

## **Osservazioni Terna 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**



## Osservazioni generali

1. **Terna condivide quanto definito** nell'ambito delle linee di intervento contenute nel Quadro Strategico dell'Autorità 2022-2025, ripreso in questo documento di consultazione, in merito all'opportunità **di adottare in vista della transizione energetica una visione integrata degli sviluppi infrastrutturali dei servizi regolati elettrico e gas** in un'ottica di sostenibilità ambientale ed economica e una maggiore **focalizzazione sugli output prodotti e sulle efficienze** nella gestione delle infrastrutture.
2. D'altronde **l'esigenza di un approccio integrato sulle infrastrutture energetiche è richiamata con sempre maggiore insistenza anche dalla Commissione Europea**: si cita a riguardo la comunicazione dell'8 luglio 2020 sulla system integration strategy, laddove viene evidenziato come l'integrazione del sistema energetico – ossia la pianificazione e il funzionamento coordinato del sistema energetico con riferimento ai diversi vettori ed infrastrutture – è la via necessaria per la decarbonizzazione dell'economia in modo efficace e ad un costo accessibile, in linea con l'accordo di Parigi e l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite per lo sviluppo sostenibile. Più di recente nei lavori preparatori alla nuova Direttiva Gas (15 dicembre 2021), che è attualmente in consultazione, è stata sottolineata a più riprese l'importanza di una pianificazione coordinata e integrata dei sistemi elettrici e gas.
3. In tale contesto, è intenzione dell'Autorità applicare dal prossimo periodo regolatorio un **nuovo approccio fondato sul controllo complessivo della spesa (opex +capex)** e sulla valutazione di business plan proposti dagli operatori in relazione alle esigenze di sviluppo del sistema e agli output attesi, **identificato come approccio ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio)**.
4. In linea generale, come già espresso in altre occasioni, Terna conferma il proprio orientamento favorevole ad un'evoluzione della regolazione verso logiche output, progressivamente più legata alla definizione di obiettivi funzionali all'utilità per il sistema energetico e di premialità legate ai risultati. Un'applicazione di una Regolazione per obiettivi di spesa e servizio sembra quindi coerente con il percorso già intrapreso da ARERA per la trasmissione elettrica; riteniamo, tuttavia, fondamentale che il percorso applicativo sia graduale (come già prospettato da ARERA), semplice nella sua applicazione, ma **soprattutto condiviso con i soggetti regolati in termini di obiettivi, risultati attesi e premi di rischio associati. Il primo passo, fondamentale, nell'avviare una regolazione ROSS è quindi la condivisione di obiettivi puntuali che si vorranno raggiungere** nell'alveo degli obiettivi generali di decarbonizzazione, di sicurezza e adeguatezza del sistema energetico, e di efficienza ed economicità complessiva per minimizzare il costo per i consumatori.

5. **Nello sviluppo delle logiche ROSS sarà poi importante tener conto delle differenze tra i settori elettrico e gas nonché tra trasmissione/trasporto e distribuzione**, sia in relazione alle diverse esigenze di investimento dei diversi settori e segmenti della filiera (per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione), sia con riferimento alla concrete problematiche dell'attuale regolazione che ARERA si propone di risolvere (non tutte le problematiche che ARERA evidenzia nell'attuale DCO o in precedenti documenti sembrano comuni a tutti i settori/segmenti).
6. Giova ricordare come **nei prossimi anni il settore elettrico dovrà dare il contributo principale nel processo di decarbonizzazione e di riduzione delle emissioni di gas serra** (che dovranno ridursi al 55% nel 2030 e 100% nel 2050), attraverso lo sviluppo delle fonti rinnovabili (per cui si prevede una penetrazione al 65% al 2030 o 90% al 2050) e una maggior penetrazione del vettore elettrico nei consumi finali (in primo luogo attraverso lo sviluppo della mobilità elettrica).
7. **L'incremento della domanda e della produzione da rinnovabili richiederà un coerente adeguamento della rete.** Fermo restando il costante impegno di Terna nella ricerca di soluzioni tecnologiche e di processo innovative volte ad ottimizzare il più possibile l'esercizio della rete attuale, **sarà quindi prioritario accelerare da qui ai prossimi anni gli investimenti nella rete di trasmissione elettrica per aumentare la potenzialità del sistema di liberare e integrare nuove risorse rinnovabili.** Ciò è coerente anche con quanto previsto nell'ambito della recente revisione del Regolamento TEN-E (Trans-European Networks for Energy) in cui è evidenziata la necessità di incrementare gli investimenti nelle infrastrutture energetiche al fine abilitare il processo di transizione energetica<sup>1</sup>.
8. Ciò premesso, **l'approccio ROSS presentato in questa prima consultazione sembra ancora privo degli elementi**, a nostro avviso, fondamentali per la valutazione degli impatti del nuovo modello nel suo complesso.
9. Nel piano logico e temporale riportato in figura 1 del DCO, **l'Autorità prevede infatti la definizione entro il 2022 dei soli criteri di riconoscimento costi** basati sulla spesa totale, comuni a tutti i servizi regolati, (cd. ROSS-base), **rimandando ad una fase successiva tutti gli aspetti più di carattere forward-looking** (c.d. ROSS-integrale).
10. **Tra questi aspetti rientrano sia l'articolazione dei futuri meccanismi incentivanti output e di supporto all'innovazione**, indispensabili per fornire i corretti segnali alla realizzazione degli investimenti definendone le relative priorità sulla base delle

---

<sup>1</sup> "The current energy infrastructure investments are clearly insufficient to transform and build the energy infrastructure of the future. That also means infrastructure needs to be in place to support the European energy transition, including rapid electrification, scaling up of renewable and fossil free electricity generation, the increased use of renewable and low-carbon gases, energy system integration and a higher uptake of innovative solutions"

esigenze/utilità di sistema, sia **le logiche di definizione dei business plan e di analisi e valutazione dei costi (c.d. cost assesment)**, necessari per definire la baseline di costo (totale: opex+capex) associata alla fornitura dei servizi.

11. A nostro avviso la definizione di **tali aspetti** – nella misura in cui rappresenta un tassello fondamentale della regolazione ROSS - dovrebbe andare in parallelo alla definizione dei criteri ROSS-base.
12. In assenza di un quadro completo e dettagliato di proposte, anche con riferimento al ROSS-integrale, risulta difficile **valutare puntualmente gli strumenti e i meccanismi proposti dall'Autorità con riferimento al ROSS-base**. Ciò inevitabilmente determina anche incertezza sulla possibilità di iniziare ad applicare il nuovo modello integrale già a partire dal 2024.
13. D'altronde l'implementazione di tale approccio richiederà - tra le altre cose - una definizione ex-ante dei sentieri di sviluppo della spesa totale, una chiara identificazione delle attività e del perimetro di costo non completamente controllabili dall'impresa e l'introduzione di opportuni meccanismi di gestione dell'incertezza legati ad eventuali differenze che potrebbero verificarsi ex-post tra la spesa di riferimento e la spesa effettiva (es. aggiustamenti della baseline basati su driver di volume, meccanismi di indicizzazione costi, riconoscimenti di tipo pass-through, meccanismi di re-opening triggers, ecc). In merito si segnala come ad oggi tali margini di incertezza sembrano più significativi, attesa una generale ripresa inflattiva – dopo molti anni - con forti differenze settoriali determinate dai colli di bottiglia delle catene globali di offerta. Le difficoltà che tali fenomeni stanno procurando nei settori di fornitura stanno peraltro favorendo l'obbligatorietà ex lege di meccanismi di revisione prezzi, così come sancito dall'art. 29 del Decreto legge n. 4 del 27 gennaio 2022 per le gare indette a partire dal 2 febbraio 2022.
14. **Tali rischi**, messi in risalto anche nel documento di ricognizione OXERA allegato alla consultazione, **riguardano in particolare il servizio di trasmissione elettrica** caratterizzato, più di altri servizi regolati, da fenomeni esogeni e non controllabili e tali da determinare **dinamiche di evoluzione dei progetti e dei costi non sempre prevedibili ex-ante e potenzialmente anche molto rilevanti**.
15. Si condivide pertanto quanto evidenziato al punto 2.4 della consultazione di sottoporre, già in questa fase di avvio sui criteri generali di riconoscimento dei costi, le misure proposte da ARERA ad analisi di impatto AIR al fine di **valutarne in particolare la fattibilità e proporzionalità rispetto al quadro regolatorio vigente sia in termini di benefici incrementali ottenibili sia in termini di maggiore effort richiesto agli operatori**.

16. In tale prospettiva, si ritiene opportuno evidenziare fin da subito la **necessità di tener conto delle notevoli differenze tra l'attuale contesto italiano e quello anglosassone** (che ARERA sembra voler prendere a riferimento per lo sviluppo dei ROSS), in cui il nuovo approccio è adottato già da diversi periodi tariffari (DPCR5, RII01 e RII02) con uno sforzo e impegno non indifferente, sia in termini di tempo che di risorse, richiesto agli operatori e al regolatore. È certamente fondamentale la condivisione con i soggetti regolati di obiettivi puntuali, dei premi di rischio associati a tali obiettivi e dei benefici attesi per il sistema.
17. In merito riteniamo utile evidenziare come **l'attuale regolazione della trasmissione elettrica** già presenta molti degli elementi della prospettata regolazione per obiettivi di spesa e servizio, rappresentando una **best practice sia a livello europeo sia a livello nazionale rispetto agli altri servizi/settori regolati**.
18. Nel corso degli ultimi anni l'Autorità ha infatti introdotto nei confronti di Terna diversi strumenti di regolazione evoluti e rispondenti a **logiche di sviluppo infrastrutturale secondo criteri di efficienza e selettività** (remunerazione delle immobilizzazioni in corso attraverso meccanismi incentivanti l'entrata in esercizio, sviluppo ed utilizzo dell'analisi costi benefici progressivamente più sofisticate per la predisposizione dei Piani di Sviluppo, meccanismi di incentivazione orientati agli output e ai benefici per il sistema).
19. Con riferimento alla trasmissione elettrica, riteniamo quindi che **la priorità della regolazione debba essere quella di sviluppare ulteriormente, ove necessario, e rendere strutturali, laddove già previsti, gli strumenti di regolazione output** destinati ad incentivare gli investimenti più utili per il sistema come, ad esempio, quelli **destinati all'incremento della resilienza della RTN, alla risoluzione delle congestioni interzonalie e altri investimenti con elevati benefici per il sistema elettrico** (e.g. integrazioni rinnovabili, qualità del servizio, efficienza nell'approvvigionamento delle risorse sul MSD), **al mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate tariffariamente** (come ARERA sta proponendo per il trasporto gas con il DCO 616/21).
20. Con riferimento invece alla regolazione tariffaria, **l'obiettivo della regolazione dovrebbe essere quello di prevedere alcuni affinamenti metodologici** in relazione ad aspetti specifici come, ad esempio, **l'allineamento del beta riconosciuto nel WACC** della trasmissione elettrica rispetto a quello degli altri servizi regolati, **l'utilizzo per la rivalutazione della RAB di un'inflazione coerente con quella utilizzata per esprimere il WACC in termini reali, il trattamento delle dismissioni, l'introduzione di una specifica categoria di cespiti con vita utile più breve per interventi di manutenzione straordinaria**.

21. Viceversa, una revisione complessiva degli attuali criteri di riconoscimento tariffario dei costi deve essere valutata con estrema attenzione onde evitare soluzioni complesse che possano comportare maggiori oneri amministrativi e/o aumenti del rischio regolatorio.
22. Con specifico riferimento alla trasmissione elettrica, la revisione degli attuali criteri non appare pienamente giustificata sul fronte degli incentivi all'efficienza in considerazione delle prassi da sempre adottate da Terna in termini di ricerca di obiettivi di efficienza con riferimento sia ai costi operativi che alle spese per investimento. Si osserva poi come **gli obiettivi di aumento della produttività degli investimenti (e più in generale delle spese totali) non dovrebbero essere declinati unicamente in termini di efficienza calcolata rispetto ad un benchmark di costo** ma tenere in considerazione anche, e soprattutto, **l'efficacia e utilità rispetto agli obiettivi di intervento perseguiti e ai benefici associati**.
23. Anche le criticità in merito alle presunte distorsioni di cost padding nelle scelte effettuate dalle imprese tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro, che l'Autorità intenderebbe risolvere con il nuovo approccio, non sembrano rilevare per la **trasmissione elettrica** considerato sia a) la **stabilità dei costi operativi riconosciuti** e **l'assenza di quote significative di restituzione delle extra efficienze** conseguite negli ultimi periodi regolatori; sia b) il limitato grado di sostituzione tra Capex e opex "interni" che caratterizza la trasmissione elettrica.
24. Terna ritiene che **tali obiettivi possano essere raggiunti attraverso strumenti regolatori più semplici rispetto a quanto ipotizzato dall'Autorità in consultazione**, a partire da prassi già attuate nel corrente periodo regolatorio (es. le comunicazioni annuali sui costi operativi effettivi che gli operatori sono tenuti a comunicare ad ARERA nell'ambito dei dati unbundling, gli approfondimenti istruttori nell'ambito delle review tariffarie volti a verificare gli andamenti storici dei costi operativi, con l'obiettivo di normalizzare costi una tantum che non si presentano in modo continuativo nella fissazione della base di costi operativi effettivi riconosciuti in tariffa).
25. Allo stesso modo, **deve essere correttamente valutato l'obiettivo posto dall'Autorità di una convergenza tout court tra i diversi settori** in merito ai criteri e meccanismi tariffari, valutando prima le specifiche criticità emerse – a livello di singolo settore regolato - nel corso di questi anni e individuando le possibili soluzioni.
26. **In merito all'introduzione di sistemi di monitoraggio sulle performance economiche-finanziarie degli operatori, si ritiene corretto stabilire un processo il più possibile condiviso e strutturato con gli operatori** in merito alla metodologia di calcolo dell'indicatore di redditività scelto e alla sua potenziale pubblicazione.

27. Per gli aspetti di maggior dettaglio sui temi specifici oggetto di consultazione si rimanda alle osservazioni sui singoli spunti di consultazione riguardo:

- Obiettivi e fasi di sviluppo dell'approccio ROSS (spunti di consultazione S1-S4);
- Criteri di determinazione della spesa di riferimento e applicazione dei meccanismi di incentivazione all'efficienza (S.5-S.6);
- Modalità di ripartizione convenzionale della spesa totale tra opex e capex (S.7);
- Modalità di riconoscimento RAB (vite utili, dimissioni, LIC, contributi) (S.8-10);
- Allineamento dei criteri di regolazione (S.11-12);
- Monitoraggio della performance finanziaria (S.13);
- Valutazione degli impatti della nuova regolazione attraverso metodologia AIR (S.14-15).



## Risposte agli spunti di consultazione

### Obiettivi e fasi di sviluppo dell'approccio ROSS

28. Terna ritiene che l'obiettivo primario della regolazione ROSS possa e debba essere quello di favorire uno sviluppo infrastrutturale del sistema energetico adeguato agli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione e transizione energetica.
29. In tale prospettiva l'azione regolatoria per il prossimo periodo tariffario dovrebbe essere prioritariamente rivolta alla conferma e al rafforzamento degli strumenti output-based già in essere e, laddove necessario, all'introduzione di nuovi legati al raggiungimento di obiettivi chiari e puntualmente identificabili (e questo già nell'ambito del procedimento sui criteri ROSS-base o in parallelo ad esso).
30. Nel corso di questi ultimi anni, la regolazione output-based si è infatti dimostrata uno strumento efficace nell'orientare gli investimenti e le azioni di Terna verso quelle a maggiore utilità per sistema elettrico e maggiori benefici per i clienti finali e gli operatori.
31. La conferma di tali strumenti regolatori risulta oggi ancora più essenziale in considerazione degli importanti investimenti che sarà necessario realizzare nei prossimi anni per far fronte alle criticità di gestione del sistema elettrico e per garantire la piena integrazione della produzione FER. A tal fine riteniamo importante:
- completare il quadro regolatorio per incrementare la resilienza per la rete di trasmissione con l'introduzione di un meccanismo di incentivazione, in linea con quanto fatto per la distribuzione elettrica;
  - rendere strutturali, rinnovandoli laddove necessario, gli attuali sistemi di incentivazione output based (es. per interventi tesi ad aumentare la capacità di trasporto tra le zone, incentivi all'efficienza nell'approvvigionamento di risorse di MSD);
  - adeguare e introdurre nuovi meccanismi di incentivazione della qualità del servizio tenendo in considerazione il nuovo contesto di riferimento;
  - introdurre meccanismi di incentivazione a sostegno degli interventi funzionali al raggiungimento dei target di decarbonizzazione così come all'innovazione tecnologica;
  - Introdurre criteri di incentivazione al mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate da un punto di vista tariffario.



32. In merito invece agli obiettivi specifici posti dall'Autorità alla base della riforma (vedi punto 3.4 della consultazione) si fa presente che la produttività del servizio di trasmissione (e di dispacciamento) ha raggiunto un livello di efficienza non più comprimibile nei prossimi anni, anche in considerazione dell'incremento degli asset gestiti, avvenuto nell'ultimo decennio e di quello previsto dal piano di sicurezza e di sviluppo di Terna.
33. Come abbiamo avuto modo di evidenziare in occasione dell'ultima review tariffaria, Terna presenta ormai un livello di costi effettivi prossimo a quello riconosciuto, come dimostra anche la fissazione nel semiperiodo NPR2 di un tasso annuo di recupero produttività molto contenuto (X-factor di Terna fissato con Delibera 568/19 risulta pari a 0,4%, che tiene peraltro conto delle efficienze legate alla fibra e al perimetro ex FS).
34. La regolazione dovrebbe semmai tenere conto dei costi incrementali di Terna riconducibili alla crescita del perimetro di asset gestiti e delle attività svolte per sostenere il processo di transizione energetica in corso, assicurandone la copertura in tariffa nel rispetto dei criteri di efficienza.
35. Anche in relazione agli investimenti, si fa presente che il perseguimento di obiettivi di efficienza ha sempre rappresentato per Terna un obiettivo primario, e ciò a prescindere dalla presenza o meno di meccanismi di incentivazione.
36. A riguardo si fa presente che, in applicazione della normativa sugli appalti, Terna prevede procedure di selezione dei fornitori in base a procedure concorsuali volte a favorire la più ampia partecipazione possibile delle imprese per consentire, in un'ottica di concorrenza, la selezione di quella in grado di offrire il servizio richiesto alle migliori condizioni di prezzo e qualità. Più nello specifico, le procedure di affidamento previste dal Codice Appalti mirano a garantire i principi fondanti, previsti a livello delle Direttive comunitarie, di economicità, trasparenza e parità di trattamento del mercato di riferimento.
37. Con riferimento alle presunte distorsioni nelle scelte tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro, richiamate dall'Autorità nel documento di consultazione, evidenziamo come le scelte gestionali operate da Terna siano dettate esclusivamente da esigenze di tipo industriale. Si pensi ad esempio al programma di ricambio generazionale avviato da Terna negli ultimi anni per rispondere allo sviluppo della rete che ha portato ad un sensibile aumento dei costi operativi (per cui la regolazione prevede un incentivo alla riduzione attraverso il meccanismo del profit-sharing). Peraltro, tali distorsioni risulterebbero subito evidenti considerando la profondità pluriennale dei dati di costo rilevati e resi disponibili all'Autorità.

38. In merito all'ambito di applicazione dei ROSS, e più specificatamente all'obiettivo di convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'elettricità e del gas, Terna riterrebbe utile prevedere affinamenti metodologici in relazione ad alcuni aspetti specifici della regolazione tariffaria definiti in passato sulla base di assunti oggi non più validi o non coerenti. Ci si riferisce in particolare a:

- completare il percorso di allineamento del beta della trasmissione elettrica a quello degli altri servizi, avviato a fine 2021 in occasione della definizione dei nuovi criteri di determinazione del WACC 2022-2027;
- rendere coerente l'inflazione presa a riferimento, nell'ambito degli aggiornamenti tariffari, ai fini della rivalutazione del capitale, con l'inflazione utilizzata per deflazionare il WACC (quest'ultima basata su indici di inflazione prospettici strutturalmente più alti negli ultimi anni rispetto all'inflazione con cui è rivalutata la RAB).
- sterilizzare gli impatti delle dismissioni anticipate di elementi di rete per esigenze connesse a interventi di sviluppo;
- introdurre una specifica categoria di cespiti con vita utile più breve per interventi di manutenzione straordinaria al fine di ridurre il rischio di stranded costs.

39. Da ultimo, con riferimento al tema della gradualità, Terna condivide la proposta dell'Autorità di gestire il riconoscimento dei costi relativo allo stock di capitale esistente nel momento del passaggio al nuovo approccio in continuità con i criteri tariffari attualmente in vigore, valutando anche semplificazioni derivanti dalla possibile introduzione di modalità di gestione parametriche dello stock esistente in linea con quanto fatto in passato per il capitale investito ante 2004.

#### **Criteri di determinazione della spesa di riferimento e applicazione dei meccanismi di incentivazione all'efficienza (S.5-S.6)**

40. Alla luce di quanto già espresso ai punti precedenti in merito agli aspetti relativi alla produttività, Terna condivide la proposta di definire un sentiero di sviluppo della spesa di riferimento e conseguente riconoscimento tariffario degli investimenti basato sugli effettivi costi di capitale valutati a consuntivo, in continuità con i criteri oggi in vigore.

41. Con specifico riferimento ai costi operativi, Terna ribadisce l'esigenza di superare le attuali logiche di efficientamento per garantire un pieno riconoscimento delle opex di trasmissione e dispacciamento legati alle attività funzionali processo di transizione energetica in corso: giova ricordare come il processo di transizione appena iniziato - al di là di un'importante mole di investimenti in reti, rinnovabili, accumuli - richieda un

cambiamento eccezionale delle modalità di esercizio del sistema elettrico sia in termini di sviluppo di soluzioni innovative e competenze sia in termini di gestione e mantenimento di nuovi asset, su cui non è possibile sfruttare le tradizionali economie di scala (HVDC, compensatori etc..).

#### **Modalità di ripartizione convenzionale della spesa totale tra opex e capex (S.7)**

42. Al fine di eliminare il rischio di potenziali comportamenti opportunistici da parte degli operatori volti a sfruttare la differente regolazione tariffaria tra spese operative e spese di capitale, sulla scorta dell'esperienza inglese l'ARERA propone l'adozione di un fattore di ripartizione convenzionale OPEX/CAPEX della spesa totale da riconoscere in tariffa. Per la determinazione di tale fattore convenzionale (identificato nel documento di consultazione con il termine "tasso di capitalizzazione"), l'ARERA propone di prendere a riferimento il rapporto medio OPEX/CAPEX sulla base dei dati storici delle spese delle imprese.
43. Terna non è d'accordo con tale proposta nella misura in cui l'individuazione di un criterio di ripartizione OPEX/CAPEX sulla base di dati storici non sarebbe in grado di rappresentare il livello di investimento e spesa operativa attesa per l'operatore.
44. Come evidenziato nel report OXERA allegato alla consultazione, la stessa OFGEM ha fissato tale fattore sulla base delle stime prospettiche di spesa "fast e slow money" riportate nei business plan di ciascun operatore e non sulla base di dati storici.
45. Su questo aspetto ARERA dovrebbe quindi seguire lo stesso approccio del regolatore inglese che peraltro, in base a quanto evidenziato sempre nel report di OXERA, riconosce come "fast money" (ovvero come spese che sono ripagate subito in tariffa) le spese relative ad asset con vita utile di più breve durata e/o associati a progetti innovativi.
46. Con riferimento alla definizione di criteri convenzionali di ripartizione della spesa totale tra opex e capex, e più in generale alle modalità di determinazione e riconoscimento RAB dei nuovi investimenti, si segnala infine l'esigenza di tener conto delle possibili implicazioni connesse alle modalità di rilevazione in bilancio dei ricavi e degli investimenti sia rispetto ai principi contabili di riferimento attualmente in vigore sia rispetto a quelli previsti in futuro - per i soggetti IAS/IFRS adopter – in materia di "Rate Regulated Activities".

#### **Modalità di riconoscimento RAB (S.8-S.10)**

47. In ottica di semplicità Terna è favorevole all'ipotesi prospettata dall'Autorità di identificare ai fini del riconoscimento della quota slow money un'unica tipologia di cespiti fermo restando la necessità di identificare la relativa vita utile in modo tale da garantire la sostanziale invarianza del costo riconosciuto per gli ammortamenti rispetto al costo che sarebbe riconosciuto applicando le attuali vite utili distinte per categorie di cespiti.
48. A tal fine la vita utile di riferimento per degradare la nuova RAB successiva all'applicazione dell'approccio ROSS deve essere calcolata di volta in volta come media ponderata delle vite regolatorie associate alle diverse categorie di cespiti pesate rispetto alle spese effettive sostenute nell'anno riferite a ciascuna tipologia.
49. In merito al trattamento delle dismissioni, Terna ritiene necessario definire meccanismi di contabilità regolatoria che consentano il pieno recupero degli investimenti sostenuti in passato, in particolare nei casi in cui la dismissione anticipata di un elemento di rete è dovuta a interventi di sviluppo o razionalizzazioni associate che scaturiscano dai processi autorizzativi, così come previsto quando proprietà e gestione della Rete di Trasmissione Nazionale erano divise.
50. Sempre al fine di favorire una maggior semplicità dei meccanismi tariffari, con riferimento allo stock di capitale investito relativo ai cespiti stratificati esistenti prima del passaggio al nuovo approccio ROSS, Terna propone di adottare modalità di trattamento semplificato/parametrico basata su un approccio vettoriale (simile a quello adottato oggi per il riconoscimento degli incrementi patrimoniali ante 2004).

### **Allineamento dei criteri di regolazione (S.11-12)**

51. Si rimanda a quanto detto al precedente punto 38.

### **Monitoraggio della performance finanziaria (S.13)**

52. Come indicato nelle osservazioni generali, la definizione di sistemi di monitoraggio delle performance economiche-finanziarie dovrebbe avvenire attraverso un percorso strutturato e condiviso con gli operatori.
53. In linea con quanto riportato nel report di OXERA allegato al DCO, si evidenzia poi la necessità di prestare particolare attenzione alle fonti e ai database da utilizzare per la costruzione dell'indicatore previsto nonché alle modalità di trattamento di

partite/fenomeni specifici e/o straordinarie (es. operazioni di M&A, perimetri delle attività oggetto di analisi, ecc).

54. In particolare, si evidenziano i possibili rischi associati all'utilizzo dei conti annuali separati le cui informazioni sono, in alcuni casi, riportate non in maniera esplicita e immediatamente ricavabile. In merito si evidenzia, a titolo esemplificativo come le imposte, ai sensi dell'art. 12.4 del TIUC, non siano oggetto di ripartizione tra le attività ed i singoli servizi comuni e risultino allocate nell'apposito prospetto "Valori non Attribuibili". Pertanto, qualunque esercizio di imputazione della fiscalità alle singole attività sarebbe soggetto ad approssimazioni anche rilevanti.

### **Valutazione degli impatti della nuova regolazione attraverso metodologia AIR (S.14-S15)**

55. Si condivide con l'orientamento dell'Autorità rispetto alla necessità di sottoporre ad Analisi di Impatto della Regolazione (AIR) le diverse opzioni di regolazione che emergono nelle diverse fasi del procedimento.
56. Con riferimento ai criteri di valutazione, si condivide con quanto prospettato dall'Autorità e si ritiene prioritario, in particolare, valutare le diverse opzioni con riferimento alla relativa fattibilità e proporzionalità rispetto al quadro regolatorio vigente sia in termini di benefici incrementali conseguibili sia in termini di effort richiesto agli operatori, al fine di evitare l'adozione di soluzioni e meccanismi eccessivamente complessi tanto per gli operatori quanto per il Regolatore.

### **Conclusioni**

57. **La previsione di una Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio (ROSS) sembra coerente con il percorso già intrapreso nella trasmissione elettrica dall'Autorità**, e pienamente condiviso da Terna, di andare verso una regolazione output-based basata su obiettivi legati all'utilità per il sistema e di premialità associati ai risultati raggiunti.
58. Ciò premesso Terna ritiene che il **primo passo** nella definizione della regolazione ROSS debba essere la **condivisione degli obiettivi puntuali che si intende raggiungere** nell'alveo degli obiettivi generali di decarbonizzazione, sicurezza e adeguatezza del sistema energetico e di efficienza ed economicità complessiva. Nella misura in cui si ritiene che la cifra fondamentale della nuova regolazione debba essere quella di orientare maggiormente gli operatori all'efficienza nel servizio e nella spesa, il primo punto deve essere la definizione e condivisioni degli obiettivi di servizio verso cui gli

operatori devono essere maggiormente indirizzati attraverso gli strumenti della regolazione.

59. Evidenziamo inoltre che:

- a) **l'approccio ROSS presentato in questo DCO risulta ancora privo di quegli elementi *forward*** (es. articolazione futuri incentivi output) indispensabili per valutare puntualmente sia gli strumenti proposti da ARERA in tema di regolazione tariffaria (ROSS-Base) sia gli impatti complessivi del nuovo modello nella sua versione integrale (ROSS-integrale);
- b) le **linee di intervento del nuovo quadro regolatorio ROSS** devono essere invece definite con una **visione congiunta ed integrata tra logiche tariffarie ed elementi *forward*** tenendo conto delle differenze tra settore e servizi elettrico e gas in termini di esigenze di investimento;
- c) **con riferimento alla trasmissione elettrica**, in particolare, **la definizione di nuove logiche tariffarie** (es. su modalità di riconoscimento opex/capex, definizione vite utili, ecc) **assume un ruolo cruciale nel garantire il finanziamento dei nuovi investimenti** necessari ad accompagnare il processo di transizione energetica in atto;
- d) in tale ottica, **la priorità per la trasmissione elettrica è quella di sviluppare, ove necessario, e rendere strutturali, laddove già previsti, gli strumenti output** per incentivare gli interventi necessari per far fronte alle nuove esigenze di sistema (es. introduzione incentivi resilienza, conferma incentivi interzonalità e all'efficienza nell'approvvigionamento delle risorse sul MSD nel prossimo periodo, ecc);
- e) I criteri tariffari vanno definiti secondo **criteri di fattibilità e proporzionalità** (in termini di maggiore *effort* e benefici incrementali) e, con riferimento alla trasmissione elettrica, necessitano più che altro di **affinamenti metodologici su aspetti specifici** (es. allineamento beta del WACC della trasmissione elettrica vs altri servizi regolati);
- f) la **costruzione, messa a punto e introduzione di eventuali meccanismi di monitoraggio dei rendimenti** rende necessaria la previsione di un **percorso di analisi e condivisione strutturato tra operatori e Autorità**.