

## TESTO DELL'INTERROGAZIONE

### AET come la BKW: Lünen sembra essere un'operazione in perdita!

In data 24.01.2012 abbiamo interrogato il Consiglio di Stato circa lo stato dei lavori della centrale a carbone di Lünen, in cui AET partecipa in misura del 15%. Due le questioni sollevate nell'interrogazione: la sentenza del Tribunale amministrativo che impone una rielaborazione del progetto per ridurre l'impatto ambientale della centrale e la disavventura della BKW con la propria centrale a Wilhelmshaven. In particolare ci preme sapere se e come sono cambiati i termini economici e finanziari, e come questi influenzeranno il prezzo dell'elettricità prodotta a Lünen. Elettricità che sarà ritirata da AET a prezzo di costo e che, vale la pena ricordarlo, i fautori della centrale di Lünen hanno sempre sostenuto essere un ottimo affare dal punto di vista finanziario.

Tenendo presente le informazioni contenute nel messaggio governativo e nel relativo rapporto, oltre che le evoluzioni del mercato degli ultimi anni, abbiamo potuto ricostruire i costi dell'elettricità prodotta nella centrale a carbone di Lünen. Le nostre ricerche hanno portato ad un quadro molto meno positivo, per non dire allarmante, rispetto a quanto prospettato da AET, Consiglio di Stato e fautori della partecipazione nella centrale di Lünen.

La tabella seguente riassume i dati relativi al costo dell'elettricità, come da noi ricostruiti.

COSTI DI PRODUZIONE		€/MWh
<b>Costi marginali*</b>	Costi per trasformare l'energia primaria (carbone) in energia secondaria (elettricità)	40
<b>Compensazione di CO2</b>	Oggi 8€/t → per MWh di elettricità da carbone emissioni pari a 0.75t di CO2 → 8*0.75=6	6
<b>COSTI OPERATIVI</b>		
<b>Costi fissi della centrale</b>	Personale, assicurazioni, manutenzioni ordinarie e straordinarie	Non conosciuti
<b>Oneri finanziari**</b>	Interessi e ammortamento	22
<b>TOTALE COSTO ELETTRICITÀ</b>		<b>68 €/MWh</b>

**\* Costo marginale**

Il costo marginale indicato nel messaggio governativo è minore rispetto a quanto qui considerato. L'aumento del prezzo della materia prima e il cambio sfavorevole €/€/\$ obbligano a rivedere al rialzo il costo marginale, che per l'elettricità da carbone in Germania si aggira oggi tra i 40-46 €/MWh. Non abbiamo motivo di ritenere che la produzione a Lünen si discosti da questi dati.

**\*\* Oneri finanziari:**

L'investimento ammonta a 300 milioni di franchi, di cui 23.4 milioni di capitale proprio e prestiti per 276.6 da ammortizzare in 20 anni (uscita da Lünen per legge entro il 2035). L'interesse è pari a 5.75% (indicazioni da messaggio governativo). Calcolando sulla base di un prestito pari a 200 mio di €:

- interessi: 11.5 mio/anno
- ammortamento: 200/20 = 10 mio/anno

Gli oneri finanziari ammontano a circa 20 milioni all'anno. Considerato che AET ritirerà il 15% dell'elettricità prodotta, pari a 900 GWh, il costo degli oneri finanziari per MWh è stimabile in 22 €/MWh.

Attualmente l'elettricità sul mercato tedesco viene venduta a 51-53 €/MWh (fonte: [www.eex.com](http://www.eex.com)).

Se le nostre stime prudenziali sono corrette, questo significa che AET dovrà ritirare l'elettricità di Lünen ad un prezzo superiore a quello dell'energia sul mercato. La differenza ammonterebbe a 15€/MWh. Considerato che AET, in base alla propria partecipazione del 15%, dovrà ritirare 900 GWh di energia, questo comporterà maggiori costi annui di 13.5 milioni di euro (15\*900'000). **In vent'anni questo equivale a un maggiore costo di 270 milioni di euro rispetto a se AET avesse acquistato l'energia sul mercato.** Questo calcolo non tiene in considerazione i costi operativi della centrale di Lünen in quanto a noi non noti. Questi costi operativi sono destinati a peggiorare ulteriormente il bilancio.

Durante la discussione parlamentare e la campagna in vista della votazione sull'iniziativa *Per un'AET senza carbone*, i sostenitori della partecipazione hanno ribadito a più riprese che l'energia di Lünen servirà per coprire il fabbisogno elettrico ticinese. Per trasportare l'energia in Ticino, è tuttavia necessario partecipare alle aste per la rete. Il costo è variabile, al momento stimabile in 5 €/MWh. Supponendo che il costo non aumenti nei prossimi vent'anni (eventualità decisamente poco probabile), questo comporterebbe costi quantificabili in 4.5 milioni di euro all'anno. In vent'anni si arriverebbe così a 90 milioni di euro.

Ai dati già esposti si dovranno aggiungere anche i costi del fondo per le rinnovabili (per legge 0.006 CHF/kW), che porterà ad uscite supplementari per 5'400'000 di franchi all'anno. Se è vero che questi soldi non saranno persi perché verranno investiti in energie rinnovabili, è altrettanto vero che nell'intenzione dei fautori del controprogetto all'iniziativa *Per un'AET senza carbone*, questo fondo avrebbe dovuto essere alimentato tramite i proventi della vendita dell'elettricità di Lünen. Considerato che verosimilmente quest'operazione è in perdita, i 5.4 milioni annui andranno ad aggravarne il bilancio totale.

Un altro grande problema è rappresentato dalla gestione della messa in rete dell'energia in Germania. La legge sulle energie rinnovabili (EEG), al capitolo "gestione carico della rete", prevede infatti di dare la precedenza alla messa in rete di energia delocalizzata prodotta da fonti rinnovabili rispetto a quella da fonti fossili centralizzate come il carbone.

La regione del Nord Reno Westfalia, in cui si trova Lünen, ha varato un piano energetico che punta fortemente sulle energie rinnovabili. La decisione della Germania di uscire dal nucleare, rafforzerà e velocizzerà lo sviluppo da fonti rinnovabili. Questo significa che più energia rinnovabile verrà prodotta, e meno energia sporca di Lünen sarà possibile caricare sulla rete. La conseguenza a livello pratico sarà che la centrale a carbone con ogni probabilità non potrà operare a pieno regime: oltre al danno economico causato dall'energia acquistata a un prezzo superiore a quello del mercato, si avrà quindi anche la beffa di non poter nemmeno produrre la quantità prevista di energia.

Alla luce di quanto sopra, ci preghiamo chiedere al Consiglio di Stato:

1. considerate le stime e le valutazioni fatte sopra, immaginiamo che anche AET abbia fatto stime simili e ne abbia informato il Consiglio di Stato. In cosa differiscono tali stime dalle nostre. E se non differiscono come commenta il CdS? E se queste stime non sono in possesso del CdS, non ritiene il Governo che dovrebbe farsi immediatamente promotore di un approfondimento in materia?
2. A quanto ammontano i costi operativi della centrale di Lünen? Se si considerano anche questi costi, a quanto ammonta il costo per MWh?

3. Se il costo dell'energia prodotta a Lünen dovesse rivelarsi maggiore rispetto al prezzo di mercato, la centrale di Lünen funzionerà comunque a pieno ritmo?
4. Chi si assumerà la responsabilità politica qualora la paventata perdita milionaria di AET dovesse avverarsi? Chi quella aziendale?
5. Considerato che il trasporto aumenterà ancor più i costi dell'energia di Lünen, AET è ancora intenzionata a portarla in Ticino?
  - a) Se sì, a quanto stima il costo del trasporto? A quanto ammonterebbe quindi il costo totale per MWh, trasporto compreso?
  - b) Se no, come si intendono coprire i 900 GWh che verrebbero a mancare? E AET e Consiglio di Stato, come intendono giustificarsi davanti al popolo ticinese, considerato il fatto che a più riprese si è affermato che la partecipazione di Lünen è essenziale per coprire il fabbisogno elettrico cantonale?
6. Nel caso in cui dovessero avverarsi le condizioni finanziarie come lasciano presagire i nostri dati, AET si è dotata di una strategia per coprire le perdite e in che modo queste perdite si riverbererebbero sul bilancio?
7. AET ha valutato i rischi per il proprio investimento nel carbone, connessi con il fatto che, in seguito al grande sviluppo delle energie rinnovabili la centrale di Lünen verosimilmente non potrà operare a pieno regime? Sono state fatte delle stime in materia? In quanto è stimabile la mancata produzione di energia?

Greta Gysin  
Per il gruppo dei Verdi