo così inidoneo l'utilizzo del LCOE (Ueckerdt et al., 2013).

Per ottenere un indicatore di costo in grado di cogliere queste sfaccettature è allora necessario tenere in considerazione anche i costi di integrazione, ossia tutti quei costi, aggiuntivi ai costi di generazione, che sorgono quando una tecnologia viene inserita all'interno di un sistema nel quale domanda, offerta, infrastrutture e flessibilità devono essere coerentemente gestite (Ueckerdt et al., 2013; Müller et al., 2018). Essi includono i costi diretti (costi di profilo, costi di bilanciamento e costi di rete) e i costi indiretti. Per quanto riguarda i costi diretti di integrazione, i costi di profilo sono legati alla variabilità temporale della produzione e al suo disallineamento con il profilo di

domanda. Essi includono quindi i costi del *curtailment* delle rinnovabili e del funzionamento subottimale delle centrali convenzionali, fornitrici di flessibilità. I costi di bilanciamento sono tutti quei costi connessi alla variabilità della generazione e alla conseguente necessità di disporre di capacità termoelettrica di riserva per mantenere la stabilità e la sicurezza del sistema. I costi di rete sono invece associati alla localizzazione delle fonti rinnovabili, spesso distanti dal luogo del consumo. Tra essi si annoverano quindi i costi legati all'investimento in nuove linee di trasmissione e distribuzione e al *redispatching*. I costi diretti di integrazione determinano quindi un aumento dei costi di generazione e trasmissione dell'energia, che si riverbera negativamente sul prezzo dell'elettricità pagato dai consumatori (Ueckerdt et al., 2013; Imcharoenkul and Chaitusaney, 2022).

I costi indiretti di integrazione comprendono invece gli effetti sui ricavi dei generatori e sulle dinamiche dei mercati elettrici. In particolare, il meccanismo del *merit-order effect* fa sì che la priorità di dispacciamento e il basso costo marginale dell'elettricità rinnovabile introdotta riducano i prezzi di mercato nelle ore di alta generazione rinnovabile, determinando una "cannibalizzazione del valore". Questo fenomeno è dovuto ai fallimenti di mercato che caratterizzano il mercato reale, mentre in un sistema elettrico perfettamente efficiente i costi di integrazione dovrebbero comportare un'equivalente riduzione del valore di mercato dell'energia rinnovabile. In questo modo si assiste a un decremento dei ricavi unitari dei produttori e della redditività delle centrali termoelettriche e rinnovabili, ulteriormente accentuato dai prezzi nulli o negativi determinati da eventuali *surplus* di produzione rinnovabile nelle ore di picco di generazione da fonti intermittenti. Questi costi indiretti di integrazione, che vengono infatti definiti anche come la perdita di valore economico dovuta alle caratteristiche fisiche della generazione rinnovabile, mettono allora a rischio la sostenibilità economica del sistema, minando il recupero dei costi in conto capitale e operativi degli operatori (Imcharoenkul and Chaitusaney, 2022; Ueckerdt et al., 2013; Hirth et al., 2015; Heptonstall and Gross, 2021).

I costi di integrazione aumentano al crescere della penetrazione delle rinnovabili, diventando talvolta, a quote superiori al 20-30% del *mix* energetico, anche maggiori dei costi diretti di generazione, sospinti principalmente dai costi di profilo. Tipicamente, però, essi tendono a essere inferiori al 50% dei costi di generazione (Ueckerdt et al., 2013; Hirth et al., 2015). In particolare, i costi di bilanciamento si mantengono tendenzialmente al di sotto dei 10 €/MWh anche a livelli di penetrazione rinnovabile del 45%, mentre i costi di rete spaziano tra i 5 e i 20 €/MWh con una quota rinnovabile fino al 30%. I costi di profilo, ben più rilevanti, sono in media circa 20 €/MWh fino a una penetrazione intorno al 30% (Heptonstall and Gross, 2021). Essi sono determinati da un "effetto flessibilità", legato alla necessità di far funzionare le centrali termiche per fronteggiare la variabilità delle fonti intermittenti, e dal preponderante "effetto utilizzo", che deriva dal ridotto utilizzo del capitale fisso nelle centrali termoelettriche e che incide talvolta per più della metà dei costi di integrazione (Hirth et al., 2015). I costi totali di integrazione variano quindi mediamente

tra 14 €/MWh con una quota rinnovabile intorno al 20% e 30 €/MWh con una penetrazione dell'80%. Dal momento che il prezzo medio dell'elettricità all'ingrosso nell'UE era di 43 €/MWh nel 2019, i costi di integrazione risultano sostenibili e non compromettono la competitività del settore elettrico. In ogni caso, il fattore chiave per mantenere bassi i costi di integrazione, anche per livelli di penetrazione elevati, è la presenza di adeguati strumenti di flessibilità all'interno del sistema, per via dei benefici apportati dallo stoccaggio di energia, dall'interconnessione geografica della rete e dalla modulazione della domanda (Heptonstall and Gross, 2021).

Alcune possibili strategie per la riduzione dei costi di integrazione, oltre alla già citata implementazione di strumenti di flessibilità, come *demand response*, *smart grids* e tecnologie di accumulo per ridurre il ricorso a centrali convenzionali, sono la diversificazione geografica delle fonti di energia intermittenti e l'adozione di tariffe dinamiche di tipo *Time-of-Use* (ToU), per orientare la domanda verso le ore di maggiore generazione rinnovabile (Imcharoenkul and Chaitusaney, 2022). Dal momento che ci si aspetta che queste soluzioni digitali e flessibili vengano sempre più impiegate nel tempo, è probabile che i costi di integrazione saranno via via decrescenti, grazie allo sfruttamento di economie di scala e di apprendimento (Hirth et al., 2015; Müller et al., 2018).

Per rimarcare il ruolo dell'ESI e della flessibilità, Müller et al. dimostrano che i costi di integrazione, all'interno di un sistema energetico trattato in modo olistico, diventano meno rilevanti, se non addirittura trascurabili. L'ESI, in quest'ottica, si pone allora come la migliore strategia per la riduzione dei costi del sistema, permettendo di internalizzare le sinergie tra i diversi settori e vettori. Infatti, gli autori ritengono che i costi non derivino tanto dall'introduzione delle rinnovabili, quanto dalla carenza di coordinamento e flessibilità all'interno del sistema. Grazie alla possibilità di trasferire e convertire energia in un altro vettore, l'integrazione riduce invece i costi legati alle congestioni di rete, alla necessità di potenziamenti infrastrutturali, al *curtailment*, all'utilizzo di riserve convenzionali e alle inefficienze nel dispacciamento. In termini economici, la flessibilità permette quindi di ridurre i costi di investimento (CAPEX) e i costi operativi (OPEX), ma anche di ridurre il costo marginale medio di generazione, migliorando l'allineamento tra domanda e offerta (Müller et al., 2018).

Uno studio di Joos e Staffell mostra chiaramente l'importanza della flessibilità e dell'ESI per contenere i costi di integrazione. Esso si concentra sull'analisi quantitativa di tali costi, con particolare riferimento ai costi di bilanciamento, in due tra i sistemi elettrici più avanzati e con più alta penetrazione rinnovabile in Europa, ossia quello tedesco e quello britannico. Lo studio considera il periodo compreso tra il 2010 e il 2016, nel quale per esempio la capacità eolica è aumentata di cinque volte in Gran Bretagna. Sebbene le aspettative suggerissero un aumento dei costi di bilanciamento per via della crescita della quota rinnovabile, i risultati hanno mostrato una generale diminuzione, addirittura del 72% in Germania a fronte del raddoppio della capacità rinnovabile intermittente. Tra i fattori più importanti si identificano l'introduzione di mercati

infragiornalieri più liquidi e trasparenti, la partecipazione diretta dei produttori di energia rinnovabile ai mercati di bilanciamento, l'aumento delle interconnessioni transfrontaliere e l'efficientamento nell'utilizzo delle tecnologie di *back-up* convenzionali. In quest'ottica, i costi di capitale per l'adeguamento infrastrutturale per sostenere la crescita di generazione rinnovabile vengono compensati da riduzioni permanenti dei costi operativi di bilanciamento e da un utilizzo più efficiente e sinergico delle risorse esistenti (Joos and Staffell, 2018).

2.3.2 System LCOE e costi totali di sistema

Un approccio che si è diffuso nella letteratura per superare le limitazioni del LCOE tradizionale e includere anche i costi di integrazione è il System LCOE, che è definito come la somma di costi di generazione e costi di integrazione. In tal modo si cerca di misurare il costo economico totale per unità di energia prodotta, includendo sia gli investimenti e i costi operativi delle tecnologie rinnovabili, sia le spese sostenute dal sistema per integrare al suo interno la loro produzione intermittente. Grazie a questo indicatore, si passa dal calcolo del costo per la singola tecnologia, ottenuto tramite il LCOE, alla definizione di un costo legato all'intero sistema energetico. La quota ottimale di penetrazione rinnovabile si ottiene quando il System LCOE del sistema che include le fonti rinnovabili eguaglia il System LCOE del sistema puramente convenzionale, che in un'ottica di mercato rappresenta il livello tale per cui il valore marginale e il costo marginale di produzione coincidono. Superando questa soglia, aumentare la capacità rinnovabile diventa economicamente inefficiente e comporta alti costi sistemici (Ueckerdt et al., 2013).

Il System LCOE si propone quindi come indicatore chiave per la pianificazione del sistema e del *mix* ottimale di generazione. Esso dimostra che, per determinare la maggior efficienza economica di un sistema rispetto a un altro, non è sufficiente confrontare il LCOE delle singole tecnologie che lo compongono, ma bisogna considerare i costi di integrazione, che sono superiori quando si utilizzano fonti rinnovabili. La flessibilità del sistema diventa allora un abilitatore in grado di scardinare la barriera degli alti costi di integrazione e aumentare la soglia di ottimizzazione dei costi, favorendo così l'introduzione di quote sempre crescenti di energia pulita e, di conseguenza, il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione (Ueckerdt et al., 2013).

Sebbene il System LCOE si avvicini a uno strumento in grado di individuare tutte le componenti di costo del sistema energetico, Müller et al. propongono un ulteriore cambiamento metodologico. Essi riconoscono infatti la sostanziale impossibilità di isolare i costi di integrazione dovuti unicamente alla variabilità delle rinnovabili, per via della complessità del sistema e delle interconnessioni tra gli elementi che lo compongono. Inoltre, il *benchmark* privo di fonti rinnovabili, utilizzato per confrontare il sistema reale, è costruito artificialmente senza riscontro pratico. Gli autori propongono allora metriche meno sintetiche, ma più adeguate a valutare la complessità del sistema energetico, focalizzate sui costi totali di sistema, che includono generazione, infrastrutture, stoccaggio, flessibilità e reti, e sul valore di sistema, ossia sulla

valutazione di costi e benefici dell'ESI e della penetrazione dell'energia rinnovabile. In tal modo è possibile confrontare possibili scenari futuri, diversi sulla base di determinanti quali elettrificazione, integrazione, digitalizzazione e flessibilità, individuando quelli che presentano costi totali inferiori (Müller et al., 2018).

Il modello di ottimizzazione proposto da Imcharoenkul e Chaitusaney consente di identificare il *mix* di generazione ottimale per diversi livelli di penetrazione rinnovabile, al fine di minimizzare i costi totali del sistema elettrico. I risultati evidenziano costi minimi in corrispondenza di una quota rinnovabile intermittente del 70%: fino a questo livello un aumento di energia solare ed eolica riduce i costi operativi, mentre al di sopra di esso i costi di capitale, di bilanciamento e di *curtailment* subiscono crescite eccessive. Inoltre, una configurazione bilanciata di fotovoltaico ed eolico risulta preferibile rispetto al predominio di una singola tecnologia, perché permette di compensare reciprocamente l'intermittenza e favorisce quindi l'allineamento tra generazione e domanda. Tuttavia, se la produzione fotovoltaica è redditizia a qualunque livello di penetrazione, quella eolica diventa non redditizia oltre una quota del 60% (Imcharoenkul and Chaitusaney, 2022).

L'aumento dei costi del sistema al crescere della quota di eolico e fotovoltaico, quindi, non è lineare, ma dipende dal grado di integrazione e coordinamento del sistema. In particolare, le connessioni transfrontaliere sono un elemento fondamentale per evitare la duplicazione delle infrastrutture di *back-up* e accumulo e per aumentare l'efficienza complessiva. Rispetto a scenari isolati, una moderata integrazione spaziale a livello europeo permetterebbe una riduzione fino al 25% dei costi del sistema elettrico. In assenza di integrazione, anche una penetrazione rinnovabile intermittente intorno al 40% determinerebbe invece rincari insostenibili (Schaber et al., 2012).

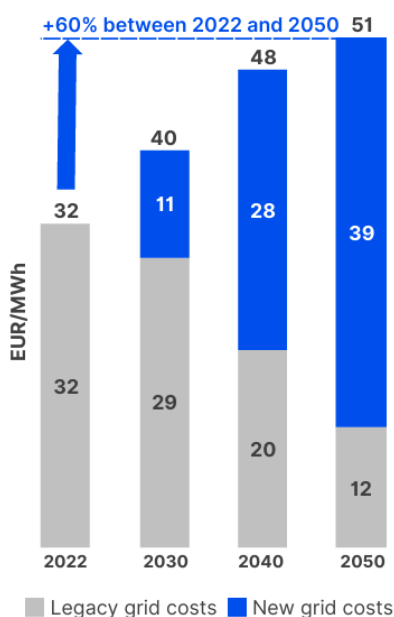
Allargando la prospettiva oltre il sistema elettrico, insieme all'integrazione geografica appena dibattuta, l'integrazione tra i settori che compongono il sistema energetico permette di fornire ulteriore flessibilità, grazie alle tecnologie di accumulo e di conversione, e di ridurre ulteriormente i costi di sistema (Schaber et al., 2012).

I costi legati all'ESI, infine, sono fortemente dipendenti dal settore e variano anche a livello di singola impresa. In particolare, si riscontra un grande potenziale di riduzione dei costi totali del sistema energetico se le imprese sono in grado di gestire congiuntamente i costi attraverso maggiore cooperazione, condivisione e gestione strategica di informazioni di qualità e fusioni o altre forme di coordinamento che permettano di sfruttare le economie di scala e di evitare la duplicazione degli investimenti (Daher et al., 2024).

2.3.3 Gli investimenti nella rete elettrica

Il rapporto "*Electricity infrastructure development to support a competitive and sustainable energy system*" pubblicato nel 2024 dall'ACER, da cui viene sviluppata l'analisi presente in questo

capitolo, tratta il complesso ruolo degli investimenti nella rete elettrica all'interno del panorama presente e futuro del sistema energetico e di come essi influiscono sui costi totali (ACER, 2024). Le reti elettriche locali, nazionali e transfrontaliere stanno affrontando grandi sfide per via dell'aumento della domanda elettrica e della crescente penetrazione di energia rinnovabile. L'aumento dei costi per la gestione delle congestioni della rete e l'insufficiente capacità della stessa hanno contribuito ai picchi dei prezzi dell'energia verificatisi nel 2024 e suggeriscono la necessità di un profondo aggiornamento infrastrutturale, che favorirebbe anche flessibilità e integrazione. Per sbloccare adeguatamente il potenziale beneficio dell'ESI sarebbe necessario un raddoppio degli investimenti nella rete entro il 2050, fino a raggiungere i 100 miliardi di euro all'anno nell'UE. In ogni caso, l'assenza di investimenti potrebbe comportare costi anche maggiori, mentre gli effetti positivi di un'integrazione efficiente supererebbero i costi di investimento. Siccome, però, tali investimenti potrebbero causare una crescita dei costi attuali per i consumatori compresa tra il 50% e il 100% (figura 2.2), è necessario adottare misure a livello locale, nazionale e UE, per contenere i rincari e mantenere la competitività del sistema energetico europeo, optando per le soluzioni in grado di portare i migliori benefici a costo più basso. Oltre a incentivare le tecnologie digitali e di potenziamento della rete, i regolatori devono riprogettare i quadri di investimento e le tariffe di rete alla luce del principio di priorità dell'efficienza, facendo però attenzione a non compromettere l'accettabilità sociale della transizione energetica e dell'ESI tramite l'introduzione di tasse. Si sottolinea infatti che la riduzione artificiale delle bollette tramite sussidi, decremento della remunerazione per gli operatori o minori investimenti non fa altro che condurre a soluzioni di elettrificazione inefficienti, fornire segnali di prezzo distorti che disturbano la pianificazione della rete e ridurre l'incentivo a investire nella stessa. Dal punto di vista regolatorio, quindi, un approccio coordinato fra gli Stati europei è fortemente consigliato per evitare fenomeni di concorrenza tra le nazioni e implementare tariffe non discriminatorie che



riflettano correttamente i costi e riconoscano il valore creato da quei consumatori che offrono servizi di flessibilità. Il panorama normativo deve essere, inoltre, tale da permettere a DSO e TSO di scegliere, nell'ambito degli investimenti nella rete, la miglior soluzione per incrementare capacità o efficienza,

Figura 2.2: L'evoluzione prevista dei costi totali di rete per i consumatori entro il 2050. I Legacy grid costs coprono gli investimenti storici e decrescono nel tempo per via dell'ammortamento, mentre i New grid costs rappresentano i nuovi investimenti nella rete tra il 2025 e il 2050 – Fonte: ACER, 2024 .

indipendentemente dal fatto che essa implichi principalmente CAPEX o OPEX. La scalabilità è un altro fattore fondamentale, per cui è necessario garantire la sicurezza delle catene di approvvigionamento e la disponibilità di manodopera qualificata. Inoltre, i DSO sono chiamati a un ruolo più centrale, nell'ambito della pianificazione della rete, del monitoraggio e della gestione di digitalizzazione, dati e tecnologie innovative.

Da un punto di vista più strettamente economico, gli investimenti nelle reti di trasmissione e distribuzione, le quali non hanno altro utilizzo economico al di là del trasporto di elettricità, sono molto onerosi e gli investitori, siano essi azionisti o creditori, richiedono garanzie sul recupero di CAPEX e OPEX e sulla copertura del rischio. Essendo DSO e TSO monopoli naturali che operano in un settore regolamentato, è il regolatore a definire i cosiddetti "ricavi consentiti", composti da recupero dei costi e remunerazione, e che rientrano sotto forma di tariffe di rete. In una visione semplificata, tipicamente i ricavi consentiti funzionano facendo recuperare all'operatore la parte ammortizzata dei suoi beni capitali (il CAPEX) e l'OPEX, ai quali si aggiunge una remunerazione costituita dalla moltiplicazione tra il valore dei beni non ancora ammortizzati (base di beni regolamentati, RAB) e il costo medio ponderato del capitale (WACC), considerando anche l'inflazione (tabella 2.2). Ovviamente, è necessario individuare un equilibrio adeguato per incentivare gli operatori all'investimento, mantenendo al contempo sostenibili i costi della rete per i consumatori. I costi della rete sono solo una delle componenti di costo da monitorare per garantire l'accessibilità economica del sistema. Insieme a essi vi sono i costi dell'energia, che potrebbero diminuire con l'introduzione di nuova generazione rinnovabile a costo marginale nullo, e i costi di funzionamento del sistema, che insieme ai costi di rete compongono i costi di sistema e che includono per esempio i costi relativi a perdite, gestione della congestione e programmi di flessibilità. È importante evidenziare che l'aumento dei costi della rete, se viene accompagnato da una migliore interconnessione, può condurre a un calo dei costi di esercizio del sistema, riducendo i prezzi di mercato, migliorando l'integrazione delle fonti rinnovabili e incrementando l'indipendenza energetica dell'UE.

Dal momento che gli investimenti devono basarsi sui benefici e sui bisogni identificati, per determinarli è fondamentale osservare l'evoluzione dei consumi ed effettuare previsioni il più possibile accurate. Proiezioni troppo ottimistiche sui consumi possono infatti dare vita a investimenti sovrastimati rispetto alle reali esigenze di capacità, aumentando i costi per gli utenti senza fornire reali benefici. Per esempio, si è riscontrato che un consumo effettivo del 10% più basso rispetto alle previsioni comporterebbe un aumento dei costi di rete della stessa percentuale, poiché i costi dell'investimento verrebbero ripartiti tra un minor numero di consumatori. Circa i due terzi dei prossimi investimenti, inoltre, saranno destinati alla rete di distribuzione, mentre la quota restante alla trasmissione. Per gli investimenti in trasmissione, attualmente il 90% dei costi viene trasferito ai consumatori connessi alla distribuzione, in quanto anch'essi ne beneficiano, e i

loro effetti risultano variabili a seconda dell'utilizzo effettivo dell'utente specifico e anche dello Stato membro.

Un elemento chiave per contenere l'entità degli investimenti è la promozione dell'efficienza energetica, non solo in tutto il processo di pianificazione della rete, ma anche ottimizzando l'utilizzo delle reti esistenti o aumentando la capacità senza ulteriori investimenti nella rete, con soluzioni di digitalizzazione. Il problema del sottoutilizzo degli investimenti può invece essere evitato tramite il coordinamento tra operatori e regolatori a livello nazionale e comunitario. Infine, si sottolinea l'importanza dell'aumentare la trasparenza degli investimenti nella rete, al fine di permetterne un miglior monitoraggio, che consentirebbe di supportare al meglio gli interventi regolatori rivolti a raggiungere un sistema energetico decarbonizzato ed economicamente efficiente.

Tabella 2.2: Panoramica dei parametri regolatori e del loro impatto sui costi di rete e, di conseguenza, sulle tariffe – Fonte: ACER, 2024.

Regulatory parameter	Sensitivity of grid costs to the parameter
CAPEX	Higher CAPEX directly leads to higher grid costs.
OPEX	Higher OPEX directly leads to higher grid costs
Depreciation rate (~asset lifetime) (varies by asset)	A slower depreciation rate spreads costs over a longer period, lowering their annual impact while keeping assets longer in the RAB on which a remuneration remains due. A slower depreciation rate lowers grid costs (today) and makes future generations pay for costs decided today.
Risk-free rate (RFR) WACC (Cost of Equity and Cost of Debt)	Determined by the condition of a country's economy and fiscal policy. A higher risk-free rate makes financing investments costlier. In 2024, the risk-free rate doubled compared to 2015–2021. A rise of the risk-free rate raises grid costs
Market-risk premium equity (Rm) WACC (Cost of Equity)	A higher market-risk premium (above risk-free rate) makes financing of investment more expensive. Reflects the sector and individual performance of a TSO/DSO. A higher premium raises grid costs.
Beta WACC (Cost of Equity)	Represents volatility of the company relative to the market. A higher beta raises financing costs and thus grid costs.
Gearing (g) (debt / (debt + equity)) WACC	Gearing represents the debt financing part in total financing A highly geared company may get a reduced credit rating, which may increase the debt risk premium to attract debt investment. A gearing that is too low means relying on equity financing that is usually more expensive than debt financing.
Debt risk premium (Rd) WACC (Cost of Debt)	If the debt risk premium is higher, financing of investment will be more expensive and grid costs will rise. A higher WACC raises grid costs to be paid by consumers.
WACC	WACC = $g \times \text{Cost of Debt} + (1-g) \times \text{Cost of Equity}$ – Cost of Equity = $\text{RFR} + (\text{beta} \times \text{Rm})$ – Cost of Debt = $\text{RFR} + \text{Rd}$

2.3.4 Il ruolo chiave del settore elettrico e i costi dell'integrazione delle fonti rinnovabili intermittenti

Gli effetti dell'aumento dei costi totali di sistema in caso di scarsa integrazione sono particolarmente evidenti nei settori caratterizzati da alta specificità degli *asset*, come in quello elettrico, dove gli investimenti non sono recuperabili e sono richiesti alti livelli di coordinamento e flessibilità (Gugler et al., 2017). Come già descritto in precedenza, il settore elettrico ha acquisito, e acquisirà sempre più, il ruolo di colonna portante del settore energetico, per via dell'elettrificazione dei settori e degli usi finali indotta dalla crescente penetrazione rinnovabile. Questa transizione rende quindi il sistema energetico sempre più dipendente dalle fonti rinnovabili variabili (eolico e fotovoltaico) e dai sistemi di accumulo elettrico (Bogdanov et al., 2021). Le tecnologie rinnovabili, come fotovoltaico, eolico, solare termico, idroelettrico, geotermico e sistemi di accumulo, sono caratterizzate da una struttura di costo piuttosto comune, già messa in luce dalla tabella 2.1. Essa comprende alti costi in conto capitale (CAPEX) iniziali, dovuti alla necessità di nuove infrastrutture, ma costi operativi (OPEX) notevolmente inferiori rispetto alla generazione convenzionale, per via di spese di gestione e manutenzione ridotte e più prevedibili e dell'assenza di carburanti da rifornire costantemente. Per questi motivi, le tecnologie rinnovabili risultano estremamente competitive nel lungo periodo, ma richiedono finanziamenti adeguati e politiche di sostegno mirate per democratizzarne l'adozione. Man mano che queste tecnologie vengono adottate, grazie alle economie di scala e di apprendimento e agli sviluppi tecnologici, il loro costo *upfront* decresce, rendendole competitive anche nel breve periodo, come nel caso del fotovoltaico, che è attualmente la più utilizzata, anche a livello residenziale, e la più economica. I costi di investimento presentano comunque un *trend* in solida decrescita per tutte le tecnologie *green* e ci si aspetta che questo prosegua nel lungo periodo.

Per quanto riguarda l'energia eolica, essa è ormai diventata competitiva in termini di costi con la generazione tradizionale, riducendo i costi del 72% tra il 2009 e il 2021. Negli USA, il costo mediano per la generazione eolica è inferiore a quello per la produzione di energia da impianti a carbone e a ciclo combinato già dal 2011, e a quello per la generazione da gas naturale dal 2016. Anche la costruzione di impianti eolici *ex novo* risulta meno costosa delle nuove installazioni fossili e addirittura della maggior parte delle generazioni a carbone già esistenti e completamente ammortizzate. I principali fattori in grado di accelerare l'abbassamento dei costi dell'eolico sono la qualità della risorsa, un'alta produttività e minori costi di costruzione. La vicinanza degli impianti ai consumatori può essere un elemento importante, ma non è determinante, dal momento che gli impianti in zone scarsamente popolate, ma con risorse di alta qualità permettono lo sviluppo di economie di scala che riducono i costi unitari per l'implementazione di nuove reti di trasmissione per il trasporto dell'energia verso i centri abitati (Godby et al., 2025). Un fattore ovviamente di rilievo per il contenimento dei costi risiede nelle politiche fiscali e negli incentivi. In particolare, gli incentivi di finanziamento e le esenzioni dall'imposta sulle vendite possono

ridurre i costi totali, mentre le imposte sulla produzione ne causano l'aumento. Le *feed-in tariffs*, per esempio, sono state di fondamentale importanza per ridurre i costi dell'eolico e per promuoverne la diffusione. Scarso impatto hanno invece le imposte sul reddito, per via della deducibilità dell'ammortamento e degli interessi sul debito. La riduzione dei costi dell'eolico ha impatti positivi non solo sui costi del sistema energetico, ma anche sull'ESI, in quanto permette l'introduzione di nuova generazione rinnovabile a costi inferiori rispetto a quella fossile, anche per le economie fortemente dipendenti da quest'ultima (Godby et al., 2025; Koondhar et al., 2025). In ogni caso, l'integrazione all'interno di sistemi energetici complessi e interconnessi comporta una riprogettazione dell'architettura di rete, oltre a costi di integrazione non trascurabili, anche legati all'introduzione di sistemi di accumulo per contrastare l'intermittenza del vento e il conseguente disallineamento tra produzione e domanda. Questi costi, principalmente *upfront*, sono comunque bilanciati nel medio periodo dai risparmi di OPEX legati a maggior efficienza e affidabilità. Diversamente, in caso di scarsa integrazione con sistemi di accumulo, la necessità di generazione convenzionale di riserva aumenterebbe i costi operativi. (Blaabjerg and Ma, 2017; Koondhar et al., 2025).

La generazione eolica può avvenire per mezzo di diverse tipologie di turbine, caratterizzate da differenti implicazioni sui costi di sistema. Le turbine *onshore*, grazie a catene di approvvigionamento consolidate e a una tecnologia matura presentano costi di installazione, manutenzione e operativi relativamente contenuti, che rendono questa l'opzione più economica. La loro integrazione nel sistema energetico è anche favorita dalla vicinanza alle infrastrutture di rete e ai punti di consumo, anche se i siti utilizzabili per installazioni eoliche in aree urbane sono pochi e godono di velocità del vento inferiori. Le turbine fisse *offshore* presentano infatti produttività più elevata fino anche al 40%, per via di venti più forti e costanti, che garantiscono una maggiore generazione, a fronte però di costi di installazione e manutenzioni superiori e di un'integrazione nella rete più difficile e costosa. In presenza di adeguati quadri normativi, però, questa soluzione può diventare competitiva con quella *onshore*. Le turbine *offshore* galleggianti, ancora in fase di sviluppo, sono invece le più costose. A fronte di complessità tecniche significative, quali la stabilità della piattaforma, la corrosione dei cavi sottomarini e il controllo del movimento, le turbine galleggianti mirano ad accedere ai venti ancora più forti che soffiano lontano dalle coste migliorando anche l'accettabilità sociale grazie al ridotto impatto visivo (Koondhar et al., 2025). In generale, negli impianti *offshore*, risultano fondamentali per la riduzione del LCOE un'alta potenza unitaria delle turbine, una disposizione ottimale in grado di minimizzare le perdite di scia e la riduzione dei costi di installazione, di connessione, logistici e operativi, ottenuta studiando adeguatamente la distanza dalla costa (e di conseguenza dalla rete) (Barnabei et al., 2025).

Uno studio di Wu e Zhong cerca di individuare la combinazione migliore di eolico e fotovoltaico in contesti urbani per la minimizzazione dei costi del sistema. Gli autori identificano la soluzione

puramente eolica come la meno efficiente, per via dei maggiori costi tecnologici e della minore efficacia del vento rispetto alla radiazione solare nelle aree urbane. Se una soluzione unicamente fotovoltaica è quella economicamente più efficiente, un'opzione integrata fotovoltaico-eolico garantisce, oltre a costi comunque sostenibili, benefici notevoli in termini di affidabilità, come già sostenuto da Imcharoenkul e Chaitusaney. Tuttavia, i risultati suggeriscono l'utilizzo dell'energia eolica in maniera complementare a quella fotovoltaica, che dovrebbe rimanere prevalente al fine di ottimizzare costi e affidabilità, con i miglioramenti tecnologici che dovrebbero contribuire a un'ulteriore riduzione del costo fino al 20%. Lo studio individua inoltre effetti significativi dei cambiamenti climatici sulla domanda di energia e sulla produzione rinnovabile. In particolare, l'aumento della temperatura comporterà la crescita della domanda di raffreddamento, determinando maggiori costi operativi e di bilanciamento. Sebbene l'aumento dell'irraggiamento solare possa sembrare vantaggioso per il fotovoltaico, si sottolinea comunque che, in presenza di temperature troppo elevate, l'efficienza dei pannelli si riduce significativamente (Wu and Zhong, 2025).

Per quanto riguarda più nello specifico il fotovoltaico, il suo costo di integrazione, complessivamente modesto anche per alti livelli di penetrazione, è costituito da alcune specifiche componenti. *In primis*, la localizzazione geografica è un elemento fondamentale. Nei Paesi caratterizzati da una domanda concentrata nelle ore serali e in cui la correlazione domanda-generazione è scarsa, come negli Stati nordeuropei, il costo di capacità aggiuntiva è l'elemento più significativo, mentre negli altri Paesi risulta poco rilevante se non negativo. I costi di rafforzamento delle reti di distribuzione, più alti nei paesi nordici, e delle reti di trasmissione, restano piuttosto contenuti, evidenziando la fattibilità economica dell'integrazione. In caso di integrazione efficiente dei mercati, anche i costi di bilanciamento risultano quasi trascurabili, mentre a livelli di bassa penetrazione la generazione fotovoltaica può comportare anche benefici economici, tramite la riduzione delle perdite di rete ottenuta grazie alla minore trasmissione a lunga distanza. Integrando adeguatamente meccanismi di flessibilità e tecnologie di accumulo, si può inoltre ottenere un'ulteriore riduzione dei costi del 20%, a testimonianza del fatto che i costi di integrazione delle rinnovabili sono ampiamente sostenibili se accompagnati da un'evoluzione integrata del sistema energetico (Pudjianto et al., 2013).

In Italia, l'inserimento dei costi di integrazione per il calcolo dei costi totali di sistema cambia leggermente la percezione tradizionale dell'integrazione fotovoltaica a livello geografico, secondo Veronese et al. Infatti, sebbene il System LCOE si mantenga inferiore ai prezzi dell'elettricità in tutta la penisola, in regioni con irraggiamento superiore, ma maggiori costi di *curtailment*, come nel meridione, la generazione può essere più costosa rispetto a zone con minor *curtailment*, come il centro-sud. Tuttavia, le regioni meridionali e le isole traggono benefici maggiori dalla flessibilità, grazie all'alto irraggiamento e ai bassi costi di rete, mentre sui costi del nord e del centro grava la maggiore necessità di accumulo. In ogni caso, i ricercatori sostengono che la

soluzione di integrazione ottimale per sostenere alti livelli di penetrazione rinnovabile con le migliori prospettive in termini di costi ed emissioni prevede l'integrazione combinata di fotovoltaico, eolico, accumulo, calore e trasporti, assieme al potenziamento delle linee di trasmissione (Veronese et al., 2020; Veronese et al., 2025).

L'adozione di sistemi fotovoltaici integrati negli edifici è fondamentale al fine di ridurre i costi del sistema energetico urbano. Essa consiste nell'integrazione del fotovoltaico nelle superfici come facciate, tetti e vetrate, generando elettricità e sostituendo al contempo i materiali tradizionalmente usati per le funzioni strutturali, in modo da ridurre notevolmente i costi di investimento iniziali. I costi di trasporto, riciclo e smaltimento risultano poco significativi rispetto al beneficio economico che si ottiene durante la fase di utilizzo, e le perdite di trasmissione sono ridotte per via della prossimità di generazione e consumo (Jandl et al., 2025).

Un elemento molto importante relativo ai sistemi fotovoltaici, residenziali e non, risiede nella sua integrazione con i sistemi di accumulo. In particolare, i sistemi di accumulo di energia a batteria aiutano a compensare l'intermittenza della generazione fotovoltaica, migliorando la stabilità della rete e riducendo il ricorso a centrali convenzionali di *back-up* e quindi i costi di *redispatching*. Ovviamente, a fare da contraltare vi è un aumento dei costi di investimento e manutenzione, che deve essere superato dai benefici ottenuti dall'integrazione. In tal senso, in presenza di accoppiamento tra un sistema di accumulo con lunga durata della batteria e capacità adeguata a gestire il *surplus* di elettricità prodotta i costi risultano contenuti, soprattutto se il *surplus* è inferiore al 50%. Da un recente studio di Komilov et al. emerge che i costi di un sistema integrato con fotovoltaico e accumulo eguagliano i costi di un sistema privo di accumulo solamente in presenza di tariffe ToU fortemente differenziate, che rendano il prezzo dell'elettricità durante le ore di picco sensibilmente più alto. In questo modo, si incentiva fortemente l'accumulo di energia durante le ore di minor costo e il suo utilizzo durante le ore di picco, risparmiando sull'acquisto di energia nei momenti meno economici (Komilov et al., 2025). Inoltre, l'utilizzo efficiente dell'elettricità prodotta localmente grazie all'accumulo permette di ridurre gli sprechi e la necessità di nuovi investimenti infrastrutturali, aumentando la flessibilità, l'affidabilità e anche la sostenibilità economica del sistema (Cortés-Cañedo et al., 2025). Sebbene i loro costi di investimento siano ancora alti, i sistemi di accumulo sono sempre più competitivi con le centrali termoelettriche, perché l'aumento della penetrazione rinnovabile causa al contempo profitti minori per la generazione convenzionale e benefici superiori derivanti dallo stoccaggio di energia. Tuttavia, la crescente adozione di sistemi di accumulo favorisce anche il calo dei costi dei generatori convenzionali, poiché ne riduce le inefficienze operative permettendo loro di lavorare a fattori di capacità superiori. In particolare, secondo Kim et al., il livello minimo di costo totale di un sistema integrato che comprende fonti rinnovabili intermittenti, sistemi di accumulo e generazione convenzionale, si ottiene con un'integrazione fino al 40% di fotovoltaico e 20% di

eolico, in presenza di stoccaggio adeguatamente dimensionato (Li and Hedman, 2015; Kim et al., 2023).

Tra i sistemi di accumulo, in particolare, le opzioni meccaniche su larga scala, come il pompaggio idroelettrico e l'accumulo di energia ad aria compressa, mostrano i costi più bassi. Nel lungo periodo, comunque, i sistemi elettrochimici come le batterie agli ioni di litio e quelle a flusso redox di vanadio hanno il potenziale per diventare i più economici (Emrani and Berrada, 2024). Un'altra risorsa importante di accumulo, oltre che di flessibilità e bilanciamento, è rappresentata dai sistemi *Vehicle-to-Grid*, i cui cicli di carica e scarica sono particolarmente compatibili con l'energia fotovoltaica. Anch'essi consentono di ridurre i nuovi investimenti in fonti fossili e la capacità installata di centrali convenzionali, incrementandone al contempo il coefficiente di utilizzo (Ma et al., 2025).

In sintesi, l'integrazione climaticamente ed economicamente sostenibile del sistema energetico passa per una connessione adeguata delle fonti di energia rinnovabile variabile al sistema elettrico. I sistemi di accumulo, a loro volta, permettono una diminuzione significativa dei costi totali del sistema, riducendo al contempo il costo medio dell'elettricità fornita, grazie alla possibilità di immagazzinare il *surplus* di energia rinnovabile per rilasciarlo nelle ore di picco della domanda, i costi di *redispatching* e manutenzione e la necessità di nuovi investimenti infrastrutturali (Emrani and Berrada, 2024).

L'integrazione di settori aggiuntivi come il calore, l'idrogeno e i trasporti permetterebbe di affiancare alle soluzioni di accumulo elettrico opzioni come il *power-to-heat* e l'accumulo di calore, idrogeno, gas e combustibili liquidi, che fornirebbero ulteriori opzioni di flessibilità in grado di abbassare ulteriormente i costi di sistema (Bogdanov et al., 2021).

2.3.5 Costi e barriere all'integrazione di idrogeno e calore nel sistema energetico

Come già precedentemente affrontato, le energie rinnovabili intermittenti devono scontrarsi con un consumo di elettricità continuo e stagionale. Questo disallineamento è destinato a generare ingenti costi, se il sistema non gode di sufficiente integrazione per poter sfruttare le sinergie tra i diversi vettori energetici. Gli scenari di integrazione multi-vettore offrono infatti costi di sistema nettamente inferiori rispetto a opzioni solo elettriche. In particolare, van der Roest et al. individuano come particolarmente vantaggiose le soluzioni che integrano le pompe di calore e le caldaie a idrogeno per coprire i picchi di domanda termica, oppure l'accoppiamento di tecnologie di *power-to-heat*, stoccaggio stagionale del calore e *power-to-hydrogen*. Il principale veicolo di efficienza di queste configurazioni è la diversificazione delle fonti, dall'elettricità al calore e all'idrogeno, in modo da poter sfruttare l'elettricità nel momento della generazione, il calore per l'accumulo stagionale e l'idrogeno per l'accumulo a lungo termine. Risulta evidente allora il potenziale di diminuzione dei costi di aggiornamento della rete, di *redispatching* e di *curtailment*. Inoltre, anche i costi di investimento risultano minori, sia a livello edilizio sia di rete. Dal lato

edilizio, a fronte di elevate spese che sarebbero necessarie per le ristrutturazioni profonde degli edifici in caso di opzioni unicamente elettriche (che includono interventi di coibentazione, sostituzione di infissi e riqualificazione degli impianti), le soluzioni ibride si pongono come controparte più economica. Dal lato di rete, invece, grazie al contributo di accumulo e conversione apportato dall'integrazione di calore e idrogeno, si risparmierebbero gli investimenti sostanziosi per permettere all'infrastruttura elettrica di gestire i picchi di carico. Si evidenzia, inoltre, che se l'idrogeno viene impiegato, oltre che per la generazione di elettricità, anche per il riscaldamento residenziale, risulta più economicamente sostenibile, per via di minori perdite di conversione (van der Roest et al., 2021).

Se è vero che la sola integrazione di elettricità e idrogeno ha il potenziale di tagliare il 20% dei costi totali di sistema, permangono ancora molteplici barriere all'utilizzo di idrogeno. Innanzitutto, come già discusso nei capitoli precedenti, vi è un importante divario di costo tra l'idrogeno verde e quello generato da fonti fossili, legato principalmente al prezzo dell'elettricità (e all'esposizione alla volatilità dello stesso) per produrre l'idrogeno rinnovabile e ai costi di investimento per gli elettrolizzatori, ancora elevati per via della scala attualmente limitata della tecnologia. Si ritiene che concentrando maggiormente i sussidi sull'OPEX, piuttosto che sul CAPEX come d'uso attuale in Europa, la molecola rinnovabile verrebbe maggiormente incentivata. Anche la rimozione dei sussidi esistenti per i combustibili fossili e l'introduzione della tariffazione del carbonio saranno fattori determinanti. Un altro ostacolo è rappresentato dal fatto che il mercato per i servizi di flessibilità che potrebbe garantire l'idrogeno è altamente complesso e caratterizzato da ricavi eccessivamente volatili. Anche il reperimento di fondi è un aspetto critico, per via delle scarse garanzie offerte e dell'imprevedibilità della domanda, che compromettono la bancabilità dei progetti. La scarsa scalabilità e standardizzazione della tecnologia riducono poi ulteriormente la redditività delle iniziative. Infine, la disponibilità dell'idrogeno su larga scala rimane una sfida per molti *stakeholders* (European Commission, 2024a).

Per raggiungere gli obiettivi europei della produzione di 10 milioni di tonnellate di idrogeno verde all'anno, fissato dal piano REPowerEU, sarà necessario accelerare notevolmente l'adozione della molecola, dal momento che c'è una probabilità superiore al 75% che l'energia finale nell'UE sia coperta da idrogeno rinnovabile prodotto localmente per meno dell'1% nel 2030. Sarà quindi importante effettuare ingenti investimenti per l'aumento della capacità rinnovabile, espandere i progetti di sviluppo dell'idrogeno rinnovabile, migliorare i processi di autorizzazione degli stessi, espandere la capacità di produzione degli elettrolizzatori, integrare adeguatamente l'idrogeno nel sistema energetico e adottare quadri normativi di supporto (European Commission, 2024a).

Per quanto riguarda il settore del calore, è emerso negli ultimi anni il potenziale di riduzione dei costi del sistema energetico che deriva dall'integrazione delle pompe di calore nei processi industriali di recupero del calore. Le motivazioni risiedono nell'efficienza intrinseca delle pompe,

nella loro capacità di recuperare e valorizzare il calore di scarto, riutilizzando energia che sarebbe altrimenti dissipata, e nella loro integrazione in un sistema energetico multilivello, che gestisce e ottimizza diverse tecnologie sfruttandone le sinergie. Permettendo anche un minore ricorso ai combustibili fossili e a investimenti in ulteriori utenze, questo utilizzo coordinato delle pompe di calore genera risparmi di costi operativi e complessivi stimati tra il 12 e il 13% (Pan et al., 2025). L'integrazione delle pompe di calore per il recupero del calore di scarto permette di affrontare alcune delle più significative barriere economiche che storicamente si frappongono all'utilizzo del calore di scarto stesso e che rimangono ancora significative. Innanzitutto, un problema chiave è rappresentato dalla redditività. Essa rischia di essere compromessa dagli elevati investimenti richiesti a livello tecnologico (per esempio in scambiatori di calore, sistemi di accumulo di energia termica, tecnologie per il miglioramento della qualità del calore di scarto e pompe di calore), ma anche di monitoraggio. Il calore di scarto è inoltre spesso scarsamente valorizzato, per via degli incentivi per gli operatori ad acquistarlo solo a prezzi bassi, che ostacolano il recupero dell'investimento. Tutto ciò si aggiunge al fatto che per molte fonti di calore di scarto, come nel caso dei *data center*, esso non sia un *core business* delle aziende in questione. Come accade per le altre tecnologie, anche in questo caso il sostegno tramite politiche pubbliche, specialmente se coordinate a livello comunitario, può aiutare a ridurre i problemi di redditività facilitando il raggiungimento di una scala adeguata e le economie di apprendimento. In tal senso, i segnali di prezzo attualmente non internalizzano correttamente i costi e i benefici delle fonti di calore, soprattutto in assenza di tassazione energetica e di prezzi del carbonio, in presenza di sussidi per fonti alternative e laddove il sistema non è adeguatamente flessibile (European Commission, 2024a).

Nel complesso, è stato quindi dimostrato che il *sector coupling* di elettricità, trasporti, calore e idrogeno favorisce lo sviluppo di un sistema energetico più economico, agendo sull'efficienza complessiva del sistema per minimizzare i costi da molteplici prospettive differenti. Per concludere, si sottolinea il ruolo chiave che, in questo processo, ricopre la digitalizzazione. L'adozione di *smart grids* e tecnologie digitali innovative non solo abilita l'integrazione efficiente dei diversi vettori, ma agisce direttamente come veicolo di riduzione dei costi. Sebbene il CAPEX *upfront* sia sostanzioso, il coordinamento e l'interconnessione forniti dall'ICT garantiscono costi di transazione minori, aumentano la trasparenza e la concorrenza riducendo le barriere all'ingresso e abilitano le scelte del *mix* energetico basate sui prezzi, aumentando l'accessibilità lato consumatore (Cambini et al., 2020a; IRENA, 2022; Jamasb and Llorca, 2018). Le funzioni avanzate di monitoraggio, automazione e analisi predittiva favoriscono inoltre la riduzione dei costi operativi e di manutenzione. Questa struttura di costo, che genera benefici di lungo periodo a fronte di investimenti iniziali importanti, risulta penalizzata da quadri regolatori che incentivano la riduzione dei costi operativi, mentre può essere incentivata da approcci TOTEX e *output-based*, che verranno approfonditi nei capitoli successivi (Bergaentzlé, 2024).

In sintesi, all'interno del capitolo 2, si è discusso da diversi punti di vista il ruolo dell'ESI per la riduzione delle emissioni e dei costi del sistema energetico, prendendo come riferimento gli studi di numerosi ricercatori ed enti. Tutti questi convergono nel riconoscere l'importanza di un approccio olistico alla pianificazione e all'operatività del sistema, al fine di rendere quest'ultimo più pulito, accessibile e sicuro, in accordo con i principi del trilemma dell'energia, ferma restando la necessità di adottare quadri normativi condivisi su larga scala. La tabella 2.3 riporta i risultati dei più recenti studi citati e di alcune altre ricerche aggiuntive, in termini di benefici dell'ESI per la riduzione di costi ed emissioni.

Tabella 2.3: Panoramica di alcuni dei più recenti studi sui benefici dell'ESI per la riduzione di costi ed emissioni.

* CTS = costo totale del sistema

Studio	Anno	Elemento di interesse per questa tesi	Riduzione costi	Riduzione emissioni
Schaber et al.	2012	Integrazione europea, rafforzamento moderato della rete e ottimizzazione spaziale delle risorse	CTS*: fino a -25%	-
Pudjianto et al.	2013	Integrazione <i>demand response</i> e accumulo energetico	Costi di integrazione: -20%	-
Ogunjuyigbe et al.	2016	PV/Wind/Split-diesel/Batteria rispetto a unico generatore diesel	Costo ciclo vita: -46% Costo dell'energia: -28%	-82%
Gugler et al.	2017	Effetti dell'integrazione verticale	CTS: fino a oltre -20% per le imprese più grandi	-
Brown et al.	2018	Configurazione ottimale per riduzione emissioni del 95%	CTS: -37%	-
Joos and Staffell	2018	Integrazione e flessibilità compensano intermittenza di fonti rinnovabili	Costi di bilanciamento: -72% (Ger), -4% (UK) Costi di <i>curtailment</i> : potenzialmente fino a -70%	-

Xiang et al.	2020	ESI e pianificazione integrata	CTS: -17% Costi operativi: -12% Costi di bilanciamento: -12%	-
Bogdanov et al.	2021	Modello per emissioni zero in Kazakistan	costo livellato elettricità: -26%	-
van der Roest et al.	2021	Integrazione multivettore rispetto a solo elettricità	Costi per le famiglie: -13%	-
ACER	2024	Benefici delle <i>Grid Enhancing Technologies</i>	CTS: -35%	-30% / -70%
Bergaentzlé	2024	Digitalizzazione	Costi di rete: risparmio di 1,2 miliardi di dollari globalmente entro il 2040 (60% CAPEX, 40% OPEX)	-
Bovera and Rancilio	2024	Integrazione di EV	Costi di <i>redispatching</i> : -40%	-
Emrani and Berrada	2024	Confronto tra tecnologie di accumulo	Costi di generazione elettrica: -18%	-
European Commission	2024	Coordinamento digitale tra vettori energetici	CTS: fino a -15%	-
European Commission	2024	Integrazione elettricità-idrogeno	CTS: fino a -20%	-
Khalid	2024	Evidenze su implementazione <i>smart grid</i>	-	-15% / -25%

Madsen et al.	2024	Flessibilità lato domanda	CTS: tra -10% e -50% Costi di bilanciamento: fino a -66% Costi di investimento di rete: fino a -80%	Fino a -50%
Zhou and Liu	2024	Integrazione di tecnologie digitali in edifici intelligenti	CTS: fino a -87%	Fino a -66%
Agarwal and Sharma	2025	Sector coupling	CTS: -20% / -50%	Fino a -82%, soprattutto con idrogeno verde
Cosic and Duic	2025	<i>Pricing</i> del carbonio e diffusione rinnovabili	-	Oltre -75% entro 2035
Darwish et al.	2025	Integrazione di rinnovabili in Giordania	-	-6% nel 2023
Elsir et al.	2025	Integrazione energia-acqua-carbonio	CTS: fino a -5%	Fino a -20%
Genovese et al.	2025	Uso di idrogeno per trasporto pesante	-	-29%
Hua et al.	2025	Integrazione elettricità-calore tramite framework <i>cloud-edge</i>	CTS: -3%	-2%
Huylo et al.	2025	Integrazione rinnovabili e accumulo	-	-55%; fino a -99,5% con cattura e stoccaggio di carbonio
Kumar and Khedlekar	2025	Accumulo di energia termica	CTS: oltre -30%	Fino a -65%
Kumar et al.	2025	Vincoli sulle emissioni e accumulo	CTS: -26%	-49%
Liu et al.	2025	Integrazione e flessibilità	CTS: -30%	-28%
Ma et al.	2025	Integrazione del V2G	Costi di transazione del sistema elettrico: fino a -5%	-
Muyeed et al.	2025	Integrazione fotovoltaico-batteria	CTS: -30%	-
Pan et al.	2025	Pompe di calore integrate in sistemi industriali di recupero del calore	Costi operativi: -13% CTS: -12%	-29%

Ramkumar et al.	2025	Strumenti per l'integrazione di EV	CTS: fino a -63,5%	Fino a -30%
Ren et al.	2025	Integrazione di tecnologie di generazione con idrogeno e accumulo tramite pianificazione robusta e flessibile	CTS: -2%	-3%
Sun et al.	2025	V2B, V2G, V2H	CTS: -12%	-12%
Veronese et al.	2025	Fotovoltaico e flessibilità della domanda	Costi di generazione fotovoltaica: -13%	-
Wu and Zhong	2025	Configurazioni ottimali di integrazione di fotovoltaico ed eolico	CTS: -40%	-
Yan et al.	2023	Integrazione con dispositivi flessibili	CTS: fino a -58%	-
Zhang et al.	2025	Tecnologie per produzione e integrazione di idrogeno	-	-75% con idrogeno da pirolisi del metano rispetto a idrogeno fossile
Zhu et al.	2025	Sistema fotovoltaico-biomassa	-	-66%

3. La regolazione dell'ESI

Il modello storico di *utility* integrata verticalmente ha garantito *trend* di prezzi decrescenti grazie al miglioramento tecnologico e alle economie di scala fino alla fine degli anni '60. A partire dagli anni '70, però, con la crisi petrolifera, l'inflazione elevata e l'esaurimento delle economie di scala nelle grandi centrali termoelettriche, i prezzi hanno iniziato ad aumentare, mettendo in discussione il *business model* tradizionale (Hogan, 2002). Di conseguenza, come precedentemente anticipato, soprattutto dagli anni '90 le industrie di rete europee, tra cui elettricità, gas, telecomunicazioni e in misura minore la rete idrica, sono state soggette a un meccanismo di liberalizzazione che ha portato alla separazione verticale, legale o contabile, delle loro attività.

La liberalizzazione include alcuni pilastri fondamentali, che sono la ristrutturazione, che prevede la separazione delle attività competitive da quelle caratterizzate da monopolio naturale, la predisposizione all'accesso alla rete per terze parti e la regolazione tariffaria dei settori monopolistici con l'introduzione della regolazione dei prezzi. Nell'industria elettrica, i segmenti di trasmissione e distribuzione hanno allora assunto la forma di monopoli naturali regolati, mentre generazione e vendita al dettaglio sono diventati segmenti competitivi (Jamasp and Llorca, 2018; Jamasp and Pollitt, 2005). Per superare le inefficienze che si possono generare a seguito della disintegrazione verticale, è allora necessario adottare politiche che sappiano favorire la concorrenza, proteggere consumatori e investitori, migliorare l'integrazione delle fonti rinnovabili, ridurre il rischio di *hold-up* dei costi irrecuperabili, abilitare un ruolo attivo degli utenti e promuovere gli investimenti (Gugler et al., 2017; Guerrero et al., 2020; Poullikkas, 2020). All'interno dei settori liberalizzati, i regolatori assumono dunque un ruolo cruciale. La "Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" del 2003 ha reso obbligatoria l'istituzione di un'Autorità Nazionale di Regolamentazione (ANR) in ogni Stato membro. Essa ha affermato il requisito fondamentale dell'indipendenza dagli interessi dell'industria elettrica e la necessità di garantire la non discriminazione nell'accesso e nell'uso delle reti a tutti gli operatori e consumatori. Inoltre, le ANR hanno l'obiettivo di promuovere un mercato concorrenziale, evitando eventuali comportamenti predatori da parte di alcuni operatori tramite il monitoraggio della concentrazione di mercato. Le aree cruciali di responsabilità attribuite alle autorità di regolamentazione sono molteplici. *In primis*, esse controllano o approvano le tariffe per l'accesso e l'utilizzo delle reti e sono tenute ad assicurare la separazione contabile e funzionale tra le attività di rete, monopolistiche, e le attività commerciali, competitive, per prevenire la sussidiatura incrociata. I regolatori devono inoltre assicurare la trasparenza delle informazioni di mercato e la sicurezza degli approvvigionamenti. Infine, essi sono responsabili del monitoraggio della trasparenza dei contratti, a garanzia della tutela dei diritti dei consumatori, e hanno il potere di risolvere le controversie tra gli operatori e gli utenti (Parlamento Europeo & Consiglio dell'Unione Europea, 2003). Il Terzo Pacchetto Energia del 2009 e il Pacchetto Energia Pulita per Tutti gli Europei del 2019 hanno a loro volta rafforzato i requisiti di indipendenza e il ruolo di

risoluzione dei conflitti, esteso la separazione anche a livello proprietario e aumentato la cooperazione con l'ACER per la regolazione tariffaria, in modo da favorire l'armonizzazione transfrontaliera (Parlamento Europeo & Consiglio dell'Unione Europea, 2009; Parlamento Europeo & Consiglio dell'Unione Europea, 2019).

Il ruolo dell'autorità regolatoria testimonia che il processo di liberalizzazione non è stato soltanto caratterizzato da una deregolazione, ma ha richiesto anche un'opportuna ri-regolazione, particolarmente complessa per il settore elettrico, per via della difficoltà a immagazzinare l'elettricità (soprattutto negli anni in cui le riforme sono state avviate) e della necessità di bilanciamento istantaneo (Borenstein and Bushnell, 2000). La regolazione di un settore energetico liberalizzato comporta da un lato la supervisione dei mercati e la tutela della concorrenza e dall'altro la regolazione economica delle reti caratterizzate da monopolio naturale, il tutto dovendo garantire la protezione degli interessi dei consumatori. Regolare il sistema energetico integrato è, però, ancora più complesso, per via delle interazioni e delle sinergie tra i diversi settori. Tuttavia, nonostante la necessità di un sistema normativo armonizzato e coordinato, l'ESI non determina un ritorno all'integrazione verticale del sistema o alla pianificazione centralizzata. Essa ha infatti l'obiettivo di abilitare sinergie ed efficienza tecnica, economica e commerciale, mantenendo i segmenti verticalmente separati e promuovendo un quadro decentralizzato e basato sul mercato (Jamash and Llorca, 2018).

Questo capitolo ha l'obiettivo di introdurre i principali regimi regolatori che sono stati utilizzati nel tempo per stabilire la remunerazione degli operatori di rete, di discuterne punti di forza e criticità e infine di individuare una direzione futura efficiente. Si sottolinea che i regimi regolatori influenzano direttamente l'accessibilità economica del sistema energetico, poiché determinano gli *allowed revenues* per gli operatori, i quali vengono recuperati tramite le tariffe di rete pagate dagli utenti finali.

3.1 *Cost-of-Service/Rate-of-Return*

La regolazione tradizionale, prima delle riforme di liberalizzazione del mercato dell'energia, era fondata sul meccanismo del *Cost-of-Service* (o *Rate-of-Return*, RoR), il cui obiettivo era quello di fissare le tariffe in modo tale da eguagliare ricavi e costi totali per fornire il servizio (CAPEX e OPEX). Al fine di coprire tutti i suoi costi e ottenere un tasso di rendimento adeguato si determina il fabbisogno di ricavo dell'impresa (RR), come:

$$RR = O + K$$

dove:

- I costi operativi (O) includono, tra le altre cose, spese amministrative, di manutenzione salari e tasse, e vengono determinati *ex-ante* basandosi sui dati dell'anno precedente o su una previsione delle spese future.

- I costi del capitale (K) dipendono dalla base tariffaria (RB), dal tasso di rendimento consentito (r) e dall'ammortamento (d), secondo l'espressione:

$$K = r \cdot RB + d$$

in cui la base tariffaria rappresenta il valore dell'investimento in *asset* approvato dal regolatore (solitamente a costo storico, al netto dell'ammortamento già accumulato) e il tasso di rendimento consentito è il costo medio ponderato del capitale (WACC).

Il prezzo viene, a questo punto, determinato dividendo il fabbisogno di ricavo per la domanda prevista. Per le aziende multiprodotto, il costo assegnato a ogni prodotto si stabilisce utilizzando i metodi di allocazione delle regole dei costi pienamente distribuiti e si procede a individuare il prezzo dividendo tale costo per la domanda prevista del prodotto stesso (Joskow, 1989; Church and Ware, 2000).

Un'alternativa a questo meccanismo regolatorio è la formula *Cost-Plus*, che prevede un *markup* fisso da applicare ai costi totali sostenuti da un operatore, al fine di determinarne i ricavi consentiti, secondo la semplice formula:

$$\text{Ricavi} = \text{Costi totali} \times (1 + \text{Markup} [\%])$$

Il metodo del *Cost-of-Service* si presenta allora come un modello simile, ma più strutturato, rispetto al *Cost-Plus*, in quanto il rendimento non si applica a tutti i costi, ma solamente al capitale investito, mentre i costi operativi vengono recuperati senza profitto.

La regolazione RoR presenta tuttavia un grande numero di criticità, che hanno spinto i regolatori a cercare modelli più adeguati a seguito della liberalizzazione. In particolare, gli incentivi all'efficienza dei costi sono deboli, poiché ogni risparmio di costo si riflette in prezzi più bassi per i consumatori, e quindi in ricavi inferiori per l'impresa. Al fine di espandere la propria base tariffaria e incrementare così i profitti consentiti, è incentivato inoltre l'eccesso di investimenti (effetto Averch-Johnson). Un altro rischio che si manifesta in questo modello regolatorio è rappresentato dalla sussidiatura incrociata, per via delle distorsioni indotte dal metodo dei prezzi pienamente distribuiti, che non si basa sui costi marginali, né sull'elasticità della domanda. Dal momento che i guadagni di efficienza vengono trasferiti ai consumatori, mentre il rischio di fallimento ricade interamente sull'impresa, anche l'investimento in R&D e, con esso, l'innovazione tecnologica e di prodotto (o servizio) può essere scoraggiato. Infine, la complessità amministrativa di questo metodo è notevole, considerando le difficoltà di stabilire la base tariffaria e l'allocazione dei costi congiunti e la necessità di monitorare una grandissima quantità di dati per diversi servizi.

Per limitare questi aspetti negativi è possibile utilizzare alcune strategie. Per esempio, diminuire la frequenza delle revisioni tariffarie (aumentando il cosiddetto *regulatory lag*) può incentivare l'efficienza, consentendo all'operatore di trattenere i risparmi sui costi come profitto temporaneo.

L'esclusione degli investimenti ritenuti non utilizzati o non utili dalla base tariffaria dovrebbe, inoltre, ridurre gli incentivi al sovrainvestimento.

Queste caratteristiche fanno sì che la regolazione *Cost-of-Service* sia adatta in caso di tecnologia stabile e limitate opportunità di innovazione. Il contesto dinamico del settore energetico contemporaneo, caratterizzato da frequenti innovazioni legate alla digitalizzazione e all'introduzione delle fonti rinnovabili, ha reso tuttavia questo modello inadeguato (Church and Ware, 2000; Littlechild, 1983).

3.2 Regolazione a incentivi

L'introduzione della regolazione a incentivi al fine di superare le inefficienze dell'approccio *Cost-of-Service* è stato il punto di partenza della modernizzazione del sistema di regolazione dei settori dell'energia. Le metodologie moderne hanno infatti l'obiettivo di bilanciare alcuni aspetti potenzialmente conflittuali, come l'efficienza produttiva (ossia la ricerca della minimizzazione di CAPEX e OPEX), l'efficienza allocativa (cioè l'individuazione di prezzi in grado di riflettere i costi marginali e di incentivare l'utilizzo efficiente della rete) e i principi di qualità e affidabilità (cercando di migliorare il livello di servizio). La regolazione a incentivi sfrutta ricompense e penalità economiche per motivare le aziende al raggiungimento di determinati obiettivi. In particolare, è necessario affrontare un *trade-off* fondamentale tra l'efficienza dell'incentivo e la condivisione del rischio, quando si determina la remunerazione dei ricavi per l'azienda regolata. Consentire all'impresa di trattenere gran parte dei risparmi di costo (*high-powered incentives*) fornisce un importante incentivo all'efficienza, ma al tempo stesso, in caso di aumento imprevisto dei costi, non ne garantisce il recupero, determinando così un'esposizione eccessiva dell'ente a rischi come inflazione e variazione del tasso di interesse o del volume di vendite. Questo meccanismo potrebbe quindi indurre l'azienda a ridurre gli investimenti, rendendo necessaria un'adeguata allocazione dei rischi. Per far fronte a questo problema è allora possibile sviluppare una soluzione di *low-powered incentives* in cui si incentiva l'impresa in misura minore al miglioramento dell'efficienza, a fronte però di un'allocazione del rischio più favorevole (Joskow, 2014; Joskow, 2005; CEER, 2025). In ogni caso, i principali obiettivi della regolazione a incentivi sono procurare incentivi alle imprese regolamentate per aumentarne l'efficienza, promuovere gli investimenti in innovazione e ridurre i costi del processo di regolazione (Church and Ware, 2000). I principali regimi regolatori incentivanti adottati sono il *Price-Cap*, il *Revenue-Cap* e la *Yardstick Competition*, ai quali si aggiunge la regolazione ibrida, che ne rappresenta un'ulteriore evoluzione.

3.2.1 Price-Cap

Questo metodo di regolazione prevede l'imposizione di un tetto di prezzo su un paniere di beni, in modo tale da lasciare libertà all'impresa sul prezzo del singolo prodotto, posto che il prezzo

medio ponderato del paniere non superi il limite, che viene aggiornato periodicamente, con cadenza pluriennale. In questo modo, i prezzi sono disaccoppiati dai reali costi sostenuti, permettendo all'impresa di trattenere il profitto aggiuntivo fino alla successiva revisione, nel caso in cui essa riesca ad abbassare i costi al di sotto del livello implicito nel tetto. La formula più utilizzata per il *Price-Cap*, nel caso di singolo bene o servizio, è la seguente:

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

dove P_t è il prezzo del bene o servizio al tempo t , RPI_t è l'indice generale dei prezzi (*Retail Price Index*), che rappresenta l'inflazione al tempo t , mentre X è un fattore che rispecchia la crescita di produttività stimata. Quest'ultimo elemento costringe l'impresa a trasferire parte dei suoi guadagni in efficienza ai consumatori, determinando la riduzione del prezzo del paniere al di sotto del tasso di inflazione, ma al tempo stesso la incentiva a ridurre i costi maggiormente rispetto alla stima del regolatore, in modo da ottenere profitti aggiuntivi. Si evidenzia, inoltre, che con questo modello il regolatore non deve più monitorare i costi interni all'azienda o allocare i costi congiunti, ma solamente verificare che il prezzo non superi il tetto applicato, tagliando così sensibilmente i costi di regolazione (Church and Ware, 2000; Littlechild, 1983).

A fronte dei vantaggi relativi all'incentivo a efficienza e investimenti tecnologici, alla maggiore libertà attribuita all'impresa nella determinazione dei prezzi e alla riduzione dei costi di regolazione, il *Price-Cap* presenta anche dei punti deboli. Innanzitutto, si manifesta il problema del *ratcheting*, cioè una diminuzione dell'incentivo all'efficienza legata alla consapevolezza dell'impresa che una riduzione marcata del costo comporterà un tetto più stringente nel periodo successivo e, quindi, una maggiore difficoltà nell'ottenere ricavi. Inoltre, l'azienda potrebbe essere spinta alla riduzione della qualità del servizio, per via dell'incentivo a diminuire i costi. Per questa ragione, tale regime regolatorio dovrebbe essere affiancato da *standard* e controlli sulla qualità del servizio (Church and Ware, 2000; Littlechild, 1983). Al problema di eccessiva esposizione al rischio di cui si è parlato in precedenza è possibile ovviare tramite il meccanismo del *cost pass-through*, lasciando fuori dal tetto una parte dei costi e trasferendoli direttamente ai consumatori tramite tariffe (Joskow, 2014). La regolazione *Price-Cap* non stimola poi a sufficienza i grandi investimenti a lungo termine, come quelli in digitalizzazione e nelle reti di trasmissione, poiché il tempo di recupero è superiore alla durata del periodo regolatorio e per i quali sono quindi necessari schemi normativi paralleli. Infine, se è vero che il tetto ai prezzi vuole limitare l'esercizio del potere di mercato, un tetto troppo alto potrebbe invece aumentarlo, mentre, se troppo basso, può frenare produzione e investimenti (Borenstein and Bushnell, 2000; Cambini et al., 2020b).

3.2.2 Revenue-Cap

Il *Revenue-Cap* è una forma di regolazione incentivante alternativa al *Price-Cap* e si utilizza per permettere all'impresa di fissare liberamente il prezzo dei propri prodotti, posta la necessità di rispettare il vincolo:

$$\sum_{i=1}^n p_i^{t+1} q_i^t \leq (1 + RPI_t - X) \cdot \sum_{i=1}^n p_i^t q_i^t$$

in cui si fissano i prezzi p_i^{t+1} degli n prodotti in modo da rendere i ricavi per il periodo successivo, determinati nel termine a sinistra come il prodotto di tali prezzi per le quantità dei singoli prodotti vendute nel periodo precedente, non superiori a un tetto di ricavi stabilito. Quest'ultimo è definito dal prodotto dei ricavi del periodo precedente per il fattore $(1 + RPI_t - X)$, analogo al *Price-Cap* (Church and Ware, 2000). Rispetto alla regolazione *Price-Cap*, il *Revenue-Cap* aumenta l'incentivo alla riduzione del consumo dell'energia e alla promozione dell'efficienza energetica nei clienti. Fissando il prezzo, infatti, il *Price-Cap* incentiva a incrementare la quantità venduta per ottenere maggiori profitti, generando possibili impatti climatici negativi. Nel caso del *Revenue-Cap*, invece, fissare i ricavi permette di sviluppare maggiormente l'incentivo alla riduzione dei costi tramite il risparmio energetico e la conseguente vendita di un minor numero di unità, poiché i ricavi rimangono costanti (Weisman, 2025). Per questo, il *Revenue-Cap* può portare a prezzi più alti, soprattutto in settori con domanda elastica per ridurre la domanda, comportando una riduzione sostanziale del benessere sociale. Dal momento che una qualità di servizio superiore tende a incrementare la domanda, anche questa proprietà sarà all'ottimo inferiore rispetto al *Price-Cap*. Infine, in quest'ultimo regime regolatorio, si assiste a un maggior incentivo agli investimenti in innovazione, necessari per sostenere una produzione maggiore (Weisman, 2025; Campbell, 2018).

3.2.3 Yardstick Competition e meccanismi ibridi di regolazione incentivante

Per affrontare i problemi della regolazione *Cost-of-Service*, principalmente quello relativo all'asimmetria informativa tra operatore e regolatore, alcuni Stati hanno optato per l'adozione della formula regolatoria denominata *Yardstick Competition*. In essa i prezzi (o i ricavi) di un'impresa non sono fissati considerando i suoi costi, bensì guardando alla media dei costi delle aziende a essa comparabili e che operano in mercati diversi. L'incentivo all'efficienza è, in tal caso, assicurato dal fatto che ogni operatore è spinto a minimizzare i propri costi per rimanere al di sotto del livello di *benchmark*, dal momento che questo non dipende dalle proprie *performance*. Come suggerisce il nome stesso dello strumento regolatorio, le imprese sono spinte a competere tra loro, aumentando l'intensità della concorrenza e riducendo così gli extra-profitti legati all'asimmetria informativa. La *Yardstick Competition* si presta bene all'integrazione con altri sistemi

di regolazione incentivante ed è infatti stata spesso utilizzata per determinare il fattore X nei metodi *Price-Cap* e *Revenue-Cap* (Joskow, 2005; Joskow, 2014).

Come ulteriore alternativa, sempre restando all'interno dello spettro della regolazione a incentivi, i meccanismi ibridi sono strumenti che combinano elementi di diversi regimi regolatori, tendenzialmente di regolazione basata sui costi (*Cost-of-Service*) e sugli incentivi. È frequente, infatti, il criterio che affianca un approccio *cost-based* per il trattamento del CAPEX e uno basato sugli incentivi per l'OPEX. Inoltre, accanto all'accoppiamento di uno dei regimi già affrontati con incentivi espliciti per la qualità o per investimenti in digitalizzazione o R&D, esistono dei meccanismi più sofisticati (Joskow, 2014; Cambini et al., 2016). Per esempio, la condivisione degli utili (o piano a scala mobile), consiste nella separazione dei possibili profitti in soglie a cui viene attribuito un destinatario prestabilito. Al di sotto di un certo livello di profitto, quindi, esso sarà interamente trattenuto dall'azienda, all'interno di soglie predefinite si osserverà una determinata suddivisione del profitto tra impresa e consumatori, mentre ciò che eccede un valore massimo sarà interamente devoluto agli utenti. La condivisione degli utili può anche essere combinata con il *Price-Cap*, adeguando il tetto di prezzo a seconda del livello di profitto ottenuto dall'operatore. Questa combinazione, se da un lato riduce leggermente gli incentivi all'efficienza, dall'altro assicura un migliore allineamento tra prezzi e costi (Church and Ware, 2000). Gli investimenti digitali in *smart grids* risultano, inoltre, mediamente maggiori negli Stati che utilizzano una regolazione ibrida (Cambini et al., 2016).

3.3 I primi anni di liberalizzazione: criticità e nuove sfide

Nel corso dei primi anni di riforme di liberalizzazione si sono evidenziati alcuni problemi direttamente legati ai regimi regolatori adottati. In particolare, i guadagni di efficienza nel breve periodo sono risultati molto contenuti e i benefici di lungo periodo, sebbene teoricamente rilevanti, sono stati rallentati per le difficoltà di implementazione pratica. Gli incentivi per gli investimenti, soprattutto quelli nella rete di trasmissione, si sono rivelati inadeguati, poiché le entrate generate dal mercato dell'energia non sono state sempre sufficienti per coprire i costi di capitale. Per il successo della ristrutturazione, i benefici a lungo termine derivati da decisioni di investimento efficienti dovrebbero invece superare i costi generati nel breve periodo dal potere di mercato. Nonostante una delle motivazioni principali a supporto della separazione verticale fosse ridurre sensibilmente il potere di mercato degli operatori, infatti, ciò non si è realizzato nel settore della generazione, a causa della domanda inelastica e delle congestioni della rete che hanno accresciuto l'importanza dei generatori locali. Nei periodi di picco, per esempio, anche un piccolo produttore può acquisire un ruolo cruciale per garantire la sicurezza elettrica, e può quindi richiedere un prezzo molto elevato per l'erogazione dell'energia (Borenstein and Bushnell, 2000). Il mantenimento di tariffe al dettaglio fisse, fortemente disaccoppiate dai prezzi variabili dei mercati all'ingrosso, è stato inoltre uno dei principali freni alla modernizzazione dell'ambiente

normativo, poiché esse non sono in grado di incentivare i consumatori a modificare il consumo nei periodi di picco. Allo stesso tempo, la mancanza di trasparenza dei dati relativi a costi, sussidi e tariffe dei mercati regionali ha ulteriormente rallentato il progresso regolatorio. Questi fattori hanno determinato una maggiore volatilità dei prezzi all'ingrosso e un aumento dei costi totali di sistema, che si sarebbero potuti limitare con l'adozione di tariffe dinamiche (Borenstein and Bushnell, 2000; Jamasb and Pollitt, 2005).

Nel frattempo, il sistema energetico stava iniziando ad affrontare le sfide che sono oggi diventate i pilastri della sua modernizzazione, ossia la diffusione della generazione distribuita (DG), l'implementazione degli strumenti digitali e delle reti intelligenti, l'elettrificazione dei consumi e l'integrazione delle fonti rinnovabili.

La regolazione adottata nel periodo post-liberalizzazione si è rivelata inadeguata per sostenere il passaggio verso un sistema energetico più integrato. Operando in compartimenti stagni e focalizzandosi in modo sproporzionato sull'elettricità, essa ignora le sinergie esistenti tra i settori, complicando l'adozione di tecnologie di accumulo e di conversione. Un ulteriore ostacolo per queste ultime è rappresentato dal *double charging*, cioè la doppia imposizione degli oneri di rete e delle tasse sulle tecnologie di conversione, che rende più costosa la catena del valore dell'ESI. Gli strumenti focalizzati sull'efficienza e sul *pass-through* del CAPEX tendono inoltre a incentivare il rinforzo tradizionale della rete, caratterizzato da alti costi di capitale che sono remunerati con un alto tasso di rendimento e recuperati interamente grazie alle tariffe. In questo modo le soluzioni più flessibili, efficienti e integrate, che richiedono più spese OPEX che non rientrano nella base tariffaria e non generano alcun rendimento per l'operatore, risultano quindi penalizzate. Un sistema tariffario più adeguato alle esigenze di integrazione prevede invece tariffe dinamiche basate sul tempo di utilizzo (ToU), per orientare la domanda verso le ore a maggiore produzione di energia rinnovabile, e *cost-reflective*, cioè che riflettono i costi e forniscono segnali di prezzo adeguati per permettere ai vari attori di modulare al meglio domanda e offerta. Le tariffe dovrebbero inoltre essere basate sulla capacità, per favorire l'efficienza complessiva della rete grazie a una migliore allocazione dei costi fissi ai consumatori e a un minore rischio di sussidiatazione incrociata tra diverse categorie di utenti, rispetto alle tradizionali tariffe volumetriche (Cambini et al., 2020a; Cambini et al., 2020b; Eurelectric, 2021). I segnali di prezzo dovrebbero inoltre guidare i clienti verso la scelta dell'opzione di decarbonizzazione più efficiente ed economica, considerando ogni vettore energetico. Tuttavia, erano allora e sono tuttora frequenti i sussidi per i combustibili fossili e l'imposizione di tasse superiori sull'energia elettrica rispetto a carbone e gas (European Commission, 2020a).

Un punto cardine dell'ESI è rappresentato dalla generazione distribuita (DG). Sebbene comporti benefici al sistema, essa genera al tempo stesso nuovi costi e complessità operative per gli operatori di distribuzione. In particolare, l'incentivo all'espansione della base patrimoniale presente nel regime RoR rende i DSO avversi alla DG, che può sostituire alcuni loro investimenti

nella rete. La spinta alla riduzione dei costi e la gestione separata di CAPEX e OPEX nella regolazione a incentivi può invece rendere gli investimenti in CAPEX più appetibili per gli operatori rispetto a soluzioni più innovative come la DG (Bauknecht and Brunekreeft, 2008). Un'altra grande sfida regolatoria che riguarda la DG è indubbiamente il rispetto del principio fondamentale della causalità dei costi, tale per cui le tariffe devono garantire che ogni utente paghi i costi che causa al sistema. Questo è però complicato dalla dipendenza dell'impatto della DG dal momento e dal luogo dell'iniezione o del prelievo di energia. Per rispondere alle nuove esigenze indotte dalla DG sono state utilizzate due tipologie di tariffe di rete in particolare: le tariffe *Use-of-System* (UoS) e gli oneri di connessione. Le prime sono tipicamente basate sul consumo di energia e coprono i costi operativi e di investimento nella rete. La loro applicazione al consumo netto (calcolato sottraendo l'energia iniettata a quella prelevata) comporta però un fenomeno di sussidiazione incrociata, tale per cui i *consumer* puri sostengono una quota sproporzionata dei costi fissi della rete, che continua a essere utilizzata anche dagli emergenti *prosumer*, i quali dovrebbero pagare i costi derivati dalle loro iniezioni in rete. Per rispondere a questa criticità le tariffe ottimali dovrebbero allora essere differenziate nel tempo (per riflettere la variabilità dei costi di congestione) e nello spazio (per includere correttamente il costo del rinforzo della rete, profondamente diverso in ogni zona specifica). Gli oneri di connessione sono invece tariffe che coprono i costi di installazione e di connessione alla rete per un utente specifico. Essi sono detti "superficiali" se l'utente paga solo il costo della connessione fisica, o "profondi", se paga anche per tutti i costi di rinforzo della rete provocati dall'impianto. Gli oneri di connessione dovrebbero rispecchiare i costi generati dalla nuova installazione e comprendere eventualmente segnali di prezzo spaziali per incentivare investimenti in DG nelle aree in cui la rete ne trae i maggiori benefici. Come ulteriore incentivo per i DSO è possibile trasferire i costi della DG ai consumatori interamente (*full cost pass-through*) o parzialmente, adottare un *driver* di ricavo legato al volume, inserire incentivi per la qualità del servizio e l'innovazione, o utilizzare formati ibridi più sofisticati. In questo modo si vuole massimizzare l'efficienza e incentivare gli operatori ad allinearsi agli obiettivi climatici, che richiedono una crescente penetrazione di DG (de Joode et al., 2010; Bauknecht and Brunekreeft, 2008; Cossent et al., 2009).

Nei capitoli precedenti sono già stati dibattuti il legame tra l'ESI e gli investimenti digitali da parte dei DSO e l'importanza di questi nel contesto della transizione energetica. Tuttavia, gli operatori hanno spesso denunciato scarsi incentivi alle spese in R&D e, più in generale, un ambiente normativo poco fertile per l'innovazione (Cambini et al., 2016). Rispetto agli investimenti nella rete tradizionali, quelli digitali hanno alcune caratteristiche che li rendono più complessi da regolare, come la minore vita utile, la scarsa standardizzazione e la difficoltà di stabilire *benchmark* per determinare incentivi (Llorca et al., 2024b). Gli investimenti in *smart grids* sono inoltre caratterizzati da spese di CAPEX iniziali ed elevati OPEX ricorrenti nel medio-lungo termine per l'operatività e l'aggiornamento delle tecnologie. La regolazione tradizionale, sotto questo punto

di vista, non garantiva un recupero dei costi di investimento tempestivo, adeguato al profilo di rischio delle tecnologie innovative e accompagnato da incentivi specifici per l'innovazione (Müller, 2011). I regimi regolatori di allora inducevano il cosiddetto *CAPEX-bias*, ossia una distorsione verso le spese in conto capitale rispetto a quelle operative, anche nei casi in cui queste ultime fossero più efficienti. Una delle motivazioni principali che originano questo fenomeno è il rischio OPEX, ossia il rischio aggiuntivo che deriva dall'utilizzare OPEX invece che CAPEX all'interno di un sistema regolato. Mentre il CAPEX viene remunerato tramite un rendimento regolato, l'OPEX non ottiene alcuna remunerazione al di là del recupero dei costi. I costi operativi, inoltre, sono tendenzialmente più incerti e variabili rispetto a quelli di capitale. Ciò significa che un aumento di OPEX imprevisto non può essere trasferito all'interno della tariffa fino al successivo periodo regolatorio, scaricando sull'impresa il rischio di variazioni inattese. Per esempio, nel caso di incertezza tra manutenzione (OPEX) e sostituzione di un macchinario (CAPEX), il *CAPEX-bias* induce a propendere per la sostituzione. Infatti, la spesa per il nuovo macchinario è un costo certo, che viene recuperato e sul quale si ottiene anche una remunerazione regolata. Le sole spese operative di manutenzione non generano invece alcuna remunerazione e, se impreviste, non permetterebbero il trasferimento immediato in tariffa dei costi per via del *regulatory lag*. Questo dimostra che all'aumentare dell'utilizzo di OPEX cresce il rischio che l'impresa non riesca a recuperare velocemente i suoi costi variabili e, di conseguenza, aumenta il costo del capitale da essa sostenuto (Brunekreeft and Rammerstorfer, 2020). Dal momento che il rendimento riconosciuto dal regolatore rimane fisso indipendentemente dal rischio, la sostituzione di OPEX con CAPEX risulta non solo più sicura, ma anche economicamente conveniente, nonostante spesso le soluzioni *OPEX-based*, come quelle digitali, portino a un utilizzo più efficiente degli *asset* di rete (Brunekreeft and Rammerstorfer, 2020; Nykamp et al., 2012). La regolazione ha allora dovuto evolversi in modo tale da favorire lo sviluppo della piena potenzialità della digitalizzazione applicata alla rete, consentendo la sostituzione di CAPEX con OPEX e quindi un risparmio sugli investimenti in capacità fisica, e facilitando l'applicazione di soluzioni di flessibilità lato domanda. I punti cardine delle strategie di regolazione moderne diventano allora la promozione dell'innovazione, del ruolo attivo dei consumatori all'interno della rete e dell'integrazione di soluzioni digitali, flessibili e integrate (Bergaentzlé, 2024). Con l'obiettivo di migliorare le criticità dei regimi regolatori tradizionali sono allora state sviluppate le regolazioni *output-based* e TOTEX.

3.4 Approccio TOTEX

Per rispondere al problema del *CAPEX-bias*, uno degli strumenti regolatori più efficaci è senza dubbio l'approccio TOTEX, adottato con successo per esempio nel Regno Unito, grazie ai modelli RIIO-1 e RIIO-2. Il TOTEX è un meccanismo di regolazione dei ricavi consentiti che tratta CAPEX e OPEX in modo neutrale, basandosi sul costo totale ammesso senza distinguere tra costi di

capitale e operativi ai fini della remunerazione. In questo modo gli operatori risultano incentivati a scegliere le soluzioni più efficienti per raggiungere gli *output* richiesti e non sono più penalizzati in caso di investimenti innovativi. In linea di massima, il regolatore determina la *baseline* dei costi ammessi sulla base di un *business plan* fornito dall'operatore, che è incentivato a presentare stime realistiche e non gonfiate per via, ad esempio, dell'utilizzo di una matrice (matrice IQI) che confronta le spese previste dall'impresa e le stime del regolatore utilizzate come *benchmark* efficiente, applicando premi e penalità in base alla qualità delle informazioni fornite. Il quadro viene completato da ulteriori incentivi legati agli *output*, all'efficienza e all'innovazione e dal monitoraggio periodico dell'avanzamento degli investimenti rispetto al *business plan* (Bovera et al., 2020; Müller, 2011; Jamasb, 2020). Si sottolinea, comunque, che l'approccio TOTEX non implica necessariamente l'abbandono dei regimi precedentemente utilizzati, i quali vengono invece solitamente integrati con esso.

Jenkins e Pérez-Arriaga propongono un modello innovativo *TOTEX-based* per superare le sfide regolatorie tradizionali, tramite quattro elementi fondamentali. Innanzitutto, l'utilizzo di un *Reference Network Model* (RNM) determina la configurazione ottimale della rete e fornisce una stima *ex-ante* delle spese totali (TOTEX) necessarie per minimizzare i costi di rete e per rispettare i vincoli di qualità del servizio. Dopodiché, un menù di contratti esplicita una serie di fattori di condivisione del profitto basati sul rapporto tra i TOTEX stimati dall'operatore e dal regolatore. L'impresa ottiene profitti tanto maggiori quanto più la spesa effettiva corrisponde alle proprie stime. Al fine di uguagliare gli incentivi legati a OPEX e CAPEX, il regolatore determina inoltre *ex-ante* la capitalizzazione di una quota fissa del TOTEX, chiamata *slow money*, nel valore patrimoniale regolato (RAV). La porzione restante, detta *fast money*, è invece interamente conteggiata come spesa annuale. In questo modo la quota di TOTEX capitalizzata non dipende dalla suddivisione dei costi tra OPEX e CAPEX e risulta quindi incentivato l'utilizzo della soluzione globalmente più efficiente. Infine, per correggere la *baseline* del TOTEX in seguito a deviazioni dalla previsione, vengono adottati dei fattori di aggiustamento automatico, i cosiddetti *delta factors*. In questo modello, il ricavo consentito è calcolato *ex-ante* per ogni anno come la somma di *fast money*, ammortamento annuale, costo del capitale e *bonus* di reddito aggiuntivo legato al menù di contratti. Annualmente si verifica anche un procedimento *ex-post*, che include l'aggiustamento della *baseline* con l'utilizzo dei *delta factors*, ottenendo la *adjusted baseline* del TOTEX, il confronto di quest'ultima con la spesa TOTEX realizzata e il calcolo dell'incentivo all'efficienza (Jenkins and Pérez-Arriaga, 2015).

Una variazione dell'approccio TOTEX è il FOCS (*Fixed-OPEX-CAPEX-Share*). In questo caso il regolatore stabilisce un livello di TOTEX efficiente, che viene ripartito tramite un "tasso di capitalizzazione" prestabilito in quasi-CAPEX e quasi-OPEX. Il quasi-CAPEX entra all'interno della base patrimoniale regolata e genera ammortamento, mentre il quasi-OPEX viene speso direttamente in conto economico. Anche in questo caso, essendo il tasso di capitalizzazione

predeterminato, la remunerazione non si basa sulla distinzione della natura delle spese effettive e quindi l'impresa non subisce la distorsione del *CAPEX-bias*. Il metodo FOCS introduce un incentivo dinamico all'efficienza in caso di spesa inferiore al livello di TOTEX efficiente definito dal regolatore: tramite uno *share factor* si determina infatti la percentuale del risparmio ottenuto che l'operatore può trattenere. Le criticità del modello FOCS sono legate alla difficoltà di determinare il tasso di capitalizzazione ottimale per azzerare il *CAPEX-bias*, assicurando al tempo stesso la neutralità tecnologica (von Bebenburg et al., 2023; Brunekreeft and Rammerstorfer, 2020).

Uno strumento alternativo per affrontare il *CAPEX-bias* è l'*OPEX Mark-up*, che consiste nell'aumento della redditività dell'OPEX e nella conseguente riduzione complementare di quella del CAPEX. Il regolatore stabilisce allora la maggiorazione riconosciuta sull'OPEX e il nuovo tasso di remunerazione del CAPEX, in modo tale che il *bonus* sull'OPEX corrisponda alla riduzione di rischio determinata dalla scelta dell'OPEX rispetto al CAPEX. Tuttavia, sebbene questo modello sia teoricamente molto ben strutturato, a livello pratico richiede la conoscenza di fattori che nessun regolatore reale può conoscere. La determinazione dei parametri chiave richiede quindi un processo di *trial and error* che può comportare più costi che benefici (Brunekreeft and Rammerstorfer, 2020).

3.5 Regolazione *output-based*, *innovation stimuli*, *regulatory sandboxes* e regolazioni pilota

Per evitare distorsioni sulla natura dei costi, una valida opzione può essere quella di lasciare all'impresa la libertà di scelta tra investimenti CAPEX e spese OPEX, fissando obiettivi legati agli *output* (tra cui innovazione, sostenibilità e qualità del servizio), allontanandosi così da una regolazione *input-based* focalizzata sull'efficienza. Gli incentivi e le penalità vengono in questo caso stabiliti in base alle *performance* ottenute. In particolare, per quanto riguarda gli incentivi per la qualità del servizio, vengono spesso utilizzati *standard* internazionali come il SAIDI e il SAIFI, che misurano la durata e la frequenza medie delle interruzioni per ogni utente. Il regolatore definisce determinati obiettivi per i due indicatori e, confrontando questi con le *performance* effettive dell'impresa si determina l'aggiustamento dei ricavi. Altri obiettivi possono essere fissati sulla base della qualità commerciale: utilizzando metriche legate per esempio ai tempi di allaccio e riparazione si procede come nel caso precedente. Per ridurre le perdite di rete è possibile definire un livello *target* di perdite, al di sotto di cui l'operatore ottiene un beneficio economico e sopra il quale sostiene un costo (Cambini et al., 2014). Eventuali KPI legati all'innovazione sono relativi alla diffusione di *smart meters* e soluzioni di flessibilità e richiedono un'applicazione sempre maggiore negli anni a venire per favorire la digitalizzazione del sistema energetico finalizzata al raggiungimento degli obiettivi climatici. Anche gli investimenti per l'integrazione della generazione distribuita e per la ricerca e sviluppo devono essere adeguatamente incentivati a questo scopo (Bergaentzlé, 2024; de Joode et al., 2010).

Al fine di incentivare le soluzioni innovative, esiste poi un insieme di meccanismi specifici di stimolo all'innovazione (*innovation stimuli*), utilizzabili *ad hoc* per promuovere gli investimenti in R&D e in tecnologie non ancora mature, minimizzando i rischi finanziari e tecnologici. Alcuni di questi metodi prevedono l'inclusione delle spese di R&D all'interno della base di *asset* regolati dell'impresa o l'applicazione di un rendimento superiore per gli investimenti *smart* rispetto al WACC previsto dal regolatore, in modo da assorbire il maggior rischio che caratterizza l'innovazione. Alternativamente, la formula dell'aggiustamento dei ricavi prevede un'indennità aggiuntiva o ricompense specifiche legate al raggiungimento di determinati obiettivi di *performance*. Tramite il meccanismo del *cost pass-through*, invece, i costi sostenuti per l'innovazione possono essere finanziati direttamente dai consumatori tramite oneri e tariffe. Infine, è possibile implementare un sistema concorrenziale in cui vengono finanziati progetti di ricerca meritevoli, selezionati attraverso gare d'appalto. Nei casi in cui le innovazioni sono più incerte e meno osservabili gli strumenti più adeguati risultano essere i finanziamenti pubblici e il *cost pass-through*, mentre le tecnologie più mature beneficiano maggiormente dell'extra-remunerazione del capitale investito o di meccanismi *output-based* imperniati su premi e penalità. Quando gli alti costi di capitale ostacolano l'adozione di una tecnologia altrimenti vitale è anche utile l'utilizzo di prestiti a basso tasso di interesse. In ogni caso, le evidenze reali dimostrano che l'applicazione di meccanismi di stimolo all'innovazione risulta molto efficace per la promozione di investimenti in *smart grids* (Couto Ribeiro and Jamasb, 2025; Cambini et al., 2016; Cambini, 2021). In Gran Bretagna, il modello RIIO, utilizza un quadro tariffario (*Network Innovation Competition*) per la promozione di progetti di innovazione su larga scala ad alto rischio tramite un meccanismo competitivo e un altro per fornire un contributo automatico per progetti a bassa rischiosità (*Network Innovation Allowance*) (Jamasb, 2020).

Per cercare di affrontare il problema dell'allineamento della normativa con la continua evoluzione tecnologica e di *business* (il cosiddetto "problema del passo"), continuando così a stimolare l'innovazione, è anche frequente l'adozione di *regulatory sandboxes*, progetti pilota e regolazioni pilota. Essi facilitano la sperimentazione normativa e la ricerca di nuovi incentivi e soluzioni tariffarie, all'interno di un ambiente controllato e senza dover modificare il quadro regolatorio. Le *regulatory sandboxes*, in particolare, sono esenzioni temporanee dai vincoli regolatori, che consentono la sperimentazione di tecnologie innovative e degli adeguati strumenti normativi per gestirle (Bovera and Lo Schiavo, 2022; Cambini, 2021). Alcuni dei casi più rilevanti nel contesto dell'ESI riguardano le comunità energetiche, che richiedono novità nelle tariffe per via dell'introduzione della figura del *prosumer*. La sperimentazione regolatoria in questo ambito si concentra sulla definizione di regole per la condivisione dell'energia e la sua valorizzazione economica, ricercando meccanismi di incentivo in grado di rendere economicamente vantaggiosi l'autoproduzione e l'autoconsumo. Le *regulatory sandboxes* permettono quindi di testare il modo corretto di aggiustare i costi di sistema per promuovere le comunità energetiche, definendo

esenzioni o riduzioni alle tariffe per l'energia scambiata al loro interno. Anche lo sviluppo di nuovi metodi di regolazione per l'accoppiamento settoriale ha beneficiato dell'utilizzo di *regulatory sandboxes* e progetti pilota. L'integrazione dei diversi settori è ostacolata da barriere, come la già citata doppia imposizione dei costi di rete e degli oneri fiscali. L'esenzione dalle tariffe di rete per l'energia utilizzata nei sistemi di conversione è una delle sperimentazioni più diffuse in questo ambito, al fine di diffonderne lo sviluppo. Con essa, anche gli incentivi per la flessibilità sono piuttosto diffusi e vogliono definire le modalità secondo cui le tecnologie integrate possono partecipare ai mercati dei servizi ancillari e ricevere una remunerazione per il loro ruolo nella stabilizzazione e nell'affidabilità del sistema (Bovera and Lo Schiavo, 2022). Per quanto riguarda la sperimentazione a livello tariffario, invece, le tariffe di rete e i metodi per il calcolo degli oneri di sistema sono le aree più interessate. Con l'obiettivo di superare le tradizionali tariffe volumetriche, che sono basate sul volume di consumo energetico senza riflettere i costi causati dagli utenti in termini di flessibilità fornita e picchi di domanda, sono state testate tariffe dipendenti dal tempo (ToU) e altre tipologie di tariffe dinamiche. In questo modo si è valutata la capacità di formule tariffarie innovative di incentivare i consumatori a modulare consumi e generazione in base ai segnali di prezzo a essi pervenuti, migliorando l'efficienza generale della rete (Dedecca et al., 2023).

In Italia la regolazione pilota ha svolto un ruolo importante negli ultimi anni, essendo stata adottata in diversi ambiti. Una regolazione pilota applicata nel 2020 ha promosso la ricarica intelligente degli EV in luoghi privati (come abitazioni e parcheggi aziendali), permettendo la ricarica nelle ore non di punta senza richiedere un aumento di potenza al fornitore e riducendo i costi fissi. Nello stesso anno, l'AUC e le CER hanno beneficiato di tariffe incentivanti per l'energia condivisa. Nel 2017, invece, una regolazione pilota ha incentivato la flessibilità e i servizi ancillari, riducendo tra le altre cose la soglia minima di potenza per la partecipazione a questi ultimi (Gangale et al., 2023). Un progetto pilota è stato avviato nel 2010 per la realizzazione di un prototipo di *smart grid* reale e replicabile nella rete di Roma, ottenendo risultati convincenti in termini di riduzione di numero e durata delle interruzioni del servizio. Esso ha evidenziato inoltre una diminuzione delle perdite e ottime prospettive di scalabilità, nonostante il difficile coordinamento e uno sviluppo tecnologico ancora insufficiente abbiano costituito le principali limitazioni (AEEG, 2010).

Nonostante la loro grande utilità, questi strumenti normativi sono caratterizzati anche da alcune criticità, riconosciute dalle autorità regolatorie dei Paesi UE. Il principale ostacolo è l'assenza di una base giuridica in grado di conferire alle ANR i poteri necessari per avviare le sperimentazioni, direttamente seguito dalla mancanza di risorse e competenze per implementarle, gestirle e monitorarle. La preoccupazione di alterare la concorrenza, che si manifesta avvantaggiando alcune imprese, e di danneggiare i consumatori tramite le deroghe previste da questi strumenti è anche molto diffusa tra i regolatori, così come il timore che i risultati ottenuti non siano

generalizzabili. È dunque auspicabile un crescente ruolo dell'UE per la condivisione di conoscenze, strumenti e risultati, la diffusione di linee guida e l'autorizzazione alle ANR per l'avvio dei progetti di sperimentazione (Gangale et al., 2023).

3.6 Strumenti tariffari innovativi e prospettive future

All'interno dei regimi regolatori più all'avanguardia è necessario stabilire tariffe energetiche in grado di ripartire i ricavi ammessi tra le diverse categorie di utenti, stabilire quanto e quando essi devono pagare e fornire segnali di prezzo efficienti per guidare le decisioni di generazione, consumo, investimento e adozione di tecnologie flessibili. Tradizionalmente, per i clienti di piccole dimensioni erano previste tariffe volumetriche piatte, basate cioè solamente sull'energia consumata, indipendentemente dal momento della giornata, dal luogo e dalla condizione della rete. Pur essendo un modello compatibile con i contatori tradizionali, in un panorama più integrato esso rivela gravi inefficienze strutturali, come l'incapacità di riflettere i costi di rete, i quali non sono guidati dal volume complessivo del consumo, ma dai picchi di domanda (FTI Consulting, 2025). Per superare questa criticità, gli schemi tariffari si sono evoluti nel tempo, introducendo nuove tariffe statiche o dinamiche. Mentre le prime mantengono un prezzo fisso e non forniscono segnali di prezzo in tempo reale, le tariffe dinamiche variano in funzione del tempo e riflettono i costi operativi del sistema o i prezzi all'ingrosso dell'energia. Tra queste, le più diffuse sono le già citate tariffe ToU, che utilizzano prezzi variabili in base a fasce orarie predefinite, ma esistono strumenti più sofisticati, come le tariffe in tempo reale e il *critical peak pricing*, che assicurano segnali di prezzo più accurati, ma al prezzo di una maggiore complessità di calcolo e comunicazione dei prezzi in tempo reale e di un rischio superiore per i consumatori. Le tariffe *look-ahead*, meno utilizzate rispetto alle ToU, sono invece strumenti che incorporano la previsione delle future esigenze di rete per procurare segnali di prezzo puntuali agli utenti. Inoltre, se è vero che l'evoluzione delle tariffe deve adeguarsi al passo dello sviluppo tecnologico, è altrettanto vero che un'adeguata disponibilità di tecnologie innovative come *smart meters*, sistemi di gestione dell'energia e sistemi di accumulo è fondamentale per sbloccare il potenziale delle tariffe dinamiche (Zaki and Hamdy, 2022; Madsen et al., 2024).

Per quanto riguarda i sistemi di generazione da fonti rinnovabili, la regolazione può prevedere *feed-in tariffs*, per promuovere l'adozione iniziale di tecnologie innovative garantendo un prezzo *premium* ai produttori di elettricità rinnovabile, obbligando al contempo gli operatori ad acquistarla tramite un contratto a lungo termine. Similmente, i premi alla produzione consistono nella vendita di energia sul mercato *spot* con l'ottenimento di un premio in aggiunta al prezzo di mercato (Poullikkas, 2020; Cambini, 2021). I meccanismi di supporto basati su tariffe e i prestiti o le sovvenzioni governative sono invece strumenti in grado di stimolare l'investimento in dispositivi di stoccaggio domestico e tecnologie di conversione, soprattutto se accompagnati da tariffe basate sulla capacità, che premiano i *prosumer* che riducono il carico di picco tramite

l'accumulo (Cambini et al., 2020a). Per incentivare ulteriormente l'ESI alcune revisioni regolatorie possono prevedere esenzioni o riduzioni tariffarie mirate per le tecnologie di interfaccia tra settori diversi, incentivi o regimi agevolati per l'accumulo e un quadro normativo in grado di riconoscere e premiare i benefici apportati dagli *asset* integrati al sistema (Cambini et al., 2020b). Tasse dinamiche, cioè variabili in base all'intensità di carbonio della fornitura, possono inoltre essere applicate al fine di incentivare l'utilizzo flessibile dell'energia (Madsen et al., 2024).

Un ulteriore meccanismo tariffario piuttosto diffuso è il *net metering*, nel quale l'energia immessa nella rete viene compensata con quella prelevata, in modo tale che il *prosumer* ottenga un credito se immette più energia di quanta ne preleva e paghi solo la differenza in caso contrario. Pur essendo semplice, a basso costo e facilmente amministrabile, il *net metering* non riflette però il costo marginale di lungo periodo dei servizi di rete causato o evitato dai *prosumer*, portando così al già citato fenomeno di sussidiazione incrociata tale per cui i clienti *consumer* puri sostengono una quota troppo elevata dei costi fissi di rete. Per risolvere il problema e garantire che i *prosumer* paghino una quota più corretta dei costi che la loro connessione comporta per i DSO, è possibile utilizzare una struttura tariffaria multi-parte, composta da due componenti chiave. La prima è fissa e basata sulla capacità e consiste in una quota fissa periodica che viene calcolata in relazione alla capacità installata dal *prosumer*, al fine di recuperare i costi fissi imposti dalla DG ai DSO. In questo modo gli utenti sono incentivati a dimensionare correttamente l'impianto in base al proprio consumo, senza eccedere in modo inefficiente. La seconda componente è variabile e auspicabilmente differenziata nel tempo tramite tariffe ToU, al fine di incentivare i *prosumer* a modulare i consumi in base a segnali di prezzo periodici, e viene pagata in base all'energia netta prelevata dalla rete (Cambini and Soroush, 2019). In generale, si riscontra che il disaccoppiamento dei ricavi degli operatori di rete dal consumo energetico è fondamentale per garantire la redditività dei DSO, che subirebbero altrimenti una riduzione dei ricavi dovuta all'aumento di efficienza del sistema e all'autoconsumo dei *prosumer*. Per la regolazione nell'ottica dell'ESI è anche rilevante l'applicazione di un prezzo del carbonio uniforme tra i settori energetici, come gas, elettricità e riscaldamento, al fine di consentire decisioni di investimento che riflettano correttamente i costi e i benefici ambientali (Cambini et al., 2020a).

Oltre agli aspetti tariffari citati finora, in prospettiva futura sarà necessario continuare a effettuare i cosiddetti "investimenti anticipatori". Essi sono investimenti infrastrutturali nelle reti energetiche realizzati prima che si manifestino i bisogni effettivi di utilizzo, con l'obiettivo di preparare la rete agli sviluppi futuri in termini di integrazione, flessibilità ed elettrificazione dei consumi e accettando un grado di rischio superiore. L'attesa della manifestazione della domanda potrebbe infatti causare congestioni, ritardi di connessione, costi socio-economici e *curtailment* delle rinnovabili. Il quadro regolatorio è quindi chiamato a bilanciare il rischio maggiore insito in questi investimenti con la tutela dell'accessibilità economica delle tariffe per i consumatori. La tendenza attuale è quella di adeguare gli strumenti normativi attualmente esistenti, senza creare

tariffe *ad hoc* per gli investimenti anticipatori, principalmente mediante l’inserimento degli *asset* nella base di *asset* regolati e l’utilizzo del TOTEX. Per evitare l’insorgere di distorsioni e incoerenze negli incentivi sono comunque necessari un monitoraggio continuo e adeguamenti progressivi, per internalizzare i benefici socio-economici degli investimenti anticipatori, che se ritardati comporterebbero un costo superiore rispetto all’onere inizialmente sostenuto dagli utenti (ACER-CEER, 2024b).

In conclusione, nel corso degli ultimi decenni, a partire dalle riforme di liberalizzazione, il settore energetico ha vissuto una grande evoluzione regolatoria, caratterizzata da continua ricerca e sperimentazione pratica di un elevato numero di meccanismi su scala globale, al fine di adeguarsi ai rapidi cambiamenti che hanno interessato i mercati e le tecnologie dell’energia. Indipendentemente dallo strumento specifico, alcuni aspetti sono fondamentali per continuare a migliorare la regolazione nel contesto dell’ESI. *In primis*, è sempre più importante considerare la tariffazione non solo nell’ottica del recupero dei costi, ma anche per orientare il comportamento degli attori coinvolti, promuovendo la flessibilità e l’efficienza complessiva del sistema. Le tariffe, supportate da tecnologie innovative, dovranno essere prevalentemente dinamiche, granulari nel tempo e nello spazio e basate sulla capacità, per riflettere adeguatamente i costi di rete e fornire correttamente i segnali di prezzo. In questo modo sarà possibile assicurare l’equità della regolazione, evitando ingiusti fenomeni di sussidiazione incrociata, diffondere l’adozione delle tecnologie innovative e indirizzarne i carichi verso modalità di utilizzo compatibili con le condizioni locali della rete (Morell-Dameto et al., 2024). Le tariffe dovranno inoltre essere tempestivamente migliorate nel corso degli anni per restare al passo con lo sviluppo tecnologico ed essere accompagnate da meccanismi di coordinamento e monitoraggio all’avanguardia. Nel processo di evoluzione, la regolazione deve infine evitare di diventare eccessivamente complessa, mantenendo invece le prerogative di accettabilità sociale e tutela dei consumatori vulnerabili, all’interno di un sistema energetico sempre più integrato, flessibile e interconnesso.

4. La regolazione italiana delle reti energetiche: dalla liberalizzazione al modello ROSS

Nel corso degli ultimi tre decenni, la regolazione italiana delle reti energetiche ha vissuto un'evoluzione senza precedenti, all'interno di un contesto di progressiva trasformazione dei settori di elettricità e gas. Negli anni '90 è stato allora avviato un processo di liberalizzazione delle reti, che si è sviluppato nel tempo per rispondere in maniera adeguata e innovativa ai cambiamenti tecnologici, climatici e di mercato. Nella fase iniziale la regolazione si è concentrata principalmente sulla garanzia del recupero dei costi e sulla promozione dell'efficienza operativa degli operatori, tramite un quadro normativo basato sul *Price-Cap*, sulla remunerazione della RAB e sul progressivo inserimento e rafforzamento degli incentivi alla qualità del servizio. Tale modello tradizionale ha però mostrato limiti strutturali rilevanti, palesati dai crescenti fenomeni di aumento della generazione distribuita, diffusione delle fonti rinnovabili intermittenti ed elettrificazione dei consumi. Di conseguenza, per promuovere adeguatamente l'innovazione, supportare l'integrazione del sistema e rimuovere gli ostacoli all'adozione di decisioni ottimali di composizione della spesa, il modello di regolazione italiano si è evoluto verso forme più moderne, risultando oggi uno dei sistemi regolatori più avanzati in Europa. Prendendo ispirazione dal regolatore britannico, individuato come riferimento a livello internazionale per l'innovatività delle sue soluzioni in risposta alle necessità emergenti, sono stati gradualmente introdotti elementi di regolazione basata sugli *output* e sul TOTEX, nonché meccanismi di incentivo più coerenti con gli obiettivi di lungo periodo del sistema. Questo processo evolutivo ha condotto all'introduzione del modello ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio) nel 2024, nella sua versione ROSS-Base per tutti gli operatori e nella versione ROSS-Integrale per gli operatori di maggiori dimensioni.

Il presente capitolo approfondisce l'evoluzione regolatoria italiana dal modello tradizionale introdotto nel periodo di liberalizzazione delle reti fino alla recente introduzione del ROSS, confrontando quest'ultimo con il quadro regolatorio inglese di riferimento. Le fasi del processo evolutivo vengono dettagliate in ordine cronologico, facendo riferimento diretto ad alcuni provvedimenti chiave assunti dall'Autorità di regolazione italiana nel periodo.

4.1 Periodo 1998-2003: avvio della regolazione tradizionale

L'Autorità indipendente italiana per la regolazione dei settori di energia elettrica e gas, oggi ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), è stata istituita nel novembre del 1995. Allora chiamata AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas), essa aveva l'obiettivo di promuovere la concorrenza nei suddetti settori, tutelare i consumatori e garantire l'efficienza delle industrie di rete e dell'intero sistema energetico. Gli anni immediatamente successivi sono stati caratterizzati da riforme che hanno rivoluzionato il panorama normativo dell'energia, a partire

dal recepimento delle direttive europee in materia di liberalizzazione dei mercati energetici. In questo modo è stata avviata la transizione da un modello di monopolio pubblico verticalmente integrato, rappresentato da ENEL per l'elettricità e SNAM per il gas, a un contesto caratterizzato da un lato dalla regolazione tariffaria per i segmenti di trasmissione e distribuzione e dall'altro da un regime concorrenziale per quanto riguarda generazione e vendita.

Relativamente al settore elettrico, il Decreto Bersani del 1999 ha introdotto la separazione societaria e contabile, riservando la gestione dell'attività di trasmissione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), le cui competenze sarebbero poi confluite in Terna, l'operatore monopolista per la trasmissione elettrica dal 2005. Per la distribuzione, il decreto ha previsto il rilascio di concessioni locali ai fornitori del servizio, da allora distinti chiaramente dal gestore della rete. Mentre il gestore è il DSO, che possiede e gestisce l'infrastruttura fisica in un regime di monopolio naturale, i fornitori sono quelle società, in contesto di concorrenza, con cui il consumatore firma il contratto e a cui paga la bolletta (D.Lgs. 79/1999; AEEG, Relazione annuale 2000). Nel settore del gas naturale è invece stato il Decreto Letta del 2000 a stabilire trasporto, distribuzione e stoccaggio come attività regolate (D.Lgs. 164/2000). In questo contesto, la separazione societaria e contabile risulta fondamentale per evitare che i ricavi certi dei segmenti monopolistici possano sussidiare il segmento di vendita.

Il primo regime tariffario per la regolazione del settore elettrico risale al 1999, quando con la Delibera 204/99 è stata introdotta la metodologia *Price-Cap* per la determinazione dei ricavi ammessi. Prevedendo che i costi potessero variare annualmente secondo la formula $RPI - X$, con X inizialmente fissata al 4%, si è cercato di stimolare l'efficienza operativa e quindi la riduzione dell'OPEX grazie alla possibilità di trattenere gli extra-profitti derivati dal taglio dei costi più velocemente rispetto al fattore X . Tra il 2000 e il 2003 si è infatti assistito a una riduzione annua dei costi operativi per i principali operatori di distribuzione compresa tra il 3 e il 5%. Per quanto riguarda il CAPEX, è stato stabilito nella delibera il criterio per il calcolo della RAB, mentre il WACC è stato fissato al 7% reale ante-imposte per la distribuzione e al 5,6% per la trasmissione (AEEG, 1999b; AEEG, Relazione annuale, 2001), in un regime *RAB-based* assimilabile a un *Cost-Plus*. I risultati ottenuti dall'applicazione di questa delibera per il triennio 2000-2003 rivelano la diminuzione del 10% della componente della tariffa relativa alla distribuzione e un calo complessivo delle tariffe del 2,6% tra il 2003 e il 2004, mostrando gli impatti positivi sugli utenti del miglioramento dell'efficienza delle imprese (AEEG, Relazione annuale 2004).

La regolazione del gas è stata introdotta tramite la Delibera 237/00, che, nonostante le differenze con il settore elettrico, ha definito anche in questa circostanza un meccanismo *Price-Cap*. Il settore del gas prevedeva infatti le complessità aggiuntive dei flussi in entrata dall'estero e dello stoccaggio ed era necessario evitare che il regime regolatorio frenasse le importazioni o scoraggiasse il mantenimento di riserve di sicurezza. Per riflettere il maggiore rischio di questo settore rispetto a quello dell'elettricità, legato al commercio su scala internazionale, alla specificità

degli *asset* che ne limita fortemente la riconversione per altri usi, agli elevati capitali coinvolti e ai lunghi tempi di ritorno per gli investimenti, e non scoraggiare quindi questi ultimi, la Delibera 120/01 ha fissato il WACC reale ante-imposte al 7,94% per il trasporto. I criteri per il calcolo della RAB non risultavano inoltre omogenei con quelli del settore elettrico, a testimonianza di una regolazione compartimentata e ancora lontana dall'integrazione (AEEG, 2000; AEEG, 2001; AEEG, Relazione annuale 2002). Tale Delibera 120/01 ha ulteriormente dettagliato la regolazione del gas, rendendola, di fatto, operativa. Essa ha definito i criteri di calcolo del nuovo modello tariffario di tipo *entry-exit*. Mentre il modello precedente, *point-to-point*, si basava sulla distanza percorsa dal gas nei tubi, penalizzando la lontananza dai punti di importazione, questo metodo prevede il pagamento di tariffe separate per l'immissione e il prelievo del gas, indipendentemente dalla distanza, semplificando il commercio e permettendo la nascita di un mercato del gas. Similmente alla regolazione per l'energia elettrica, l'ammontare recuperabile con le tariffe era definito tramite una copertura dell'OPEX, soggetto a *Price-Cap*, incentivando l'efficienza, e una remunerazione del CAPEX secondo il modello *Cost-Plus* (AEEG, 2001). Questa regolazione ha condotto a una notevole espansione degli investimenti e quindi della RAB, per via della remunerazione aggiuntiva riconosciuta sul CAPEX rispetto all'OPEX. Essa ha anche favorito la trasparenza e la non-discriminazione nell'accesso alla rete gas, oltre ad aver comportato una diminuzione delle tariffe per il settore del gas del 3,6% tra il 2003 e il 2004 (AEEG, Relazione annuale 2002; AEEG, Relazione annuale 2003).

Come descritto nel capitolo 3, un potenziale rischio del regime *Price-Cap* è rappresentato dalla tendenza delle imprese alla riduzione delle spese di manutenzione, per massimizzare il proprio profitto sotto il vincolo dell'efficienza dei costi. Per questo motivo, la Delibera 128/99 ha introdotto indicatori di qualità del servizio tuttora utilizzati dall'Autorità di regolazione, cioè i già citati SAIDI e SAIFI, per il monitoraggio rispettivamente della durata media delle interruzioni e della loro frequenza media. Tra il 2001 e il 2003, per esempio, il SAIDI, grazie al sistema di penalità e ricompense introdotto da questa normativa, è stato ridotto di circa il 20% (AEEG, 1999a; AEEG, Relazione annuale 2002; AEEG, Relazione annuale 2004).

In sintesi, il sistema di regolazione inizialmente in vigore era ancora di natura *input-based* e prevedeva un meccanismo di tipo *Price-Cap* per l'OPEX e un regime *Cost-Plus* per il CAPEX, in modo da incentivare al tempo stesso l'efficienza e gli investimenti in capitale fisico, con strumenti specifici per evitare riduzioni di qualità di servizio. La remunerazione assicurata per il CAPEX legata alla disomogeneità nel trattamento di spese operative e di capitale, ha tuttavia finito per incentivare gli operatori a preferire gli investimenti convenzionali in *asset* fisici a discapito dell'innovazione tecnologico-gestionale. La frammentazione regolatoria, dovuta all'alto numero di provvedimenti separati, ha inoltre ostacolato il monitoraggio, il coordinamento tra i diversi attori e l'integrazione dei settori.

4.2 Periodo 2004-2011: maturazione e consolidamento della regolazione

Nel secondo (2004-2007) e nel terzo periodo regolatorio (2008-2011), si assiste alla stabilizzazione e alla sistematizzazione delle norme per i settori dell'elettricità e del gas, tramite i cosiddetti "testi integrati", per assicurare certezza normativa e favorire gli investimenti, risolvendo così il suddetto problema della frammentazione dei provvedimenti. Nel settore elettrico, la Delibera 5/04 ha consolidato la regolazione precedentemente introdotta per i segmenti di trasmissione e distribuzione, definendo in maniera più chiara i criteri di determinazione dei ricavi ammissibili, basati sulla copertura dell'OPEX, soggetto a *Price-Cap*, e sulla remunerazione della RAB tramite un WACC reale ante-imposte. In questo periodo, il fattore di produttività del *Price-Cap* è stato differenziato tra le varie attività (per esempio, per la distribuzione si è utilizzato un valore del 3,5%) (AEEG, 2004a; AEEG, Relazione annuale 2005). La Delibera 348/07, che introduce il terzo periodo regolatorio, separa la regolazione della rete di trasmissione da quella della distribuzione e fissa inizialmente il WACC al 7% reale ante-imposte per il settore di distribuzione e al 6,9% per la trasmissione, valori attrattivi per il mercato dei capitali. Il quadro definito ha comportato un sensibile aumento degli investimenti, che nel segmento della distribuzione sono stati ogni anno elevati e stabili nell'orizzonte 2004-2011, riflettendosi in un incremento progressivo della RAB, nel miglioramento della qualità del servizio e in minori perdite di rete (AEEG, 2007b; AEEG, Relazioni annuali 2006, 2008, 2012). Nello stesso periodo, i principali operatori hanno continuato a ridurre i propri costi operativi, grazie al meccanismo *Price-Cap*, mentre le tariffe di distribuzione si mantengono pressoché stabili, con lievi riduzioni nei primi anni e una leggera crescita nel finale (AEEG, Relazioni annuali 2005, 2008, 2010, 2012). Il sistema di premi e penalità legato alla qualità dei servizi elettrici, invece, è stato ulteriormente affinato e formalizzato rispetto al primo periodo regolatorio con la Delibera 333/07, rendendo la regolazione della qualità del servizio un vero e proprio meccanismo *output-based*, che avrebbe aperto la strada a una diffusione più ampia del metodo nel settore energetico italiano. L'efficacia delle misure è testimoniata dalla riduzione del SAIDI di un ulteriore 50% circa tra il 2003 e il 2011 (AEEG, 2007a; AEEG, Relazione annuale 2012). Per quanto riguarda il settore del gas naturale, il consolidamento delle normative frammentarie che hanno caratterizzato il primo periodo nel segmento della distribuzione si è concretizzato nella Delibera 170/04, che regola la distribuzione del gas, e nelle Delibere 168/04 e 120/08, relative alla qualità del servizio di distribuzione. La Delibera 170/04 ha definito il sistema tariffario *RAB-based* con *Price-Cap* sugli OPEX, utilizzando un WACC reale ante-imposte per la distribuzione del 7,5%, mentre la 168/04 ha unificato gli *standard* di sicurezza e commerciali tramite l'introduzione di indennizzi automatici. La Delibera 120/08, che inaugura il terzo periodo regolatorio, ha inasprito gli obblighi sulla sicurezza di rete e potenziato gli incentivi per la ricerca delle dispersioni, separando nettamente la regolazione della qualità da quella tariffaria (AEEG, 2004b; AEEG, 2004c; AEEG, 2008; AEEG, Relazione annuale 2012). Nel segmento del trasporto, per il secondo periodo regolatorio (avviato invece nel 2006) e il terzo (con inizio nel 2010), la Delibera 166/05 e la Delibera

184/09 hanno introdotto incentivi specifici per il potenziamento della capacità di trasporto nei punti di entrata nazionali e per l'incremento della capacità di stoccaggio. Esse hanno inoltre rifinito il già introdotto modello *entry-exit*, garantendo il recupero dei costi operativi mediante *Price-Cap* e una remunerazione della RAB tramite un WACC, fissato inizialmente al 7,1% reale ante-imposte nel segmento del trasporto (AEEG, 2005; AEEG, 2009). Anche in questo caso il quadro regolatorio ha favorito l'aumento delle spese di capitale, soprattutto nei settori di distribuzione, trasporto e stoccaggio, comportando un aumento della sicurezza degli approvvigionamenti e della qualità di servizio. Le tariffe nel settore del gas hanno invece visto una riduzione moderata nella prima parte del periodo per poi successivamente stabilizzarsi (AEEG, Relazioni annuali 2010, 2012).

La regolazione adottata nel periodo 2004-2011 ha presentato alcuni punti di forza, ma anche delle lacune importanti. Da un lato, essa ha consolidato e sistematizzato i provvedimenti precedenti, permettendo una grande espansione della RAB (gli investimenti annui nella rete di trasmissione nazionale sono all'incirca raddoppiati nell'orizzonte di riferimento) e un notevole aumento della resilienza della rete (grazie alla regolazione della qualità di servizio). Dall'altro, però, accanto al risaputo rischio di sovra-capitalizzazione dovuto all'asimmetria di trattamento tra CAPEX e OPEX, si è aggiunto anche il problema della complessità di un quadro normativo che ha visto troppo spesso affiancarsi alle norme di base ulteriori incentivi per specifici investimenti strategici. Infatti, se questi incentivi selettivi hanno contrastato la spinta all'eccessiva riduzione dei costi tipica del *Price-Cap*, stimolando investimenti nella rete di trasmissione e in alcune tecnologie innovative, essi hanno anche aumentato notevolmente la complessità del sistema normativo (AEEG, Relazione annuale 2012). Nel complesso, si evidenzia che i provvedimenti adottati nel secondo e nel terzo periodo regolatorio non erano ancora indirizzati verso l'ESI, ma sul rafforzamento dell'infrastruttura per fronteggiare l'aumento di domanda, manifestandosi in un insieme di norme ancora fortemente compartimentate. Nonostante l'introduzione dei primi progetti pilota per le *smart grids*, l'inefficienza allocativa causata dalla distinzione di trattamento tra CAPEX e OPEX, che non premia la scelta della soluzione a minor costo totale, ostacola la neutralità tecnologica e, di conseguenza, l'adozione di tecnologie innovative in grado di promuovere il *sector coupling*.

4.3 Periodo 2012-2020: verso il superamento della regolazione tradizionale

Il quarto periodo regolatorio (2012-2015) è caratterizzato dalla necessità del sistema normativo di interfacciarsi con alcune nuove sfide, tra cui la diffusione delle fonti rinnovabili, la digitalizzazione e l'elettrificazione dei consumi. La regolazione tradizionale *input-based*, caratterizzata dal trattamento asimmetrico di CAPEX e OPEX che rischiava di frenare l'innovazione, mostrava allora chiari segnali di obsolescenza. Questi aspetti emergenti hanno

dunque posto il regolatore di fronte all'esigenza di favorire una maggiore integrazione tra i diversi settori energetici.

Innanzitutto, una serie di provvedimenti culminati nella Delibera 199/11 e nei suoi successivi aggiornamenti ha introdotto, all'interno dello schema preesistente, una serie di elementi correttivi volti a incentivare l'innovazione. Tra essi, si ricordano il rafforzamento dell'incentivazione selettiva per progetti innovativi, nuove sperimentazioni regolatorie in tema *smart grids* e un ulteriore rafforzamento della regolazione *output-based* per la qualità del servizio (AEEG, 2011).

Per quanto riguarda la regolazione per l'innovazione, in particolare, sono stati promossi progetti pilota su piccola scala per testare tecnologie e strumenti regolatori, valutandone al contempo il potenziale di scalabilità. Per gli investimenti in R&D la regolazione ha seguito il modello *input-based* in essere, optando per l'inserimento delle spese sostenute all'interno della RAB (limitatamente ad alcuni progetti specifici) e per un incentivo diretto al fine di stimolare gli investimenti innovativi, tramite l'applicazione di una remunerazione aggiuntiva sul capitale investito in determinati progetti (extra-WACC). Per incentivare un utilizzo crescente degli *smart meters* è stato adottato in alcuni casi anche uno schema di ammortamento accelerato che garantisse un recupero più rapido del capitale investito. Al tempo stesso, sono stati introdotti schemi tariffari appositi per testare e sviluppare i sistemi di ricarica degli EV. Nel dettaglio, una tariffa monomia specifica per la ricarica nei luoghi ad accesso pubblico si differenziava dalle tariffe *standard*, prevalentemente binomie, per l'assenza di una componente fissa basata sulla potenza. Per garantire la remunerazione di specifici progetti pilota per l'accumulo nella rete di trasmissione e superare l'incertezza e la bassa redditività a breve termine di questo tipo di tecnologie, sono stati implementati dei meccanismi composti dal recupero del capitale investito e un rendimento aggiuntivo. Per soddisfare la necessità di flessibilità del sistema legata alla diffusione delle fonti rinnovabili e all'introduzione della generazione distribuita si deve aspettare invece fino al 2017, anno in cui è stato avviato il progetto UVAM. Le UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste) consistono nell'aggregazione virtuale di risorse eterogenee, quali risorse distribuite, carichi controllabili, sistemi di accumulo, di *e-mobility* e di *demand response*, coordinate da un aggregatore in modo da essere trattate come una singola unità virtuale, semplificando l'interazione con il TSO. Il progetto ha permesso alle UVAM di accedere al mercato dei servizi di dispacciamento, in modo da poter fornire servizi di flessibilità e ottenere nuovi potenziali ricavi, riducendo la dipendenza dai sussidi diretti (Lo Schiavo et al., 2013; Meeus and Saguan, 2011; AEEGSI, 2017a; Gulotta et al., 2020).

Per quanto riguarda gli incentivi alla qualità rivolti ad affrontare le distorsioni indotte dal meccanismo *Price-Cap*, invece, è possibile individuare misure per la qualità di servizio, la qualità commerciale e la riduzione delle perdite di rete. Lato qualità di servizio, il sistema *output-based* prevede cicli regolatori pluriennali, che stabiliscono un aggiustamento dei ricavi positivo o negativo in relazione al confronto tra le prestazioni ottenute dall'impresa nei KPI di riferimento

e obiettivi predeterminati. In caso di *performance* migliore del *target*, viene corrisposto all'impresa un premio sui ricavi ammessi, mentre in caso contrario viene applicata una penalità. Questo sistema prevede obiettivi via via più stringenti con l'avanzare del tempo, in modo da promuovere il miglioramento continuo. Accanto a questo meccanismo è stato introdotto anche un incentivo per la qualità commerciale, ossia legato a misure temporali per le operazioni commerciali richieste dagli utenti, come per esempio il tempo di allaccio e le riparazioni. In caso di mancato raggiungimento degli obiettivi prestazionali si prevedono indennizzi automatici per gli utenti e/o *malus* applicati ai ricavi regolamentati. In ultima istanza, era previsto un livello *target* di perdite di rete che, confrontato con le perdite effettive del distributore e prendendo in considerazione anche fattori strutturali e territoriali, determinava un costo o un beneficio economico addizionale. Si sottolinea che questi incentivi alla qualità generale agiscono da stimolo indiretto agli investimenti innovativi e in manutenzione, per consentire alle imprese di ricevere premi ed evitare le penalità (Cambini et al., 2014; Cambini et al., 2015).

I cambiamenti più sostanziali per la transizione regolatoria dal sistema tradizionale a quello attualmente in vigore avvengono tuttavia nel quinto periodo regolatorio (2016-2019), nel quale si introducono novità di grande importanza. Si evidenzia, inoltre, la modifica della denominazione dell'Autorità regolatoria, che dal 2012 assume il nome di AEEGSI (Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico) per via dell'inclusione delle competenze relative al settore idrico. Innanzitutto, la Delibera 583/2015/R/com introduce, per la prima volta in modo sistemico, un metodo di calcolo del WACC omogeneo per tutti i settori e basato su parametri di mercato. Tramite questa metodologia, il WACC reale ante-imposte viene così calcolato inizialmente al 5,6% per la distribuzione elettrica e al 5,4% per il trasporto del gas (tabella 4.1), su un livello cioè inferiore rispetto ai periodi precedenti, anche per via della riduzione dei tassi di interesse (AEEGSI, 2015c; AEEGSI, 2015d).

La Delibera 654/2015/R/eel definisce invece il quadro regolatorio relativo al gestore della rete di trasmissione, ossia Terna, per il periodo 2016-2023. La RAB rimane la base per la remunerazione degli investimenti, su cui viene applicato il WACC secondo la nuova metodologia, ma gli incentivi in caso di aumento degli investimenti non risultano più automatici. Essi vengono infatti associati a un'analisi costi-benefici, introdotta con la Delibera 653/2015/R/eel, che Terna deve presentare per dimostrare che il progetto contribuisca in modo efficiente alla sicurezza del sistema, alla riduzione delle congestioni, all'integrazione delle fonti rinnovabili o all'aumento della capacità di interconnessione. Gli incentivi diventano inoltre più selettivi e basati sugli *output*, ossia maggiormente legati al raggiungimento di obiettivi di sistema (AEEGSI, 2015f; AEEGSI, 2015g). La regolazione della qualità dei servizi elettrici ha subito una rilevante innovazione grazie all'introduzione del concetto di resilienza della rete, ossia la capacità del sistema di resistere e reagire a eventi climatici estremi e altre situazioni di *stress*. Per massimizzare gli incentivi rivolti al miglioramento della continuità del servizio, la Delibera 646/2015/R/eel rafforza la regolazione

output-based della qualità del servizio, dando vita a un sistema di incentivazione che non si basa più soltanto sulla riduzione delle interruzioni, ma anche sugli effetti benefici apportati da interventi strutturali focalizzati sulla mitigazione degli impatti di eventi negativi imprevedibili (AEEGSI, 2015e). Nel frattempo, la durata media delle interruzioni senza preavviso si è ulteriormente ridotta tra il 2011 e il 2019, nonostante un peggioramento nel biennio 2017-2018 legato a eventi meteorologici eccezionali (ARERA, Relazione annuale 2020).

Per quanto riguarda il settore del gas, la regolazione si inserisce in un contesto caratterizzato da un'infrastruttura matura e dal rischio di sovra-investimento all'interno di un settore nel quale l'andamento della domanda era fortemente condizionato dalle politiche di transizione energetica. Si manifesta allora la necessità di incentivare non più gli investimenti in sé, ma la spesa efficiente e l'ottimizzazione dell'utilizzo dell'infrastruttura esistente. Oltre alle già citate variazioni nel metodo di calcolo del WACC, il segmento del trasporto mantiene il modello *entry-exit*, ma adottando un'attenzione crescente all'equilibrio tra nuovi investimenti, uso ottimale della capacità preesistente e sicurezza del sistema. Quest'ultimo aspetto viene posto al centro dell'attenzione anche nel segmento dello stoccaggio, così come l'attenzione al rischio di sovra-investimento (AEEGSI, Relazione annuale 2017; ARERA, Relazione annuale 2020). Inoltre, il funzionamento dei mercati del gas viene migliorato riducendo le inefficienze e rivedendo i meccanismi di allocazione e bilanciamento (AEEGSI, 2016a).

Tabella 4.1 : Valori del WACC reale ante-imposte per i servizi infrastrutturali relativi al settore elettrico e al settore del gas, per il triennio 2016-2019 – Fonte: AEEGSI, 2015d.

Servizio	2016	2017	2018
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,3%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,6%
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,5%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	(*)
Trasporto gas	5,4%	5,4%	(**)
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,1%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,6%

4.4 L'embrione di un nuovo paradigma: le prime sperimentazioni del TOTEX

Nel processo di continua trasformazione della regolazione del settore energetico italiano, a partire dal periodo regolatorio che si avvia nel 2016 si iniziano a porre le basi per la futura introduzione di un quadro normativo moderno e in grado di rispondere alle esigenze in continua evoluzione del sistema, in modo da sbloccare appieno il potenziale benefico della transizione energetica. La necessità di una revisione del *framework* normativo nasce dall'osservazione da parte dell'Autorità dei punti deboli del modello *input-based* allora in vigore e basato sulla remunerazione della RAB tramite il WACC e sull'applicazione di un meccanismo *Price-Cap* sull'OPEX. Nonostante l'efficacia degli stimoli agli investimenti e della promozione della qualità, i problemi individuati sono stati

l'incentivo a optare per soluzioni basate sul CAPEX a discapito di miglioramenti di carattere gestionale, digitale e organizzativo, il rischio di eccesso di investimenti in capitale fisico rispetto all'ammontare ottimale e la mancanza di neutralità tecnologica. Quest'ultimo aspetto risulta particolarmente critico nell'ottica dell'introduzione di tecnologie innovative legate alle fonti rinnovabili intermittenti, alla generazione distribuita, alle *smart grids* e ai sistemi di accumulo e conversione. In quest'ottica, tramite alcune sperimentazioni regolatorie circoscritte a progetti specifici, l'Autorità si pone gli obiettivi di eliminare l'asimmetria di trattamento di CAPEX e OPEX promuovendo la scelta della soluzione caratterizzata dal costo totale inferiore, estendere la regolazione *output-based* e aprire la strada a una regolazione più integrata. Per ottenere questi risultati, viene stabilito un percorso graduale di transizione dal modello tradizionale a un *framework* più moderno, senza definire un quadro completo da implementare direttamente. Le sperimentazioni si basano su alcuni elementi cardine per la determinazione dei ricavi ammessi dagli operatori, che sarebbero poi confluiti nel quadro normativo in cui è culminato questo processo di evoluzione, la Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio (ROSS), introdotta ufficialmente nel 2024. Il primo pilastro del nuovo approccio è l'adozione dell'approccio TOTEX, volto teoricamente a considerare OPEX e CAPEX congiuntamente, ma attuato di fatto in maniera molto embrionale e progressiva. Si inizia allora a ridurre il peso della remunerazione ancorata alla RAB e a considerare una spesa complessiva necessaria al fine di raggiungere determinati obiettivi di servizio. In particolare, un elemento fondamentale per l'applicazione del metodo in fase di elaborazione in quel periodo per un'introduzione sistemica successiva, è la modalità di remunerazione degli investimenti, che non dovrà più avvenire tramite il WACC applicato alla tradizionale base fisica, bensì con un WACC trasformato. Quest'ultimo è utilizzato per remunerare il costo d'uso del capitale (dato dalla somma tra il rendimento del capitale e l'ammortamento) e viene applicato a una RAB virtuale, costruita ipotizzando un ammortamento e una vita utile per i costi totali, compresi gli OPEX. In questo modo, la regolazione basata sul TOTEX determina direttamente il ricavo consentito complessivo recuperabile tramite tariffe. La regolazione per obiettivi di spesa è il secondo principio cardine, strettamente legato al primo. Con essa il regolatore mantiene il modello di incentivo basato sul *benchmarking* dei costi, che però non viene più applicato ai soli OPEX, ma ai costi totali. Il quadro regolatorio deve allora definire un tetto di spesa complessiva, in relazione a un livello di servizio *target*, segnando così un legame con la regolazione della qualità già in vigore. In questo modo viene riconosciuta in tariffa solo la quota dei costi totali ritenuta efficiente. L'impresa gode in questo caso di una certa flessibilità nella composizione della spesa, tra CAPEX e OPEX, da utilizzare per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti, in modo da permettere all'operatore di scegliere la combinazione di tecnologie più efficiente e non focalizzarsi, come invece accadeva in precedenza, sulla massimizzazione del capitale investito. Un terzo elemento fondamentale, a sua volta legato ai precedenti, riguarda i meccanismi di condivisione dell'efficienza, tali per cui l'impresa trattiene una parte dei benefici

nel caso di raggiungimento degli obiettivi di livello di servizio risparmiando sui costi previsti. In questo caso i benefici sono condivisi con i consumatori, poiché la parte restante dell'effetto positivo viene trasferita agli utenti tramite riduzioni delle tariffe energetiche. Anche i fattori *X*, precedentemente utilizzati per incentivare l'efficienza operativa, hanno continuato a esistere con il nuovo sistema regolatorio, ma sono stati applicati alla spesa totale, incentivando l'efficienza indipendentemente dal fatto che derivasse dalla riduzione dell'OPEX o da migliori decisioni di investimento. Questo nuovo meccanismo di regolazione incentivante basato sul controllo della spesa complessiva (TOTEX) evidenzia una transizione progressiva, ma comunque marcata, da un regime *input-based* a uno *output-based*, anche se è importante sottolineare che tale paradigma si limita inizialmente al solo settore della distribuzione elettrica, con carattere sperimentale e applicazione graduale, coesistendo con il modello tradizionale *RAB-based* (AEEGSI, 2014; AEEGSI, 2015a; AEEGSI, 2015b; AEEGSI, 2015g; AEEGSI, 2017b).

Il primo esempio concreto di regolazione TOTEX ha riguardato il *roll-out* dei contatori intelligenti di seconda generazione (2G), proposto da e-distribuzione, la principale azienda italiana nel settore della distribuzione elettrica. Si tratta di un piano coordinato volto all'installazione capillare dei contatori intelligenti su larga scala presso gli utenti finali, sostituendo i vecchi contatori elettronici 1G. Dal momento che l'attività di misura, che in Italia è un servizio regolato e fornito dai DSO, risulta essere relativamente standardizzata, è stata considerata adeguata per una prima applicazione del modello basato sul TOTEX. Nel dettaglio, con la Delibera 646/2016/R/eel, il regolatore stabilisce le condizioni per la sostituzione dei contatori 1G, riconoscendo il ruolo chiave dell'intervento per abilitare la digitalizzazione, la transizione energetica e l'ESI. Il progetto viene valutato come caratterizzato da un *mix* di CAPEX e OPEX e non unicamente come investimento infrastrutturale, superando l'approccio basato sulla sola remunerazione della RAB. In questo modo il provvedimento ha incentivato l'adozione di soluzioni tecnologico-organizzative più efficienti lungo l'intero ciclo di vita dell'investimento. Subordinando l'ammissibilità e le tempistiche del recupero dei costi al rispetto di determinati requisiti di carattere funzionale, prestazionale e temporale, questo modello rafforza il legame tra remunerazione e prestazioni tipico delle regolazioni *output-based*. Un ultimo aspetto su cui si pone l'attenzione è il rischio di doppia remunerazione, che si origina quando i miglioramenti nella qualità di servizio sono fortemente influenzati dagli investimenti di rete, i quali sono già remunerati in quanto inclusi nella spesa totale riconosciuta efficiente. Questo problema può essere fronteggiato tramite meccanismi di tetto sugli incentivi legati agli obiettivi di *output* (Bovera et al., 2020; AEEGSI, 2016b).

Allargando lo sguardo all'intera regolazione energetica per il periodo 2012-2020, allora, si riscontrano alcuni punti di forza considerevoli, accompagnati però da debolezze strutturali su cui l'Autorità ha cercato di intervenire. I principali aspetti positivi della regolazione adottata in quel periodo sono stati l'elevato livello raggiunto nell'affidabilità del sistema e l'uniformazione dei

criteri di calcolo del WACC tra i diversi settori, che si è spinto nella direzione dell'integrazione settoriale e ha ridotto l'incertezza sulla remunerazione del capitale, rendendo il settore energetico particolarmente attrattivo per gli investitori istituzionali. Inoltre, l'Autorità ha aperto la strada verso un modello normativo *output-based* e fondato sul TOTEX, in grado di supportare la transizione energetica grazie alla sua neutralità tecnologica. Le criticità maggiori riguardano invece la complessità della coesistenza tra i due diversi metodi normativi, con il modello tradizionale che ha continuato ad avere un peso maggiore per diverso tempo, oltre al fatto che la neutralità tecnologica è risultata di fatto incompiuta, faticando a incentivare l'ESI e l'adozione di tecnologie flessibili. La resistenza degli operatori al cambiamento di paradigma è stato poi un altro elemento che ha rallentato la fase di transizione. Infine, l'eccessiva stratificazione degli incentivi è una problematica ancora presente nel periodo in questione e rende ulteriormente complessa una regolazione già molto frammentata. Nonostante questi aspetti negativi, tuttavia, il quinto periodo regolatorio ha segnato una fase cruciale dell'evoluzione regolatoria italiana, preparando la transizione definitiva verso un quadro innovativo e integrato che si sarebbe delineato negli anni successivi e denominato ROSS.

4.5 Periodo 2020-2023: ulteriori sviluppi regolatori e definizione del nuovo WACC

Il periodo compreso tra il 2020 e il 2023 è stato caratterizzato dal *focus* posto dal regolatore, che dal 2018 ha assunto la denominazione attuale di ARERA, sugli obiettivi di efficienza dei costi, aumento della qualità di servizio e adeguatezza delle infrastrutture anche in relazione al tema della sostenibilità. Le normative introdotte cercano allora di stimolare il loro raggiungimento, allineando gli interessi degli operatori con quelli degli utenti e del sistema in generale, anche tramite miglioramenti nella previsione e nel monitoraggio e ricompense per decisioni che apportano benefici condivisi. In quest'ottica si pone la volontà dell'Autorità di stimolare l'utilizzo efficiente degli *asset* esistenti, senza incentivare il sovra-investimento inefficiente. A tal fine, si cerca di proseguire nel percorso di superamento graduale della regolazione *RAB-based* preesistente, sviluppando il nuovo approccio ROSS, che sarà applicato a tutti gli operatori medio-piccoli nella versione ROSS-Base. La versione più evoluta, denominata ROSS-Integrale, si concentrerà invece sulle imprese più grandi, per le quali sarà obbligatoria (mentre sarà facoltativa per le altre), e sarà basata sulle previsioni degli operatori sulle esigenze future ed effettive degli utenti (presentate in *business plans* valutati dal regolatore) e su incentivi all'innovazione e al miglioramento delle prestazioni. Relativamente al ROSS, in questo periodo ARERA ha avviato la definizione dei criteri di regolazione su larga scala per determinare i costi riconosciuti basandosi sulla spesa totale, che saranno applicati in maniera integrata ai settori di elettricità e gas, in modo tale da rendere omogenei gli incentivi all'efficienza di CAPEX e OPEX. Inoltre, il rinnovato approccio di calcolo del WACC, introdotto nel periodo, ha determinato i nuovi parametri finanziari, ponendosi come un importante fattore abilitativo del ROSS (ARERA, 2021d). I

provvedimenti presi a partire dal 2021 fino alla definizione del Testo integrato per la Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio del 2023 saranno discussi nel capitolo 4.6, poiché fanno parte del filone regolatorio che porterà all'applicazione sistemica del ROSS a partire dal 2024.

In generale, la regolazione per elettricità e gas del periodo 2020-2023 si colloca in continuità con il periodo precedente, ampliandone però ambito di applicazione e coerenza sistemica. Pur rimanendo una regolazione a carattere misto, con elementi innovativi che continuano a essere però inseriti in un contesto in cui le metodologie *output-based* e basate sul TOTEX faticano ad affermarsi su larga scala, si riscontrano comunque progressi incrementali significativi e un'attenzione sempre più evidente all'integrazione intersettoriale.

4.5.1 La regolazione dell'elettricità

Per quanto riguarda i settori della distribuzione e della trasmissione elettrica, l'atto che definisce il quadro normativo per il quadriennio è la Delibera 568/2019/R/eel, che orienta sempre di più la regolazione italiana verso un modello *output-based*. Relativamente alla trasmissione, mentre nei periodi precedenti la remunerazione si manteneva principalmente legata all'incremento della RAB, la delibera separa gli investimenti in categorie, come sviluppo, rinnovo e sicurezza, e ne stabilisce la remunerazione sulla base di obiettivi specifici. La centralità dell'analisi costi-benefici viene rafforzata, dedicando il riconoscimento tariffario ai soli progetti che dimostrano un beneficio netto per il sistema. La condizionalità della remunerazione diventa allora un punto fondamentale: non vengono riconosciuti tutti gli investimenti, ma solo quelli che apportano sufficienti benefici al sistema in termini di flessibilità e sicurezza. Anche le spese in innovazione e digitalizzazione vengono ulteriormente stimulate, grazie al crescente supporto per gli investimenti in tecnologie digitali per il monitoraggio della rete in tempo reale.

Anche nel segmento della distribuzione la delibera opera nel segno della continuità con il periodo regolatorio precedente, ma stimolando maggiormente l'efficienza operativa. All'interno di un sistema che si mantiene ancora prevalentemente *RAB-based* si integrano in modo sistemico degli elementi volti all'efficienza della spesa complessiva, in modo da incentivare gli operatori a ottimizzare gli *asset* esistenti, piuttosto che investire in nuovo capitale fisico. La remunerazione del settore della distribuzione si conferma ancorata al mantenimento di adeguati livelli di qualità, con il sistema di premi e penalità già precedentemente introdotto che rimane una componente importante dei ricavi ammessi e viene inserito in un quadro più dettagliato, che prende in considerazione anche gli aspetti territoriali e di struttura delle reti. Pur mantenendo livelli eccellenti degli indicatori legati alle interruzioni del servizio (la durata media delle interruzioni senza preavviso e di responsabilità dei distributori si è mantenuta intorno ai 40 minuti/anno nel periodo) l'attenzione si è allargata a obiettivi di miglioramento della robustezza complessiva del servizio, anche per via delle nuove esigenze scaturite dalla diffusione delle risorse distribuite e intermittenti. La resilienza viene introdotta in modo più esteso e strutturato rispetto al passato,

per via della necessità di affrontare il problema dell'aumento degli eventi climatici estremi, potenziando gli incentivi per gli interventi di prevenzione e rinforzo strutturale. L'introduzione di piani pluriennali di resilienza per le imprese di distribuzione ha permesso infatti di collegare la spesa per la protezione climatica a obiettivi misurabili di qualità del servizio e quindi a un'incentivazione specifica.

Gli schemi di incentivazione in generale vengono rivisti nell'ottica della risoluzione dei problemi legati alla sovra-incentivazione e alla doppia remunerazione. In particolare, viene rafforzata la proporzionalità tra premi o penalità e i benefici apportati al sistema, vengono introdotti tetti agli incentivi alla qualità e viene migliorata l'integrazione dei meccanismi di incentivo alla qualità all'interno del quadro normativo complessivo.

Altri aspetti fondamentali per il funzionamento del mercato sono il servizio di misura e le perdite di rete, sui quali interviene direttamente la delibera in oggetto. Per quanto riguarda la misura, particolare attenzione viene posta sul riconoscimento dei costi per il *roll-out* dei contatori 2G, garantendo il recupero del capitale investito per i nuovi *smart meters* sulla base di precisi parametri di efficienza. Per promuovere la riduzione delle perdite di rete, si è cercato di incentivare una gestione più precisa dell'energia immessa in rete mediante un metodo di incentivazione rinnovato (ARERA, 2019a; ARERA, Relazioni annuali 2020-2024).

4.5.2 La regolazione del gas naturale

Passando al settore del gas, alcune delibere, tra cui la 114/2019/R/gas, la 148/2019/R/gas, la 419/2019/R/gas e la 570/2019/R/gas, hanno ridefinito i criteri tariffari rispettivamente per i segmenti chiave di trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione e misura. In particolare, sono stati introdotti parametri più stringenti di proporzionalità e selettività degli incentivi per gli investimenti e di uso efficiente della capacità esistente, in modo da evitare l'improduttività degli investimenti prima dell'esaurimento della loro vita utile, rischio sempre più impellente per via della decarbonizzazione, che può mettere in discussione la crescita della domanda di gas naturale. In questo periodo si consolida allora la transizione dall'obiettivo di espansione della rete a quello dell'ottenimento di risultati adeguati in termini di sicurezza, flessibilità e affidabilità del sistema. Per stimolare la riduzione dell'impatto ambientale, è stato inoltre introdotto un meccanismo di incentivazione a beneficio dell'efficienza energetica dei processi di trasporto. Anche gli investimenti nella rete di trasporto del gas, così come quelli nella trasmissione elettrica, vengono vincolati a un'analisi costi-benefici che dimostri la qualità del progetto in termini di sicurezza degli approvvigionamenti, di efficienza complessiva e di sostenibilità a medio-lungo termine. Il meccanismo *entry-exit* è infine integrato con un monitoraggio rafforzato sull'OPEX tramite un fattore di produttività utile per trasferire ai consumatori i guadagni di efficienza dell'operatore.

Per quanto riguarda i criteri tariffari per i servizi di distribuzione e misura, il regolatore ha modificato i parametri di riconoscimento dei costi, utilizzando analisi di *benchmark* sofisticate, con l'obiettivo di promuovere una gestione più efficiente da parte degli operatori. Al fine di incentivare l'innovazione, vengono inoltre stimolati i progetti pilota legati all'immissione di gas rinnovabili all'interno della rete di distribuzione, aprendo la strada alla futura integrazione dell'idrogeno.

Per migliorare la coerenza del riconoscimento tariffario con le prestazioni effettivamente fornite agli utenti, si è cercato poi di rafforzare il coordinamento tra la regolazione economica e quella della qualità del servizio, cercando di replicare gli ottimi risultati ottenuti nella regolazione elettrica in termini di integrazione tra le dimensioni dei costi e degli *output*. In questo senso, la Delibera 569/2019/R/gas definisce il quadro della qualità del servizio di distribuzione del gas per gli anni 2020-2025. Essa vincola più strettamente rispetto al passato i costi riconosciuti alle prestazioni, dando vita a obblighi in termini di continuità e sicurezza, *standard* per il pronto intervento e meccanismi di premi e penalità. Tuttavia, le misure implementate non sono sufficienti per trasformare il quadro normativo del gas in un meccanismo sistemico di tipo *output-based*, poiché gli incentivi sono esclusivamente *ex-post* e la regolazione della qualità rimane ancora prevalentemente separata da quella economica (ARERA, 2019b; ARERA, 2019c; ARERA, 2019d; ARERA, 2019e; ARERA, 2019f; ARERA, Relazioni annuali 2020-2024).

4.5.3 Approfondimento sul metodo di determinazione dell'OPEX riconosciuto e sul sistema di condivisione dell'efficienza dell'OPEX

L'introduzione del ROSS-Base, prospettata per il successivo periodo regolatorio, deve fare i conti con i metodi di determinazione dei CAPEX e degli OPEX riconosciuti allora in vigore, fortemente diversi tra loro e incompatibili con un'applicazione sistemica del paradigma TOTEX.

Per quanto riguarda gli incentivi all'efficienza, essi sono specificamente dedicati all'OPEX, senza considerare un'efficienza sulla base del costo totale. In particolare, al termine del periodo regolatorio i guadagni di efficienza vengono ripartiti tra gli operatori e i consumatori, sulla base di un determinato tasso di *sharing*, per definire le tariffe per il periodo seguente. Il livello di costi operativi riconosciuti è stabilito in base ai costi effettivi ricorrenti, determinati a un anno di riferimento, con un tasso di *sharing* del 50% in caso di *over-performance*. Per ogni periodo di *over-performance*, il tasso di *sharing* generalmente diminuisce nelle revisioni successive. Viene poi applicato un fattore di efficienza *X*, calcolato in modo tale da restituire agli utenti la maggior parte dell'efficienza raggiunta nel periodo precedente (Oxera, 2021).

Quindi, al termine di un periodo regolatorio l'Autorità osserva i costi operativi effettivi ricorrenti e seleziona un anno *test* di riferimento, da cui deriva il livello di OPEX ammesso per il periodo successivo, che diventa la *baseline* dei costi riconosciuti in tariffa. Il meccanismo di condivisione dei costi viene a sua volta determinato confrontando i costi riconosciuti e quelli effettivi nell'anno

test. In caso di *under-performance* non si applica automaticamente una penalità, ma si analizzano i casi singolarmente. In caso di *over-performance*, cioè se l'operatore spende meno rispetto alla *baseline* in termini di OPEX, il 50% dei risparmi di OPEX viene direttamente trasferito ai consumatori al termine del periodo, attraverso la nuova *baseline* di OPEX riconosciuti. In altri termini, la *baseline* OPEX del primo anno del successivo periodo regolatorio è determinata come quella del periodo precedente meno la quota di risparmio di efficienza trasferita immediatamente agli utenti. Questa quota, riducendo direttamente i ricavi ammessi dall'inizio del periodo seguente, genera un beneficio immediato per i consumatori. La quota restante viene invece restituita nel tempo agli utenti, tramite il fattore di efficienza, che riduce annualmente i costi ammessi, distribuendo il beneficio su più anni a quote costanti. Ciò permette all'impresa di trattenere una parte del beneficio, ma solo temporaneamente, con il trasferimento del guadagno agli utenti che avviene in modo graduale nel corso degli anni successivi. In questo senso, appare chiaro che il fattore *X* non rappresenta soltanto un elemento di taglio dei costi, ma anche uno strumento per la condivisione dei profitti. La figura 4.1 illustra il metodo in modo semplificato e con un fattore di efficienza nullo (Oxera, 2021).

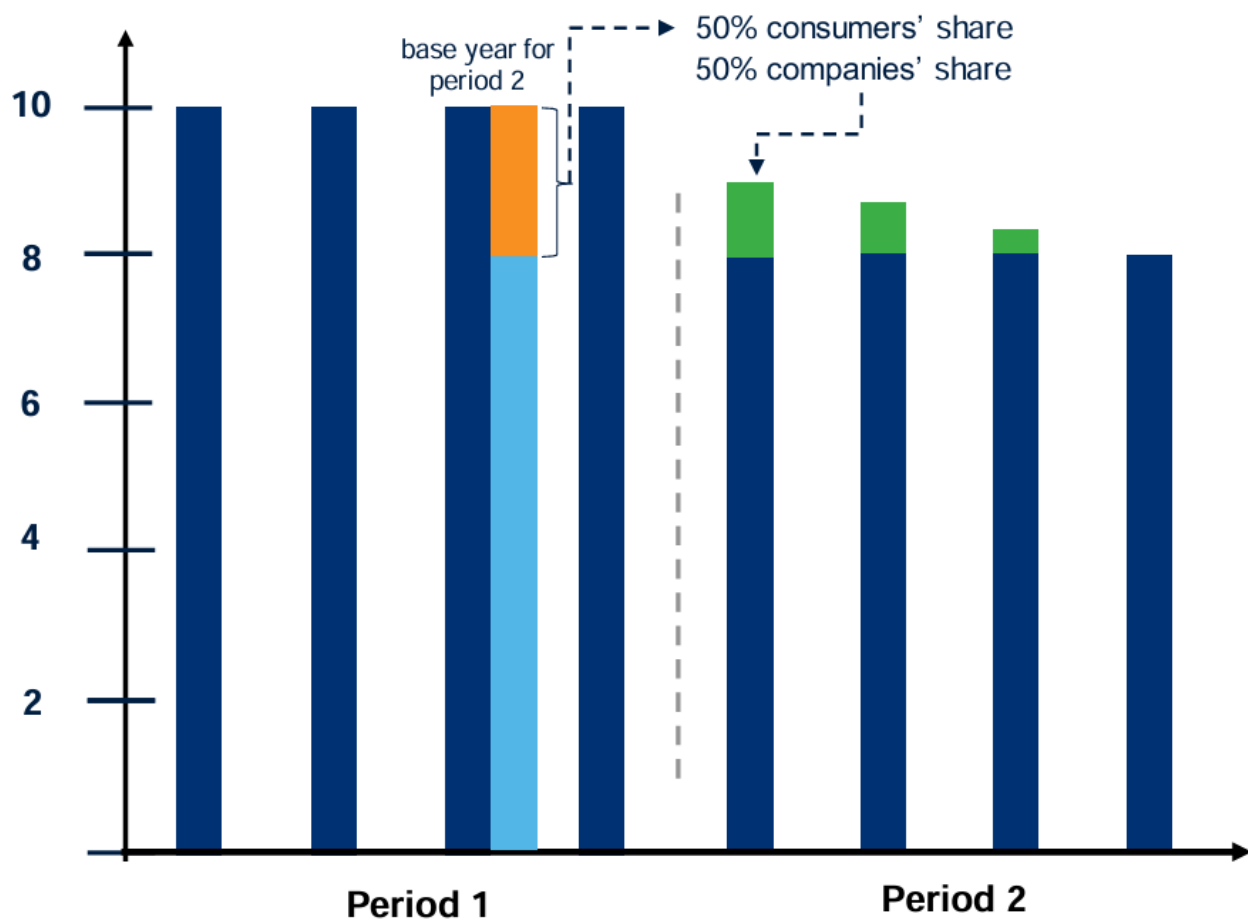


Figura 4.1: Meccanismo di condivisione dell'efficienza degli OPEX in vigore in Italia prima dell'applicazione del ROSS – Fonte: Oxera, 2021.

Questo tipo di approccio presenta alcuni aspetti negativi, tra cui il principale è il rischio di *cost padding* (figura 4.2). Esso si riferisce al rischio che le imprese gonfino artificialmente i costi dell'anno di riferimento, in modo tale da trattenere maggiori quote di risparmio di efficienza negli esercizi successivi. Nel dettaglio, nella figura si osserva per il periodo 1 un OPEX riconosciuto di 10 e un OPEX effettivo sceso a 8 grazie alle efficienze operative conseguite. L'*over-performance* di 2 viene suddivisa secondo il fattore di *sharing* tra impresa e utenti. Nell'anno di riferimento per il secondo periodo, tuttavia, l'operatore sa che i suoi costi osservati in quell'anno determineranno gli OPEX riconosciuti per il periodo successivo e quindi i ricavi tariffari per diversi anni. Per questo motivo, esso è incentivato a gonfiare artificialmente gli OPEX, portandoli in questo caso a 10. Nello scenario controfattuale, cioè in assenza di comportamento opportunistico, gli OPEX riconosciuti risulterebbero inferiori. Ciò significa che aumentando appositamente gli OPEX nell'anno *test* l'impresa beneficia di un extra-ricavo non giustificato da un reale miglioramento di efficienza (Oxera, 2021).

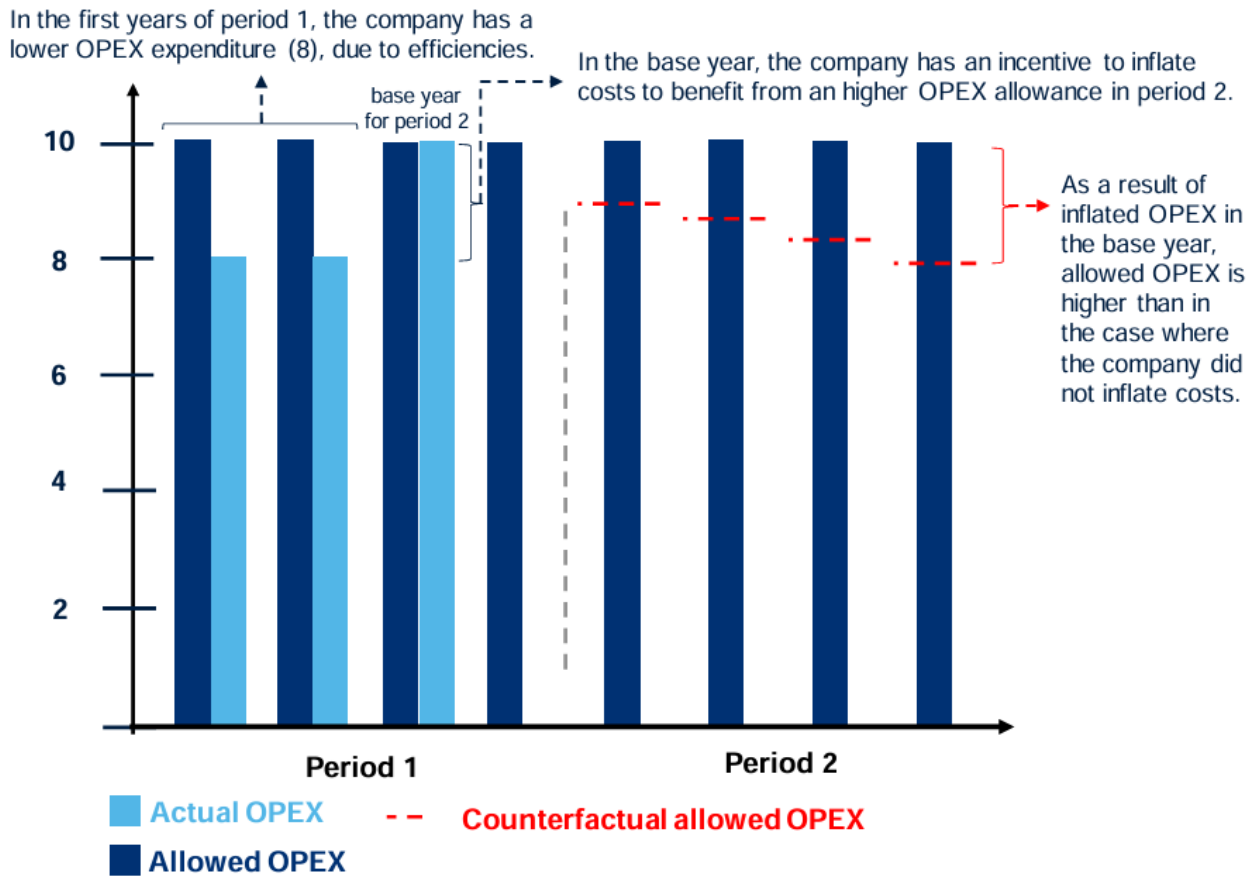


Figura 4.2: Rappresentazione del rischio di *cost padding* – Fonte: Oxera, 2021.

Un altro rischio riguarda la concentrazione degli sforzi rivolti alla massimizzazione dell'efficienza solamente all'inizio del periodo nel quale viene mantenuto fisso il livello di riferimento dei costi utilizzato per lo *sharing*. In tal modo, l'impresa beneficia fin da subito di margini maggiori, rispetto al caso in cui essa adotti un approccio di investimento più graduale (ARERA, 2021d).

4.5.4 Approfondimento sul metodo di determinazione del CAPEX riconosciuto

L'approccio con il quale vengono trattate le spese di capitale nel periodo precedente all'applicazione del ROSS su larga scala è completamente differente e basato sulla RAB (figura 4.3), inducendo il già discusso *CAPEX-bias*.

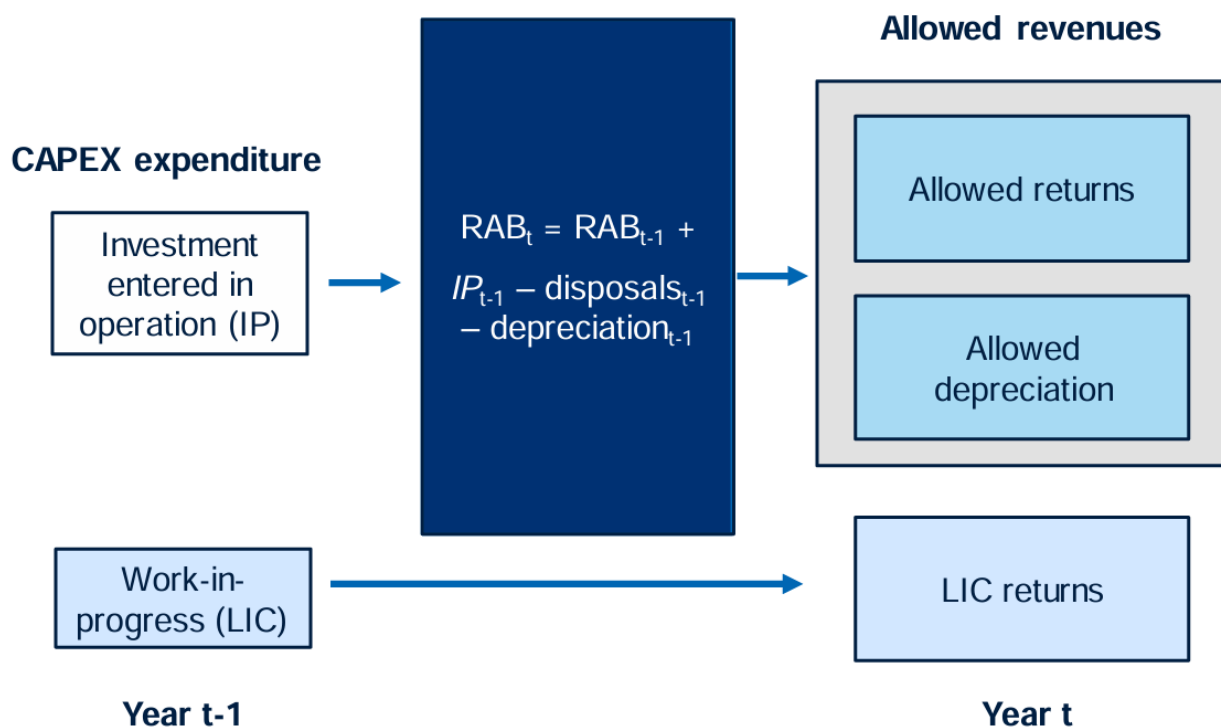


Figura 4.3: Approccio generale utilizzato per stabilire il CAPEX riconosciuto in Italia prima dell'applicazione del ROSS – Fonte: Oxera, 2021.

Gli investimenti completati e utilizzati per fornire il servizio regolato, chiamati “incrementi patrimoniali” (IP), vengono remunerati attraverso l’ammortamento, che consente il recupero graduale del capitale investito, e un rendimento ottenuto dall’applicazione del WACC alla quota di capitale non ancora ammortizzata. Gli *asset* in costruzione, detti “lavori in corso” (LIC), sono invece investimenti non ancora completati e quindi non operativi, né utilizzabili per la fornitura del servizio. In quanto non ancora in esercizio, essi non sono inclusi nella RAB e non viene ancora applicato loro l’ammortamento, ma al fine di evitare che l’impresa anticipi capitale per anni senza ottenere alcun genere di remunerazione, la regolazione riconosce un rendimento sul capitale investito durante la loro costruzione. Tendenzialmente, questo rendimento è minore del WACC, poiché non è ancora pienamente soggetto al rischio operativo e non genera ancora benefici per gli utenti, ed è decrescente nel tempo, in modo da stimolare la realizzazione tempestiva dell’opera (Oxera, 2021).

Questo approccio è molto diverso da quello inglese, nel quale il CAPEX o la quota capitalizzata di TOTEX entra nella RAB regolatoria nello stesso anno in cui la spesa viene sostenuta, senza

attendere il completamento dell'opera o la sua entrata in esercizio. Entrando direttamente nella quota di *slow money* (si veda il capitolo 4.6.2), il capitale viene così recuperato nel lungo periodo mediante ammortamento e WACC, già a partire dall'anno in cui la spesa è sostenuta, evitando penalizzazioni inique per investimenti lunghi in infrastrutture complesse (tra cui potrebbero rientrare importanti investimenti in innovazione, digitalizzazione e flessibilità) (Oxera, 2021).

Nel processo di transizione verso un approccio simile a quello britannico, è possibile per esempio optare per un approccio nel quale la *baseline* di costo viene fissata *ex-ante*, ossia prima che i costi vengano realmente sostenuti, tramite l'utilizzo di stime *forward-looking*. Secondo questo meccanismo, per gestire gli scostamenti del CAPEX reale da quello previsto, sarebbe opportuna l'implementazione di meccanismi di aggiustamento *ex-post*. In tal senso, l'utilizzo di variabili fisiche misurabili, come i chilometri di rete realizzati, i contatori installati e gli interventi completati, può aiutare a collegare i costi riconosciuti agli *output* realmente conseguiti, in una logica *output-based* volta a evitare la remunerazione di investimenti non realizzati e penalizzazioni causate da eventi esogeni (Oxera, 2021).

In particolare, la figura 4.4 illustra una possibile applicazione di un metodo basato sul TOTEX che mantenga la distinzione tra LIC e IP, introducendo però un tasso di capitalizzazione sul TOTEX. IP_{t-1} e COE_{t-1} , dove *COE* sta per costi operativi effettivi, compongono il TOTEX effettivo di riferimento. Tramite un tasso di capitalizzazione, esso viene diviso in *slow money* e *fast money*, concetti spiegati più precisamente nel capitolo 4.6.2. Lo *slow money* viene capitalizzato, entra nella RAB e viene recuperato nel tempo tramite ammortamento e WACC, mentre il *fast money* viene speso ed è subito recuperato come OPEX in tariffa. Viene dunque determinata la nuova RAB, che cresce con lo *slow money* e decresce con ammortamenti e dismissioni e vengono stabilite le componenti dei ricavi ammessi che ottiene l'operatore. Queste ultime sono il rendimento del capitale riconosciuto, determinato come $WACC \times RAB$, gli ammortamenti riconosciuti, gli OPEX riconosciuti che vengono immediatamente recuperati e una remunerazione separata dei LIC. Questi ultimi entrano nel TOTEX ai fini degli incentivi all'efficienza, ma sono esclusi dal meccanismo di *slow* e *fast money* e non determinano quindi incrementi di RAB (Oxera, 2021).

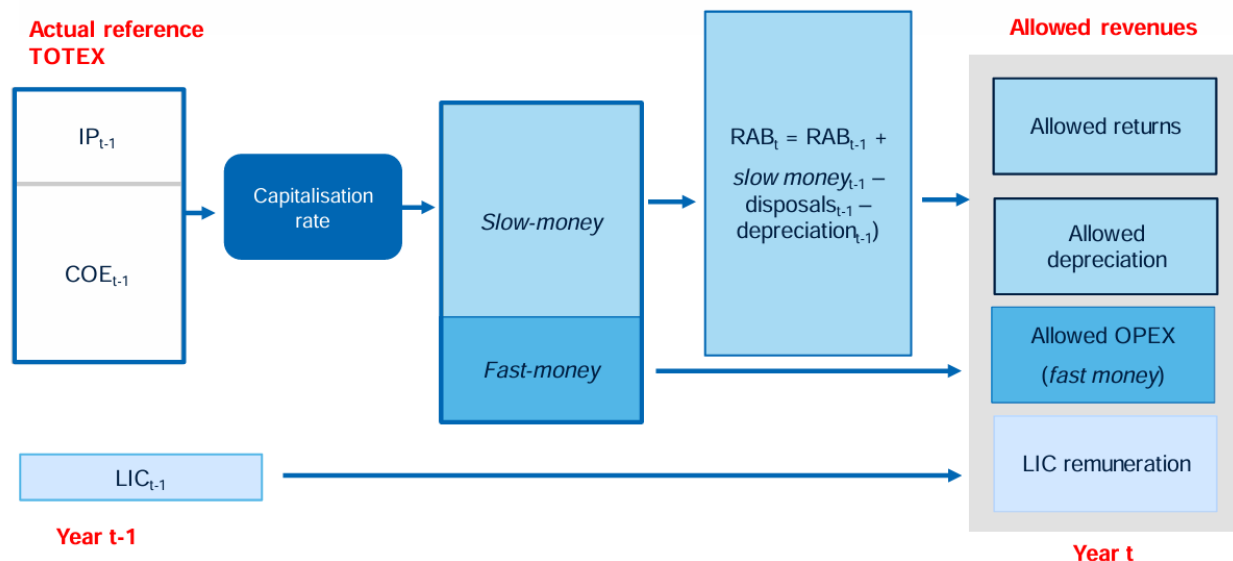


Figura 4.4: Possibile approccio di transizione dal modello di riconoscimento del CAPEX in essere nel 2021 verso un modello TOTEX, mantenendo la separazione tra IP e LIC – Fonte: Oxera, 2021.

Un altro possibile approccio, rappresentato in figura 4.5, prevede invece il superamento della distinzione tra IP e LIC, concentrandosi sulla *capital spending*, ossia la spesa di capitale sostenuta nell'anno, indipendentemente dal fatto che l'asset sia o meno in esercizio. In tal modo, si passa direttamente dalla remunerazione dell'asset fisico alla remunerazione della spesa efficiente, applicando in maniera più completa la logica TOTEX. Il TOTEX è qui composto da $CAPEX_{t-1}$ e COE_{t-1} e viene suddiviso dal tasso di capitalizzazione in *slow* e *fast money*. Il controllo del fatto che il CAPEX realizzato coincida con quello previsto è affidato a meccanismi di gestione dell'incertezza e obiettivi verificabili del controllo tariffario. Da qui in poi, il modello coincide con quello descritto in figura 4.4, eccetto per il fatto che non compare più una voce separata di remunerazione per i LIC (Oxera, 2021).

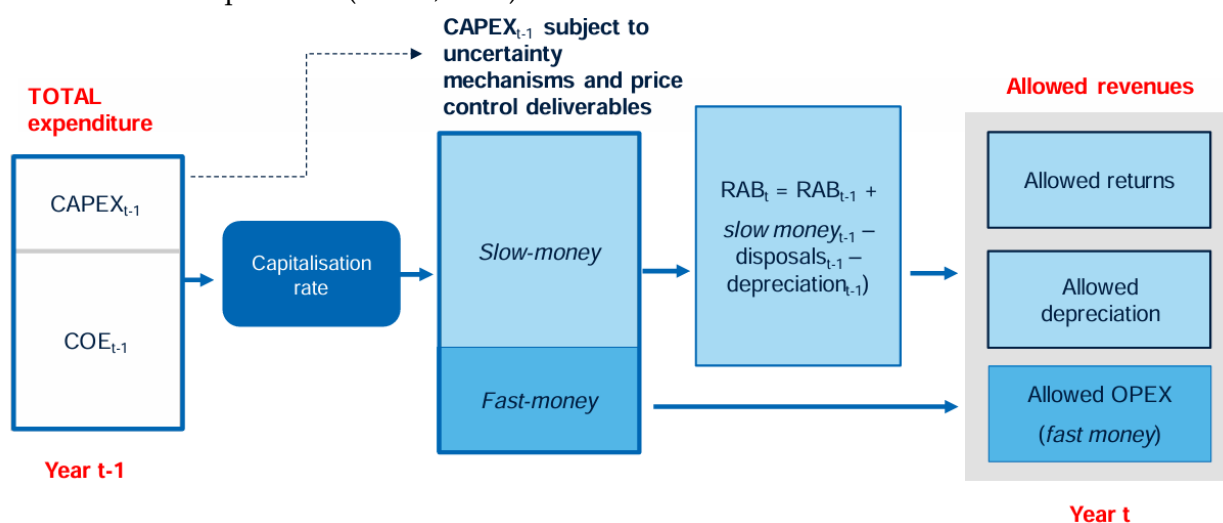


Figura 4.5: Possibile approccio di transizione dal modello di riconoscimento del CAPEX in essere nel 2021 verso un modello TOTEX, senza separare i LIC – Fonte: Oxera, 2021.

4.5.5 La determinazione del WACC

Per quanto riguarda il WACC da applicare ai vari servizi energetici per la remunerazione degli investimenti, la Delibera 614/2021/R/com si occupa della revisione del metodo di calcolo dei parametri chiave per la sua determinazione, al fine di stabilire i valori di riferimento per il periodo 2022-2027. Negli anni precedenti a questo provvedimento, si è già discusso di come la Delibera 583/2015/R/com abbia introdotto una nuova modalità unificata per il calcolo del WACC per tutti i servizi regolati dei settori di elettricità e gas, nonché dell'aggiornamento dei parametri introdotto dalla Delibera 639/2018/R/com per il triennio cominciato nel 2019. L'importanza del provvedimento deriva dal fatto che, dopo aver sostenuto tutti i costi dell'investimento, il valore per gli investitori è legato unicamente al tasso di remunerazione e al livello del capitale riconosciuto, mentre il valore per i consumatori dipende dal prezzo e dalla qualità del servizio. Fissare il WACC consente allora di trovare il giusto equilibrio tra una remunerazione adeguata per gli investitori e un servizio economico a vantaggio degli utenti, dal momento che un WACC troppo basso scoraggia gli investimenti, mentre un valore troppo alto incentiva il sovra-investimento (ARERA, 2021b).

Il cuore della metodologia già in essere viene mantenuto, poiché è in grado di offrire certezza agli investitori sulla remunerazione e sull'aggiornamento dei parametri che la determinano, di stimolare gli investimenti delle imprese diminuendo il cosiddetto rischio regolatorio grazie alla continuità di metodo e di differenziare la remunerazione in base alla rischiosità del servizio. Rispetto ai periodi precedenti, non solo viene diviso il periodo regolatorio in due sotto-periodi di durata triennale per consentire l'aggiornamento dei valori più soggetti alle condizioni macroeconomiche, ma viene anche previsto un sistema di *trigger* per l'aggiornamento annuale dei parametri durante il primo triennio. Quest'ultimo meccanismo fa in modo che il WACC venga aggiornato solamente nel caso in cui la variazione dei parametri determini una modifica del WACC sufficientemente grande (ARERA, 2021b).

La formula per il calcolo del WACC, sempre in termini reali ante-imposte, si ottiene tramite una media pesata di costo del debito e rendimento del capitale proprio (calcolato tramite il CAPM, *Capital Asset Pricing Model*), applicando un fattore correttivo legato alle tasse. In simboli,

$$WACC = Ke_s^{real} \cdot \frac{(1 - g_s)}{(1 - T)} + Kd^{real} \cdot \frac{g_s \cdot (1 - tc)}{(1 - T)} + F_s$$

dove:

- Ke_s^{real} è il tasso di rendimento del capitale proprio in termini reali per ogni servizio s ;
- Kd^{real} è il costo del debito in termini reali;
- T è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio dell'impresa, fissata al 29,5% per il primo sotto-periodo;

- tc è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari, fissata al 24% per il primo sotto-periodo, corrispondente all'IRES;
- g_s è il *gearing*, ossia il rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale di debito ed *equity*, per ciascun servizio s ;
- F_s è il fattore correttivo che consente la copertura delle imposte sui profitti nominali per ciascun servizio s .

In particolare, secondo la logica del CAPM,

$$Ke_s^{real} = RF + \beta_s^{asset} \cdot \left[1 + (1 - tc) \cdot \frac{g_s}{1 - g_s} \right] \cdot (TMR - RF) + CRP$$

dove:

- RF è il tasso di rendimento *risk-free*, ossia sulle attività prive di rischio, calcolato sulla base dei Paesi dell'area Euro con *rating* S&P di almeno AA;
- β_s^{asset} è il rischio sistematico (non diversificabile), depurato dagli effetti della struttura finanziaria dell'operatore e calcolato in maniera innovativa in modo granulare a seconda del servizio regolato s e non in maniera aggregata per settore;
- TMR è il *Total Market Return* e viene definito in relazione a evidenze storiche di lungo periodo. La componente $(TMR - RF)$ rappresenta invece il premio per il rischio di mercato (*ERP*);
- CRP esprime il rischio Paese e riflette il premio richiesto dagli investitori per investire in Italia piuttosto che in un altro Stato dell'area Euro con *rating* S&P di almeno AA.

Il costo del debito viene invece determinato con una nuova metodologia, abbandonando la sola stima su dati storici per passare a una media ponderata tra il costo del debito esistente (peso dell'85%) e il costo del nuovo debito (peso del 15%). Il costo del debito esistente e del nuovo debito sono stabiliti basandosi sugli indici relativi alle obbligazioni non finanziarie con *rating* BBB e con scadenza 7-10 anni e 10+ anni, poiché coerenti con i costi effettivamente rilevati per gli operatori italiani. Il costo del nuovo debito viene poi ulteriormente corretto con due parametri additivi *forward-looking*. La media pesata, a cui viene aggiunto un termine additivo pari a 0,25% in rappresentanza dei costi di transazione, viene trasformata in termini reali tramite un parametro che indica l'inflazione attesa. Per un'applicazione graduale di questo nuovo meccanismo, si è deciso di determinare il costo del debito come la media ponderata tra il valore ottenuto dalla metodologia presentata poc'anzi (33,3% nel primo sotto-periodo e 66,6% nel secondo) e il costo del debito in termini reali riconosciuto nel periodo regolatorio antecedente (uguale al 2,4%) (ARERA, 2021b).

La tabella 4.2 illustra i valori del WACC stabiliti per il 2022 utilizzando questo metodo e i metodi di aggiornamento, mentre la tabella 4.3 mostra i dati per l'intero primo sotto-periodo e i valori per il secondo, stabiliti nell'ultimo aggiornamento del 2025.

Tabella 4.2: Valori del WACC reale ante-imposte per i servizi infrastrutturali relativi al settore elettrico e al settore del gas, per il 2022 e metodologie per il successivo aggiornamento – Fonte: ARERA, 2021b.

Parametro / Servizio	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Tasso di rendimento del capitale proprio (Ke) (1)						
Trasmissione energia elettrica	5,08%	(2)	(2) (5)		(6)	
Distribuzione e misura energia elettrica	5,39%	(2)	(2) (5)		(6)	
Stoccaggio	6,49%	(2)	(2)		(6)	
Rigassificazione	6,67%	(2)	(2) (5)		(6)	
Trasporto gas	5,23%	(2)	(2) (5)		(6)	
Distribuzione e misura gas	5,40%	(2)	(2)		(6)	
Tasso di rendimento del capitale di debito (Kd) (1)						
Tutti i servizi	1,86%	(2)	(2)		(4)	
Fattore correttivo (F) (1)						
Trasmissione energia elettrica	0,41%	0,41%	(3)		(4)	
Distribuzione e misura energia elettrica	0,41%	0,41%	(3)		(4)	
Stoccaggio	0,41%	0,41%	0,41%	(4)		(3)
Rigassificazione	0,41%	0,41%	(3)		(4)	
Trasporto gas	0,41%	0,41%	(3)		(4)	
Distribuzione e misura gas	0,45%	0,45%	0,45%	(4)		(3)
Tasso di remunerazione del capitale investito (WACC)						
Trasmissione energia elettrica	5,0%	(2)	(2) (5)		(4) (6)	
Distribuzione e misura energia elettrica	5,2%	(2)	(2) (5)		(4) (6)	
Stoccaggio	6,0%	(2)	(2)	(4) (6)		(3)
Rigassificazione	6,1%	(2)	(2) (5)		(4) (6)	
Trasporto gas	5,1%	(2)	(2) (5)		(4) (6)	
Distribuzione e misura gas	5,6%	(2)	(2)	(4) (6)		(3)

(1) Ai fini del calcolo del WACC, tali parametri sono arrotondati alla seconda cifra decimale.

(2) Eventuale aggiornamento per applicazione meccanismo di trigger.

(3) Eventuale aggiornamento per aggiornamento del gearing in occasione della revisione della specifica regolazione tariffaria, salvo eventuale adozione di tempistiche di aggiornamento del gearing coerenti con quelle di aggiornamento del parametro β^{asset} .

(4) Aggiornamento dei parametri per il secondo sub-periodo.

(5) Eventuale proroga, a seguito di specifiche fasi di consultazione, fino all'anno 2024 dei valori del β^{asset} in vigore per i servizi le cui regolazioni specifiche di settore terminano la propria validità nell'anno 2023.

(6) Revisione β^{asset} a conclusione di specifico successivo procedimento.

Tabella 4.3: Valori del WACC reale ante-imposte per i servizi infrastrutturali relativi al settore elettrico e al settore del gas, per il periodo 2022-2027 – Fonte: ARERA, 2021c.

Parametro / Servizio	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Tasso di rendimento del capitale proprio (Ke) (¹)						
Trasmissione energia elettrica	5,08%	5,08%	6,08%	5,97%	5,97%	5,97%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,39%	5,39%	6,31%	6,17%	6,17%	6,17%
Stoccaggio	6,49%	6,49%	7,14%	6,90%	6,90%	6,90%
Rigassificazione	6,67%	6,67%	7,28%	7,02%	7,02%	7,02%
Trasporto gas	5,23%	5,23%	6,19%	6,07%	6,07%	6,07%
Distribuzione e misura gas	5,40%	5,40%	6,32%	6,00%	6,00%	6,00%
Tasso di rendimento del capitale di debito (Kd) (¹)						
Tutti i servizi	1,86%	1,86%	1,64%	1,39%	1,39%	1,39%
Fattore correttivo (F) (¹)						
Trasmissione energia elettrica	0,41%	0,41%	0,65%	0,47%	0,47%	0,47%
Distribuzione e misura energia elettrica	0,41%	0,41%	0,65%	0,47%	0,47%	0,47%
Stoccaggio	0,41%	0,41%	0,65%	0,47%	0,47%	0,47%
Rigassificazione	0,41%	0,41%	0,65%	0,47%	0,47%	0,47%
Trasporto gas	0,41%	0,41%	0,65%	0,47%	0,47%	0,47%
Distribuzione e misura gas	0,45%	0,45%	0,70%	0,51%	0,51%	0,51%
Tasso di remunerazione del capitale investito (WACC)						
Trasmissione energia elettrica	5,0%	5,0%	5,8%	5,50%	5,50%	5,50%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,2%	5,2%	6,0%	5,60%	5,60%	5,60%
Stoccaggio	6,0%	6,0%	6,6%	6,10%	6,10%	6,10%
Rigassificazione	6,1%	6,1%	6,7%	6,20%	6,20%	6,20%
Trasporto gas	5,1%	5,1%	5,9%	5,50%	5,50%	5,50%
Distribuzione e misura gas	5,6%	5,6%	6,5%	5,90%	5,90%	5,90%

Nonostante questa metodologia di calcolo del WACC rimanga inizialmente applicata all'interno di un modello *RAB-based*, in un contesto di preparazione all'applicazione del ROSS su larga scala, essa è stata concepita per essere applicabile anche nel caso di una rapida evoluzione verso modelli *TOTEX-based*. Le formule adottate risultano infatti applicabili anche a una base di capitale virtuale che non deve necessariamente coincidere con la tradizionale RAB fisica (in tal caso viene spesso indicato come WACC trasformato). Questa tecnica di calcolo del WACC risulta allora un prerequisito tecnico per l'applicazione del ROSS su larga scala.

Nel complesso, la regolazione del periodo 2020-2023 risulta allora in continuità con il periodo precedente, senza l'introduzione di stravolgimenti significativi, ma preparando la transizione definitiva verso il modello ROSS. In un contesto di forte crescita degli investimenti legati all'integrazione delle fonti rinnovabili, alla digitalizzazione e alla sicurezza energetica il ruolo del nuovo metodo di determinazione del WACC si è affermato come sempre più centrale. Esso risulta fondamentale per la sua capacità di adeguarsi a RAB virtuali, per via della natura ibrida delle tecnologie abilitanti l'ESI, mentre nel settore del gas contribuisce alla direzione generale della regolazione volta a limitare gli incentivi distorti alla crescita del CAPEX, spostando il *focus* sulla spesa efficiente e sull'ottimizzazione dell'utilizzo degli *asset* esistenti. Ponendosi in continuità con la metodologia impostata nel 2015, esso conferisce inoltre stabilità e credibilità alla remunerazione del capitale, diminuendo il rischio regolatorio percepito dagli investitori.

I principali lati negativi che caratterizzano la regolazione del periodo riguardano invece l'annoso problema della complessità del quadro normativo, anche legata alla coesistenza di modelli regolatori differenti. Pur essendoci stati passi in avanti formali per la sua implementazione definitiva, inoltre, il ROSS non è ancora applicato in maniera sistemica, mantenendo così in vita un modello anacronistico che, sebbene sia stato migliorato negli anni, rimane ancora in buona parte basato sugli *input*, sulla RAB e sul trattamento asimmetrico di CAPEX e OPEX. La logica di ottimizzazione dell'infrastruttura esistente, il modello intersettoriale di calcolo del WACC, l'espansione della logica *output-based* e gli incentivi alla sostenibilità introdotti nel settore del gas, infine, vanno chiaramente nella direzione di una maggiore flessibilità e integrazione del sistema energetico, sia settoriale sia regolatoria.

4.6 Il procedimento verso l'entrata in vigore del ROSS

4.6.1 La Delibera 271/2021/R/com: motivazioni e avvio della definizione dei principi del ROSS

Il 2024 è un anno segnato, dal punto di vista della regolazione italiana dell'energia, dall'introduzione formale del ROSS come modello regolatorio. La definizione del ROSS parte però da lontano, con la prima introduzione nel 2015 per alcuni esperimenti regolatori, come descritto nel capitolo 4.4, e a partire dal 2021 con una serie di provvedimenti rivolti a stabilire i criteri dettagliati di applicazione della normativa. La prima delibera di quest'ultimo filone è la 271/2021/R/com, che avvia il procedimento per la definizione dei principi del ROSS e ricostruisce le motivazioni della necessità della sua adozione. In particolare, viene sottolineato che la decarbonizzazione richiede una regolazione in grado di soddisfare le nuove esigenze infrastrutturali mantenendo ed eventualmente incrementando l'economicità e l'efficienza nella gestione e nello sviluppo delle reti. Le emergenti tecnologie digitali richiedono infatti soluzioni che possono essere ostacolate da una regolazione basata sugli *input* e sulla RAB, mentre beneficerebbero di approcci tecnologicamente neutrali e basati sul valore del servizio fornito.

Inoltre, anche l'UE raccomanda di affrontare in maniera sistemica il problema della distorsione degli incentivi a vantaggio del CAPEX. ARERA ha allora espresso la volontà di concentrarsi in tutti i settori di competenza sugli obiettivi dell'aumento dell'efficienza dei costi e della qualità di servizio, nonché sul garantire l'adeguatezza infrastrutturale nel contesto di transizione energetica, tramite l'applicazione combinata di approcci settoriali e integrati. A tal fine, il Quadro strategico 2019-2021 ha stabilito l'obiettivo di avviare una transizione regolatoria dal modello ibrido basato sul RoR per il CAPEX e sul *Price-Cap* per l'OPEX verso un approccio integrato capace di superare le criticità del modello attuale, con un percorso graduale che tenga conto del diverso livello di maturità dei vari segmenti e della dimensione delle aziende regolate. Come elementi propedeutici fondamentali di questa transizione sono stati individuati l'aggiornamento del metodo di calcolo del WACC, realizzato tramite la già discussa Delibera 614/2021/R/com, e l'allineamento normativo tra le regolazioni dei servizi relativi ai settori del gas e dell'elettricità. Un buon allineamento avrebbe infatti permesso di adottare una regolazione integrata tra i settori senza indurre distorsioni nei ritorni sul capitale investito, ma non si può affermare che esso sia stato completamente raggiunto (ARERA, 2021a).

Per quanto detto finora, la Delibera 271/2021/R/com ritiene allora che l'approccio ROSS, nella sua forma ROSS-Base, debba essere applicato a tutti i servizi regolati dei settori di gas ed elettricità, per raggiungere alcuni specifici obiettivi, tra cui l'applicazione tra i diversi settori di criteri omogenei basati sul TOTEX per determinare i costi riconosciuti. Si prevede inoltre di mantenere i meccanismi di premi e penalità e gli incentivi *output-based* in vigore, così come tutti gli strumenti di supporto all'innovazione, cercando di migliorarli ulteriormente. Nondimeno, gli incentivi all'efficienza, fino ad allora dedicati principalmente all'OPEX, devono essere estesi alla spesa totale. Per definire i nuovi criteri del ROSS-Base è poi necessario che l'Autorità fissi tassi di capitalizzazione da applicare alla spesa totale riconosciuta, eventualmente differenziati per servizio, da utilizzare per determinare i costi di capitale e operativi riconosciuti. Per analizzare le prestazioni finanziarie delle aziende regolamentate si vuole anche sviluppare un metodo di analisi che permetta una visione unitaria *ex-post* dei flussi di reddito, in modo tale da poter valutare l'impatto del rischio di *downside* per l'impresa. Al fine di verificare l'allineamento tra i rendimenti effettivamente conseguiti e quelli determinati dal regolatore è ritenuto inoltre necessario introdurre adeguati sistemi di monitoraggio. Nel complesso, la delibera sostiene che l'implementazione del ROSS-Base costituisca un passo fondamentale per la successiva adozione del ROSS-Integrale, che deve invece essere applicato da subito ai grandi operatori, tra cui Terna e Snam, mentre si lascia a successive valutazioni la determinazione della soglia di applicazione per i segmenti della distribuzione elettrica e del gas (ARERA, 2021a).

4.6.2 Il Documento per la consultazione 615/2021/R/com: logiche del ROSS-Base

Il Documento per la consultazione 615/2021/R/com si propone di “illustrare le logiche delle principali linee di intervento che caratterizzano la soluzione ROSS-base, senza ancora entrare nel dettaglio dei meccanismi regolatori che dovranno essere sviluppati, per acquisire una prima valutazione da parte di operatori, clienti finali e altri soggetti interessati” (ARERA, 2021d). Nel documento viene formalizzato inoltre che il ROSS-Base sarebbe stato applicato a partire dal successivo periodo regolatorio per ciascun servizio (figura 4.6).

Quadro sinottico dei periodi regolatori

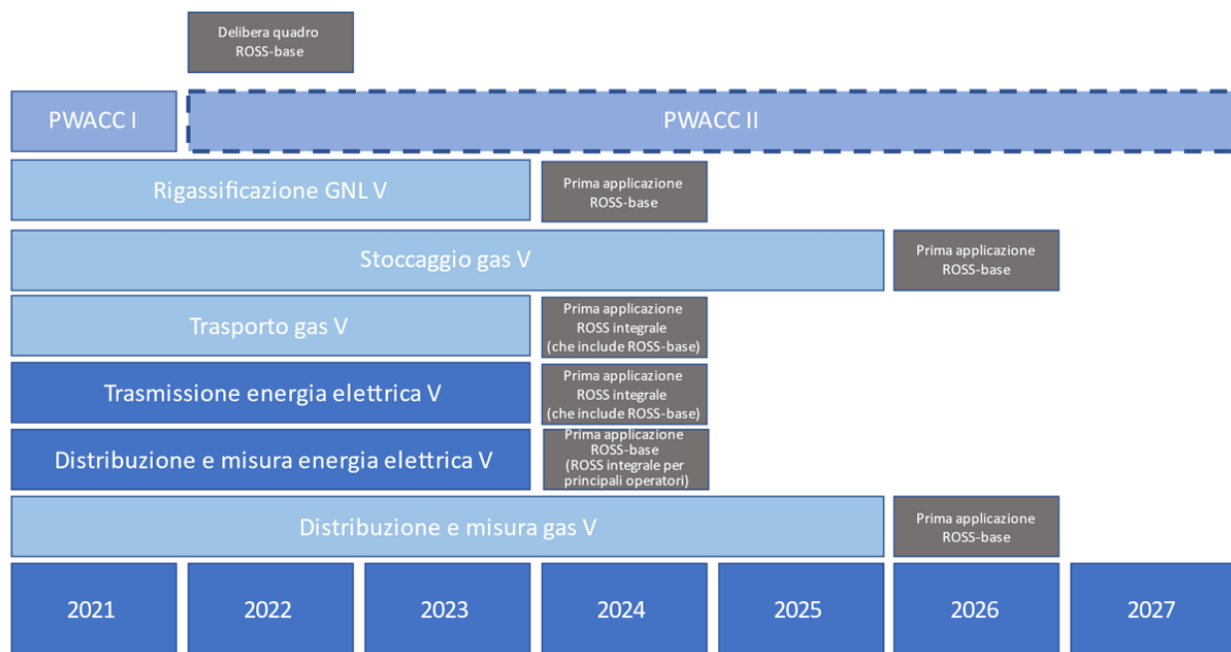


Figura 4.6: Quadro sinottico dei periodi regolatori dei servizi infrastrutturali energetici. Si evidenziano le prime applicazioni sistemiche del ROSS nel 2024 per la maggior parte dei segmenti e nel 2026 per i segmenti dello stoccaggio e della distribuzione e misura del gas – Fonte: ARERA, 2021d.

La riforma relativa al ROSS-Base si focalizza sulle modalità secondo cui vengono determinati i costi riconosciuti, sui meccanismi di incentivo all’efficienza e infine sull’introduzione di un nuovo metodo per monitorare le *performance* economico-finanziarie delle imprese. Gli aspetti relativi alla regolazione *output-based*, allo stimolo dell’innovazione e alle analisi dei *business plan* saranno invece regolati dai provvedimenti già in vigore e verranno aggiornati dalle future norme rivolte a stabilire i criteri del ROSS-Integrale. Il documento in questione propone diverse opzioni regolatorie, per le quali saranno analizzati gli impatti in termini di efficacia del provvedimento, coerenza con gli obiettivi e minimizzazione delle attività amministrative per gli operatori e di controllo per il regolatore (ARERA, 2021d).

La figura 4.7 viene utilizzata all’interno del documento per illustrare il nuovo schema generale per il riconoscimento dei costi, applicato soltanto a partire dalla data di entrata in vigore della

nuova metodologia. Tra le novità spiccano l'introduzione della "spesa totale di riferimento" e l'applicazione di coefficienti di ripartizione dell'efficienza totale e di tassi di capitalizzazione fissati dall'Autorità di regolazione (ARERA, 2021d).

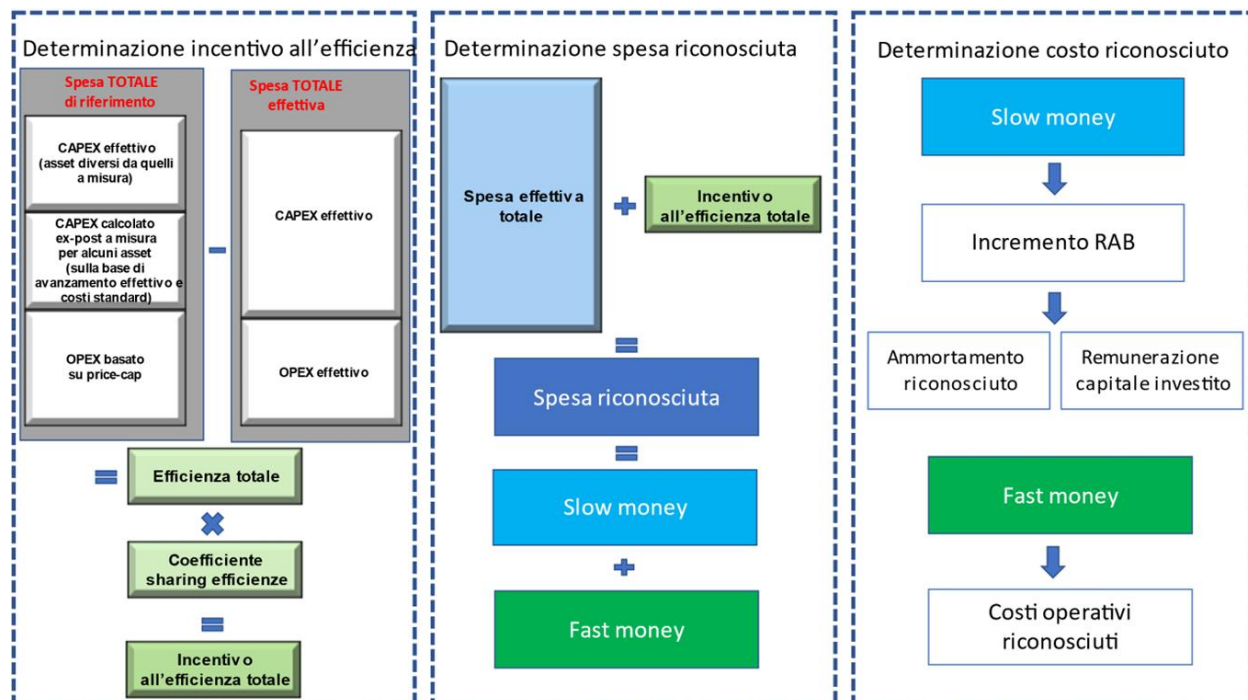


Figura 4.7: Schema illustrativo del funzionamento del metodo ROSS-Base – Fonte: ARERA, 2021d.

Nell'approccio ROSS-Base, le componenti che costituiscono la spesa totale di riferimento vengono determinate come segue. Per quanto riguarda la voce "CAPEX effettivo" si intendono gli investimenti di rete come stazioni, cabine, rinnovamenti non ripetitivi e progetti con specificità territoriale, che non sono standardizzabili tramite grandezze fisiche. Una volta che l'impresa sostiene il costo, il CAPEX viene determinato *ex-post* e verificato dal regolatore. Nella voce "CAPEX calcolato *ex-post* a misura per alcuni *asset*" rientrano investimenti più ripetitivi, modulari e misurabili, per i quali si possono definire unità fisiche e costi *standard* unitari, come nel caso di chilometri di linea rinforzata, contatori intelligenti e interventi standardizzati. Dopo aver realizzato l'intervento, l'operatore è tenuto a comunicare ad ARERA le quantità fisiche realizzate e l'avanzamento dei lavori a consuntivo. A questo punto il regolatore applica costi *standard* e riconosce il CAPEX ammissibile che rientra nella spesa totale di riferimento. Secondo questo metodo, non conta allora la spesa sostenuta, ma l'avanzamento effettivo rispetto a un costo ritenuto efficiente. Gli OPEX vengono invece inseriti nella spesa totale di riferimento sulla base del collaudato metodo *Price-Cap*, tale per cui ARERA definisce un livello iniziale di OPEX riconosciuto e applica un fattore di efficienza e correttivi basati sull'inflazione (ARERA, 2021d). Nel modello ROSS-Integrale, la spesa totale di riferimento è determinata sulla base dell'analisi delle previsioni fornite dall'operatore tramite il *business plan*, eliminando definitivamente

l'approccio ibrido e ogni tipo di distorsione degli incentivi e permettendo la definizione di obiettivi specifici per l'efficienza sia del CAPEX sia dell'OPEX. A tal fine diventerà sempre più importante la definizione di costi *standard* o *benchmark* per la corretta misura dell'avanzamento degli investimenti, in modo da evitare comportamenti opportunistici. Anche nel modello base, comunque, l'utilizzo dei costi *standard* o *benchmark* risulta di grande utilità e, sebbene venisse già allora utilizzato per la definizione dell'OPEX, si manifesta la volontà di sviluppare metodi *ad hoc* per la determinazione dei costi *standard* anche relativamente al CAPEX (ARERA, 2021d).

Sottraendo la spesa totale effettiva alla spesa totale di riferimento si ottiene l'efficienza totale conseguita dall'impresa, alla quale per determinare l'incentivo all'efficienza totale si applica un coefficiente di *sharing*, che determina la quota del recupero di efficienza rispetto al *benchmark* che viene lasciata alle imprese. Il meccanismo di *sharing* deve essere determinato adeguatamente, in modo tale da stimolare a sufficienza la riduzione dei costi. Al tempo stesso, mantenendo l'approccio allora in vigore basato su costi di riferimento individuati in base ai costi sostenuti in un determinato anno, sarebbe necessario affrontare i precedentemente introdotti rischi di *cost padding* e di concentrazione degli sforzi rivolti alla massimizzazione dell'efficienza solamente all'inizio del periodo. In ogni caso, la determinazione del coefficiente di *sharing* da implementare nel ROSS viene lasciata a provvedimenti successivi. Tre soluzioni possibili per la metodologia di *sharing* sono rappresentate da un *rolling incentive mechanism*, la matrice IQI e i meccanismi di incentivo per il TOTEX (TIMs) e saranno descritti nel capitolo 4.6.5 (ARERA, 2021d; ARERA, 2022a).

Ritornando alla figura 4.7, sommando la spesa effettiva totale con l'incentivo totale all'efficienza si ottiene la spesa (TOTEX) riconosciuta, che rappresenta l'ammontare complessivo che il DSO può recuperare nel tempo tramite le tariffe. A essa deve essere applicato il tasso di capitalizzazione, in modo tale da suddividerla in *slow money* e *fast money*. Con *slow money* si intende quella componente che va a incrementare la RAB virtuale, viene recuperata nel tempo ed è remunerata tramite il riconoscimento dell'ammortamento e un rendimento (WACC trasformato). Come già discusso in precedenza, la RAB virtuale viene costruita ipotizzando una vita utile e un profilo di ammortamento indipendentemente dalla natura dei costi inclusi al suo interno, in modo da incrementare la neutralità tecnologica della regolazione. Il *fast money* rappresenta invece quella porzione che non entra all'interno della RAB e viene immediatamente recuperata, senza l'applicazione di un rendimento aggiuntivo, determinando i costi operativi riconosciuti. La RAB finale è quindi uguale alla somma tra la RAB iniziale e lo *slow money*, a cui viene sottratto l'ammortamento della RAB iniziale (ARERA, 2021d; Oxera, 2021).

La scelta del tasso di capitalizzazione non è però una questione semplice. Innanzitutto si decide che a fissarlo sia il regolatore, piuttosto che utilizzare il tasso effettivo, per evitare i già citati tentativi di gonfiare artificialmente i costi operativi nell'anno di *test*, spostando il CAPEX negli anni seguenti. Un'opzione è la determinazione dei tassi di capitalizzazione *ex-ante*, per aumentare

la prevedibilità del meccanismo, con sistemi di aggiustamento *ex-post*. A tal fine, per determinare i tassi *ex-ante* ARERA ritiene opportuno utilizzare dati medi per singolo servizio, basandosi sulle medie pluriennali con orizzonte di cinque o dieci anni. Anche per la determinazione della vita utile regolatoria il documento propone sia un'opzione *ex-post* con aggiornamento annuale, sia un valore determinato *ex-ante* per maggiore certezza normativa (ARERA, 2021d).

Il costo riconosciuto ai fini tariffari, infine, si compone quindi come la somma di *fast money*, ammortamento (calcolato come rapporto tra *slow money* e vita utile regolatoria) e rendimento (determinato come prodotto tra la RAB virtuale e il WACC trasformato). Mentre il *fast money* viene recuperato immediatamente, la quota restante è recuperata nel tempo, con il rendimento che funge da incentivo all'investimento (ARERA, 2021d; Osera, 2021).

4.6.3 Monitoraggio delle performance: il ruolo del RoRE

Il Quadro Strategico 2022-2025 riporta la necessità di introdurre sistemi di monitoraggio per verificare le spese effettive e favorire il confronto dei risultati tra imprese e settori, nonché metodologie volte all'analisi dei rendimenti effettivi rispetto ai parametri regolatori, per monitorare eventuali *over-performance* o *under-performance*. Per il monitoraggio delle *performance*, in particolare, nel Documento per la consultazione 615/2021/R/com, ARERA ritiene che per la rappresentazione degli effetti della regolazione sulle prestazioni economico-finanziarie delle imprese possa essere utilizzato il RoRE (*Return on Regulatory Equity*). Questo indicatore, già impiegato nella regolazione britannica, misura i margini consentiti alle imprese regolate. Formalmente,

$$RoRE = Ke_{pre\ tax} + R_{opex} + R_{amm} + R_{remcap} + R_{inc}$$

dove:

- $Ke_{pre\ tax}$ è il tasso di remunerazione del capitale proprio reale ante-imposte, ricavabile dalle decisioni sulla determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito;
- R_{opex} è il margine consentito dalla regolazione alle imprese sui costi operativi per stimolare l'efficienza nell'erogazione del servizio ed è calcolato come la differenza tra l'OPEX riconosciuto e quello effettivo. Formalmente,

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

dove:

- $opex_{ric}$ è il costo operativo riconosciuto;
- $opex_{eff}$ è il costo operativo effettivo;
- T è il livello di tassazione utilizzato nelle decisioni relative al tasso di remunerazione del capitale investito;

- RAB è il capitale investito regolatorio;
- g è il livello di *gearing* nozionale, ossia il rapporto tra il valore regolatorio del debito e il valore del capitale investito regolatorio.
- R_{amm} è il margine che le imprese possono ottenere dalla differenza tra gli ammortamenti effettivi a bilancio e quelli riconosciuti a fine tariffario. Esso è principalmente legato al fatto che i valori a bilancio non vengono rivalutati per l'inflazione. Formalmente,

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

dove:

- amm_{ric} è l'ammortamento riconosciuto;
- amm_{eff} è l'ammortamento effettivo.
- R_{remcap} è il margine che le imprese possono ottenere dalla differenza tra i valori nozionali di *gearing*, tassazione e di costo del debito utilizzati per determinare il tasso di remunerazione del capitale investito e i valori effettivi. È perciò scomponibile in tre componenti: $R_{gearing}$, R_{tax} e R_{Kd} . Formalmente,

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

dove:

- $Ke_{pre\ tax}^{real}$ è il tasso di remunerazione dell'*equity* reale ante-imposte, ricavabile dalle decisioni relative al tasso di remunerazione del capitale investito;
- $Kd_{eff,pre\ tax}^{real}$ è il costo effettivo contabile del debito reale ante-imposte;
- D_{EFF} è il valore effettivo del debito dell'operatore;
- D_{NOT} è il valore del debito regolatorio, dato dal prodotto tra RAB e livello di *gearing*.

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

dove:

- $WACC_{pre\ tax}^{real}$ è il tasso di remunerazione del capitale investito reale ante-imposte stabilito dalla regolazione;
- $WACC_{post\ tax}^{real}$ è il tasso di remunerazione del capitale investito reale post-imposte, ricavabile dalle decisioni sul tasso di remunerazione del capitale investito;
- tax_{eff} sono le imposte effettive.

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

dove:

- $Ka_{pre\ tax}^{not}$ è il costo del debito reale ante-imposte, ricavabile dalle decisioni sul tasso di remunerazione del capitale investito;
- $Ka_{eff,pre\ tax}^{real}$ è il costo effettivo contabile del debito reale ante-imposte.

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

dove:

- Inc è la somma algebrica di tutti i premi, le penalità e gli indennizzi relativi agli strumenti di regolazione *output-based* e della qualità.

Ulteriori addendi possono essere aggiunti per le regolazioni di servizi che includono meccanismi di incentivazione specifica (ARERA, 2021d).

Per completezza, si specifica che nell'ambito della delibera che ha ufficialmente introdotto il ROSS il calcolo del RoRE è stato leggermente modificato, limitatamente alla formula iniziale. Formalmente,

$$RoRE = Ke_{post\ tax}^{real} + R_{opex} + R_{amm} + R_{remcap} + R_{inc}$$

dove $Ke_{post\ tax}^{real}$ è il tasso di remunerazione del capitale proprio reale post-imposte, ricavabile dalle decisioni sulla determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (ARERA, 2023b). Nonostante il RoRE possa essere influenzato da molti fattori, anche esterni al controllo dell'azienda, e potrebbe non riflettere alcuni elementi che incidono sui rendimenti effettivi realizzati dagli azionisti, si tratta di uno strumento efficace per una valutazione olistica dei parametri del quadro regolatorio. Esso può garantire maggiore trasparenza sulle prestazioni finanziarie ed essere utilizzato per calibrare i meccanismi regolatori, tra cui gli incentivi. È evidente che il calcolo del RoRE richieda analisi precise e coerenti dei dati presenti nei bilanci delle aziende regolate e di quelli relativi ai meccanismi tariffari e agli strumenti di regolazione *output-based* e della qualità, per cui il Documento per la consultazione 615/2021/R/com sostiene che la definizione delle metodologie specifiche debba essere affinata successivamente (ARERA, 2021d; Oxera, 2021).

4.6.4 Il Documento per la consultazione 317/2022/R/com: ambito di applicazione del ROSS e ulteriori sviluppi del ROSS-Base

Il Documento per la consultazione 317/2022/R/com ha l'obiettivo di definire l'ambito di applicazione del ROSS, stabilire tempistiche più precise e illustrare i meccanismi regolatori che lo costituiranno. Innanzitutto, esso illustra una specificazione chiara degli elementi che caratterizzano gli approcci ROSS-Base e ROSS-Integrale (figura 4.8), delinea il percorso di

inserimento del ROSS-Base nella regolazione e illustra gli strumenti regolatori che saranno sviluppati nel ROSS-Base (ARERA, 2022a).

ROSS-base

Tutti gli operatori

- baseline della spesa totale (investimenti + opex, possibilmente sulla base di *benchmark/standard* anche *forward looking*)
- spesa effettiva totale
- incentivo all'efficienza totale
- tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore per distinguere «slow money» da «fast money»
- analisi performance finanziaria imprese (RORE)
- gestione delle incertezze

Regolazione della qualità e meccanismi output based

Tutti gli operatori

- regolazione «ordinaria» della qualità del servizio

ROSS integrale

Solo principali operatori

- baseline della spesa totale basata su *business plans* delle imprese e *cost assessment* del regolatore
- spesa effettiva totale
- incentivo all'efficienza totale (basato sul piano)
- tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore per distinguere «slow money» da «fast money»
- analisi della performance finanziaria imprese (RORE)
- gestione delle incertezze (*uncertainty mechanism*, possibili *pass through*, meccanismi di *reopening* del piano)
- 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

Figura 4.8: Caratteristiche degli approcci ROSS-Base e ROSS-Integrale – Fonte: ARERA, 2022a.

Dopo aver stabilito “cosa” implementare nei documenti precedentemente analizzati, l’Autorità inizia qui a definire “come” implementare tali elementi. In particolare, in questo documento vengono esplicitati gli orientamenti del regolatore in riferimento ai criteri per la determinazione del costo riconosciuto da applicare ai servizi regolati nell’ambito del ROSS-Base e per la definizione di un metodo di analisi dei rendimenti per permetterne il monitoraggio (ARERA, 2022a).

All’interno della consultazione e dei *focus group* con le aziende, che hanno seguito la pubblicazione del Documento per la consultazione 615/2021/R/com, sono stati raccolti alcuni pareri da parte degli operatori coinvolti per quanto riguarda il nuovo approccio. Un operatore ha espresso la preoccupazione che la dicotomia di metodologie tra piccoli e grandi operatori non permetterebbe un trattamento equo delle imprese, né il raggiungimento di economie di scala significative legate a costi operativi e di capitale. Alcuni operatori hanno espresso preferenze per un’applicazione sequenziale dei due approcci del ROSS, con un’adozione generalizzata della versione base seguita dall’applicazione del ROSS-Integrale solo agli operatori più grandi, mentre altri hanno sostenuto un’adozione in parallelo. Al tempo stesso, mentre alcune imprese auspicano un’applicazione diretta del ROSS-Integrale per una semplificazione burocratica, altre preferiscono invece testare prima i meccanismi della logica ROSS-Base. Per quanto riguarda le soglie per la determinazione dell’ambito di applicazione del ROSS-Integrale per il servizio di distribuzione e misura dell’energia elettrica si è giunti alla proposta di adottarlo per le imprese con almeno 100.000 punti di prelievo (POD). Per quanto riguarda le tempistiche, in molti hanno evidenziato la difficoltà dell’applicazione al settore del trasporto del gas a partire dal 2024, per

via delle criticità legate alla predisposizione dei *business plan*, e hanno proposto una proroga al 2026. Il settore della distribuzione del gas naturale desta inoltre dei dubbi sulla possibilità di applicarvi il ROSS-Integrale. Terna si pone invece in prima linea per promuovere l'applicazione rapida del ROSS-Integrale, anche se la maggior parte degli operatori auspica un passaggio graduale dall'approccio tradizionale alla nuova logica (ARERA, 2022a).

È utile ai fini della comprensione del contesto riportare l'assetto dei servizi caratterizzati dalla riforma, per quanto riguarda le determinanti di dimensioni del settore, numero di operatori, principali operatori, regime di concessione e regime di *unbundling*, nel momento della stesura del documento (figura 4.9) (ARERA, 2022a).

	Trasmissione elettrica	Distribuzione elettrica	Trasporto gas	Stoccaggio gas	Rigassificazione (GNL)	Distribuzione gas
Dimensioni del settore	73.600 km	248,6 TWh	35.103 km	17,8 mld mc	16,3 mld mc / anno	30 mld mc/anno
Numero di operatori	Gestore del sistema di trasmissione unico	Elevato numero di operatori	Un'impresa maggiore di trasporto e altre 8 imprese di trasporto, di cui 6 solo a livello regionale	Stogit (9 concessioni attive, 94% della capacità di <i>working gas</i>)	GNL Italia (3,5 Bcm) OLT Offshore LNG Toscana (3,8 Bcm) Terminale GNL Adriatico (8+1 Bcm)	Settore molto frammentato, con circa 166 distributori con meno di 100.000 PdR 120 distributori più grandi coprono l'80% del settore
Principali operatori	Terna (99,7%)	E-distribuzione (85%) Unareti (3,9%) Areti (3,6%) Ireti (1,3%) altri (5,9%)	Snam Rete Gas (93,8%) SGI (4,8%) Retragas (1,2%) altri (0,2%)	Edison Stoccaggio (3 concessioni attive) Ital Gas Storage (1 concessione attiva)		<u>Principali gruppi societari</u> Italgas (34,7%) 2I Rete Gas (20,6%) A2A (9,2%) Hera (7,0%) Iren (3,8%) Ascopiave (3,5%) Estra (2,9%) altri (18,3%)
Regime concessorio	Concessione di 25 anni, con possibile estensione	Scadenza concessioni nel 2030	Attività soggetta ad autorizzazione ministeriale	Concessioni di 30 anni, con possibile estensione di 10 anni	Attività soggetta ad autorizzazione ministeriale	Concessioni su ATEm, con gare per l'affidamento di 12 anni
Unbundling	Unbundling proprietario	Unbundling funzionale	Unbundling proprietario (Gruppo Snam)	Unbundling funzionale (all'interno del Gruppo Snam)	Unbundling funzionale (all'interno del Gruppo Snam)	Unbundling funzionale

Figura 4.9: Caratteristiche dei servizi infrastrutturali regolamentati oggetto della riforma ROSS, nel 2022 – Fonte: ARERA, 2022a.

Il documento riporta le principali cause di *CAPEX-bias* individuate dall'Autorità nel corso degli approfondimenti effettuati e i relativi pareri degli operatori. Le cause del fenomeno sembrano essere legate al quadro regolatorio e agli incentivi da esso forniti, alla cultura aziendale e alle strutture di *governance* delle imprese. La regolazione può influire sul comportamento degli operatori poiché determina le modalità di riconoscimento dei costi, i criteri per la gestione dei rischi e i metodi per la definizione del tasso di remunerazione del capitale. In caso di regolazione RoR il *CAPEX-bias* può essere causato dal già citato effetto Averch-Johnson (si veda il capitolo 3.1). Nell'approccio ibrido in vigore allora il trattamento differenziato delle spese induceva a investire maggiormente in capitale per via della remunerazione aggiuntiva ricavabile e per la possibilità di trattenere le maggiori efficienze sugli OPEX ottenibili. In caso di combinazione di RoR e regolazione incentivante applicata agli OPEX la distorsione è causata dal già introdotto rischio OPEX (si veda il capitolo 3.3). Sorprendentemente, però, le imprese non sembrano attribuire un peso importante al quadro regolatorio nell'ambito delle decisioni di spesa tra CAPEX e OPEX. Nonostante questo, il documento riafferma la volontà da parte del regolatore di rimuovere il più possibile il *bias*, sostenendo che l'approccio ROSS-Integrale sia in tal senso il più efficace, grazie all'analisi dei *business plan* predisposti dalle imprese che consente una valutazione accurata delle loro decisioni. Tramite lo sviluppo di criteri di valutazione del CAPEX fondati su

costi unitari *standard*, tuttavia, si ritiene che anche il ROSS-Base possa dimostrarsi estremamente valido in tal senso (ARERA, 2022a).

ARERA riconosce che l'obiettivo di eliminazione del *CAPEX-bias* risulta collegato a quello, altrettanto importante, di favorire l'aumento della produttività totale, per via della rimozione degli incentivi distorti verso la scelta di soluzioni inefficienti. Un altro modo per incrementare la produttività sarebbe la generalizzazione dei metodi di valutazione del CAPEX basati su costi *standard* o *benchmark*, ancora appannaggio di una cerchia ristretta di servizi. Nel caso in cui, invece, la spesa di capitale venga valutata in base al costo a consuntivo, come questo documento sostiene avverrà inizialmente nel ROSS-Base, l'approccio ROSS-Integrale risulta fortemente preferibile per l'obiettivo di aumento della produttività (ARERA, 2022a).

La determinazione della spesa di riferimento è uno dei principali temi trattati nel DCO 317/2022/R/com. Nello specifico, viene definita come ROSS-Base-T (transitorio) la prima fase di introduzione del ROSS-Base, rispetto al cosiddetto ROSS-Base a regime o ROSS-Base-R. L'approccio ROSS-Base-T non prevede lo sviluppo di sistemi di valutazione basati su costi *standard* o *benchmark*, eccetto quelli già allora in vigore. La spesa di riferimento è allora identificata utilizzando il *Price-Cap* per gli OPEX e valutando il CAPEX a consuntivo. La spesa totale di riferimento si definisce allora come la somma tra OPEX *standard* e CAPEX effettivo, e deve essere confrontata con la spesa totale effettiva, proseguendo poi secondo il meccanismo determinato nel capitolo 4.6.2. Pur non permettendo un bilanciamento corretto degli incentivi tra CAPEX e OPEX, la configurazione ROSS-Base-T risulta più immediata e semplice da applicare. Per questa ragione, molti operatori hanno apprezzato la metodologia, sostenendo la difficoltà di individuare *benchmark* attendibili e che in molti settori l'adozione di costi *standard* necessiterebbe di un periodo iniziale di sperimentazione. L'Autorità ritiene nel complesso che nella fase di applicazione del ROSS-Base-T l'eliminazione del *CAPEX-bias* sia ostacolata dall'assenza di riferimenti per la valutazione della spesa di capitale e teme che le logiche disomogenee per il tasso di capitalizzazione a seconda di settore e *asset* possano indurre comportamenti opportunistici. ARERA esprime quindi l'intenzione di utilizzare all'interno del modello ROSS-Base-R un metodo in grado di affrontare in maniera migliore le distorsioni, basando quindi la valorizzazione sia dell'OPEX (tramite *Price-Cap*) sia del CAPEX su costi *standard*, in modo tale che la differenza tra spesa totale effettiva e spesa totale di riferimento rifletta realmente un recupero di efficienza. Nel modello ROSS-Base-T, invece, si stabilisce che i costi *standard*, ove presenti o successivamente sviluppati, sarebbero stati utilizzati solamente per il monitoraggio dell'andamento della spesa di capitale, per esempio tramite l'applicazione di un indicatore calcolato *ex-post* e definito come il rapporto tra la spesa effettiva e la spesa calcolata sulla base dei costi unitari *standard*. L'orientamento del regolatore è quindi quello di utilizzare i costi *standard* per il monitoraggio per un periodo almeno biennale, per poi implementarli in seguito ai fini del calcolo della spesa di riferimento (ARERA, 2022a).

Il regolatore fornisce poi una serie di ipotesi relativamente all'ambito di applicazione e alle tempistiche di implementazione dell'approccio ROSS. Per facilitare la lettura del discorso, la figura 4.10 schematizza l'esito dei ragionamenti.

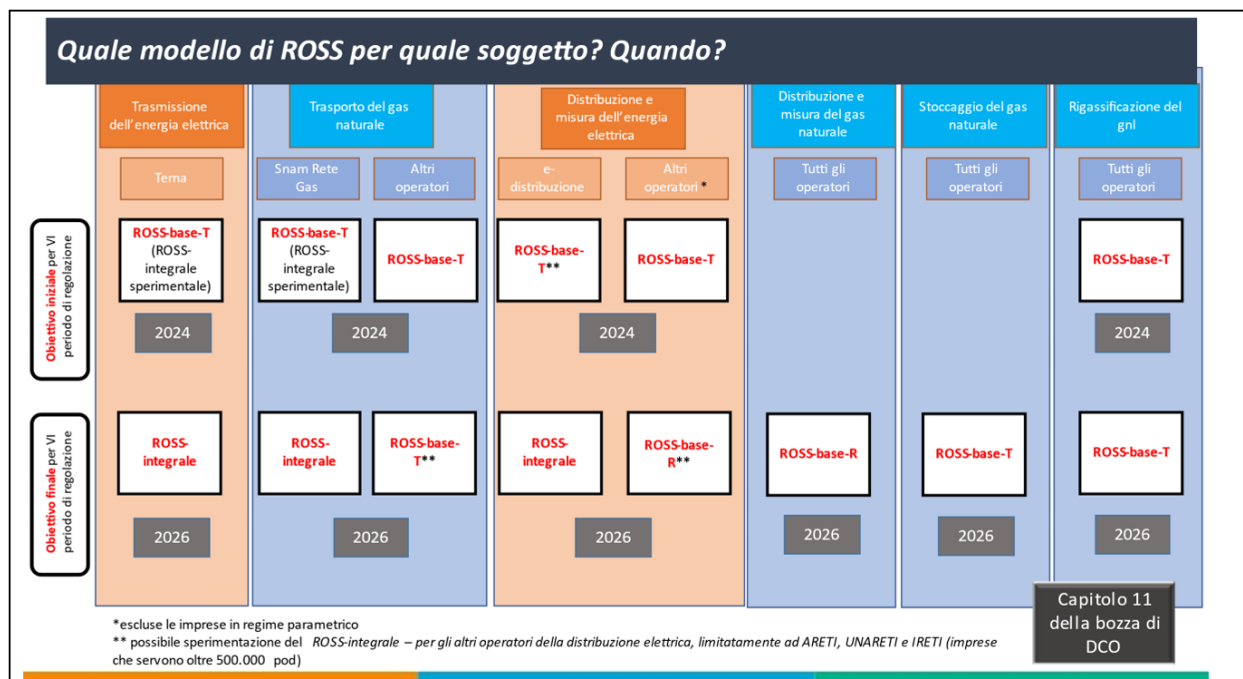


Figura 4.10: Sintesi delle ipotesi di ARERA relativamente al modello da utilizzare per i diversi servizi infrastrutturali regolati, tra ROSS-Base-T, ROSS-Base-R e ROSS-Integrale, e alla data di entrata in vigore – Fonte: ARERA, 2022a.

Per quanto riguarda la trasmissione dell'energia elettrica si prevede l'applicazione del ROSS-Integrale, basato su *business plan* con valutazioni dettagliate dei costi, a partire dal successivo periodo regolatorio, ossia dal 2024, all'operatore monopolista Terna S.p.A. Tale impresa ha esperienza nella predisposizione di *business plan* su orizzonti pluriennali e ha già avuto a che fare con meccanismi regolatori *output-based*. Per via dei tempi troppo stretti per la preparazione di piani dettagliati, nonostante l'intenzione dell'operatore di adottare da subito un approccio ROSS-Integrale, l'Autorità ritiene ragionevole l'applicazione del ROSS-Base-T, affiancata da un'applicazione del ROSS-Integrale in via sperimentale, con l'obiettivo di rendere quest'ultimo il regime ufficiale entro il 2026. Nella fase di transizione, il riconoscimento dei costi avverrebbe secondo le regole del ROSS-Base, mentre la sperimentazione del ROSS-Integrale riguarderebbe la predisposizione da parte di Terna del *business plan* e la sua valutazione da parte dell'Autorità (ARERA, 2022a).

Nel segmento del trasporto del gas, ARERA prevede l'applicazione del ROSS in maniera differenziata tra le tre imprese di trasporto nazionale e le sei imprese di trasporto regionale, a partire dal successivo periodo regolatorio, ossia dal 2024. Per la principale impresa di trasporto, Snam Rete Gas, il regolatore prevede un percorso analogo a quello di Terna. Per le altre aziende, invece, si propende per il modello ROSS-Base-T, valutando nel corso del primo biennio l'ipotesi

di una sperimentazione del ROSS-Integrale in seguito al termine della sperimentazione per Snam, con meccanismi semplificati per la presentazione e la valutazione dei piani di sviluppo (ARERA, 2022a).

Nell'ambito della distribuzione dell'energia elettrica, l'elevata eterogeneità richiede approcci semplificati. Nel momento della stesura del documento, "il servizio di distribuzione dell'energia elettrica è gestito da un insieme molto eterogeneo di imprese con un grande operatore che copre l'85% dell'utenza, tre operatori di dimensioni medio-grandi che nell'insieme coprono circa l'8% dell'utenza e altri 120 operatori che nell'insieme coprono poco meno del 6% dell'utenza. Per i circa 100 operatori con meno di 25.000 clienti è previsto, per legge, un meccanismo di riconoscimento dei costi di tipo parametrico" (ARERA, 2022a). Per l'operatore principale si prevede l'adozione del ROSS-Integrale a partire dal 2024, ma con percorso simile a quello descritto per Terna e Snam. Gli operatori con numero di punti di prelievo superiore a 25.000 hanno come obiettivo la regolazione ROSS-Base-R, a partire dal 2026, con eventuale sperimentazione nel biennio precedente, nel quale verrebbe applicato il ROSS-Base-T. Fra essi, almeno per le imprese con almeno 500.000 POD, sarà valutata l'applicazione del ROSS-Integrale, eventualmente su base opzionale. I piccoli operatori non subiranno invece variazioni al regime di riconoscimento dei costi (ARERA, 2022a).

Il segmento della distribuzione del gas naturale, che vede il successivo periodo regolatorio avviarsi nel 2026, è anch'esso molto eterogeneo. Nello specifico, nel momento della stesura del documento "è gestito da un insieme molto eterogeneo di circa 200 imprese distributrici. I primi due gruppi coprono circa il 56% dei punti di riconsegna serviti sul territorio nazionale; gli altri cinque gruppi societari in ordine di dimensione ne coprono circa il 26%; il restante 18% dei punti di riconsegna è coperto dagli altri operatori. Nella prospettiva delle gare d'ambito il numero di operatori dovrebbe ridursi in modo significativo, anche se il numero di ATEM è molto elevato" (ARERA, 2022a). Per questo segmento si prevede l'applicazione del ROSS-Base-R dal 2026, per via della scarsa compatibilità del ROSS-Integrale con la fase di transizione verso un nuovo sistema di gestione (ARERA, 2022a).

In ultimo, vi è il segmento dello stoccaggio del gas naturale e della rigassificazione del gas naturale liquefatto, servizi caratterizzati dalla presenza di pochi operatori (tre ciascuno) e di diverse dimensioni. Si prevede l'applicazione del ROSS a partire dal 2024 per il servizio di rigassificazione e dal 2026 per quello di stoccaggio. Le caratteristiche dei due servizi, che comprendono infrastrutture non di rete con costi di investimento non standardizzabili e che richiedono solo interventi di manutenzione e mantenimento dopo che sono state realizzate, richiederebbero l'applicazione del ROSS-Integrale. Tuttavia, i vincoli di risorse per la gestione del ROSS da parte del regolatore impongono l'adozione del modello ROSS-Base-T, con eventuale passaggio al ROSS-Integrale da valutarsi successivamente (ARERA, 2022a).

4.6.5 Orientamenti dell’Autorità per i criteri del ROSS-Base

Un altro tema cardine presente nel Documento per la consultazione 317/2022/R/com è quello relativo agli orientamenti di ARERA per la determinazione dei criteri generali per quanto riguarda, per esempio, il meccanismo di *sharing* delle efficienze e i tassi di capitalizzazione. Il Documento per la consultazione 655/2022/R/com completa l’analisi presentando ulteriori orientamenti su aspetti di dettaglio.

Orientamenti per il meccanismo di sharing delle efficienze

Per quanto riguarda la condivisione delle efficienze, alcune possibili soluzioni, di ispirazione britannica, sono il *rolling incentive mechanism*, la matrice *Information Quality Incentive* (IQI) e il *Totex Incentive Mechanism* (TIM). Nel *rolling incentive mechanism* la *baseline* di spesa viene aggiornata ogni anno in base alla spesa effettiva realizzata nell’anno precedente e gli operatori possono beneficiare di risparmi sui costi per un numero fisso di anni, pari alla durata del periodo regolatorio, indipendentemente dal momento del periodo in cui tali risparmi si sono verificati. In questo modo viene eliminato l’incentivo a concentrare nel corso del primo anno del periodo regolatorio gli sforzi per il miglioramento dell’efficienza per trattenere i benefici per tempi più lunghi. L’obiettivo di questo metodo è quindi quello di eguagliare gli incentivi all’*over-performance* lungo l’intero periodo regolatorio. La matrice IQI è stata sperimentata da ARERA nella regolazione per il riconoscimento dei costi di capitale nel progetto di *roll-out* degli *smart meters* 2G. Tale matrice prevede incentivi all’efficienza combinati con stimoli alla fornitura di previsioni di spesa veritiere, modulando gli incentivi all’efficienza in base al livello di affidabilità delle previsioni di spesa. Il TIM prevede un calcolo annuale *ex-post*, con un *lag* di due anni, della differenza tra spesa totale effettiva e spesa totale di riferimento. A questa differenza viene moltiplicato un coefficiente di *sharing* dell’efficienza, per determinare la ripartizione del recupero di efficienza tra impresa e utenti e l’aggiustamento dei ricavi riconosciuti del periodo successivo (ARERA, 2022a; Oxera, 2021).

Dalle consultazioni con le imprese non emerge una metodologia preferita, ma si afferma l’auspicio che lo *sharing* dell’efficienza incentivi a sufficienza gli operatori a mantenere i costi al di sotto della *baseline*. Alcune aziende hanno anche sottolineato la necessità di differenziare il meccanismo in base alle caratteristiche dell’operatore e di tenere conto dell’innovazione richiesta nell’ambito della digitalizzazione all’interno degli incentivi all’efficienza (ARERA, 2022a).

Da parte sua, ARERA chiarisce che nel modello ROSS-Base-T il meccanismo di *sharing* è relativo solamente all’OPEX e definito dal *Price-Cap*, mentre nel ROSS-Base-R viene destinato a CAPEX e OPEX in base all’efficienza ottenuta rispetto al *benchmark*. L’applicazione parallela del *Price-Cap* e del meccanismo di *sharing* non viene vista come una sovrapposizione di strategie di incentivazione, ma come una coppia di strumenti complementari e compatibili, se adeguatamente calibrati. La figura 4.11 mostra infatti come il fattore di *sharing* permetta di ripartire i benefici di

efficienza tra impresa e utenti, all'interno di un contesto di decremento dei costi riconosciuti nel tempo legato all'applicazione del fattore X (ARERA, 2022a).

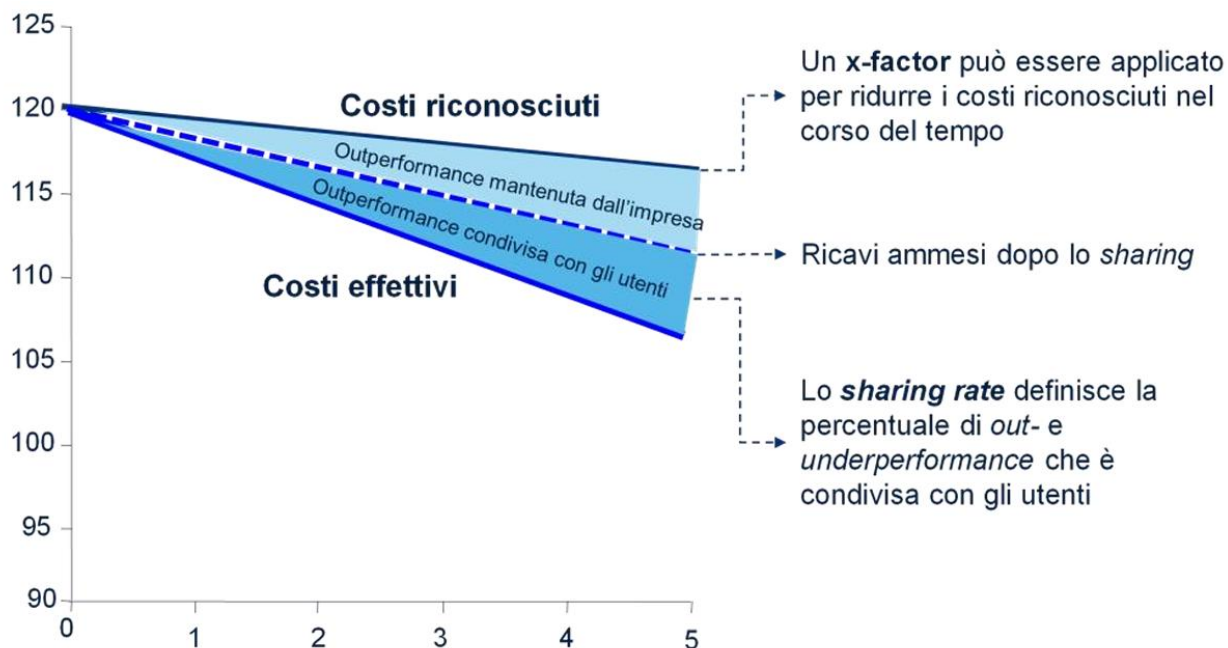


Figura 4.11: Schema di applicazione combinata del fattore X e del meccanismo di sharing delle efficienze – Fonte: ARERA, 2022a.

ARERA ritiene opportuno stabilire il livello obiettivo dei costi di servizio a fine periodo pari al costo effettivo rilevato nell'anno *test*, senza richiedere recuperi di produttività aggiuntivi. Gli obiettivi di efficientamento devono invece essere fissati secondo il metodo *Price-Cap* per gli OPEX, mentre per il CAPEX vengono utilizzati i costi *standard* per il monitoraggio nell'approccio ROSS-Base-T e come *benchmark* per la spesa riconosciuta nel ROSS-Base-R, come già dettagliato in precedenza. La definizione della potenza dell'incentivo, ossia il valore attuale netto dei risparmi di efficienza lasciati alle imprese rispetto al valore attuale netto dei benefici complessivi, risulta di grande importanza per l'economicità del servizio e per la buona riuscita dello schema (ARERA, 2022a).

Escludendo l'utilizzo della matrice IQI, per via delle problematiche ravvisate nel sistema inglese, l'Autorità valuta tre diverse opzioni regolatorie, che saranno dettagliate in questa sezione. La prima opzione prevede il mantenimento dell'attuale meccanismo di *sharing*, ossia un confronto tra l'OPEX effettivo e quello ammesso, con trasferimento a partire dall'inizio del successivo periodo regolatorio del 50% dei benefici agli utenti in caso di *over-performance* e trasferimento graduale della quota restante mediante l'applicazione del fattore X . Si stima una potenza dell'incentivo intorno al 30%, nell'ipotesi di concentrazione degli sforzi per il miglioramento dell'efficienza all'inizio del periodo regolatorio. Questa soluzione, pur essendo ovviamente di facile implementazione, non è però compatibile con il calcolo annuale dell'incentivo all'efficienza totale previsto nel ROSS-Base, incentiva le imprese a concentrare le spese per il miglioramento

dell'efficienza nell'anno base e a una distorsione delle decisioni tra CAPEX e OPEX (AERA, 2022a).

La seconda opzione prevede l'adozione di un metodo TIM annuale e con *lag* di uno o più anni. Per ogni anno del periodo regolatorio, secondo questo strumento, la spesa effettiva viene confrontata con la spesa di riferimento. Con *lag* di un anno, l'impresa trattiene interamente per un anno il beneficio derivante dall'aumento di efficienza. Nell'anno successivo si applica uno *sharing* di tali efficienze con i clienti, tramite un apposito fattore di condivisione e il prodotto dei guadagni (o perdite) di efficienza per il coefficiente di *sharing* costituisce il cosiddetto TIM, che si somma algebricamente alla spesa di riferimento per determinare i ricavi ammessi. Se il *lag* è di due anni l'impresa mantiene i benefici del recupero di efficienza per due anni, e così via. Questo sistema dovrebbe eliminare l'incentivo per le aziende a concentrare nel primo anno del periodo gli sforzi per migliorare l'efficienza, rimuovendo gli ostacoli alle decisioni ottimali di spesa. Vengono inoltre condivise con i clienti sia le maggiori sia le minori efficienze rispetto alla spesa totale di riferimento ed è necessario decidere se differenziare i coefficienti di *sharing* per singola impresa o per servizio. La buona fattibilità della soluzione, che prevede un processo annuale di iterazione per determinare gli incentivi, rende questa l'opzione preferita in assoluto (ARERA, 2022a).

La terza opzione si riferisce all'implementazione di un *rolling incentive mechanism* (RIM) secondo le modalità generali previste dal metodo e precedentemente illustrate. Rispetto alla soluzione precedente, l'obiettivo di spesa viene qui aggiornato annualmente in base al recupero di efficienza dell'anno precedente, mentre il periodo di tempo in cui viene trattenuto all'interno dell'azienda il beneficio dell'efficienza raggiunta risulta più lungo. Supponendo che esso sia di quattro anni, nei tre anni successivi al miglioramento di efficienza viene lasciata una quota dello stesso all'impresa in modo da comportare un beneficio analogo a quello che essa otterrebbe trattenendo per quattro anni la quota delle efficienze corrispondente all'incentivo all'efficienza. Quest'ultimo determina la quota delle efficienze raggiunte in un anno che viene lasciata alle aziende nei tre anni successivi. I punti a favore di questa opzione sono analoghi a quelli della soluzione basata sul TIM, ma le controindicazioni sono numerose. Oltre all'aspetto della complessità del meccanismo, sicuramente superiore rispetto ai precedenti, esso potrebbe incentivare gli operatori ad aumentare i costi in modo da trattenere i benefici per un periodo di tempo più lungo (ARERA, 2022a).

Nel Documento per la consultazione 655/2022/R/com ARERA definisce gli orientamenti finali in relazione agli incentivi all'efficienza. In particolare, mentre nel contesto allora in vigore essi erano applicati principalmente agli OPEX, nel nuovo meccanismo ROSS verranno applicati al TOTEX, a eccezione del ROSS-Base-T, nel quale i recuperi di efficienza riflettono quasi esclusivamente efficientamenti dell'OPEX, non eliminando del tutto l'asimmetria di trattamento delle spese e il conseguente rischio di *cost padding*. Nel ROSS-Base-T le spese effettive di capitale vengono

sommate sia alla *baseline* degli OPEX (per determinare la *baseline* del TOTEX), sia ai costi operativi effettivi, per calcolare il TOTEX effettivo. Nel ROSS-Base-R, invece, la spesa di capitale inserita nella *baseline* della spesa totale è calcolata sulla base di costi unitari *standard*, mentre nel ROSS-Integrale essa è la previsione di spesa inizialmente formulata dagli operatori e successivamente validata dal regolatore. Con questo in mente, ARERA ritiene opportuno implementare uno schema di *sharing* delle efficienze compatibile con lo schema di riconoscimento dei costi basato sul TOTEX e in grado di combinare le caratteristiche del RIM con la semplicità del TIM. Il ROSS intende superare alcune criticità della regolazione allora in vigore, in termini di incentivazione. Innanzitutto le distorsioni legate alla variabilità negli anni degli incentivi e alla *baseline* per un periodo basata sui costi effettivi osservati in un unico anno, il problema dell'asimmetria informativa tra aziende e regolatore e l'attenzione limitata alla transizione energetica. Per questa ultima criticità è per esempio opportuno l'inserimento di correttivi per la gestione della spesa legata a investimenti strategici per gli obiettivi di decarbonizzazione (ARERA, 2022c).

Ciò detto, ARERA intende proporre una soluzione con le seguenti caratteristiche. *In primis*, l'incentivo all'efficienza deve, come già discusso, essere basato sul TOTEX e la potenza dell'incentivo deve essere omogenea lungo l'intero periodo regolatorio, senza avvantaggiare i risparmi di efficienza ottenuti nel primo anno del periodo. Gli incentivi devono poi essere calcolati sulla base delle maggiori efficienze ottenute rispetto all'anno precedente, mentre la *baseline* del primo anno del periodo seguente sarà basata sulla media dei costi effettivi del periodo precedente e dal recupero di produttività atteso tra l'ultimo anno del periodo precedente e il primo del successivo. Le esigenze di decarbonizzazione saranno gestite aggiungendo un parametro *Z* al meccanismo di aggiornamento annuale della *baseline* dei costi operativi mediante *Price-Cap*. Esso rappresenta le variazioni dell'OPEX attribuibili agli investimenti effettuati, rispetto all'anno precedente, e viene calcolato *ex-post* per ogni servizio. Un parametro simile, detto fattore *Y*, gestirà invece gli effetti generati da cambiamenti regolatori o eventi imprevedibili o eccezionali. Per il ROSS-Base-T si prevede inoltre un sistema di monitoraggio dell'andamento del CAPEX e dell'avanzamento fisico degli investimenti, che si basa su un indice di costo degli investimenti specifici per ogni servizio e che verrà utilizzato per l'introduzione dei correttivi per il successivo periodo regolatorio. Si propone poi di calcolare l'incentivo all'efficienza totale sulla base del recupero di efficienza totale, cioè della differenza tra spesa totale di riferimento e spesa totale effettiva. Il recupero di efficienza totale viene dunque suddiviso, in base a una percentuale fissata *ex-ante*, in una quota riferita alla gestione operativa e una agli investimenti. Alla quota del recupero di efficienza totale legata agli investimenti viene infine applicata una percentuale di incentivo pari a 30%, con l'incentivo all'efficienza riferito agli investimenti che va a incrementare lo *slow money* (ARERA, 2022c; ARERA, 2023a).

Per quanto riguarda la componente dell'incentivo all'efficienza legata alla gestione operativa, il regolatore prevede di consentire alle aziende una scelta, effettuata all'inizio del periodo

regolatorio e valida per l'intero periodo, tra due schemi di incentivo alternativi. La soluzione base (o a bassa potenza di incentivo, SBP) prevede un fattore X nullo, tale che la *baseline* dei costi operativi nel periodo regolatorio sia mantenuta costante. La SBP prevede altresì un coefficiente di *sharing* delle efficienze in caso di *over-performance* maggiore rispetto all'altra opzione, che fa in modo che l'operatore trattienga una quota minore dei recuperi di efficienza ottenuti. In caso di *under-performance*, invece, il fattore di *sharing*, che qui determina la porzione delle minori efficienze che viene trasferita agli utenti nel caso in cui il recupero di efficienza sia inferiore rispetto a quanto previsto dalla *baseline*, è minore rispetto alla soluzione alternativa. In tal modo, rimane all'operatore una porzione più grande dei maggiori costi rispetto alla *baseline*. L'altra opzione, chiamata soluzione a più alta potenza di incentivo (SAP), utilizza invece un fattore X maggiore di zero, rendendo la *baseline* degli OPEX decrescente nel periodo di regolazione per incentivare l'ottenimento di efficienze superiori. Se la soluzione è più rischiosa, però, risulta anche più incentivante, dal momento che i fattori di *sharing* determinano che l'operatore può trattenere una quota superiore dei benefici delle maggiori efficienze in caso di *over-performance* e una porzione inferiore delle minori efficienze rispetto alla *baseline* in caso di *under-performance*. Per entrambe le soluzioni, poi, gli operatori mantengono le maggiori o le minori efficienze relative alla gestione operativa per quattro anni, in percentuali decrescenti nel periodo e differenziate tra le opzioni (ARERA, 2022c).

Orientamenti per la determinazione dei tassi di capitalizzazione

Come precedentemente accennato, i tassi di capitalizzazione, ossia le percentuali applicate ai costi totali per determinare quale porzione includere nella RAB regolatoria, possono essere fissati *ex-ante* e mantenuti costanti nell'intero periodo regolatorio, al fine da aumentare la prevedibilità della regolazione, oppure possono essere aggiustati *ex-post* tramite meccanismi di gestione delle incertezze. Le imprese interpellate nel corso delle consultazioni hanno evidenziato posizioni contrapposte, tra chi preferiva un tasso basato sullo storico effettivo delle aziende stesse (non oltre i 2 o 3 anni precedenti per escludere dati obsoleti) e chi invece prediligeva basarlo su analisi prospettive. Alcuni operatori hanno suggerito inoltre tassi differenziati per impresa, altri per settore. Se è vero che alcuni soggetti si sono dimostrati contrari all'approccio retrospettivo, principalmente per via del rischio di perpetuare il *CAPEX-bias*, viene riconosciuto invece che la metodologia *forward-looking* si adatta perfettamente soprattutto ai casi in cui viene accompagnata dalla stesura dei *business plan*. In ogni caso, la maggior parte delle imprese si dimostra favorevole alla fissazione *ex-ante* dei tassi (ARERA, 2022a).

ARERA descrive allora quattro proposte regolatorie, che saranno riportate in questa sezione. Come per il coefficiente di *sharing*, la prima opzione consiste nel mantenimento dell'approccio ibrido allora in vigore, che prevede tassi di capitalizzazione calcolati *ex-post* in base ai dati effettivi delle singole imprese per il CAPEX e secondo il *Price-Cap* per gli OPEX. Questa soluzione

comporta i rischi e i benefici già evidenziati per la soluzione di mantenimento della regolazione vigente per la condivisione dell'efficienza (ARERA, 2022a).

La seconda opzione prevede di utilizzare dati storici dei costi ammessi al riconoscimento tariffario nel passato al fine di determinare il tasso di capitalizzazione, per esempio facendo la media degli ultimi cinque anni, assegnando eventualmente un peso superiore agli ultimi tre. Un'altra soluzione prevede sempre di fissare il tasso basandosi sulla media degli ultimi cinque anni di dati storici, con eventuale peso maggiore per gli ultimi tre anni, ma utilizzando i dati storici della spesa sostenuta dalle imprese. Queste due opzioni, basandosi su dati storici influenzati dal *CAPEX-bias*, possono essere corrette utilizzando tassi nozionali (ossia di riferimento, virtuali). Esse possono indurre poi a una sovra-capitalizzazione, mentre i loro pregi e difetti differiscono poiché la prima soluzione è più semplice da implementare, per via della più immediata disponibilità dei dati al regolatore, ma la seconda è più coerente con l'ipotesi di trattamento dei LIC discussa successivamente (ARERA, 2022a).

L'ultima opzione propone di fondare il tasso di capitalizzazione su dati storici recenti, con aggiustamenti in base a valutazioni *forward-looking*. Essa darebbe valore alle analisi prospettiche che potrebbero essere basate sui *business plan* forniti dalle aziende nel ROSS-Integrale. Questa soluzione risulta essere la migliore relativamente all'efficacia nello stimolo all'aumento della produttività totale, riducendo il *CAPEX-bias* grazie all'aggiustamento, e alla coerenza con gli altri obiettivi dell'approccio ROSS-Base. L'implementazione nel ROSS-Base rimane tuttavia difficile, per il fatto che le aziende non sono tenute a fornire un *business plan* (ARERA, 2022a).

Mentre le ultime tre soluzioni presentate per la determinazione del tasso di capitalizzazione sono piuttosto simili a livello di *trade-off* costi-benefici, ARERA confronta anche le opzioni che prevedono l'utilizzo di tassi differenziati per impresa, per servizio, oppure per *cluster* all'interno dei servizi di distribuzione e per impresa negli altri servizi. La differenziazione per impresa è molto specifica, ma al tempo stesso può internalizzare il *CAPEX-bias* e spingere alla sovra-capitalizzazione, oltre al fatto che la sua implementazione risulterebbe complessa per la necessità di ottenere dati da molti operatori differenti (aspetto problematico soprattutto nei frammentati settori di distribuzione). La differenziazione per servizio rischierebbe di limitare il *bias* per alcuni segmenti, ma di estenderlo ad altri che all'interno del settore ne erano meno influenzati, oltre a determinare un rischio di sovra-capitalizzazione. Il metodo risulterebbe di facile implementazione, ma sarebbe più complesso individuare un tasso di capitalizzazione equo. Il terzo criterio appare invece il migliore, dal momento che è una soluzione intermedia in grado di smussare gli aspetti negativi sia dell'accorpamento per servizio, sia della differenziazione per impresa. Nel complesso, il regolatore ritiene opportuno definire tassi di capitalizzazione differenziati per *cluster* nei servizi di distribuzione e per operatore negli altri segmenti, in base a dati storici recenti (degli ultimi 3 anni) e con aggiustamenti in seguito a valutazioni *forward-looking* (ARERA, 2022a; ARERA, 2022c).

Consultazioni per la determinazione della vita utile regolatoria

Nel Documento per la consultazione 615/2021/R/com, il regolatore aveva presentato i seguenti possibili approcci per la determinazione della vita utile regolatoria: per ogni anno e servizio la vita utile regolatoria viene calcolata facendo la media delle vite regolatorie delle diverse categorie di cespiti, ponderata sulla base del costo effettivo a consuntivo; oppure, per ogni periodo regolatorio e servizio la vita utile regolatoria viene fissata *ex-ante*. La maggior parte delle aziende consultate si è espressa in favore del primo approccio, mentre un operatore ha proposto la definizione *ex-ante* sulla base del *business plan*, ove previsto. Alcuni soggetti, in relazione al primo metodo, hanno sostenuto l'esigenza di una ponderazione basata sulle aliquote di ammortamento, mentre altri hanno espresso una preferenza per un calcolo differenziato per impresa, per evitare le distorsioni per singoli operatori che si potrebbero verificare in caso di utilizzo di dati medi aggregati. Un ulteriore aspetto emerso è il rischio che utilizzando vite medie vengano penalizzati quegli investimenti soggetti a obsolescenza più rapida, come quelli in digitalizzazione (ARERA, 2022a).

Orientamenti per dismissioni e alienazioni

Nel Documento per la consultazione 615/2021/R/com, il regolatore aveva ipotizzato un approccio differenziato per le dismissioni anticipate di cespiti esistenti alla data di entrata in vigore del ROSS, gestite in continuità di criteri, e quelle degli incrementi della RAB effettuati applicando le regole di capitalizzazione proprie del ROSS, gestite con un apposito trattamento tariffario. Secondo quest'ultimo, il valore delle dismissioni che determina un calo della RAB si calcola "sulla base delle capitalizzazioni contabili riproporzionate per tener conto del rapporto tra capitalizzazioni contabili e capitalizzazioni regolatorie (c.d. *slow money*) di ciascun anno" (ARERA, 2022a). In sostanza, in caso di dismissioni riferite a cespiti entrati in esercizio parzialmente pre-ROSS e parzialmente a ROSS in atto, si considera una dismissione del valore completo dei cespiti entrati in esercizio prima dell'applicazione del ROSS e di una quota del valore dei cespiti entrati in esercizio sotto il regime ROSS pari alla frazione di *slow money* rispetto all'incremento patrimoniale totale nel momento dell'entrata in esercizio di questi ultimi cespiti. Le imprese consultate hanno condiviso l'approccio. Le dismissioni sono inoltre strettamente legate alla vita utile regolatoria. In particolare, utilizzando vite utili regolatorie medie che si discostano da quelle tecniche ed economiche dei singoli cespiti, si può determinare una restituzione del capitale prima del termine della vita tecnica o una dismissione antecedente alla fine della vita regolatoria. Il regolatore, nell'ambito del ROSS-Base, sostiene che si debba continuare ad adottare un metodo basato sulle evidenze contabili, che in quel momento già guidavano il riconoscimento delle spese di capitale, mentre solo con il ROSS-Integrale vi sarà una piena evoluzione regolatoria, con l'attivazione dei meccanismi di valutazione e monitoraggio. ARERA propone quindi una soluzione in grado di combinare le vite utili regolatorie con la gestione delle dismissioni, prevedendo la disaggregazione annuale della quota di *slow money* in

tipologie di cespiti, con dismissioni gestite sulla base delle evidenze contabili e riproporzionate come mostrato in precedenza. Questo approccio permette di superare le criticità legate alle vite utili medie, tutela gli investimenti in digitalizzazione e riduce il rischio di sostituzione inefficiente degli *asset* in caso di vita utile reale superiore a quella regolatoria, presentandosi come una soluzione di transizione verso il ROSS-Integrale (ARERA, 2022a).

Orientamenti per le immobilizzazioni in corso

Nella regolazione allora in vigore, le immobilizzazioni in corso (LIC) venivano considerate come una componente del capitale investito netto che veniva incrementata ogni anno dei nuovi investimenti che non erano ancora entrati in esercizio, mentre era ridotta nel momento dell'entrata in esercizio dei LIC di esercizi precedenti. I due approcci che vengono prospettati dall'Autorità in riferimento a questo elemento sono corrispondenti alle figure 4.4 e 4.5 descritte nel capitolo 4.5.4. Alcuni operatori hanno, in riferimento ai due approcci, espresso la loro preferenza per quello in cui l'intera spesa di capitale può incrementare potenzialmente la RAB tramite lo *slow money*, mentre altri hanno preferito il modello con separazione del trattamento per i LIC, poiché risulta più semplice e non impone oneri ai consumatori prima della realizzazione effettiva dell'investimento. L'Autorità ritiene che l'approccio che prevede la separazione dei LIC sia adatto per un'applicazione iniziale nel ROSS-Base. Per limitare ulteriormente il *CAPEX-bias*, ARERA ipotizza di correggere tale metodologia non prevedendo di sottrarre la quota dei LIC prima di determinare le quote *slow* e *fast money*, ma invece di calcolare tali quote sulla base della spesa totale dell'anno, corretta per l'incentivo all'efficienza, e sottrarre dallo *slow money* così calcolato l'ammontare dei LIC. Nella versione ROSS-Integrale, invece, l'Autorità ritiene che l'altro metodo possa essere realizzabile e più efficiente (ARERA, 2022a).

Orientamenti per l'allineamento regolatorio

Nell'ambito della definizione dei criteri dell'approccio ROSS, ARERA ritiene opportuno adottare una regolazione allineata tra i diversi servizi, laddove possibile compatibilmente con le caratteristiche specifiche di ognuno di essi. In particolare, per la definizione delle tariffe si intende optare per uno schema di *tariff decoupling*, cioè caratterizzato da tariffe applicate agli utenti del servizio disaccoppiate dai parametri impiegati per dimensionare il ricavo ammesso per la copertura dei costi del servizio stesso. Secondo questo metodo, si definisce *ex-ante* la tariffa per i clienti del servizio ed *ex-post* il ricavo di riferimento che serve per dimensionare il ricavo ammesso dell'impresa. In questo modo, la tariffa applicata agli utenti in un anno si basa sulle informazioni relative all'anno precedente, mentre il ricavo di riferimento che dimensiona il ricavo dell'operatore in un anno si determina l'anno successivo, secondo i criteri del ROSS già descritti. Per quanto riguarda i costi operativi ammissibili al riconoscimento, si prevede che essi comprendano tutte le voci di costo ricorrente, escludendo gli oneri straordinari, le voci già implicitamente coperte dai meccanismi di regolazione, per esempio mediante remunerazione del

rischio, e quelle per cui il riconoscimento non è compatibile con un'attività monopolistica. L'Autorità ritiene poi opportuno che gli orizzonti di tempo per il recupero della produttività con il *Price-Cap* e per il mantenimento delle efficienze ottenute, nonché l'approccio adottato per il meccanismo di *sharing* delle efficienze, seguano criteri omogenei, mentre il fattore *X* sarà costante, e non decrescente, nel periodo regolatorio. Le vite utili regolatorie saranno invece definite per servizio, in modo da eliminare differenze non giustificate a livello economico e tecnico, mentre per il trattamento dei LIC si intende utilizzare logiche coerenti, anche se le specificità dei servizi non consentiranno, probabilmente, un'unificazione completa (ARERA, 2022a; ARERA, 2022c).

Orientamenti per la finanziabilità degli investimenti e per le previsioni di spesa

Nel Documento per la consultazione 655/2022/R/com vengono espressi gli orientamenti dell'Autorità in termini di finanziabilità degli investimenti e di previsioni di spesa, in seguito alle preoccupazioni sorte in capo ad alcuni operatori relativamente al fatto che il ROSS-Base possa focalizzarsi solo sul miglioramento di produttività ed efficienza, senza però incentivare a sufficienza gli investimenti necessari ai fini della decarbonizzazione. Lo stimolo di tali investimenti è giustificato dalle prospettive di elevati investimenti sia nel settore elettrico a supporto dell'elettrificazione degli usi finali, sia in quello del gas per sostenere la transizione dal gas naturale a vettori gassosi meno impattanti. Poiché in un contesto di transizione l'importanza di una valutazione prospettica delle dinamiche di domanda e di costo aumenta sensibilmente, il regolatore intende acquisire piani di proiezione di sviluppo di spesa anche in un contesto di applicazione del ROSS-Base. Questi *business plan* avrebbero un orizzonte almeno pari alla durata del periodo regolatorio e verrebbero impiegati per definire le politiche tariffarie per ogni servizio, con particolare riferimento ai tassi di capitalizzazione e alla *baseline* per i costi operativi, nonché per valutare la finanziabilità degli investimenti e dei loro impatti a bilancio per le imprese. Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, si valuta l'introduzione di indicatori chiave di analisi della sostenibilità finanziaria dell'impresa e di relative soglie di accettabilità, la realizzazione di analisi prospettiche del RoRE e lo svolgimento di analisi di sensibilità prospettando scenari alternativi (ARERA, 2022c).

4.6.6 La Delibera 527/2022/R/com: peculiarità del modello ROSS-Integrale

La Delibera 527/2022/R/com avvia il procedimento per l'implementazione di norme utili a definire i criteri del ROSS-Integrale, definendone al contempo gli elementi specifici in aggiunta ai criteri già definiti per il ROSS-Base. Come detto, una delle principali peculiarità del ROSS-Integrale consiste nel fatto che le imprese sono tenute a predisporre *business plan* periodici, in cui le imprese stesse devono formulare previsioni in termini di domanda del servizio fornito e di prospettive di mercato, aspetti fondamentali per guidare le decisioni di investimento. All'interno del piano devono anche essere individuati gli obiettivi di servizio e presentate le dimostrazioni

dell'efficienza ambientale ed economica delle soluzioni implementate rispetto a tutte le possibili alternative. Altri elementi distintivi del ROSS-Integrale sono la valutazione delle previsioni del piano, effettuata dal regolatore e definita controllo *ex-ante*, relativamente ai volumi, agli obiettivi e ai costi del servizio, e la gestione delle incertezze sulle previsioni del *business plan* tramite appositi strumenti. La valutazione dei costi, definita *cost assessment*, può ricorrere ad analisi di *benchmarking* su spettro internazionale e si prevede che il suo approccio di applicazione sia intersettoriale, in modo da evitare disallineamenti immotivati tra i settori. Infine, il modello si distingue dalla versione base per l'integrazione dei meccanismi *output-based* costituiti da premi e penalità, caratteristici della regolazione della qualità, e per l'impiego di sistemi di reportistica e monitoraggio per verificare il livello effettivo di spesa, anche rispetto al grado effettivo di raggiungimento dell'*output* fisico, tecnico e di qualità, secondo il cosiddetto controllo *ex-post* (ARERA, 2022b).

L'Autorità sostiene che il regime ROSS-Integrale riesca a supportare meglio il sistema dal lato della sostenibilità sia energetica, sia economica. Detto questo, è necessario migliorare le capacità del regolatore di valutare le previsioni pervenute e di monitorare gli *output* ottenuti grazie agli investimenti inseriti nel piano, al fine di ridurre anche rispetto al ROSS-Base le distorsioni agli incentivi di spesa e di migliorare la valutazione prospettica della spesa con riferimento agli obiettivi di servizio prefissati (ARERA, 2022b).

La predisposizione dei *business plan* deve essere complementare e non sostitutiva di quella dei piani pluriennali di sviluppo, previsti per legge. I piani di sviluppo e i *business plan* vengono definiti come "strumenti previsivi che rispondono a diverse finalità". Essi vengono tra loro differenziati sulla base di quattro categorie: temporale, perimetro delle attività, granularità delle informazioni e finalità di predisposizione. Rispetto ai piani di sviluppo, in particolare, i *business plan* hanno un orizzonte temporale più breve (non superiore a 4 anni) e obblighi di aggiornamento meno ravvicinati. Essi presentano inoltre un perimetro più ampio delle attività, che include tutti gli investimenti, attività di esercizio delle reti e spese di manutenzione ordinaria. I *business plan* richiedono minor granularità delle informazioni, essendo queste aggregate tipicamente per macro-attività piuttosto che dettagliate per ogni intervento, e infine si pongono come obiettivo la dimostrazione della sostenibilità finanziaria e del raggiungimento degli obiettivi economici e di fornitura (ARERA, 2022b).

4.7 L'entrata in vigore del ROSS: il TIROSS 2024-2031

Il 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) determina ufficialmente le disposizioni della regolazione ROSS e ne segna l'entrata in vigore a partire dal 2024. Il periodo di vigenza è stato posto a 8 anni, con la maggioranza degli operatori che aveva espresso la propria preferenza per questa soluzione, in modo tale da mantenere una certa stabilità normativa, soprattutto se

accompagnata da una revisione a metà periodo, in modo da correggere eventuali criticità e rispondere alle nuove esigenze. I servizi infrastrutturali del settore elettrico e del gas avranno invece periodi regolatori specifici di 4 anni (ARERA, 2023a).

In questa sezione si conclude il discorso sulla preparazione all'entrata in vigore del ROSS, riassumendo le disposizioni del testo integrato relative agli argomenti principali trattati nel corso del capitolo 4.6.

Incentivi all'efficienza

Gli incentivi all'efficienza vengono calcolati in base alla differenza tra la spesa totale di riferimento e la spesa totale effettiva, come mostrato nella figura 4.7. Questa differenza determina il recupero di efficienza totale, che viene ripartito, sulla base di coefficienti determinati *ex-ante*, in una quota di recupero relativo alla gestione operativa e una quota di recupero relativa agli investimenti. Per quanto riguarda quest'ultima componente, il meccanismo adottato è orientato al TIM, dal momento che i minori (o maggiori) costi rispetto alla *baseline* del CAPEX non sono ricorrenti, bensì relativi al singolo investimento. I recuperi di efficienza relativi agli investimenti vengono ripartiti tra utenti e imprese utilizzando un coefficiente di *sharing* pari al 70%, che determina la percentuale delle maggiori (o minori) efficienze che vengono trasferite agli utenti. Il suo complemento a 1 viene definito "coefficiente di incentivo". Moltiplicando quest'ultimo coefficiente per il recupero di efficienza totale allocato agli investimenti si ottiene l'incentivo all'efficienza (ARERA, 2023a; ARERA, 2023b).

Passando al recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa, il meccanismo adottato si basa invece sul RIM, per via del carattere tendenzialmente ricorrente dei minori (o maggiori) costi operativi rispetto alla *baseline* dell'OPEX. Le imprese hanno la possibilità di scegliere all'inizio del periodo e in modo vincolante per l'intero periodo la soluzione di gestione della quota del recupero dell'efficienza relativa alla gestione operativa tra un menù di incentivi, che comprende la soluzione a basso potenziale di incentivo (SBP) o l'opzione ad alto potenziale di incentivo (SAP) (ARERA, 2023a; ARERA, 2023b). La SBP prevede che in ogni anno del periodo regolatorio la quota di recupero di efficienza sull'OPEX lasciato alle imprese (ossia l'incentivo all'efficienza operativa) sia uguale "al 100% del recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa (REOP), al netto della somma algebrica dei recuperi di efficienza e delle minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione, nell'anno in cui il REOP è conseguito; al 50% del REOP, al netto della somma algebrica dei recuperi di efficienza e delle minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione, nei tre anni successivi a quello in cui il REOP è conseguito" (ARERA, 2023b). Nel caso di minori efficienze il meccanismo applicato è esattamente simmetrico. La SAP prevede invece che in ogni anno del periodo regolatorio l'incentivo all'efficienza operativa sia uguale "al 100% del recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa (REOP), al netto della somma algebrica dei recuperi di efficienza e delle minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione, nell'anno in cui

il REOP è conseguito; a una percentuale del REOP, al netto della somma algebrica dei recuperi di efficienza e delle minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione, in un numero di anni successivi a quello in cui il REOP è conseguito, secondo quanto fissato in occasione delle decisioni relative alle regolazioni specifiche di ciascun servizio infrastrutturale regolato” (ARERA, 2023b). La percentuale del REOP deve in questo caso essere maggiore rispetto alla soluzione SBP, mentre il numero di anni successivi a quello in cui si ottiene il REOP nei quali l’operatore ne trattiene una quota deve essere non inferiore rispetto a quanto succede nella SBP (e inizialmente si intende porlo uguale, pari a 3 anni). Anche in questa opzione, in caso di minori efficienze il meccanismo applicato è speculare (ARERA, 2023b; ARERA, 2023c).

Dal momento che l’opzione SAP, oltre a incentivare maggiormente l’efficienza dell’operatore, deve garantire guadagni di efficienza maggiori per il sistema, l’Autorità propone due soluzioni possibili per tarare l’incentivo della SAP. Una prevede un incentivo all’efficienza uguale al 75% del REOP e un fattore X dello 0,5%, mentre l’altra pone i due valori rispettivamente pari all’85% e all’1% (ARERA, 2023c). La Delibera 497/2023/R/com, in cui l’Autorità definisce i criteri applicativi del ROSS, stabilisce ufficialmente l’implementazione della prima di queste due alternative per l’opzione SAP e dichiara che in caso di *under-performance* strutturale durante l’intero periodo regolatorio, la quota di minori efficienze da lasciare alle imprese sia pari al 50%. Si specifica, inoltre, che nel caso in cui l’impresa scegliesse l’opzione SAP essa è tenuta a presentare un’apposita istanza, in assenza della quale la soluzione SBP viene applicata di *default*. Nel primo periodo di applicazione di questa regolazione, si prevede infine l’adozione di uno specifico meccanismo di monitoraggio del sistema di incentivazione all’efficienza, per evitare premi o penalità eccessivi (ARERA, 2023d).

Slow money, fast money e costo riconosciuto

La spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari viene determinata in ogni anno del periodo regolatorio come la somma di spesa totale effettiva, incentivi all’efficienza relativi al CAPEX e incentivi all’efficienza relativi all’OPEX. La quota della spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari chiamata *slow money* si determina sommando il prodotto della spesa totale effettiva di quell’anno (al netto della spesa di capitale legata a immobilizzazioni in corso al termine di quell’esercizio) per il tasso di capitalizzazione fissato, con l’incentivo all’efficienza degli investimenti di cui al paragrafo precedente. La quota di *fast money* viene invece calcolata semplicemente sottraendo alla spesa ammissibile la spesa di capitale legata a immobilizzazioni in corso al termine di quell’esercizio e lo *slow money* dell’esercizio stesso (ARERA, 2023b).

La quota *fast money* confluisce poi all’interno del costo riconosciuto insieme alla remunerazione del capitale investito netto e agli ammortamenti. La remunerazione del capitale investito netto viene determinata applicando il WACC, calcolato secondo il metodo illustrato nel capitolo 4.5.5 e nello specifico secondo i valori della tabella 4.3, al capitale investito. Per quanto riguarda l’ammortamento, gli *asset* esistenti alla data di entrata in vigore del ROSS vengono ammortizzati

in continuità di criteri con la regolazione precedente, mentre gli altri sono ammortizzati sulla base delle aliquote di ammortamento previste per le diverse categorie di cespiti e definite dalle regolazioni specifiche per ogni servizio. Per le immobilizzazioni che non sono specifiche per alcun servizio è il TIROSS stesso a definire le vite utili.

Finanziabilità e analisi dei rendimenti economico-finanziari

Relativamente alla finanziabilità degli investimenti, ARERA stabilisce l'utilizzo degli indicatori riportati nella tabella 4.4.

Tabella 4.4: Indicatori di finanziabilità, dove: AICR (Adjusted Interest Coverage Ratio) è il grado di copertura degli interessi col risultato operativo; FFO (Funds From Operations) è il flusso di cassa generato dalla gestione operativa; RAB (Regulatory Asset Base) è il valore del capitale investito netto calcolato sulla base della regolazione tariffaria; Net debt è l'indebitamento netto, determinato sottraendo la liquidità totale dal debito totale; Cash net interest è la spesa per gli interessi al netto dell'accrescimento contabile non monetario – Fonte: ARERA, 2023b.

<i>AICR</i>	$\frac{FFO \text{ (pre cash net interest)} - RAB \text{ depreciation}}{Cash \text{ net interest}}$
<i>Net debt/RAB</i>	$\frac{Net \text{ debt}}{RAB}$
<i>FFO/Net debt</i>	$\frac{FFO}{Net \text{ debt}}$

Per quanto riguarda invece il calcolo del RoRE, per l'analisi dei rendimenti economico-finanziari delle imprese, esso viene implementato seguendo esattamente il procedimento descritto nel capitolo 4.6.3, inclusa la variazione specificata al termine del capitolo stesso (ARERA, 2023b).

Il ROSS-Base

La seconda parte del TIROSS 2024-2031 si concentra sulle disposizioni specifiche per il ROSS-Base. Nello specifico, per quanto riguarda la spesa totale di riferimento, essa viene determinata, per ogni anno del periodo regolatorio come la somma tra la *baseline* del CAPEX e la *baseline* dell'OPEX. La *baseline* del CAPEX viene stabilita *ex-post* ed è posta uguale alla spesa di capitale effettiva, mentre la *baseline* dell'OPEX viene determinata *ex-ante* in via provvisoria in base alle stime di prezzo e quantità ed *ex-post* in via definitiva sulla base di prezzi e quantità effettivi. La *baseline* dei costi operativi deve essere aggiornata per l'inflazione e, negli anni successivi al primo anno del periodo di regolazione, anche in base ai fattori *X*, *Y* e *Z* di cui si è parlato nei capitoli precedenti. In particolare, il tasso *X* di riduzione annuale dei costi riconosciuti per la copertura degli OPEX viene fissato nelle regolazioni specifiche dei singoli servizi in base a valutazioni prospettive dei costi e dell'andamento dei costi durante il periodo precedente e rimane costante

per l'intero periodo. Per l'opzione SAP si avrà un fattore X non inferiore rispetto a quello applicato nella SBP (che è uguale a zero nel primo periodo regolatorio). Il tasso Y di variazione per le modifiche dei costi riconosciuti legate a cambiamenti normativi o a eventi imprevedibili o eccezionali viene fissato *ex-post* per ogni servizio sulla base di verifiche degli impatti prodotti dai suddetti eventi, e posto uguale a zero in caso di effetti trascurabili. Il tasso Z di variazione per la copertura dei costi legati ai nuovi investimenti finalizzati alla decarbonizzazione richiede la dimostrazione che i nuovi costi siano incrementali rispetto agli OPEX precedentemente sostenuti e che siano relativi a nuovi investimenti nell'ambito del servizio regolato. Il fattore Z per il 2024 e il 2025 viene fissato *ex-ante* dalla regolazione settoriale specifica ed è altresì soggetto a verifiche *ex-post*, sulla base di evidenze contabili presentate dagli operatori relativamente agli OPEX incrementali sostenuti per via dei nuovi investimenti. Dal 2026, invece, viene fissato *ex-post* nel momento della determinazione dei ricavi ammessi, considerando le esigenze di adeguamento degli OPEX per gli investimenti finalizzati alla decarbonizzazione (ARERA, 2023b; ARERA, 2023c).

A proposito dei ricavi ammessi, mentre le tariffe dell'anno t vengono fissate *ex-ante* (al tempo $t - 1$), i ricavi ammessi vengono calcolati *ex-post*, quando sono disponibili i costi effettivi (tra la fine dell'anno $t + 1$ e l'inizio del $t + 2$), in accordo col principio del *tariff decoupling*. Per il 2024, in particolare, i ricavi ammessi saranno definiti tra la fine del 2025 e l'inizio del 2026, sulla base del valore del capitale investito nel momento dell'entrata in vigore del ROSS, sul quale si calcolano l'ammortamento e la remunerazione, e il *fast money* del 2024, stabilito a partire dalla spesa effettiva del 2024. Si ricorda che per il 2024 non viene prevista una componente di *slow money*, dal momento che il capitale investito rilevante per la determinazione delle tariffe del 2024 è costituito dal capitale presente prima della data di entrata in vigore del ROSS. Il disaccoppiamento temporale indotto dal principio di *tariff decoupling* fa sì che dopo la determinazione dei ricavi ammessi, nell'anno $t + 2$, si debba riconoscere un conguaglio della differenza tra ricavi effettivi, ottenuti dall'operatore con l'applicazione delle tariffe, e ricavi ammessi. Le tariffe possono quindi includere le componenti di *slow* e *fast money* dell'anno t solamente a partire dall'anno $t + 3$. Per via dell'assenza dei dati *ex-post* definitivi, allora, negli anni $t + 1$ e $t + 2$ le tariffe sono aggiornate utilizzando dati preconsuntivi legati a incrementi patrimoniali e LIC per il CAPEX e aggiornamenti *ex-ante* della *baseline*, indicizzata all'inflazione e sulla base di quantità stimate, per l'OPEX (ARERA, 2023c; ARERA, 2023d).

La *baseline* dei costi operativi per il primo anno del periodo di regolazione viene stabilita in funzione della stima degli OPEX, della stima del numero di punti serviti, del recupero di produttività atteso e dell'andamento del fattore Z , tutti valutati nell'ultimo anno del periodo regolatorio precedente. Infine, i tassi di capitalizzazione vengono stabiliti nelle regolazioni specifiche di ciascun settore in base a valutazioni retrospettive e prospettive, in modo omogeneo tra tutte le imprese del servizio o differenziato per impresa o *cluster*, nel caso dei servizi di

distribuzione e misura dei settori dell'elettricità e del gas. In particolare, nell'ambito della determinazione dei criteri applicativi del ROSS, è stato stabilito che i tassi di capitalizzazione per il 2024 e il 2025 venissero determinati, specificamente per ogni servizio, tramite una media dei tassi di capitalizzazione del periodo 2021-2025, utilizzando quindi dati storici per il biennio 2021-2022 e dati stimati per i restanti tre anni (ARERA, 2023b; ARERA, 2025a).

La scelta di utilizzare un tasso di capitalizzazione nozionale, quindi prefissato e diverso da quello effettivo dell'operatore, è finalizzata a limitare il *CAPEX-bias*, in quanto disaccoppia le decisioni dell'impresa dal valore del parametro, assicurando maggiore flessibilità e minore opportunismo nelle scelte di composizione della spesa. Dal momento che i tassi nozionali si basano anche su dati storici, in un contesto di continua crescita degli investimenti essi risultano inferiori rispetto ai tassi effettivi, per cui si determina una quota maggiore di *fast money*, che permette alle imprese di disporre di maggiori flussi tariffari nel breve termine, ma di flussi inferiori nel lungo periodo, per via della minore crescita della RAB. L'utilizzo dei tassi nozionali determinati secondo le tempistiche illustrate ha però mostrato alcune criticità, nel momento dell'utilizzo effettivo, in situazioni limite di investimenti discontinui, molto variabili o con dinamiche eccezionalmente crescenti o decrescenti nel periodo. In questi casi il tasso predeterminato non era in grado di riflettere adeguatamente nelle tariffe delle quote di *fast* e *slow money* coerenti con la struttura dei costi dell'impresa. In questi casi si è verificato quindi uno spostamento notevole della spesa, solitamente verso la quota di *fast money*, con la conseguenza di un'evoluzione tariffaria incostante e tempi di recupero dei costi sbilanciati rispetto al reale profilo dei costi stessi. Gli impatti dello scostamento tra tassi nozionali ed effettivi viene inoltre ulteriormente esasperato dal *lag* regolatorio che caratterizza il riconoscimento delle quote di *fast* e *slow money* in tariffa. Infatti, mentre il *fast money* viene riconosciuto direttamente nell'anno in cui si verifica, lo *slow money* viene capitalizzato e riconosciuto a partire dall'anno seguente, sotto forma di ammortamento e remunerazione del capitale. ARERA intende quindi introdurre delle correzioni per gli anni 2026 e 2027 nei casi in cui il tasso nozionale sia molto differente dal tasso stimato per un determinato anno, ricordando che quest'ultimo è definito come il rapporto tra CAPEX e TOTEX previsti per l'anno in questione. Nel dettaglio, pur confermando il calcolo tramite una media dei tassi tra il 2023 e il 2027, il regolatore ha espresso l'intenzione di introdurre un tetto allo scostamento tra il tasso nozionale e quello atteso *ex-ante*, applicando la formula seguente, nella cosiddetta fase di *reopener*, durante la quale viene rivalutato il valore del tasso:

$$TC_{Nt} = \begin{cases} TC_t^{stimato} - r & \text{se } TC_t^{stimato} - TC_{ROSS} > r \\ TC_t^{stimato} - r & \text{se } TC_t^{stimato} - TC_{ROSS} < -r \\ TC_{ROSS} & \text{se } -r \leq TC_t^{stimato} - TC_{ROSS} \leq r \end{cases}$$

dove,

- TC_{Nt} è il tasso di capitalizzazione nozionale determinato *ex-ante* in fase di *reopener*, che sarà effettivamente applicato nell'anno t ;

- TC_{ROSS} è il tasso di capitalizzazione determinato *ex-ante* in fase di *reopener*, secondo i criteri del ROSS;
- $TC_t^{stimato}$ è il tasso di capitalizzazione atteso *ex-ante* per l'anno t ;
- r è il tetto allo scostamento annuale

(ARERA, 2025a). Il tetto allo scostamento annuale viene posto dalla Delibera 390/2025/R/com pari al 5% per i segmenti di trasporto gas, trasmissione elettrica e misura elettrica, mentre per la trasmissione elettrica viene fissato all'8% (ARERA, 2025b).

Ai fini della valutazione della finanziabilità, invece, ARERA dovrà raccogliere proiezioni economiche, patrimoniali e finanziarie, "con una profondità temporale pari a quattro anni, per un campione di imprese che copra almeno l'85% del costo del servizio rilevato nell'ultimo anno disponibile e, nel caso dei servizi di distribuzione, includa almeno le tre principali imprese come numero di utenze servite e sia rappresentativo delle differenti classi dimensionali" (ARERA, 2023b). L'andamento del CAPEX e l'avanzamento fisico degli investimenti verranno infine monitorati tramite un apposito meccanismo, basato su indicatori specifici. Questa metodologia di monitoraggio viene adottata per verificare che le previsioni presentate relativamente allo stato di avanzamento dei lavori e agli *output* di servizio attesi corrispondano al CAPEX effettivo, al reale stato di avanzamento delle opere e agli *output* effettivamente conseguiti (ARERA, 2023b).

L'Autorità prevede inoltre apposite disposizioni per il trattamento dell'inflazione, distinguendo tra OPEX e CAPEX. Per quanto riguarda l'OPEX si prevede un doppio aggiornamento della *baseline*, in modo da minimizzare l'entità del conguaglio per la differenza tra ricavi effettivi e ricavi ammessi, anche in presenza di tariffe definite *ex-ante*. *In primis* vi è un aggiornamento *ex-ante*, in via provvisoria, tramite le previsioni di inflazione della Banca d'Italia (ritenuto il riferimento più attendibile), e dopodiché *ex-post*, sulla base dell'inflazione effettiva misurata tramite il tasso medio di variazione dell'indice FOI⁵ rilevato dall'ISTAT. Per il CAPEX, ai fini della rivalutazione annuale del capitale investito riconosciuto, si utilizza invece il deflatore degli investimenti fissi lordi⁶, poiché ritenuto più valido rispetto al FOI per la rappresentazione dell'andamento dei prezzi di beni durevoli e investimenti infrastrutturali, tipici dei settori di elettricità e gas. Per ridurre la necessità di ricorrere al conguaglio, in questo caso, il deflatore viene inizialmente applicato in via provvisoria nelle tariffe e successivamente ricalcolato utilizzando i valori effettivi. Per evitare distorsioni legate al cambiamento di regolazione, inoltre, ARERA prevede di aggiornare il capitale investito all'avvio del ROSS in modo da tener conto dell'inflazione pregressa

⁵ Il FOI è l'Indice dei Prezzi al Consumo per le Famiglie di Operai e Impiegati, viene calcolato dall'ISTAT e misura l'inflazione "di base" sostenuta dalle famiglie di operai e impiegati, ossia la variazione nel tempo dei prezzi di un paniere rappresentativo di beni e servizi di consumo.

⁶ Il deflatore degli investimenti fissi lordi è un indicatore macroeconomico calcolato dall'ISTAT e serve a trasformare il valore nominale degli investimenti in valore reale, depurandolo dall'effetto dell'inflazione, misurando quindi il cambiamento del costo "medio" degli investimenti nel tempo.

non ancora riconosciuta e delle più recenti dinamiche dei prezzi degli investimenti (ARERA, 2023e).

Il ROSS-Integrale

Il TIROSS 2024-2031 raccoglie infine, nel suo più recente aggiornamento al 2025, specifiche prescrizioni per il ROSS-Integrale, riferite agli elementi distintivi di questo approccio rispetto al ROSS-Base, a partire dal *business plan*. Quest'ultimo deve includere le informazioni sull'evoluzione attesa di CAPEX e OPEX durante il periodo regolatorio e il relativo *cost assessment*. L'ambito di applicazione del piano, nonché le sue tempistiche, sono aspetti da definire all'interno delle regolazioni settoriali specifiche. Le stime sull'evoluzione di CAPEX e OPEX vengono poi impiegate per definire i tassi di capitalizzazione, le *baseline* delle diverse spese, delle componenti di *fast money* e *slow money*, secondo quanto descritto per il ROSS-Base, e il meccanismo volto a incentivare una corretta rivelazione del CAPEX, di cui si discuterà a breve nel capitolo. Il *business plan* presenta alcuni requisiti minimi, tali per cui devono essere necessariamente inseriti gli obiettivi strategici (tra cui quelli specifici per le opere, le attività e gli interventi intrapresi) una descrizione delle principali opere in corso di realizzazione, della domanda e delle prospettive future di quest'ultima e infine dettagli su opere, attività e interventi previsti. Deve poi essere inclusa l'evoluzione del CAPEX, del quale è necessario presentare anche il *cost assessment*. Si devono necessariamente inserire anche i fattori di incertezza individuati che possono determinare stime errate del CAPEX, l'avanzamento dei LIC, gli *output* da ottenere, gli indicatori utili per il monitoraggio e per la rideterminazione della *baseline* del CAPEX *ex-post* e una dichiarazione di coerenza degli elementi forniti con il piano industriale dell'impresa (ARERA, 2023b).

Entrando nel dettaglio del *cost assessment*, esso ha l'obiettivo di "assicurare l'efficienza delle spese di capitale, l'attendibilità delle stime presentate nell'ambito dei *business plan* ed il relativo monitoraggio e tracciamento nel tempo, con riferimento a ciascun intervento, opera costitutiva l'intervento, o insieme di attività" (ARERA, 2023b). Il *cost assessment* deve contenere almeno l'evoluzione temporale del costo stimato di investimento, i criteri utilizzati per la stima e gli indici di costo unitario, confrontati anche con indici impiegati per opere analoghe già realizzate dall'operatore o indici di *benchmark*. In caso di CAPEX inferiore al valore degli ammortamenti tariffari o ai dati storici di investimento medi dei dieci anni precedenti l'operatore può fornire all'Autorità un *business plan* semplificato, privo del *cost assessment* (ARERA, 2023b). Nel corso della prima applicazione, tuttavia, le imprese coinvolte hanno sottolineato la necessità di aumentare la semplicità e il coordinamento in tema di *business plan* e hanno espresso l'esigenza di semplificazione e restrizione dell'ambito di applicazione del *cost assessment*, soprattutto per via della difficoltà indotta dai tempi stretti di redazione dei *business plan* (ARERA, 2025b). Per questa ragione, la Delibera 390/2025/R/com limita i requisiti minimi del *cost assessment*, prevedendo un confronto tra costi unitari effettivi delle opere e costi unitari storici o di *benchmark* legato

solamente ai principali interventi, che costituiscono almeno il 70% del CAPEX incluso nel *business plan* (ARERA, 2025b).

Per incentivare l'impresa a rivelare correttamente la spesa di capitale, viene infine introdotto un meccanismo che prevede di confrontare la *baseline* del CAPEX stimata *ex-ante* con la spesa di capitale effettiva, applicando un premio in caso di scostamenti minori dello 0,5% della *baseline* e una penalità nel caso in cui la spesa effettiva si discosti di più del 3% del valore della *baseline*. Il premio previsto in caso di scostamento assente o limitato è pari allo 0,3% del CAPEX effettivo, mentre la penalità in caso di disallineamento eccessivo è del 10% della differenza in valore assoluto tra il CAPEX effettivo e la *baseline*, deducendo ulteriormente da tale grandezza il 3% della *baseline*. Gli operatori coinvolti hanno tuttavia espresso l'esigenza di rivedere, almeno nell'ambito della prima applicazione, queste soglie al rialzo, o la rimozione della penalità in alternativa, per via dei numerosi fattori di incertezza che caratterizzano la stima prospettica. Per questa ragione le percentuali inizialmente poste allo 0,5% e al 3% sono state aumentate rispettivamente all'1% e al 5% (ARERA, 2023b; ARERA, 2025a; ARERA, 2025b).

In aggiunta, ARERA prevede l'introduzione in via sperimentale, a partire dal biennio 2026-2027 e solo per i settori di trasporto del gas e trasmissione elettrica, un ulteriore meccanismo di incentivazione. Si tratta di un incentivo all'efficienza realizzativa e prestazionale, con una logica esplicitamente *forward-looking* e concepito esclusivamente in forma di premio, destinato a specifici progetti proposti dall'operatore e approvati dall'Autorità. L'impresa si impegna *ex-ante* a raggiungere determinati obiettivi di efficienza su orizzonte pluriennale rispetto a costi storici o *benchmark* di riferimento, al fine di ottenere un premio sotto forma di *sharing* delle efficienze ottenute, senza remunerazione del capitale, in modo da incentivare l'impiego di soluzioni progettuali e organizzative innovative (ARERA, 2025a).

Un ultimo elemento fondamentale nel perimetro dell'approccio ROSS-Integrale è il già introdotto controllo *ex-post*, che consiste nel monitoraggio della realizzazione delle opere e della spesa effettiva di capitale. Gli operatori sono quindi tenuti alla rendicontazione *ex-post* delle opere realizzate e delle spese effettivamente consuntivate, garantendo un perimetro della spesa coerente con le dichiarazioni *ex-ante* volte alla determinazione della *baseline*. La rendicontazione *ex-post* risulta quindi fondamentale per la revisione *ex-post* della *baseline*, sulla base delle evidenze effettive di spesa e avanzamento dei lavori, nonché per il monitoraggio dei costi effettivamente sostenuti rispetto a costi *benchmark* di riferimento per l'applicazione dei suddetti incentivi all'efficienza realizzativa e prestazionale. Per via del suo ruolo cruciale, la rendicontazione *ex-post* è a carico dell'operatore, ma sottoposta a requisiti stringenti in termini di affidabilità e certificazione delle procedure di controllo (ARERA, 2025a).

4.8 Il riferimento regolatorio principale: il modello britannico

Il modello regolatorio britannico, implementato dall’Autorità di regolazione Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*) viene da molti anni considerato il riferimento principale per la regolazione italiana. Le ragioni sono da ricercarsi nel fatto che il modello britannico è il capostipite, nonché il più avanzato a livello internazionale, tra i modelli regolatori *output-based* e *TOTEX-based*. Esso vuole integrare gli incentivi relativi all’efficienza, alla qualità di servizio e all’innovazione, con l’obiettivo esplicito di abilitare la decarbonizzazione del sistema energetico.

La regolazione inglese si è evoluta nel corso degli ultimi decenni passando da un meccanismo basato sul *Price-Cap* a una regolazione moderna basata sugli *output* e sul TOTEX, tramite il modello RIIO-1 (dove RIIO sta per *Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*), evolutosi poi nel RIIO-2 e nel più recente RIIO-3. Questa sezione ha l’obiettivo di introdurre brevemente i modelli RIIO-1 e RIIO-2, per poi focalizzarsi sulle differenze tra questi modelli e il ROSS italiano e, infine, approfondire il neonato RIIO-3.

4.8.1 Cenni sul modello RIIO-1

Dal 1990 al 2013 le reti di elettricità e gas britanniche sono state regolate da un modello *Price-Cap*, nel quale i ricavi ammessi erano legati alla già descritta formula *RPI – X*. Avendo però riscontrato le difficoltà di tale sistema di far fronte alle sfide della transizione energetica e alla necessità di garantire sicurezza dell’approvvigionamento, stimolando al contempo ingenti investimenti in un contesto di incertezza e mantenendo l’economicità dei servizi, Ofgem ha avviato nel 2008 un percorso di revisione regolatoria. Da questo è nato nel 2010 il modello RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*), nella sua prima versione RIIO-1, per la regolazione delle reti di distribuzione e trasmissione di elettricità e gas nel Regno Unito. Questo nuovo *framework* aveva quindi l’obiettivo di passare da una regolazione *input-based* focalizzata sull’efficienza a un modello *output-based, forward-looking*, in grado di incentivare l’innovazione, aumentare il coinvolgimento degli *stakeholders* e generare valore per gli utenti finali. I pilastri su cui si basa lo sviluppo del modello sono allora l’incentivo per gli operatori a consegnare i risultati attesi nel lungo termine, lo stimolo all’innovazione tecnologica e commerciale e il legame dei ricavi consentiti all’efficienza e alla qualità del servizio (Eskesen, 2018; Ofgem, 2010).

Nel RIIO-1, in cui il periodo regolatorio è della durata di 8 anni, la definizione dei ricavi consentiti (processo di *price control*) si basa fortemente sui *business plan* preparati dalle aziende. In particolare, essi vengono preparati in seguito alla pubblicazione di un documento strategico da parte di Ofgem, in cui l’Autorità stabilisce gli *output* attesi, il quadro degli incentivi e i principali parametri finanziari, tra cui il WACC. I *business plan* devono inoltre giustificare le previsioni di spesa, dimostrare coerenza tra costi, *output* e benefici per gli utenti, illustrare il modo in cui vengono coinvolti gli *stakeholders*, definire le politiche finanziarie e considerare adeguatamente

l'evoluzione tecnologica e di decarbonizzazione tramite un'analisi di scenari differenti. Per incentivare le imprese a fornire piani di alta qualità, riducendo quindi al minimo l'asimmetria informativa, Ofgem adotta un controllo del *business plan* più limitato (*fast-tracking*) in caso di piano solido e ben giustificato, a fronte di un'analisi maggiore (anche tramite *benchmark*, ispezioni e valutazioni da parte di soggetti terzi) al decrescere della qualità del piano (Eskesen, 2018; Ofgem, 2010).

Oltre ai *business plan*, un altro elemento fondamentale del modello RIIO-1 è caratterizzato dall'attenzione agli *output*. Essi vengono suddivisi in sei categorie misurabili, controllabili e confrontabili nel tempo e tra le imprese (soddisfazione del cliente, affidabilità e disponibilità del servizio, sicurezza, condizioni di connessione, impatto ambientale e obblighi sociali). Per ognuna di esse sono identificati dei *primary outputs*, a cui sono associati livelli obiettivo di *performance* e appositi meccanismi di premi e penalità. Parallelamente, per mitigare il rischio di rinvio di investimenti che non producono benefici immediati, vengono anche introdotti i *secondary deliverables*, degli impegni intermedi e *forward-looking* che permettono di riconoscere dei costi sostenuti nel periodo regolatorio in corso, ma che producono benefici nei periodi seguenti (Eskesen, 2018; Ofgem, 2010).

La struttura del modello (figura 4.12) si basa sul TOTEX, distinguendo la spesa totale riconosciuta in *slow money* (capitalizzata nel RAV, *Regulatory Asset Value*) e *fast money* (direttamente riconosciuta nei ricavi dell'anno), tramite un tasso di capitalizzazione fisso per l'intero periodo. I ricavi ammessi sono quindi determinati dalla somma di remunerazione del capitale investito (definita come il prodotto tra RAV e WACC), ammortamenti regolatori, *fast money* e *allowance* fiscale, ai quali si aggiungono degli aggiustamenti legati alle *performance* sugli *output*, agli incentivi all'efficienza e ai meccanismi di gestione dell'incertezza (Eskesen, 2018).

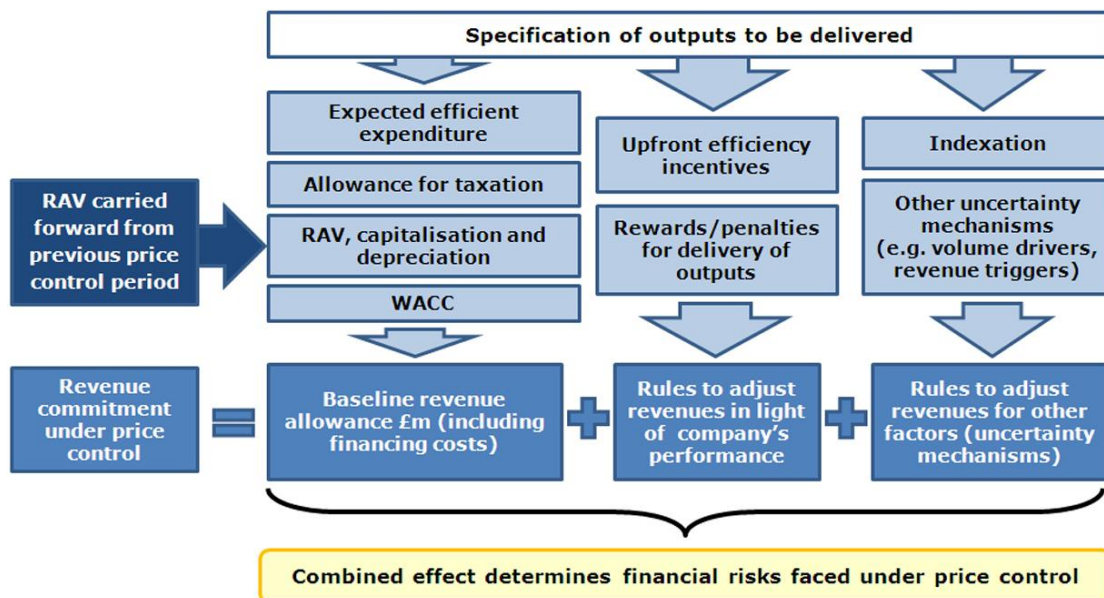


Figura 4.12: Schema per il calcolo del ricavo ammesso nel modello RIIO-1 – Fonte: Ofgem, 2010.

I meccanismi di gestione dell'incertezza appena citati vengono previsti per aggiustare i ricavi se necessario dal cambiamento delle condizioni e per gestire il fatto che alcune variabili non possono essere definite *ex-ante*, e tra essi vi sono per esempio l'indicizzazione all'inflazione, i *reopeners* (revisioni interne al periodo) e gli aggiustamenti del costo del debito. Questi strumenti, gestiti con la medesima logica degli incentivi sugli *output*, vengono solitamente riconosciuti con un *lag* temporale (Eskesen, 2018; Ofgem, 2010).

Per quanto riguarda l'incentivazione all'efficienza, Ofgem ha previsto un fattore di *sharing* che determina come i risparmi (o i costi extra) rispetto al TOTEX ammesso vengono divisi tra impresa e utenti (a vantaggio dei quali l'incentivo si traduce in una riduzione dell'importo delle tariffe), cercando di rimuovere gli ostacoli alla scelta della soluzione più efficiente di composizione della spesa. Il livello di questo fattore viene stabilito tramite la matrice IQI, sulla base di cui si determina un premio o una penalità *upfront* in base allo scostamento tra le previsioni dell'impresa e la stima efficiente dell'Autorità, un fattore di *sharing* maggiore per le previsioni più accurate e la spesa TOTEX ammessa, sotto forma di media tra la stima di Ofgem (con peso 75%) e le previsioni dell'operatore (con peso 25%). Nonostante un obiettivo di questo metodo fosse il contrasto all'asimmetria informativa, premiando con rendimenti maggiori le imprese con stime aderenti a quelle del regolatore, molti operatori hanno comunque beneficiato di incentivi distorti presentando stime gonfiate. Questo è stato possibile per via dell'equilibrio tra premi e penalità *upfront*, fattore di *sharing* e TOTEX ammesso, su cui si basa la matrice. Presentando volutamente stime esagerate, i benefici del guadagno "apparente" di efficienza superavano la penalità e la riduzione del fattore di *sharing* (Eskesen, 2018; Ofgem, 2010).

Uno degli obiettivi dichiarati del *framework* RIIO è l'incentivazione all'innovazione. Il periodo regolatorio lungo offre certezza normativa alle imprese per testare nuove tecnologie e forme organizzative, e gli incentivi all'efficienza, la possibilità di includere progetti innovativi nel *business plan* e l'introduzione del *Network Innovation Stimulus*, un pacchetto di stimolo all'innovazione finanziato direttamente dai consumatori e assegnato tramite procedure competitive, vanno anch'essi nella stessa direzione. Quest'ultimo comprende il *Network Innovation Allowance* (NIA), ossia una quota fissa di ricavi che le aziende possono destinare a piccoli progetti di R&D, il *Network Innovation Competition* (NIC), cioè un concorso annuale per il finanziamento di grandi progetti pilota ad alto rischio che possono però portare vasti benefici ambientali o di costi di sistema, e l'*Innovation Roll-out Mechanism* (IRM), ovvero un fondo per il finanziamento dell'adozione su larga scala di tecnologie innovative già testate. Al tempo stesso, è ritenuto fondamentale il coinvolgimento degli *stakeholders*, che devono frequentemente essere consultati in modo strutturato e le cui esigenze devono essere incluse all'interno dei *business plan* degli operatori (Eskesen, 2018; Ofgem, 2010).

Per quanto riguarda gli aspetti finanziari e la remunerazione del capitale, che deve essere sufficiente per permettere alle imprese di finanziare le proprie attività, l'Autorità stabilisce

l'utilizzo del CAPM per la determinazione del costo dell'*equity* nel calcolo del WACC e l'introduzione del RoRE quale indicatore principale per il monitoraggio dei guadagni dell'impresa rispetto alle *performance* attese (Ofgem, 2010).

Ofgem sottolinea che questo regime regolatorio rappresenta una sorta di patto tra regolatore, operatori e utenti, tale per cui le imprese, in cambio di libertà gestionale e flessibilità nelle decisioni di composizione della spesa, devono accettare un monitoraggio rigoroso degli *output* e la condivisione dei benefici con gli utenti (Ofgem, 2010).

A causa di alcune criticità riscontrate, legate prevalentemente alla complessità generale del modello regolatorio e alla corresponsione di rendimenti troppo elevati rispetto al rischio effettivo a causa del funzionamento imperfetto del meccanismo IQI, Ofgem ha avviato nel 2017 un processo di revisione che si sarebbe poi concluso con l'introduzione del nuovo *framework* RIIO-2.

4.8.2 Cenni sul modello RIIO-2

Passando al modello RIIO-2, il suo obiettivo principale è quello di abilitare completamente il potenziale della transizione energetica, mantenendo *standard* elevati di sicurezza e resilienza e, al contempo, l'economicità dei servizi. Sotto questo aspetto, Ofgem prevedeva, con l'applicazione del nuovo *framework*, una riduzione delle bollette per i consumatori di circa 10 sterline all'anno relativamente alle utenze domestiche, nonostante la forte spinta su massicci investimenti infrastrutturali (Ofgem, 2020).

Un primo fattore strategico rilevante all'interno del modello è la volontà di aumentare il peso della voce degli utenti, introducendo meccanismi per assicurare l'allineamento dei *business plan* con le loro esigenze, tra cui gruppi di controllo indipendenti istituiti obbligatoriamente dall'azienda e un ulteriore livello di scrutinio indipendente centralizzato e istituito dal regolatore. Al fine di servire al meglio le esigenze dei consumatori, inoltre, il modello evolve verso una forma ancora più spiccatamente *output-based*, stabilendo obiettivi chiari di qualità del servizio e supporto agli utenti vulnerabili, penalizzando chi non ottiene livelli minimi e premiando solo *performance* eccellenti. Con gli *output delivery incentives*, infatti, le aziende non vengono solo incentivate a mantenere la rete, ma a migliorare tangibilmente la *customer experience*. L'attenzione alla transizione energetica è invece dimostrata dagli *environmental action plans*, piani per la riduzione dell'impatto ambientale che ogni azienda deve presentare all'Autorità, nonché dai *net-zero reopeners*. Questi ultimi sono meccanismi di gestione dell'incertezza tali per cui il regolatore non riconosce *ex-ante* l'intero *budget* per coprire il costo degli investimenti *green*, ma consente alle imprese di richiedere fondi aggiuntivi durante il periodo regolatorio in caso di necessità per finanziare tali progetti, quando vi è la certezza della realizzazione dell'opera e della sua utilità. Tale meccanismo mette al riparo i consumatori dal rischio di pagare per progetti che potrebbero non essere realizzati, per via dell'incertezza sul ritmo della transizione energetica. Per impedire, inoltre, che il potenziamento delle infrastrutture di rete, necessario ai fini della gestione dei carichi

intermittenti e delle nuove tecnologie introdotte, diventi troppo oneroso per gli utenti, i nuovi investimenti devono essere giustificati con una rigorosa analisi costi-benefici. Un ultimo obiettivo strategico che viene rimarcato da Ofgem è quello di promuovere l'efficienza attraverso l'innovazione e la concorrenza. La realizzazione dei nuovi progetti sarà allora aperta, dove possibile, a gare competitive, mentre i fondi per l'innovazione saranno concentrati su investimenti *green* o di supporto a utenti vulnerabili, aumentando inoltre la condivisione dei benefici tra gli attori coinvolti (Ofgem, 2019; Ofgem, 2020).

Un'altra delle modifiche principali introdotte è stata la modifica della lunghezza del periodo regolatorio, che è tornato a 5 anni, com'era stato prima del RIIO-1, in modo tale da reagire più rapidamente ai cambiamenti economici e di contesto. La durata di 5 anni può tuttavia penalizzare gli investimenti con orizzonte di lungo periodo, spostando il *focus* delle imprese in modo sproporzionato sulle decisioni di breve termine (Jamash, 2020).

Al fine di eliminare i rendimenti ingiustificati osservati durante il periodo del RIIO-1, l'Autorità interviene riducendo drasticamente il costo ammesso del capitale proprio, per via del calo dei tassi di interesse globali, del basso rischio degli investimenti nelle reti e per garantire l'economicità dei servizi per i consumatori. Per quanto riguarda invece il costo del debito, si assicura che le tariffe riflettano i reali costi di finanziamento vincolando il rimborso degli oneri finanziari a un indice di mercato aggiornato annualmente. Ofgem introduce inoltre un controllo rigoroso dei costi tramite i RAMs (*Returns Adjustment Mechanisms*), tali per cui, se un operatore ottiene profitti molto superiori alla media per via di efficienze impreviste o di errori nelle previsioni del regolatore, una parte di essi viene trasferita automaticamente agli utenti sotto forma di riduzione dei ricavi ammessi. In quest'ottica, esso si presenta come un meccanismo di protezione dei consumatori, in grado di garantire il contenimento dei profitti delle imprese entro livelli accettabili. In particolare, i RAMs non intervengono sui singoli costi, ma sul *Return On Equity* calcolato alla fine di ogni anno. Il meccanismo entra in gioco nel caso in cui il rendimento superi determinate soglie di attivazione, poste generalmente al 3% al di sopra della *baseline* del costo del capitale proprio. Ai consumatori viene quindi trasferito solitamente il 50% di eccedenza sopra la soglia. È importante che la soglia non venga posta a un valore troppo restrittivo, per evitare che le imprese, vedendo i propri profitti tagliati in caso di *upside*, decidano di limitare gli investimenti rischiosi e innovativi. Ofgem sottolinea infine che i meccanismi per proteggere le aziende in caso di rendimenti troppo bassi vengono invece gestiti tramite appositi strumenti di finanziabilità (Ofgem, 2020; Jamash, 2020).

L'approccio TOTEX viene confermato, ma sottoposto a maggiore controllo. Innanzitutto Ofgem ha respinto il 15% delle richieste di spesa poiché ritenute inefficienti o non adeguatamente giustificate. Per stimolare la stesura di piani trasparenti e ben giustificati, tramite il concetto di *blended sharing factor* l'Autorità si riserva di applicare un fattore di *sharing* ridotto nel caso in cui non ci sia piena fiducia nella stima di costo di un operatore (*low-confidence costs*), in modo da

limitare il guadagno dello stesso relativamente a quella voce di costo. Parallelamente, Ofgem introduce una sensibile riduzione dei fattori di *sharing* nell'ambito del TIM, che è il metodo utilizzato per la ripartizione dei guadagni di efficienza, destinando una quota maggiore delle efficienze al consumatore. Inoltre, in sostituzione del meccanismo IQI viene introdotto il *Business Plan Incentive* (BPI), uno strumento volto a incoraggiare la presentazione da parte delle aziende di *business plan* ambiziosi, di alta qualità e ben giustificati, riducendo così l'asimmetria informativa tra regolatore e operatori. In particolare, le società di rete vengono spinte a proporre previsioni di spesa totale aderenti ai costi efficienti reali, a includere nel piano soluzioni in grado di apportare benefici sostanziali a consumatori e ambiente, e a fornire giustificazioni dettagliate per ogni voce di spesa. La valutazione del piano si articola dunque in quattro fasi. *In primis*, il regolatore valuta la soddisfazione dei *minimum requirements* di qualità e trasparenza, in mancanza dei quali l'azienda non accede ai premi e può invece essere soggetta a una penalità fissa. Dopodiché viene valutata la *customer value proposition*, cioè le proposte aggiuntive rispetto ai requisiti minimi che apportano valore per consumatori e ambiente. L'impresa ottiene un premio finanziario proporzionale al valore creato, nel caso in cui le proposte vengano ritenute valide. Nel caso di previsioni di costo eccessive rispetto alla stima efficiente calcolata dall'Autorità, viene applicata una penalità, definita come una percentuale della differenza tra i due valori. Infine, viene effettuata una valutazione finale sulla qualità complessiva del piano, in relazione a cui può variare l'entità dei premi e delle penalità attribuiti nei passi precedenti del processo, che complessivamente può anche arrivare fino al +/-2% dei ricavi. Il BPI si pone quindi come elemento complementare al TIM, che è il meccanismo di condivisione dei risparmi che incentiva l'efficienza durante il periodo regolatorio, poiché il BPI incentiva trasparenza, accuratezza e rigore prima dell'inizio del periodo (Ofgem, 2019; Ofgem, 2020; Jamasb, 2020).

Rispetto al RIIO-1, il modello RIIO-2 va quindi in una direzione di monitoraggio continuo e tutela profonda dei consumatori. Esso cerca di annullare le sovra-remunerazioni ingiustificate e di supportare esplicitamente i progetti che abilitano realmente la transizione energetica, premiando le imprese virtuose pur mantenendo sempre prioritario l'obiettivo dell'economicità del servizio.

4.8.3 RIIO e ROSS: un confronto

Il modello inglese è stato fin dall'inizio il riferimento principale per l'Autorità di regolazione italiana nell'ambito delle riforme che hanno portato all'introduzione del modello ROSS ed è considerato un *benchmark* individuato come *best practice* internazionale. I due *framework* nascono infatti dalle stesse esigenze, ossia quella di affrontare il *CAPEX-bias* e quella di favorire la transizione energetica, anche tramite il supporto di massicci investimenti di rete, ma garantendo servizi economici per i consumatori. Le modalità con cui si è cercato di raggiungere questi obiettivi risultano però parzialmente differenti nei tempi e nei modi. Dal punto di vista temporale, mentre l'introduzione del RIIO-1 è avvenuta nel periodo regolatorio iniziato negli anni 2013-2015

(a seconda del segmento), in Italia la prima applicazione del ROSS a livello sistemico si è avuta solamente nel 2024, nonostante i primi progetti pilota fossero stati già avviati, su piccola scala, nel 2017. Sin dalla formalizzazione del RIIO nel 2010, comunque, l’Autorità italiana ha cercato di prendere spunto da Ofgem introducendo aspetti *output-based*, ma in modo piuttosto frammentato, come evidenziato nei capitoli precedenti. In generale, quello che si può riscontrare è che in Italia la transizione da un regime tradizionale a uno moderno è stata molto più graduale e gli incentivi all’efficienza e all’innovazione introdotti sono generalmente di minore entità, rispecchiando un approccio prudente, anche legato a una bassa propensione al rischio delle imprese e a una lenta capacità (o volontà) di adeguamento alla logica TOTEX. In Inghilterra gli incentivi sono invece più marcati e il meccanismo rischio-ricompensa è molto più sfidante rispetto a quello italiano, inducendo le imprese a impiegare tecnologie e forme organizzative innovative per raggiungere gli obiettivi di efficienza, supporto alla decarbonizzazione e agli utenti vulnerabili e coinvolgimento degli *stakeholders*.

Entrando più nel dettaglio dei singoli aspetti regolatori analizzati nei capitoli precedenti, si possono osservare differenze specifiche ed elementi normativi inglesi assunti come esplicito riferimento da ARERA. In questa sezione ci si sofferma in particolare sulle differenze riguardanti gli aspetti relativi alla durata del periodo regolatorio, alla gestione del meccanismo TOTEX, alla remunerazione degli investimenti, agli incentivi all’efficienza, ai meccanismi di gestione dell’incertezza, al RoRE e ai *business plan*.

Innanzitutto, è importante chiarire che il modello britannico non è esattamente replicabile in Italia, per via delle differenti caratteristiche dei sistemi energetici nei due Paesi. Per questo motivo, per ARERA è necessario utilizzare il *framework* RIIO come *benchmark* di riferimento, adattandone però le soluzioni al contesto specifico italiano. A differenza del Regno Unito, in cui gli operatori sono pochi e di grandi dimensioni, infatti, in Italia vi sono molte piccole aziende, soprattutto nei settori della distribuzione elettrica e del gas. Un modello molto oneroso in termini di informazioni da fornire tramite i *business plan* sarebbe del tutto insostenibile per le imprese di dimensioni minori. Per questa ragione ARERA ha ritenuto opportuno distinguere l’approccio ROSS-Base, applicato da tutti gli operatori, dal ROSS-Integrale, adottato invece solo dalle aziende più grandi (ARERA, 2021d).

Dall’osservazione del modello inglese, passato da un periodo regolatorio della durata di 8 anni nel RIIO-1 a una lunghezza di 5 anni nel RIIO-2, ARERA ha valutato l’introduzione di un periodo di regolazione della durata di 8 anni, suddiviso ulteriormente in due sotto-periodi di 4 anni ciascuno. In questo modo si è cercato di assicurare una sufficiente certezza normativa per lo stimolo a investimenti innovativi, senza però sacrificare la possibilità di adeguare il quadro ai cambiamenti economici e di contesto. Un elemento che ha caratterizzato storicamente la regolazione italiana è invece l’utilizzo di una RAB storica. Per questa ragione, a differenza di un passaggio diretto alla logica TOTEX, come avvenuto in Inghilterra, ARERA ha dedicato molti

articoli del TIROSS alla determinazione delle modalità di gestione delle situazioni legate agli *asset* in esercizio nel momento dell'introduzione del ROSS (data di *cut-off*), prevedendo sostanzialmente una gestione della remunerazione in continuità di criteri con la regolazione allora in vigore (ARERA, 2021d). Inoltre, se da un lato Ofgem approva un ammontare di TOTEX per l'intero periodo regolatorio sulla base di *business plan* pluriennali, tali per cui l'impresa trattiene una parte del risparmio in caso di spesa minore della *baseline*, ARERA mantiene inizialmente una separazione tra CAPEX e OPEX. Pur adottando un approccio TOTEX, infatti, l'efficienza dell'OPEX viene gestita con parametri storici, mentre l'efficienza del CAPEX tramite il confronto tra spesa programmata e spesa effettiva (ARERA, 2021d; ARERA, 2022a).

Per quanto riguarda il momento in cui gli investimenti vengono riconosciuti in tariffa, si evidenzia una divergenza importante tra i due modelli. Da un lato, nel RIIO le spese di investimento vengono aggiunte alla RAB sulla base delle previsioni di spesa presenti nel *business plan* e la remunerazione è di conseguenza immediata. Dall'altro, nel ROSS-Base i LIC non vengono remunerati in tariffa prima della loro realizzazione e gli oneri finanziari vengono capitalizzati e riconosciuti in tariffa dal momento dell'entrata in esercizio dell'opera. Il tasso di capitalizzazione si pone invece come un elemento di parziale convergenza, dato che Ofgem applica un tasso fisso stabilito *ex-ante* per la suddivisione del TOTEX in *slow* e *fast money* e ARERA, pur tramite metodologie di calcolo differenti, procede in modo analogo (ARERA, 2022a).

Relativamente all'incentivo all'efficienza, mentre il modello inglese si è evoluto dal meccanismo IQI, dove gli incentivi all'efficienza sono uniti a incentivi alla rivelazione di informazioni veritiere, a un sistema di incentivo al TOTEX basato sul *Totex Incentive Mechanism* (mostrato in figura 4.13), ARERA ha sfruttato le evidenze inglesi per evitare l'adozione su larga scala della matrice IQI, focalizzandosi anch'essa su un meccanismo di tipo TIM. Per quanto riguarda più nello specifico il meccanismo di condivisione dell'efficienza, nell'approccio britannico esiste un unico fattore di *sharing* applicato all'intero TOTEX, tale per cui l'impresa trattiene una percentuale fissa dei guadagni di efficienza, indipendentemente dal fatto che essi si siano verificati sugli OPEX o sui CAPEX. Nonostante l'introduzione della logica TOTEX, il ROSS-Base prevede comunque meccanismi differenziati in base alla natura dei costi, per i quali la remunerazione del CAPEX, a differenza di quella degli OPEX, rimane legata alla RAB.

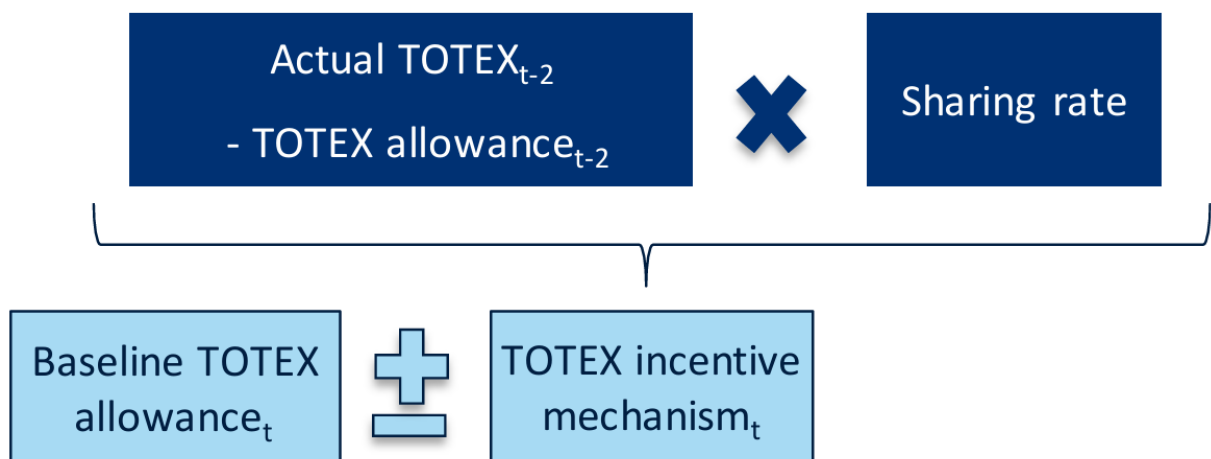


Figura 4.13: Schema illustrativo del meccanismo di incentivo del TOTEX inglese. Si noti che l'incentivo per l'anno t viene calcolato rispetto ai valori effettivi dell'anno $t-2$ – Fonte: Oxera, 2021.

Per quanto riguarda il RoRE, introdotto nell'ambito della regolazione ROSS come strumento di misura della redditività dell'operatore, esso viene utilizzato nell'ambito del RIIO con maturità, esperienza e integrazione sistemica notevolmente più sviluppati. In particolare, tramite le *regulatory instructions and guidance*, Ofgem raccoglie i dati per il monitoraggio delle *performance* delle imprese regolate, sui quali si basa il calcolo del RoRE, che si distingue come uno strumento perfettamente integrato nei modelli finanziari per l'analisi del bilanciamento tra rischi e rendimenti, nonché direttamente collegato ai RAMs. Il *reporting* dei dati, nel caso inglese, è inoltre pubblico, annuale e standardizzato (Oxera, 2021).

Il RIIO è inoltre fortemente basato sugli *output*, per cui il controllo si focalizza sul loro raggiungimento. In Italia, invece, il trattamento dei LIC richiede un controllo più diretto sull'avanzamento dei lavori, oltre al fatto che gli indicatori legati agli *output* definiti dalla regolazione italiana sono relativi a *output* macroscopici di sistema, in quantità minore e più generici di quelli del RIIO, anche per l'esigenza di semplificazione in un quadro regolatorio già molto complesso. Relativamente agli ammortamenti, se da un lato Ofgem utilizza periodi di ammortamento lunghi, per spalmare i costi sulle future generazioni di utenti, ma rivedibili periodicamente, dall'altro in Italia le vite utili sono più rigide e tipicamente stabilite per categorie di cespiti. Nel momento in cui le necessità di investimento variano durante il periodo, il modello inglese prevede l'intervento dei meccanismi di incertezza, come i *reopeners*, che prevedono un ricalcolo del TOTEX ammesso, mentre ARERA predilige una regolazione per progetti, piuttosto che per *budget* totale, monitorando l'avanzamento fisico degli investimenti e richiedendo rendicontazioni dettagliate *ex-post*. Lato *business plan*, mentre per il RIIO essi risultano un fondamento cruciale del modello, in Italia essi sono prerogativa essenziale solamente del ROSS-Integrale, mentre nel ROSS-Base vengono richieste modalità di condivisione delle informazioni meno onerose, per via della applicazione del modello a imprese anche di piccola dimensione (ARERA, 2022a; ARERA, 2021d; Oxera, 2021).

In generale, quindi, sebbene la *ratio* del *framework* inglese e di quello italiano sia analoga, a livello di implementazione vi sono differenze legate alle specificità del contesto nazionale. Le divergenze principali riguardano la differenziazione italiana del modello a seconda della dimensione dell'impresa, l'impostazione completamente *output-based* inglese rispetto a una transizione più graduale e prudente nel ROSS e un utilizzo maggiore da parte di ARERA delle rideterminazioni *ex-post* e, di conseguenza, del meccanismo del *tariff decoupling*.

4.8.4 Il modello RIIO-3 e le novità rispetto al RIIO-2

Il modello RIIO-3, che entrerà in vigore a partire da aprile 2026 e che è stato elaborato con un coinvolgimento senza precedenti degli *stakeholders*, rappresenta un ulteriore passo in avanti introdotto da Ofgem all'interno del processo di evoluzione della regolazione britannica delle reti di elettricità e gas, verso un'attenzione sempre crescente alla decarbonizzazione. Il provvedimento, che coprirà un periodo regolatorio quinquennale, concludendosi nel 2031, è considerato infatti un "abilitatore critico" per il raggiungimento dell'obiettivo di *net-zero emissions* per il sistema elettrico entro il 2030. Così come per il RIIO-2, gli obiettivi principali, a fianco alla promozione della sostenibilità ambientale, riguardano il supporto agli investimenti per il potenziamento delle reti, rivolto ad accogliere l'immissione di nuove fonti rinnovabili e della generazione distribuita, e la protezione degli utenti da costi eccessivi. Nonostante questo, si stima che il costo delle bollette degli utenti possa crescere di 30 sterline all'anno entro il 2031 (Ofgem, 2025; Cuninghame, 2026).

Per quanto riguarda l'obiettivo degli investimenti, vale la pena sottolineare la previsione di circa 90 miliardi di sterline di potenziali investimenti nei settori di trasmissione elettrica, trasmissione del gas e distribuzione del gas. L'approccio basato sul TOTEX viene confermato e la *baseline* del TOTEX approvata all'avvio del periodo regolatorio è di circa 28 miliardi di sterline, che coprono gli OPEX e i CAPEX certi che sono necessari per il mantenimento e la gestione delle reti. Rispetto al RIIO-2, nonostante un netto aumento della previsione di spesa, viene ridotta in proporzione la quota di TOTEX immediatamente riconosciuta. Specularmente, quindi, viene riconfermato e ulteriormente elevato il ruolo cruciale dei meccanismi di incertezza, dal momento che circa la metà del valore totale potenziale della spesa prevista verrà rilasciata durante il periodo attraverso tali strumenti, in modo tale da assicurare finanziamenti "*just in time*" mirati sulle reali necessità di intervento. Il TIM rimane lo strumento chiave per la condivisione dei risparmi o degli extra-costi tra operatori e utenti e per incentivare le imprese a ricercare continui miglioramenti di efficienza, al di là di quelli naturali legati al progresso tecnologico, il modello RIIO-3 prevede un obiettivo di *ongoing efficiency*, che si traduce in una riduzione automatica annuale dell'1% del TOTEX riconosciuto. Mentre nel RIIO-2 era fissato all'1,2% per la maggior parte dei settori, esso è stato ridotto per la crescente complessità nell'ottenere risparmi aggressivi dovuta alle pressioni sulle catene di fornitura globali, nonché per la richiesta da parte delle aziende di un sistema meno

restrittivo rispetto al precedente. Tale meccanismo riflette il cosiddetto *frontier shift*, ossia l'aspettativa che l'operatore migliori costantemente la propria efficienza tramite economie di scala, migliori pratiche di lavoro e aumento di produttività e infine innovazione digitale e intelligenza artificiale (AI). Rispetto ai *framework* precedenti, quindi, Ofgem si aspetta che l'impiego di soluzioni digitali e altamente innovative come sensori IoT e analisi predittive basate su AI ottimizzi la gestione degli *asset* e riduca la frequenza di interventi fisici correttivi. Accanto alla baseline del TOTEX e all'*ongoing efficiency*, per la definizione del rapporto tra *performance* aziendali e ricavi consentiti entrano in gioco anche i *real price effects*, ossia meccanismi di indicizzazione utilizzati per aggiustare i ricavi in base alle variazioni dei prezzi degli *input* (Ofgem, 2025; Cuninghame, 2026).

Per quanto riguarda l'impronta *output-based* della regolazione britannica, essa viene mantenuta nel RIIO-3, tramite gli *output delivery incentives* (meccanismi che premiano le aziende che superano *target* definiti e le penalizzano altrimenti), i *price control deliverables* (con i quali viene restituito il denaro agli utenti se un certo *output* non viene realizzato) e gli obblighi di licenza (*standard* minimi inderogabili). Gli indicatori chiave si focalizzano su tre categorie di risultati misurabili, che rispecchiano gli obiettivi del *framework* e che le imprese devono garantire per ottenere premi ed evitare penalità. Per la soddisfazione del cliente e il supporto agli utenti vulnerabili, gli operatori devono mantenere alti *standard* di qualità del servizio e di qualità di interazione con l'utente. I clienti vulnerabili devono inoltre essere individuati e supportati. Le reti devono poi essere sempre più resilienti e sostenibili, in un contesto caratterizzato dalla forte attenzione alla sostenibilità, ma anche dall'insorgenza sempre più frequente di eventi climatici estremi. Anche la *cybersecurity*, che come precedentemente descritto è un problema di particolare rilevanza nell'ambito della digitalizzazione della rete, verrà tutelata maggiormente rispetto ai periodi precedenti, tramite investimenti dedicati e monitoraggio costante. La riduzione dell'impatto ambientale diretto, come le emissioni e le perdite di gas, è un obiettivo che deve essere raggiunto tramite l'attuazione dei piani d'azione dedicati di cui si è già parlato nel RIIO-2. In aggiunta, si cerca di eliminare i tempi di attesa per l'entrata in esercizio dei nuovi impianti rinnovabili, legando i ricavi delle imprese alla loro capacità di favorire la decarbonizzazione del sistema (Ofgem, 2025; Cuninghame, 2026). I meccanismi di incertezza sono stati ulteriormente rafforzati per fare in modo che la regolazione possa essere in grado di adeguarsi il più possibile in tempo reale ai cambiamenti significativi. Per questo motivo sono stati confermati i meccanismi di *reopener* tramite cui le imprese possono richiedere fondi aggiuntivi per investimenti non ancora maturi a inizio periodo e finalizzati al raggiungimento degli obiettivi di *net-zero emissions* e sono stati rafforzati i *volume drivers*, ossia strumenti che aggiustano il ricavo riconosciuto in base al numero di nuove connessioni realizzate. Anche per la già citata *cybersecurity* esiste una gestione del *budget* tramite *reopener*, in modo tale da permettere all'impresa di gestire eventuali evoluzioni delle minacce. Sono inoltre stati confermati i *cost pass-through* per il passaggio diretto in tariffa di quei costi fuori dal controllo

dell'azienda. In aggiunta, è stato introdotto l'*advanced procurement mechanism*, che consente alle aziende di recuperare i costi dell'acquisto dei materiali critici avvenuti prima dell'approvazione definitiva del progetto, in modo da incentivare le imprese a ordinare preventivamente gli stessi, diminuendo i tempi di realizzazione degli investimenti tramite la riduzione dei colli di bottiglia nelle catene di fornitura (Ofgem, 2025).

Per quanto riguarda gli aspetti finanziari del *framework*, essi sono stati gestiti tenendo a mente l'esigenza di attrarre capitali per 60 miliardi di sterline. Innanzitutto, il costo del capitale basato sul CAPM è stato aumentato rispetto al RIIO-2 di oltre un punto percentuale, per garantire la bancabilità degli investimenti e riflettere l'aumento dei tassi di interesse globali, mentre è stata mantenuta la logica preesistente per la gestione del debito, con l'introduzione aggiuntiva di una componente "semi-nominale" per proteggere gli utenti dagli aumenti di inflazione improvvisi. Il livello di *gearing* è stato confermato al 60% per la maggior parte dei settori. Il WACC è inoltre decisamente superiore al 2,81% del RIIO-2, attestandosi a circa il 5,25% per il gas e tra il 5,49% e il 5,73% per l'elettricità. Questo aumento è legato alla necessità di finanziare progetti molto più ampi nel settore elettrico per supportare la transizione energetica. La resilienza finanziaria è promossa tramite regole più stringenti sulla distribuzione dei dividendi, che non possono essere distribuiti se ciò compromette la stabilità finanziaria della rete a lungo termine o nel caso in cui il livello di qualità del servizio sia insufficiente. Al fine di ridurre il rischio che eventuali errori di previsione dell'Autorità si ribaltino sotto forma di tariffe eccessive per gli utenti, Ofgem ha poi confermato i meccanismi RAMs per la ripartizione dei profitti da *over-performance*. Nello specifico, se i rendimenti superano una soglia del 3% al di sopra del RoRE, il 50% dell'eccedenza viene restituito agli utenti. Relativamente alle specificità di elettricità e gas, invece, la forte crescita del settore elettrico viene supportata da un nuovo sistema di finanziamento per lo sviluppo di progetti, rivolto ad accelerare lo sviluppo della rete di trasmissione. A tal fine viene anche implementato un tasso di capitalizzazione all'85% specificamente per alcuni investimenti in trasmissione, in modo tale da garantire flussi di cassa solidi agli operatori durante la costruzione. D'altro canto, la rete del gas, caratterizzata da un percorso di transizione e di declino atteso della domanda, ha beneficiato dell'introduzione dell'ammortamento accelerato, per evitare che generazioni future di utenti debbano pagare un'infrastruttura che potrebbe essere allora sottoutilizzata (sulla base del principio dell'equità intergenerazionale). È stato comunque mantenuto il finanziamento preesistente per l'idrogeno, circoscrivendolo però a specifici casi sperimentali. Queste differenze nel trattamento dei diversi settori segnano una novità rispetto ai *framework* precedenti, necessaria per la diversità di prospettive tra elettricità e gas (Ofgem, 2025; Cuninghame, 2026).

Sotto l'aspetto dell'innovazione, il RIIO-3 rinnova la centralità dello *strategic innovation fund*, per il finanziamento delle soluzioni ad alto rischio, ma con grande potenziale di risparmio per il sistema, assegnandogli un ruolo chiave per il raggiungimento dell'obiettivo di emissioni zero,

tramite una focalizzazione esclusiva sulle innovazioni di sistema introducibili su larga scala. Al tempo stesso, viene confermata l'importanza della concorrenza per l'assegnazione dei grandi progetti di trasmissione elettrica. Nonostante le richieste iniziali delle aziende di un aumento dei ricavi dopo l'"austerità" del RIIO-2, Ofgem dichiara che gli investimenti approvati avranno un impatto iniziale piuttosto limitato sulle bollette, grazie ai risparmi di efficienza, ai RAMs, ai meccanismi di gestione dell'incertezza e al controllo sui rendimenti. L'Autorità ritiene però che per mantenere l'economicità dei servizi nel lungo periodo siano necessari investimenti immediati per ottenere una rete efficiente, decarbonizzata e sempre meno dipendente dalla volatilità dei combustibili fossili. A tal proposito, l'enfasi posta sulla resilienza della catena di fornitura viene rimarcata dalla previsione di criteri di valutazione dei *business plan* specifici per il monitoraggio dei rischi geopolitici e logistici che potrebbero ostacolare l'avanzamento degli investimenti (Ofgem, 2025).

Il BPI, già introdotto nell'ambito del RIIO-2, è quello strumento che premia le aziende che presentano piani ambiziosi, di qualità e ben giustificati e in caso contrario le penalizza. Esso viene gestito analogamente al caso del *framework* precedente, compreso il trattamento dei *low confidence costs*, onde evitare richieste gonfiate di *budget*. Le principali correzioni rispetto al RIIO-2 riguardano l'inasprimento delle penali nel caso dei suddetti *low-confidence costs* e il calcolo di premi e penali sulla base della percentuale del RoRE e non più in valore assoluto monetario. In questo modo si facilita l'individuazione dell'impatto diretto della qualità del *business plan* sui rendimenti degli azionisti e si migliora la confrontabilità tra premi e penali di aziende diverse, mettendo complessivamente in risalto il valore strategico della qualità della pianificazione per l'aumento della redditività. Inoltre, rispetto al RIIO-2, *customer value propositions* particolarmente efficaci vengono valorizzate con premi specifici (Ofgem, 2025).

L'evoluzione della regolazione inglese dal RIIO-1 al RIIO-3, passando per il RIIO-2, determina una crescita marcata del rigore regolatorio, passando da una fase di incoraggiamento agli investimenti al monitoraggio rigoroso dei costi e, infine, alla promozione di interventi massicci di supporto alla transizione energetica. Se nel RIIO-1 è stato introdotto per la prima volta in ottica sistemica un approccio basato sul TOTEX, ottenendo però rendimenti esageratamente alti per le imprese, nel RIIO-3 la logica di spesa totale appare ormai consolidata e perfettamente integrata con la regolazione degli *output*, i meccanismi di efficienza e la centralità del *business plan*. L'approccio severo del RIIO-2, caratterizzato da una massima tutela dei consumatori a discapito dei rendimenti per gli operatori, mediante il taglio dei rendimenti, l'adozione dei RAMs e l'introduzione sistemica dei meccanismi di incertezza, ha finito per rivelarsi un *framework* estremamente incentivante in caso di *performance* eccezionali, ma esageratamente punitivo negli altri casi. Il RIIO-3 si pone quindi l'obiettivo di fondere i punti di forza osservati nelle regolazioni precedenti per dare vita a un modello regolatorio equilibrato, rigoroso, marcatamente *output-based* e focalizzato sulla sostenibilità ambientale ed economica dell'intero sistema, mantenendo

l'attenzione all'economicità dei servizi senza penalizzare però in misura eccessiva i rendimenti delle imprese. Esso segna quindi un'evoluzione espansiva della regolazione energetica britannica, possibile grazie alla maturità e all'efficacia degli strumenti di controllo e flessibilità introdotti e sperimentati nel RIIO-2. La tabella 4.5 riassume i principali elementi di confronto tra i modelli RIIO-2 e RIIO-3.

Tabella 4.5: Schema di confronto delle principali caratteristiche della regolazione britannica, tra RIIO-2 e RIIO-3.

Caratteristica regolatoria	RIIO-2 (2021-2026)	RIIO-3 (2026-2031)	Cambiamento principale
Filosofia di spesa (TOTEX)	Prevalentemente <i>ex-ante</i> (baseline alta, incertezza gestita come eccezione)	Prevalentemente " <i>just in time</i> " (baseline ridotta, massiccio uso di <i>reopeners</i>)	Passaggio da <i>budget</i> statici a finanziamenti dinamici sbloccati solo a progetto certo
Costo dell' <i>equity</i> (rendimento)	Basso (tra 4,25% e 4,55% reale), <i>focus</i> sulla riduzione dei costi per i consumatori	Più alto (~6,12% reale per il gas, ~5,70% reale per l'elettricità), <i>focus</i> sull'attrattività dei capitali	Rialzo dei rendimenti per riflettere i tassi di mercato e attrarre fondi per il <i>net zero</i>
WACC	Basso (2,81%)	Più alto (~5,25% per il gas, tra 5,49% e 5,73% per l'elettricità)	Rialzo per attirare capitali, data la necessità di finanziamenti massicci nel settore elettrico
<i>Ongoing efficiency</i>	Aggressiva (1,2% annuo), spinta massima sui costi operativi	Ricalibrata (1% annuo), più permissiva	Allentamento del <i>target</i> per compensare le pressioni sulla catena di fornitura
<i>Business Plan Incentive</i> (BPI)	Valutato in termini monetari o aggiustamenti TOTEX	Valutato in percentuale del RoRE	Evidenzia l'impatto diretto sul rendimento degli azionisti e abilita il confronto
Ammortamento rete gas	Vita utile <i>standard</i> , <i>focus</i> sulla stabilità delle tariffe	Ammortamento accelerato, vita utile accorciata	Priorità all'equità intergenerazionale
Gestione <i>supply chain</i>	Responsabilità dell'azienda, gestione <i>ex-post</i>	Introduzione dell'APM (<i>Advanced Procurement Mechanism</i>)	Finanziamento anticipato degli acquisti critici prima dell'approvazione del progetto
<i>Cybersecurity</i>	Trattata principalmente come costo operativo <i>standard</i> (OPEX)	Gestita tramite <i>reopeners</i> specifici	Flessibilità di <i>budget</i> : riconoscimento del fatto che le minacce evolvono più velocemente del ciclo regolatorio
Meccanismi RAMs	Introdotti come novità per tagliare extra-profitti	Confermati strutturalmente	Consolidamento: diventano parte integrante del <i>framework</i>

CONCLUSIONI

La transizione energetica in corso costituisce una vera e propria trasformazione strutturale del sistema energetico, dei suoi equilibri economici e dei meccanismi istituzionali che ne regolano il funzionamento. Gli obiettivi di decarbonizzazione, sicurezza degli approvvigionamenti e sostenibilità economica hanno evidenziato l'inadeguatezza degli assetti tecnologici, regolatori e di mercato concepiti per un sistema stabile, prevedibile e separato settorialmente nel contesto contemporaneo. L'*Energy System Integration* emerge allora come un paradigma in grado di affrontare le complessità emergenti del sistema energetico globale, grazie allo sfruttamento delle sinergie tra i vettori e le infrastrutture dei diversi settori. L'analisi sviluppata in questo lavoro di tesi ha mostrato infatti il possibile ruolo dell'ESI nella riduzione delle emissioni, nel contenimento dei costi complessivi del sistema e nel miglioramento della flessibilità e della resilienza. Tuttavia, l'ESI rappresenta una soluzione ad alta intensità di capitale che necessita di una forte interdipendenza tra decisioni di investimento, segnali di mercato e modelli regolatori, ponendo importanti sfide dal punto di vista della *governance*, dell'allocazione dei rischi e della sostenibilità economica delle infrastrutture, che se non affrontate possono causare un aumento insostenibile dei costi di sistema.

In questo contesto, la capacità delle istituzioni di adattare i meccanismi di regolazione ai cambiamenti economici e di mercato, in modo tale da sbloccare il pieno potenziale della transizione energetica, risulta quindi uno dei principali fattori determinanti per il successo della stessa. In particolare, la regolazione delle reti energetiche è chiamata a incentivare investimenti innovativi e a favorire le soluzioni tecnologicamente flessibili tramite modelli evoluti di tipo *output-based* e orientati alla spesa totale, superando le limitazioni dei *framework* normativi tradizionali. L'introduzione del modello ROSS in Italia si pone quindi come un tentativo avanzato per il riallineamento degli incentivi degli operatori di rete con il paradigma dell'ESI e con gli obiettivi di lungo periodo della politica energetica europea. Esso si propone di superare la tradizionale separazione tra OPEX e CAPEX, di favorire la flessibilità dell'allocazione delle risorse, di incentivare gli investimenti innovativi e di enfatizzare maggiormente le prestazioni di servizio. Nonostante la sua innovatività, il modello non è privo di criticità e la sua efficacia dipende dalla capacità dell'Autorità di gestire le asimmetrie informative con le imprese, di garantire sufficiente protezione agli utenti e di definire *output* misurabili adeguati, rilevanti e coerenti con gli obiettivi di sistema. Il confronto con il modello britannico RIIO evidenzia come anche i *framework* più sofisticati necessitino di continue revisioni ed evoluzioni per fronteggiare eventuali distorsioni e rispondere ai frequenti mutamenti contestuali. Per questa ragione, il ROSS non si può considerare un punto di arrivo, ma una fase di un continuo processo di apprendimento regolatorio che condurrà verosimilmente ad aggiustamenti futuri e che richiede quindi flessibilità e capacità di adattamento da parte del regolatore e delle imprese.

Di conseguenza, si può concludere che il ROSS costituisce un passo fondamentale verso una regolazione più coerente con l'ESI e con gli obiettivi del trilemma dell'energia, ma è impossibile considerarlo una soluzione definitiva. La sua efficacia nel sostenere la transizione energetica sarà pertanto determinata dalla capacità del regolatore di adeguare nel tempo gli strumenti di incentivazione, di monitorare correttamente le *performance* degli operatori e il loro effetto sugli utenti e di bilanciare il delicato equilibrio tra flessibilità, semplicità e certezza regolatoria.

In definitiva, appare evidente che l'*Energy System Integration* e l'evoluzione della regolazione delle reti rappresentino due componenti inscindibili per fare in modo che la transizione energetica conduca al raggiungimento degli obiettivi climatici europei e globali, tramite un sistema energetico climaticamente, tecnologicamente ed economicamente efficiente in grado di bilanciare gli interessi degli operatori e degli utenti. Il caso italiano del modello ROSS offre un esempio rilevante di come la regolazione possa tentare di accompagnare tale evoluzione, senza trascurare la necessità di un approccio regolatorio dinamico, adattivo e in grado di coinvolgere a sufficienza gli *stakeholders* interessati, fondamentale affinché l'ESI si traduca in benefici reali e duraturi per il sistema economico e per la collettività.

BIBLIOGRAFIA

ACER. (2024). *Electricity infrastructure development to support a competitive and sustainable energy system* [Report]. ACER.

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_Monitoring_Electricity_Infrastructure.pdf

ACER-CEER. (2024a). *Energy retail and consumer protection: Active consumer participation is key to driving the energy transition – how can it happen?* [Report]. ACER-CEER.

https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR/energy_retail_consumer_protection_2024

ACER-CEER. (2024b). *Position on anticipatory investments* [Report]. ACER-CEER.

Agarwal, A., & Sharma, T. (2025). Integrated energy system modeling perspectives for future decarbonization pathways based on sector coupling, life-cycle emissions and vehicle-to-grid integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 215, 115620.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115620>

Ahmed, I., Rehan, M., Basit, A., & Hong, K. S. (2022). Greenhouse gases emission reduction for electric power generation sector by efficient dispatching of thermal plants integrated with renewable systems. *Scientific Reports*, 12(1), 12380. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-15983-0>

Amenta, C., Passerini, F., & Stagnaro, C. (2024). *Per ogni fine c'è un nuovo inizio. Il futuro della distribuzione elettrica dopo il 2030* [Report].

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (1999a, 1 settembre). *Delibera/Provvedimento 128/99: Definizione di obblighi di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e di indicatori di continuità del servizio* [Deliberazione]. AEEG.

<https://www.arera.it/it/docs/99/128-99.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (1999b, 29 dicembre). *Delibera/Provvedimento 204/99: Regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481* [Deliberazione]. AEEG.

<https://www.arera.it/it/docs/99/204-99.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2000, 28 dicembre). *Delibera/Provvedimento 237/00: Definizione di criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato* [Deliberazione]. AEEG.

<https://www.arera.it/it/docs/00/237-00.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2001, 30 maggio). *Delibera/Provvedimento 120/01: Definizione di criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e dispacciamento del gas naturale e per l'utilizzo dei terminali di Gnl* [Deliberazione]. AEEG. <https://www.arera.it/it/docs/01/120-01.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2004a, 30 gennaio). *Delibera n. 5/04: Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi* [Deliberazione]. AEEG. <https://www.arera.it/it/docs/04/005-04.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2004b, 30 settembre). *Delibera/Provvedimento 168/04: Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas* [Deliberazione]. AEEG. <https://www.arera.it/it/docs/04/168-04.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2004c, 29 settembre). *Delibera/Provvedimento 170/04: Definizione di criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione di gas naturale* [Deliberazione]. AEEG. <https://www.arera.it/it/docs/04/170-04.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2005, 30 maggio). *Delibera/Provvedimento 166/05: Criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale* [Deliberazione]. AEEG. <https://www.arera.it/it/docs/05/166-05.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2007a, 19 dicembre). *Delibera n. 333/07: Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011* [Deliberazione]. AEEG. <https://www.arera.it/it/docs/07/333-07.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2007b, 28 dicembre). *Delibera/Provvedimento 348/07: Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* [Deliberazione]. AEEG. <https://www.arera.it/it/docs/07/348-07.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2008, 7 agosto). *Delibera ARG/gas 120/08: Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012(TUDG): approvazione della Parte I "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG)"* [Deliberazione]. AEEG. <https://www.arera.it/it/docs/08/120-08.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2009, 1 dicembre). *Delibera ARG/gas 184/09: Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il*

periodo 2010-2013 (TUTG): approvazione della parte II Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RTTG), approvazione della parte III Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RMTG), disposizioni in materia [Deliberazione]. AEEG. <https://www.arera.it/it/docs/09/184-09.htm>

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. (2010). *Delibera ARG/elt 39/10: Progetto pilota Smart Grid – Acea Distribuzione* [Deliberazione]. AEEG. <https://www.arera.it/it/docs/10/039-10.htm>

Autorità per l'energia elettrica e il gas. (2011, 29 dicembre). *Delibera ARG/elt 199/11: Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* [Deliberazione]. AEEG. <https://www.arera.it/it/docs/11/199-11.htm>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2014, 9 ottobre). *Delibera 483/2014/R/eel: Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il periodo di regolazione che ha inizio dal 1 gennaio 2016* [Deliberazione]. AEEGSI. <https://www.arera.it/it/docs/14/649-14.htm>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2015a, 15 gennaio). *Consultazione 5/2015/R/eel: Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione*. AEEGSI. <https://www.arera.it/it/docs/15/5-15.htm>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2015b, 9 luglio). *Consultazione 335/2015/R/eel: Criteri per la fissazione del costo riconosciuto, per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nel quinto periodo regolatorio*. AEEGSI. <https://www.arera.it/it/docs/15/335-15.htm>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2015c, 2 dicembre). *Delibera 583/2015/R/com: Tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas: criteri per la determinazione e l'aggiornamento* [Deliberazione]. AEEGSI. <https://www.arera.it/it/docs/15/583-15.htm>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2015d, 2 dicembre). *Relazione tecnica: Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (Accompagna la deliberazione 583/2015/R/COM)*. AEEGSI. <https://www.arera.it/allegati/docs/15/583-15rt.pdf>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2015e, 22 dicembre). *Delibera 646/2015/R/eel: Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023* [Deliberazione]. AEEGSI.

<https://www.arera.it/it/docs/15/646-15.htm>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2015f, 23 dicembre). *Delibera 653/2015/R/eel: Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023* [Deliberazione]. AEEGSI.

<https://www.arera.it/it/docs/15/653-15.htm>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2015g, 23 dicembre). *Delibera 654/2015/R/eel: Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023* [Deliberazione]. AEEGSI.

<https://www.arera.it/it/docs/15/654-15.htm>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2016a, 16 giugno). *Delibera 312/2016/R/gas: Bilanciamento gas, in attuazione del Regolamento (Ue) 312/2014* [Deliberazione].

AEEGSI. <https://www.arera.it/it/docs/16/312-16.htm>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2016b, 10 novembre). *Delibera 646/2016/R/eel: Sistemi di smart metering di seconda generazione (2G): riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e disposizioni in materia di messa in servizio. Modifiche al TIME* [Deliberazione]. AEEGSI. <https://www.arera.it/it/docs/16/646-16.htm>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2017a, 5 maggio). *Delibera 300/2017/R/eel: Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo* [Deliberazione]. AEEGSI. <https://www.arera.it/it/docs/17/300-17.htm>

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2017b, 12 ottobre). *Documento per la consultazione 683/2017/R/eel: Applicazione dell'approccio totex nel settore elettrico. Primi orientamenti per l'introduzione di schemi di regolazione incentivante fondati sul controllo complessivo della spesa.*

AEEGSI. <https://www.arera.it/it/docs/17/683-17.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2019a, 27 dicembre). *Delibera 568/2019/R/eel: Aggiornamento della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023* [Deliberazione]. ARERA.

<https://www.arera.it/it/docs/19/568-19.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2019b, 28 marzo). *Delibera 114/2019/R/gas: Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo*

di regolazione (2020-2023) [Deliberazione]. ARERA.

<https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/19/114-19.pdf>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2019c, 16 aprile). *Delibera 148/2019/R/gas: Nuove disposizioni in materia di predisposizione dei bilanci provvisori e pubblicazione del nuovo testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)* [Deliberazione]. ARERA. <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/19/148-19>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2019d, 23 ottobre). *Delibera 419/2019/R/gas: Criteri di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2025)* [Deliberazione]. ARERA. <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/19/419-19>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2019e, 27 dicembre). *Delibera 569/2019/R/gas: Approvazione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 - Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025* [Deliberazione]. ARERA. <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/19/569-19>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2019f, 27 dicembre). *Delibera 570/2019/R/gas: Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025* [Deliberazione]. ARERA. <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/19/570-19.pdf>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2021a, 28 giugno). *Delibera 271/2021/R/com: Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base) per la determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas* [Deliberazione]. ARERA. <https://www.arera.it/it/docs/21/271-21.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2021b, 21 dicembre). *Relazione tecnica alla delibera 614/2021/R/com: Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)*. ARERA. <https://www.arera.it/it/docs/21/614-21.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2021c, 21 dicembre). *Allegato A: Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027) (Versione integrata e modificata dalla deliberazione 476/2025/R/com)*. ARERA. <https://www.arera.it/it/docs/21/614-21.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2021d, 21 dicembre). *Documento per la consultazione 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*. ARERA.

<https://www.arera.it/it/docs/21/615-21.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2022a, 12 luglio). *Documento per la consultazione 317/2022/R/com: Ambito di applicazione dell'approccio ROSS e criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base. Orientamenti*. ARERA.

<https://www.arera.it/it/docs/22/317-22.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2022b, 25 ottobre). *Deliberazione 527/2022/R/com: Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di criteri di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS integrale)* [Deliberazione]. ARERA.

<https://www.arera.it/it/docs/22/527-22.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2022c, 13 dicembre). *Documento per la consultazione 655/2022/R/com: Criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base. Orientamenti finali*. ARERA. <https://www.arera.it/it/docs/22/655-22.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2023a, 18 aprile). *Deliberazione 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, recante le disposizioni comuni, e della Parte II, dedicata al ROSS-base* [Deliberazione]. ARERA.

<https://www.arera.it/it/docs/23/163-23.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2023b, 18 aprile). *Allegato A alla deliberazione 163/2023/R/com: Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031). Versione aggiornata con deliberazioni 497/2023/R/com, 130/2025/R/com e 390/2025/R/com*. ARERA. <https://www.arera.it/it/docs/23/163-23.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2023c, 3 agosto). *Documento per la consultazione 381/2023/R/com: Criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica - Orientamenti dell'Autorità*. ARERA. <https://www.arera.it/it/docs/23/381-23.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2023d, 31 ottobre). *Deliberazione 497/2023/R/com: Criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Modifiche al TIROSS 2024-2031 e alla RTTG 6PRT. Versione modificata e integrata con deliberazioni*

130/2025/R/com e 390/2025/R/com. [Deliberazione]. ARERA. <https://www.arera.it/it/docs/23/497-23.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2023e, 31 ottobre). *Allegato A alla deliberazione 497/2023/R/com: Relazione tecnica. Criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica*. ARERA. <https://www.arera.it/it/docs/23/497-23.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2025a, 20 maggio). *Documento per la consultazione 210/2025/R/com: Orientamenti per l'adeguamento di specifici istituti della regolazione ROSS-base e linee di intervento per l'introduzione di strumenti regolatori propedeutici alla sperimentazione del ROSS integrale*. ARERA. <https://www.arera.it/it/docs/25/210-25.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2025b, 5 agosto). *Deliberazione 390/2025/R/com: Disposizioni per l'adeguamento di specifici istituti della regolazione ROSS-base e introduzione sperimentale di strumenti regolatori per l'evoluzione della regolazione verso il ROSS-integrale. Modifiche al TIROSS e alla deliberazione dell'Autorità 497/2023/R/com* [Deliberazione]. ARERA. <https://www.arera.it/it/docs/25/390-25.htm>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (1998–2025). *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta* (Pubblicazioni annuali dal 1998 al 2025). ARERA. <https://www.arera.it>

Barnabei, V. F., Conti, M., Ancora, T. C. M., Delibra, G., Castorrini, A., Rispoli, F., & Corsini, A. (2025). Minimizing Levelized Cost of Energy and visual impact in Mediterranean offshore wind farms: A multi-objective optimization approach. *Energy Conversion and Management*, 344, 120204. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.120204>

Bauknecht, D., & Brunekreeft, G. (2008). Distributed generation and the regulation of electricity networks. In *Competitive Electricity Markets* (pp. 469-497). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-008047172-3.50017-9>

Bergaentzlé, C. M. (2024). Regulation for digital investment: Linking gains to incentives. In *Danish Utility Regulator's Anthology Project Series on Better Regulation in the Energy Sector: Incentives and digitalization for flexibility in the green transition* (pp. 7-16).

Berjawi, A. E. H., Walker, S. L., Patsios, C., & Hosseini, S. H. R. (2021). An evaluation framework for future integrated energy systems: A whole energy systems approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 145, 111163. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111163>

Blaabjerg, F., & Ma, K. (2017). Wind energy systems. *Proceedings of the IEEE*, 105(11), 2116-2131.

- Bogdanov, D., Gulagi, A., Fasihi, M., & Breyer, C. (2021). Full energy sector transition towards 100% renewable energy supply: Integrating power, heat, transport and industry sectors including desalination. *Applied Energy*, 283, 116273.
- Borenstein, S., & Bushnell, J. (2000). Electricity restructuring: deregulation or reregulation? *Regulation*, 23, 46.
- Bovera, F., Delfanti, M., & Fumagalli, E. (2020). TOTEX approach for regulating electricity distribution networks: a comparison of UK and Italy initiatives. *p. DOI*, 10.
- Bovera, F., & Lo Schiavo, L. (2022). From energy communities to sector coupling: a taxonomy for regulatory experimentation in the age of the European Green Deal. *Energy Policy*, 171, 113299.
- Bovera, F., & Rancilio, G. (2024). The role of implicit and explicit economic signals for flexibility provision by EV aggregates: Technical evidence and policy recommendations. In *Incentives and Digitalization for Flexibility in the Green Transition* (pp. 43-55). Danish Utility Regulator.
- Brown, T., Schlachtberger, D., Kies, A., Schramm, S., & Greiner, M. (2018). Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system. *Energy*, 160, 720-739. arXiv:1801.05290v2
- Brown, O., Froggatt, A., Gozak, N., Katser-Buchkovska, N., & Lutsevych, O. (2023). *The consequences of Russia's war on Ukraine for climate action, food supply and energy security* [Report]. London, UK: Royal Institute of International Affairs.
- Brunekreeft, G., & Rammerstorfer, M. (2020). OPEX-risk as a source of CAPEX-bias in monopoly regulation. *Competition and Regulation in Network Industries*, 22(1), 20-34.
- Cambini, C., Croce, A., & Fumagalli, E. (2014). Output-based incentive regulation in electricity distribution: Evidence from Italy. *Energy Economics*, 45, 205-216.
- Cambini, C., Fumagalli, E., & Rondi, L. (2015). Incentives to quality and investment: evidence from electricity distribution in Italy. *Journal of Regulatory Economics*, 49(1), 1-32. <https://doi.org/10.1007/s11149-015-9287-x>
- Cambini, C., Meletiou, A., Bompard, E., & Masera, M. (2016). Market and regulatory factors influencing smart-grid investment in Europe: Evidence from pilot projects and implications for reform. *Utilities Policy*, 40, 36-47. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2016.03.003>
- Cambini, C., & Soroush, G. (2019). Designing grid tariffs in the presence of distributed generation. *Utilities Policy*, 61, 100979. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2019.100979>

- Cambini, C., Congiu, R., Jamasb, T., Llorca, M., & Soroush, G. (2020a). Energy systems integration: Implications for public policy. *Energy policy*, 143, 111609. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111609>
- Cambini, C., Congiu, R., & Soroush, G. (2020b). Regulation, innovation, and systems integration: evidence from the EU. *Energies*, 13(7), 1670. <https://doi.org/10.3390/en13071670>
- Cambini, C. (2021). Policies for Integrated Energy Systems [Report]. SNS Research Brief.
- Campbell, A. (2018). Cap prices or cap revenues? The dilemma of electric utility networks. *Energy Economics*, 74, 802-812.
- Cavus, M. (2025). Advancing Power Systems with Renewable Energy and Intelligent Technologies: A Comprehensive Review on Grid Transformation and Integration. *Electronics*, 14(6), 1159. <https://doi.org/10.3390/electronics14061159>
- Church, J., & Ware, R. (2000). Industrial organization: a strategic approach. Available at SSRN 5366237.
- COP28. (2023). *The UAE consensus negotiations outcome* [Report]. <https://www.cop28.com/en/the-uae-consensus-negotiations-outcome>
- Cortés-Caicedo, B., Montoya, O. D., Grisales-Noreña, L. F., Gaona-García, E. E., & Ardila-Rey, J. (2025). A cost-effective integration and operation methodology for battery energy storage systems in active distribution networks via a master–slave optimization strategy. *Journal of Energy Storage*, 123, 116639. <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.116639>
- Cosic, B., & Duic, N. (2025). *Impact of the EU carbon border adjustment mechanism and variable renewable energy integration on fossil-based energy systems*. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101008>
- Cossent, R., Gómez, T., & Frías, P. (2009). Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. *Energy Policy*, 37(3), 1145-1155. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.11.011>
- Council of European Energy Regulators. (2025). *Report on regulatory frameworks for European energy networks 2024* (Ref: C24-IRB-74-03). CEER. <https://www.ceer.eu/>
- Couto Ribeiro, B. C., & Jamasb, T. (2025). Innovation by regulation: Smart electricity in Great Britain and Italy. *Energy Economics*, 146, 108368. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2025.108368>
- Cuninghame, N. (2026, 8 gennaio). *RIIO-3: Ofgem's final determinations at a glance*. Ashurst. <https://www.ashurst.com/en/insights/riio-3-ofgems-final-determinations-at-a-glance/>

- Daher, W., Elnaboulsi, J. C., Fikru, M. G., & Gautier, L. (2024). An Analysis of Mergers in the Presence of Uncertainty in Renewable Energy Integration Costs. *Available at SSRN 4911502*.
- Darwish, H., Al Hmoud, I. W., Turlapaty, A. C., & Gokaraju, B. (2025). Predicting the future climate: Integrating renewable energy and machine learning to address temperature and GHG emissions. *Energy Reports*, 14, 2399-2419. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2025.09.004>
- Davi-Arderius, D., Jamasb, T., & Rosellon, J. (2024). Environmental and Welfare Effects of Large-Scale Integration of Renewables in the Electricity Sector. *Environmental and Resource Economics*, 87(12), 3271-3299. <https://doi.org/10.1007/s10640-024-00915-5>
- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79. *Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, n. 75 del 31 marzo 1999.
- Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164. *Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale*. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, n. 142 del 20 giugno 2000.
- Dedecca, J. G., Ansarin, M., Afroditi Adsal, K., & Blind, K. (2023). Study on Regulatory Sandboxes in the Energy Sector. Final Report. <https://doi.org/10.2833/848065>
- de Joode, J., Van der Welle, A., & Jansen, J. (2010). Distributed generation and the regulation of distribution networks. In *Distributed Generation*. IntechOpen.
- Detz, R. J., & van der Zwaan, B. (2019). Transitioning towards negative CO2 emissions. *Energy Policy*, 133, 110938. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110938>
- EASAC. (2023). *The future of gas* [Report]. EASAC. https://easac.eu/fileadmin/user_upload/EASAC_Future_of_Gas_Web.pdf
- Edelman, R. D. (2025, August 11). *Interwoven frontiers: Energy, AI, and US-China competition*. Brookings. <https://www.brookings.edu/articles/interwoven-frontiers-energy-ai-and-us-china-competition/>
- EEA. (2024). *Trends and projections in Europe 2024* [Report]. EEA. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/trends-and-projections-in-europe-2024>
- Elsir, M., Al-Sumaiti, A. S., & El Moursi, M. S. (2025). Advancing Energy Transition: A Circular Economy Framework for Co-Optimizing Energy, Water, and Emissions in Low-Carbon Systems. *IEEE Access*. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3585736>

Emrani, A., & Berrada, A. (2024). A comprehensive review on techno-economic assessment of hybrid energy storage systems integrated with renewable energy. *Journal of Energy Storage*, 84, 111010. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111010>

Eskesen, A. (2018). *Negotiated settlements and constructive engagement* [Preprint]. ResearchGate. <https://www.researchgate.net/publication/327437050>

Eurelectric. (2021). *The Missing Piece Powering the Energy Transition with Efficient Network Tariffs* [Report].

European Commission. (2020a). *Energia per un'economia climaticamente neutra: strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico* [Comunicazione]. COM(2020) 299 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:52020DC0299>

European Commission. (2020b). *Domande e risposte – Strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra*. Commissione europea. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/qanda_20_1259

European Commission, Directorate-General for Energy. (2024a, July 3). *Study on promoting energy system integration through the increased role of renewable electricity, decentralised assets and hydrogen: Final report* [Report]. Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2833/560304>

European Commission. (2024b, settembre 2). *Guidance on Article 20a on sector integration of renewable electricity of Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of energy from renewable sources, as amended by Directive (EU) 2023/2413* [Guidance]. Official Journal of the European Union. https://energy.ec.europa.eu/document/download/efcd200c-b9ae-4a9c-98ab-73b2fd281fcc_en?filename=C_2024_5041_1_EN_ACT_part1_v10.pdf

European Commission. (2025a). *Energy efficiency targets – Energy efficiency targets, directive and rules* [Report]. European Commission. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-targets_en

European Commission. (2025b). *Energy system integration*. European Commission. https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/energy-system-integration_en

European Commission. (2025c). *REPowerEU – 3 years on* [Report]. DG Energy. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/actions-and-measures-energy-prices/repowereu-3-years_en

Finley, M., & Gross, S. (2025, March 11). *Navigating market and political uncertainties in the age of energy transition*. Brookings. <https://www.brookings.edu/articles/navigating-market-and-political-uncertainties-in-the-age-of-energy-transition/>

FTI Consulting. (2025). *A roadmap for cost-reflective electricity network tariffs in the EU*. smarten (Smart Energy Europe).

Gangale, F., Mengolini, A. M., Covrig, L., Chondrogiannis, S., & Shortall, R. (2023). *Making energy regulation fit for purpose. State of play of regulatory experimentation in the EU*.

Genovese, M., Piraino, F., & Fragiacomio, P. (2025). Hydrogen-Based Energy Systems for Sustainable Transportation. *Energies*, 18(1), 143. <https://doi.org/10.3390/en18010143>

Gentiloni, P. (2025, February 7). *Europe's economy is at a crossroads. Will it take the right path?*. Brookings. <https://www.brookings.edu/articles/europes-economy-is-at-a-crossroads-will-it-take-the-right-path/>

Godby, R., Cook, B., Holland, M., & Kjorstad, T. (2025). State incentives: Impact on wind energy costs and policy development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 215, 115572.

Gross, S. (2023). *Energy and climate challenges will continue in 2023*. Foreign Policy at Brookings, Policy Brief, March.

Guerrero, J., Gebbran, D., Mhanna, S., Chapman, A. C., & Verbič, G. (2020). Towards a transactive energy system for integration of distributed energy resources: Home energy management, distributed optimal power flow, and peer-to-peer energy trading. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 132, 110000. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110000>

Gugler, K., Liebensteiner, M., & Schmitt, S. (2017). Vertical disintegration in the European electricity sector: Empirical evidence on lost synergies. *International Journal of Industrial Organization*, 52, 450-478. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijindorg.2017.04.002>

Gulotta, F., Rossi, A., Bovera, F., Falabretti, D., Galliani, A., Merlo, M., & Rancilio, G. (2020, December). Opening of the italian ancillary service market to distributed energy resources: Preliminary results of uvam project. In *2020 IEEE 17th International Conference on Smart Communities: Improving Quality of Life Using ICT, IoT and AI (HONET)* (pp. 199-203). IEEE. <https://doi.org/10.1109/HONET50430.2020.9322822>

Hartwick, J. M. (1977). Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources. *American Economic Review*, 67(5), 972–974.

Heptonstall, P. J., & Gross, R. J. K. (2021). A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids. *Nat Energy* 2021; 6: 72–83. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00695-4>

Hirth, L., Ueckerdt, F., & Edenhofer, O. (2015). Integration costs revisited—An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, 74, 925-939.

- Hogan, W. W. (2002). Electricity market restructuring: reforms of reforms. *Journal of Regulatory Economics*, 21(1), 103-132.
- Hua, H., Wu, X., Chen, X., Kong, H., Sun, Y., Yang, Q., ... & Naidoo, P. (2025). Carbon reduction oriented regional integrated energy system optimization via cloud-edge cooperative framework. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*.
<https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2023.07270>
- Hussain, A., Huseynova, A., Hakimova, Y., Nassani, A. A., & Bo, B. (2025). Energy efficiency and emission flexibility: Management and economic insights for renewable energy integration [Report]. *Energy Strategy Reviews*, 57, 101631. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101631>
- Huylo, M., Taheri, S., & Novoselac, A. (2025). Integration of renewable energy generation and storage systems for emissions reduction in an islanded campus microgrid. *Building and Environment*, 274, 112736. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2025.112736>
- IEA. (2022). *Security of clean energy transitions* [Report]. IEA. <https://www.iea.org/reports/security-of-clean-energy-transitions>
- IEA. (2024). *World Energy Outlook 2024* [Report]. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- IEA. (2025a). *Electricity mid-year update 2025* [Report]. IEA. <https://iea.org/reports/electricity-mid-year-update-2025>
- IEA. (2025b). *World energy investment 2025* [Report]. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2025>
- Imcharoenkul, V., & Chaitusaney, S. (2022). The impact of variable renewable energy integration on total system costs and electricity generation revenue. *IEEE Access*, 10, 50167-50182.
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3172284>
- IRENA. (2018). *Global energy transformation: A roadmap to 2050* [Report]. International Renewable Energy Agency (IRENA).
- IRENA Coalition for Action. (2022). *Sector coupling: A key concept for accelerating the energy transformation* [Report]. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Jamasb, T. (2020). Incentive regulation of electricity and gas networks in the UK. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 10(2), 181-196.
- Jamasb, T., & Llorca, M. (2018). *Energy systems integration: Economics of a new paradigm* [Report]. University of Cambridge, Faculty of Economics.

- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2005). Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization & integration. *The Energy Journal*, 26(1_suppl), 11-41.
- Jandl, J., Medioni, E., Yezioro, A., & Spatari, S. (2025). Building-Integrated Photovoltaics in Mediterranean Net-Zero Energy Neighborhoods: Life Cycle Cost, Energy, and Environmental Impact. *Energy, and Environmental Impact*.
- Jenkins, J. D., & Pérez-Arriaga, I. J. (2015). Improved regulatory approaches for the remuneration of electricity distribution utilities with high penetrations of distributed energy resources. *The Energy Journal*, 38(3), 63-92.
- Joos, M., & Staffell, I. (2018). Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 86, 45-65. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.01.009>
- Joskow, P. L. (1989). Regulatory failure, regulatory reform, and structural change in the electrical power industry. *Brookings papers on economic activity. Microeconomics*, 1989, 125-208.
- Joskow, P. L. (2005). Regulation of natural monopoly. *Handbook of law and economics*, 2, 1227-1348.
- Joskow, P. L. (2014). Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. *Economic regulation and its reform: What have we learned?*, 291-344.
- Khalid, M. (2024). Smart grids and renewable energy systems: Perspectives and grid integration challenges. *Energy Strategy Reviews*, 51, 101299. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101299>
- Khalili, S., Rantanen, E., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2019). Global transportation demand development with impacts on the energy demand and greenhouse gas emissions in a climate-constrained world. *Energies*, 12(20), 3870. <https://doi.org/10.3390/en12203870>
- Kim, J. K., Park, H., Kim, S. J., Lee, J., Song, Y., & Yi, S. C. (2023). Optimization models for the cost-effective design and operation of renewable-integrated energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 183, 113429. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113429>
- Koholé, Y. W., Ngouleu, C. A. W., Fohagui, F. C. V., & Tchuen, G. (2024). A comprehensive comparison of battery, hydrogen, pumped-hydro and thermal energy storage technologies for hybrid renewable energy systems integration. *Journal of Energy Storage*, 93, 112299. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112299>
- Komilov, A., Rakhimov, E., Eshchanov, B., Nasrullayev, Y., Davronov, S., & Li, K. (2025). A holistic approach to understanding the impact of battery energy storage systems on the

- levelized cost of energy of photovoltaic systems. *Journal of Energy Storage*, 125, 116996. <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.116996>
- Koondhar, M. A., Albsha, L., Mahmoud, S. A., Amin, L. G., & Mahariq, I. (2025). Comparative analysis of onshore, offshore, and floating wind turbines for renewable energy systems: A review. *Ocean Engineering*, 343, 123243. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2025.123243>
- Kumar, L., & Khedlekar, U. K. (2025). Stochastic optimization of thermal energy storage for multi-energy systems with hydrogen and renewable integration (A scenario-based cost minimization model for dispatch, emissions, and cross-sector energy utilization). *Journal of Energy Storage*, 132, 117830. <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.117830>
- Kumar, L., Sharma, K., Pathak, P., & Khedlekar, U. K. (2025). Optimizing renewable energy integration using advanced mathematical modeling with storage and emission constraints for resilient and sustainable energy systems. *Computers & Industrial Engineering*, 111379. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2025.111379>
- Lakhani, N. (2025, May 30). *Carbon footprint of Israel's war on Gaza exceeds that of many entire countries*. The Guardian. <https://www.theguardian.com/world/2025/may/30/carbon-footprint-of-israels-war-on-gaza-exceeds-that-of-many-entire-countries>
- Le Coq, C., Glachant, J.-M., & Dromacque, C. (2025). *Flexibility in the energy sector* [Report]. Centre on Regulation in Europe (CERRE). <https://cerre.eu/wp-content/uploads/2025/05/CERRE-Report-Flexibility-Final.pdf>
- Li, N., & Hedman, K. W. (2015). Economic assessment of energy storage in systems with high levels of renewable resources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(3), 1103-1111.
- Littlechild, S. C. (1983). Regulation of British Telecommunications' Profitability. *International Library of Critical Writings in Economics*, 126, 451-492.
- Liu, X., Lu, H., Zhao, W., Chen, Y., & Shao, S. (2025). Research on optimal scheduling and source-network-load correlation matching of integrated energy system considering uncertainty. *Energy*, 321, 135421. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.135421>
- Llorca, M., Soroush, G., Giovannetti, E., Jamasb, T., & Davi-Arderius, D. (2024a). *Energy sector digitalisation, green transition and regulatory trade-offs* [Report].
- Llorca, M., Soroush, G., Giovannetti, E., Jamasb, T., & Davi-Arderius, D. (2024b). Digitalisation and Economic Regulation in the Energy Sector. In *Incentives and Digitalization for Flexibility in the Green Transition* (pp. 17-27).

Llorca, M., & Rodriguez-Alvarez, A. (2024). Economic, environmental, and energy equity convergence: Evidence of a multi-speed Europe?. *Ecological Economics*, 219, 108133.

<https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2024.108133>

Lo Schiavo, L., Delfanti, M., Fumagalli, E., & Olivieri, V. (2013). Changing the regulation for regulating the change: Innovation-driven regulatory developments for smart grids, smart metering and e-mobility in Italy. *Energy policy*, 57, 506-517.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.02.022>

Ma, S. C., Fan, Y., Yao, X., Fang, H., & Xu, C. (2025). Cost and environmental impacts assessment of electric vehicles and power systems synergy: The role of vehicle-to-grid technology. *Environmental Impact Assessment Review*, 114, 107899.

<https://doi.org/10.1016/j.eiar.2025.107899>

MacCarthy, M., & Klaus, D. M. (2025, August 12). *Why AI demand for energy will continue to increase*. Brookings. <https://www.brookings.edu/articles/why-ai-demand-for-energy-will-continue-to-increase/>

Madsen, H., Tsaousoglou, G., Ritschel, T. K. S., Tohidi, S., Binder, H., Frandsen, H. L., & Junker, R. G. (2024). Incentivising and Activating Multi-Purpose Flexibility for the Future Power System. In *Incentives and Digitalization for Flexibility in the Green Transition* (pp. 28-42). Danish Utility Regulator.

Meeus, L., & Sague, M. (2011). Innovating grid regulation to regulate grid innovation: From the Orkney Isles to Kriegers Flak via Italy. *Renewable Energy*, 36(6), 1761-1765.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.12.005>

Morell-Dameto, N., Chaves-Ávila, J. P., San Román, T. G., & Schittekatte, T. (2024). Forward-looking dynamic network tariffs: an efficient solution for price-responsive customers. In *Incentives and Digitalization for Flexibility in the Green Transition* (pp. 56-62). Danish Utility Regulator.

Müller, C. (2011). *New regulatory approaches towards investments: A revision of international experiences; IRIN working paper for working package: Advancing incentive regulation with respect to smart grids* (No. 353). WIK Diskussionsbeitrag.

Müller, S., Holttinen, H., Taibi, E., Smith, J., Fraile, D., & Vrana, T. K. (2018). System integration costs—A useful concept that is complicated to quantify. In *Proc. 17th Int. Workshop Large-Scale Integr. Wind Power Power Syst. Well Transmiss. Netw. Offshore Wind Power Plants*.

- Muyeed, M. A., Oeishee, M. H., & Mohsin, A. S. (2025). Cost-benefit and net zero impact analysis of PV-grid-battery systems for EV charging stations in Bangladesh. *Energy Conversion and Management: X*, 101256. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101256>
- Nykamp, S., Andor, M., & Hurink, J. L. (2012). 'Standard' incentive regulation hinders the integration of renewable energy generation. *Energy policy*, 47, 222-237. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.061> [Get rights and content](#)
- Office of Gas and Electricity Markets. (2010, 4 ottobre). *Handbook for implementing the RIIO model*. Ofgem. <https://www.ofgem.gov.uk/publications/handbook-implementing-riio-model>
- Office of Gas and Electricity Markets. (2019, 24 maggio). *RIIO-2 Sector Specific Methodology Decision: Summary document*. Ofgem. <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-2-sector-specific-methodology-decision>
- Office of Gas and Electricity Markets. (2020, 8 dicembre). *RIIO-2 Final Determinations - Core Document*. Ofgem. <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-2-final-determinations-transmission-and-gas-distribution-network-companies-and-electricity-system-operator>
- Office of Gas and Electricity Markets. (2025, 4 dicembre). *RIIO-3 Final Determinations Overview Document*. Ofgem. <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-3-final-determinations-electricity-transmission-gas-transmission-and-gas-distribution>
- Ogunjuyigbe, A. S. O., Ayodele, T. R., & Akinola, O. A. (2016). Optimal allocation and sizing of PV/Wind/Split-diesel/Battery hybrid energy system for minimizing life cycle cost, carbon emission and dump energy of remote residential building. *Applied Energy*, 171, 153-171. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.051>
- Oxera Consulting LLP. (2021, dicembre). *Methodology review for a regulatory framework based on a total expenditure approach ('ROSS-base'): Prepared for Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)*. <https://www.arera.it/it/docs/21/615-21.htm>
- Parlamento europeo & Consiglio dell'Unione europea. (2003). *Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*. Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, L 176, 37-55. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32003L0054>
- Parlamento europeo & Consiglio dell'Unione europea. (2009). Third energy package for electricity and gas markets. Official Journal of the European Union.
- Parlamento europeo & Consiglio dell'Unione europea. (2019). *Clean energy for all Europeans package*. Official Journal of the European Union.

- Pan, T., Zhang, S., Chang, C., Van Fan, Y., Yang, Z., Wang, B., ... & Varbanov, P. S. (2025). Equation-oriented thermodynamic optimisation of heat pump integration in industrial heat recovery systems: A system-level pathway to cost and emission reduction. *Energy*, 137936. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.137936>
- Pawel, I. (2014). The cost of storage—how to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation. *Energy Procedia*, 46, 68-77. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.159>
- Poullikkas, A. (2020). *Fundamentals of Energy Regulation*.
- Pudjianto, D., Djapic, P., Dragovic, J., & Strbac, G. (2013). Grid integration cost of photovoltaic power generation. *Energy Futures Lab, Imperial College: London, UK*.
- Ramkumar, G., Kannan, S., Mohanavel, V., Karthikeyan, S., & Titus, A. (2025). The Future of Green Mobility: A Review Exploring Renewable Energy Systems Integration in Electric Vehicles. *Results in Engineering*, 105647. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.105647>
- Ren, P., Dong, Y., Zhang, H., Wang, J., & Fan, X. (2025). A unified robust planning framework for hydrogen energy multi-scale regulation of integrated energy system. *Energy*, 314, 134325. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.134325>
- Schaber, K., Steinke, F., Mühlich, P., & Hamacher, T. (2012). Parametric study of variable renewable energy integration in Europe: Advantages and costs of transmission grid extensions. *Energy policy*, 42, 498-508.
- Scholten, D., Bazilian, M., Overland, I., & Westphal, K. (2020). The geopolitics of renewables: New board, new game. *Energy Policy*, 138, Article 111059. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111059>
- Slakaityte, V., Surwillo, I., & Berling, T. V. (2023). A new cooperation agenda for European energy security. *Nature Energy*, 8(10), 1051–1053. <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01322-8>
- Sun, Y., Wang, Y., Yang, X., Wang, W., Zhao, W., Zhang, Q., ... & Wei, W. (2025). Electric Vehicle integration in Zero-Carbon Buildings: Analyzing the impact on carbon emissions and economic performance. *Energy and Buildings*, 338, 115674. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2025.115674>
- Tol, R. S. J. (2023). *Navigating the energy trilemma during geopolitical and environmental crises* [Preprint]. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2301.07671>
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables?. *Energy*, 63, 61-75.

- Van de Graaf, T. (2019). *A new world: The geopolitics of the energy transformation* [Report]. International Renewable Energy Agency (IRENA). https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/jan/global_commission_geopolitics_new_world_2019.pdf
- van der Roest, E., Fens, T., Bloemendal, M., Beernink, S., van der Hoek, J. P., & van Wijk, A. J. (2021). The impact of system integration on system costs of a neighborhood energy and water system. *Energies*, 14(9), 1-33. <https://doi.org/10.3390/en14092616>
- van der Zwaan, B., Fattahi, A., Dalla Longa, F., Dekker, M., van Vuuren, D., Pietzcker, R., ... & Usher, W. (2025). Electricity-and hydrogen-driven energy system sector-coupling in net-zero CO2 emission pathways. *Nature Communications*, 16(1), 1368. <https://doi.org/10.1038/s41467-025-56365-0>
- Veronese, E., Prina, M. G., Berizzi, A., Moser, D., & Manzolini, G. (2020). Costs of utility-scale photovoltaic systems integration in the future Italian energy scenarios. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 29(7), 786-801. <https://doi.org/10.1002/pip.3382>
- Veronese, E., Manzolini, G., Barchi, G., & Moser, D. (2025). Flexible Demand and Its Impacts on Future Utility-Scale Photovoltaic Integration and Generation Costs: Case Study on the Italian Energy Transition. *Advanced Energy and Sustainability Research*, 2400276. <https://doi.org/10.1002/aesr.202400276>
- von Bebenburg, C., Brunekreeft, G., & Burger, A. (2023). How to deal with a CAPEX-bias: fixed-OPEX-CAPEX-share (FOCS). *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 47(1), 54-63.
- Weisman, D. L. (2025). On the incentive properties of revenue cap regulation. *Energy Economics*, 141, 108052. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.108052>
- Wu, Y., & Zhong, L. (2025). Optimal adoption and cost-effectiveness of rooftop solar and wind turbines for community energy systems under climate change. *Renewable Energy*, 123473. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.123473>
- Xiang, Y., Cai, H., Gu, C., & Shen, X. (2020). Cost-benefit analysis of integrated energy system planning considering demand response. *Energy*, 192, 116632. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116632>
- Yan, R., Wang, J., Huo, S., Qin, Y., Zhang, J., Tang, S., ... & Zhou, L. (2023). Flexibility improvement and stochastic multi-scenario hybrid optimization for an integrated energy system with high-proportion renewable energy. *Energy*, 263, 125779. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125779>

Zaki, D. A., & Hamdy, M. (2022). A review of electricity tariffs and enabling solutions for optimal energy management. *Energies*, 15(22), 8527. <https://doi.org/10.3390/en15228527>

Zhang, T., Qadrdan, M., Wu, J., Couraud, B., Stringer, M., Walker, S., ... & Strbac, G. (2025). A systematic review of modelling methods for studying the integration of hydrogen into energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 208, 114964.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114964>

Zhou, Y., & Liu, J. (2024). Advances in emerging digital technologies for energy efficiency and energy integration in smart cities. *Energy and Buildings*, 315, 114289.

<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114289>

Zhu, Y., He, Y., & Zhou, Q. (2025). Impact of multi-energy complementary system on carbon emissions: Insights from a rural building in Shangluo City, China. *Energy Conversion and Management*, 327, 119595. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.119595>