

Relazione Annuale 2009

Sviluppo e risultati del mercato elettrico

8 Luglio 2010
Roma, Piazza Capranica 8

Dr. Cosimo Campidoglio
Responsabile
Ricerca, Sviluppo e Monitoraggio del Mercato

1. Il contesto internazionale
2. La liquidità dei mercati GME
3. Esiti delle contrattazioni sul Mercato del Giorno Prima (MGP)
4. La progressiva integrazione con i mercati europei
5. Nuovi progetti del GME: il Price Coupling of Regions (PCR)

La crisi economica globale

- **La più forte crisi economica del dopoguerra ha interessato tutte le economie e tutti i mercati energetici mondiali, seppur con intensità differente su base regionale**
 - Crollo del commercio internazionale: -10.7%
 - Caduta del Pil:
 - Mondiale: -0,6%
 - Giappone: -5%
 - USA: -2,4%
 - EU: -4,1%
 - Italia: -5%
 - Contrazione dei consumi energetici

	Mondo	EU15	EU27	OECD	Italia
Petrolio	-1,7%	-4,5%	-4,4%	-4,8%	-6,3%
Gas	-2,1%	-3,8%	-5,9%	-3,1%	-7,7%
Elettricità	-3,5%	-4,6%	-3,7%	-4,1%	-6,6%
Carbone	-0,3%	-5,8%	-10,8%	-10,4%	-20,0%

Fonti: BP Statistical Review of World Energy, CapGemini EEMO, IEA, Terna

I prezzi delle commodities energetiche

- Dopo i picchi del 2008, si registrano forti riduzioni dei prezzi medi annui nel 2009

→ Brent -36%
 → Olio combustibile -32%
 → Gasolio -44%
 → Carbone e Gas -52%

- L'apprezzamento del \$ sull'€ riduce questi effetti solo parzialmente

- L'effetto netto sui costi di generazione del ciclo combinato (ITEC ccgt al 53%) sono ritardati dalla dinamica in media mobile dei contratti gas (-32%)

- Rispetto al dato medio annuo, nel corso del 2009 il greggio, i derivati e il carbone mostrano una dinamica rialzista, mentre il gas risente fino quasi a dicembre della crisi dei consumi gas.

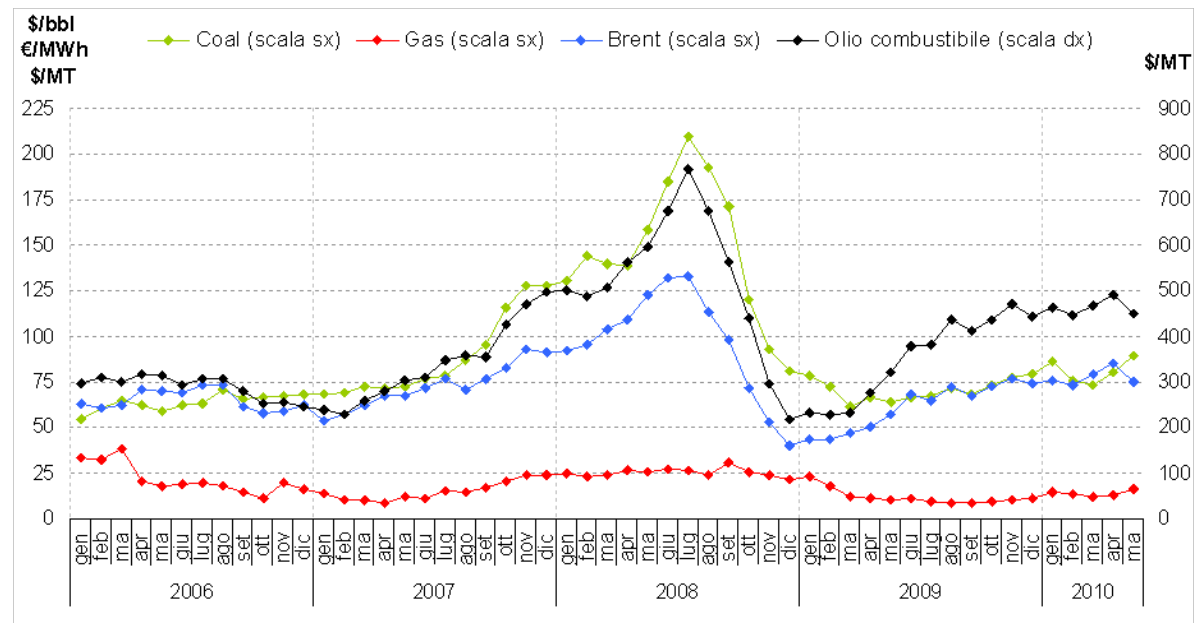
- Attese moderatamente rialziste per fine 2010.

	2010			2009		2008	2007	2006
	Calendar ⁽¹⁾	Dato al 31/5	Variazione 31/5/2010-31/5/2009	Valore	Variazione '09-'08	Valore	Valore	Valore
Tasso di cambio \$/€	1,43	1,35	2%	1,39	-5%	1,47	1,37	1,26
Brent (\$/bbl)	81,57	77,81	62%	61,88	-36%	97,26	72,39	65,14
Olio combustibile (\$/MT)	487,75	464,49	81%	355,03	-32%	525,93	339,34	289,71
Gasolio (\$/MT)	672,51	648,18	51%	517,37	-44%	918,44	635,22	578,93
Coal (\$/MT)	87	80,88	18%	70,73	-52%	147,49	88,75	63,80
Gas (€/MWh) ⁽²⁾	16,71	13,85	-8%	11,90	-53%	25,31	15,04	21,62
ITEC ccgt (€/MWh) ⁽³⁾	-	55,95	10%	48,31	-32%	70,96	49,38	52,93

⁽¹⁾ Il dato fa riferimento all'ultima quotazione future del prodotto Y-2010

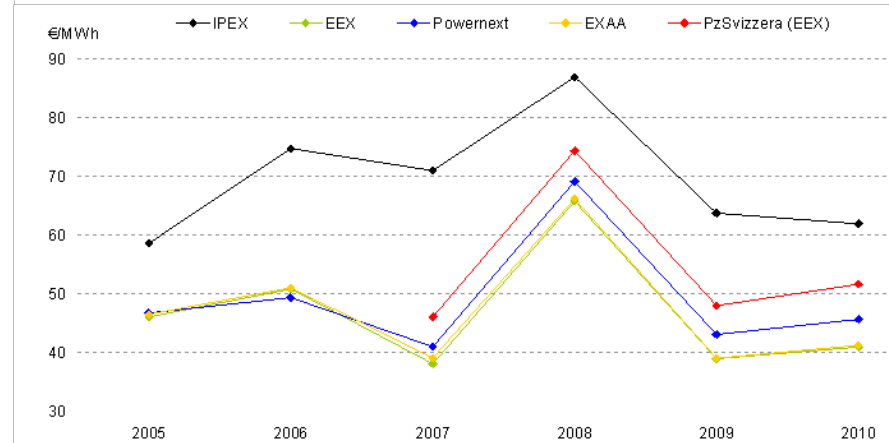
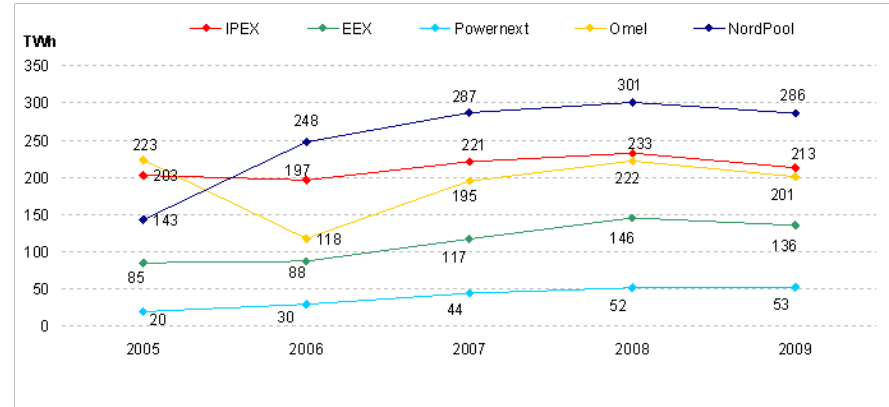
⁽²⁾ Il dato fa riferimento alla prima quotazione future del prodotto Gas Year 2010

⁽³⁾ L'itec Ccgt è stato ricalcolato considerando un rendimento superiore e pari al 53%



1 day ahead markets

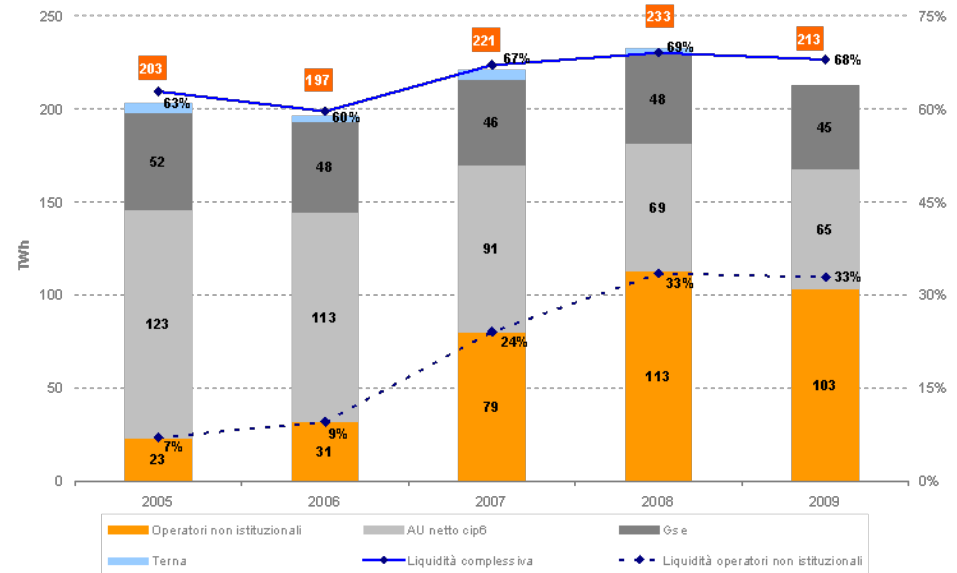
- Liquidità:** dopo anni di crescita continua, riduzione della liquidità compresa tra il -5% di NordPool e il -9% di Omel
 → parziale eccezione delle borse minori
- Prezzi:** forti ribassi delle quotazioni, compresi tra il -22% di NordPool e il -43% di Omel
 → il 2010 segnala modesti rialzi legati alla ripresa del petrolio
- GME:** si conferma la seconda borsa per liquidità e la borsa con quotazioni più elevate, per effetto delle differenze di parco produttivo e costi dei combustibili
 → assenza nucleare, limitato contributo del carbone
 → differenziale di prezzo del gas rispetto alle quotazioni europee
 → ritardo nel recepire l'effetto del Brent, con prezzi 2010 ancora in modesto ribasso



	2010			2009		2008	2007	2006	2005
	Calendar ⁽¹⁾	Dato al 31/5	Variazione 31/5/2010-31/5/2009	Media	Variazione '09-'08	Media	Media	Media	Media
IPEX	66,78	61,89	-11%	63,72	-27%	86,99	70,99	74,75	58,59
EEX	44,36	40,86	-1%	38,85	-41%	65,76	37,99	50,79	45,98
Powernext	47,82	45,58	6%	43,01	-38%	69,15	40,88	49,29	46,67
EXAA	-	41,14	2%	38,95	-41%	66,18	38,97	50,97	46,43
NordPool	40,60	53,58	48%	35,02	-22%	44,73	27,93	48,59	29,33
OMEL	39,70	28,23	-31%	36,96	-43%	64,44	39,35	50,53	53,68
PzSvizzera (EEX)	-	51,58	-6%	47,92	-36%	74,38	45,99	-	-
PUN-PME	-	20,02	-27%	23,85	17%	20,38	32,24	24,28	12,43

(1) Il dato fa riferimento al settlement price associato al prodotto Y-2010

- **PCE:** aumento dei volumi registrati a dispetto della stabilità dei volumi consegnati
→ maggior utilizzo delle opzioni di flessibilità.
- **MGP:** riduzione dei volumi per effetto del crollo della domanda complessiva
→ riduzione per metà generata dal calo di GSE, AU e Terna
→ liquidità al 68%, di cui metà da operatori non istituzionali
- **MA/MI:** volumi stabili, il nuovo MI ha portato un incremento del 30% nel '10
- **MTE:** volumi ancora molto ridotti ma in netta crescita sia nel 2009 che nel 2010
→ a seguito del lancio dei nuovi prodotti, i volumi sono diventati la metà di quelli scambiati su Idex



	2010***		2009*		2008*	2007	2006	2005
	TWh	delta %	TWh	delta %	TWh	TWh	TWh	TWh
ACQUISTI DI ENERGIA (c+d)	132,13	3,2%	313,43	-6,7%	336,96	329,95	329,79	323,18
(a) MTE	1,58	2854,9%	0,12	** 117,3%	0,06			
(b) PCE (****)	91,33	31,1%	176,35	14,7%	154,16	97,28		
(c) MGP/borsa	84,21	-2,1%	213,03	-8,2%	232,64	221,29	196,50	202,99
(d) PCE/bilaterali	47,92	14,0%	100,39	-3,5%	104,32	108,66	133,29	120,20
(e) MA/MI	6,13	29,9%	11,93	2,7%	11,65	12,74	9,94	10,45
(f) MSD a salire	2,25	-50,2%	12,52	8,4%	11,58	14,58	12,17	11,59
(g) MSD a scendere	7,20	19,1%	14,65	30,4%	11,26	12,03	14,27	13,07

(*) le variazioni percentuali sono calcolate sui volumi medi annui, per depurarle del diverso numero di ore del 2008

(**) le variazioni percentuali risentono della diversa durata dei periodi di operatività delle piattaforme, con riferimento al 2008 per MTE

(***) le variazioni percentuali sono calcolate sui primi 5 mesi del 2010 e del 2009

(****) contratti registrati esclusivamente su PCE per anno di contrattazione

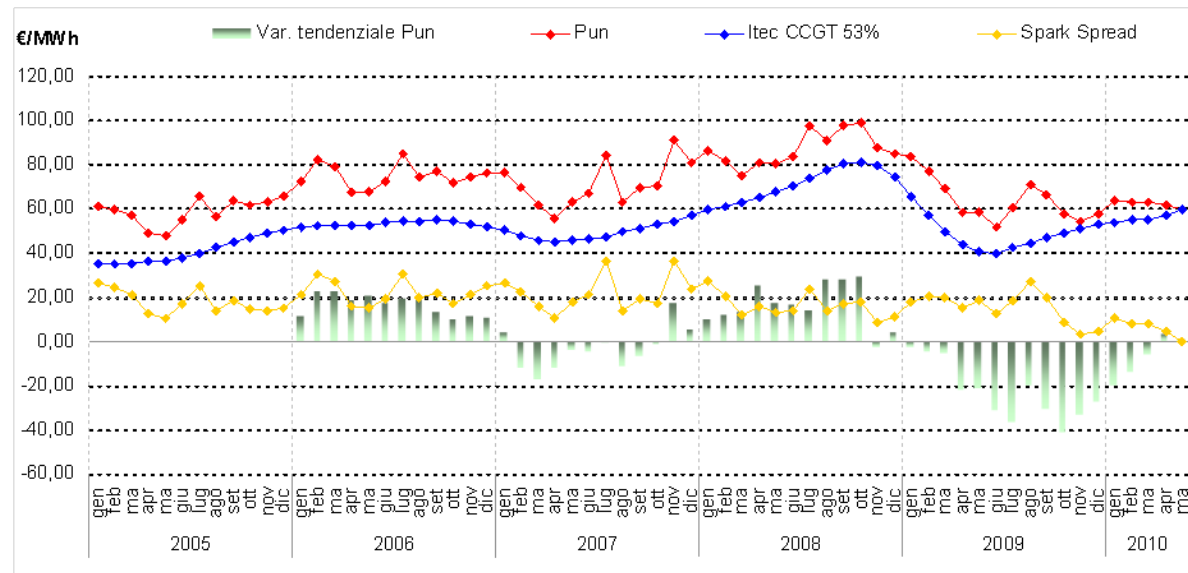
Prezzo unico nazionale (PUN)

- Nel **2009** prima netta riduzione del Pun dall'avvio del mercato
 - avvicinamento prezzi di *picco e fuori picco*
 - permane il differenziale tra prezzi *fuori picco e festivi*, eccezione europea
 - 15 ribassi tendenziali consecutivi a partire da Gennaio 2009
 - *Spark spread* al valore minimo annuo nel 2009, per effetto di un crollo nell'ultimo trimestre

€/MWh	2010			2009		2008	2007	2006	2005
	Calendar ⁽¹⁾	Dato al 31/5	Variazione 31/5/2010-31/5/2009	€/MWh	Variazione '09-'08	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Totale	66,78	61,89	-11%	63,72	-27%	86,99	70,99	74,75	58,59
<i>Picco</i>	-	74,27	-16%	83,05	-27%	114,38	104,90	108,73	87,80
<i>Fuori picco</i>	-	52,28	-2%	48,29	-29%	67,75	48,06	54,12	42,15
<i>Festivo</i>	-	58,82	-9%	59,27	-24%	77,88	58,58	60,25	44,33
<i>Picco/Fuori picco</i>	-	1,42	-14%	1,72	2%	1,69	2,18	2,01	2,08
<i>Festivo/Fuori picco</i>	-	1,13	-7%	1,23	7%	1,15	1,22	1,11	1,05
<i>Volatilità assoluta (€/MWh)</i>	-	8,0	-14%	10,2	-15%	12,0	11,20	9,1	7,3
<i>Volatilità relativa (%)</i>	-	13%	-3 p.p.	17%	2 p.p.	15%	16%	12%	13%

⁽¹⁾ Il dato fa riferimento al valore medio del prezzo di regolamento associato al prodotto Y-2010 scambiato su IDEX

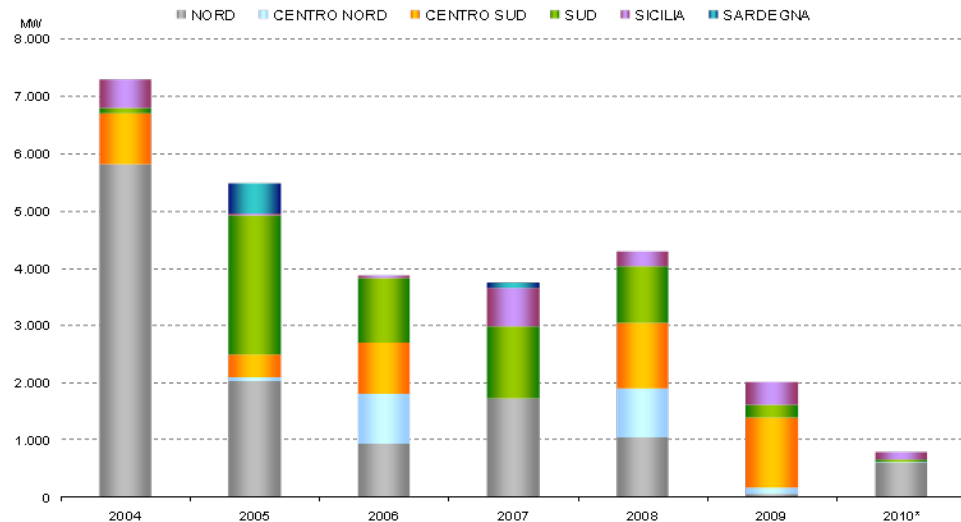
- Nei primi 5 mesi del **2010** si accelerano le dinamiche del Pun
 - drastica riduzione del differenziale di prezzo di *picco e fuori picco*.
 - segni di convergenza tra prezzi *festivi e fuori picco*
 - esaurimento ribassi tendenziali
 - sostanziale azzeramento dello *spark spread*



Determinanti del Pun/1

La riduzione del Pun riflette:

- La riduzione dei costi di generazione del ciclo combinato (-29%), per effetto ritardato del calo del Brent (-33%) e degli altri combustibili
- Il netto calo della domanda (-7%), al più forte ribasso degli ultimi 60 anni e tornata a livelli del 2002
- L'ulteriore aumento della capacità installata (+2.000 MW), concentrata nelle zone centro-meridionali e nell'ultimo trimestre
- L'aumento della concorrenza al margine e la riduzione del potere di mercato unilaterale
 - indice di operatore marginale (da 51 a 27%)
 - indice di operatore residuale (da 20 a 17%)



	2010*		2009		2008	2007	2006	2005
	Valore	Delta%	Valore	Delta%	Valore	Valore	Valore	Valore
Pun (€/MWh)	61,89	-11%	63,72	-27%	86,99	70,99	74,75	58,59
Domanda (MWh)	36.471	3%	35.779	-7%	38.361	37.665	37.647	36.893
Brent (\$/bbl)	77,90	61%	61,88	-36%	97,24	72,86	64,91	54,41
Brent (€/bbl)	57,74	58%	44,37	-33%	66,12	53,16	51,67	43,76
Tasso \$/€	1,35	2%	1,39	-5%	1,47	1,37	1,26	1,24
Costo Generazione da Ciclo Combinato (€/MWh)	66,43	35%	57,88	-29%	81,92	53,80	62,73	51,87
- Itec Ccgt (€/MWh) ⁽²⁾	55,95	10%	48,31	-32%	70,96	49,38	52,93	40,84
- CV (€/MWh)	5,33	15%	4,61	38%	3,35	4,18	3,38	2,60
- CO2 Ccgt (€/MWh)	5,15	37%	4,96	-35%	7,61	0,24	6,43	8,42
Spark Spread (€/MWh)⁽¹⁾	5,96	-67%	15,41	-4%	16,03	21,61	21,82	17,75

* il dato relativo al 2010 è aggiornato al 31/5

⁽¹⁾ lo spark spread è calcolato come media delle differenze mensili tra Pun e ITECCcgt al 53% al netto degli oneri ambientali (CV e CO2), ponderata per il numero di ore di ciascun mese

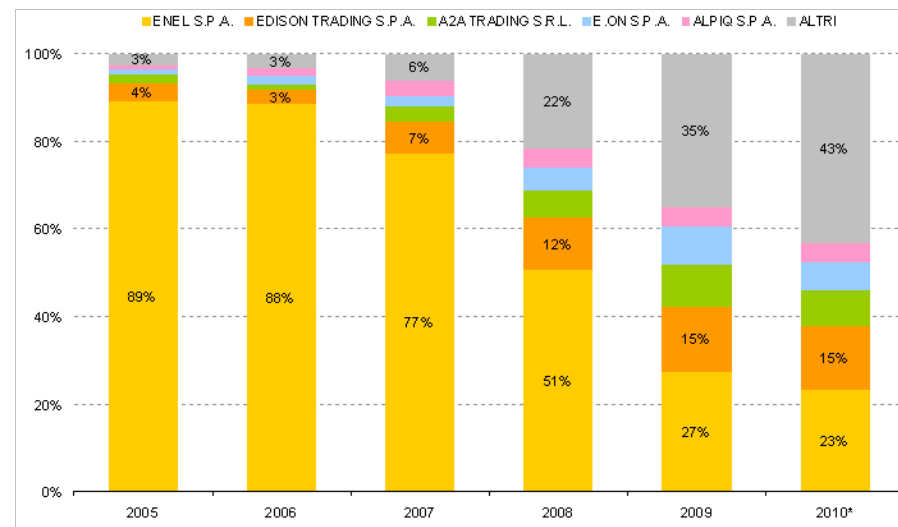
⁽²⁾ l'itec Ccgt è stato ricalcolato considerando un rendimento superiore e pari al 53%

Determinanti del Pun/2

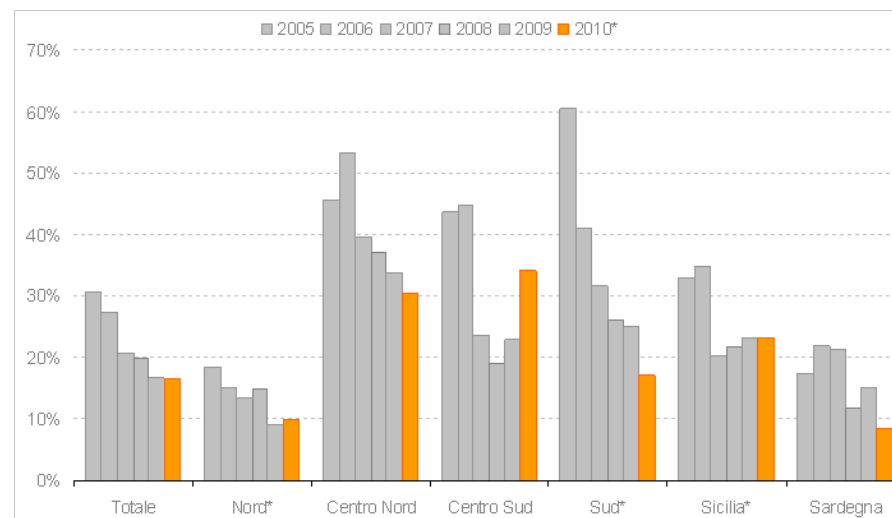
L'aumento della concorrenza al margine è un cambiamento strutturale ormai acquisito

- **Quote mercato.** La quota di mercato di Enel è scesa al 28% nel 2009, con GSE al 14%, Edison al 9%, Eni al 7%, E.On al 6% e Altri al 35%.
- **IOM.** Il crollo dello IOM di Enel è coinciso con un aumento del ruolo di price maker di diversi operatori, con un rilevante contributo della frangia competitiva (43%)
 - Altri fissano spesso il prezzo dalle zone estere (19%)
- **IORq.** La riduzione delle quantità vendute in assenza di concorrenza segna fortemente nel 2010 il Sud* e la Sardegna*
 - Riflettono sia gli effetti del Sapei sia della crescente operatività della nuova generazione a carbone nella zona CentroSud.
- L'aumento della competizione al margine ha fatto precipitare in cinque anni il n° di ore di funzionamento medio di un ciclo combinato (CIP6 escluso) da 6.000 a 4.200

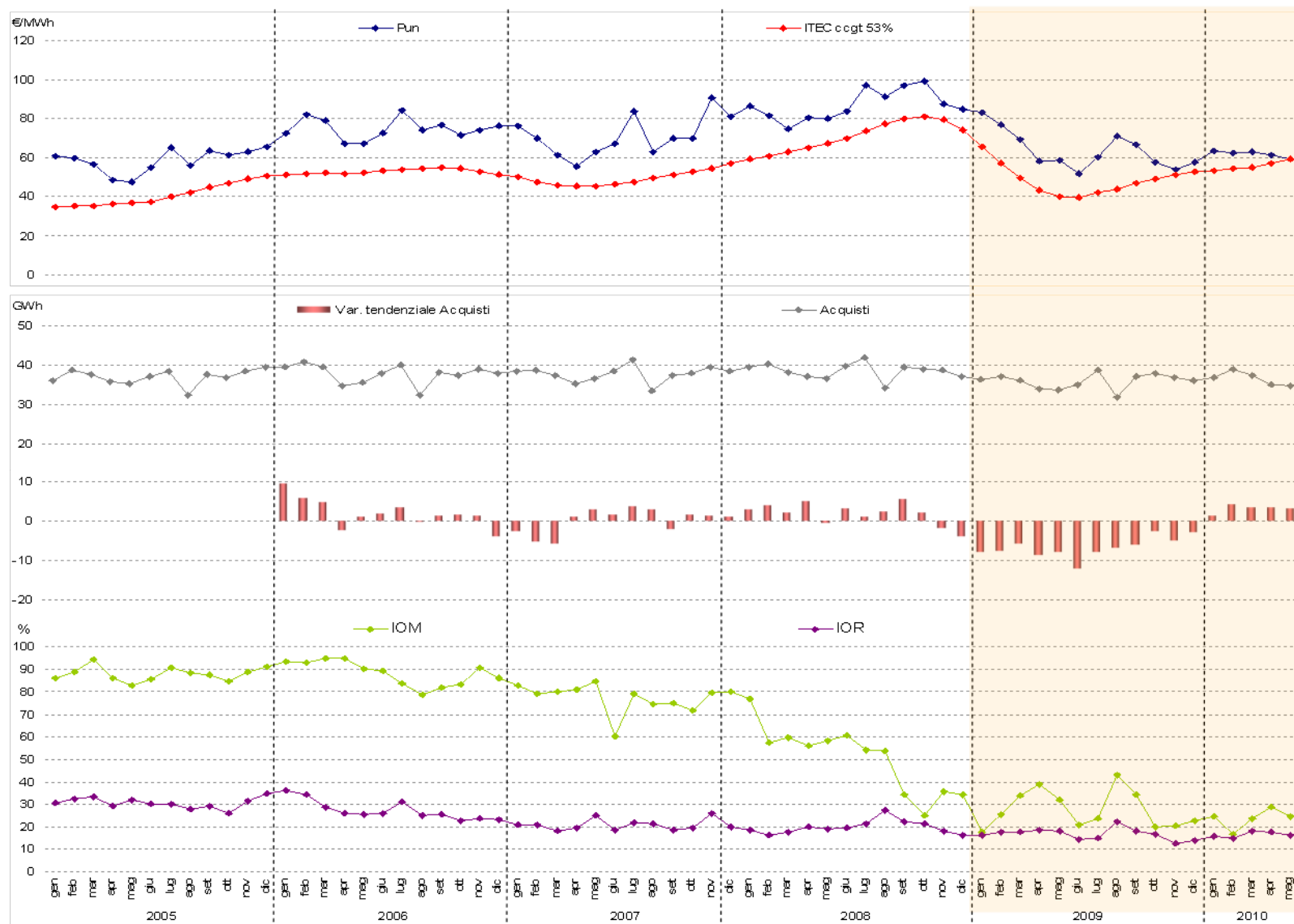
Indice di operatore marginale (IOM)



Quota di vendite in assenza di concorrenza (IORq)



Determinanti del Pun/3

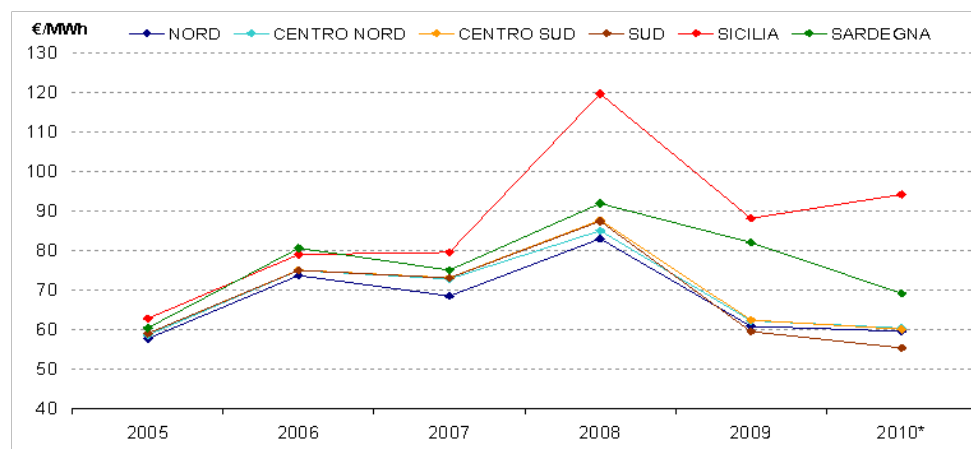


Prezzi zionali

- La riduzione dei prezzi registrata dal Pun interessa tutte le zone nazionali, con intensità differenti.
- Differenziali sulla penisola ai minimi storici (3 €/MWh), per l'elevata interconnessione delle zone e la relativa omogeneità del parco produttivo.
 - I prezzi storicamente inferiori del Nord riflettono lo spiazzamento della produzione da parte dell'estero
 - Dal 2009 la zona più economica diventa il Sud.
- Le isole esibiscono un differenziale maggiore legato a motivi strutturali
 - limitata interconnessione impone equilibrio locale domanda/offerta (prezzi più alti)
 - la ridotta dimensione delle isole limita il rinnovo del parco e quindi la riduzione dei costi e della concentrazione
 - estrema sensibilità a variazioni di pochi MW di domanda e offerta inducono elevata volatilità dei prezzi

€/MWh	2010*		2009		2008	2007	2006	2005
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Media	Media	Media
PUN	61,89	-11%	63,72	-27%	86,99	70,99	74,75	58,59
NORD	59,56	-11%	60,82	-27%	82,92	68,47	73,63	57,71
CENTRO NORD	60,34	-12%	62,26	-27%	84,99	72,80	74,98	58,62
CENTRO SUD	60,05	-12%	62,40	-29%	87,63	73,05	74,99	59,03
SUD	55,33	-17%	59,49	-32%	87,39	73,04	74,98	59,03
SICILIA	94,11	6%	88,09	-26%	119,63	79,51	78,96	62,77
SARDEGNA	69,15	-12%	82,01	-11%	91,84	75,00	80,55	60,38
Delta totale	38,78		28,60		36,71	11,04	6,92	5,06
Delta continente	5,01		2,91		5,07	4,75	2,04	1,32

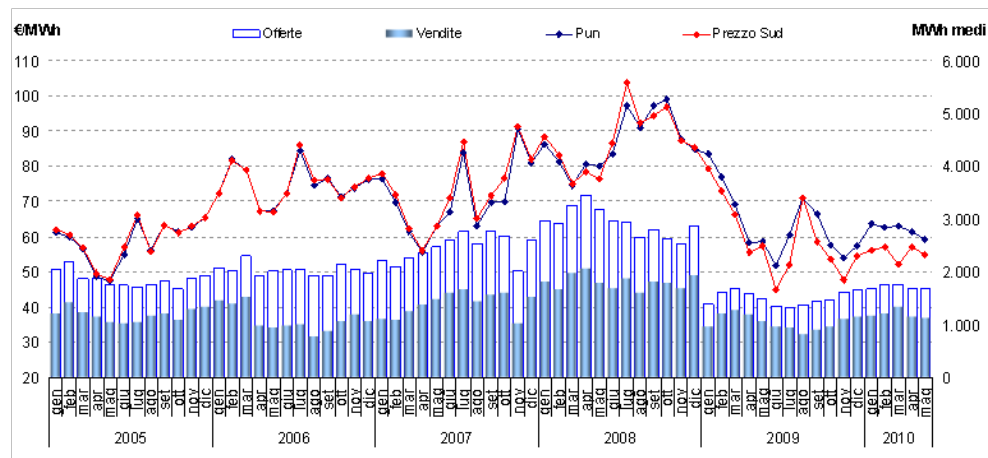
	Volatilità assoluta (%)					
	2010*	2009	2008	2007	2006	2005
NORD	14%	18%	16%	17%	13%	14%
CENTRO NORD	15%	19%	16%	16%	12%	13%
CENTRO SUD	17%	20%	17%	16%	12%	13%
SUD	15%	19%	17%	16%	12%	13%
SICILIA	27%	26%	29%	20%	18%	17%
SARDEGNA	27%	37%	23%	23%	20%	16%



* Il dato relativo al 2010 è aggiornato al 31/5

Prezzi zionali: Sud

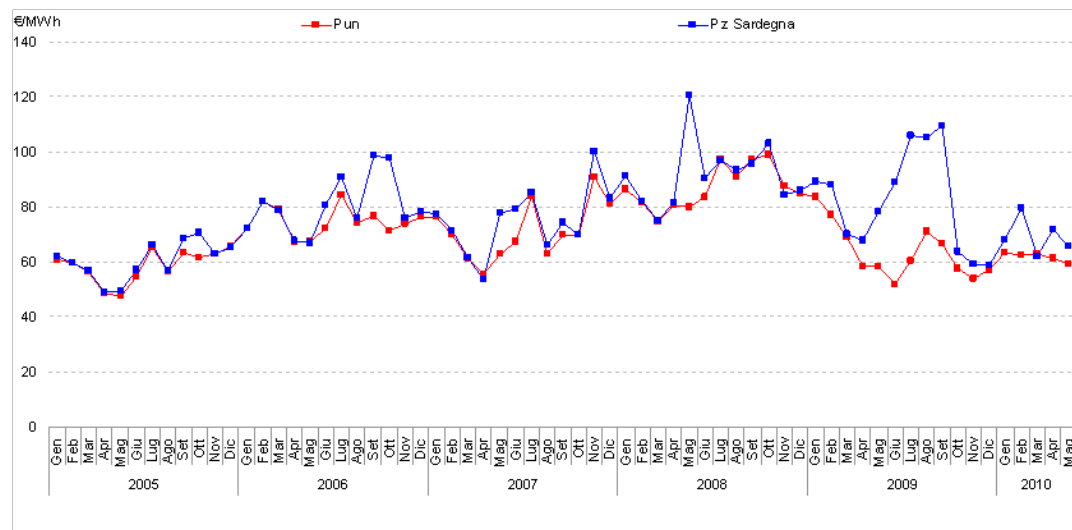
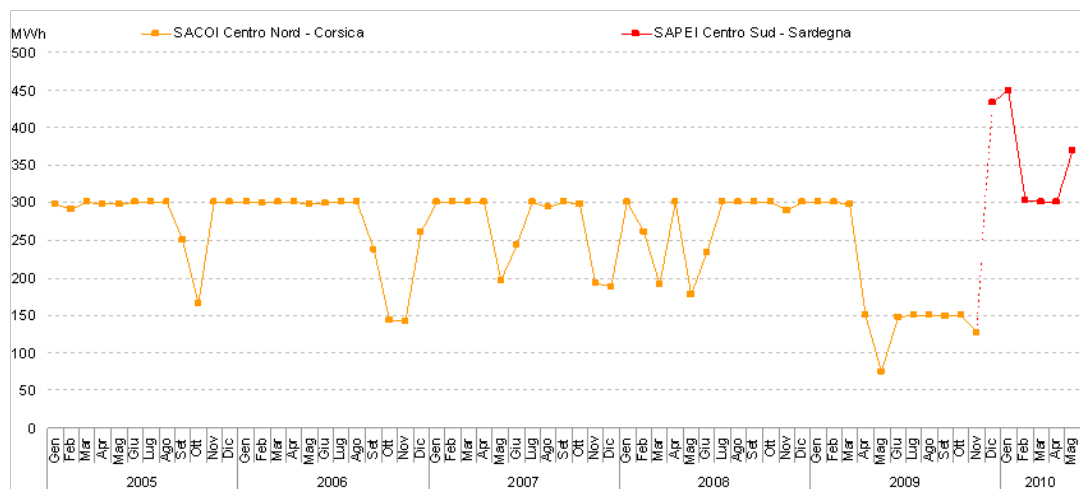
- Il Sud registra una diminuzione maggiore della media e diventa la più conveniente
- La differenza è concentrata nelle ore di picco, quando la domanda più alta induce maggiori differenziali di costo e quindi maggiori flussi di transito.
- La decorrenza dal 1 gennaio 2009 suggerisce la rilevanza sul delta prezzo della nuova zonazione.
 - Effetto sui volumi e quindi sui prezzi
- La tendenza si rafforza nei primi mesi del 2010, beneficiando dell'ulteriore aumento dell'offerta di base del Sud.
 - Effetto sugli indici di concentrazione (slide 9)



€/MWh	2010*	2009	2008	2007	2006	2005
Picco						
Prezzo NORD	70,44	79,06	108,94	100,44	107,49	86,85
Prezzo SUD	62,16	74,01	114,83	109,80	109,35	88,61
Sud-Nord	-8,28	-5,05	5,89	9,36	1,86	1,75
Fuori picco						
Prezzo NORD	51,46	46,61	65,17	46,65	53,14	41,56
Prezzo SUD	48,43	46,42	68,01	48,61	54,21	42,34
Sud-Nord	-3,02	-0,19	2,84	1,96	1,07	0,78
Festivo						
Prezzo NORD	56,49	56,22	73,67	57,02	59,08	43,22
Prezzo SUD	55,39	57,85	78,37	59,13	60,21	44,67
Sud-Nord	-1,10	1,63	4,70	2,11	1,13	1,45

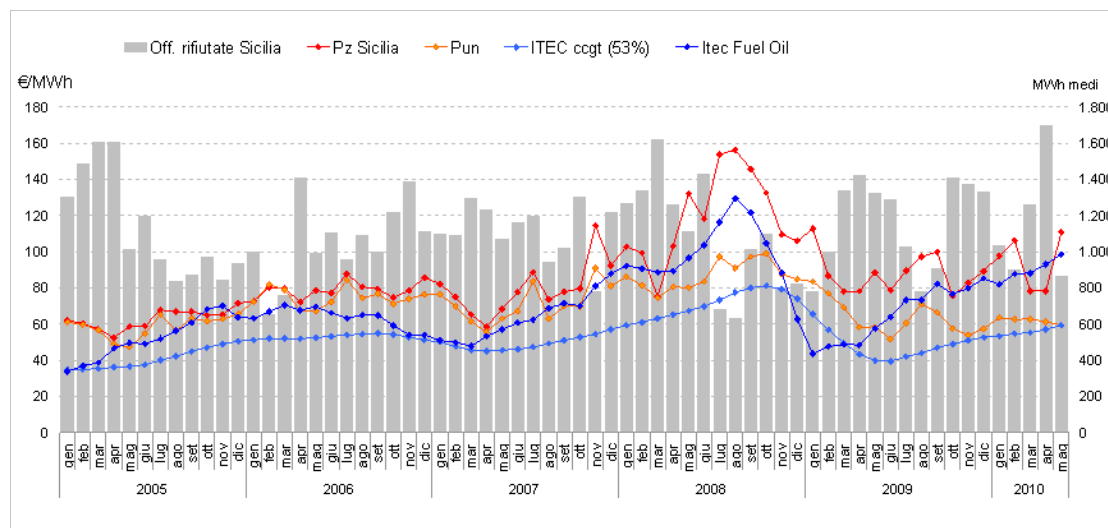
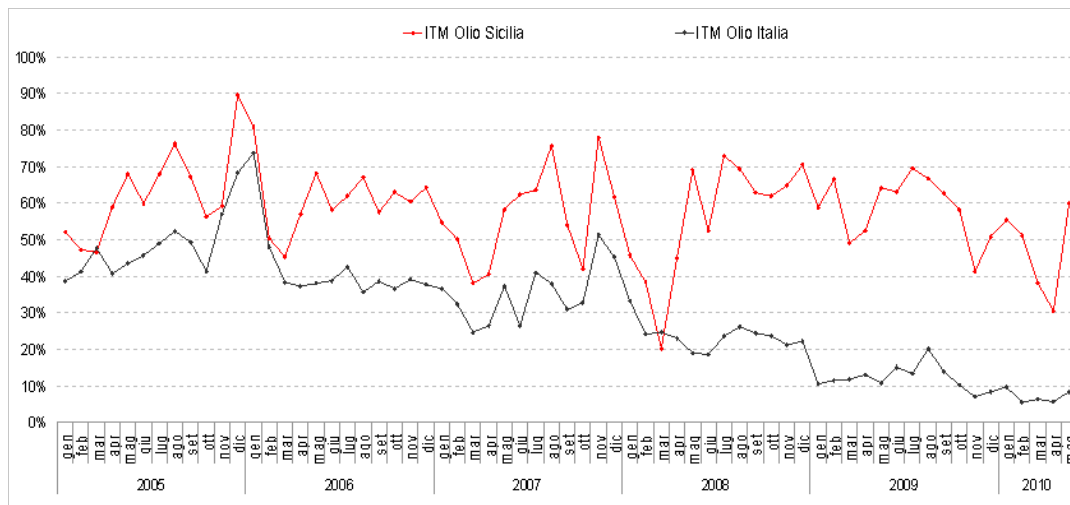
Prezzi zionali: Sardegna

- La principale causa di divergenza dal prezzo continentale è la gestione del transito.
 - In condizioni normali, l'isola è parte del mercato continentale e si equilibra importando al prezzo del ciclo combinato
 - In condizioni di limitazione del transito, si equilibra internamente al costo più alto dei propri impianti a olio
 - Storicamente ciò avviene nei 2 mesi maggio e giugno, quando il SacoI viene inibito per manutenzione estiva
 - Nel 2009 la manutenzione è durata da Maggio a Settembre, per la realizzazione del SapeI.
- Dall'avvio del SapeI a dicembre 2009 (progressivamente più ampio) il differenziale col continente si è tendenzialmente ridotto
- Ai fenomeni di riduzione dell'interconnessione, periodicamente si sommano indisponibilità di offerta (Enel, GSE, E.On).



Prezzi zionali: Sicilia

- Il prezzo si differenzia da quello continentale più per differenziali di costo al margine che per l'effetto del transito
- La forte divergenza inizia dal 2008 quando si sommano tre fenomeni
 - divergono le tecnologie al margine: in Sicilia olio combustibile, sul continente ciclo combinato a gas
 - iniziano i cicli di rapida crescita e crollo delle quotazioni del Brent
 - divergono i costi di olio combustibile e gas, che recepiscono con diversa velocità le forti variazioni del Brent
- A questi fenomeni esogeni si sommano indisponibilità puntuali di capacità produttiva e potere di mercato



- La gestione delle congestioni transfrontaliere mediante aste esplicite invece che aste implicite ha un costo
 - deriva dall'assegnazione disgiunta di capacità (in aste annuali/mensili) e energia (assegnata al giorno prima in maniera disgiunta tra le due frontiere)
 - la capacità viene usata dagli operatori in base alle proprie aspettative di prezzo su MGP e non in base ai prezzi effettivi

- Il costo si determina in due circostanze:
 - uso della capacità in direzione coerente col delta prezzo ma in misura parziale (c.d. sottoutilizzo)
 - uso della capacità in direzione contraria al delta prezzo (uso antieconomico)

- Per il 2009 il costo è stimabile in 167 milioni di € (sull'89,5% dell'energia importata: sono escluse Slovenia, Grecia)
 - più alto per frontiere/periodi con delta prezzo minore
 - sotto-utilizzo: più frequente ma meno costoso
 - uso anti-economico: meno frequente ma più costoso

2009

Frontiera		PzNord - PzEstero	Import netto	Inefficienza			Import netto teorico efficiente
		€/MWh	TWh	Sotto utilizzo	Utilizzo anti economico	Totale	TWh
Francia	Costo (milioni €)	17,81	18,39	18,22	43,60	61,81	15,66
	Frequenza		98,9%	23,0%	12,3%	35,3%	88,0%
Svizzera	Costo (milioni €)	12,91	21,37	38,82	65,52	104,35	15,78
	Frequenza		99,7%	54,5%	21,7%	76,2%	78,2%
Austria	Costo (milioni €)	21,81	1,70	0,29	0,66	0,95	1,59
	Frequenza		99,5%	6,7%	6,5%	13,2%	92,8%
Totale	Costo (milioni €)		41,46	57,33	109,78	167,11	33,04