



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**CONVERSIONE DEL DECRETO-LEGGE 18 FEBBRAIO 2003, n. 25,
RECANTE DISPOSIZIONI URGENTI IN MATERIA DI ONERI GENERALI
DEL SISTEMA ELETTRICO**

**Memoria per l'audizione presso la X Commissione attività produttive,
commercio e turismo della Camera dei deputati**

Roma, 28 febbraio 2003

Signor Presidente, onorevoli Deputati,

ringrazio, anche a nome degli altri due componenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, la Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati per l'opportunità offerta da questa audizione.

1. Il disegno di legge di conversione del decreto-legge 18 febbraio 2003, n. 25, recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico, ha rilevanti implicazioni sul prosieguo del processo di liberalizzazione ed investe normative stabilite nel tempo dal Governo su proposta dell'Autorità, come previsto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Il decreto-legge dispone:

- a) la soppressione dal 1 gennaio 2004, quindi con tre anni di anticipo rispetto alla scadenza prevista, del rimborso alle imprese elettriche dei cosiddetti costi non recuperabili (CNR) o "stranded costs", per i quali detta anche disposizioni relative alle modalità di calcolo;
- b) la soppressione dal 1 gennaio 2002, quindi con cinque anni di anticipo rispetto alla scadenza prevista, del prelievo sull'energia idroelettrica;
- c) modalità di calcolo per la compensazione dei costi del gas nigeriano;
- d) criteri per impianti di generazione.

2. Forniremo di seguito alcuni elementi quantitativi sui primi tre punti, per giungere a qualche considerazione complessiva. È bene premettere che le cifre sono quasi tutte stimate. Mentre per i periodi passati si tratta di buone approssimazioni, che necessitano solo di controlli e dell'acquisizione dei dati 2002, per gli anni dal 2003 in poi le stime riposano su ipotesi relative agli andamenti delle quantità e dei prezzi, tanto meno certe quanto più ci si spinge nel futuro.

I costi non recuperabili (CNR) o "stranded costs"

3. Nel contesto di mercato monopolistico l'operatore pubblico può essersi trovato nella condizione di far gravare sui propri costi di produzione oneri aggiuntivi determinati da obblighi di servizio. Il processo di liberalizzazione del mercato, con l'ingresso di nuovi operatori e l'attivazione di impianti di produzione efficienti, può comportare per il soggetto ex monopolista una perdita

di quote di mercato e l'esigenza di far fronte a riduzioni dei prezzi di vendita tali che i ricavi non permettono il recupero dei maggiori costi sostenuti prima della liberalizzazione. Da qui l'introduzione di misure per il rimborso di tali maggiori costi, praticata in molti Stati, prevista dalla direttiva europea 96/92/CE e dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Sulla base di proposte formulate dall'Autorità, la disciplina dei CNR è stata introdotta a partire dal 2000 e doveva durare fino al 2006.

4. Il principio su cui si basa la disciplina è quello di un rimborso non determinato a priori, ma commisurato all'emergere dei CNR a seguito dello sviluppo del mercato, quindi determinato annualmente a posteriori. Infatti l'alto livello dei costi di produzione nazionale nonché le modalità e i tempi del processo di liberalizzazione non permettevano di prevedere significative riduzioni dei ricavi o rapide perdite di quote di mercato da parte dell'ex monopolista; un rimborso dei CNR definito a priori avrebbe comportato il rischio per i consumatori di pagare una seconda volta costi già pagati nel tempo attraverso le tariffe.

5. Il metodo di riconoscimento dei CNR adottato è basato sul calcolo dei "ricavi riconosciuti" (RR), determinati dall'Autorità impianto per impianto, confrontati con i ricavi effettivamente conseguiti dall'impresa elettrica (l'ex monopolista e le altre imprese subentrate nella proprietà degli impianti). L'emergere di differenze tra RR e ricavi effettivi determina i CNR che possono quindi assumere valore positivo, se i ricavi effettivi non riescono ad eguagliare gli RR, o negativo, se le imprese hanno maggiori ricavi anche rispetto a quelli riconosciuti. Questo metodo fu illustrato dall'Autorità in una nota informativa dell'agosto 1999, che descriveva la riforma tariffaria successivamente introdotta nel gennaio 2000. La nota informativa fu richiesta dal Governo per dare certezza regolatoria all'imminente collocamento dell'Enel in borsa e le disposizioni in essa contenute furono richiamate nel prospetto informativo del collocamento.

6. L'esperienza del biennio 2000-2001, in cui il complessivo ammontare dei costi da reintegrare alle imprese produttrici-distributrici non è stato particolarmente rilevante, e le previsioni sull'andamento del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nei prossimi anni inducono a ritenere che il rimborso dei CNR non si presenta significativo e può essere soppresso, con vantaggi in termini di semplicità, prevedibilità, minor onere per i consumatori, minori distorsioni nel mercato.

7. Il decreto-legge interviene sui meccanismi di rimborso dei CNR connessi ad impianti di generazione modificandone sia le modalità di calcolo che la durata rispetto a quanto previsto dalla normativa in vigore (il decreto ministeriale 26 gennaio 2000, modificato dal decreto ministeriale 17 aprile 2001 e successive delibere dell'Autorità).

8. Riguardo alle modalità di calcolo dei CNR, il decreto-legge introduce due disposizioni che determinano un aumento dei CNR rispetto ai criteri di calcolo seguiti dall'Autorità. In primo luogo viene eliminata la compensazione tra società, cioè tra Enel e acquirenti delle Genco: le società proprietarie di impianti di generazione ammessi al meccanismo di rimborso per le quali i ricavi sono stati superiori a quelli riconosciuti, e che quindi hanno avuto CNR negativi, non dovranno contribuire al finanziamento dei CNR positivi di altre società. In secondo luogo la disponibilità totale di energia rispetto alla quale viene misurata la parte di ricavi a copertura dei costi fissi di impianto deve essere calcolata al netto dell'energia elettrica eventualmente acquistata alle aste dell'energia incentivata ai sensi del provvedimento CIP 6/92. La riduzione dei ricavi che vengono imputati a copertura dei costi riconosciuti fa corrispondentemente aumentare l'ammontare dei costi non recuperati, cioè dei CNR da rimborsare.

9. Nel periodo 2000-2003 l'ammontare complessivo dei CNR risulta stimabile, a seguito del decreto-legge, in 1.000 milioni di euro, 350 più di quanto precedentemente previsto.

Il periodo di vigenza del rimborso dei CNR connessi ad impianti di generazione viene ridotto di tre anni, con termine a fine 2003. L'onere per i consumatori nel 2004-2006 risulta quindi pari a zero.

10. La stima di quanto sarebbe stato dipende dalle previsioni sull'andamento dei prezzi e delle quote di mercato delle imprese aventi diritto. Abbiamo preparato due ipotesi sull'andamento dei prezzi per il periodo 2004-2006. Con prezzi costanti ai livelli attuali l'onere per CNR che sarebbe gravato sulle bollette, e che a seguito del decreto-legge è abolito, risulta pari a 1.410 milioni di euro. Ipotizzando invece una discesa dei prezzi del 7 per cento all'anno, l'onere sarebbe stato di 2.440 milioni di euro. Va sempre ripetuto che si tratta di stime altamente ipotetiche.

11. Nel periodo 2000-2006, il peso complessivo dei CNR sulle bollette è stimabile, a seguito del decreto-legge, in 1.000 milioni di euro. L'effetto del decreto-legge sui CNR comporta, dal punto di vista dei consumatori, un aggravio iniziale e un alleggerimento successivo, con un effetto complessivo di alleggerimento che sta tra i 1.060 e i 2.090 milioni di euro a seconda dello scenario dei prezzi tra il 2003 ed il 2006.

Il prelievo sulla produzione di energia idroelettrica

12. Il decreto-legge dispone anche la soppressione, a partire dal 2002 e quindi con due anni di anticipo rispetto a quanto disposto in materia di CNR, del prelievo sull'energia idroelettrica.

La “ratio” del prelievo si trova nel fatto che la liberalizzazione determina plusvalenze negli impianti idroelettrici la cui energia nel contesto monopolistico era remunerata in base al suo costo, senza il rimborso del cosiddetto “onere termico”, mentre nel contesto attuale essa riceve lo stesso prezzo dell’energia di origine termoelettrica. Una parte di tale plusvalenza, che ha il carattere di una rendita, viene prelevata in misura via via decrescente, e va ad alimentare il fondo dal quale si pagano i CNR o altri oneri di sistema.

13. Il gettito del prelievo sull’energia idroelettrica è stato pari a 1.000 milioni di euro nel biennio 2000 – 2001. Nel successivo biennio 2002-2003 esso dovrebbe ammontare ad altri 1.000 milioni, che a seguito del decreto-legge non vengono prelevati, con un equivalente effetto negativo dal punto di vista dei consumatori. Una parte di questa cifra è stata già incassata: i consumatori saranno quindi chiamati a rimborsarla alle imprese.

Il mancato gettito per il successivo triennio 2004-2006 è stimabile tra 900 e 830 milioni di euro, a seconda dell’andamento dei prezzi.

Complessivamente l’effetto del decreto-legge è un aggravio per i consumatori stimabile tra 1.900 e 1.830 milioni di euro.

14. L’effetto combinato del decreto-legge su CNR e prelievo idroelettrico è compreso tra un beneficio netto per i consumatori stimabile in 260 milioni di euro e un aggravio di circa 840 milioni di euro se i prezzi restassero costanti.

Il rimborso dei costi non recuperabili da gas nigeriano

15. Nel solo caso dell’Enel, a CNR per spese d’investimento si aggiungono “stranded costs”, concettualmente analoghi, derivanti dall’impiego del gas nigeriano, che viene liquefatto per il trasporto e poi rigassificato. Tale processo risulta particolarmente costoso a seguito della mancata costruzione di terminali di rigassificazione in Italia e quindi alla necessità di avvalersi di un contratto con Gas de France; i maggiori costi imputabili a tale mancata costruzione sono rimborsati fino al 2010.

16. Il rimborso è stato calcolato dall’Autorità come pari agli oneri contrattuali di rigassificazione in Francia e trasporto, al netto del costo stimato della rigassificazione in Italia nell’ipotesi di terminale a Moltalto di Castro (Allegato A).

Il decreto-legge dispone il metodo di definizione dei costi: non si deve tener conto del costo della rigassificazione in Francia e non si deve dedurre quello ipotetico della rigassificazione in Italia.

17. Poiché quest'ultimo è stimato molto maggiore del primo, l'effetto del decreto-legge è quello di accrescere l'importo del rimborso, da 80 milioni di euro all'anno a circa 130.

L'aggravio complessivo per i consumatori è di 550 milioni di euro.

Considerazioni conclusive

18. La cessazione di rimborsi e prelievi di complessa definizione e determinabili solo a posteriori in base a dati non immediatamente disponibili elimina fattori di grave incertezza. Questo solo aspetto può produrre benefici significativi nelle decisioni degli operatori.

19. La definizione dei metodi di calcolo ha un'importanza decisiva nella determinazione degli effetti economici. Abbiamo indicato sopra alcune scelte, operate nel decreto-legge, che comportano un onere per i consumatori a confronto con i metodi di calcolo utilizzati dall'Autorità. In particolare il criterio di calcolo riguardante il gas nigeriano appare significativo in quanto contribuisce all'aggravio della bolletta elettrica indipendentemente dall'andamento dei prezzi, determinandone un aumento anche nel caso in cui i prezzi non scendano affatto.

La definizione dei metodi di calcolo è stata finora affidata all'Autorità o a decreti ministeriali su proposta dell'Autorità stessa. Il decreto-legge prevede decreti ministeriali, senza alcun coinvolgimento dell'Autorità, per la determinazione delle partite economiche relative agli oneri generali di sistema e per la modifica eventuale degli oneri stessi.

20. Il decreto-legge detta anche disposizioni tese a semplificare e razionalizzare i processi autorizzativi dei nuovi impianti di produzione elettrica e per la modifica o potenziamento degli impianti esistenti.

L'Autorità, che non ha titolo per commentare tali norme, non può esimersi dal segnalare, come già fatto in passato, che per il successo della liberalizzazione con l'introduzione di effettiva concorrenza e conseguente riduzione dei prezzi l'entrata in funzione di nuova potenza efficiente appare indispensabile e urgente.

21. Lo stesso calcolo dell'impatto complessivo delle disposizioni contenute nel decreto-legge sul costo dell'energia elettrica dipende in misura decisiva dalle prospettive circa l'andamento della liberalizzazione e dei suoi effetti sui prezzi. Se i prezzi, anche per effetto delle disposizioni volte a facilitare la costruzione di nuovi impianti di generazione, tendono a scendere in misura significativa, il beneficio per i consumatori può pienamente manifestarsi, non essendo più frenato dalla compensazione per i CNR che sarebbe stata dovuta alle imprese: in questo caso il decreto-legge può dispiegare i suoi effetti positivi. Se invece la

concorrenza tarda a svilupparsi ed a manifestare i suoi effetti, il beneficio del decreto-legge tende a scomparire, poiché abolisce un rimborso che sarebbe stato comunque minimo.

Stima dei costi non recuperabili da impianti di generazione (CNR)

Scenario a prezzi costanti (1)

	<i>Applicazione decreto ministeriale 26 gennaio 2000</i>	<i>Applicazione decreto legge 18 febbraio 2003</i>	<i>Differenza</i>
	<i>mln euro (a)</i>	<i>mln euro (b)</i>	<i>mln euro (b) - (a)</i>
Periodo 2000 - 2003	650	1.000	350
Periodo 2004 - 2006	1.410	0	-1.410
Periodo 2000 - 2006	2.060	1.000	-1.060

Scenario a prezzi decrescenti (2)

	<i>Applicazione decreto ministeriale 26 gennaio 2000</i>	<i>Applicazione decreto legge 18 febbraio 2003</i>	<i>Differenza</i>
	<i>mln euro (a)</i>	<i>mln euro (b)</i>	<i>mln euro (b) - (a)</i>
Periodo 2000 - 2003	650	1.000	350
Periodo 2004 - 2006	2.440	0	-2.440
Periodo 2000 - 2006	3.090	1.000	-2.090

Nota bene

Il calcolo dei CNR è stato realizzato ipotizzando un costo del combustibile costante dal 2004 al 2006 e pari al livello di 4,28 c€/kWh stimato per il 2003. Per la quantificazione si sono sviluppati due scenari, uno a prezzi costanti ed uno a prezzi decrescenti. In particolare, nel secondo scenario si è ipotizzata una diminuzione del 7% all'anno della parte del prezzo all'ingrosso a copertura dei costi d'impianto, che scende dai 6 c€/kWh del 2003 ai 4,8 c€/kWh nel 2006.

Stima del prelievo sulla produzione idroelettrica

Scenario a prezzi costanti (1)

	<i>Applicazione decreto ministeriale 26 gennaio 2000</i>	<i>Applicazione decreto legge 18 febbraio 2003</i>	<i>Differenza</i>
	<i>mln euro (a)</i>	<i>mln euro (b)</i>	<i>mln euro (b) - (a)</i>
Periodo 2000 - 2003	-2.000	-1.000	1.000
Periodo 2004 - 2006	-900	0	900
Periodo 2000 - 2006	-2.900	-1.000	1.900

Scenario a prezzi decrescenti (2)

	<i>Applicazione decreto ministeriale 26 gennaio 2000</i>	<i>Applicazione decreto legge 18 febbraio 2003</i>	<i>Differenza</i>
	<i>mln euro (a)</i>	<i>mln euro (b)</i>	<i>mln euro (b) - (a)</i>
Periodo 2000 - 2003	-2.000	-1.000	1.000
Periodo 2004 - 2006	-830	0	830
Periodo 2000 - 2006	-2.830	-1.000	1.830

Nota bene

Il prelievo sulla produzione idroelettrica è pari alla differenza tra il prezzo di mercato e i costi degli impianti idroelettrici. Siccome questi impianti non sostengono costi di combustibile per produrre, ad una riduzione di prezzo corrisponde una riduzione del prelievo a carico delle imprese.

Stima dei costi non recuperabili da gas nigeriano

	<i>Applicazione decreto ministeriale 26 gennaio 2003</i>	<i>Applicazione decreto legge 18 febbraio 2003</i>	<i>Differenza</i>
	<i>mln euro</i> <i>(a)</i>	<i>mln euro</i> <i>(b)</i>	<i>mln euro</i> <i>(b) - (a)</i>
Periodo 2000 - 2003	320	520	200
Periodo 2004 - 2006	560	910	350
Periodo 2000 - 2006	880	1.430	550

Nota bene

Il calcolo dei CNR è stato fatto sulla base delle seguenti ipotesi:

1. Un costo di investimento per il terminale di rigassificazione di Montalto di Castro stimato in € 620 milioni (preventivo ENEL) ;
2. Un volume di gas naturale importato pari a quello strettamente necessario al rispetto della clausola take-or-pay (95% dei volumi nominali contrattuali);
3. La destinazione del gas importato: centrale termoelettrica di Montalto di Castro;
4. Tariffe di trasporto su rete Snam pari a quelle pubblicate per l'anno termico 2002-2003;
5. Tariffe di rigassificazione a Montoir pari a quelle pubblicate sul sito web di Gaz de France

Sintesi

Scenario a prezzi costanti (1)

		<i>Applicazione decreto ministeriale 26 gennaio 2000</i>	<i>Applicazione decreto legge 18 febbraio 2003</i>	<i>Differenza</i>
		<i>mln euro</i>	<i>mln euro</i>	<i>mln euro</i>
		<i>(a)</i>	<i>(b)</i>	<i>(b) - (a)</i>
CNR	(1)	2.060	1.000	-1.060
Prelievo su produzione idroelettrica	(2)	-2.900	-1.000	1.900
Totale CNR e prelievo su produzione idroelettrica	(1)+(2)	-840	0	840
Maggiori costi gas nigeriano	(3)	880	1.430	550
Totale	(1)+(2)+(3)	40	1.430	1.390

Scenario a prezzi decrescenti (2)

		<i>Applicazione decreto ministeriale 26 gennaio 2000</i>	<i>Applicazione decreto legge 18 febbraio 2003</i>	<i>Differenza</i>
		<i>mln euro</i>	<i>mln euro</i>	<i>mln euro</i>
		<i>(a)</i>	<i>(b)</i>	<i>(b) - (a)</i>
CNR	(1)	3.090	1.000	-2.090
Prelievo su produzione idroelettrica	(2)	-2.830	-1.000	1.830
Totale CNR e prelievo su produzione idroelettrica	(1)+(2)	260	0	-260
Maggiori costi gas nigeriano	(3)	880	1.430	550
Totale	(1)+(2)+(3)	1.140	1.430	290

Allegato A

Effetti del decreto-legge 18 febbraio 2003 n. 25 sulla stima degli stranded cost derivanti dalla forzata rilocalizzazione delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale nigeriano importato da ENEL Spa

Nel 1992, ENEL Spa ha firmato un contratto con la Nigerian LNG per l'importazione in Italia di 3,5 miliardi di metri cubi (normali) di gas naturale. Il contratto prevedeva che il gas naturale liquefatto sarebbe stato consegnato dalla Nigerian LNG al terminale di rigassificazione che ENEL Spa si era impegnata a realizzare a Montalto di Castro in prossimità della centrale termoelettrica che tale gas era destinato ad alimentare.

Poiché la realizzazione del terminale si è successivamente rivelata impraticabile a causa dell'opposizione delle amministrazioni locali e della cittadinanza, ENEL Spa è stata costretta a negoziare un contratto swap con Gaz de France (GDF) che le consentisse di rilocalizzare le attività di scarico a terra e rigassificazione presso il terminale di Montoir de Bretagne (Francia). GDF si impegnava da parte sua a riconsegnare un quantitativo equivalente di gas in tre diversi punti prossimi alla frontiera italiana: Baumgarten (Austria), Oltingue (Svizzera) e Panigaglia (Italia).

La stipula del contratto con GDF ha richiesto fra l'altro la rinegoziazione del contratto con la Nigerian LNG avvenuta nel 1997.

A norma dell'articolo 5, comma 2, del decreto 26/01/2000, la quantificazione dei costi non recuperabili derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione doveva essere effettuata annualmente a consuntivo in base alla seguente formula: $CNR = CR * G$ (CNR = costi che non possono essere recuperati; CR = maggiori costi unitari di importazione del gas naturale conseguenti alla forzata rilocalizzazione delle attività di scarico a terra e rigassificazione, come definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas; G = quantità di gas naturale importato nell'anno).

Sulla base dell'analisi della documentazione prodotta da ENEL Spa su richiesta dell'Autorità è stato possibile definire i maggiori costi di importazione del gas nigeriano come somma algebrica (a+b+c+d-e) delle seguenti voci:

- a. Costo del contratto swap GDF/ENEL;
- b. Costo di rigassificazione al terminale di Panigaglia;
- c. Costo di trasporto da Oltingue a Passo Gries e da Baumgarten a Tarvisio;
- d. Costi di trasporto su rete Snam;
- e. Costi evitati per il terminale di rigassificazione di Montalto.

Le stime elaborate in base alla metodologia approntata dall'Autorità in ossequio al disposto del decreto 26/01/2000 conducevano a collocare l'ammontare degli stranded cost riconoscibili ad ENEL Spa stimati in 80 milioni di euro all'anno.

Il decreto-legge 18/02/2003 ha un impatto rilevante sulla stima dei suddetti oneri giacché prevede che i maggiori costi derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale nigeriano importato dall'ENEL Spa siano assunti **“pari ai costi annui derivanti dal complesso dei relativi impegni contrattuali, al netto dei costi di rigassificazione del gas naturale**, sommati

agli oneri derivanti dalle perdite tecniche, effettivamente sostenuti fino al 1^o gennaio 2010” (art. 1, comma 1, lettera d).

L’assunto di cui sopra impone di ignorare i costi di rigassificazione e, parallelamente, i costi evitati grazie alla mancata realizzazione del terminale di rigassificazione di Montalto.

Poiché dalle stime effettuate emerge chiaramente che i costi di rigassificazione a Montalto sarebbero stati fortemente superiori a quelli sostenuti presso il terminale di Montoir, le disposizioni del decreto comportano la soppressione di quella fondamentale voce di risparmio rappresentata dai costi evitati per la mancata realizzazione del terminale di Montalto.

L’effetto netto è un incremento degli stranded cost riconosciuti ad ENEL Spa stimato in 50 milioni di euro all’anno.