

ACQUA

Il nuovo Metodo Tariffario per i servizi idrici

EGIDIO FEDELE DELL'OSTE

*Autorità per l'energia elettrica e il gas
Uff. Speciale Tariffe e Qualità dei Servizi Idrici*

Napoli, 4 ottobre 2012



Autorità per l'energia elettrica e il gas

➤ Obiettivi e linee guida

➤ Meccanismi incentivanti



Obiettivi e linee guida



Obiettivi

- Garantire la tutela del cliente finale.
- Fornire corretti incentivi per un servizio efficiente e per lo sviluppo delle infrastrutture.
- Garantire il buono stato ecologico della risorsa acqua.
- Dare certezza del quadro regolatorio (meno rischi = meno costi).
- Favorire la finanziabilità degli investimenti (stabilità regolatoria = minori oneri finanziari).



Capisaldi

- Una compiuta regolazione tariffaria si deve espletare attraverso tre direttrici:
 - *l'unbundling* (amministrativo e contabile)
 - la regolazione della qualità (tecnica, ambientale e commerciale)
 - la metodologia tariffaria
- Ciascuna direttrice implica una raccolta consistente di informazioni da organizzare in banche dati che dovranno essere mantenute e aggiornate



Regolazione tariffaria

- Riferimento dati contabili:
 - investimenti riconosciuti ex post
 - la tariffa dell'anno "n" è valutata nell'anno "n-1" su dati dell'anno "n-2" attualizzati

- Definizione periodi regolatori:
 - evoluzione prefissata dei meccanismi;
 - aggiornamento periodico dei parametri.



Neutralità del meccanismo regolatorio

- Il meccanismo regolatorio non deve influenzare gli assetti se non nella misura in cui questi possano comportare una maggiore efficienza ed efficacia del servizio.
- Il meccanismo regolatorio non può imporre una politica finanziaria se non nella misura di indicare un costo di riferimento, una soglia, oltre la quale il costo non può ricadere sul cliente finale.



Full cost recovery

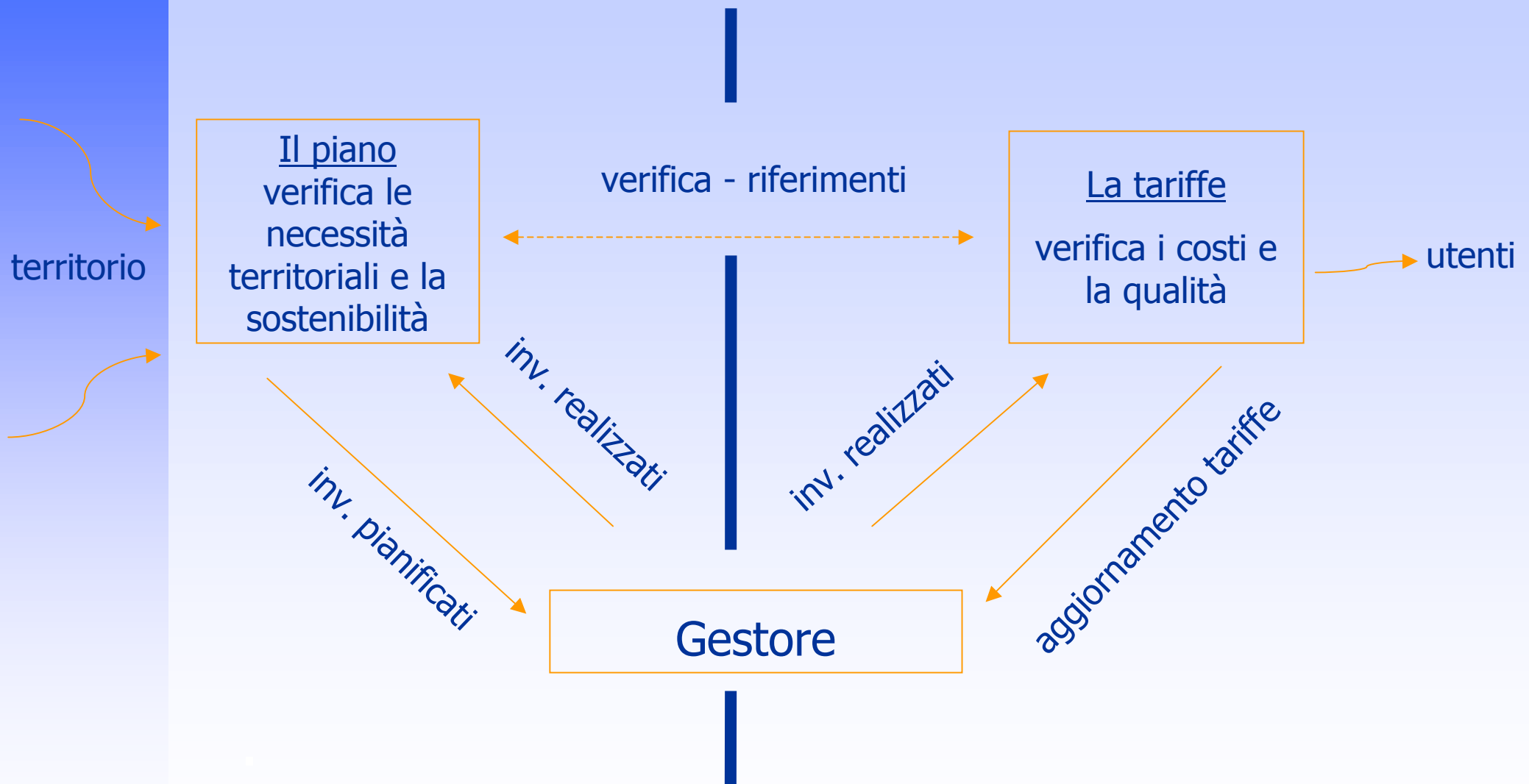
- La risorsa acqua è gratuita, ma renderla disponibile a tutti e preservarla nel tempo, richiede infrastrutture il cui costo deve essere a carico degli utenti, proporzionalmente ai costi generati, con salvaguardia degli utenti economicamente disagiati.

Tra i costi:

- Costi esogeni:
 - costi ambientali
 - costi della risorsa
- Costo della risorsa finanziaria. Anche il finanziamento pubblico ha un "costo" = costo del debito pubblico + maggior rischiosità del servizio



Piani d'ambito e metodologia tariffaria



I periodi di aggiornamento sono disgiunti

Autorità per l'energia elettrica e il gas



La regolazione incentivante

- Una regolazione “sanzionatoria” è poco efficiente: implica un impiego considerevole di risorse.
- Una regolazione “sanzionatoria” è poco efficace, nei confronti di gestioni pubbliche (in house o in economia): la penalizzazione ricade comunque sui cittadini che subiscono il disservizio.
- La previsione di meccanismi incentivanti, impliciti nel sistema tariffario, è una soluzione generalmente adottata:
 - price-cap (revenue-cap)
 - profit-sharing
 - costi standard
 - promozioni investimenti specifici (*output base regulation*)



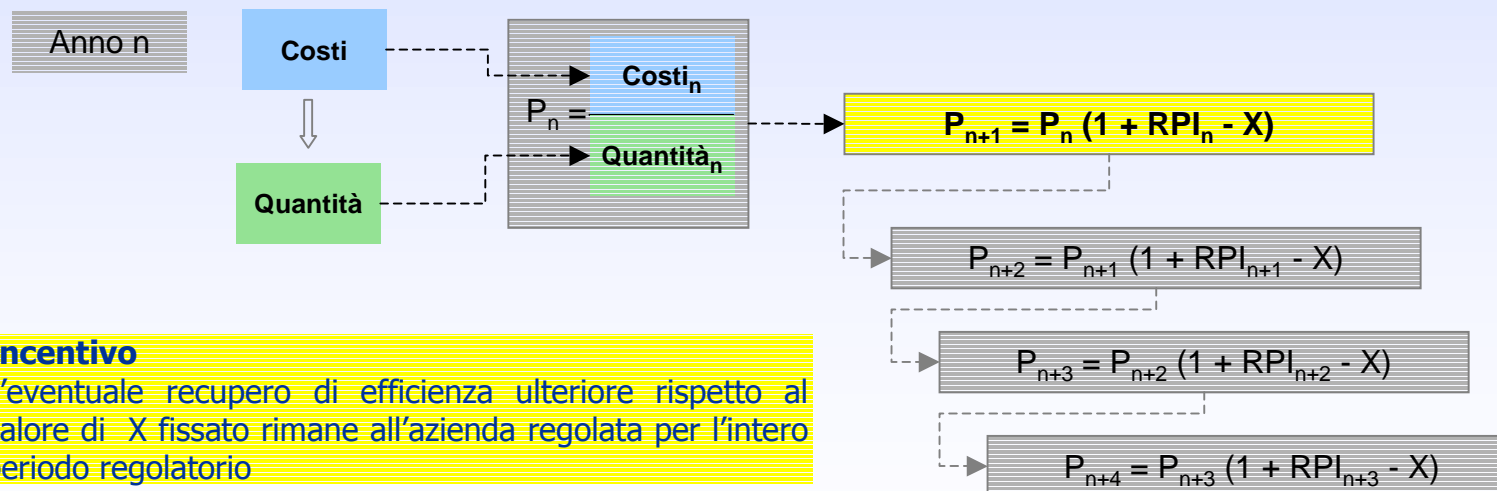
Meccanismi incentivanti



Il meccanismo del *price cap* (1)

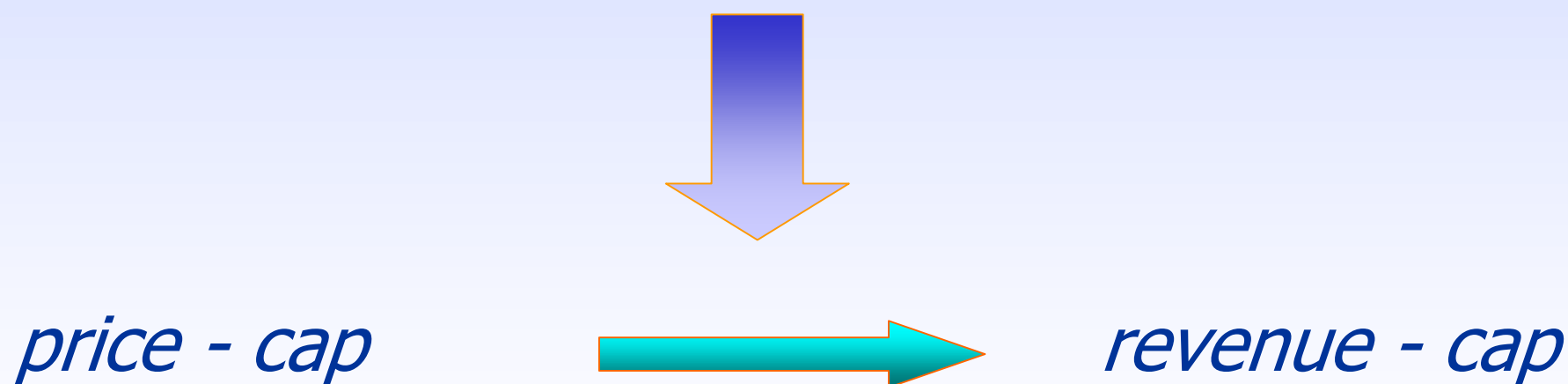
Nell'anno "n" precedente il primo anno "n+1" del periodo regolatorio:

- definire la base dei costi sottoposti a *price cap* e le quantità fisiche che assicureranno la copertura (riferimento ultimo anno in cui si hanno dati di bilancio "n-1")
- aggiornare tali dati all'anno n (l'inflazione, previsione variazioni quantità)
- definire la tariffa per l'anno n+1 tenendo conto dell'inflazione (RPI) e del fattore X di efficientamento



Il meccanismo del price cap (2)

- Per favorire gli investimenti, nei settori maturi o quando si voglia adottare una regolazione disincentivante dei consumi, prevale l'esigenza di garantire i ricavi

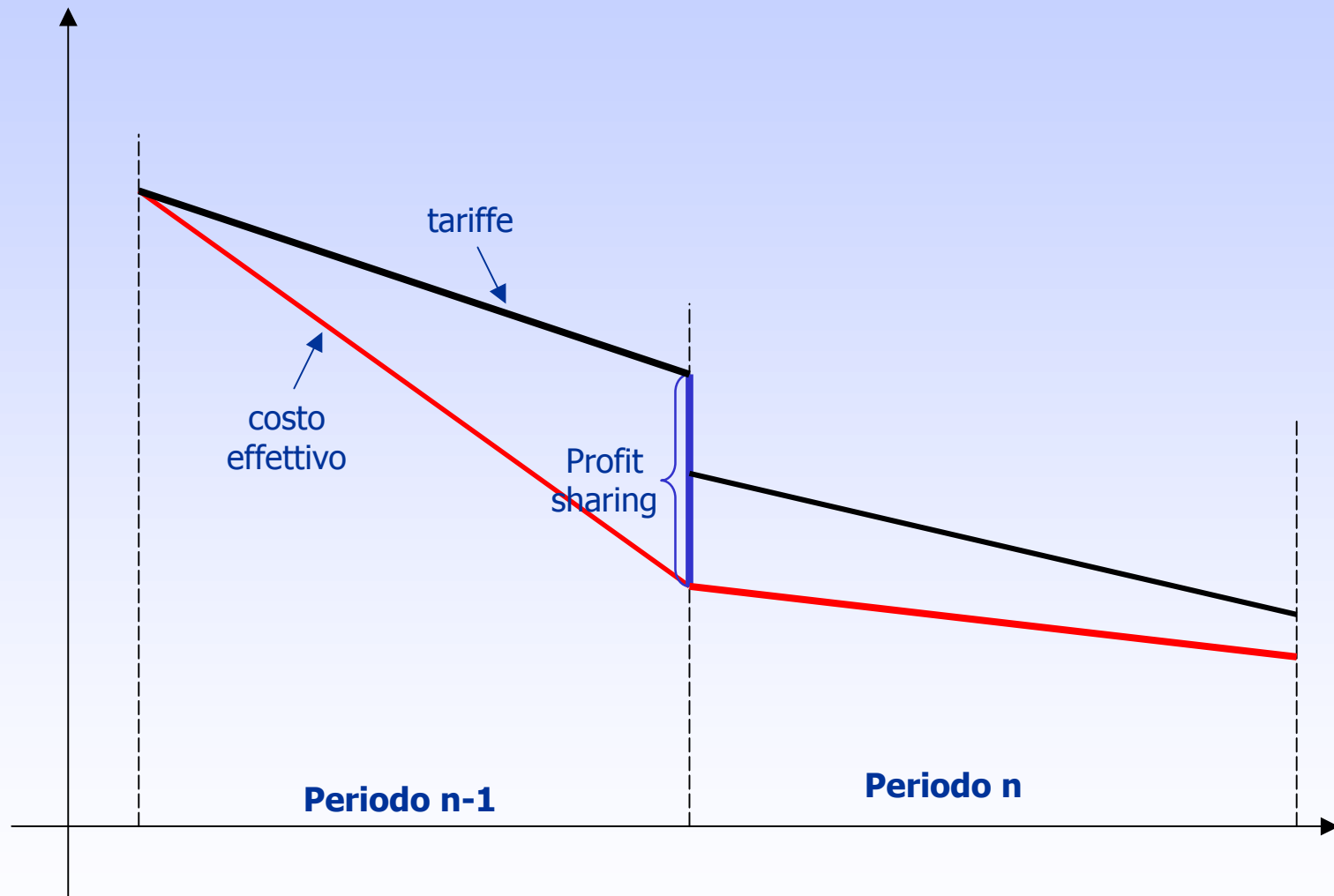


Il meccanismo del price cap (3)

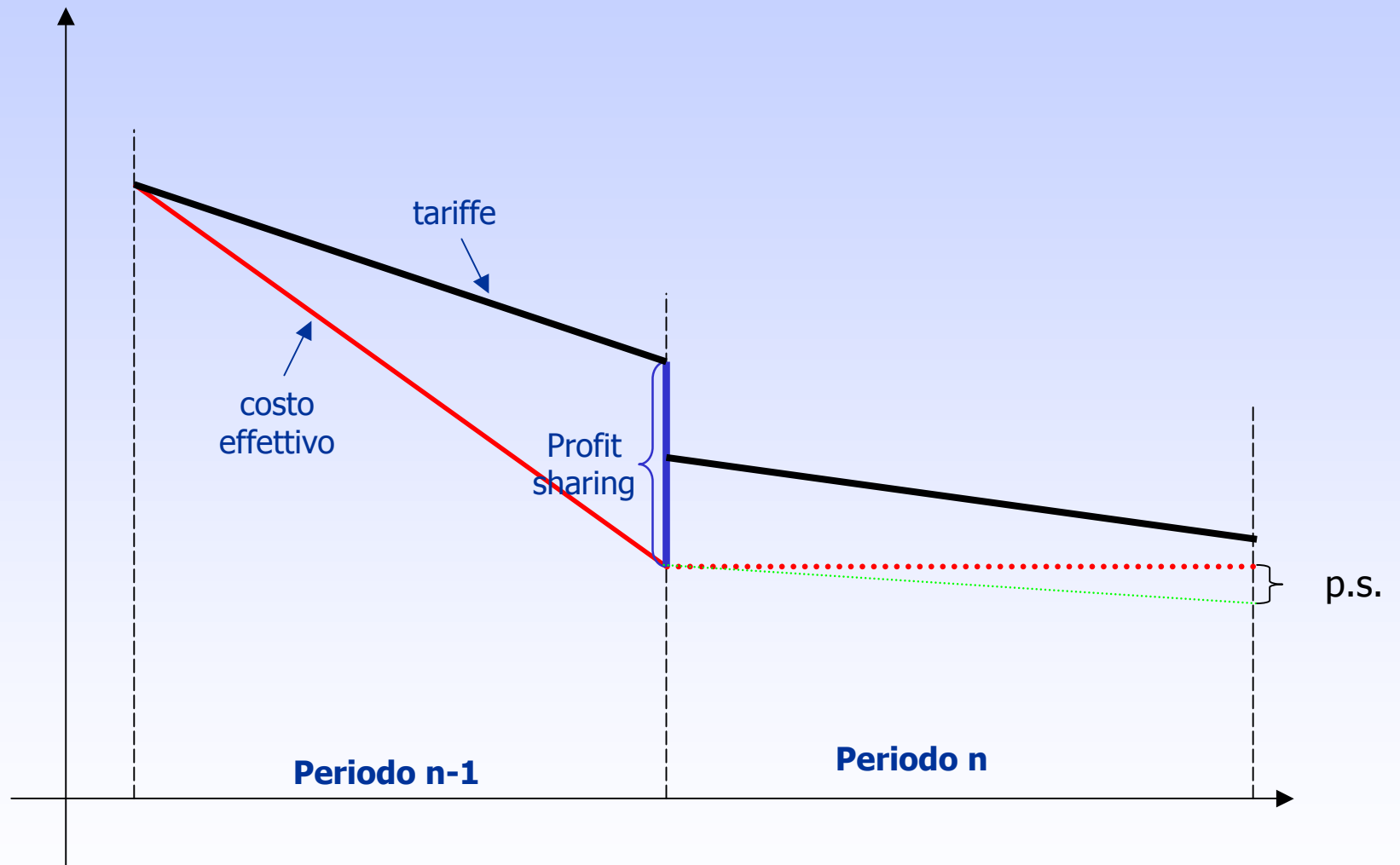
- L'efficientamento può essere previsto nei confronti:
 - di tutti i costi (capex+opex)
 - dei soli costi opex (soluzione adottata dall'Autorità).
- Dopo alcuni periodi regolatori, la capacità di efficientare gli opex si riduce:
 - trattamento differenziato per opex maggiori della soglia efficiente;
 - modifica del riferimento efficiente nei successivi periodi regolatori.



Il meccanismo del profit sharing (1)



Il nuovo meccanismo di profit sharing (2)



Determinazione dell'X factor

2 casi:

$$CO_{ret}^{2011} > CO_{std}$$

(gestore meno efficiente dei costi modellati)

$$X_i = \min \left[0,05; \left(1 - \sqrt[8]{\frac{CO_{std}}{CO_{ret}^{2011}}} \right) \right]$$

- in 8 anni il gestore si deve allineare alla frontiera dei costi modellati
- con un limite massimo del 5% annuo

$$CO_{ret}^{2011} < CO_{std}$$

(gestore più efficiente dei costi modellati)

$$X_i = \max \left[0; 1 - \sqrt[8]{\frac{2 * CO_{ret}^{2011}}{\min(CO_{std}, CO_{prog}^{2011}) + CO_{ret}^{2011}}} \right]$$

- si applica un *profit sharing* che in 8 anni riassorbe la differenza rispetto ai costi del gestore



per i soli fornitori di acqua all'ingrosso (che non fatturano anche gli utenti finali), nel periodo transitorio il valore *X factor* è posto pari a zero, in attesa della definizione di una specifica frontiera efficiente



Costi operativi riconosciuti in tariffa

Ai fini della determinazione delle tariffe 2012, i costi operativi riconosciuti sono calcolati come segue:

2 casi:

$CO_{ret}^{2011} > CO_{std}$
 (gestore meno efficiente dei costi modellati*)

$$CO^{2012} = CO_{eff}^{2011} * (1 + I - X) + CO_{EE} + CO_{ws} + CO_{altri} - \text{contr_c/e}$$

← inflazione ← coefficiente di efficientamento ← contributi c/esercizio

$CO_{ret}^{2011} < CO_{std}$
 (gestore più efficiente dei costi modellati*)

$$CO^{2012} = \left\{ CO_{eff,a}^{2011} + \max \left[0; \min \left(\frac{CO_{std} - CO_{ret,a}^{2011}}{2}; \frac{CO_{prog} - CO_{ret,a}^{2011}}{2} \right) \right] + CO_{eff,b}^{2011} \right\} * (1 + I - X) +$$

$$+ CO_{EE} + CO_{ws} + CO_{altri} - \text{contr_c/e}$$

TASSO DI INFLAZIONE	
I^{2010}	1,000%
I^{2011}	0,890%
I^{2012}	2,093%
I^{2013}	3,096%



I costi standard (1)

- Il costo standard individua un costo, riconosciuto in tariffa, rispetto al quale si genera un interesse del gestore a perseguire costi inferiori per incamerare il proprio margine
- E' un meccanismo del tipo premi/penalità
- Può essere accompagnato da meccanismi *cap & collar*



I costi standard (2)

A livello di prima applicazione, l'Autorità stà valutando di prevedere i seguenti riferimenti standard:

- oneri finanziari+tasse
- costo dell'energia elettrica
- costo degli edifici non industriali
- perdite di rete
- costo di funzionamento delle AATO



Oneri finanziari e fiscali (1/3)

➔ parametri finanziari e fiscali

CS/CnS	1
BTP_{10}	5,24%
K_d	5,69%
$\beta_{levered}$	0,7
ERP	4,50%
rpi	1,80%
t_c	0,275
T	0,317

ONERI FINANZIARI

➔
$$OF_i = (K_m + \alpha) * \left(1 - \frac{CIN_i^{fp}}{CIN_i}\right) * CIN_i$$

➔
$$CIN_i^{fp} = \sum_c \sum_t (CFP - FA_{CFP}) * dfl_t$$

➔
$$K_m = \frac{\left[1 + \left(BTP_{10} * \frac{1}{(1 + CS / CnS)} + K_d * (1 - t_c) * \frac{CS / CnS}{(1 + CS / CnS)} \right)\right] - 1}{(1 + rpi)}$$

➔
$$\alpha = \frac{\beta * ERP}{(1 + rpi)} * \frac{1}{(1 + CS / CnS)}$$



Oneri finanziari e fiscali (2/3)

ONERI FISCALI

➔ $IRES = 0,275 * Rai$

➔ $IRAP = 0,042 * (Rai + CO_{pers}^{2011})$

➔
$$Rai_i = \left\{ \frac{\left[1 + \frac{(K_m + \alpha + 1) * (1 + rpi) - 1}{(1 - T)} \right]}{(1 + rpi)} - 1 \right\} * \left(1 - \frac{CIN_i^{fp}}{CIN_i} \right) * CIN_i$$



Costo energia elettrica

- ➔ determinazione iniziale dei costi di energia elettrica (nelle tariffe 2013):

$$CO_{EE,i} = \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)_{2011} * kWh^{2011} * (1 + I^{2012}) * (1 + I^{2013})$$

- ➔ determinazione dei costi di energia elettrica efficienti:

costo medio EE del settore nel 2013

$$\overline{CO}_{EE}^{2013} = \frac{\sum_i \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)_i^{2013} * kWh_i^{2013}}{\sum_i kWh_i^{2013}}$$

al netto dell'energia reattiva

- ➔ determinazione congruagli/recuperi nel 2015:

$$Rc_{EE,i}^{2015} = \left\{ \min \left[CO_{EE,i}^{2013}; \left(\overline{CO}_{EE}^{2013} * kWh_i^{2013} \right) * 1,1 \right] - CO_{EE,i} \right\} * (1 + I^{2015})$$

al netto dell'energia reattiva

congruaglio pari alla differenza rispetto ai costi effettivamente sostenuti entro il limite del costo medio di settore + 10%



Costo degli edifici non industriali

Nel settore della distribuzione gas, sono stati assunti i seguenti costi di riferimento:

- 25 €/quota fissa per la valorizzazione dell'investimento netto
- 1,53 €/quota fissa per la valorizzazione degli ammortamenti



Perdite di rete e funzionamento AATO

- Quota variabile delle tariffe di acquedotto, corretta per tener conto della differenza tra perdite standard e perdite reali

$$Tar_{eff}^{var} = Tar_{fatt}^{var} * \frac{(1 + \gamma_{std})}{(1 + \gamma_{eff})}$$

- $\gamma_{std} = f(LR, \dots)$ da definire
- Costi AATO da definire e subordinare alla effettiva funzionalità.



Promozione degli investimenti

- Alcune categorie di investimenti potrebbero essere oggetto di specifici meccanismi di promozione:
 - depurazione/fognatura;
 - qualità acqua potabile;
 - emergenza siccità;
 - (impianti finalizzati al riutilizzo delle acque depurate).
- Meccanismo incentivante premi/penalità *output base*:
 - valorizzazione sulla base del costo evitato (*sharing con l'utente finale*);
 - *output*:
 - ✓ data di realizzazione per qualità e depurazione;
 - ✓ disponibilità della risorsa per emergenza siccità;
 - ✓ Quantità di acqua riutilizzata.



Successivi provvedimenti

- Metodo tariffario transitorio. Provvedimento entro ottobre 2012.
- Deposito cauzionale. Provvedimento entro novembre 2012.
- Bonus acqua. Documento di consultazione entro novembre 2012.
- Unbundling contabile. Documento di consultazione entro fine anno.
- Meccanismi premi/penalità per nuovi investimenti. Documento di consultazione entro metà novembre.
- Recuperi partite pregresse. Documento di consultazione entro primi mesi 2013.

