



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Ambito di applicazione dell'approccio ROSS e criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo il ROSS-base

(documento per la consultazione 317/2022/R/com)

Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Webinar, 11 ottobre 2022

- **Introduzione**
- **Sezione I – Il DCO (a cura DIEU)**
 - Modelli e ambito di applicazione dell'approccio ROSS
 - Determinazione dei costi riconosciuti secondo il ROSS-base (DIEU)
 - Lo schema generale
 - Incentivi all'efficienza
 - Tassi di capitalizzazione
- **Sezione II – Approfondimenti (a cura di Oxera)**
 - Incentivi all'efficienza
 - RORE

Introduzione

Perché la regolazione per obiettivi di spesa e di servizio?

Articolo 1 della legge 481/1995
(legge istitutiva dell'Autorità)

Garantire la promozione
della concorrenza e
dell'efficienza nel settore dei
servizi di pubblica utilità

Garantire adeguati livelli di
qualità nei servizi medesimi,
in condizioni di economicità
e redditività

Armonizzare gli obiettivi
economico-finanziari dei
soggetti esercenti il servizio
con gli obiettivi generali

**TRANSIZIONE
ENERGETICA**



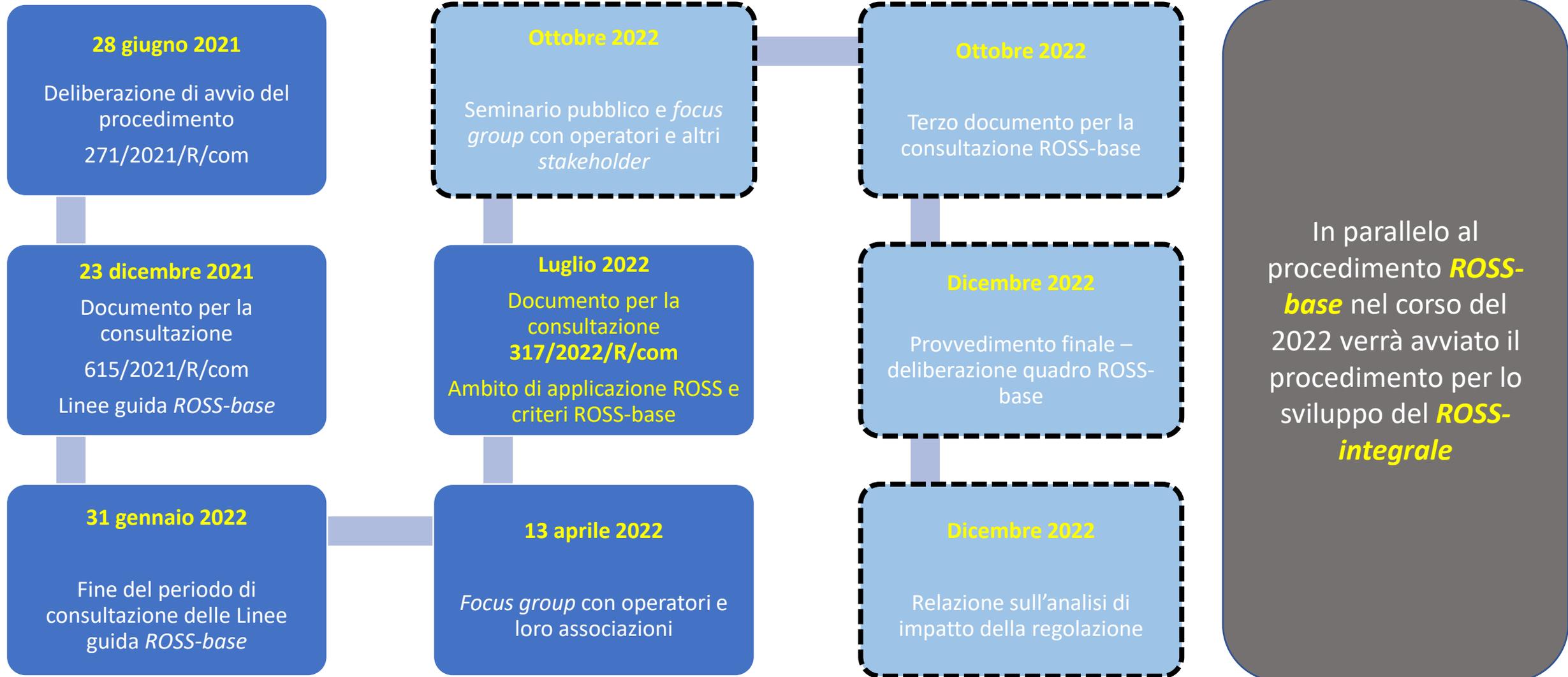
**QUADRO
STRATEGICO
DELL'AUTORITÀ
OS.26 ROSS**

La transizione in atto dei sistemi energetici comporta un notevole sforzo di investimento per ricondizionare le reti, sia di trasmissione che di distribuzione di energia elettrica, ai nuovi assetti verso cui tende in particolare il sistema elettrico ... con l'obiettivo ultimo di favorire un processo di scelta degli sviluppi infrastrutturali necessari che coniughi economicità e sostenibilità ambientale (testo tratto dal Quadro Strategico dell'Autorità 2019-2021)

La necessità di adeguare i meccanismi di riconoscimento dei costi risiede soprattutto nella necessità di orientare gli sviluppi e gli investimenti dei sistemi in modo trasparente, superando lo schema "RAB-based" attualmente vigente che può indurre sovrainvestimenti o priorità di investimento non sufficientemente orientate all'utilità per il sistema

Questo nuovo approccio integrato sarà focalizzato sui grandi operatori
... con la necessaria gradualità

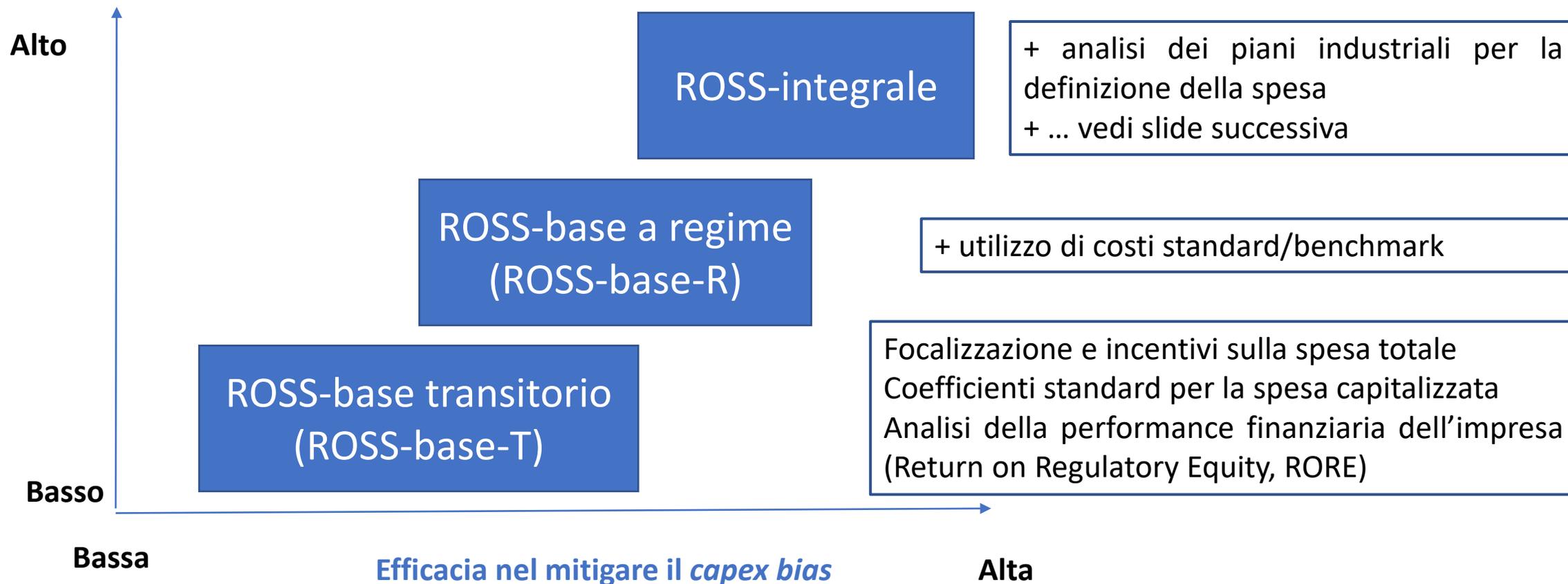
Il procedimento



Modelli e ambito di applicazione dell'approccio ROSS

I modelli proposti per il ROSS

Sforzo per l'implementazione



Che cosa comprende il ROSS integrale

Il sentiero di spesa totale futuro è basato su *business plan* preparati dalle imprese e valutati dal regolatore

Cost assessment

Gli incentivi all'efficienza economica sono basati sulla spesa totale

Totex-based incentive

I riconoscimenti tariffari con il metodo *totex* sono basati su *tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore*

*Slow money
Fast money*

La spesa e l'avanzamento fisico sono controllati e monitorati

*Output verificabili e misurabili
Enforcement efficace*

Meccanismi di gestione delle incertezze mitigano gli impatti non controllabili e non prevedibili

Reopener

Meccanismi di regolazione output-based sono integrati nel modello di regolazione

obiettivi di servizio

Quale modello di ROSS per quale soggetto? Le proposte del DCO 317/2022

	Trasmissione dell'energia elettrica	Trasporto del gas naturale		Distribuzione e misura dell'energia elettrica		Distribuzione e misura del gas naturale	Stoccaggio del gas naturale	Rigassificazione del Gnl
	Terna	Snam Rete Gas	Altri operatori	E-distribuzione	Altri operatori ^(*)	Tutti gli operatori	Tutti gli operatori	Tutti gli operatori
Obiettivo iniziale per VI periodo	ROSS-base-T (ROSS-integrale sperim.)	ROSS-base-T (ROSS-integrale sperim.)	ROSS-base-T	ROSS-base-T^(**)	ROSS-base-T			ROSS-base-T
	2024	2024		2024				2024
Obiettivo finale per VI periodo	ROSS-integrale	ROSS-integrale	ROSS-baseT^(**)	ROSS-integrale	ROSS-base-R^(**)	ROSS-base-R	ROSS-base-T	ROSS-base-T
	2026	2026		2026		2026	2026	2026

^(*) escluse le imprese in regime parametrico

^(**) possibile sperimentazione del ROSS-integrale; per gli altri operatori della distribuzione elettrica, limitatamente ad ARETI, UNARETI e IRETI (imprese che servono oltre 500.000 POD)

Le posizioni degli operatori (alcuni messaggi principali)

Applicazione
immediata
oppure
differimento

Possibilità di
scelta limitata tra
soluzioni make e
soluzioni buy

Gradualità nella
transizione

Sviluppo
sequenziale vs
sviluppo in parallelo
di ROSS-base e
ROSS-integrale

Test and try di
costi *standard* –
per almeno tre
anni

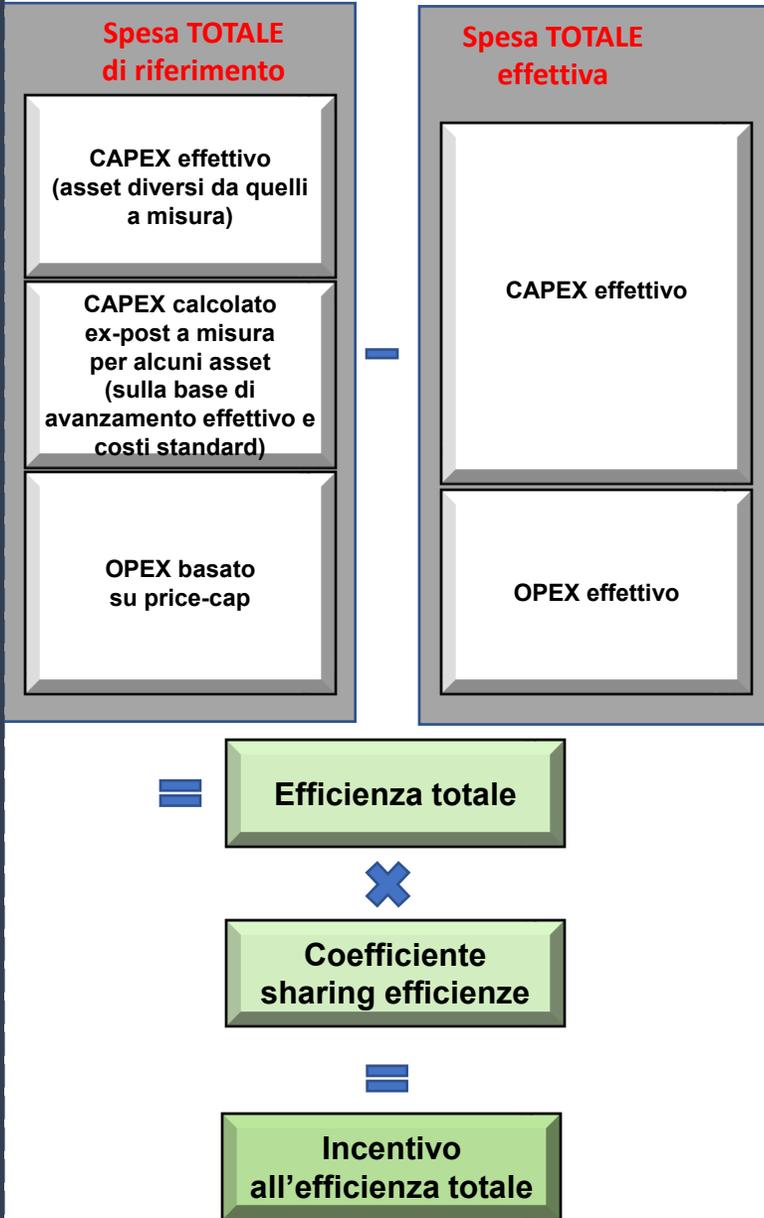
Parità di
trattamento tra
operatori

Criticità per il servizio
di distribuzione gas –
scarsa compatibilità
con concorrenza per il
mercato (gare gas)

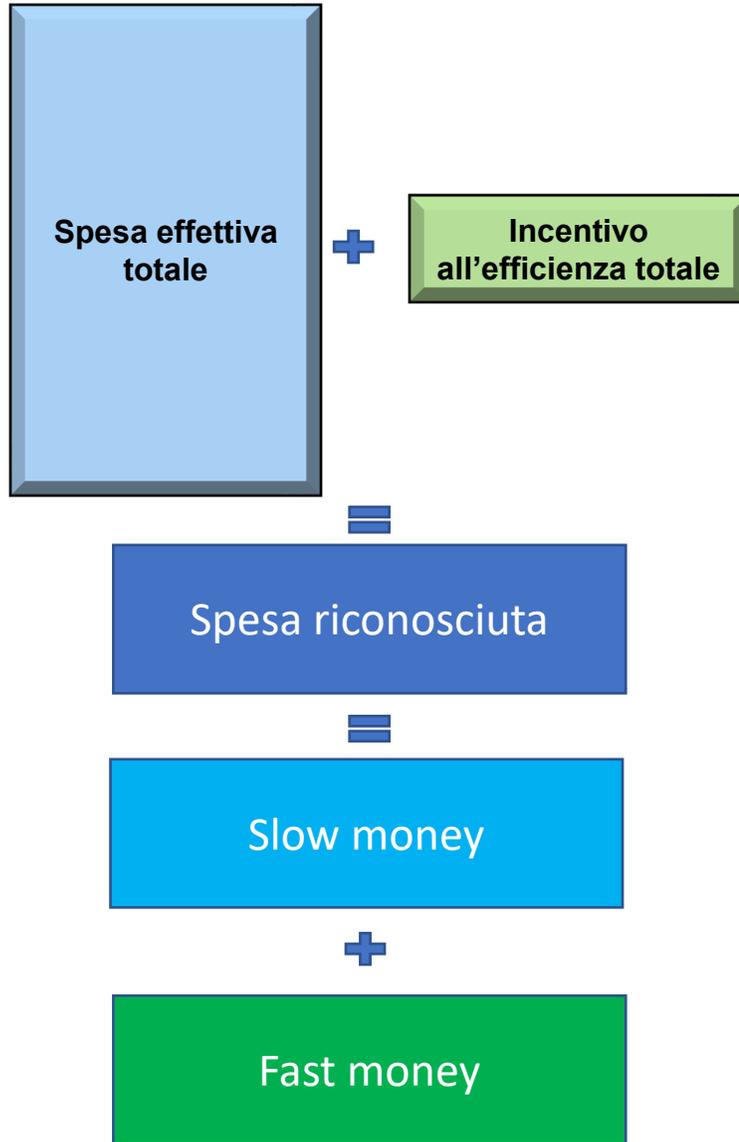
Difficoltà a
costruire costi
unitari *standard*

Determinazione dei costi riconosciuti secondo il ROSS-base

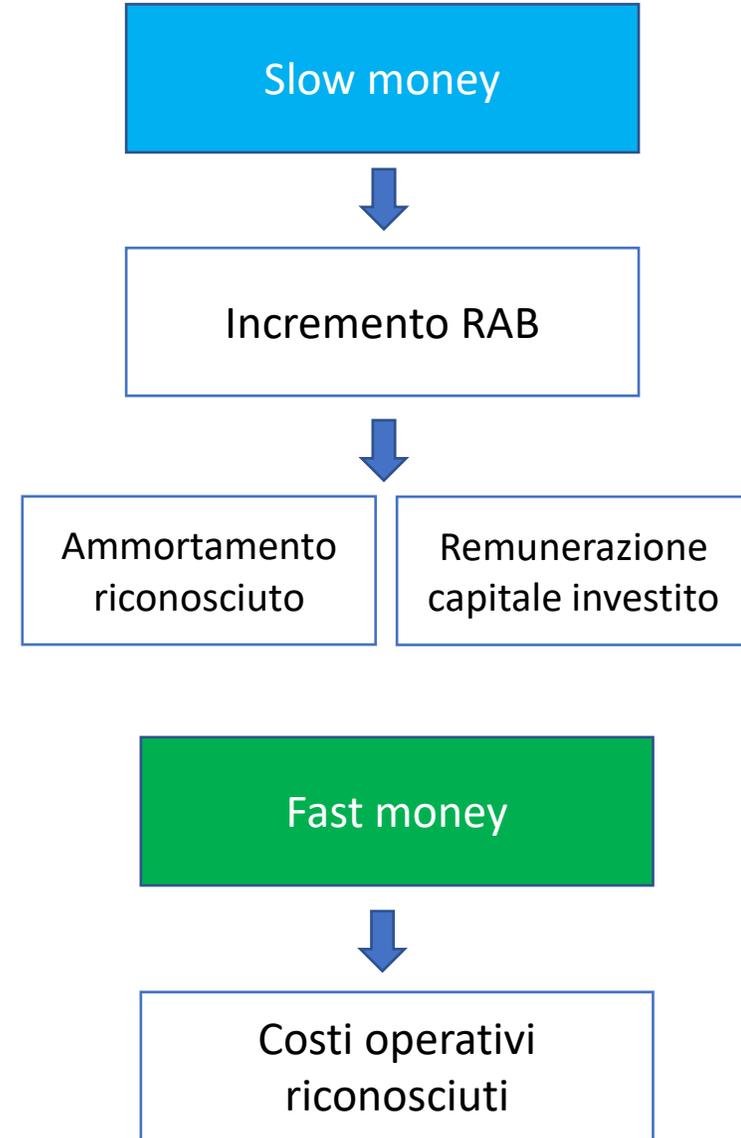
Determinazione incentivo all'efficienza



Determinazione spesa riconosciuta



Determinazione costo riconosciuto



Come? Gli strumenti del ROSS-base – sharing delle efficienze

Meccanismi consultati:

- *Total Incentive Mechanism (TIM)*
- *Rolling Incentive Mechanism (RIM)*

Principali preoccupazioni degli operatori:

- potenza dell'incentivo, in particolare per *sharing* annuale efficienze
- rischio sovrapposizione meccanismi efficientamento

Leve disponibili per calibrare la potenza dell'incentivo:

- Coefficiente di *sharing*
- *Lag* di applicazione dello *sharing*

Obiettivi specifici	Opzione E1.0: meccanismo attuale	Opzione E1.A: TIM	Opzione E1.B: RIM
a) efficacia nel favorire un aumento di produttività totale	BASSA – incentiva le imprese a riprofilare ciclicamente la spesa (in particolare nell'anno base)	ALTA – consente alle imprese di trattenere una porzione fissa dei recuperi di efficienza e consente una condivisione dei benefici in modo tempestivo	MEDIO-ALTA – consente di trattenere i benefici per un periodo più lungo. Il meccanismo è però piuttosto complesso e questo potrebbe incidere sulla sua efficacia
b) coerenza con gli altri obiettivi	BASSA – incentiva le imprese a riprofilare la spesa. Ciò può condurre anche a distorcere le decisioni <i>opex/capex</i> , con possibili impatti in termini di rendimenti eccessivi	ALTA – la presenza di un incentivo all'efficienza induce a ridurre i ritorni ottenuti grazie a incentivi distorti	MEDIA – la presenza di un incentivo all'efficienza induce a ridurre i ritorni ottenuti grazie a incentivi distorti, ma se le imprese aumentano i costi possono trattenerne i benefici per un periodo più lungo
c) fattibilità	ALTA – il meccanismo è di più agevole applicazione	MEDIO-ALTA – richiede un processo di iterazione annuale per la determinazione degli incentivi <i>ROSS</i>	BASSA – il meccanismo è piuttosto complesso, soprattutto se combinato con <i>lag</i> e coefficienti di <i>sharing</i> , in quanto il prolungarsi del periodo di trattenimento dei maggiori benefici rende necessario tenere una traccia più profonda delle maggiori efficienze conseguite
Valutazione complessiva	MEDIO-BASSA	ALTA	MEDIA

Come? Gli strumenti del ROSS-base – tassi di capitalizzazione - 1

Tassi di capitalizzazione (TC): aspetti consultati

- Possono essere fissati ex ante o prevedere un aggiustamento ex post
- Analisi retrospettiva vs analisi prospettica
- Profondità storica dell'analisi retrospettiva

Principali osservazioni degli operatori:

- posizioni differenziate tra analisi retrospettiva e analisi prospettica
 - approccio *forward-looking* preferibile se disponibili i business plan
- profondità storica max 3 anni
- differenziazione per impresa vs differenziazione per servizio
 - se per servizio rischio di quote maggiori di *fast money* e penalizzazione operatori di piccola dimensione

Obiettivi specifici	Opzione TC1.0: meccanismo attuale	Opzione TC1.A: analisi retrospettiva costi (COR+IP), 5 anni	Opzione TC1.B: analisi retrospettiva spesa (opex+capex), 5 anni	Opzione TC1.C: come TC1.B con correzione da analisi prospettiche
a) efficacia nel favorire un aumento di produttività totale	NULLA – il separato trattamento di <i>opex</i> e <i>capex</i> ha favorito il <i>capex bias</i>	MEDIA – il fatto di prefissare il tasso di capitalizzazione potrebbe aiutare a ridurre il <i>capex bias</i> ; l'utilizzo di dati storici può però internalizzare il passato <i>bias</i> ; la nozione di spesa utilizzata non è coerente con l'ipotesi di trattamento dei LIC prospettata nel seguito	MEDIA – analoga a TC1.A, fatta salva la diversa nozione di spesa utilizzata che appare più coerente con l'ipotesi prospettata nel seguito per il trattamento dei LIC (cfr. cap.16)	ALTA – un aggiustamento <i>forward-looking</i> dei tassi di capitalizzazione potrebbe favorire una riduzione del <i>capex bias</i>
b) coerenza con gli altri obiettivi	NULLA – incentiva le imprese a riprofilare la spesa. Ciò può condurre anche a distorcere le decisioni <i>opex/capex</i>	MEDIA – può condurre a sovracapitalizzazione, con impatto sui ritorni	MEDIA – analoga a TC1.A	ALTA – risulta più coerente con gli altri obiettivi del ROSS-base, essendo basata sugli investimenti futuri (che potrebbero differire dal passato)
c) fattibilità	ALTA – il meccanismo è di più agevole applicazione	ALTA – i dati necessari sono disponibili all'Autorità	MEDIO-ALTA – i dati puntuali sulla spesa non sono sempre immediatamente disponibili	MEDIA – di difficile implementazione nel contesto del ROSS-base, dove non è prevista la formulazione di business plan da parte delle imprese
Valutazione complessiva	BASSA	MEDIO-ALTA	MEDIO-ALTA	MEDIO-ALTA

Come? Gli strumenti del ROSS-base – tassi di capitalizzazione - 2

Tassi di capitalizzazione (TC): aspetti consultati

- Possono essere fissati ex ante o prevedere un aggiustamento ex post
- Analisi retrospettiva vs analisi prospettica
- Profondità storica dell'analisi retrospettiva

Principali osservazioni degli operatori:

- posizioni differenziate tra analisi retrospettiva e analisi prospettica
 - approccio *forward-looking* preferibile se disponibili i business plan
- profondità storica max 3 anni
- differenziazione per impresa vs differenziazione per servizio
 - se per servizio rischio di quote maggiori di *fast money* e penalizzazione operatori di piccola dimensione

Obiettivi specifici	Opzione TC2.0: meccanismo attuale (tc ex post)	Opzione TC2.A: tc ex ante differenziati per impresa	Opzione TC2.B: tc ex ante differenziati per servizio regolato	Opzione TC2.C tc ex ante differenziati per cluster (distribuzione) e per impresa (altri servizi)
a) efficacia nel favorire un aumento di produttività totale	NULLA – il separato trattamento di <i>opex</i> e <i>capex</i> ha favorito il <i>capex bias</i>	MEDIO-ALTA – tiene conto delle peculiarità delle singole imprese, ma può internalizzare il <i>capex bias</i> (a seconda della scelta precedente)	BASSA/MEDIA – può evitare il <i>bias</i> legato a scelte di tassi personalizzati, ma allo stesso tempo può estendere lo stesso <i>bias</i> all'intero servizio, andando a impattare anche su reti meno influenzate da tale aspetto (°)	MEDIA – prende in considerazione le diverse strutture di mercato; il riferimento a <i>cluster</i> consente di mediare i dati di più imprese
b) coerenza con gli altri obiettivi	NULLA – incentiva le imprese a riprofilare la spesa. Ciò può condurre anche a distorcere le decisioni <i>opex/capex</i>	MEDIA – può condurre a sovra-capitalizzazione, con impatto sui ritorni	MEDIA – analoga a TC2.A, dipende dalla struttura di mercato	MEDIO/ALTA – risulta più coerente con gli altri obiettivi del <i>ROSS-base</i> ; molto dipende da come sono definiti i <i>cluster</i>
c) fattibilità	ALTA – il meccanismo è di più agevole applicazione	BASSA/MEDIA – l'implementazione può risultare particolarmente gravosa per l'Autorità in alcuni settori (livello della distribuzione, in particolare)	ALTA – facile da implementare, ma più complesso trovare il giusto tasso di capitalizzazione	MEDIO-ALTA – sembra un buon equilibrio tra semplicità e approcci personalizzati
Valutazione complessiva	BASSA	MEDIA	MEDIA	MEDIO-ALTA

(°) l'effetto dipende dalla struttura del mercato

Grazie per l'attenzione!

Slide di back-up

Quali sono i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico e gas?

	Trasmissione elettrica	Distribuzione elettrica	Trasporto gas	Stoccaggio gas	Rigassificazione (GNL)	Distribuzione gas
COSTO RICONOSCIUTO ANNUO	1,9 mld euro	5,2 mld euro	2,1 mld euro	0,6 mld euro	0,4 mld euro	3,2 mld euro
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 mld mc) OLT Offshore LNG Toscana (3,8 mld mc)	Settore molto frammentato, con circa 166 distributori con meno di 100.000 PdR I 20 distributori più grandi coprono l'80% del settore
Principali operatori	Terna	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)	Terminale GNL Adriatico (8+1 mld mc)	<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