

Osservazioni del Gruppo IREN al

Documento per la consultazione ARERA n. 655/2022/R/com del 6 dicembre 2022 “Criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l’approccio ROSS-base - Orientamenti finali”

Osservazioni di carattere generale

Il Gruppo Iren **condivide l'impostazione metodologica** adottata dall'Autorità che prevede la definizione e la raccolta dei principi e dei criteri generali nell'ambito di un nuovo testo integrato - TIROSS - stabilendo la cornice entro cui dovrà orientarsi la regolazione specifica di ciascun servizio infrastrutturale.

La scrivente apprezza inoltre **l'opportunità di dialogo** offerta dai tavoli tecnici convocati e dai prossimi prospettati, in quanto occasione unica di confronto diretto e di comprensione di dinamiche regolatorie difficilmente interpretabili.

Le considerazioni che la scrivente propone sono volte a migliorare la conoscenza del modello, considerando:

- la presenza di molti aspetti da tarare, approfondire e verificare;
- la preoccupazione della scrivente legata alla ormai prospettata imminente applicazione per i settori, il cui periodo regolatorio è in scadenza, in cui opera il gruppo Iren (in particolare la distribuzione elettrica).

A parere della scrivente sarebbe importante introdurre una prima fase di **Monitoraggio e Sperimentazione del modello ROSS-base-T nell'anno 2024**, durante il quale il modello ROSS non produca effetti economici per gli operatori, ma venga invece solo “simulato”, al fine di tarare correttamente tutti i parametri caratteristici (es. tasso di capitalizzazione, coefficiente di ripartizione delle efficienze, coefficienti di *sharing* sia per i *capex* sia per gli *opex* ecc.) e di valutare la correttezza delle risposte alle differenti situazioni che potrebbero presentarsi. Ciò consentirebbe di apportare eventuali affinamenti al modello generale (TIROSS) e/o della regolazione specifica del servizio.

L'introduzione di una fase di monitoraggio, in analogia a quanto effettuato dall'Autorità, per esempio, nell'ambito del riassetto dell'attività di misura (Delibera 512/2021/R/gas e s.m.i.), andrebbe

incontro all'esigenza di una **maggiore gradualità** richiesta dagli operatori anche nell'ambito del *focus group* del 17 gennaio u.s., garantendo tempi più congrui per l'**implementazione** del nuovo schema tariffario, anche in termini di **sistemi e processi interni**. Inoltre, l'Autorità avrebbe la possibilità di perfezionare il modello sulla base dei dati e delle *performance* reali degli operatori riscontrate nell'anno di monitoraggio.

Inoltre, il riconoscimento della spesa totale tramite l'applicazione di un **tasso di capitalizzazione definito ex ante** potrebbe generare **scostamenti più o meno rilevanti tra le spese di capitale riconosciute a livello tariffario e quanto presente a bilancio**, con **impatti** significativi sui risultati economici degli operatori – spesso facenti parte di gruppi quotati – soprattutto **nel breve termine** con il rischio di alterarne le valutazioni di mercato. Anche per questa ragione si ritiene necessario disporre del tempo adeguato per calibrare bene tale parametro che dovrebbe essere fissato il più vicino possibile all'attuale composizione della spesa totale. Si apprezza pertanto l'orientamento espresso dall'Autorità di commisurarne il livello per **cluster** e si auspica che i **criteri di definizione** degli stessi siano condivisi nell'ambito dei prossimi **tavoli tecnici** di regolazione specifica.

Come meglio precisato in risposta agli spunti specifici, la scrivente coglie l'occasione **per proporre l'allineamento del lag di riconoscimento del FAST e dello SLOW money**, in quanto determinati sulla base dei medesimi dati - ovvero dei conti annuali separati (CAS) del medesimo anno - consentendo l'allineamento tra ricavi tariffari, costi e ammortamenti a livello bilancistico.

Di seguito si espongono le risposte agli spunti specifici di consultazione.

Risposte agli spunti specifici

In relazione al settore di appartenenza del Gruppo Iren le osservazioni agli spunti specifici che seguono si riferiscono alla distribuzione elettrica e gas.

S1. Osservazioni rispetto alla durata del periodo di vigenza dei criteri generali contenuti nel TIROSS e sulla durata dei singoli periodi di regolazione dei singoli servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.

La Scrivente concorda con le proposte dell'Autorità in relazione alla **durata** del periodo di vigenza dei criteri generali contenuti nel TIROSS (fissata pari a 8 anni) e alla durata dei singoli periodi di regolazione dei singoli servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas (fissata pari a 4 anni).

Tuttavia sono necessarie due riflessioni, l'una specifica e l'altra di carattere più generale:

- La **considerazione specifica** si riconduce alla normativa che disciplina l'assegnazione delle **concessioni elettriche**: il Decreto legislativo 79/1999, all'art. 9.2, prevede che "entro il 2025 siano indette le gare nel rispetto della normativa nazionale e comunitaria in materia di appalti pubblici e che ARERA stabilisca le condizioni e i criteri, ivi inclusa la remunerazione degli investimenti realizzati dal precedente concessionario, per le nuove concessioni da rilasciare alla scadenza del 31 dicembre 2030".

Il periodo di vigenza del TIROSS dovrebbe proprio essere 2024 – 2031, quindi, per la distribuzione elettrica **potrebbe essere utile valutare un periodo di vigenza più lungo** aggiungendo per esempio un ulteriore semi periodo al fine di garantire **maggiore stabilità valutativa al processo di assegnazione delle concessioni elettriche**;

- La **considerazione generale** – che potrebbe essere utile anche rispetto al punto precedente - si riconduce a quanto espresso in premessa in relazione alla **decorrenza** del modello. Si ritiene che l'applicazione a partire dal 1° gennaio 2024, seppure in modalità "transitoria", non consenta di ponderare adeguatamente gli impatti per il sistema e per gli operatori. Una revisione così radicale dei paradigmi regolatori necessita sia di una taratura corretta dei parametri sia della valutazione delle risposte del modello a tutti i possibili casi che si potrebbero venire a verificare. Si potrebbe pertanto **introdurre un periodo di monitoraggio** in cui si affiancano il sistema tariffario uscente e quello entrante, e di quest'ultimo se ne tarino adeguatamente i parametri ed eventualmente le logiche.

S2. Osservazioni sull'impostazione generale del sistema tariffario nel contesto ROSS.

Benché la consultazione sia giunta agli orientamenti finali è difficile per la scrivente esprimere una posizione circa l'impostazione generale del sistema tariffario.

In linea generale la Scrivente teme il proliferare di meccanismi di parametrizzazione che allontanino i riconoscimenti dei costi dal naturale contenitore che li certifica, ovvero il bilancio.

Il sovrapporsi di "parametri" e "standard" - che finirebbero per essere definiti da un solo operatore per l'energia elettrica e due soli operatori per la distribuzione gas - rischia di generare distorsioni la cui risposta potrebbe essere l'adozione di *bias* ancora più alteranti attualmente neppure prevedibili.

Per la scrivente non sono chiare le risposte del modello alle diverse situazioni economiche (efficienze) e patrimoniali (livello di capitalizzazione) che si possono verificare.

L'indisponibilità di indicazioni - anche di *range* - sul possibile livello di parametrizzazione delle efficienze così come sul livello di capitalizzazione non aiuta a valutare in modo oggettivo e consapevole gli impatti del modello.

Tuttavia, dall'analisi dei box 1 che rappresenta la determinazione dei corrispettivi che dimensionano il vincolo ai ricavi ammessi, la scrivente coglie lo **spunto per proporre l'allineamento del lag di riconoscimento del FAST e dello SLOW money**, in quanto determinati sulla base dei medesimi dati, ovvero dei conti annuali separati (CAS). Pertanto, dall'analisi dei CAS relativi allo stesso esercizio l'Autorità potrebbe estrarre sia la spesa effettiva corrente (*opex*) sia la spesa di capitale (*capex*) dello stesso anno, garantendo così:

- l'allineamento tra ricavi tariffari, costi e ammortamenti a livello bilancistico;
- l'utilizzo del primo anno come periodo di monitoraggio e sperimentazione del modello ROSS;
- la pubblicazione delle tariffe definitive per l'anno t nel corso del t+1 anziché nel t+2; infatti, per la determinazione delle tariffe nell'anno t si utilizzerebbero i dati di costo effettivo dell'anno t-1, resi disponibili all'Autorità nell'ambito delle raccolte CAS a fine anno t. Nel t+1 l'Autorità potrebbe disporre di tutti gli elementi per determinare e pubblicare le tariffe definitive dell'anno t, avendo a disposizione sia i dati di costo effettivo sostenuto dai singoli operatori, sia i parametri di inflazione e deflatore effettivi relativi al medesimo anno t.

Si chiede infine di confermare alcuni aspetti pratico / operativi che possono contribuire a chiarire il funzionamento del processo:

- la *baseline* iniziale degli opex sia determinata partendo da un determinato anno *test* in continuità di attuale metodologia, ovvero applicando per esempio per la distribuzione gas la seguente formulazione adottata fino al VPR:

$$OPEX_{20} = OPEX_{18} \cdot (1 + rpi_{19} - X^{QPR}) \cdot (1 + rpi_{20} - \bar{X}^{VPR})$$

- che anche nel nuovo modello il meccanismo preveda la determinazione prima del Vincolo tariffario provvisorio e successivamente di quello definitivo;
- che i criteri per la determinazione dei contributi per le connessioni e i corrispettivi per gli altri servizi non saranno rivisti nell'ambito della definizione della regolazione specifica;
- siano chiariti i meccanismi di riconciliazione, in quanto sarebbe un'operazione che a valle dell'adozione di molteplici sistemi di parametrizzazione potrebbe divenire molto complessa.

S3. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative agli strumenti regolatori per monitorare la finanziabilità degli investimenti.

S4. Rispetto agli schemi riportati nelle Tabelle 1, 2 e 3, come si valuta l'ipotesi di acquisire proiezioni basate sui dati effettivi di ciascuna impresa e su proiezioni riferite a un'impresa nozionale, con caratteristiche definite dal regolatore in coerenza con le decisioni assunte in materia di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito?

S5. Si ritiene che alcune delle informazioni/dati acquisiti debbano essere gestiti in modo riservato da parte dell'Autorità? Motivare la risposta

La scrivente ritiene **molto importante** che l'Autorità acquisisca strumenti di valutazione atti a monitorare la finanziabilità degli investimenti. Tra questi, quello più completo è rappresentato dai **business**

plan che consta sia di piani economico-patrimoniali-finanziari sia dello sviluppo delle grandezze fisiche che sottendono a tali dinamiche. Al contrario, l'utilizzo di proiezioni riferite ad un'impresa nozionale rischia di introdurre ulteriori elementi di discrezionalità nel modello.

La scrivente ritiene necessario approfondire e sviluppare questo tema nell'ambito della regolazione specifica di settore, individuando le variabili ed i KPI fondamentali che rispondono anche all'esigenza di monitoraggio dell'andamento delle spese di capitale e dell'avanzamento fisico degli investimenti. L'indicatore di monitoraggio presentato in sede di consultazione, infatti, appare più idoneo a confrontare la spesa unitaria di un anno rispetto a quella dell'anno precedente: informazione sicuramente utile, ma che andrebbe letta in modo congiunto con dettagli fisici che dovrebbero essere integrati negli schemi economico-finanziari e patrimoniali proposti in consultazione.

Tuttavia ,gli strumenti previsionali attualmente impiegati nell'ambito delle *multiutility* rispondono prevalentemente a logiche gestionali, di mercato e finanziarie; difficilmente prevedono l'adozione dei criteri di redazione dei rendiconti annuali e separati in linea con i processi di consuntivazione. Questo aspetto - qualora fosse confermato dell'Autorità - richiederebbe importanti interventi sia organizzativi che informatici nonché tempistiche di implementazione adeguate. Quest'ultimo aspetto risulta particolarmente importante in relazione alla definizione dei parametri fondamentali del ROSS in relazione al prospettato avvio del nuovo modello a partire dal 2024 per il settore della distribuzione elettrica.

Anche per tale ragione la scrivente auspica che l'Autorità voglia prendere in considerazione la possibilità di introdurre un periodo di monitoraggio adeguato.

Per finire, si condivide:

- la proposta espressa da Oxera di lasciare spazio agli operatori di presentare specifiche istanze qualora riscontrino problemi di finanziabilità oggettivi;
- di tenere riservate tutte le informazioni acquisite da ARERA che si riferiscono al singolo operatore, considerando che:
 - o tali dati sono da considerarsi estremamente riservati dal momento che la loro diffusione potrebbe influire sull'esito delle gare per l'assegnazione delle concessioni;
 - o tali elementi (a livello puntuale) non sono direttamente correlati alla determinazione delle grandezze che l'Autorità si appresta a parametrizzare.

Per contro, si ritiene necessaria la disponibilità dei dati aggregati per comprendere il posizionamento del singolo DSO derivante dalle dinamiche del servizio o del *cluster*.

56. Osservazioni rispetto alle ipotesi per la definizione degli incentivi all'efficienza totale.

La scrivente apprezza molto sia lo schema di articolato con cui l'Autorità ha esplicitato in maniera più dettagliata e il meccanismo relativo allo *sharing* delle efficienze/inefficienze totali sia l'importante occasione di confronto offerta nell'ambito del focus group del 17 gennaio scorso. Come anticipato la scrivente ha tuttavia alcune preoccupazioni in merito alla risposta del modello in occasione di dinamiche differenti rispetto a quelle *standard* presentate di efficienza crescente nel periodo regolatorio. In particolare ci si riferisce alle seguenti situazioni che per semplicità abbiamo riferito al meccanismo a basso rendimento:

- **Efficienze decrescenti (CASO 1)→** come si può osservare, in questo caso, il DSO pur essendo efficiente rispetto alla *baseline*, presenta un andamento decrescente dell'efficienza conseguita. L'applicazione del modello – così come presentato dall'Autorità – porta il DSO a restituire al sistema negli anni tutta l'efficienza conseguita, introducendo di fatto una sorta di *X-factor* – che il meccanismo a basso potenziale – per come è costruito – non dovrebbe prevedere (lo stesso varrebbe anche nel meccanismo ad alto potenziale in cui si verificherebbe una sorta di doppia applicazione del coefficiente di riduzione dei costi).

CASO 1										
<i>Impresa efficiente</i>										
<i>Baseline costante, efficienza al primo anno e poi costi effettivi crescenti ma sempre sotto la baseline</i>										
				IPR						
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Baseline di spesa	[a]			100	100	100	100			
Spesa effettiva	[b]	100		94	96	98	100			
Coefficiente di ripartizione OPEX/CAPEX	[c]			100%	100%	100%	100%			
Efficienza totale	[d] = a - b			6,00	4,00	2,00	-	-	-	-
										12,00
Efficienza allocata alle CAPEX	[e] = d*(1-c)			-	-	-	-	-	-	-
Incentivo all'efficienza quota CAPEX	[f]			30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Quota efficienza CAPEX trattenuta	[g] = e*f			-	-	-	-	-	-	-
Efficienza allocata alle OPEX	[h] = d*c			6,00	4,00	2,00	-	-	-	-
Incentivo all'efficienza quota OPEX	[i]			100%	30%	30%	30%			
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 1)	[j1] = h ₂₀₂₄ *i _t			6,00	1,80	1,80	1,80			
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 2)	[j2] = (h ₂₀₂₅ - h ₂₀₂₄)*i _t			-	2,00	- 0,60	- 0,60	- 0,60		
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 3)	[j3] = (h ₂₀₂₆ - h ₂₀₂₅)*i _t					- 2,00	- 0,60	- 0,60	- 0,60	
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 4)	[j4] = (h ₂₀₂₇ - h ₂₀₂₆)*i _t					- 2,00	- 0,60	- 0,60	- 0,60	
Incentivo OPEX trattenuto	[k] = sum(j1;j4)			6,00	- 0,20	- 0,80	- 1,40	- 1,80	- 1,20	- 0,60
										-
Spesa ammissibile (incluso sharing)	[l] = b + g + k			100,00	95,80	97,20	98,60			

A parere della scrivente sarebbe corretto che il DSO trattenesse una parte delle efficienze conseguite anche in caso di *trend* non lineare delle stesse, in quanto comunque sono positive e diversamente non sarebbe incentivato neppure a conseguirle. Per tale ragione **si propone in questo caso una riduzione delle efficienze trattenute proporzionale alla riduzione di efficienza conseguita**. In tal modo l'efficienza trattenuta dal DSO si ridurrebbe nel tempo ma sarebbe positiva e diversa da zero.

- **Inefficienze (CASO 2)** → l'articolo non prevede che siano nettate le inefficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione; tuttavia, si ritiene che questa mancata precisazione sia un errore materiale, diversamente il DSO si troverebbe a restituire al sistema più inefficienze di quante ne abbia in realtà conseguite, come rappresentato nell'esempio sotto proposto:

CASO 2													
Impresa inefficiente													
Baseline costante, efficienza al primo anno e poi costi effettivi superiori alla baseline													
Errore materiale													
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			
Baseline di spesa	[a]			100	100	100	100						
Spesa effettiva	[b]	100		100	105	110	115						
Coefficiente di ripartizione OPEX/CAPEX	[c]			90%	90%	90%	90%						
Efficienza totale	[d] = a - b			-	-	5,00	-	10,00	-	15,00	-	-	-
Efficienza allocata alle CAPEX	[e] = d*(1-c)			-	-	0,50	-	1,00	-	1,50	-	-	-
Incentivo all'efficienza quota CAPEX	[f]			30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Quota efficienza CAPEX trattenuta	[g] = e*f			-	-	0,15	-	0,30	-	0,45	-	-	-
Efficienza allocata alle OPEX	[h] = d*c			-	-	4,50	-	9,00	-	13,50	-	-	-
Incentivo all'efficienza quota OPEX	[i]			100%	70%	70%	70%						
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 1)	[j1] = h ₂₀₂₄ *i _t			-	-	-	-						
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 2)	[j2] = (h ₂₀₂₅)*i _t				4,50	-	3,15	-	3,15	-	3,15		
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 3)	[j3] = (h ₂₀₂₆)*i _t					-	9,00	-	6,30	-	6,30	-	6,30
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 4)	[j4] = (h ₂₀₂₇)*i _t						-	13,50	-	9,45	-	9,45	9,45
Incentivo OPEX trattenuto	[k] = sum(j1;j4)			-	-	4,50	3,00	-	22,95	-	18,90	-	15,75
													9,45
Spesa ammissibile (incluso sharing)	[l] = b + g + k			100,00	100,35	112,70	91,60						

La scrivente ritiene quindi che anche le inefficienze conseguite nel corso dello stesso periodo regolatorio debbano essere nettate da quelle conseguite nel periodo precedente, al pari delle efficienze.

- **Inefficienze decrescenti (CASO 3)** → al pari del caso delle efficienze decrescenti, anche in caso di inefficienza il modello presenta delle anomalie. In questo caso infatti, nel tempo, il DSO non tratterrebbe nessuna inefficienza che invece graverebbe interamente sul sistema, come di seguito rappresentato:

CASO 3													
Impresa inefficiente													
Baseline costante, inefficienza al primo anno, in calo negli anni successivi													
Corretto													
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			
Baseline di spesa	[a]			100	100	100	100						
Spesa effettiva	[b]	100		115	110	105	100						
Coefficiente di ripartizione OPEX/CAPEX	[c]			90%	90%	90%	90%						
Efficienza totale	[d] = a - b			-	15,00	-	10,00	-	5,00	-		-	-
Efficienza allocata alle CAPEX	[e] = d*(1-c)			-	1,50	-	1,00	-	0,50	-		-	-
Incentivo all'efficienza quota CAPEX	[f]			30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%			
Quota efficienza CAPEX trattenuta	[g] = e*f			-	0,45	-	0,30	-	0,15	-		-	-
Efficienza allocata alle OPEX	[h] = d*c			-	13,50	-	9,00	-	4,50	-		-	-
Incentivo all'efficienza quota OPEX	[i]			100%	70%	70%	70%						
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 1)	[j1] = h ₂₀₂₄ *i _t			-	13,50	-	9,45	-	9,45	-	9,45		
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 2)	[j2] = (h ₂₀₂₅ -h ₂₀₂₄)*i _t				4,50	3,15	3,15	3,15					
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 3)	[j3] = (h ₂₀₂₆ -h ₂₀₂₅)*i _t					4,50	3,15	3,15	3,15				
Incentivi all'efficienza quota OPEX (anno 4)	[j4] = (h ₂₀₂₇ -h ₂₀₂₆)*i _t						4,50	3,15	3,15	3,15			
Incentivo OPEX trattenuto	[k] = sum(j1;j4)			-	13,50	-	4,95	-	1,80	1,35	9,45	6,30	3,15
Spesa ammissibile (incluso sharing)	[l] = b + g + k			101,05	104,75	103,05	101,35						

A parere della scrivente sarebbe corretto che il DSO trattenesse una parte delle inefficienze conseguite, diversamente non sarebbe incentivato a non generarle. Per tale ragione si propone – al pari del caso delle efficienze - **una riduzione delle inefficienze trattenute proporzionale alla riduzione di inefficienza conseguita**. In tal modo l'inefficienza trattenuta dal DSO scenderebbe nel tempo, ma sarebbe comunque negativa.

Si propone quindi un **aggiornamento del Tavolo Tecnico del 17 gennaio** per condividere la risposta del modello anche rispetto a **dinamiche discontinue e / o non lineari delle performance delle imprese** in quanto l'attuale formula porta talvolta ad esiti non del tutto coerenti rispetto agli obiettivi di incentivazione all'efficientamento della spesa totale.

Iren prende atto delle ragioni che hanno indotto l'Autorità ad introdurre un **coefficiente di ripartizione** fissato *ex ante* per ciascun servizio infrastrutturale regolato finalizzato alla ripartizione del recupero di efficienza totale tra la quota allocata agli investimenti e la quota allocata alla gestione operativa, tuttavia si auspica:

- (i) Piena trasparenza nelle modalità di **calibrazione ex ante** del parametro;
- (ii) L'introduzione di opportuni **adeguamenti ex post** a livello di singolo operatore qualora ci fossero disallineamenti tra il coefficiente definito *ex ante* e quanto riscontrato a livello di costi operativi e di capitale effettivi, al fine di limitare eventuali distorsioni e rilevanti conseguenze in termini di trattenimento delle efficienze nel tempo.

Infine, nell'ambito della distribuzione gas, si chiede di approfondire il tema dei costi centralizzati sia in sede di *cut-off* - non è chiaro come saranno **riconosciuti i capex centralizzati già sostenuti** e fino ad ora corrisposti sulla base di tariffe parametriche (t(cen)), sia in sede di definizione della *baseline*.

S7. Osservazioni rispetto alla definizione dei criteri generali per la fissazione dei tassi di capitalizzazione.

In merito alla determinazione del tasso di capitalizzazione, la scrivente, pur ritenendo pericolosa l'adozione di un tasso di capitalizzazione di "sistema" - ribadendo le perplessità espresse in risposta alla precedente consultazione (DCO 615/2022), condivide la scelta del regolatore di stabilirlo sulla base del tasso medio rilevato negli ultimi tre anni e del tasso di capitalizzazione prospettico.

Si chiede a Codesta Autorità di chiarirne inoltre alcuni aspetti:

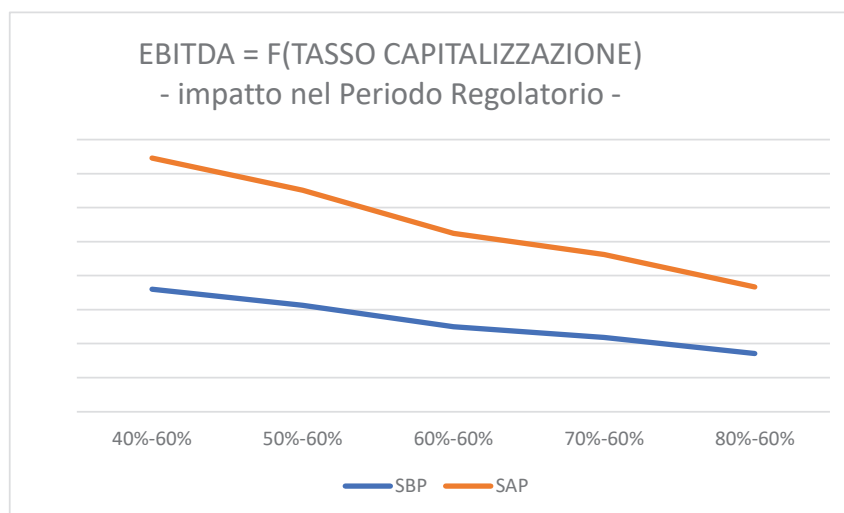
- la sua valorizzazione sarà fissata per l'intero periodo regolatorio o verrà aggiornata in modo *rolling*, ai fini di una maggior aderenza ai dati più recenti degli operatori?
- il tasso di capitalizzazione sarà distinto per misura e distribuzione anche al fine di cogliere il diverso stadio di avanzamento dei piani massivi di sostituzione dei 2G?
- per la distribuzione è previsto che sia fissato per *cluster* o per servizio? La scrivente privilegierebbe la prima opzione perché potrebbe essere quella più aderente alle specifiche realtà. In questo caso si chiede all'Autorità di rinviare alla regolazione specifica e alla condivisione con il tavolo di lavoro i criteri di definizione dei cluster.

Inoltre, per il principio di continuità e di gradualità della regolazione, per i primi anni di applicazione del ROSS-Base-T si propone l'adozione di un tasso *taylor-made*, nonché la possibilità di effettuare un anno di monitoraggio del modello prima dell'avvio, come esposto in premessa.

Il tasso di capitalizzazione costituisce infatti il parametro in grado di alterare maggiormente i risultati di un distributore soprattutto nel breve, ovvero nell'ambito del periodo regolatorio.

Di seguito si riporta l'impatto sull'EBITDA del periodo regolatorio (4 anni) derivante dalla fissazione di tassi di capitalizzazione via via crescenti a parità di condizioni e di tasso effettivo del distributore. Qualora il tasso di capitalizzazione adottato dall'Autorità fosse molto più basso di quello effettivo del distributore (es. 40% ARERA e 60% effettivo), il peso del *FAST money* sarebbe molto più alto determinando un'artificiosa lievitazione dei risultati economici di breve periodo dell'impresa; viceversa, qualora si verificasse che il tasso di capitalizzazione fissato da ARERA fosse più elevato di quello effettivo del distributore (es. 80% ARERA e 60% effettivo) i risultati nel breve subirebbero una drastica flessione. Considerando che i principali DSO fanno parte di gruppi quotati, si ritiene che la corretta e aggiornata calibrazione di questo parametro sia

fondamentale al fine di evitare alterazione dei risultati e delle valutazioni del mercato dei principali gruppi quotati diversi dai tre dominanti.



S8. Osservazioni rispetto alle ipotesi di allineamento dei criteri di regolazione.

In merito alle ipotesi di allineamento dei criteri di regolazione relativi alla spesa sostenuta dopo il *cut-off*, la scrivente chiede di confermare che i **Contributi pubblici e privati** che sono portati in riduzione dello *SLOW money* siano **riproporzionati alla quota di *slow money* dei *capex* a cui si riferiscono prima di sottrarli alla quota di capitale investito**, al fine di evitare un'erosione della RAB più che proporzionale.

S9. Osservazioni rispetto al trattamento dell'inflazione.

In merito al trattamento dell'inflazione si accoglie con favore la proposta dell'Autorità di migliorare l'omogeneità dei criteri di aggiornamento adottati per i diversi servizi infrastrutturali regolati e di prevedere **meccanismi di adeguamento** ai dati effettivi di inflazione. In particolare, si condivide l'ipotesi di determinare la *baseline* di spesa a prezzi dell'anno a cui si riferiscono le spese effettive e si chiede pertanto conferma che il comma 9.3 dell'articolo proposto preveda la determinazione della *baseline* dei costi operativi *ex post* sulla base dell'inflazione effettiva dell'anno t (e dunque a prezzi effettivi dell'anno t).

A tal riguardo, la Scrivente ritiene utile segnalare che l'opzione proposta in premessa e descritta in risposta allo spunto S2, ossia di allineare temporalmente il riconoscimento dello *Slow* e del *Fast money* ai fini del riconoscimento tariffario, consentirebbe di evitare disallineamenti generati da differenti riferimenti temporali del livello dei prezzi, sia in termini di inflazione sia di deflatore degli investimenti fissi lordi.

S10. Osservazioni rispetto a specificità del servizio di distribuzione del gas naturale.

Come evidenziato dall'Autorità, in relazione al servizio di distribuzione del gas naturale, gli operatori hanno segnalato la difficoltà a conciliare la prospettiva della regolazione ROSS con le procedure competitive per l'assegnazione del servizio di distribuzione per ambito.

In particolare, con il Documento di consultazione in oggetto l'Autorità ha sostanzialmente confermato gli orientamenti già esposti nelle precedenti consultazioni e pertanto un profondo rinnovamento della regolazione tariffaria del servizio, soprattutto in relazione alla determinazione dei costi di capitale riconosciuti.

Pertanto, la Scrivente ribadisce che una variazione metodologica così rilevante, soprattutto per il conseguente disallineamento tra *slow money* e capitalizzazioni effettive, potrebbe avere importanti effetti sul delta VIR-RAB ad oggi non valutabili, e necessita dunque di ulteriori approfondimenti.

In relazione ai molteplici dubbi che riguardano l'interazione tra le regole sottese alle procedure competitive e il nuovo modello di riconoscimento dei costi e al maggior tempo a disposizione prima dell'adozione del nuovo modello, **si propone di attivare uno specifico tavolo di lavoro con gli operatori e le associazioni di settore.**

S11. Osservazioni rispetto ai meccanismi di gestione delle incertezze.

In relazione ai meccanismi di gestione delle incertezze prospettati nel documento di consultazione, la scrivente accoglie con favore l'introduzione del fattore Z - ad oggi non presente nella regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione elettrica e gas - e la conferma dell'adozione del fattore Y. Tuttavia, risulta difficilmente condivisibile subordinare l'attivazione dei parametri Y e Z al verificarsi di un determinato livello di impatto (*trigger*).

I fattori Y e Z, se attivati, incrementerebbero la sola *baseline* e pertanto, per effetto dello *sharing* delle maggiori efficienze conseguite con i clienti finali incrementerebbero i costi riconosciuti all'impresa solo parzialmente.

Pertanto, a parere della scrivente, per incrementi di costo per eventi imprevedibili ed eccezionali o mutamenti del quadro normativo e/o legati ai nuovi investimenti per importi non elevati in termini percentuali rispetto alla *baseline*, è opportuno garantire adeguata copertura agli operatori, che, in caso di mancato riconoscimento, si vedrebbero applicare una sorta di **X-factor occulto**.

Infine, qualora l'Autorità ritenga strettamente necessaria l'applicazione di un meccanismo di tipo *trigger*, il valore percentuale proposto nell'articolato pari all'1% dei ricavi tariffari si ritiene debba essere ricalibrato:

- è necessario che il riferimento sia la *baseline* di costi operativi a cui si riferisce e non i ricavi tariffari nel loro complesso;
- tale valorizzazione è eccessiva, poiché, se si guarda al passato, per esempio non si sarebbe attivato il parametro Y per effetto dei maggiori costi derivanti dal canone CUP, con importanti ripercussioni per gli operatori del settore.