

Percorso di eccellenza in
Energy Management

seminario introduttivo

Giuseppe Gatti



Castellanza 22 settembre 2009

Agenda

2

- **La costruzione degli scenari energetici**
- **La domanda**
- **I prezzi**
- **Tecnologie e combustibili**
- **I mercati elettrici**
- **Le rinnovabili**
- **Il nucleare**

3

La costruzione degli scenari energetici

Natura e ruolo degli scenari energetici

4

- Per scenario si intende un insieme di previsioni (tra loro concatenate), di medio-lungo periodo che descrivono l'evoluzione di uno specifico settore.

- Gli elementi essenziali degli scenari energetici sono:
 - La dinamica della domanda;
 - La dinamica dei prezzi.

- La formulazione di uno scenario è funzionale:
 - Alle decisioni di investimento;
 - Alle scelte di politica commerciale.

Due premesse

- I processi energetici si sviluppano su tempi lunghi, quindi hanno bisogno di scenari di lungo periodo, anche se questi sono inevitabilmente più incerti: l'importante è cogliere le tendenze di fondo
- “Un buon economista è quello che vi sa spiegare in modo convincente, domani, perché le previsioni che ha formulato ieri non si sono verificate oggi” (*Anonimo*)

I fattori di crescita dei consumi energetici

6

- Crescita demografica
- Crescita del PIL
- Sostituzione del lavoro manuale
- Crescita della penetrazione energetica, anche per effetto dei processi di automazione e di elettrificazione

Il punto di partenza

- A fini operativi lo scenario che serve è di breve-medio periodo (da 1 a 5 anni).
- Anche uno scenario di breve-medio deve però fondarsi sull'individuazione di linee tendenziali di lungo periodo.
- Il punto di partenza per la costruzione di qualunque scenario è l'individuazione di un quadro di riferimento di lungo periodo.
- Per quanto siano continuamente da aggiornare rimangono indispensabili questi outlook a 20-30-40 anni, sapendo che nel frattempo possono intervenire rilevati fattori di discontinuità (salti tecnologici, rivolgimenti socio-politici).

Uno scenario al 2030 1)

- Fra il 2005 e il 2030, si prevede che la domanda globale di energia aumenti del 35%, dai circa 230 milioni di barili di petrolio equivalente al giorno (mbpe/g) del 2005 ai 310 mbpe/g del 2030, pur assumendo significativi miglioramenti nel campo dell'efficienza energetica. La crescita media annua del fabbisogno energetico è stimata intorno all'1,2%, alimentata dalla crescita demografica e dall'espansione economica dei paesi emergenti.
- Al 2030, l'80% della domanda energetica continuerà ad essere soddisfatta da petrolio, gas e carbone, in virtù della loro abbondanza, accessibilità e disponibilità.
- Le energie rinnovabili, come l'eolica, la solare e i biocarburanti, cresceranno ad un ritmo più veloce rispetto a tutte le altre fonti, ad un tasso medio annuo pari a circa il 9.3%, ma non soddisferanno più del 3% del consumo mondiale.
- Il settore della produzione di energia elettrica sarà quello che farà registrare l'aumento maggiore. Al 2030, la Cina vedrà più che raddoppiare la propria domanda di energia elettrica, superando di oltre 1/3 quella degli Stati Uniti.

Uno scenario al 2030 2)

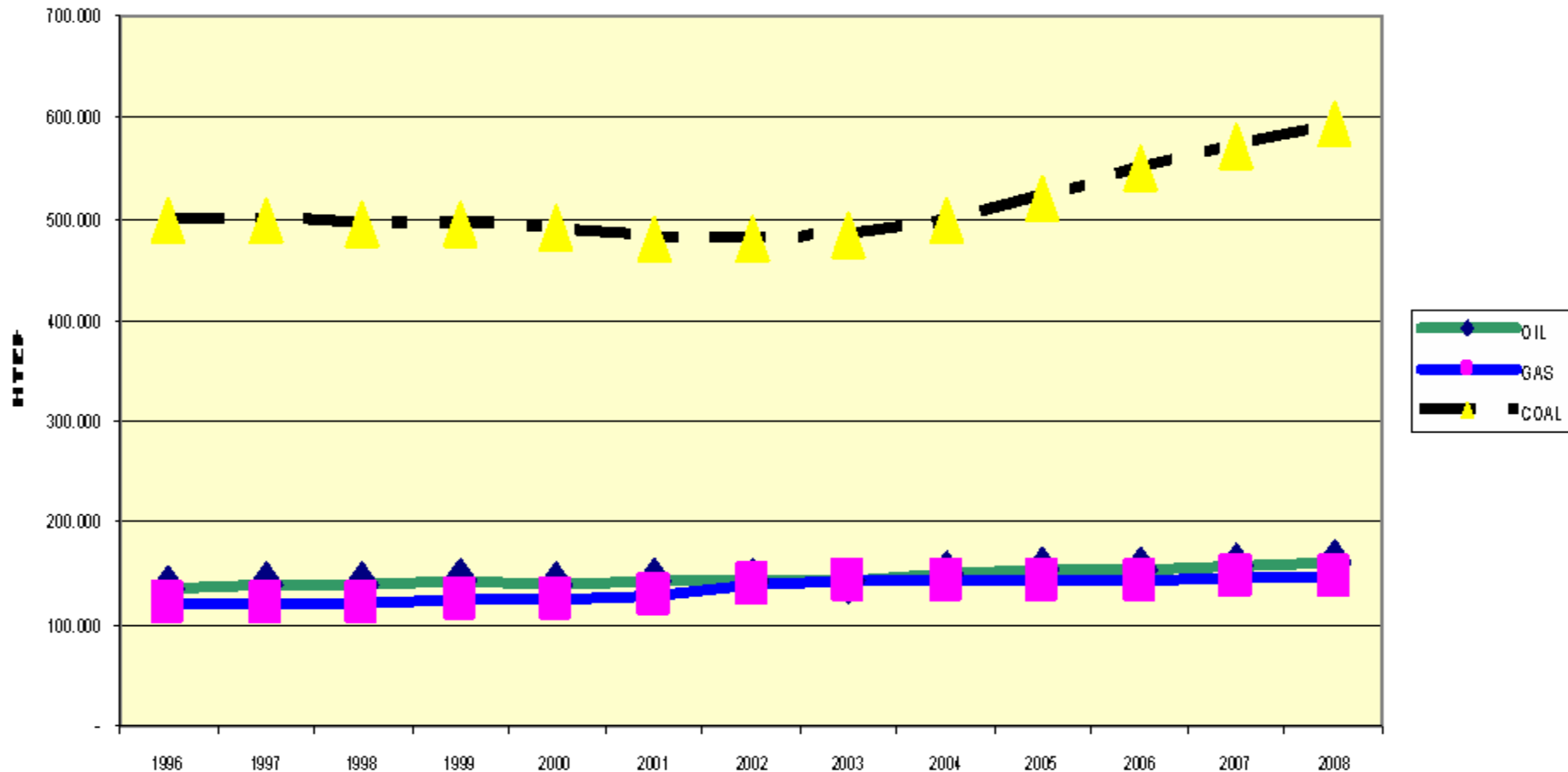
- Il settore dei trasporti, che oggi rappresenta più della metà della domanda globale di petrolio, è previsto in forte crescita. Tra il 2005 e il 2030 si stima che la domanda raddoppierà nei paesi emergenti perché la crescita economica e l'aumento del benessere faranno aumentare notevolmente il numero delle autovetture. Al contrario, si prevede che la domanda rimarrà pressoché stabile nei paesi sviluppati, in quanto l'aumento del parco circolante sarà compensato da significativi miglioramenti nel campo dell'efficienza energetica.
- Le emissioni globali di anidride carbonica sono stimate aumentare del 30% tra il 2005 e il 2030, pur in presenza di miglioramenti nel campo dell'efficienza energetica e della crescita del nucleare e delle energie rinnovabili. Si prevede che le emissioni di anidride carbonica cominceranno a ridursi negli Stati Uniti e in Europa ma questa contrazione sarà più che annullata dal sensibile aumento delle emissioni nei paesi emergenti. Ad esempio, si stima che al 2030 le emissioni di anidride carbonica della Cina - che oggi produce il 90 per cento del proprio fabbisogno elettrico dal carbone - saranno paragonabili alla somma di quelle degli Stati Uniti e dell'Europa.

Il trend dei prezzi

- Nel mondo vi è ancora un'ampia disponibilità di riserve ma il loro ulteriore sviluppo, come il loro sfruttamento, comporta costi crescenti.
- Petrolio e gas si trovano a profondità sempre maggiori ed in aree più lontane dai centri di consumo, con più elevati costi di estrazione e di trasporto.
- Il miglioramento della qualità dei prodotti, con abbattimento delle emissioni comporta a sua volta maggiori costi di raffinazione.
- Per il petrolio il prezzo di equilibrio per garantire gli investimenti futuri e coprire i costi di lavorazione si colloca oggi sui 60-70 \$/b, ed è stimato sui 110 \$/b al 2020.
- E' probabile che tra il 2015 ed il 2020 il prezzo del gas si sganci da quello dell'oil, con una dinamica più sostenuta.

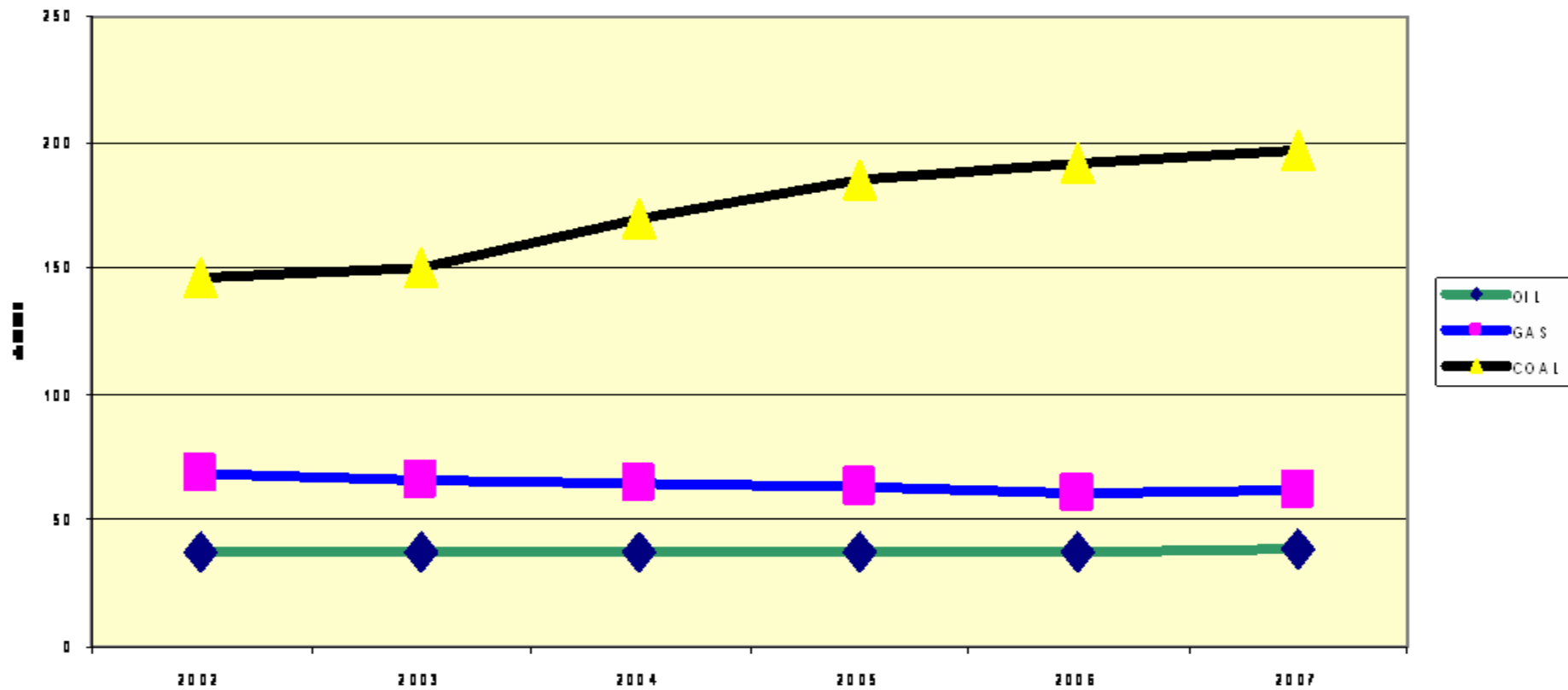
Le riserve di risorse naturali

11



Riserve su produzione

12



13

La domanda

La domanda elettrica 1)

14

- La domanda di energia elettrica è sostanzialmente correlata alle variazioni del PIL.
- Nelle formulazioni tradizionali degli scenari energetici si assumeva quindi come CAGR (Compound Annual Growth Rate) della domanda elettrica lo stesso CAGR del PIL.
- In Italia in realtà la domanda elettrica è sempre cresciuta più del PIL, ma il divario tra i tassi di crescita si è accentuata nel tempo ed è diventato particolarmente rilevante nell'ultimo decennio.
- Nei 38 anni dal 1971 al 2008 il PIL è cresciuto mediamente del 2,24%, la domanda elettrica del 2,89%, quindi con un tasso del 29% superiore a quello del PIL.

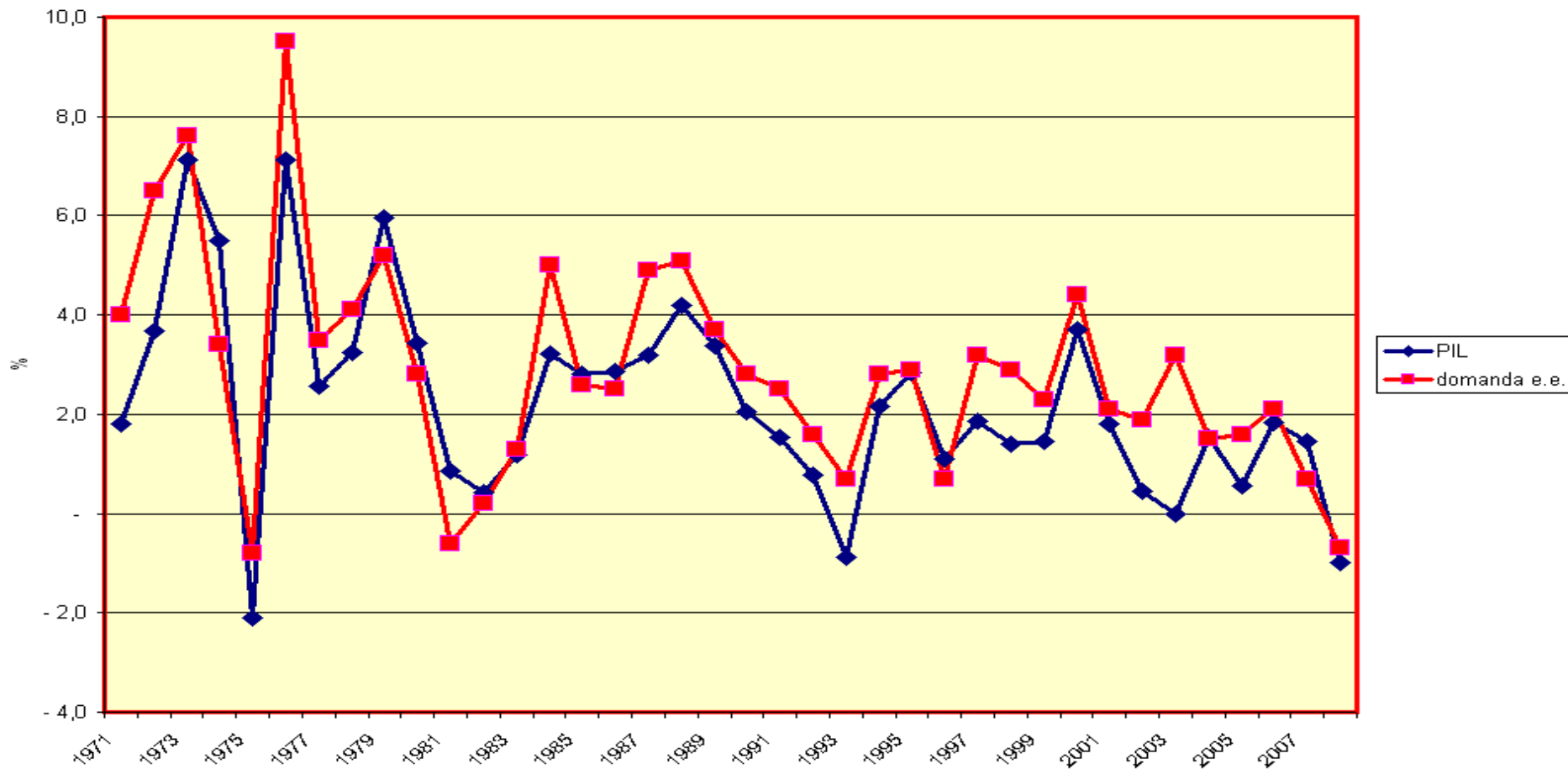
La domanda elettrica 2)

15

- Dal 2001 al 2008 il PIL è cresciuto ad un tasso annuo dello 0,83%, la domanda elettrica dell'1,55%, cioè dell'86,8% in più.
- La differenza è dovuta alla diversa composizione strutturale del PIL e dei consumi elettrici.
- Lo scenario di domanda deve essere quindi costruito disaggregando per settori le previsioni di crescita del PIL.
- Quanto più si riescono a disaggregare i settori ed a misurare l'intensità energetica (energia per unità di prodotto), tanto più affidabile è lo scenario che ne risulta.
- La principale difficoltà è la stima del progresso tecnico, cioè dei miglioramenti nell'efficienza e la riduzione quindi dei consumi nei singoli settori.

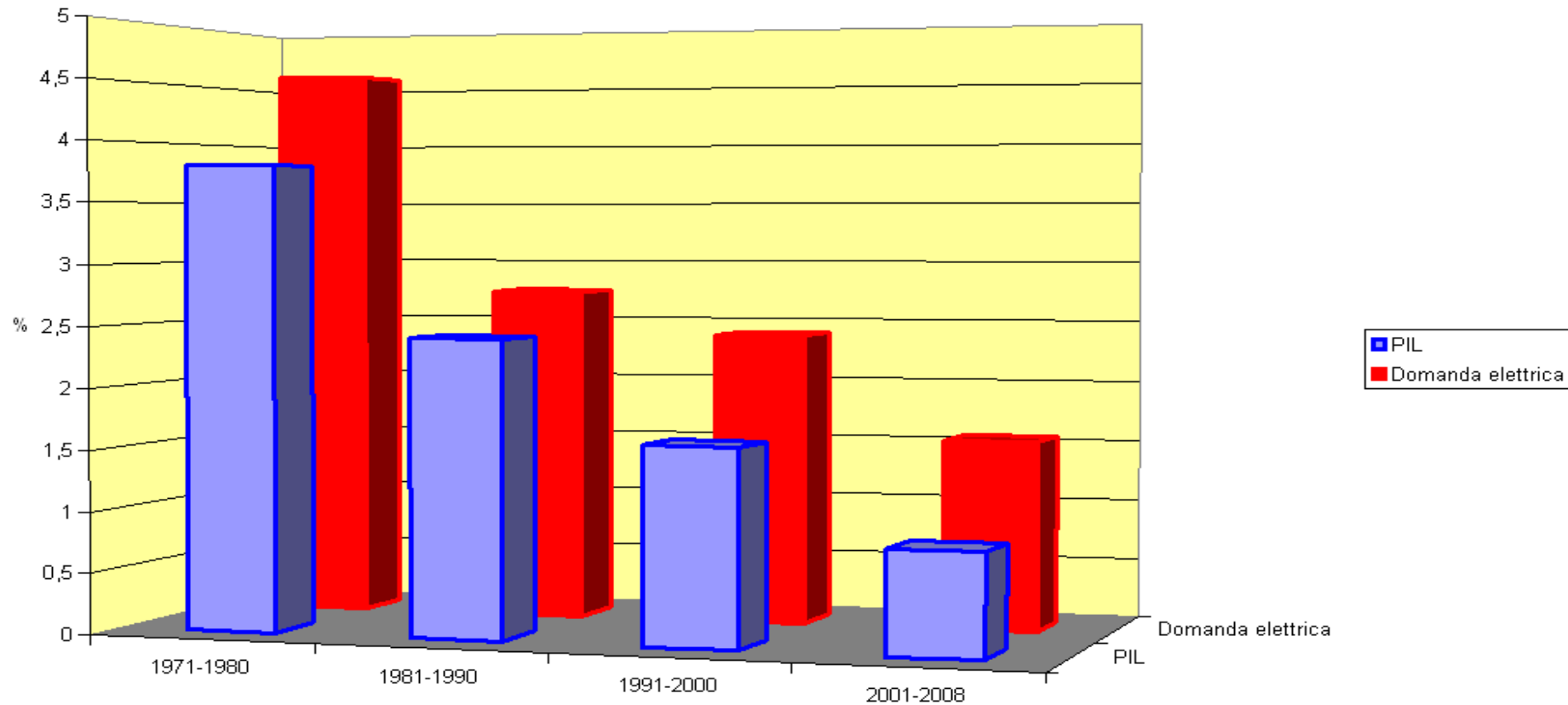
Variazioni del PIL e della domanda elettrica

16



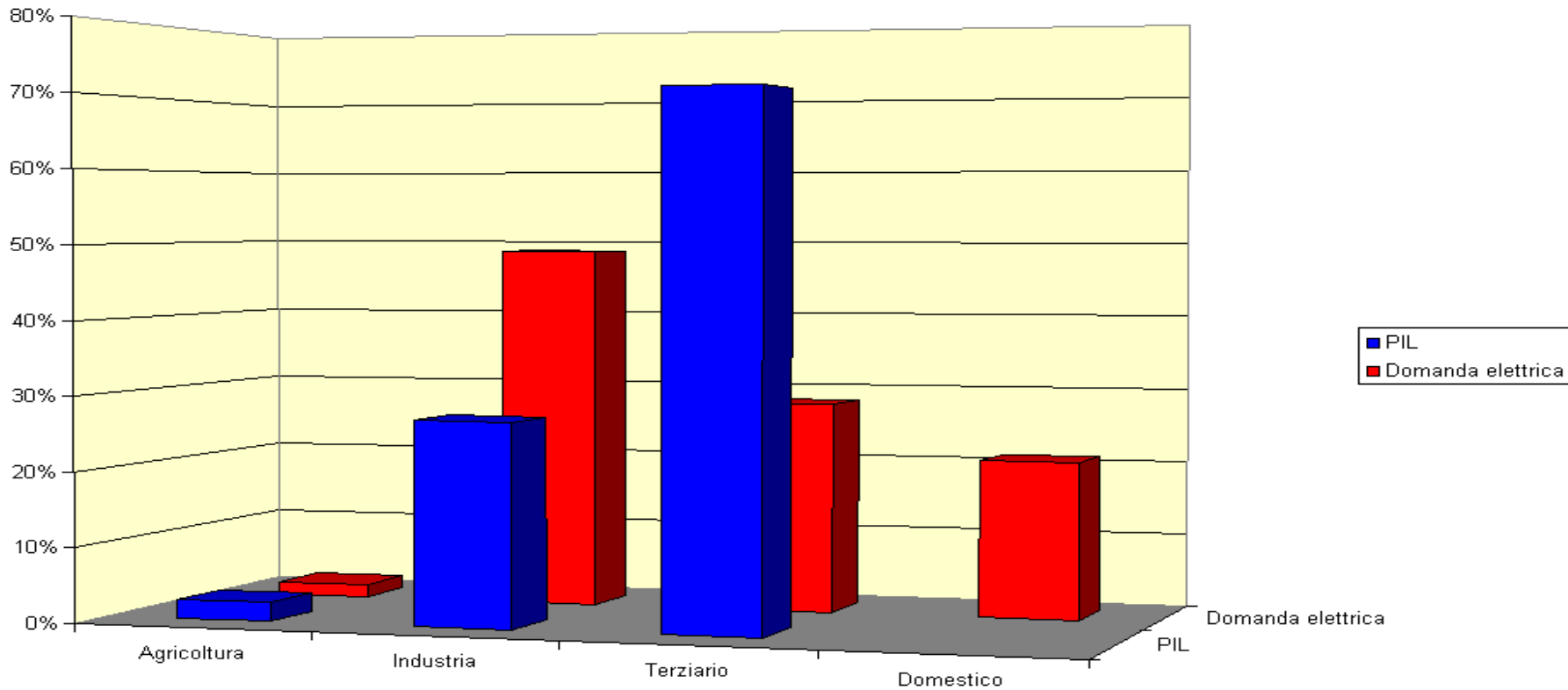
Crescita del PIL e della domanda elettrica

17



Struttura del PIL e della domanda elettrica

18



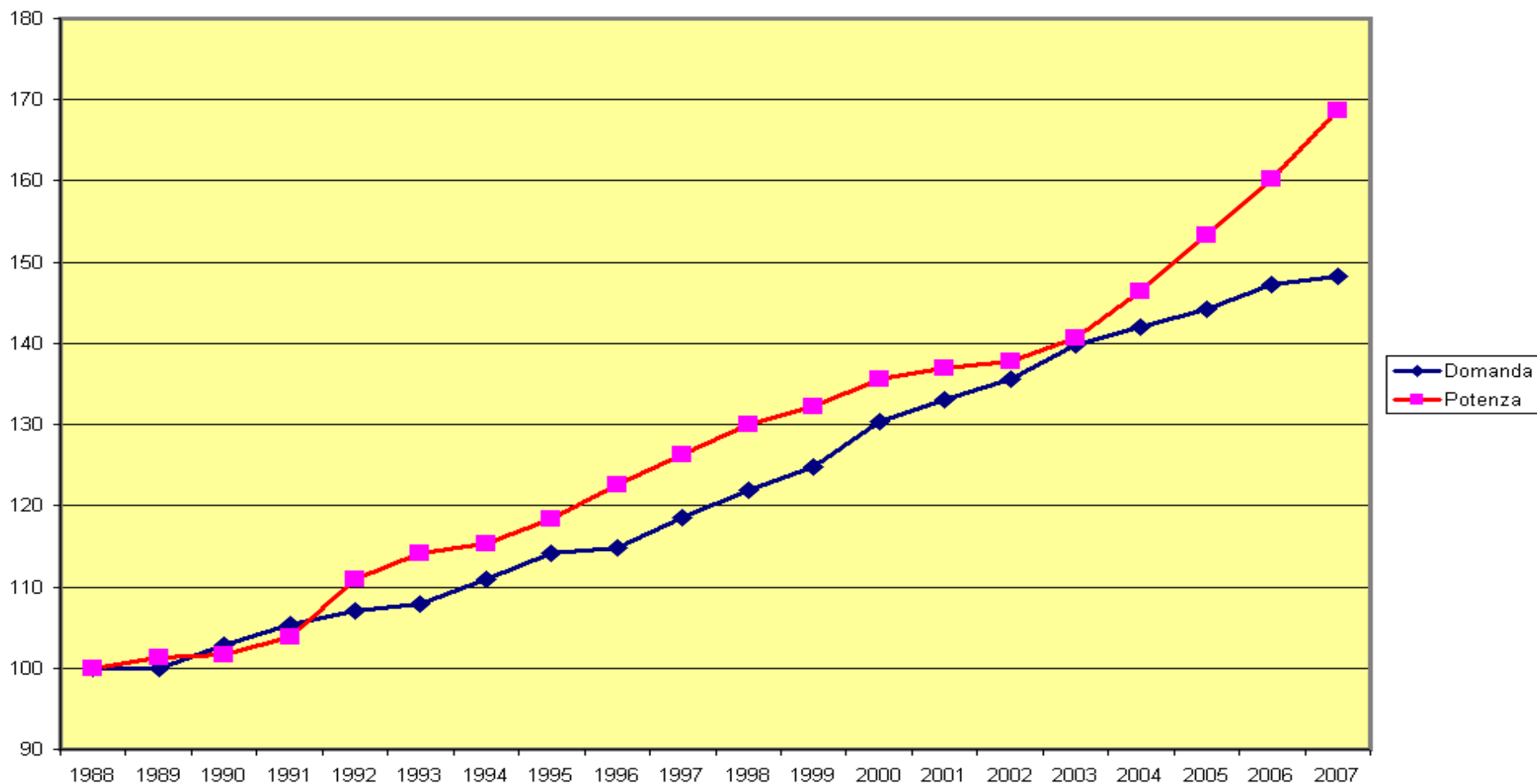
Il rapporto tra domanda e offerta

Il mercato elettrico presenta alcune peculiarità che lo differenziano dagli altri mercati ed incidono sul rapporto tra domanda ed offerta:

- ❑ L'energia non può essere conservata e quindi tra produzione (offerta effettiva) e consumo (domanda) c'è sempre equilibrio (adattando la produzione).
- ❑ La domanda procede secondo una curva lineare, l'offerta segue il ciclo degli investimenti (che hanno tempi lunghi) e pertanto procede a scalini.
- ❑ Mentre c'è sempre equilibrio tra produzione (offerta effettiva) e consumo, non può esserci (se non occasionalmente) equilibrio tra capacità d'offerta (offerta potenziale) e domanda: il mercato, in condizioni di equilibrio è sempre bilanciato lungo o bilanciato corto.
- ❑ La riserva di potenza ha quindi non solo una funzione di sicurezza del sistema elettrico, ma anche di garanzia di soddisfacimento della domanda (per evitare che il mercato diventi corto, caso che in Italia si è verificato nel 2003).

Domanda e offerta 1988-2007

20



21

I prezzi

I prezzi dell'energia elettrica

22

- I prezzi discendono da diversi fattori:
 - 1) I costi di produzione (costi fissi+ costi variabili);
 - 2) Il rapporto tra domanda ed offerta, cioè la situazione del mercato (lungo, corto, bilanciato, bilanciato lungo, bilanciato corto);
 - 3) La forma del mercato (di concorrenza, oligopolista, monopolista).

- Data una certa forma di mercato e assunti come dati i costi fissi, i fondamentali che guidano la formazione dei prezzi sono sostanzialmente due:
 - 1) La dinamica della domanda, che sul mercato elettrico è praticamente anelastica (nel breve periodo non è influenzata dai prezzi, ma dal tasso di crescita del settore).
 - 2) I costi variabili (= costi di combustibile + costi CV + costi CO₂)

I costi di produzione

23

- I costi di produzione sono rappresentati da:

Costi fissi (indipendenti dalle ore di esercizio dell'impianto)

- ✓ *Costi di impianto (ammortamento e remunerazione dell'investimento)*
- ✓ *Costi di esercizio e manutenzione (O&M)*

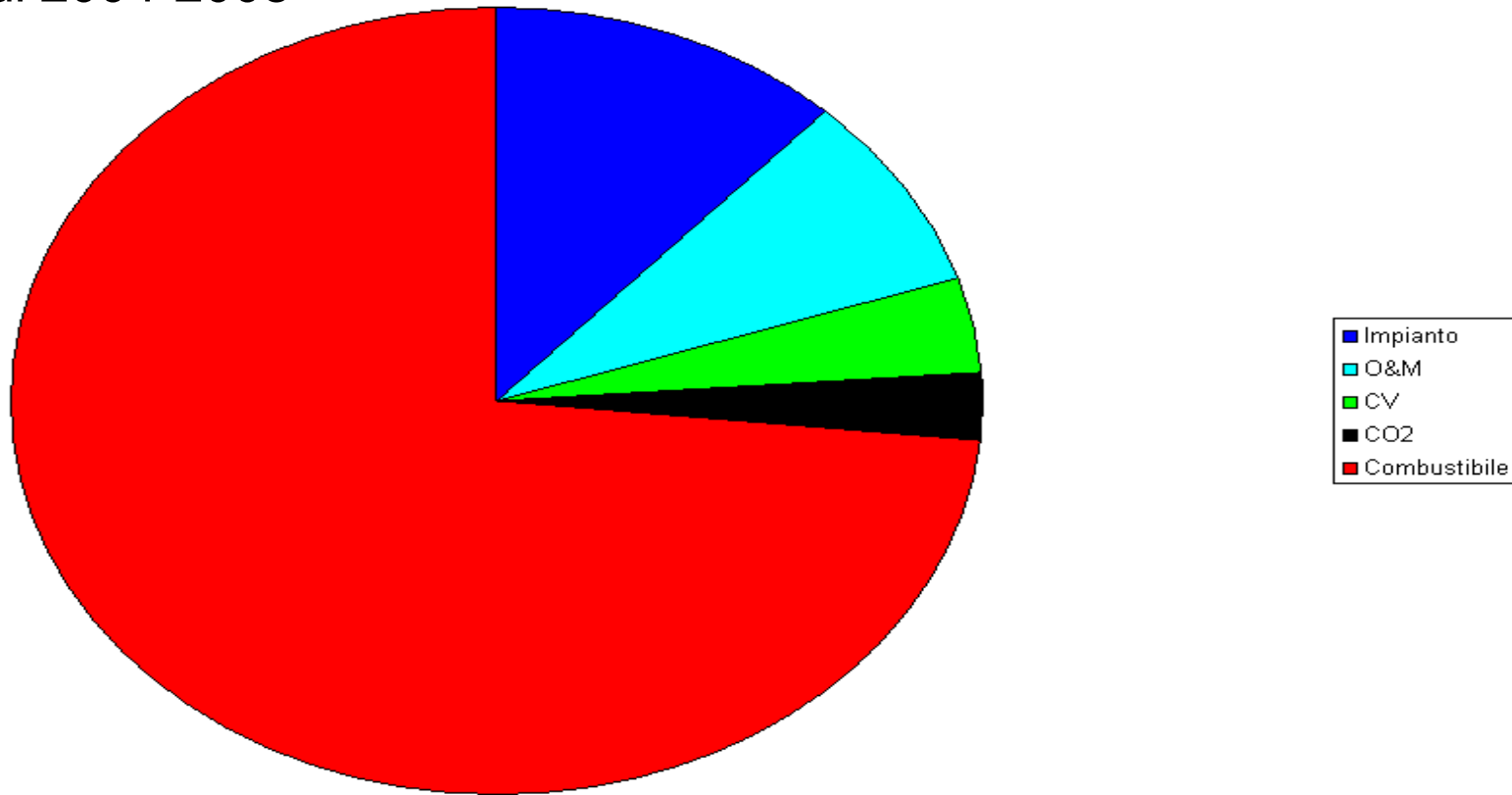
Costi variabili (in funzione delle ore di esercizio e quindi della produzione)

- ✓ *Costi di combustibile*
 - ✓ *Costi per i Certificati Verdi (almeno sino al 2011)*
 - ✓ *Costi per CO2*
- Il combustibile rappresenta in Italia la componente più importante dei costi di produzione (dal 66% all'85% del totale. Mediamente negli ultimi 5 anni ha pesato per circa il 75%).
 - Lo scenario elettrico, se per la domanda dipende dal PIL, per i prezzi dipende dallo scenario petrolifero

Struttura dei costi di produzione

24

Valori medi 2004-2008



Lo spark spread

25

- Tradizionalmente per **spark spread** si intende la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica ed i costi variabili (combustibile).
- Se lo spark spread pareggia i costi fissi la produzione è a break even, se è superiore ci sono margini positivi, se è inferiore si è in perdita.
- L'introduzione dei costi per i CV e per la CO2 ha reso opinabile oggi la definizione in Italia dello spark spread e non c'è ancora una convenzione accettata.
- Si posso infatti considerare CV e CO2 come costi variabili (soluzione che a me pare concettualmente più corretta, perché funzione dei volumi di produzione, come il combustibile) o come componenti dei costi fissi.
- Non esiste però una regola precisa ed il termine è diventato ambiguo.

I criteri di formazione dei prezzi

- In un mercato concorrenziale il **prezzo di equilibrio** è quello del nuovo entrante, che dispone delle tecnologie più avanzate (quindi del massimo dell'efficienza), con i minori costi di combustibile.
- Nella realtà i mercati elettrici hanno una forma oligopolistica (sino a pochi anni fa in Europa la forma di mercato prevalente era il monopolio) ed i prezzi non sono fatti dal nuovo entrante, ma dall'incumbent, (Italia, Francia) o da collusioni implicite tra gli operatori (Germania, Spagna)
- Uniche eccezioni: l'Inghilterra/Galles (non la Scozia).
- In Italia c'è una sensibile differenza nella formazione dei prezzi sul mercato dei bilaterali (mercato fortemente concorrenziale) e su quello di borsa, sul quale vi è invece la rinuncia alla competizione da parte dei nuovi entranti.
- La possibilità della **zero price offer** consente di evitare competizione con garanzia di entrata nel merit order (ogni giorno circa 10.000 MW sono offerti a prezzo zero).

Il paradigma classico

1)

27

- Dalla fine degli anni '40 in Europa si è definito il “parametro classico” di formazione dei prezzi, seguito per definire le tariffe (monopolio con prezzi amministrati):
 - 1) I consumi (**domanda**) non sono piatti (base load), ma seguono una curva giornaliera con forti differenze tra giorni lavorativi e giorni festivi e tra ore diurne ed ore notturne, mentre la capacità (**offerta**) è costante;
 - 2) Vi è quindi uno squilibrio permanente tra domanda ed offerta: nelle ore di maggior carico (on peak o ore piene) il sistema è bilanciato, nelle ore di minor carico (off peak o vuote) il sistema è lungo.
 - 3) In un mercato concorrenziale i prezzi rifletterebbero naturalmente questo squilibrio e sarebbero più alti in ore piene e più bassi in ore vuote.
 - 4) I prezzi amministrati devono simulare il mercato e quindi in ore piene devono remunerare pienamente i costi, sia fissi, sia variabili, mentre in ore vuote recuperano solo i variabili.
 - 5) In altre parole i costi fissi sono spalmati interamente sulle ore piene, mentre nelle vuote si coprono i soli costi di combustibile.

Il paradigma classico

2)

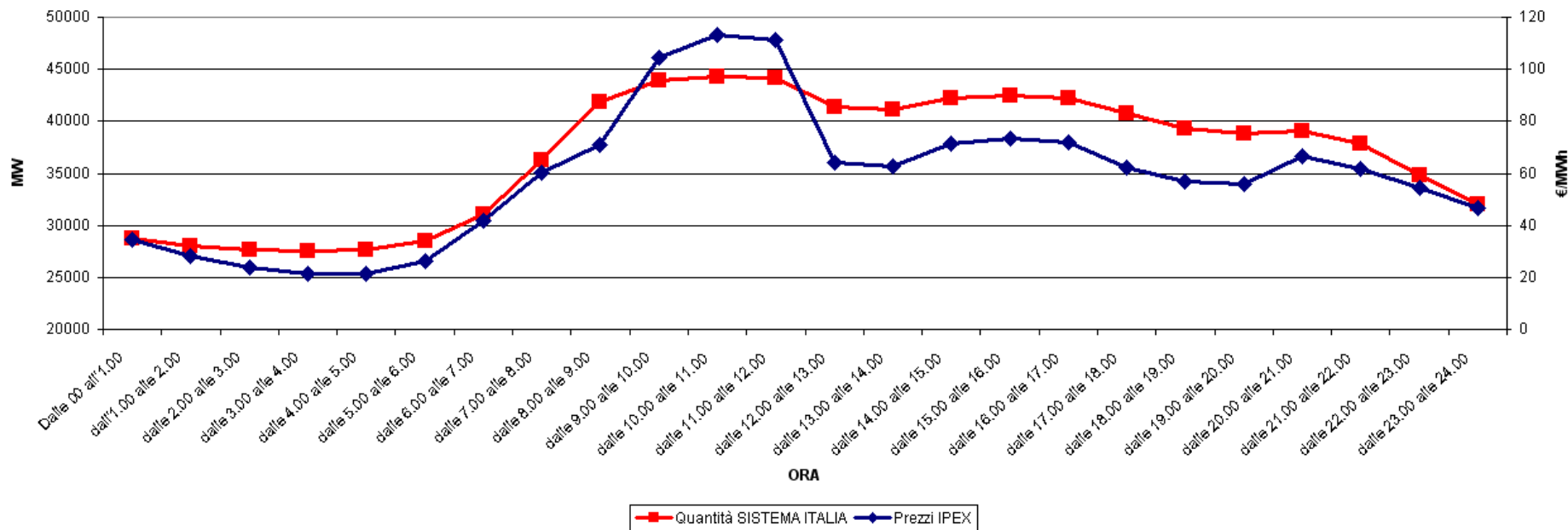
28

- Questo paradigma, adottato inizialmente da EdF si è diffuso in tutta Europa ed ha presieduto alla formazione dei prezzi amministrati nei vari paesi, sino all'avvio dei processi di liberalizzazione negli anni '90.
- In Italia i prezzi per fasce definiti dal CIP prima e dall'Autorità poi sino al 2000 (ed ancora successivamente per il mercato vincolato) riflettevano sostanzialmente questa impostazione, che è rimasta anche nella formazione dei prezzi sulla borsa e nei contratti bilaterali.
- Nel resto d'Europa si sta consolidando la distinzione delle ore in due sole fasce: dalle 8 alle 20 (on peak) e dalle 20 alle 8 (off peak), con prezzi articolati tra base load e on peak.
- In Europa il ruolo assolutamente marginale delle borse a pronti rende poco rilevanti i prezzi orari.
- In Italia, mancando ancora una vera borsa a termine, la borsa si risolve praticamente nel MGP con prezzi orari che seguono abbastanza fedelmente il diagramma dei carichi.

Prezzi e domanda

29

Andamento orario prezzi IPEX e quantità Sistema Italia
(Lunedì - Venerdì)
Il trim '09



La volatilità dei prezzi

1)

30

- La situazione di **overcapacity** che si è determinata con il forte sviluppo degli investimenti nella generazione ed il rinnovo del parco elettrico italiano tra il 2002 ed il 2008 ha portato ad una elevata volatilità dei prezzi sulla borsa, in particolare sulla piattaforma del MGP.
- Apparentemente la borsa italiana è “**spessa**” e “**liquida**”, ma sia lo spessore, sia la liquidità sono fittizie, perché derivano dall'immissione in borsa dell'energia da CIP 6 e dei contratti dell'AU definiti per differenza rispetto ai corsi della borsa stessa: queste partite non concorrono praticamente alla formazione dei prezzi.
- Le vere transazioni di borsa non rappresentano più del 10-15% del mercato globale, ed in una situazione di overcapacity questo si traduce in una debolezza dei prezzi soprattutto nelle ore di minor carico.
- Per fronteggiare l'overcapacity senza deprimere troppo i prezzi si riducono le ore di esercizio degli impianti, con un aumento però dei costi fissi per unità di prodotto.
- Il risultato è un prezzo elevato per i consumatori senza un miglioramento dei margini per i produttori.

La volatilità dei prezzi

2)

31

IPEX

1 aprile '04 - 31 marzo '09

SCOSTAMENTI PREZZI DA MEDIA

	F1	F2	F3	TOT
Ore con prezzo < 20% alla media	4.634	3.572	8.570	16.776
% ore	33,35%	34,42%	43,84%	38,28%
% volumi	27,72%	27,93%	36,59%	30,97%

Ore con prezzo < 30% alla media	2.538	2.170	6.357	11.065
% ore	18,27%	20,91%	32,52%	25,25%
% volumi	13,33%	15,59%	25,63%	18,33%

La volatilità dei prezzi

3)

32

1 apr - 30 giu '09

SCOSTAMENTI PREZZI DA MEDIA

	F1	F2	F3	TOT
Ore con prezzo <20% alla media	256	50	443	749
% ore	37,54%	9,96%	44,30%	34,29%
% volumi	36,18%	9,17%	42,14%	31,71%

Ore con prezzo <30% alla media	59	23	367	449
% ore	8,65%	4,58%	36,70%	20,56%
% volumi	7,97%	4,05%	34,78%	16,91%

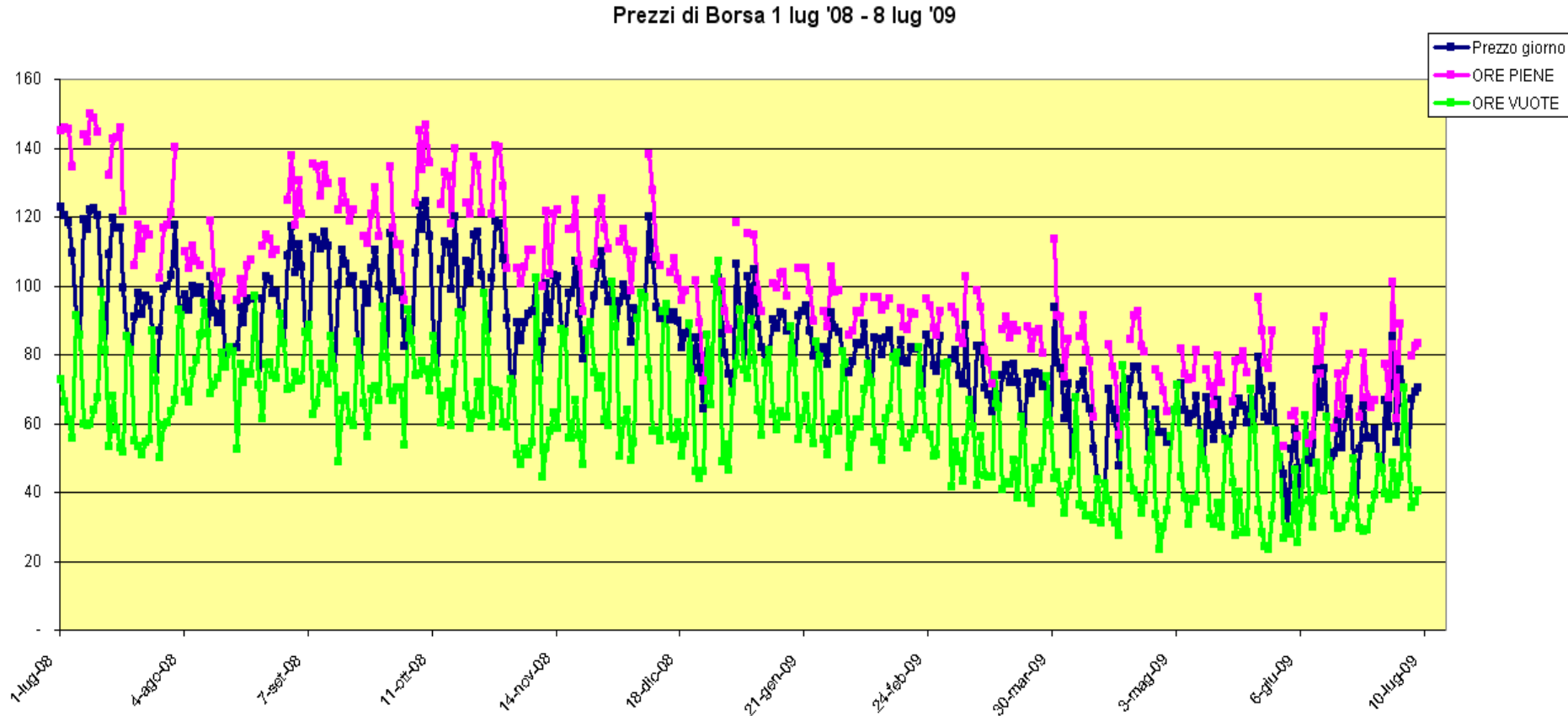
1 aprile - 30 giugno '08

SCOSTAMENTI PREZZI DA MEDIA

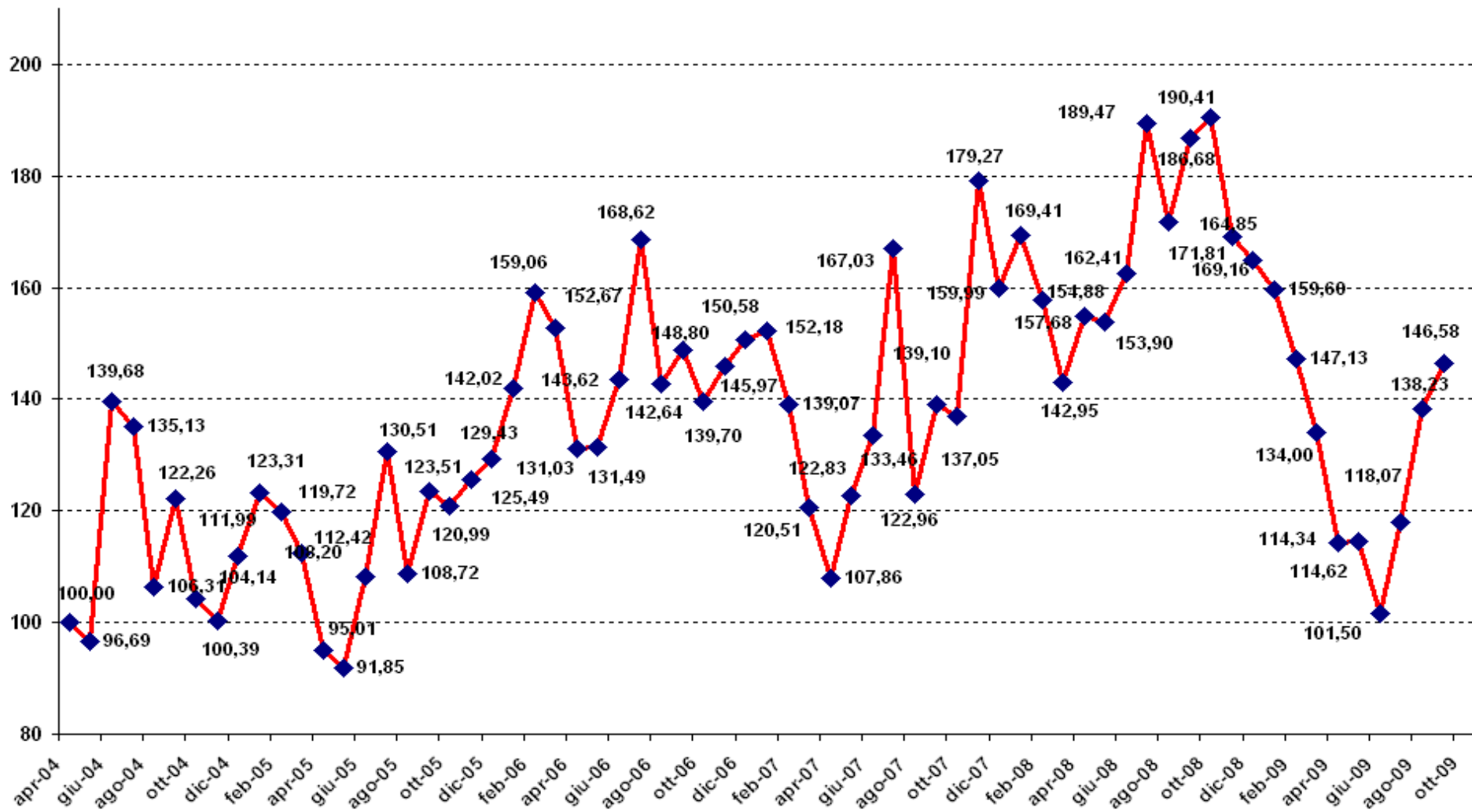
	F1	F2	F3	TOT
Ore con prezzo <20% alla media	134	91	291	516
% ore	19,65%	17,57%	29,57%	23,63%
% volumi	18,48%	15,98%	27,92%	21,41%

Ore con prezzo <30% alla media	20	10	219	249
% ore	2,93%	1,93%	22,26%	11,40%
% volumi	2,71%	1,61%	20,87%	9,26%

L'andamento dei prezzi



L'indice Energy Advisors



35

Tecnologia e combustibili

Tecnologie e combustibili

- L'innovazione tecnologica più significativa che si è avuta nel settore elettrico è quella dei cicli combinati a turbogas (CCGT) : le turbine a gas di derivazione aeronautica hanno consentito di portare i rendimenti nel termoelettrico dal 40% al 56%.
- I cicli combinati inoltre comportano un investimento relativamente inferiore rispetto al termoelettrico convenzionale (a carbone o ad olio combustibile) e tempi di costruzione inferiori.
- I CCGT presentano inoltre minori problemi di emissioni, anche se non si differenziano per quanto concerne la CO₂.
- Per questo insieme di ragioni la tecnologia dei CCGT si è imposta negli ultimi 15 anni in tutti i paesi ed in particolare in Italia, che è uscita dal nucleare ed ha rifiutato la scelta del carbone che era stata compiuta nel 1988.
- Negli ultimi dieci anni sono stati realizzati con questa tecnologia nuovi impianti o trasformati vecchi impianti per circa 25.000 MW.
- Questa opzione ha cambiato profondamente il mix dei combustibili in Italia, che oggi usa il gas per i due terzi della produzione termoelettrica: il prezzo del gas diventa quindi la variabile fondamentale nella formazione dei prezzi dell'energia elettrica.

37

I mercati elettrici

La struttura dei mercati elettrici

38

- Parlando di “mercato elettrico” in realtà ci riferiamo ad un insieme di mercati molto diversi tra loro:
- I mercati basati su piattaforme di borsa, che si differenziano tra
 - Mercati a pronti (MGP, MSD ed MA)
 - Mercati a termine (MTE)
- I mercati non intermediati dalla borsa:
 - OTC (scambi spot tra grossisti e/o tra produttori e grossisti)
 - Il mercato dei contratti bilaterali (prevalentemente con i clienti finali)
- Collegati al mercato elettrico in senso stretto vi sono poi i mercati
 - Dei CV (con piattaforma di borsa)
 - Il mercato di scambio delle Unità di emissione e dei diritti di emissione
 - Il mercato dei Titoli di efficienza energetica (da attivare)

39

Le rinnovabili

Le rinnovabili: un settore in forte sviluppo

40

- Le energie rinnovabili sono in forte sviluppo su scale mondiale a partire dai primi anni '90, con una crescita sostenuta soprattutto dall'eolico.
- La potenza eolica installata nel mondo era pari a 4.800 MW nel 1995 ed è arrivata oggi a circa 75.000 MW con un CAGR del 26%.
- Sinora è stata l'Europa l'area leader nella crescita delle rinnovabili, ma ora gli sviluppi maggiori sono attesi negli USA, in Canada, in Cina ed India.
- Secondo le previsioni dell'IEA il CAGR atteso dal 2005 al 2010 è compreso tra il 15% ed il 22%, con investimenti tra i 120 ed i 150 b€.
- Anche nei prossimi anni la crescita sarà guidata dall'eolico, con investimenti totali stimati sui 15-20 b€ anno.

Fonti rinnovabili: una definizione difficile

- Non esiste una definizione univoca di “fonti rinnovabili”.
- Generalmente sono considerate **energie rinnovabili** quelle forme di energia generate da fonti il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future o che per loro caratteristica intrinseca si rigenerano o non sono "esauribili" nella scala dei tempi "umani".
- Da un punto strettamente scientifico tale definizione non ha particolare senso, in quanto in base ai postulati necessari per definire il primo principio della termodinamica, per cui nulla si crea o si distrugge, tutte le forme di energia sono rinnovabili.
- La definizione corrente è quindi di natura socio-politica e crea la distinzione in uso oggi fra fonti di energia considerate rinnovabili (vento, acqua, sole, ecc.), il cui utilizzo attuale non ne pregiudica la disponibilità nel futuro, e quelle non rinnovabili/convenzionali, fossili (carbone, petrolio, gas naturale), e nucleare (uranio, plutonio), le quali avendo lunghi periodi di formazione, di molto superiore a quelli di consumo attuale, sono limitate nel futuro.

Le fonti rinnovabili: la definizione normativa

42

- Secondo la normativa italiana sono considerate "rinnovabili":
- Energia idroelettrica
 - energia dalle maree
 - energia del moto ondoso
 - OTEC
- Energia geotermica
- Energia solare (termica e fotovoltaica)
- Energia eolica
- Energia da biomasse
 - Biogas
 - Oli vegetali
 - Biodiesel
 - Cippato
- Energia da CDR

Le fonti rinnovabili nell'UE: il contesto

43

- Il percorso degli orientamenti della politica energetica europea negli ultimi 15 anni si è mosso su 3 dimensioni:
 - Volontà di apertura dei mercati e avvio della concorrenza
 - Consapevolezza della debolezza strutturale dell'Europa nell'autosufficienza energetica
 - Definizione di obiettivi orientati all'efficienza energetica e allo sviluppo sostenibile (Protocollo di Kyoto)

- 10 Gennaio 2007 Comunicazioni Commissione Europea
“... the point of departure for a European energy policy is threefold : combating climate change, limiting the EU's external vulnerability to imported hydrocarbons, and promoting growth and jobs, thereby providing secure and affordable energy to consumer...”
(Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament – An Energy Policy for Europe

Energy Police for Europe 8/9-03-07

44

- **Internal Market for Gas and electricity:** unbundling (societario); armonizzazione normativa; definizione regole cross-border; crescita coordinamento TSO; standard tecnici; investimenti per lo sviluppo delle interconnessioni; garanzie per consumatori finali
- **Security of supply:** diversificazione delle fonti energetiche e di trasporto; meccanismi per affrontare emergenze; incremento trasparenza informazioni; analisi della disponibilità e costi stoccaggio; creazione di un osservatorio
- **International Energy Policy :** approccio comune consumatori-produttori, consumatori-consumatori e consumatori-paesi di transito; incremento relazioni e partnership con paesi produttori
- **Energy efficiency and renewable energies :** riduzione emissioni CO₂ del 20% rispetto al 1990 al 2020; riduzione consumi del 20% rispetto a previsioni attuali al 2020; ricorso alle energie rinnovabili per il 20% dei consumi al 2020.
- **Energy Technology :** sostegno alla ricerca e definizione nel corso del 2007 di un “European Strategic Energy Technology Plan”

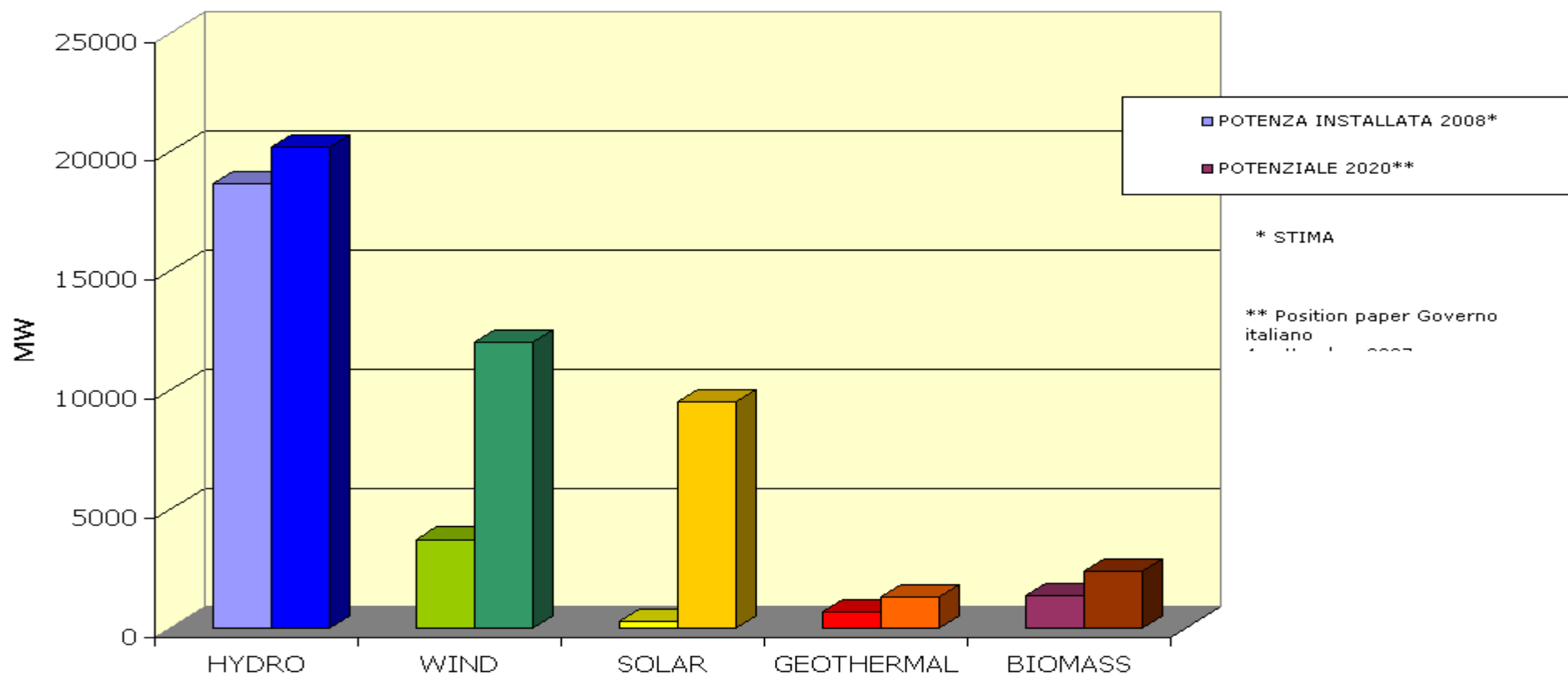
I sistemi di incentivazione

45

- In generale le rinnovabili non sono competitive con le convenzionali e richiedono misure di incentivazione (soprattutto in Italia)
- L'UE stima necessario un sostegno tra il 2005 ed il 2020 compreso tra i 10 ed i 18 b€
- UK: nessun incentivo, regime di mercato (ma molte ore di vento > 3.500 h/y)
- Francia, Germania, Spagna: *feed in (tariffa prefissata)* ed obbligo di acquisto dei distributori (15 anni in Francia, 20 anni in Germania e Spagna)
- Italia: prezzo di mercato per l'e.e. + Certificato Verde per 15 anni, con obbligo di acquisto dell'energia da parte del GSE per le non programmabili, come l'eolico e l'idroelettrico da acqua fluente.
- Il valore del CV dipende da un'apposita Borsa ed ha come riferimento e *cap* il prezzo dei CV del GSE (impianti in CIP 6), pari ad €/MWh 180.

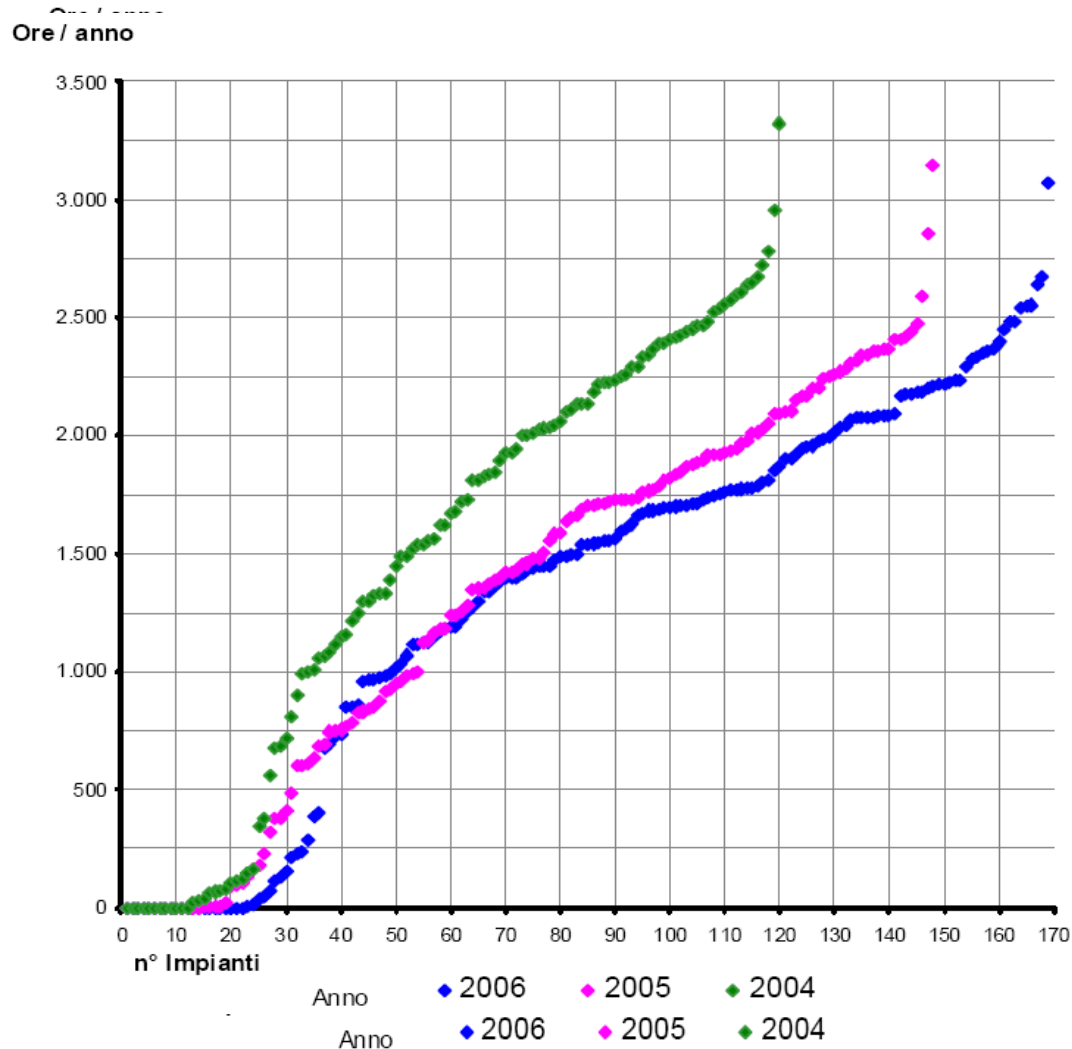
Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia

46



L'Italia non è la Danimarca...

47

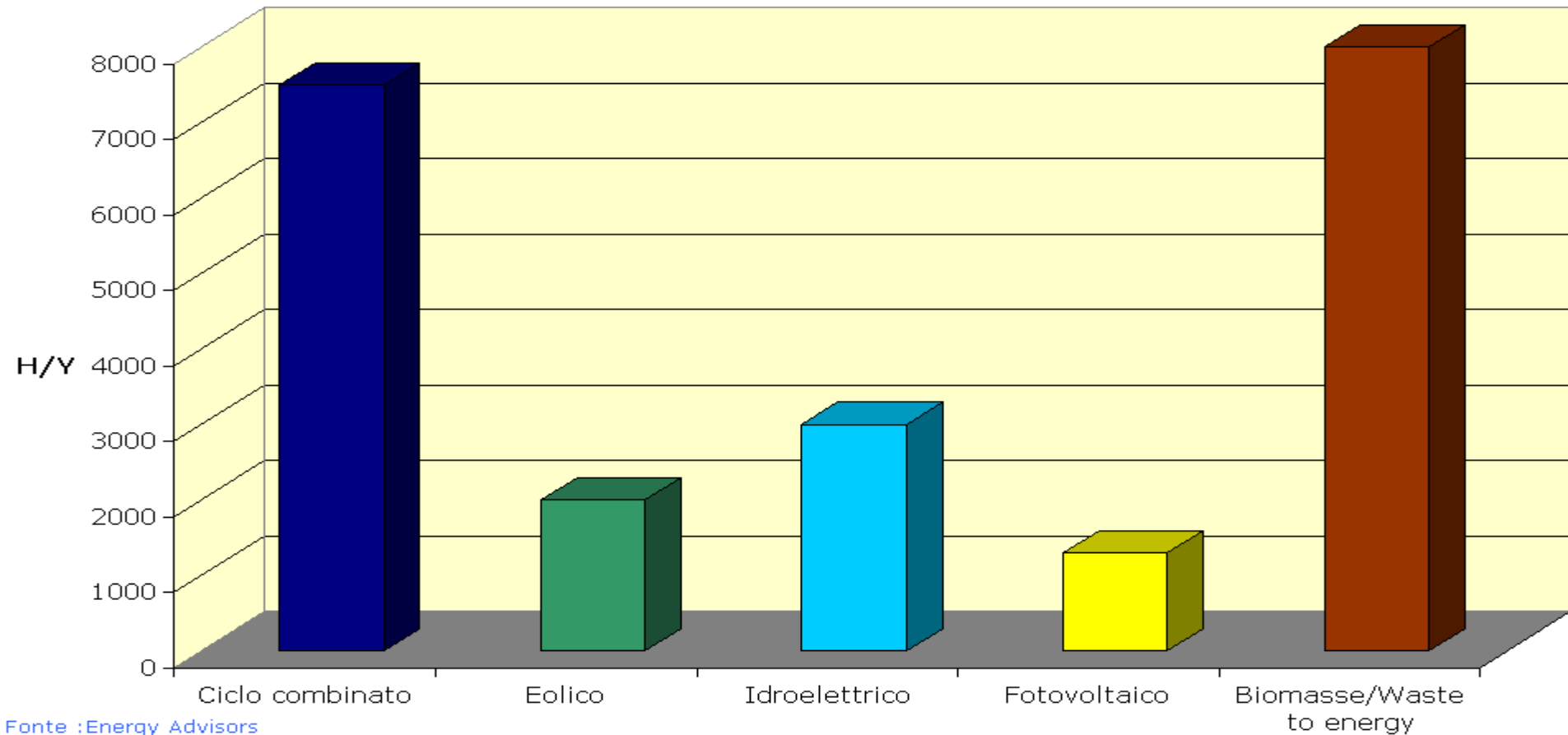


Impianti con \Rightarrow 2.000 h/y di vento
2004 = 39%
2006 = 24%

Impianti con \leq 1.500 h/y di vento
2004 = 42%
2006 = 52%

Il load factor della produzione

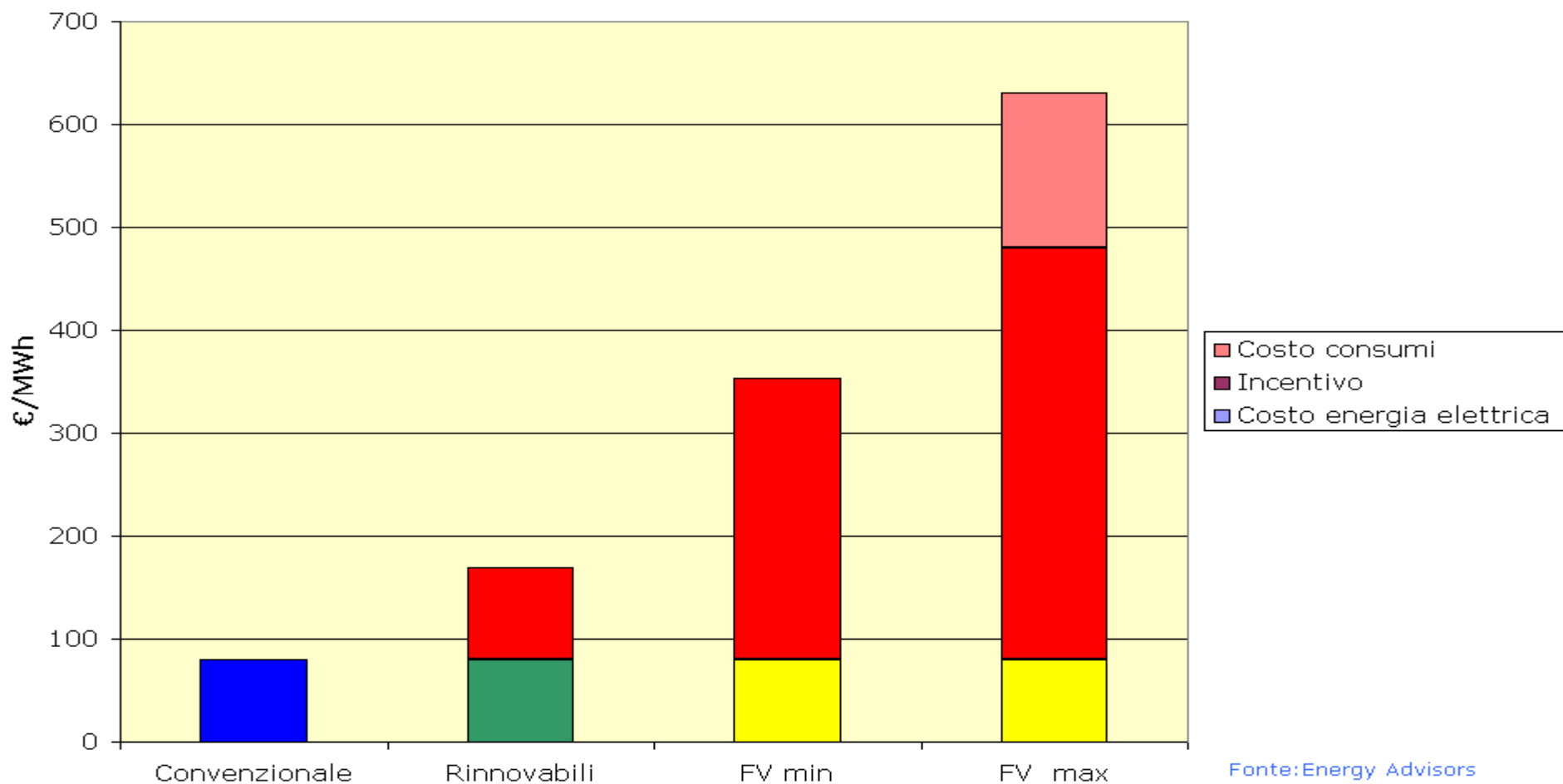
48



Fonte :Energy Advisors

I costi di produzione

49



Fonte: Energy Advisors

Costi/benefici delle rinnovabili

50

Considerando come obiettivo il potenziale assunto nella proposta preliminare italiana del 2007 (al 2020 + 20.500 MW su 2008, di cui MW 12.000 di eolico e MW 9.200 di FV) nel periodo 2009-2020 avremmo :

Costi

- Investimenti necessari b€ 70
- Incentivi cumulati 2009-2020 : tra b€ 50 e b€ 55
- Incentivi a regime (2020) b€ 8,5 (b€ 4,9 per il FV)
- Costi aggiuntivi per il sistema di T&D e per la capacità di riserva da centrali convenzionali

Benefici

- Incremento Produzione annua (2020) TWh 44
- CO2 evitata (2020) su TWh 36, per circa tn 17,5 milioni anno
(al costo di €/tn 490 €/tn)

Una prima conclusione sulle energie rinnovabili

51

- Non sono ancora competitive quanto a costi di produzione e soprattutto (con l'eccezione delle biomasse) non sono programmabili
- Garantiscono per lo più un limitato load factor (per l'eolico soprattutto in Italia).
- Richiedono comunque investimenti di back up nel convenzionale, riducendo il grado di sfruttamento degli impianti, con aumento dei costi fissi unitari.
- Applicate con razionalità contribuiscono a migliorare la qualità dell'ambiente ed in particolari contesti hanno anche validità economica
- Bisogna investire in ricerca sia per ridurre i costi, sia per raggiungere la capacità di accumulare l'energia.
- Le rinnovabili non vanno quindi viste come **fonti alternative**, ma come **fonti integrative**

52

Il nucleare

Ritorno al nucleare ?

53

- E' oggi in corso a livello mondiale una forte ripresa del nucleare con 33 unità in costruzione per 26.000 MW e 99 in progetto per 101.000 MW.
- In specie sono in costruzione le prime centrali con reattori del modello Generazione III +, che rappresenta oggi la frontiera tecnologica più avanzata.
- Si tratta di impianti Foak (*First of a kind*), quindi poco significativi quanto ai costi, che comunque sono competitivi con quelli degli impianti convenzionali. A regime si stima una riduzione dei costi attuali di circa il 30%, con un costo del MWh inferiore ai 50 €.
- In ogni caso la maggior spinta per il nucleare non viene da ragioni economiche, ma da ragioni ambientali (zero emissioni di CO₂) e di sicurezza geo-politica nell'approvvigionamento del combustibile
- I tempi di sviluppo sono comunque lunghi: ogni centrale richiede dagli 8 ai 12 anni.