



# Monopoli naturali e Autorità indipendenti: il caso del settore energetico tra regolazione europea e nazionale



**Prof. Valeria Termini**

Commissario dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas  
Vice-Presidente del Consiglio dei Regolatori europei dell'energia (Ceer)



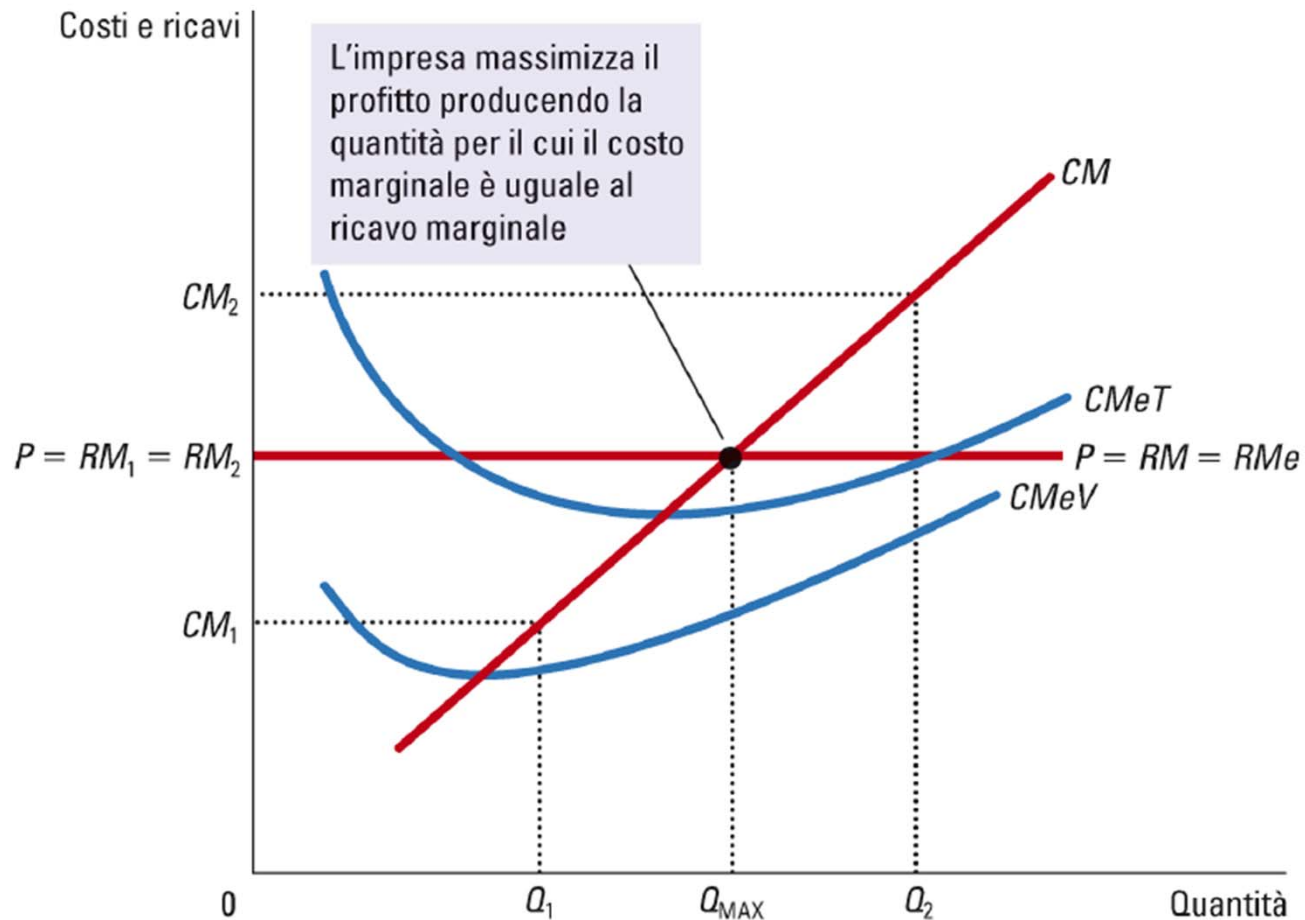
1. Funzioni delle Autorità indipendenti nel monopolio naturale
  - Principi di economia .... e di *governance*
2. L'Autorità dell'energia e dei servizi idrici (l. 481/95)
3. Obiettivi europei – Acer, CEER Commissione e Autorità nazionali: armonizzazione delle regole e mercato unico
  - Un esempio di regolazione nel gas
  - Una trasformazione tecnologica in corso: nuove regole per integrare le nuove FER nel sistema elettrico

## Le tipologie di mercato- Principi di economia

Si possono classificare i mercati in quattro tipologie principali:

- a seconda del numero delle imprese in essi presenti:
  - monopolio: è presente un'impresa;
  - oligopolio: è presente un numero limitato di imprese
- a seconda che il prodotto che vendono sia differenziato o meno:
  - concorrenza monopolistica: prodotti differenziati;
  - concorrenza perfetta: prodotti identici.

## Concorrenza perfetta



In un mercato competitivo il prezzo è uguale al costo marginale di produzione. Nel lungo periodo, il profitto economico si uguaglia allo zero, in modo che il prezzo uguagli il costo medio totale. Un'impresa in concorrenza perfetta considera il prezzo del proprio prodotto come dato e sceglie di produrne la quantità che ne garantisce l'uguaglianza con il costo marginale



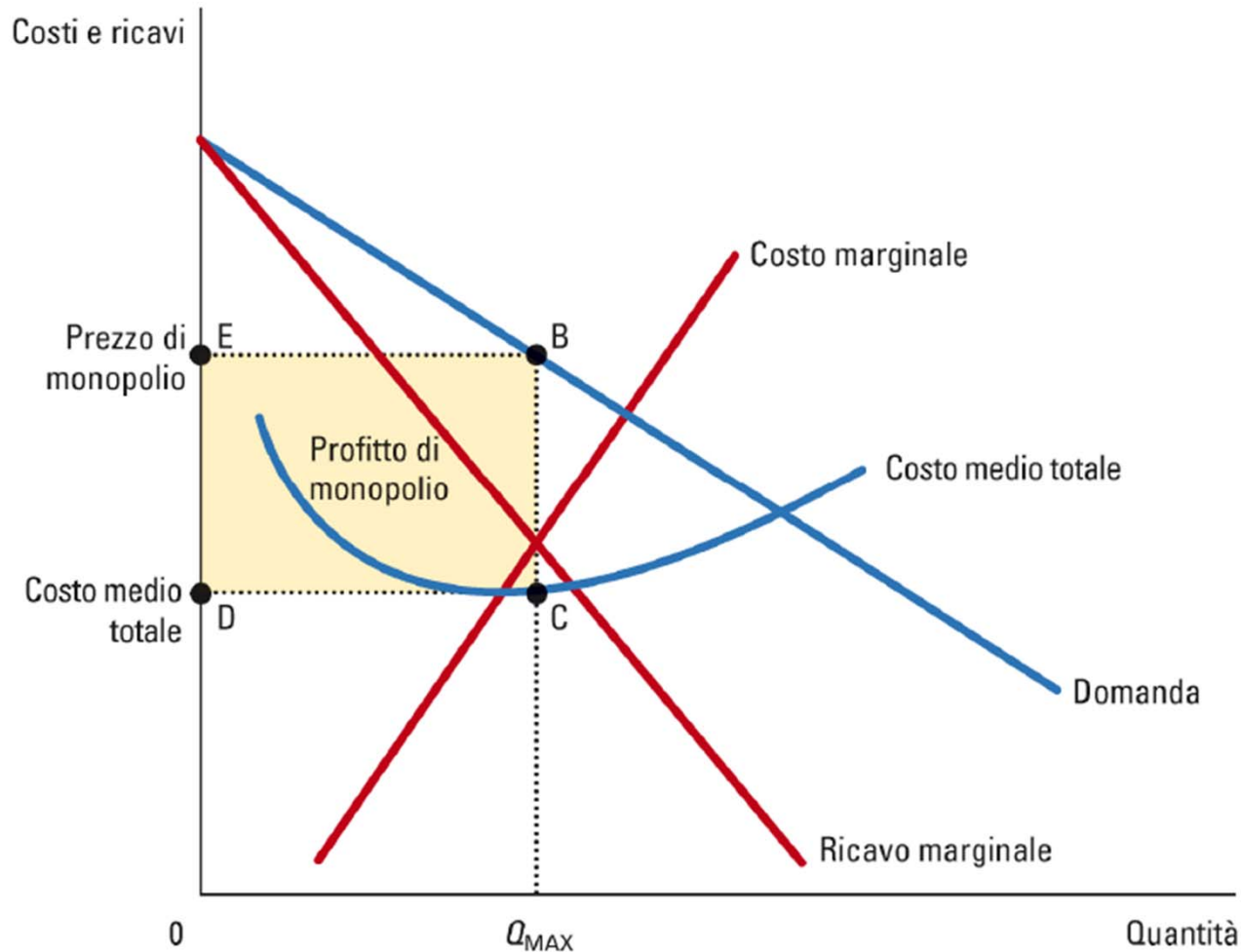
## Regime oligopolistico

- Poche grandi imprese sono in grado di produrre la maggior parte dell'output di mercato
- Un numero limitato di venditori di grosse dimensioni, generalmente in competizione tra loro oppure interessati a pratiche collusive
- Spesso sono presenti barriere all'entrata di nuove imprese, di natura tecnologica oppure strategica
- La caratteristica peculiare dell'oligopolio è il comportamento strategico delle imprese
- Difficilmente gli oligopolisti, nel fissare i prezzi e le quantità, si comportano con assoluta indipendenza l'uno dall'altro; per lo più invece, attraverso accordi di varia natura, gli oligopolisti fissano quantità, prezzi, tipi di prodotto, estensione del mercato ecc.
- in genere il prezzo si stabilizza a un livello superiore a quello che si formerebbe in regime di libera concorrenza e tende a rimanere stabile anche in presenza di contenute variazioni dei costi di produzione

## Regime monopolistico

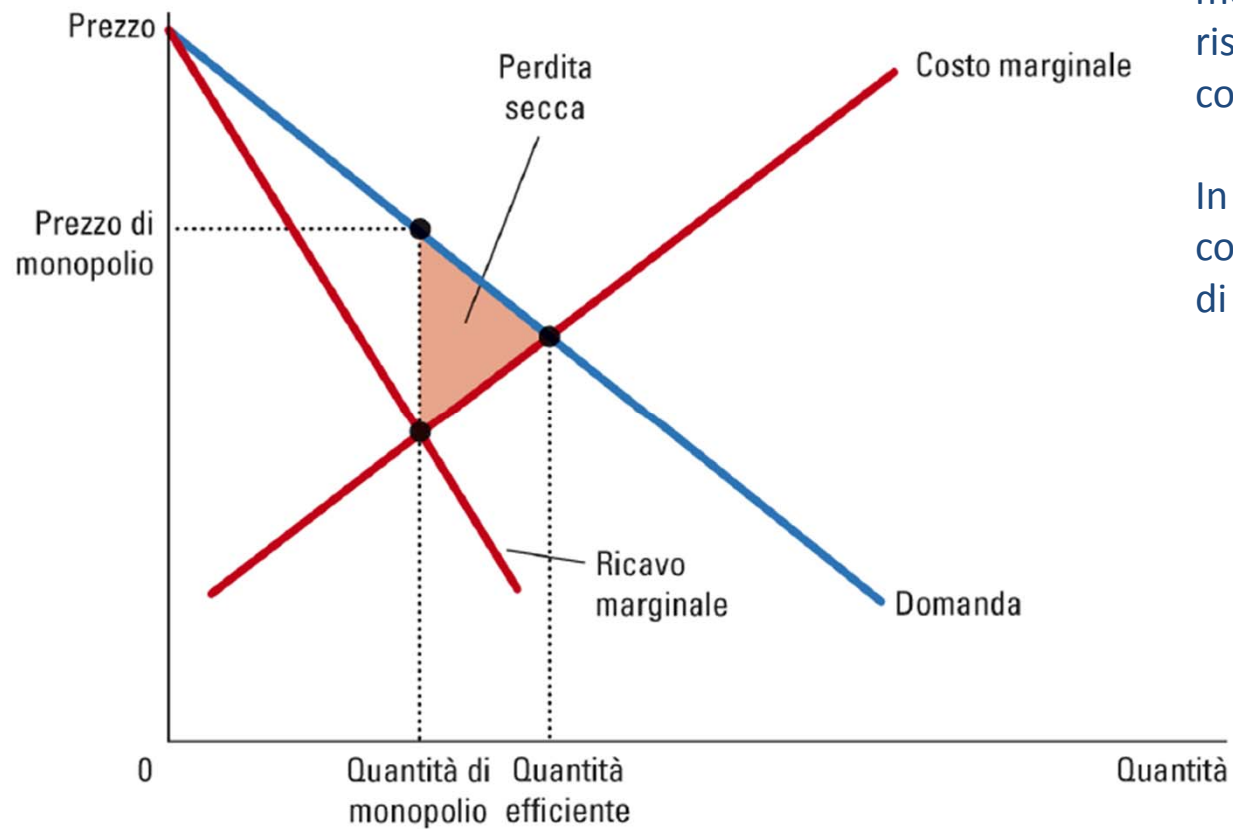
- È una forma di mercato caratterizzata dall'accentramento dell'offerta in un solo venditore. Per questa sua caratteristica, le posizioni di monopolio sono oggetto di controllo delle autorità di regolazione.
- A differenza dell'impresa concorrenziale, per il monopolista il ricavo marginale è inferiore al prezzo. Infatti, il ricavo totale non cresce sempre proporzionalmente alla quantità venduta, ma può aumentare o diminuire a seconda della elasticità della curva di domanda fronteggiata dal monopolista

# Monopolio



Il prezzo applicato dal monopolista è maggiore del costo marginale, generando così un profitto positivo per se stessa e una “perdita” per la società nel suo complesso.

# Monopolio



Il surplus totale in monopolio è inferiore rispetto al surplus totale in concorrenza.

In questo senso il monopolio comporta una perdita netta di benessere sociale



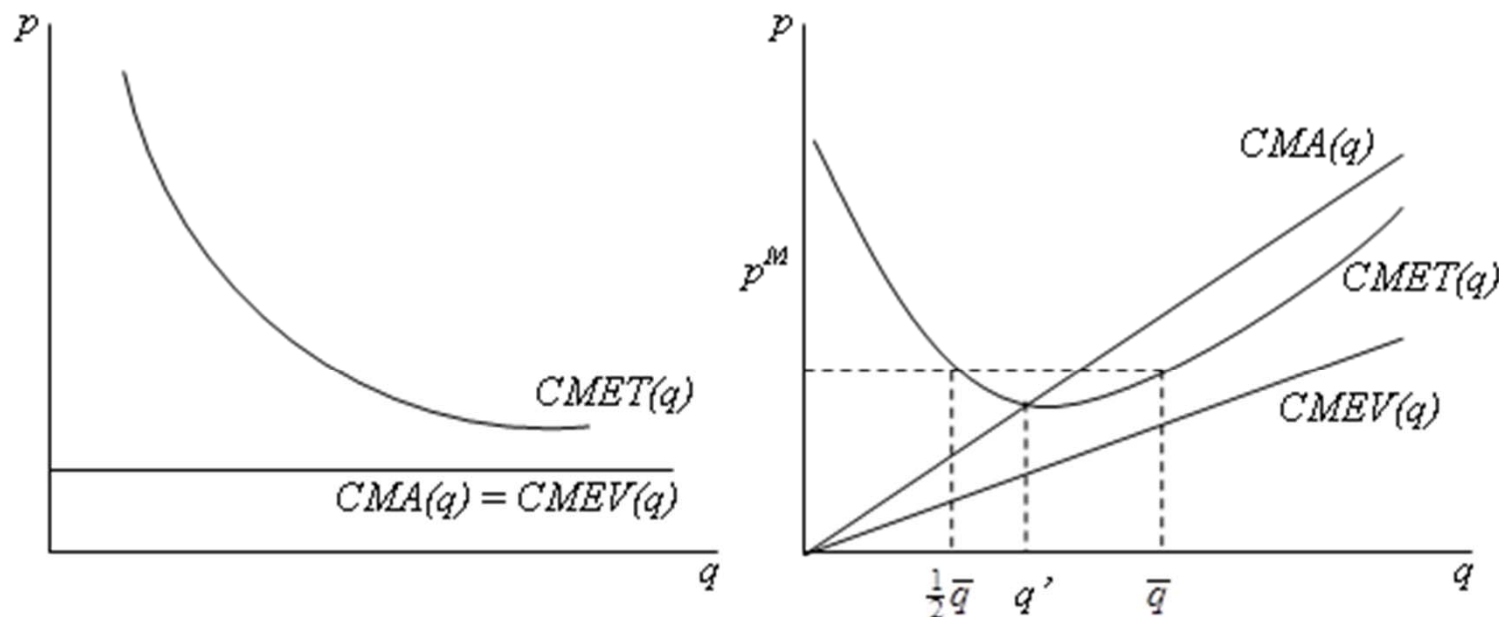
## Distorsioni del regime di monopolio

- il regime di monopolio è fonte di due ordini di distorsioni rispetto al corrispondente regime di concorrenza perfetta, entrambe ricollegabili alla divergenza fra prezzo e costo marginale:
- **una distorsione allocativa:** il prodotto di equilibrio in regime di monopolio è inferiore a quello di concorrenza; ne discende una perdita di surplus netto sociale.
- **una distorsione nella distribuzione dei benefici dello scambio fra consumatori e produttore:** il monopolista, grazie alla divergenza fra prezzo di monopolio e costo marginale, si appropria di una parte del surplus consumatori.

## Monopolio naturale

- Si ha monopolio naturale quando è tecnicamente più efficiente, ossia a più basso costo medio totale, la produzione di un bene o servizio necessaria a soddisfare la domanda di mercato effettuata da un'unica impresa piuttosto che suddivisa fra più imprese con la medesima tecnologia del monopolista.
- Ovvero si ha funzione di costo sub additiva se il costo di produrre la quantità  $q$  in un'unica impresa è inferiore alla somma dei  $c \times$  produrre la stessa quantità suddividendola in molte imprese con la stessa tecnologia.
- Il termine di monopolio naturale è stato usato per la prima volta da John Stuart Mill nel 1848

## Monopolio naturale



Figg. 5.1.a e 5.1.b.

Rendimenti di scala: a) sempre crescenti, b) crescenti fino a  $q'$ .

La funzione di costo totale  $C(q)$  è sub additiva in relazione al livello di prodotto  $q$  se, posto  $q=q_1 + q_2 + \dots + q_n$ , si ha:

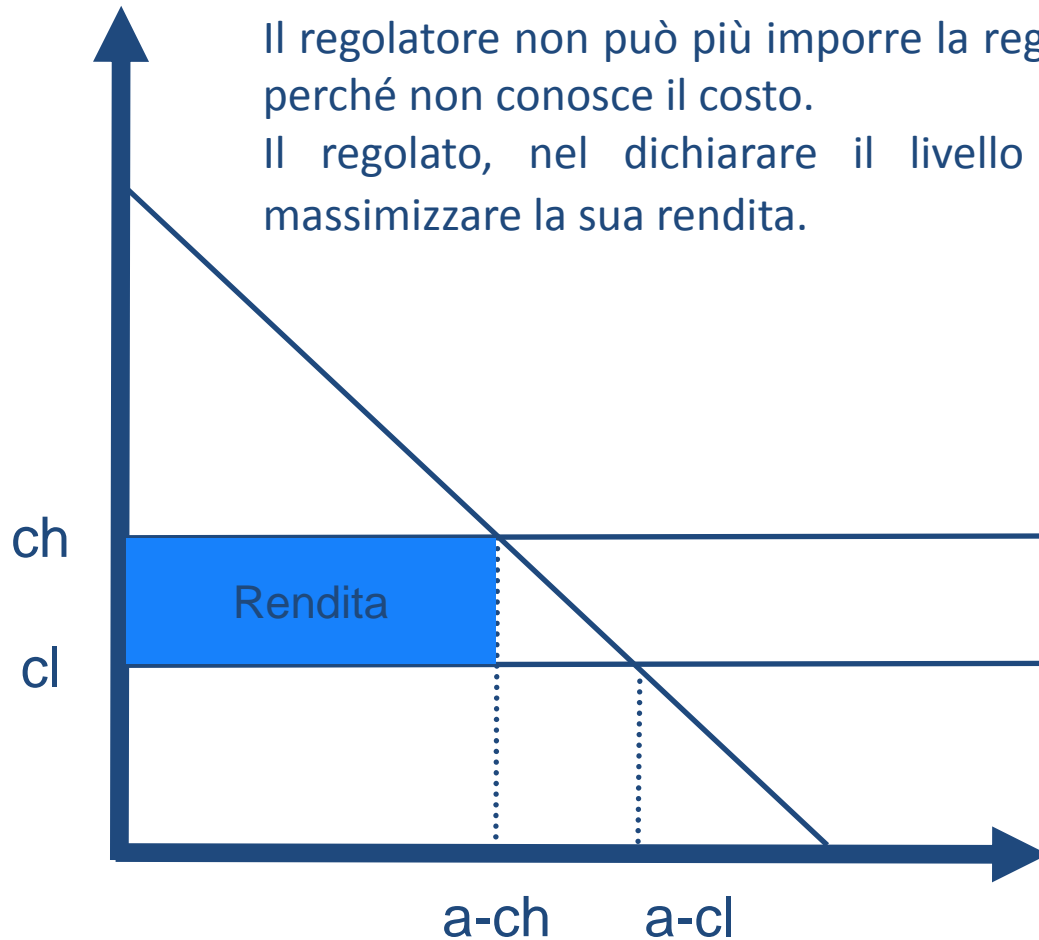
$$C(q) < \sum_{n=1}^N C(q_n)$$

## Quali contromisure per evitare la perdita di *welfare* connessa al monopolio?

Lo Stato ha messo in atto diverse contromisure, fra cui:

1. stimolare la concorrenza (e.g. attraverso le norme Antitrust)
2. trasformare alcuni monopoli privati in imprese pubbliche  
(Enel'67)
3. regolamentare il comportamento di imprese monopolistiche  
con Autorità indipendenti di settore (AEEGSI)

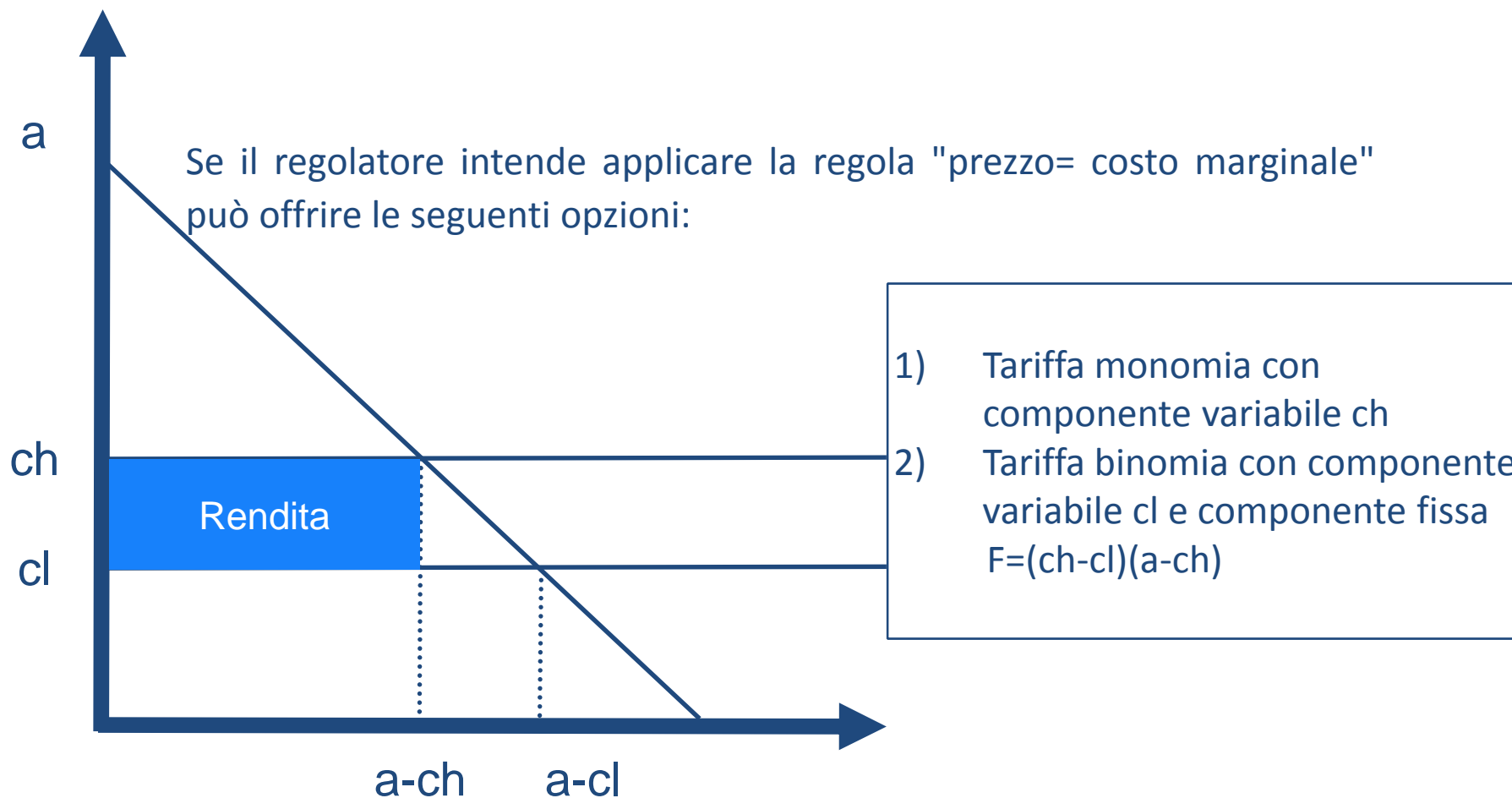
## La regolazione del monopolio con informazione asimmetrica



Il regolatore non può più imporre la regola "prezzo = costo marginale", perché non conosce il costo.  
Il regolato, nel dichiarare il livello del costo, può mentire per massimizzare la sua rendita.

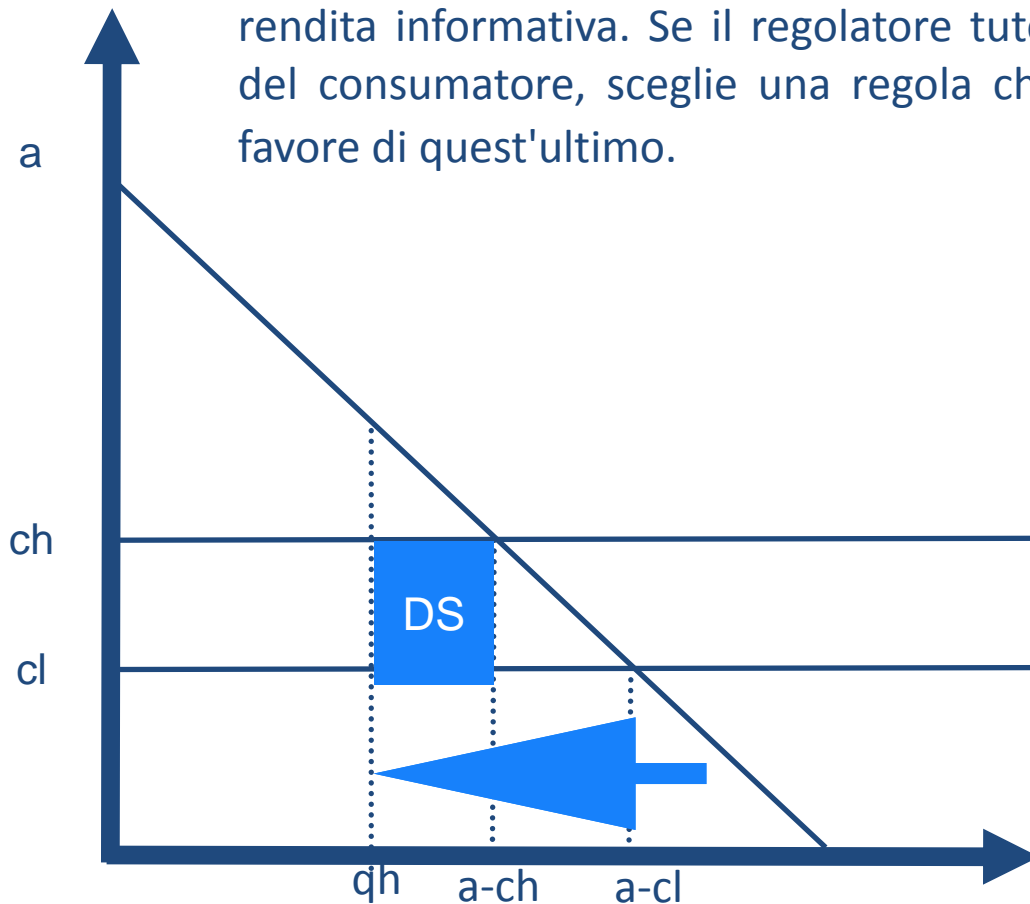
Il tipo efficiente ha incentivo a dichiarare  $ch$  invece di  $cl$ , in modo da fissare il prezzo al di sopra del costo e godere di una rendita.

## Offrire opzioni tariffarie efficienti



## Trasferire surplus dall'impresa al consumatore

La regola di allocazione efficiente, tuttavia, non massimizza il surplus atteso del consumatore, perché concede al tipo efficiente la massima rendita informativa. Se il regolatore tutela maggiormente il benessere del consumatore, sceglie una regola che opera una redistribuzione a favore di quest'ultimo.



Per ridurre la rendita ed aumentare il surplus, il regolatore può agire solo riducendo la quantità prodotta dal tipo inefficiente.

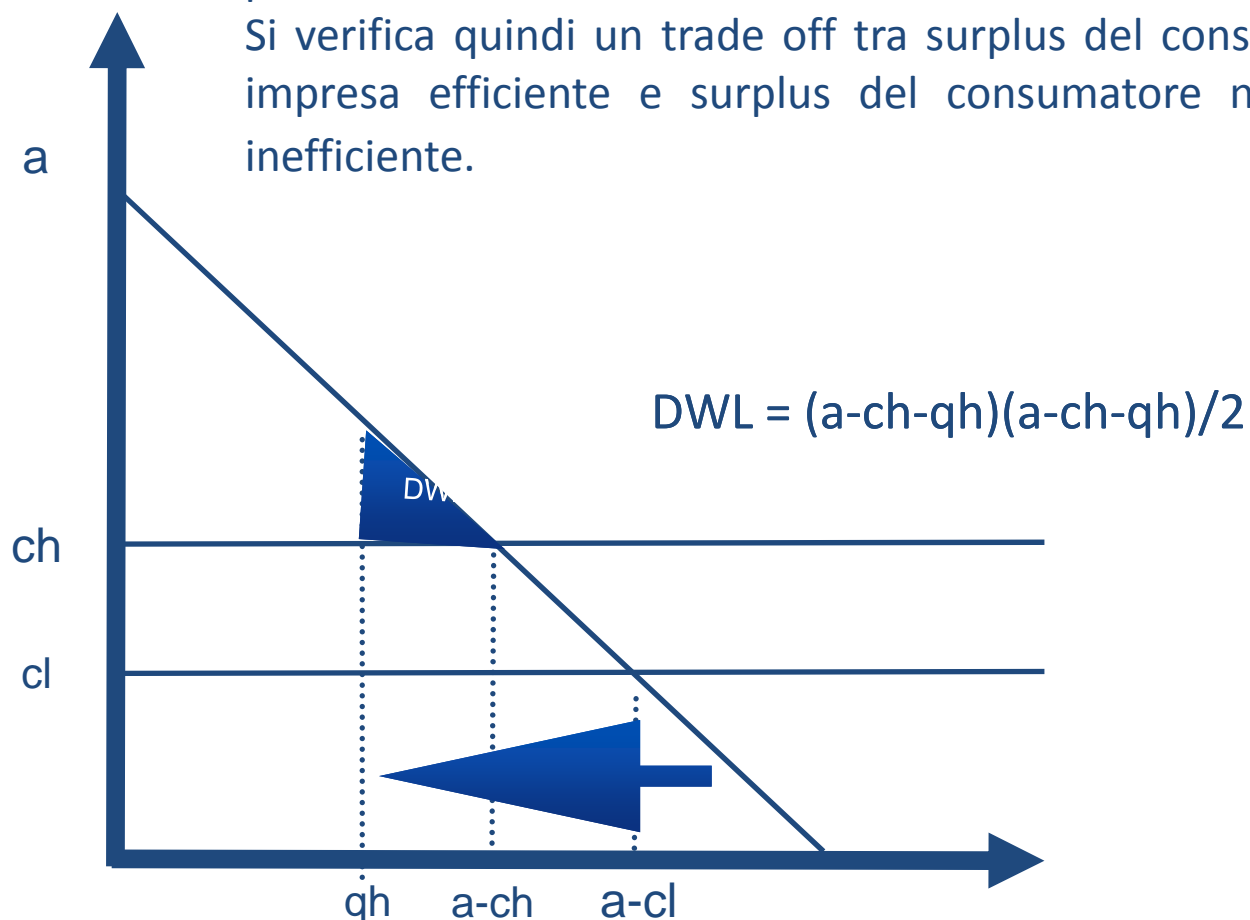
$$DS = (a - ch - qh)(ch - cl)$$

## Contemperare efficienza con redistribuzione



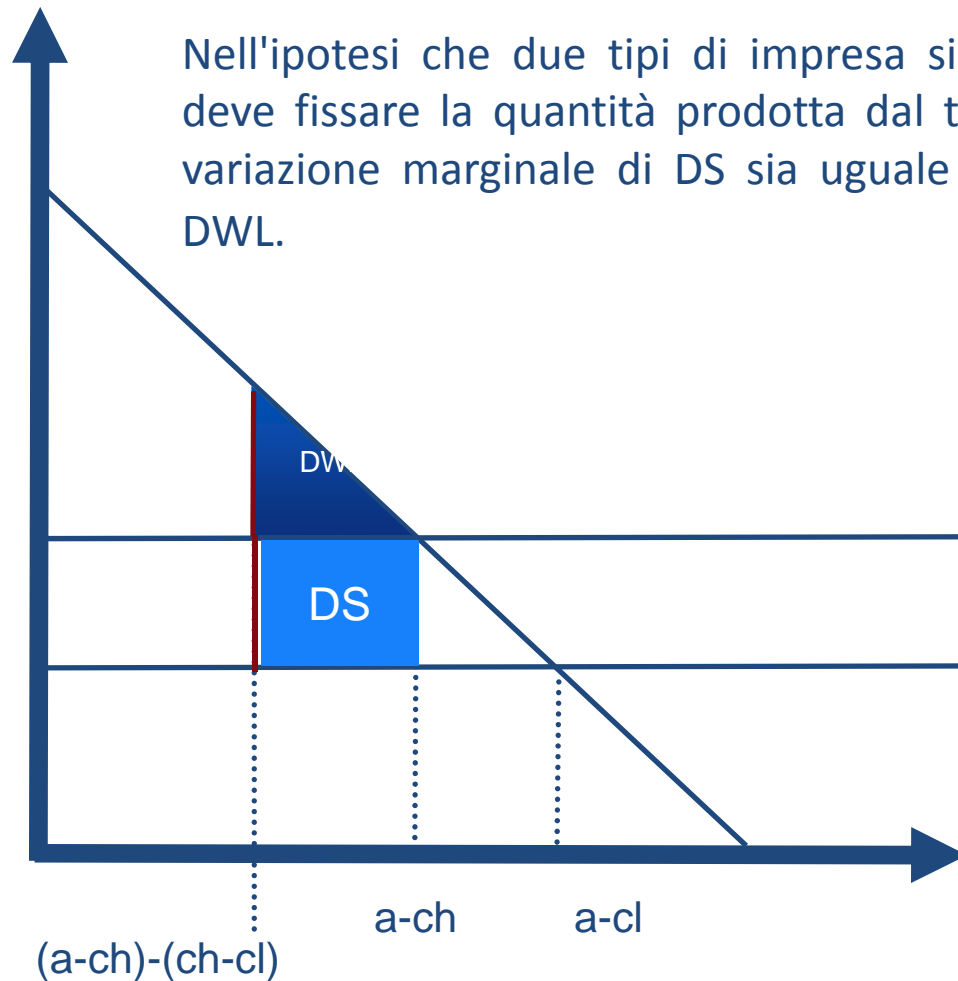
Riducendo la quantità prodotta dal tipo inefficiente, il regolatore genera però DWL.

Si verifica quindi un trade off tra surplus del consumatore nel caso di impresa efficiente e surplus del consumatore nel caso di impresa inefficiente.





## Scegliere un equilibrio sub-ottimale



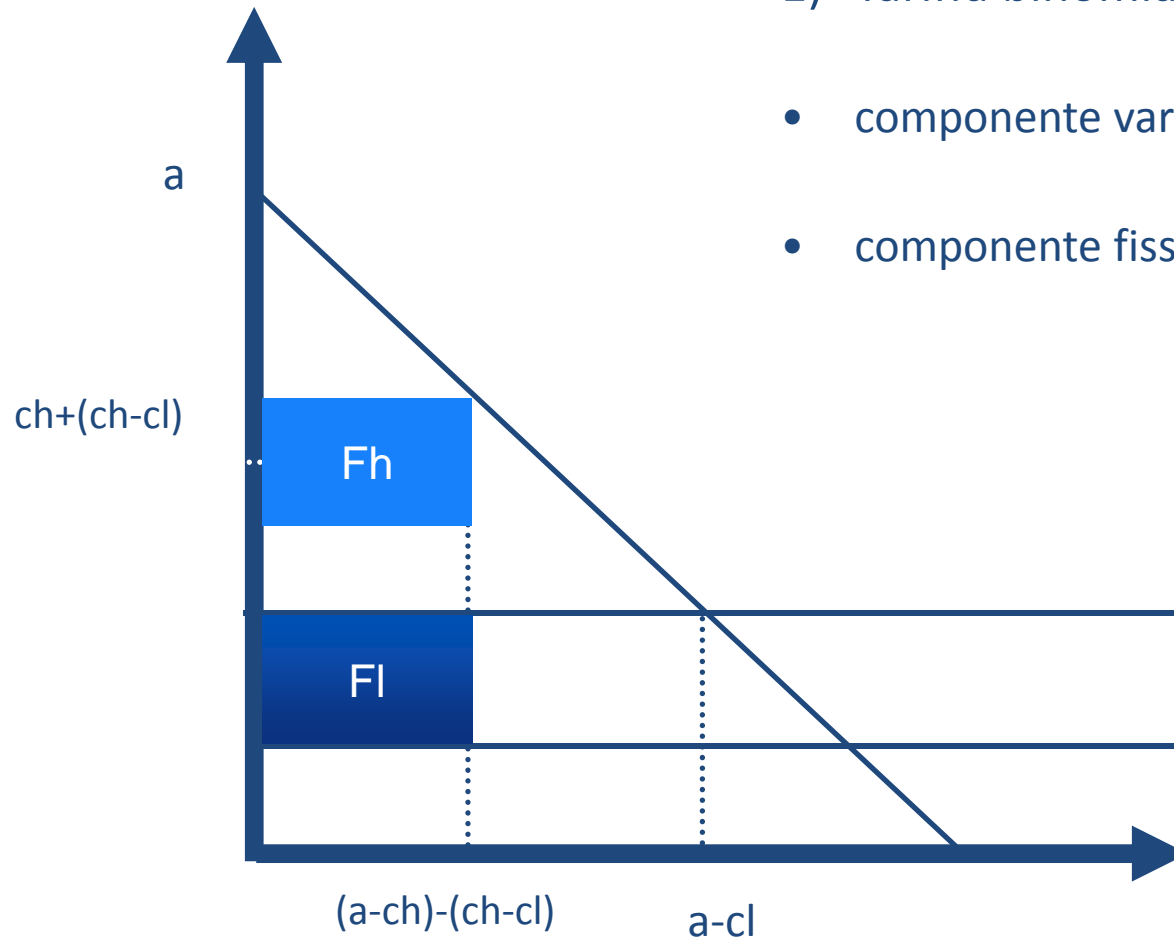
$$ch-cl=a-ch-qh$$

Il surplus recuperato nel caso di tipo efficiente più che compensa quello perso nel caso di tipo inefficiente.

## Offrire opzioni tariffarie distorsive

### 1) Tariffa binomia con prelievo

- componente variabile =  $ch+(ch-cl)$
- componente fissa  $Fh = -(ch-cl)[(a-ch)-(ch-cl)]$



### 2) Tariffa binomia con trasferimento

- componente variabile =  $cl$
- componente fissa
- $FI=(ch-cl)[(a-ch)-(ch-cl)]$

## Conclusioni

Nell'opzione 1 il regolatore fissa la componente variabile al di sopra del costo marginale del tipo inefficiente ed estrae la rendita che altrimenti si genererebbe a mezzo di una componente fissa di segno negativo (prelievo). Quindi la rendita è nulla.

Nell'opzione 2 il regolatore fissa la componente variabile pari al costo marginale del tipo efficiente e riconosce una rendita a mezzo di una componente fissa di segno positivo.



## Funzioni delle Autorità indipendenti per evitare la perdita di *welfare* e garantire la sicurezza del sistema

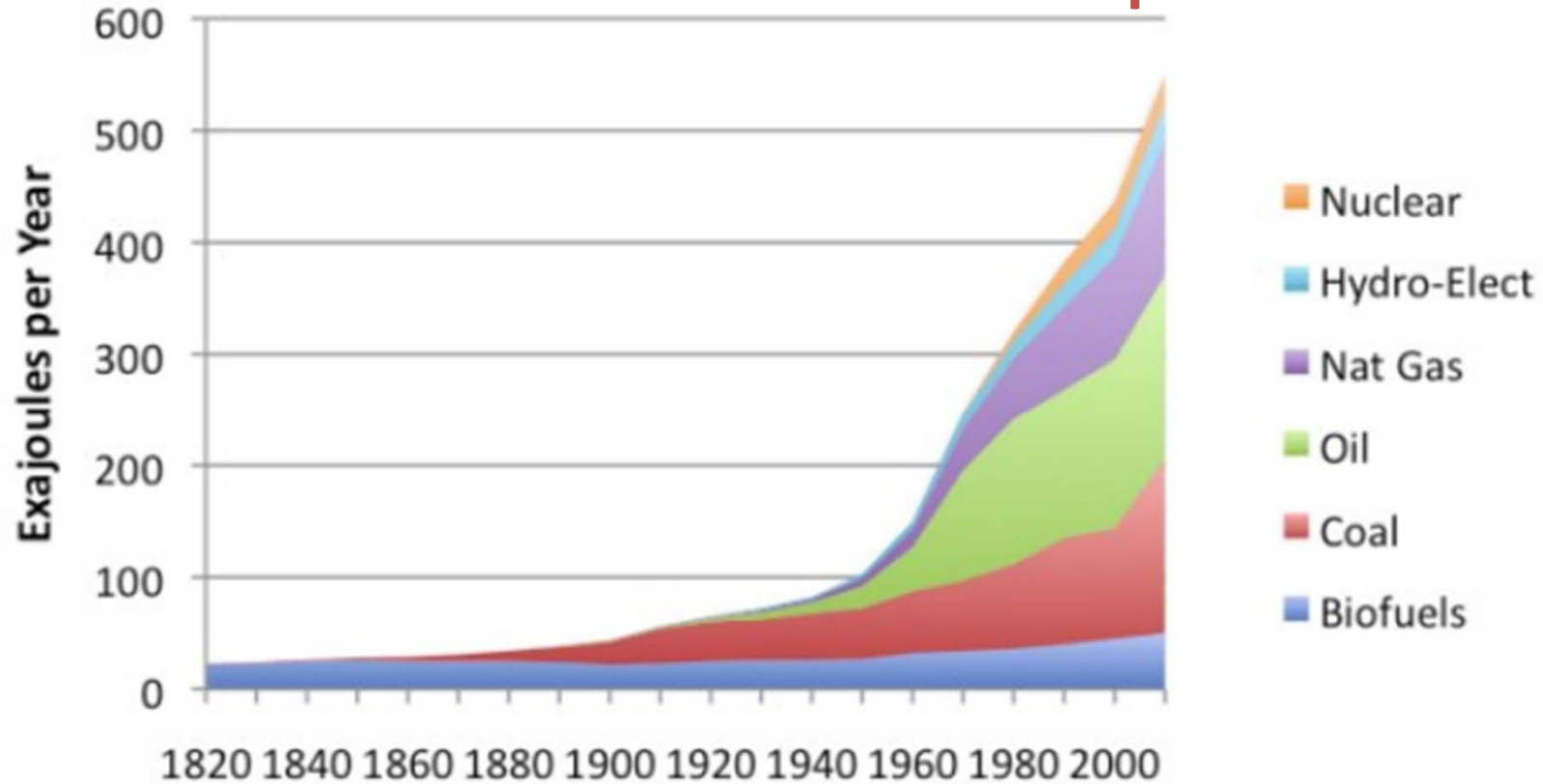
1. Tariffe / costi/ incentivi (**opex** : cost-reflective +); remunerazione degli investimenti delle imprese regolate (**capex**: con criteri certi, trasparenti e di lungo periodo + innovazione)
2. Tutela dei consumatori (es. contratti non richiesti, switching, conguagli ripetuti)
3. Regole e sanzioni per promuovere la trasparenza, escludere comportamenti discriminatori dei soggetti regolati (es P in Sicilia, ripristino Cortina e Umbria 2012/13) e misure per garantire sicurezza tecnica del sistema
4. Monitoraggio dei mercati (con G di F e protocolli con altre AI)



## **Un esempio di monopolio naturale. L'energia, input centrale per la crescita economica e lo sviluppo sociale**

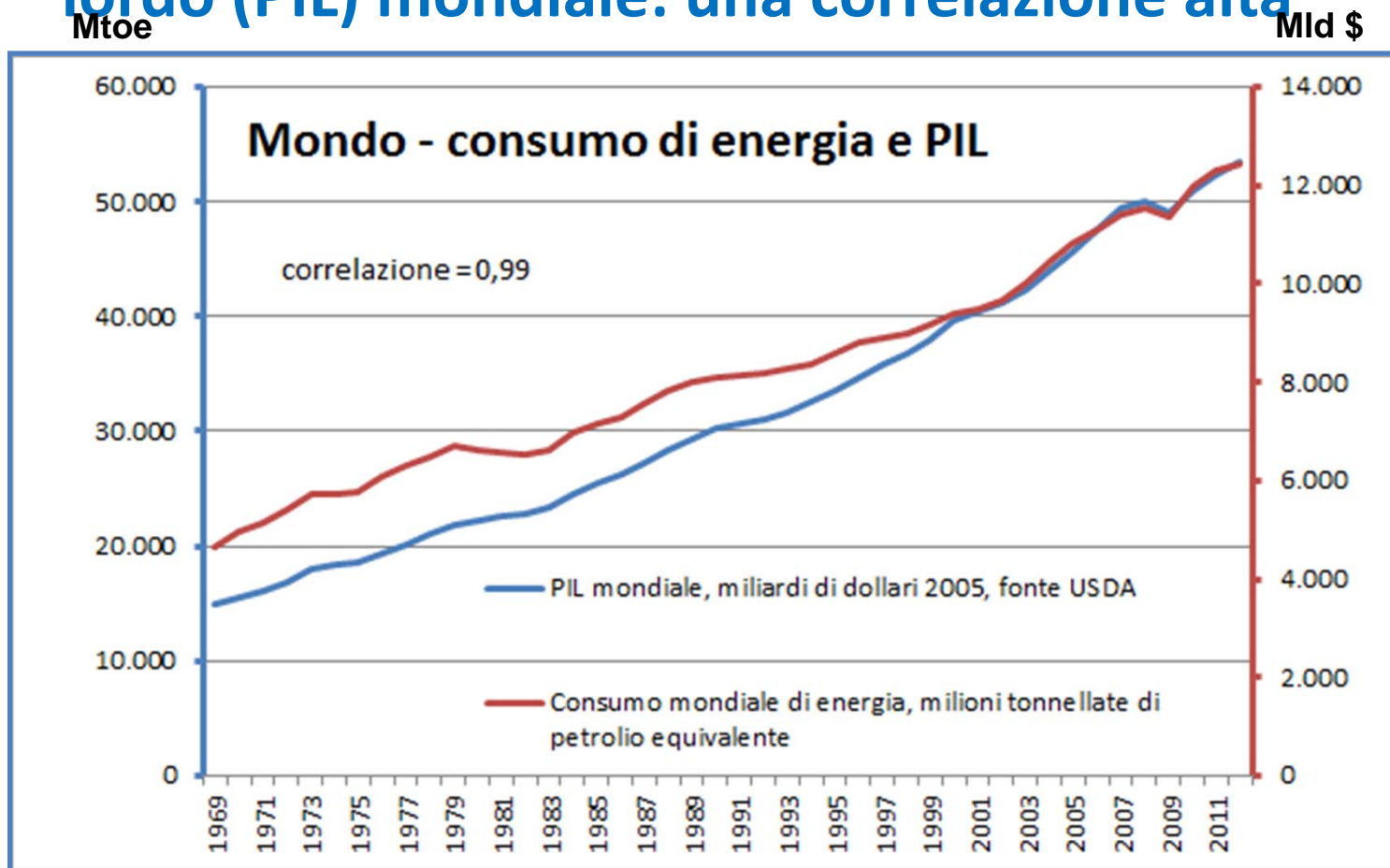
(Biblio: *D.Landes "Prometeo liberato" '69 e C.Cipolla '61, Rivoluzione industriale + P.Yergin '90+ IEA, World Energy Outlook, 2014 Brics e carenza energia*)

## Il consumo di energia nel mondo dal 1820 ad oggi rivoluzione industriale e fonti primarie



Fonte: IEA, 2011

## Consumo di energia e crescita del prodotto lordo (PIL) mondiale: una correlazione alta

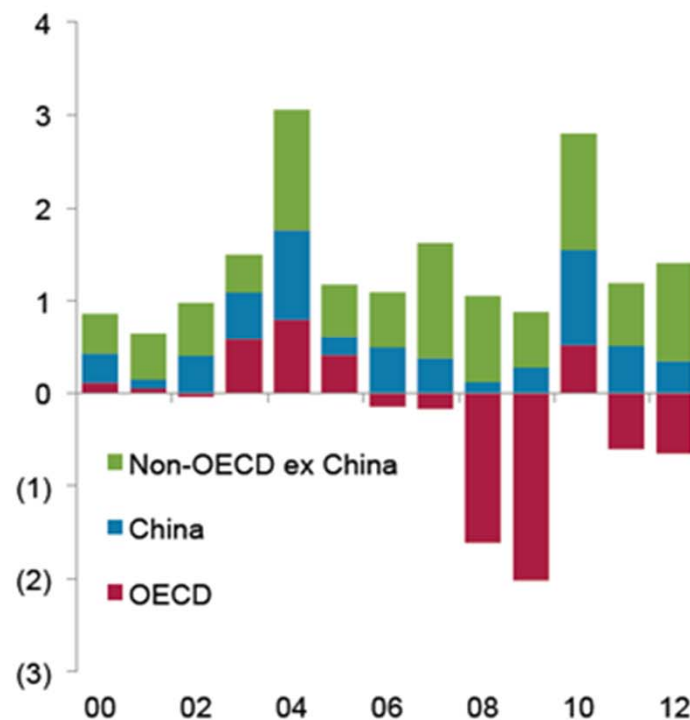
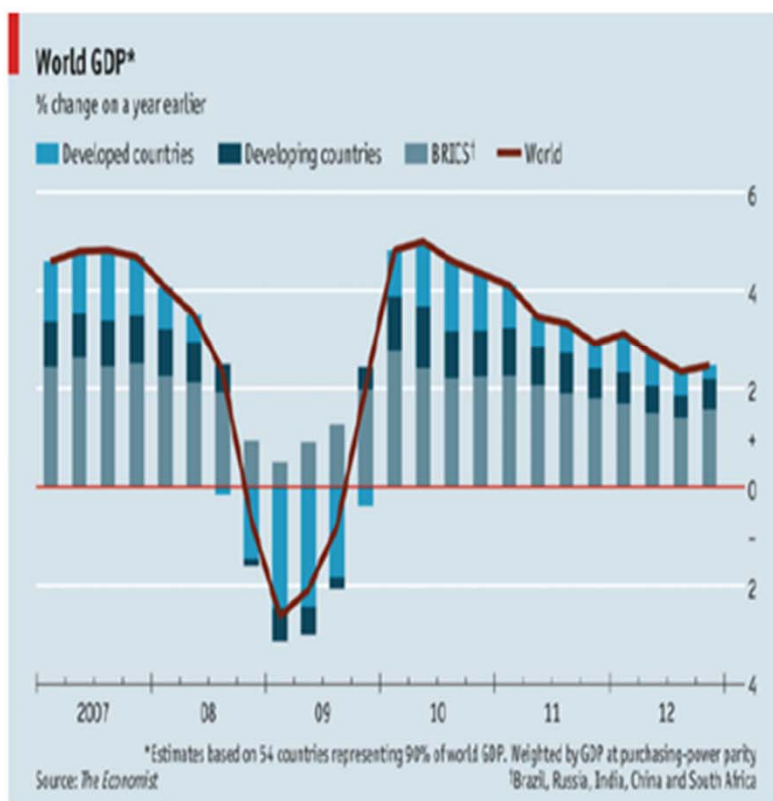


Fonte: USDA, elaborazione dati BP, 2012

# Correlazione tra domanda di energia e crescita

## Crisi economica e domanda di petrolio

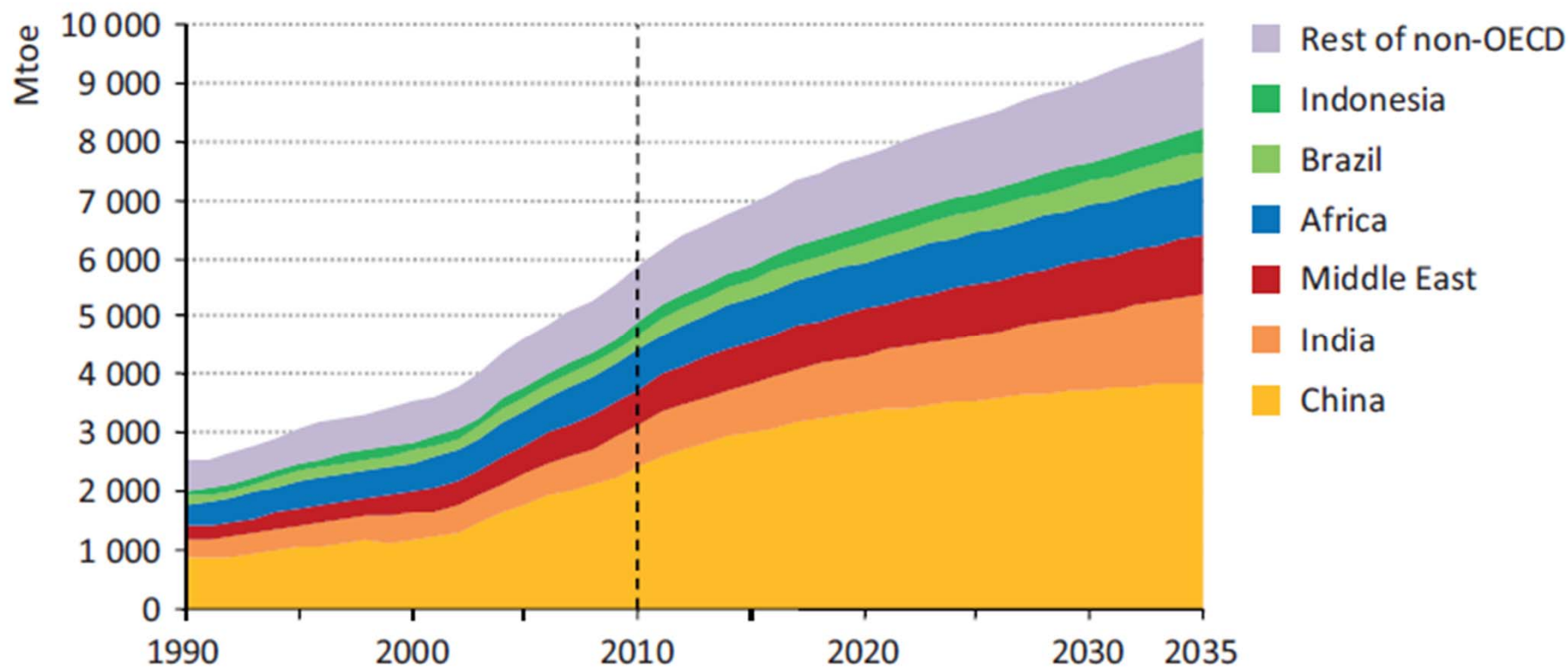
### Year-on-Year Changes in Global Oil Demand



Fonte: Energy Aspects



## Il consumo di energia nei paesi emergenti –BRICS- raddoppia in pochi anni



Fonte: IEA, 2011

Million Tonnes of Oil Equivalent



## **Principi di *governance*:** ***-Istituzioni e regole-***

Alla vigilia del processo di liberalizzazione, il modello di impresa dominante nei settori dell'energia e del gas era caratterizzato dalla coesistenza di tre fattori:

1. Impresa verticalmente integrata
2. Proprietà pubblica dell'impresa
3. Prezzi // tariffe amministrate

## Gli anni '90 - Le liberalizzazioni in Europa

- Direttiva 96/92/CE – liberalizzazione del settore elettrico
- Direttiva 98/30/CE – liberalizzazione del settore gas
  
- Direttive 2003/55/CE e 2004/55/CE
  - Norme comuni per il mercato interno di gas e elettricità

Obiettivo: la realizzazione di un mercato unico interno europeo competitivo dell'energia



## Le pietre miliari del percorso di liberalizzazione in UE

- **Il primo pacchetto energia (1996-98):** regole comuni minime per l'inaugurazione dei mercati energetici europei (elettricità e gas): es. *Third party access (TPA)*, *unbundling* contabile.
- **Il secondo pacchetto energia (2003):** verso un processo di armonizzazione più efficace al fine di migliorare il funzionamento dei mercati europei dell'energia; le autorità nazionali di regolamentazione (ANR) sono rese indipendenti dal settore e hanno un set minimo di compiti (ad esempio tariffe); entra in vigore l'*unbundling* giuridico delle attività regolamentate.
- **Il terzo pacchetto energia (2009):** rafforzamento dei regolatori nazionali; costituzione di nuove istituzioni al livello europeo (ACER, ENTSO, Associazione europea di operatori del sistema di trasmissione), disposizioni più efficaci per l'*unbundling*. L'ACER a Lubiana (2010) ... tornando a Bruxelles con il **Trattato di Lisbona (1 dicembre 2009)** che fornisce una base giuridica per la futura **politica europea per l'energia**.
- **Consiglio europeo, Febbraio 2011:** completamento del mercato unico per l'elettricità e il gas entro il 2014.

## Elementi della liberalizzazione

La Direttiva CE n. 96/92/Ce è recepita in Italia il 16 marzo 1999.

Elementi fondamentali del processo:

- Separazione del segmento in monopolio naturale (le reti) dai segmenti potenzialmente in concorrenza della filiera: “*unbundling*” delle attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita delle imprese verticalmente integrate. (Alternativa Nord Pool)
- Obbligo di *accesso di terzi alla rete* per le società di trasmissione e di distribuzione, che devono permettere di fruire della rete a prezzi non discriminatori a tutti gli utenti del sistema elettrico
- Istituzione delle Autorità indipendenti per l'Energia Elettrica e il Gas nei Paesi membri



## Organizzazione del settore in Italia dopo la liberalizzazione

- Si è passati da un'unica impresa verticalmente integrata (Enel) di proprietà pubblica dove i prezzi all'utenza erano fissati per via amministrata (tariffe), ad un mercato potenzialmente concorrenziale. L'Enel è stata costretta a vendere parte degli impianti di produzione, tramite "pacchetti" di vendita appositamente costituiti;
- L'istituzione del mercato dell'energia all'ingrosso, la Borsa dell'Energia organizzata e gestita dal Gestore del mercato elettrico (GME), il quale organizza, in maniera neutrale, trasparente, obiettiva e concorrenziale il mercato dell'energia elettrica (fisico, ambientale, *forward*)
- Introduzione della nuova figura del grossista: intermediario che acquista energia elettrica e la rivende ai consumatori finali in un sistema di libero mercato;
- Suddivisione dei clienti finali in clienti idonei e clienti in > tutela e istituzione dell'Acquirente Unico con la funzione di fornire energia elettrica alle società di distribuzione per la copertura della domanda del mercato di maggior tutela;
- La nascita del Gestore della rete di trasmissione nazionale che si occupa dell'attività di trasmissione e dispacciamento. (Dal 2005 il GRTN ha cambiato nome in GSE e tutte le risorse dedicate al dispacciamento sono state cedute a Terna Spa)



## La 481/95 e i poteri attribuiti all'Autorità

- L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è un organismo indipendente, istituito con la **legge 14 novembre 1995, n. 481** con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo.
- L'Autorità svolge inoltre una **funzione consultiva** nei confronti di Parlamento e Governo ai quali può formulare segnalazioni e proposte
- Ha competenze specifiche e, nei settori di competenza, regola attraverso provvedimenti (deliberazioni)

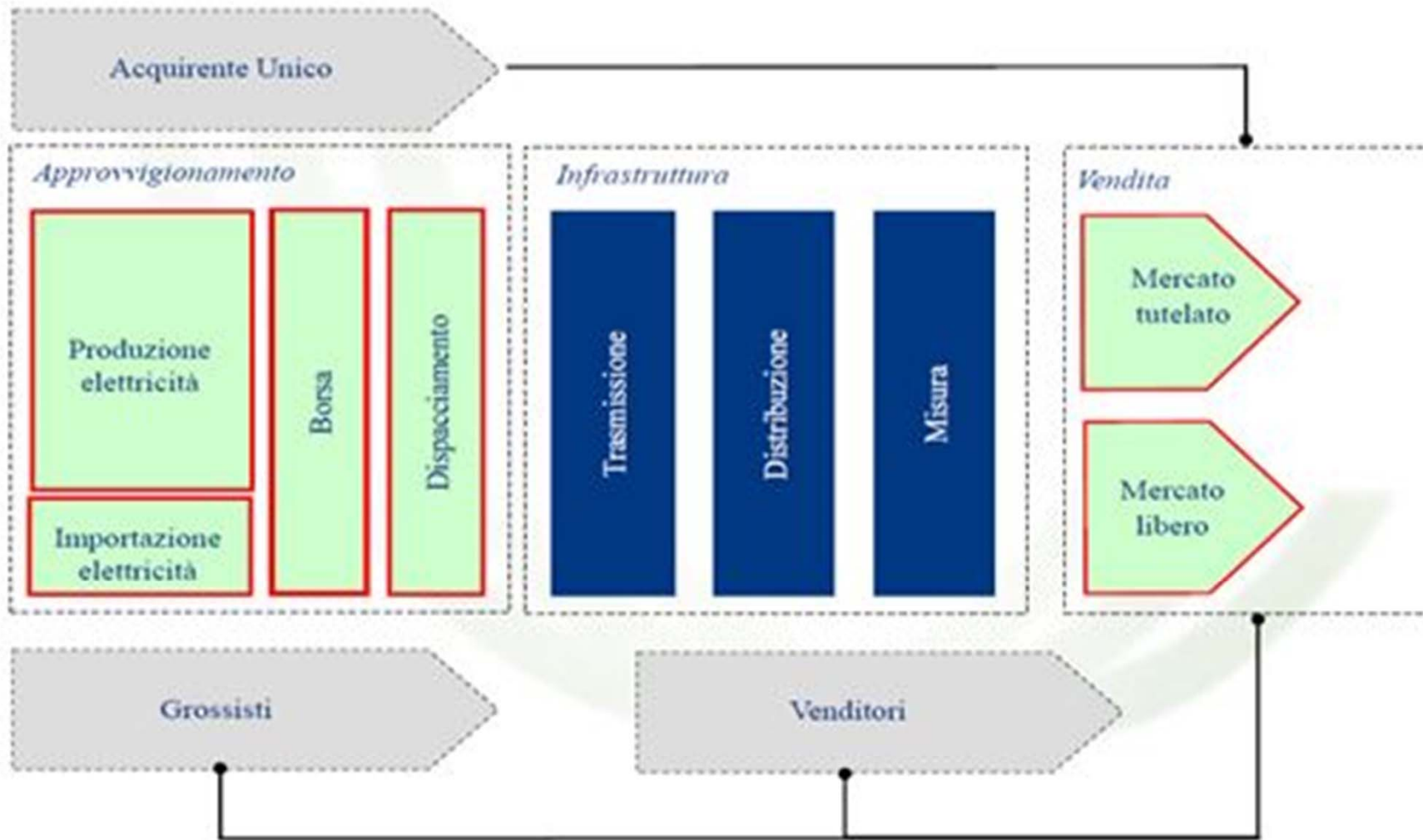


## Le competenze dell'Autorità

- Le tariffe per l'uso delle infrastrutture: garantisce la parità d'accesso, e promuove, attraverso la regolazione incentivante gli investimenti con riferimento all'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza;
- Assicura la pubblicità e la trasparenza delle condizioni di servizio e promuove concorrenza e standard di sicurezza negli approvvigionamenti
- Aggiorna trimestralmente le condizioni economiche di riferimento per i clienti che non hanno scelto il mercato libero
- Accresce i livelli di l'informazione, consapevolezza e tutela dei consumatori
- Svolge attività di monitoraggio, di vigilanza e controllo, su qualità del servizio, sicurezza, accesso alle reti, tariffe, incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate e in materia di Robin Hood Tax. Può imporre sanzioni e valutare impegni delle imprese a ripristinare gli interessi lesi (dlgs 93/11)
- Collabora con i regolatori dei paesi europei (Acer e CEER)



## La filiera elettrica oggi





## **1. Un esempio di regolazione nel settore del gas**

- Una rivoluzione nel settore del gas.**
- Infrastrutture e mercato.**
- Paradigmi economici e scelte del regolatore**
- Difficili trade-off nella regolazione del mercato**



## Alcuni nodi dopo la rivoluzione del settore -*shale gas* + GNL-

- 1) Le infrastrutture: tariffe e prezzi per remunerare gli investimenti
- 2) Nuove regole per il mercato nelle *framework guidelines* di ACER
- 3) Il prezzo della *commodity*: i contratti di commercializzazione

## Il nodo delle infrastrutture nel settore del gas

- Le principali questioni riguardano:
  - Lo sviluppo della rete
  - La gestione dei flussi sulla rete (congestioni)
  - La gestione delle riserve di gas (stoccaggio), per bilanciare i flussi sulla rete e compensare le variazioni cicliche di domanda
  - I rigassificatori sono una fonte alternativa ai gasdotti che deve essere integrata nella filiera del gas per accogliere GNL



## La rete

Vi possono essere due approcci per lo sviluppo e la gestione della rete di trasporto gas:

- Decentrato
- Centralizzato

## Approccio decentrato

- Frammentazione della rete tra soggetti privati che vendono diritti di trasporto.
- La domanda di diritti di trasporto è funzione del differenziale di prezzi tra le zone ( $p_x - p_y$ ), l'offerta è funzione della capacità di trasporto sul tratto della rete interessata ( $m^3/\text{anno}$ )
- Problemi:
  - Sviluppo efficiente della rete complessiva
  - Remunerazione degli investimenti senza tariffa:
    - L'allocazione efficiente dei diritti dovrebbe allineare i prezzi tra le diverse "zone" collegate in assenza di congestioni
    - Ma la remunerazione degli investimenti attraverso i diritti non è certa.

## Approccio centralizzato

- Un solo soggetto gestore della rete di trasporto in regime di monopolio (TSO/ Snam).
- La tariffa (regolata) fissa la remunerazione del TSO per trasporto unitario
- Metodi di determinazione della tariffa:
  - *Cost plus*: non c'è rendita, ma neppure stimolo alla minimizzazione dei costi.
  - Regolazione incentivante:
    - Si riconosce una parte della rendita che deriva dall'efficientamento per i costi operativi (*profit sharing, price cap*).
    - Il capitale viene remunerato sulla base del costo medio ponderato (WACC, *weighted average cost of capital*). Ad alcune categorie di investimento viene riconosciuta una sovra-remunerazione (*extra-wacc*).

## Regolazione italiana

- Approccio centralizzato
- Regolazione incentivante:

$$WACC(pre\ tax) = \frac{\left[ 1 + \left( \frac{K_e}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + K_d * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right]}{1 + rpi} - 1$$

dove:

- $K_e$  è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- $E$  è il capitale di rischio;
- $D$  è l'indebitamento;
- $K_d$  è il tasso nominale di rendimento del capitale di debito;
- $tc$  è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
- $T$  è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'Irap) sul risultato d'esercizio;
- $rpi$  è il tasso di inflazione.



## Regolazione europea

- Situazione mista:
  - Approccio decentrato con TSO individualmente regolati negli Stati membri (remunerazione con tariffa)
  - Si pone un problema di coordinamento
- E soprattutto:
  - Un problema di allocazione dei diritti di trasporto transfrontaliero:
    - Con aste
    - Regolata con tariffe



## Regolazione dei diritti di trasporto del gas

- Problema: natura del diritto da allocare: fisico vs finanziario
- Diritti fisici: chi li compra diventa proprietario di una quota della capacità di trasporto, che può usare oppure no
- Rischio: congestione commerciale

## Diritti fisici e congestione commerciale

- Il titolare del diritto può sottrarre capacità di trasporto al sistema e avere comportamenti strategici.
  - Es. ENI: ha venduto partecipazioni in gasdotti TENP e TRANSITGAS (Germania e Svizzera) ma ha mantenuto diritti capacità di trasporto.
- Risposta regolatoria: introduzione clausole
  - *Use it or lose it; Use it or sell it*

## Metodi di allocazione dei diritti di trasporto

- Tariffe: i regolatori fissano una tariffa fissa al m<sup>3</sup> di capacità, indipendente dal valore economico del gas trasportato in t (situazione attuale)
- Aste di *bundled products*, in cui il diritto di trasporto è abbinato alla commodity gas.
  - Vantaggio: rimozione degli ostacoli alla frontiera, riduzione del peso degli shipper (ENI). Considerazioni geopolitiche
  - *Framework guidelines* europee vanno in questo senso.



## Diritti finanziari

- Il titolare acquisisce il diritto a farsi pagare dal TSO la differenza tra di due prezzi delle aree interconnesse
- Servono borse con prezzi spot. Il diritto di trasporto è allocato implicitamente nel momento dell'accettazione dell'offerta e la sua valorizzazione è compresa nel prezzo
- Problema: liquidità delle borse spot.

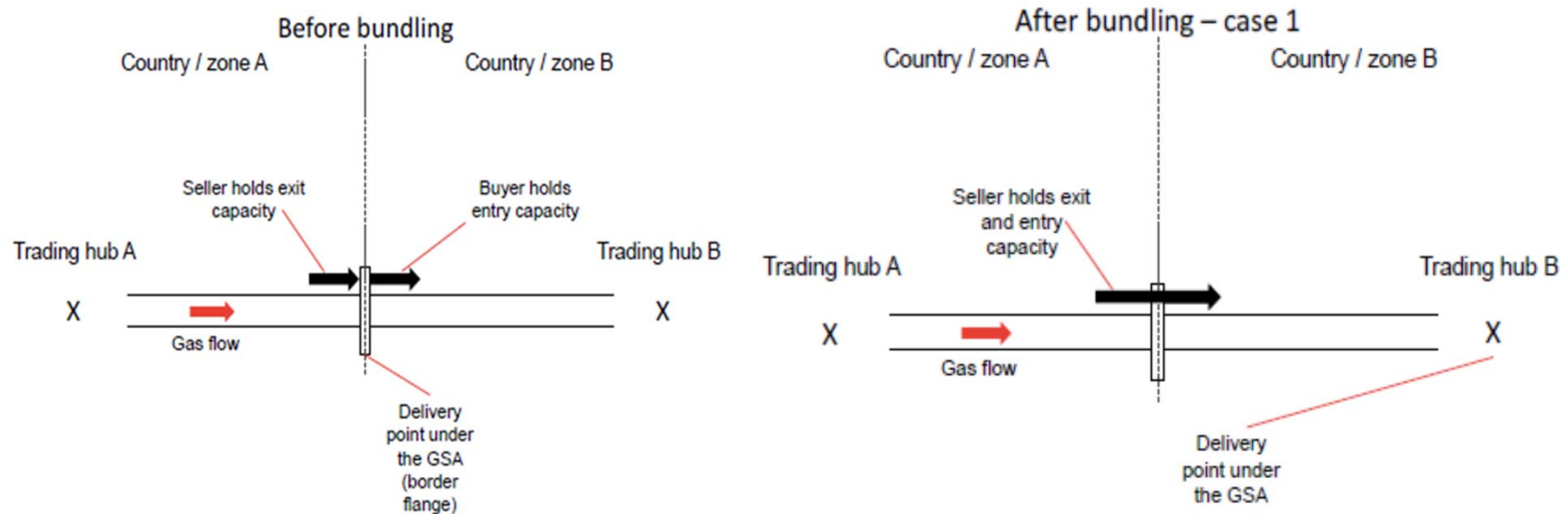
## Paradigmi economici e scelte del regolatore

### - economicità o sicurezza – -prezzi spot // prezzi top?

1. Dopo la rivoluzione dello *shale gas* si sta determinando un insieme di mercati spot in Europa che sostituisce i contratti di lungo periodo indicizzati al petrolio
  
  1. Quali i rischi –di sicurezza fisica e finanziaria- ?
    - I mercati spot avranno abbastanza gas (liquidità) ?
    - Quale la volatilità dei prezzi? Quale sicurezza di approvvigionamento ?
  - Quale nuovo ruolo per le *utilities* ?
    - Quale protezione dall'oligopolio dei produttori extra-Eu ?
- Come bilanciare 2 obiettivi opposti: A. aprire il mercato del gas a offerta e transazioni spot, piu' economiche / B. offrire garanzie di piu' lungo periodo e sicurezza agli investitori che finanziano le infrastrutture ?

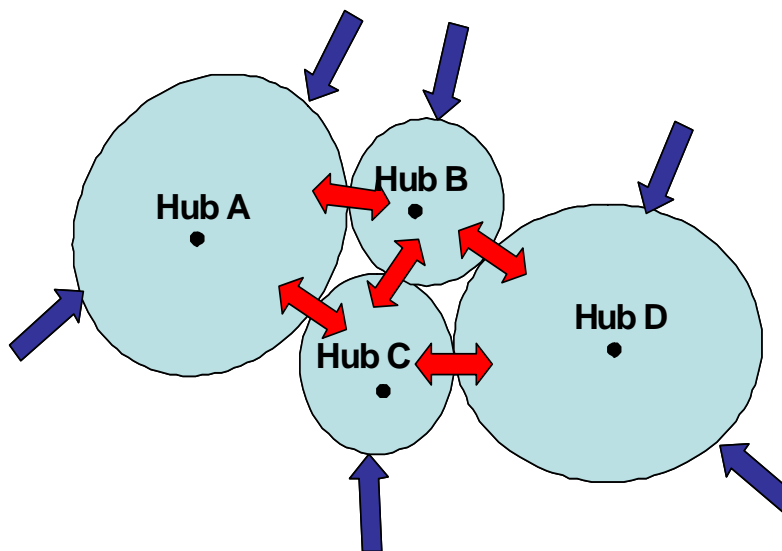
## Le linee guida sul gas

- L'obiettivo è spostare lo scambio dalle frontiere agli hub, eliminando di fatto le frontiere del gas e il bisogno di acquistare separatamente diritti di uscita e di ingresso dai sistemi nazionali ogni volta che si vuole scambiare gas tra Paesi. Con questo sistema si creano “pacchetti” di diritti di uscita ed entrata, detenuti dal venditore.



## Le linee guida ACER sul gas

- Principali aree di lavoro:
  - Meccanismi di allocazione della capacità di trasporto trans-frontaliero
  - Bilanciamento
- Meccanismi di allocazione della capacità:
  - L'idea è di concentrare le transazioni dai confini agli hub nazionali facilitando gli scambi con allocazioni di capacità "hub to hub".







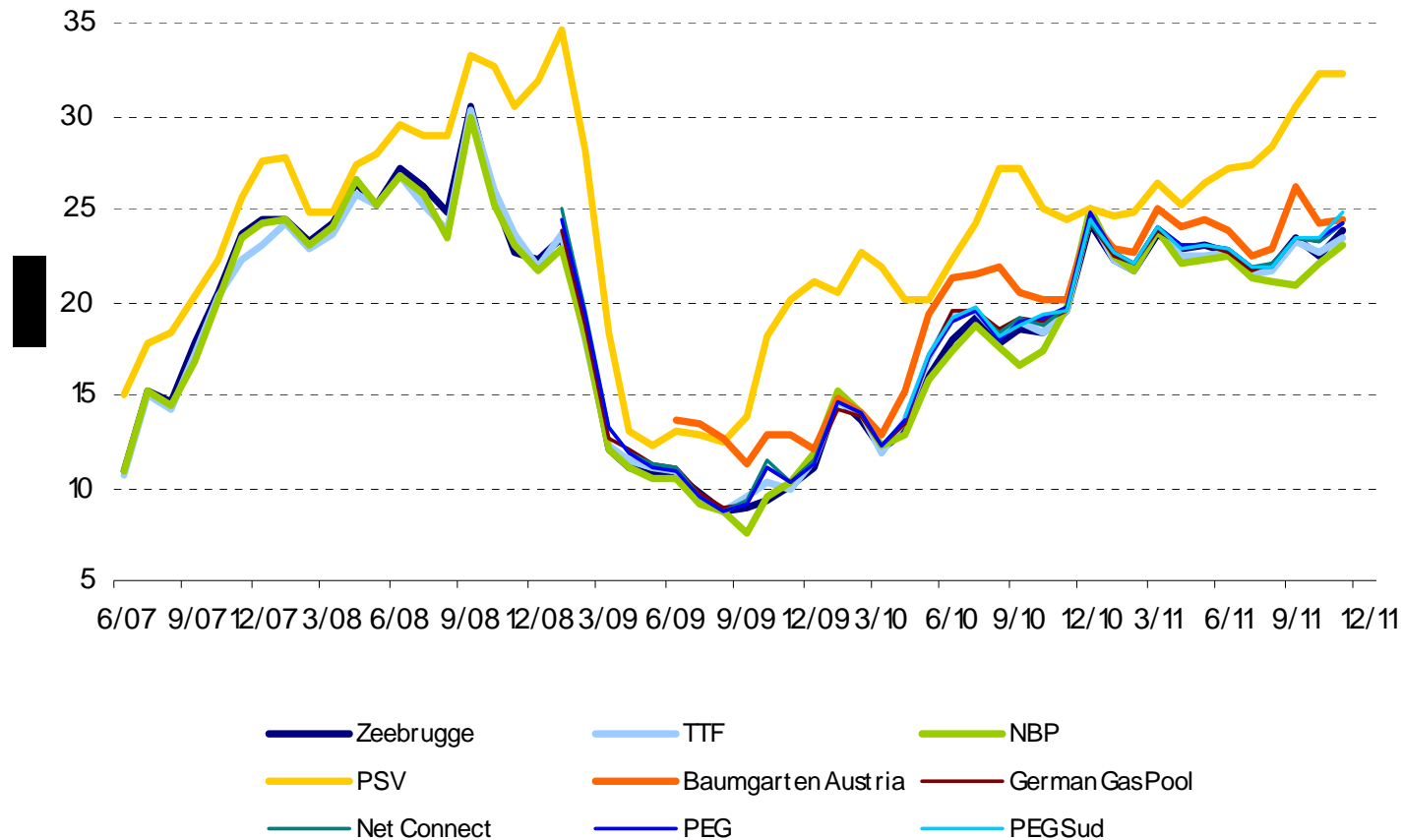
## ACER Framework guidelines on capacity allocation and congestion management (1/2)

- Aim to identify a market mechanism for an efficient allocation of a limited (potentially scarce) resource such as the cross border electricity infrastructures:
  - capacity allocation and congestion management rules are necessary, which need to be consistent with the effective functioning of wholesale markets (power exchanges) in a single EU market;
  - so, we need to move from methods based on bilateral agreement to the integration, coordination and harmonisation of the congestion management regimes at EU level;
  - the different time scales at which electricity is sold (forward - day ahead – intra day- real time) need to be taken into account.

## ACER Framework Guidelines on capacity allocation and congestion management (2/2)

- Methodology adopted by the ACER Framework Guidelines for the day ahead market is the 'implicit auction':
  - if capacity is insufficient to move electricity from one country/zone to another, prices differ and we have a 'congestion rent' equal to the difference between the two prices;
  - most efficient solution: transmission rights between countries are attributed simultaneously according to the day ahead market outcome (the prices and volumes resulting on the Exchange)  
i.e. the operators winning the auction for energy take the corresponding transmission capacity.

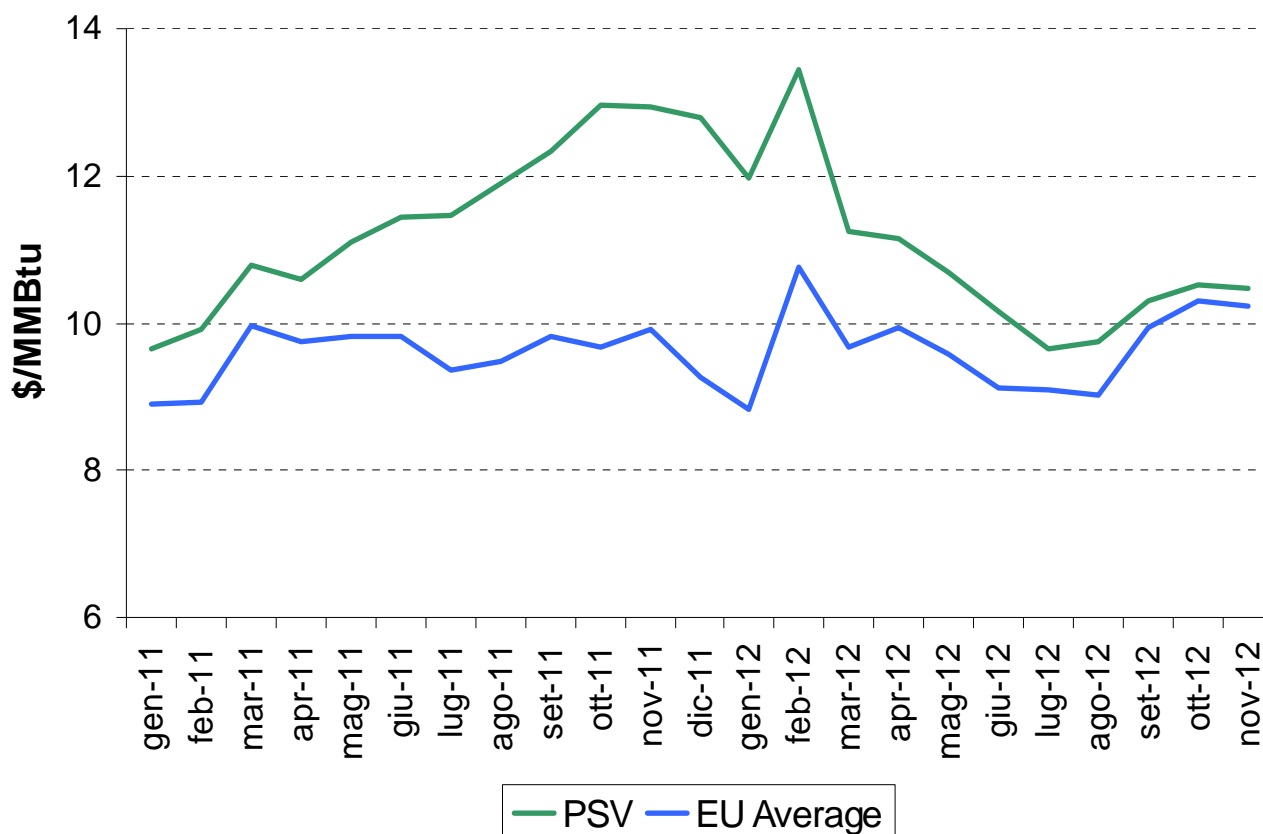
## Prezzi del gas sui principali hub



## Un esempio dell'impatto della regolazione: La convergenza dei prezzi spot dopo la riforma 2/12

### Natural gas spot prices: Italy and the EU

Source: Platts





## Regolatori nazionali e regolatori europei: Bruxelles+Lubiana

- Ci si muove verso
  - Infrastrutture a livello europeo;
  - Diversificazione delle fonti x maggiore sicurezza degli approvvigionamenti extraeuropei;
  - Un più ampio ruolo per l'efficienza energetica;
  - L'integrazione delle nuove energie rinnovabili nel sistema



**Bilancio del gas naturale in Italia**  
(milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)

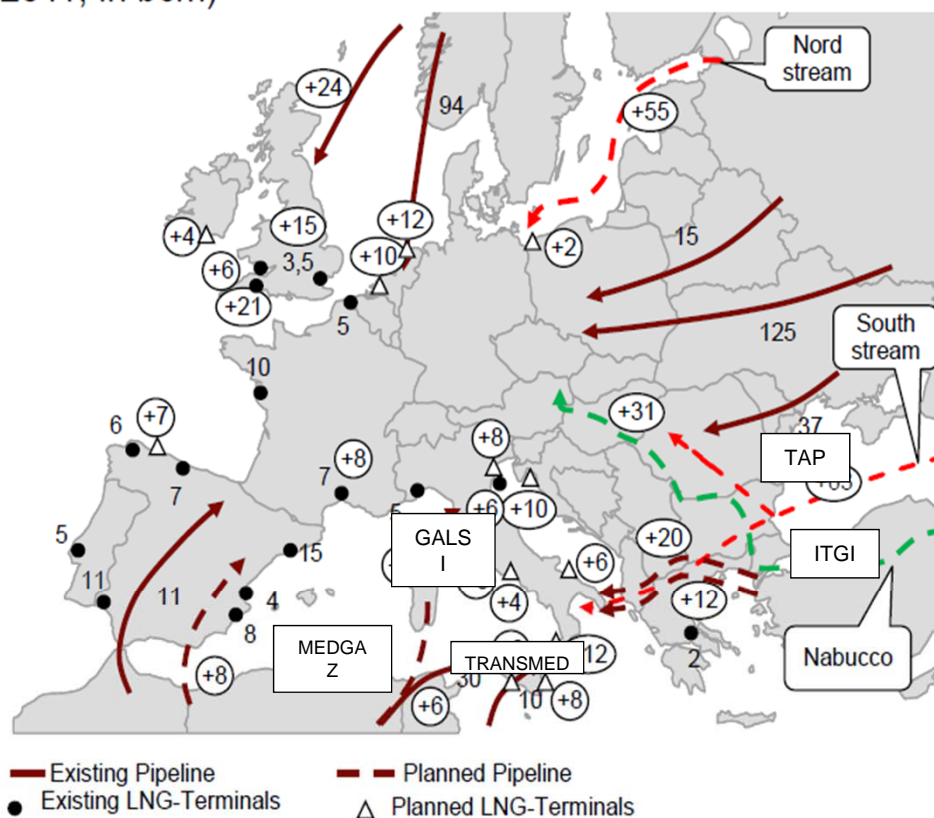
	A N N O				
	2006	2007	2008	2009	2010 (a)
<b>Produzione nazionale</b>	10.979	9.706	9.255	8.013	8.302
<b>Importazione</b>	77.399	73.950	76.867	69.250	75.342
<i>di cui via gasdotto:</i>	74.210	71.519	75.312	66.319	66.258
Algeria	25.005	22.153	24.437	21.330	25.945
Russia	22.520	22.667	22.278	19.999	22.492
Libia	7.692	9.241	9.872	9.168	9.410
Olanda	9.372	8.038	9.416	4.278	4.118
Norvegia	5.745	5.581	6.277	4.160	3.710
Croazia	1.227	748	635	835	448
Altri	2.649	3.091	2.397	6.549	135
<i>di cui via nave (GNL)</i>	3.189	2.431	1.555	2.931	9.084
Algeria	3.164	2.431	1.555	1.340	2.001
Trinidad Tobago	25				
Qatar				1.591	7.083
<b>Esportazione</b>	369	68	210	125	141
<b>Variazione scorte</b>	3.526	-1.309	1.029	-886	522
<b>TOTALE disponibilità</b>	<b>84.483</b>	<b>84.897</b>	<b>84.883</b>	<b>78.024</b>	<b>82.981</b>

(a) Dati provvisori  
(\*) Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale.  
Il gas importato in regime di swap è quindi contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas.

Ministero dello Sviluppo Economico

## Il gas: da dove viene?

### Capacities of gas import pipelines and LNG 2020<sup>1)</sup> – EU27 (2011, in bcm)



1) Doubtful, speculative projects not considered  
 2) Final expected capacity for EU27 in 2<sup>nd</sup> phase (capacity 1<sup>st</sup> phase)  
 Sources: Wingas, EU, E.ON, King & Spalding, Petroleum Economist, IEA, A.T. Kearney

Pipeline (planned/new/extensions)	Capacity <sup>2)</sup> (in bcm)
Medgaz (in operation since Apr11)	8
Nord Stream	55 (27.5)
Nabucco	31 (8)
Galsi	8
South Stream	63
ITG/IGI	12
TAP	20 (10)
Transmed	6

LNG Terminal (planned/new/extensions)	Capacity (in bcm)
South Hook LNG (04/10)	21.2 (10.5)
Grain LNG [Expansion] (12/10)	14.8 (4.4)
Fos-sur-Mer (Caveau) (09/10)	8.25
Gate Terminal (Maasvlakte)	12
Gioia Tauro (Medgas) LNG	12
Krk Island	10
Dunkirk LNG	10
Porto Empedocle LNG	8
Rosignano Marittimo	8
Priolo (Augusta) LNG	8
Trieste LNG	8
El Musel LNG	7
Other projects	25.6

A.T. Kearney 15/November 2011/41845d 12

Nota: per le infrastrutture in fase di progetto i dati potrebbero variare.

## 2° esempio di regolazione: l'integrazione delle nuove fonti rinnovabili nel sistema elettrico

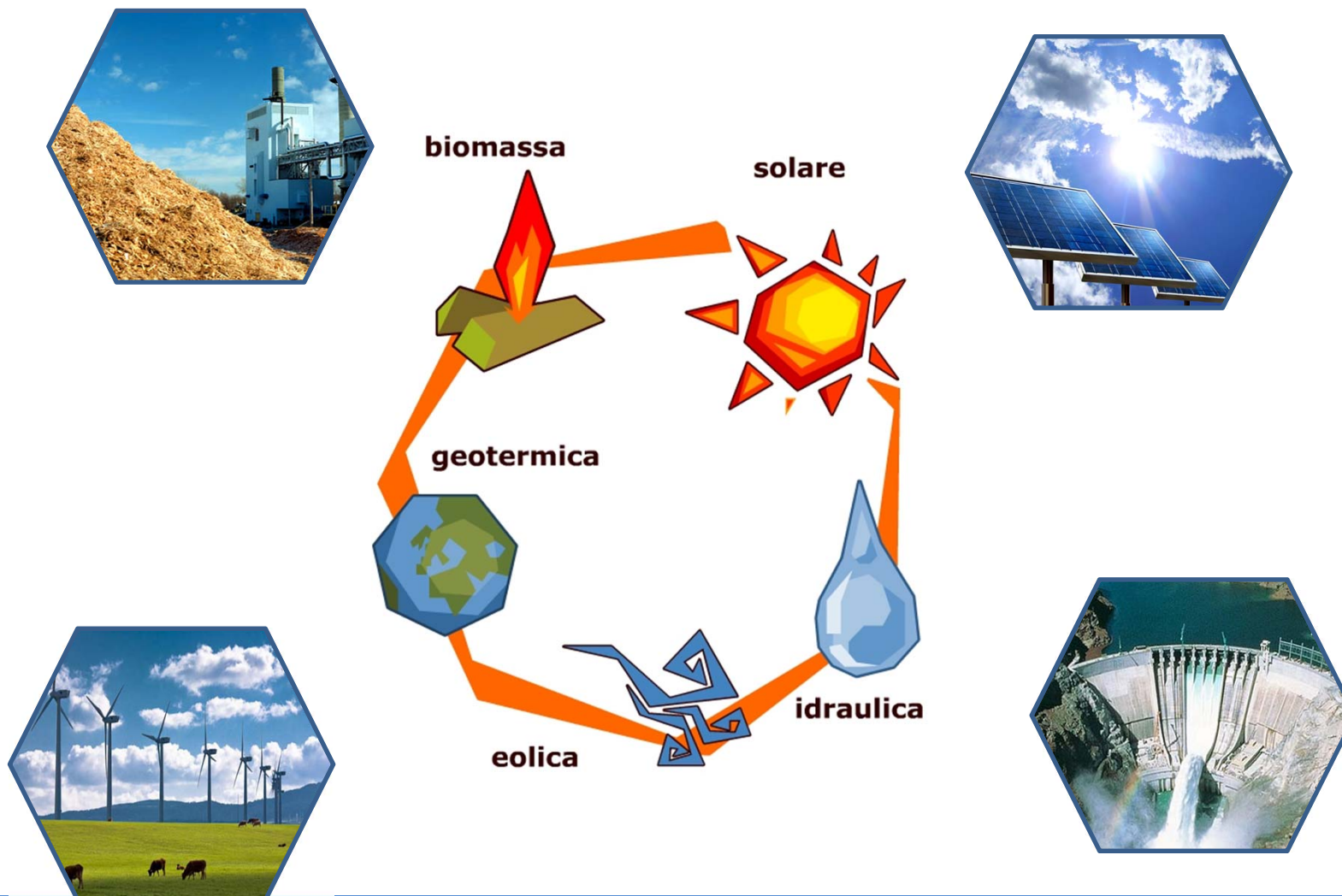
La **micro-generazione distribuita** cambia il paradigma energetico (il consumatore è attivo)

- L'industria si trasforma : *creative destruction* di Schumpeter e... problemi di sicurezza energetica
- Le nuove tecnologie ICT applicate all'energia:  
***smart energy***

➔ ***I costi della transizione, le nuove opportunità e le nuove regole***



## Le nuove fonti rinnovabili - una rivoluzione tecnologica



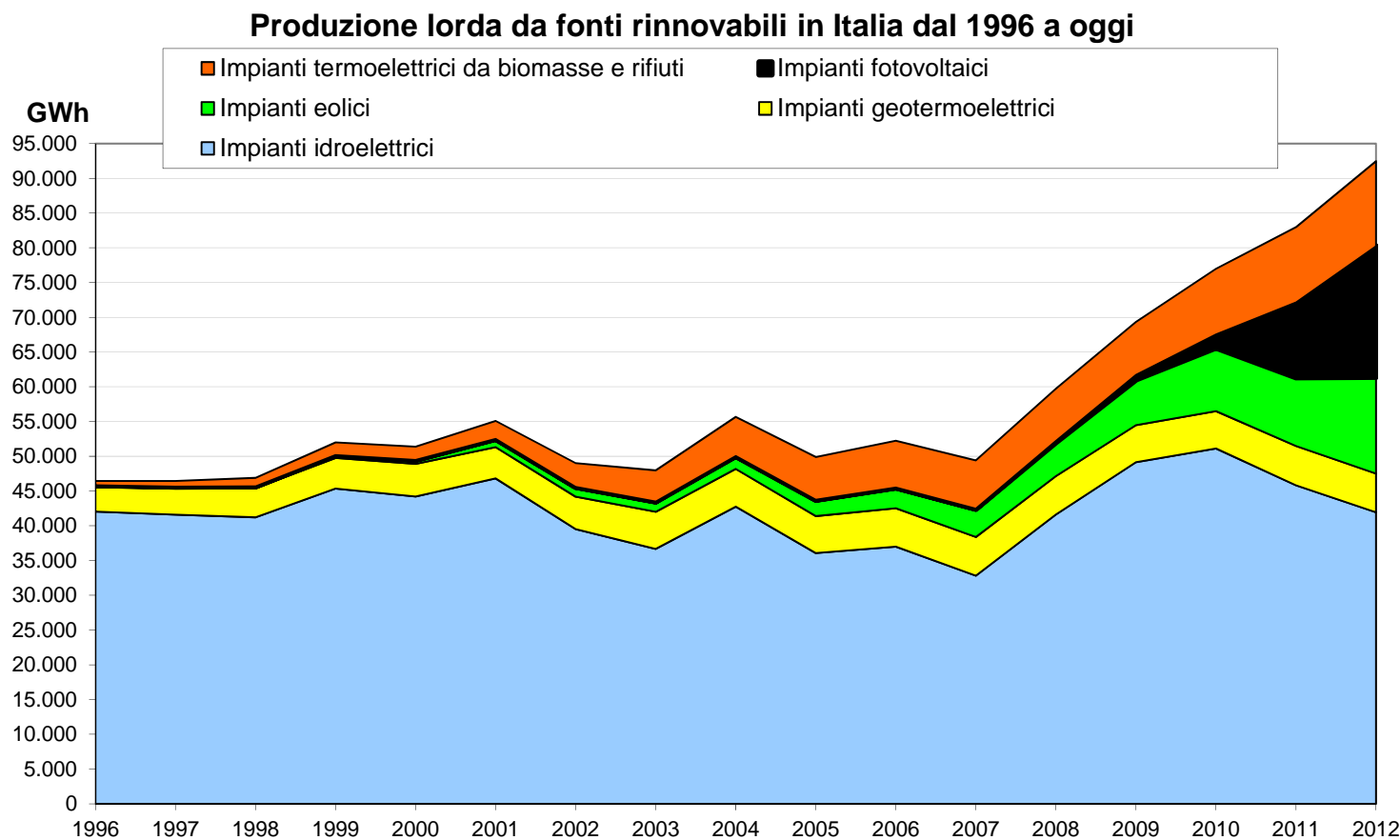
## Cenni di economia delle nuove fonti rinnovabili per l'Italia

- Costo materia prima si riduce (=0) → nella borsa sono selezionate x merit order
- Oneri di sistema elevati (richiede trasformazione della filiera industriale e adeguamento delle reti)
- Costo degli investimenti (+ incentivi) → cresce il costo al dettaglio

➔ **Opportunità di crescita industriale elevate con ICT**

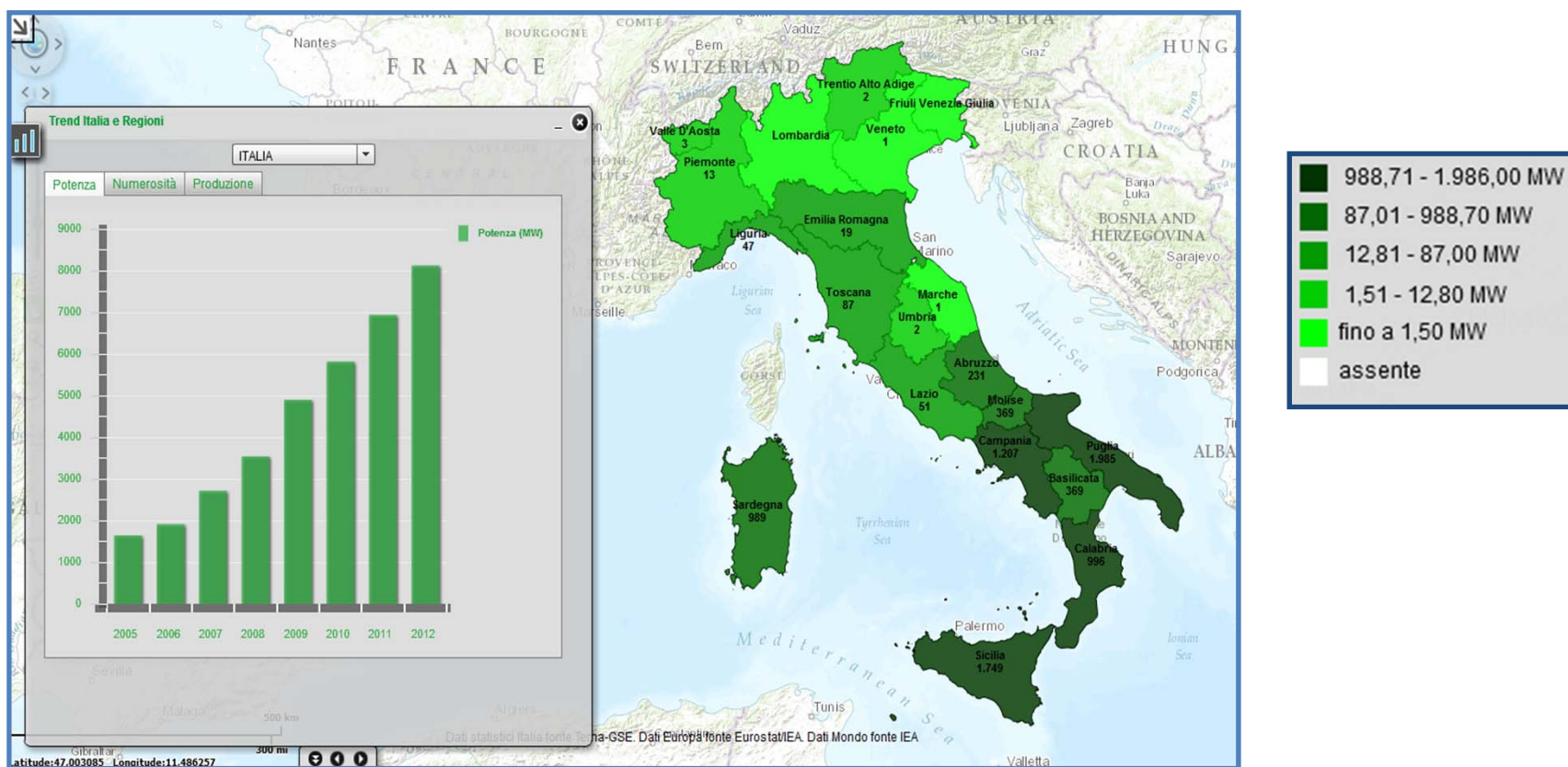
**Nuovo paradigma energetico**

## La crescita delle nuove rinnovabili in Italia



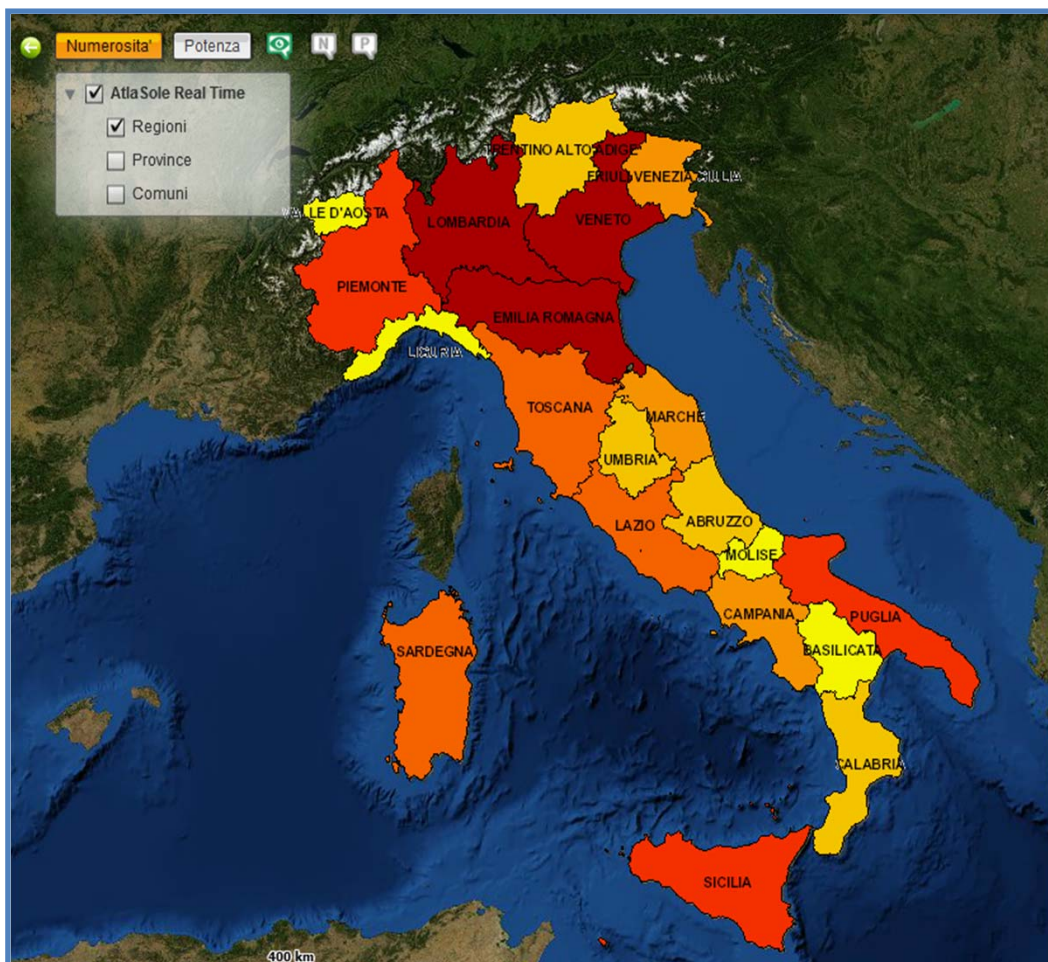
Fonte: AEEGSI

## Diffusione di nuovi impianti eolici piccoli e grandi



In 5 anni il numero di **impianti eolici** in Italia è passato da 203 nel 2007 a **1054** nel 2012; parallelamente la potenza installata è passata da 2714 MW a 8119 (+ 200%)

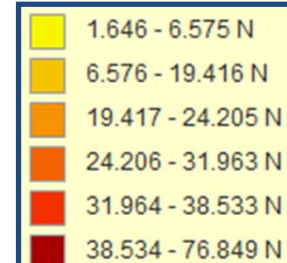
## Diffusione degli impianti fotovoltaici



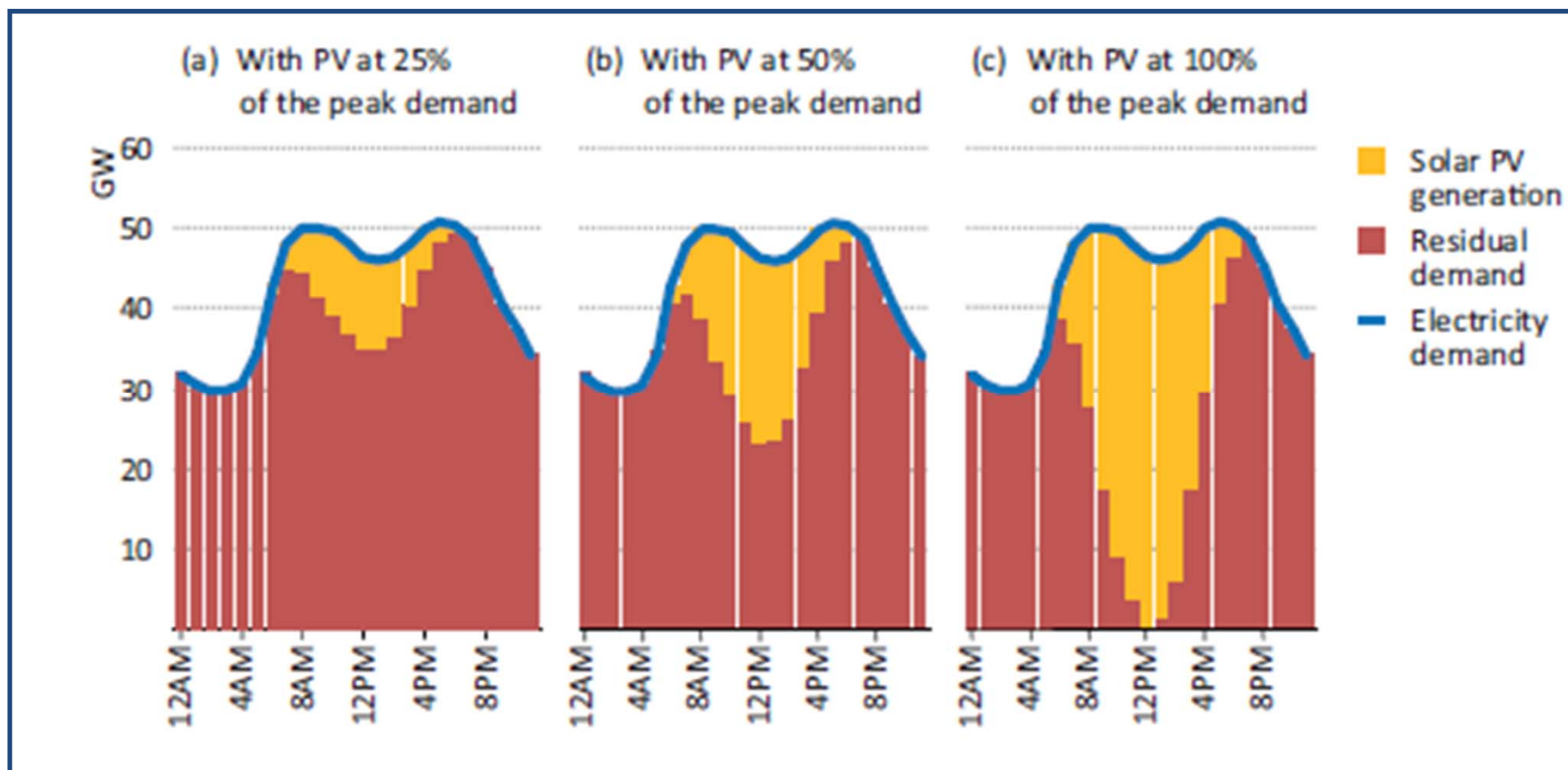
Gli **impianti fotovoltaici** a INIZIO 2014 hanno superato le **550mila unità**, con una potenza installata di oltre 17.600MW (fine 2011 oltre 400mila unità con potenza installata di circa 12.500MW)

### Riepilogo Impianti

ITALIA	Numero	Potenza [MW]
Tutti gli impianti	550.024	17.607
Fino a 3 kW	176.626	490
Da 3 a 20 kW	312.988	2.422
Da 20 a 200 kW	48.236	3.764
Da 200 a 1000 kW	11.043	7.234
Oltre 1000 kW	1.131	3.697



## L'impatto del fotovoltaico sulla filiera energetica: diversa programmabilità e sicurezza per il sistema



Fonte: World Energy Outlook 2013



Il consumatore (italiano in Eu) diventa attivo e produttore: diventa **“PROSUMER”**

Anche la rete di distribuzione deve assumere un ruolo attivo (indirizzato alla gestione dei carichi)

**INTEGRAZIONE DELL' INNOVAZIONE ICT NEL  
SETTORE ENERGETICO**

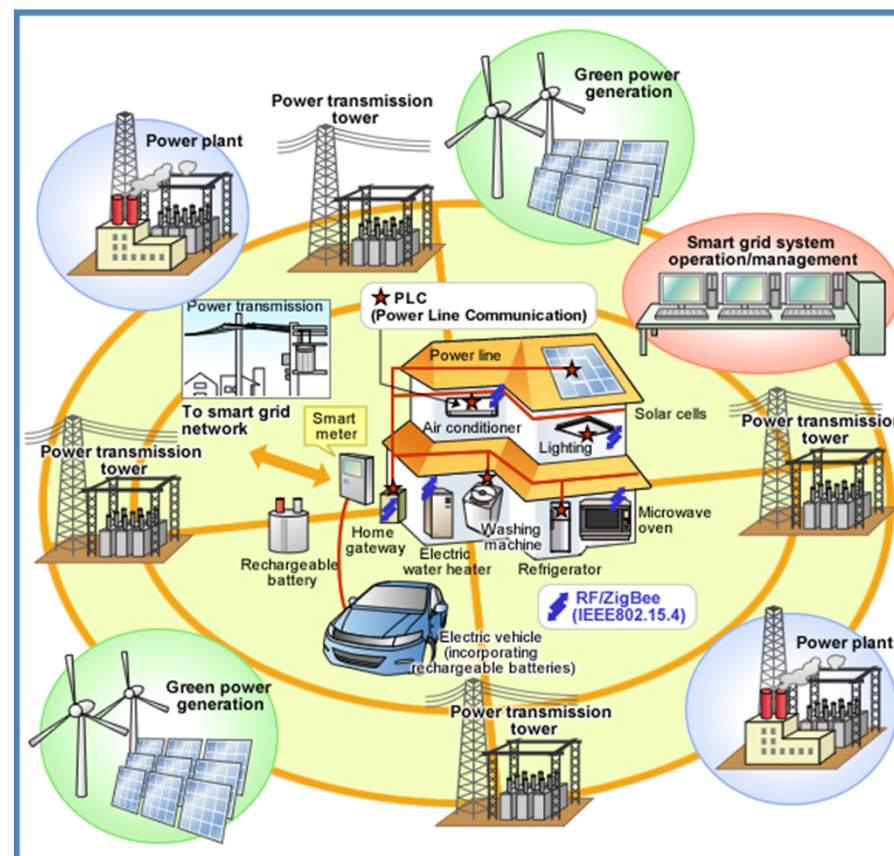


**Sviluppo di reti intelligenti: le **smart grid****

## Sviluppo di una rete intelligente: le **Smart grid**



- ✓ Permettono ai consumatori di diventare attivi, distribuendo i consumi nel tempo anche **da remoto**
- ✓ Consentono risparmio energetico: una migliore **gestione dei picchi di domanda**
- ✓ Migliora la **sicurezza**, evitando le interruzioni con riduzioni del carico
- ✓ Offrono lo sviluppo di nuovi servizi di rete (*storage*, batterie, ecc)
- ✓ Consentono la ricarica di auto elettrica







La “**Smart Grid**” è una rete intelligente in grado di accogliere **flussi di energia bidirezionali**, di fare interagire produttori e consumatori, di adattare con flessibilità la produzione e il consumo di energia elettrica, scambiando informazioni sui flussi di energia, gestendo i picchi e riducendo il carico dove è necessario.

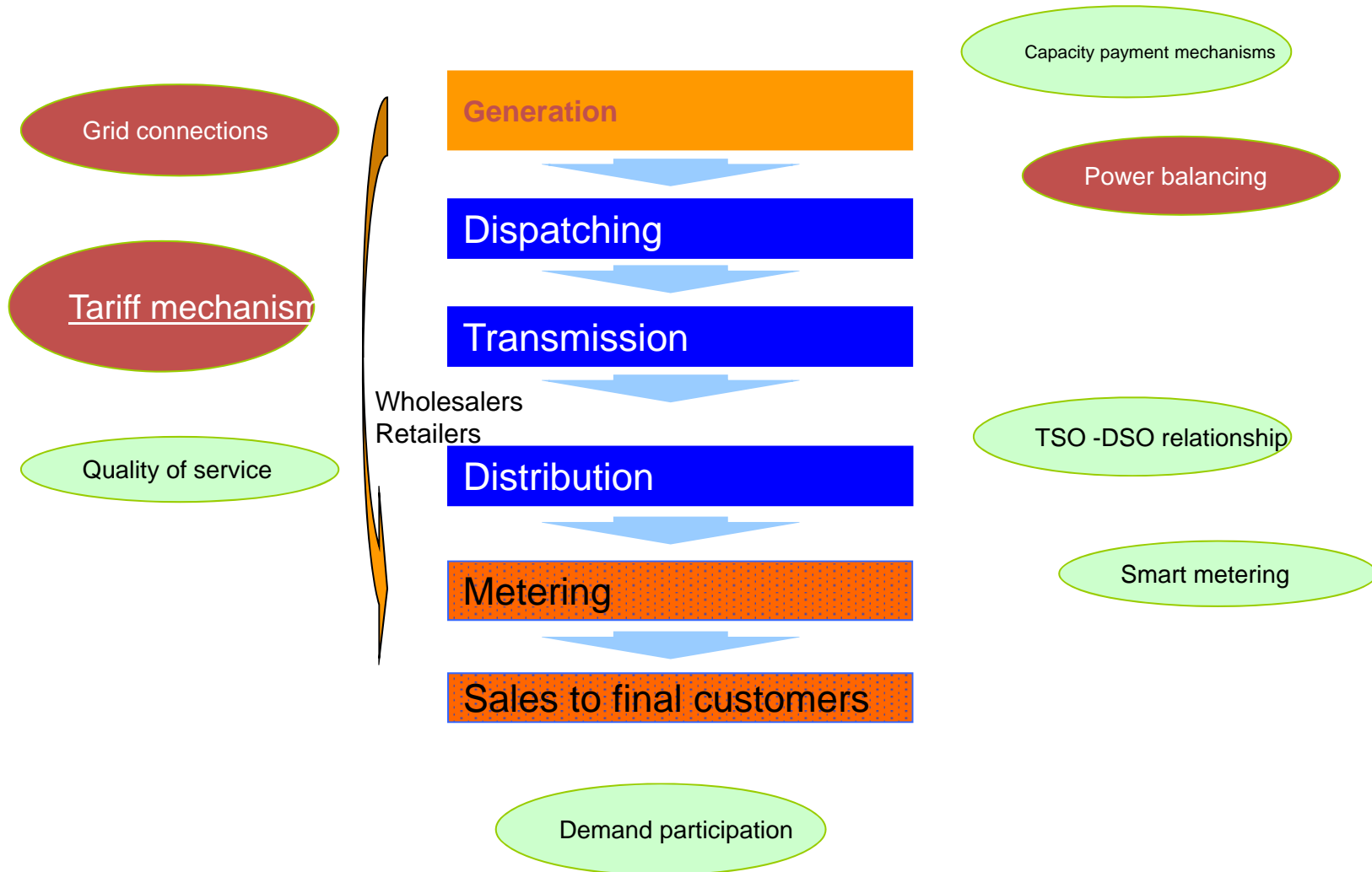
Le smart grid creano nuove opportunità e la diffusione di **nuovi servizi** a valore aggiunto per un consumatore più consapevole e attivo (*demand side management* e servizi di flessibilità)

## Primi risultati in Italia e percorso AEEGSI



- ✓ 34 milioni di “**contatori intelligenti**” installati nel settore elettrico, per garantire una puntuale attribuzione dei consumi ai clienti e dati d'interesse per il sistema
- ✓ Trasporto elettrico: colonnine per la ricarica dei veicoli elettrici -verranno realizzate entro il 2015 in un nove regioni a sostegno della sperimentazione di sistemi di ricarica pubblici.
- ✓ Nelle case è già possibile installare un **secondo punto di fornitura** per alimentare l'auto elettrica o per l'utilizzo delle pompe di calore, in modo da riscaldare o rinfrescare riducendo le emissioni di gas serra
- ✓ **nuovi progetti di efficienza energetica**, anche a livello industriale
- ✓ 7 progetti pilota promossi dall'Autorità per modernizzare e rendere più flessibili e intelligenti le reti di distribuzione dell'energia, permettendo l'integrazione degli oltre 300 mila piccoli produttori da fonti rinnovabili.

# L'integrazione delle nuove FER: una sfida per il regolatore





# Appendice

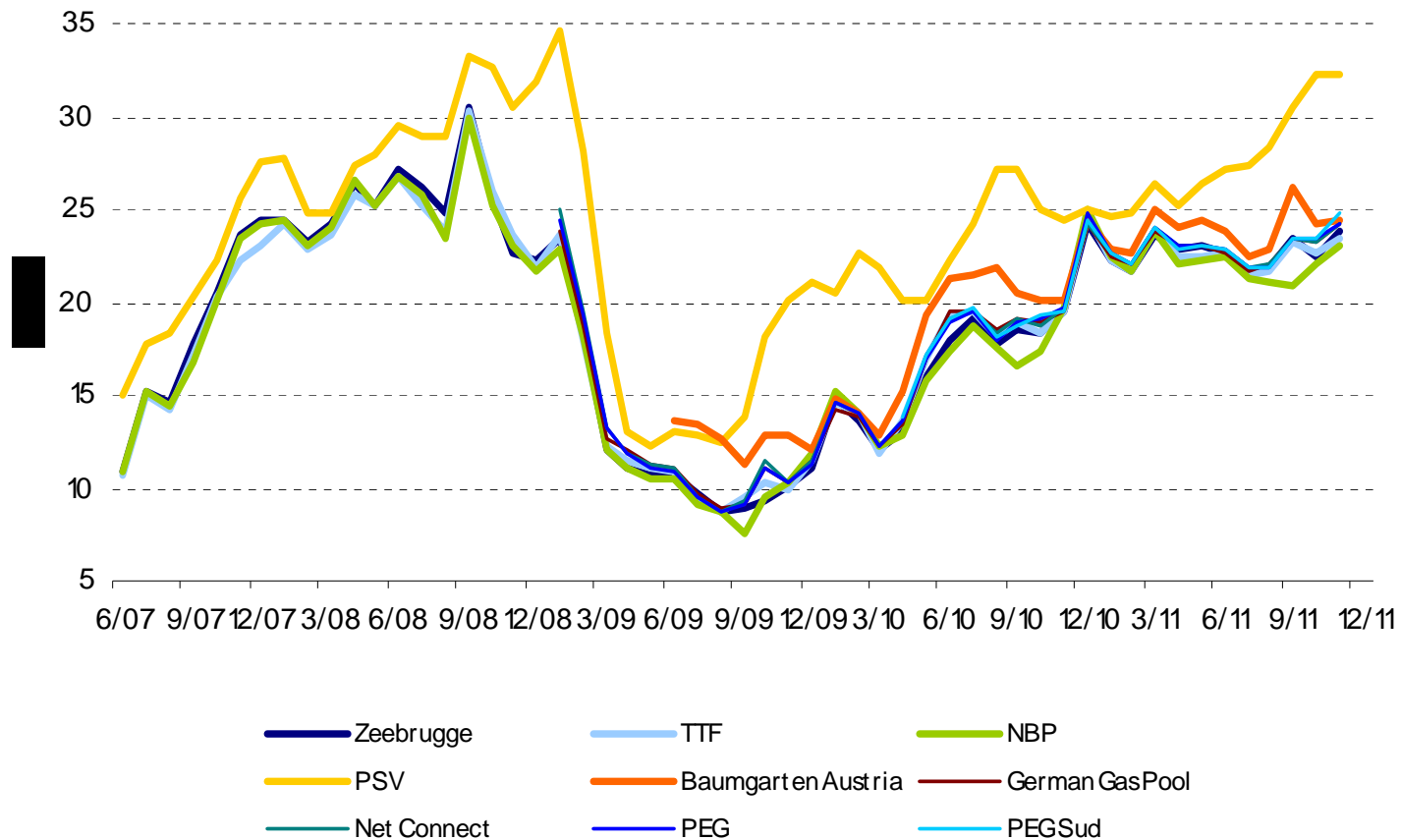
## Importazioni di gas UE

### Gas Imports into the EU-27 ( in TJ, terajoules )

Origin	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Share 2007(%)
Russia	4539 709	4421 515	4554 744	4895 252	4951 044	4952 879	4937 711	4685 365	40,8
Norw ay	1985 231	2136 379	2601 569	2699 473	2801 723	2671 779	2844 237	3061 751	26,7
Algeria	2203 075	1957 181	2132 477	2158 803	2042 137	2256 826	2132 236	1943 976	16,9
Nigeria	172 020	216 120	217 882	335 929	410 260	436 319	563 905	588 317	5,1
Libya	33 442	33 216	25 536	30 390	47 809	209 499	321 150	383 615	3,3
Qatar	12 443	27 463	87 952	80 414	160 170	195 713	232 721	275 496	2,4
Egypt						202 419	327 394	221 305	1,9
Trinidad and Tobago	36 334	24 498	19 120	1 365		29 673	163 233	104 917	0,9
Other Origin	112 810	199 256	125 425	100 023	313 245	409 387	227 147	213 995	1,9
<b>Total Imports</b>	<b>9095 064</b>	<b>9015 628</b>	<b>9764 705</b>	<b>10301 649</b>	<b>10726 388</b>	<b>11364 494</b>	<b>11749 734</b>	<b>11478 737</b>	<b>100,0</b>
in Mio Cubic meters	240 610	238 509	258 326	272 530	283 767	300 648	310 840	303 670	

Source: Eurostat, May 2009

## Prezzi del gas sui principali hub





## Implicazioni

- Lo scopo delle linee guida è avere mercati del gas più liquidi e basati su *hub*, con maggiori benefici per i consumatori.
- La possibile conseguenza (anche di breve termine) è la riduzione del potere di mercato delle imprese (incumbents) nei mercati del gas nazionali.
- Il rischio potrebbe essere un ruolo più forte dei paesi esportatori extra-UE nei mercati nazionali UE.
- Il secondo pilastro necessario è dunque quello delle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio del gas.
- Dal punto di vista europeo, spostarsi dalle frontiere agli hub è un passo avanti verso un mercato unico del gas.



<b>Trasmissione elettrica</b>	
<b>Remunerazione base</b>	
Investimenti realizzati fino al 31 dicembre 2011	7,40%
Investimenti successivamente al 1 gennaio 2012	8,40%
<b>Extra remunerazione</b>	
I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive categorie	0%
I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3, ivi inclusi gli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03:	1,5% per 12 anni
I=3: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici per il sistema energetico, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, o ad incrementare la Net Transfer Capacity (NTC) sulle frontiere elettriche	2% per 12 anni
I=4: investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo	2% per 12 anni





Distribuzione elettrica	
<b>Remunerazione base</b>	
Investimenti realizzati fino al 31 dicembre 2011	7,60%
Investimenti successivamente al 1 gennaio 2012	8,60%
<b>Extra remunerazione</b>	
DQPR=1 investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione	1,5% per 8 anni
DQPR=2 investimenti relativi a progetti pilota, selezionati con deliberazione dell'Autorità ARG/elt 12/11 (smart grid)	2% per 12 anni
DQPR=3 investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici	1,5% per 12 anni
DQPR=4 investimenti di potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie nelle aree critiche	1,5% per 12 anni
DQPR=5 investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo	2% per 12 anni
DQPR=6 investimenti diversi dalle precedenti categorie	0%



<b>Trasporto gas</b>	
<b>Remunerazione base</b>	<b>6,40%</b>
<b>Extra remunerazione</b>	
T=1 investimenti di sostituzione	0%
T=2 investimenti destinati alla sicurezza, alla qualità del gas e al sostegno al mercato che non comportano la realizzazione di nuova capacità di trasporto	1% per 5 anni
T=3 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete regionale	2% per 7 anni
T=4 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale	2% per 10 anni
T=5 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale funzionale alla capacità di importazione	3% per 10 anni
T=6 investimenti destinati a rendere disponibile una maggiore capacità in ingresso alle frontiere, anche al fine di immettere quantitativi di Gnl rigassificati da navi metaniere con sistemi di rigassificazione a bordo	3% per 15 anni



Rigassificazione gas	
<b>Remunerazione base</b>	<b>8,20%</b>
<b>Extra remunerazione</b>	
G=1: investimenti di sostituzione e derivanti da obblighi normativi, inclusi gli investimenti destinati alla sicurezza	0%
G=2: investimenti che determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale senza richiedere potenziamenti, o investimenti destinati ad un potenziamento delle capacità di rigassificazione dei terminali esistenti inferiore al 30%	2% per 8 anni
G=3: investimenti destinati ad un potenziamento delle capacità di rigassificazione dei terminali esistenti maggiore del 30% o alla realizzazione di nuovi terminali	3% per 16 anni



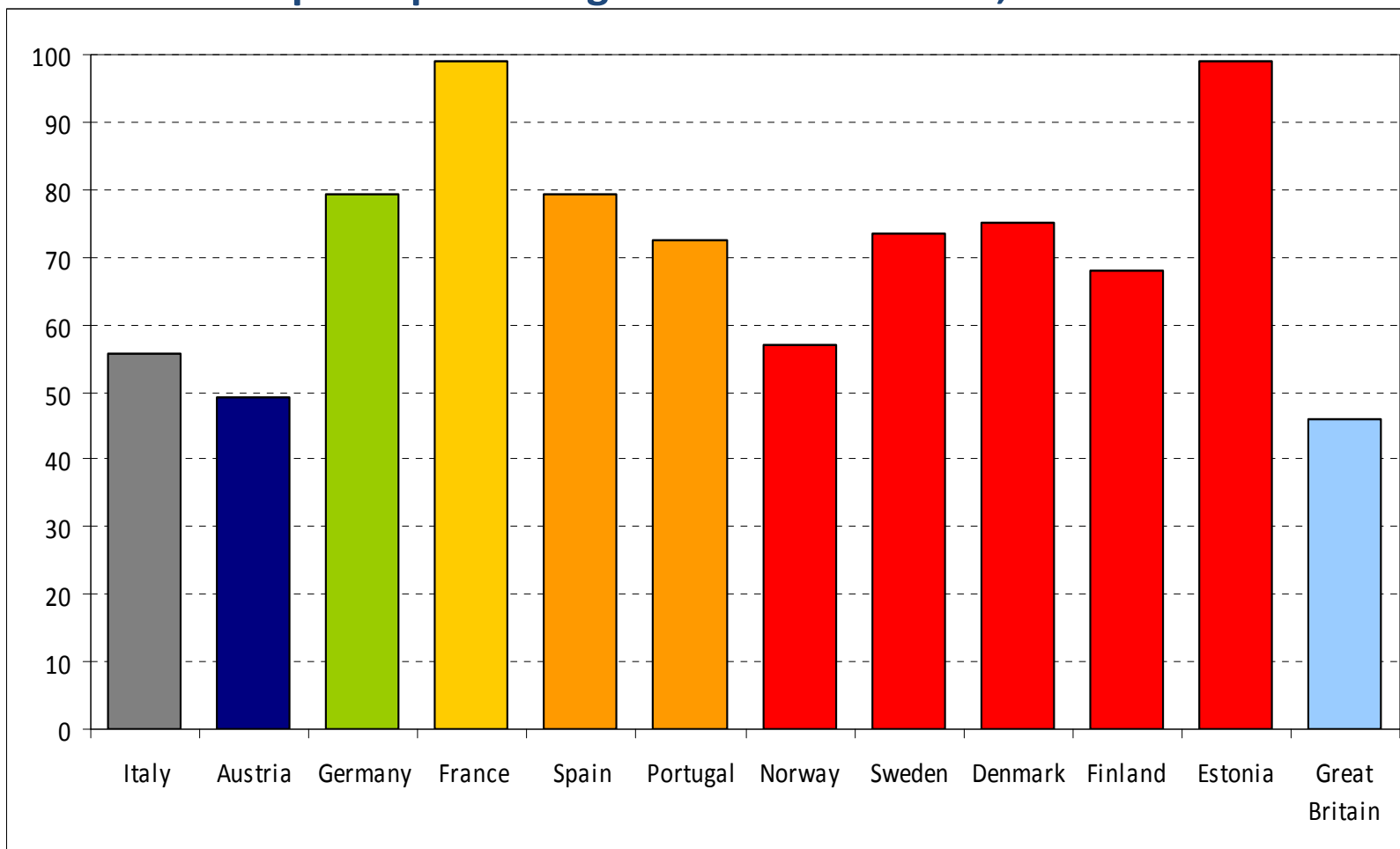
## ACER activities 2011/2012

- OPINION: on ENTSO-E Statutes, list of Members and rules of procedures (May 2011)
- FRAMEWORK GUIDELINES:
  - electricity grid connections (July 2011)
  - capacity allocation and congestion management (July 2011)
  - system operation (expected Dec 2011)
  - balancing (expected July 2012)
- DECISIONS:

- ❑ La Comunità Economica del Carbone e dell'Acciaio (**CECA**) nel 1952: primo embrione delle istituzioni europee.
- ❑ Il Trattato che dà vita alla Comunità Europea per l'Energia Atomica (**EURATOM**) nel 1957, a Roma.
- ❑ Il **Trattato di Maastricht** nel 1992 pone le basi per l'interconnessione delle reti nel territorio dell'UE tramite le reti Trans-Europee dell'Energia (reti TEN-E) e per la costruzione di un mercato unico europeo dell'energia.
- ❑ La creazione del mercato unico richiede l'armonizzazione delle legislazioni nazionali in materia di standard tecnici, sicurezza, fiscalità e accesso ai mercati pubblici.

## Esiste una reale concorrenza tra imprese elettriche?

Quota di mercato delle tre maggiori aziende per capacità di generazione elettrica, 2009



Fonte: CEER.