

Un passo avanti e due indietro: il settore termoelettrico nel sistema EU ETS

Milano, 28-02-06

www.kyototarget.org

Per approfondimenti:

Davide Zanoni,

zanoni@avanzi.org

Tel. 02-36518110

Cell 333 4963144

A seguito dell'entrata in vigore del sistema EU ETS, un evidente passo avanti in direzione della sostenibilità, si rischia di fare alcuni passi indietro:

1) Primo passo:

Come adottare un meccanismo di tutela ambientale, l'Emission Trading, ed annullarne la portata quale valido strumento di politica energetica

2) Secondo passo:

Scenari alternativi di "ritorno al passato" per affrontare l'emergenza nell'approvvigionamento del gas naturale: perché sarebbe dannoso un ritorno all'olio combustibile

1) Presentiamo alcuni dati ed evidenze empiriche che avvallano la nostra tesi di un'applicazione "distorta" del sistema *cap and trade* in Italia, per quanto concerne il settore della produzione termoelettrica.

Il Piano di assegnazione (PNA) approvato nel dic. 2005 prevede infatti un sistema di distribuzione delle quote agli impianti termoelettrici che non incentiva la produzione di energia elettrica da impianti meno inquinanti.

Se la CO₂ ha un prezzo, l'operatore di un impianto a basse emissioni dovrebbe in linea teorica ottenere un vantaggio dall'ETS rispetto ad un impianto con emissioni maggiori, così come un operatore che decide di sostituire un impianto o mix di combustibile con uno a minor impatto rispetto a chi decide di non farlo...

Questo è il senso dello meccanismo di ET in termini di tutela ambientale, ovvero favorire lo sviluppo e l'adozione delle tecnologie di produzione meno inquinanti.

Ma vediamo cosa accade in Italia...

Analisi di benchmark con tre impianti di produzione di energia elettrica per diverse tipologie di combustibile (migliori impianti per efficienza):

- Impianto a vapore a condensazione alimentato a carbone (hard coal), 200 MW di potenza installata, 43% di efficienza netta
- Impianto CCGT (ciclo combinato) a gas naturale, 200 MW, 55% di efficienza
- Impianto CCGT ad olio combustibile, 200 MW, 47%.

L'allocazione ai singoli impianti si basa su parametri standard di ore di funzionamento e di emissioni, stabiliti per tutte le tecnologie ed i combustibili.

Non dipende dunque dal livello di produzione, ma solo dalla potenza installata, dalle ore standard di funzionamento e da un fattore di emissione specifico.

Pertanto, il surplus o deficit di emissioni allocate, ovvero il costo reale di Kyoto, dipenderà dal livello di produzione effettivo. Nel grafico riportiamo i dati relativi all'allocazione e alle emissioni effettive per una produzione di 1000 GWh e 500 GWh. Le emissioni si riducono per una minor produzione, ma le allocazioni rimangono immutate.

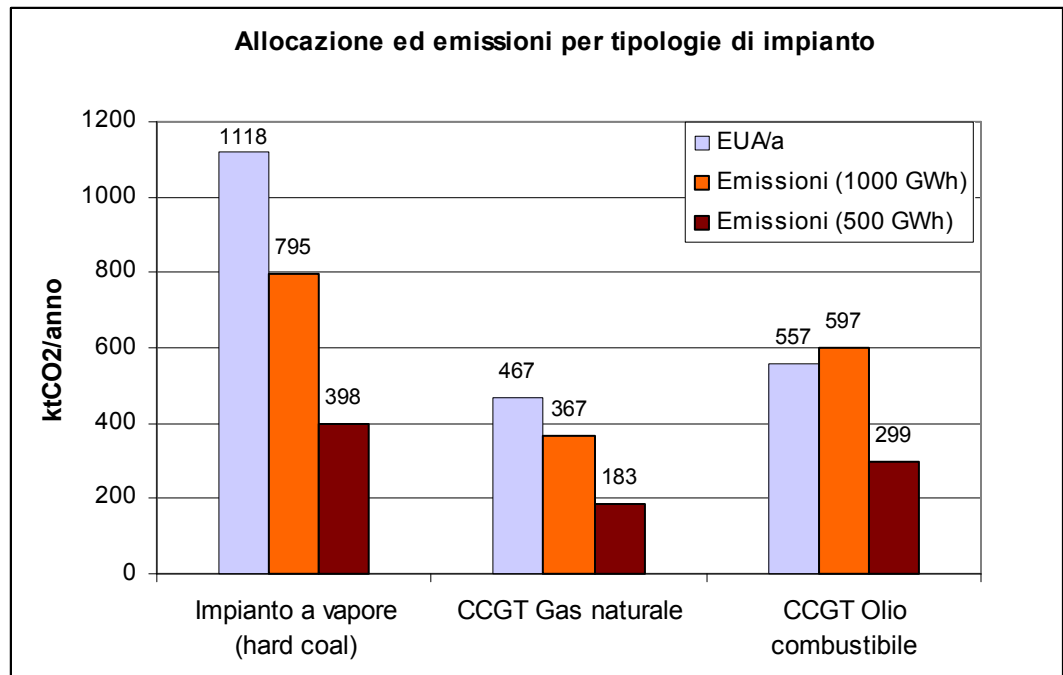
Da un'analisi di sensitività, cioè del variare del surplus in base a diversi livelli di produzione, emerge che:

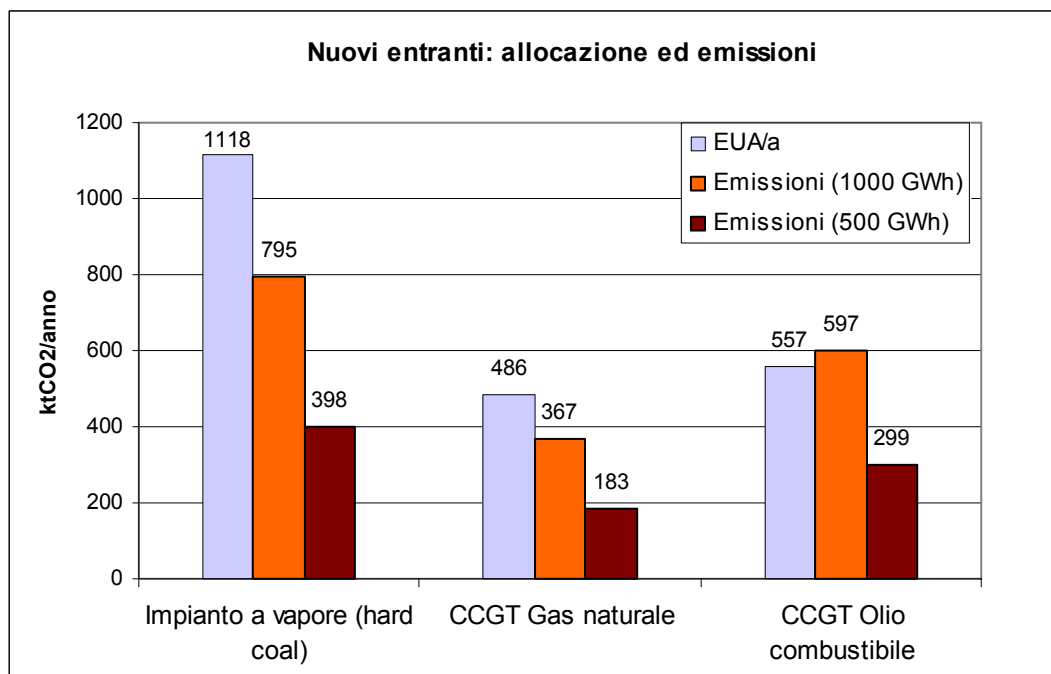
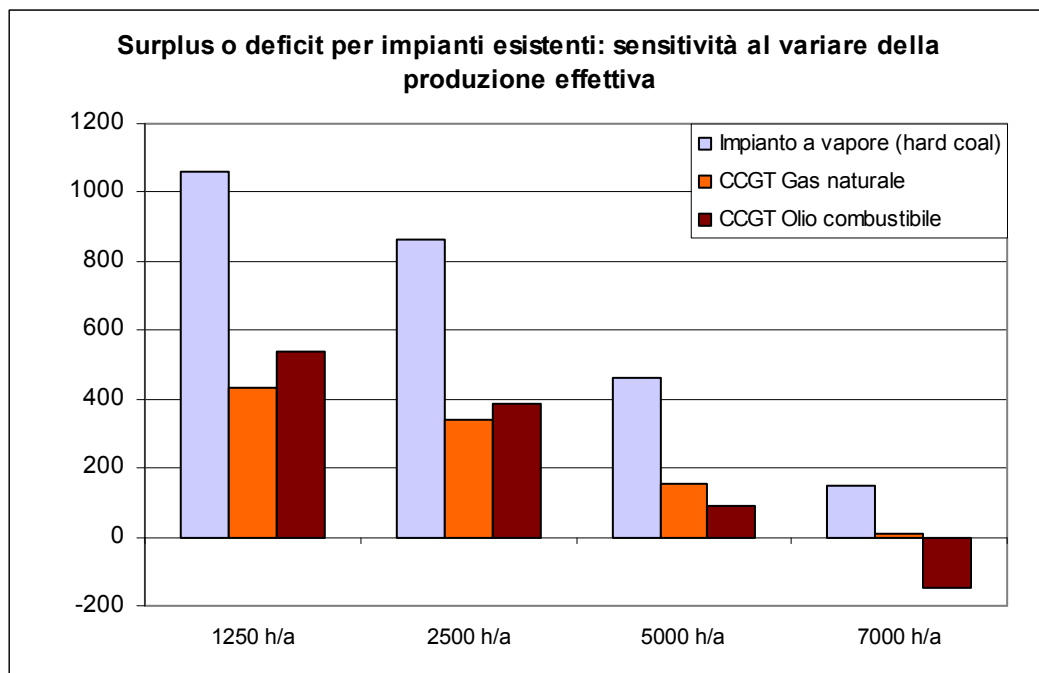
- ad un livello di produzione prossimo a quello ipotizzato dall'allocazione, gli impianti hanno quote assegnate maggiori delle emissioni previste;
- gli impianti a carbone hanno maggiore allocazione rispetto agli impianti più efficienti a gas naturale;

- per le centrali ad olio, se la produzione effettiva è in linea con il parametro standard di 5800 h/a vi è un surplus minimo.

Dato che le regole di allocazione per i nuovi impianti sono le medesime, già da questa simulazione emerge come non sia stata pienamente colta l'opportunità di incentivare la conversione ad impianti meno inquinanti.

L'incentivo a sostituire impianti più inquinanti è dunque negativo, poiché questi ricevono più allocazioni pur essendo quelli meno efficienti in termini emissioni per elettricità prodotta (810 grCO₂/kWh).





2) Le emissioni di un impianto dipendono dall'efficienza di combustione e dal combustibile usato, il cui fattore di emissione di anidride carbonica è variabile.

Il fattore di emissione per kWh prodotta è maggiore per le centrali ad olio combustibile (593 grCO₂/kWh) rispetto ad un ciclo combinato a gas naturale di pari efficienza netta (396 grCO₂/kWh).

Se qualche shock dal lato dell'offerta varia significativamente i prezzi relativi di una fonte rispetto ad un'altra può essere conveniente un cambiamento del mix di combustibile.

Ne caso di un aumento del prezzo del gas naturale o di limitazione dell'offerta, risulterà più conveniente in prima approssimazione alimentare le centrali ad olio combustibile.

Tuttavia esistono dei costi legati al prezzo della CO₂...

Nel sistema ETS l'incentivo a compiere fuel switching da un combustibile ad un altro è pari alla differenza di emissioni effettive tra i diversi impianti.

In questo caso la differenza di emissioni tra un impianto a gas naturale ed uno ad olio combustibile, a parità di efficienza ed elettricità prodotta, è di 144.000 tCO₂ ovvero di 144 EUA/GWh aggiuntive da poter vendere sul mercato ad un prezzo di 26.10 euro/t (prezzo del titolo EUA 2006 (€/tCO₂) al 27 January 2006 – Fonte Point Carbon).

Il disincentivo, a livello di singolo impianto, di un ritorno all'utilizzo dell'olio combustibile in sostituzione del gas naturale è dunque evidente, come risulta evidente l'impatto in termini di emissioni aggiuntive a parità di GWh prodotta.

A livello macro, possiamo fare alcuni calcoli per stimare l'impatto in termini di emissioni aggiuntive e di costo reale (valore delle quote da acquistare)

Nel grafico successivo presentiamo due scenari di evoluzione del settore termoelettrico a partire dal dato del 2004.

Il primo è lo scenario del MAP al 2010 che prevede una riduzione dell'uso dell'olio combustibile nel termoelettrico come effetto del trend attuale e stima emissioni per 126,8 Mton di CO₂ annue.

Il secondo che chiamiamo "Emergenza gas" ipotizza un fuel switching ed un ritorno all'olio combustibile, a parità di altri impieghi, nella produzione dei cicli combinati a gas.

In questo caso le emissioni aumenterebbero a 139,9 Mton/anno, allontanandoci ulteriormente dal cap ETS che al 2007 è pari a 111,8 Mton di CO₂: il gap da colmare sarebbe di 28,1 Mton

Il costo annuale per il sistema in termini di quote EUA da acquistare sul mercato, ad un prezzo di 21,58 euro a ton di CO₂ (prezzo medio del Future ECX/CFI nel 2005 – Fonte European Climate Exchange), sarebbe di 606,4 milioni di euro...

	2004			Scenario MAP 2010			Scenario "Emergenza gas" 2010		
	TWh	quota	kt CO ₂ *	TWh	quota	CO ₂ *	TWh	quota	CO ₂ *
Carbone	47,1	16%	43002,3	60	19%	54780	60	19%	54780
Gas naturale	127	43%	50292	166,3	52%	65855	100	31%	39600
Petrolio	47,2	16%	27989,6	10,5	3%	6226,5	76,8	24%	45542,4
Rinnovabili	53,8	18%		70	22%		70	22%	
Altri combustibili	17,9	6%		11,3	4%		11,3	4%	
Totale	293	100%	121283,9	318,1	100%	126861	318,1	100%	139922

*Calcolate con fattori di emissioni medi per tre nuovi impianti: 913 grCO₂/kWh carbone, 396 grCO₂/kWh gas, 593 grCO₂/kWh