

L'Energia Elettrica

Rubriche

Iniziative AEI

Misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica

Comitato di Redazione

Proseguono gli incontri con operatori e studiosi, promossi da AEI, per formulare osservazioni condivise e tecnicamente funzionali.

Il seguente documento riporta una serie di considerazioni e commenti, generalmente condivisi, emersi nel contesto di un gruppo di lavoro composto da operatori del settore elettrico che, nell'ambito dell'AEI, ha criticamente analizzato il documento per la consultazione *“Misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica ai sensi dell'articolo 1, comma 1 della Legge 14 Novembre 1995, N. 481”*, emesso dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) il 30 Gennaio 2004, al fine di sottoporre all'AEEG stessa le osservazioni formulate.

Nel seguito sono riportate alcune considerazioni generali, seguite da commenti agli specifici articoli e commi del documento in consultazione.

(in riquadro a parte come al solito)

Commenti del gruppo di lavoro AEI al documento per la consultazione

“Misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica ai sensi dell'articolo 1, comma 1 della Legge 14 Novembre 1995, N. 481”

AEEG – 30 Gennaio 2004

Considerazioni Generali

È opinione condivisa che il documento in consultazione dia luogo ad un quadro normativo estremamente complesso, dal quale possano scaturire esiti non facilmente prevedibili a priori. Detto provvedimento non contribuisce, infatti, a determinare i presupposti di chiarezza indispensabili per il buon funzionamento del mercato liberalizzato dell'energia elettrica, sul quale esso rischia di avere effetti significativamente distorsivi. A tale riguardo, prima dell'approvazione definitiva e della conseguente applicazione dei provvedimenti proposti, si ritiene indispensabile valutarne accuratamente gli effetti (ad esempio mediante opportune simulazioni), ai quali, se negativi, potrebbe essere molto oneroso porre rimedio ex-post. In generale, si riterrebbe comunque più opportuno che gli indici ed i meccanismi di controllo proposti si basassero su dati reali oggettivi e non su modelli elaborativi complessi, opinabili e che presentino elementi di arbitrarietà.

Più in particolare, la complessità, e quindi la criticità, maggiore si concentra nelle misure transitorie previste per l'anno 2004 (Articoli 12 e 13): a tale riguardo, si ritiene auspicabile ridurre, se non eliminare del tutto, tale periodo transitorio, anticipando il più possibile l'applicazione delle misure previste a regime (Articoli 10 e 11), pur con le modifiche e le precisazioni riportate nel seguito.

Commenti Specifici

- **Titolo 1** – Si richiede di specificare quali, tra gli indici previsti, verranno resi pubblici e con quali tempistiche e modalità. Più in generale, al fine di garantire una maggiore trasparenza al funzionamento del mercato e ridurre le prevedibili asimmetrie informative, si auspica la pubblicazione della maggiore quantità di informazioni possibile, compatibilmente con i vincoli di riservatezza che potrebbero caratterizzare alcune di esse.
- **Comma 4.5 lettera c)** – Si fa riferimento a confronti tra i prezzi di offerta di unità di produzione *dello stesso tipo*, appartenenti a diversi operatori: a tale riguardo, occorre specificare in maniera dettagliata quali siano i criteri che dovranno guidare la classificazione delle unità di produzione in “tipi” considerati confrontabili. In mancanza di tali informazioni, risulta difficile valutare applicabilità e conseguenti effetti dei provvedimenti proposti.
- **Comma 5.1** – Si richiede di specificare se la media mobile dei prezzi a cui si fa riferimento sia una semplice media aritmetica o, come parrebbe più adeguato, una media pesata sull’energia; si richiede inoltre di specificare a quali prezzi di mercato si fa riferimento per il calcolo di tale media (prezzi zionali di vendita o prezzo unico nazionale di acquisto).
- **Comma 5.2** – Si fa riferimento a costi marginali stimati *per ciascun tipo* di unità di produzione: a tale riguardo, vale il commento precedentemente riportato per il comma 4.5 lettera c). Si richiede inoltre di specificare quale sia l’orizzonte temporale (un giorno, una settimana, un anno, ...) delle prescritte simulazioni di mercato competitivo. Più in generale, si fa notare che, onde evitare eccessivi margini di discrezionalità nell’applicazione del provvedimento proposto, andrebbero specificate in dettaglio le modalità di definizione dei diversi parametri che concorrono ad individuare lo scenario di simulazione. Ad esempio, nel comma in oggetto si dice che le simulazioni dovranno tener conto dei limiti di esercizio delle unità di produzione idroelettriche, ma non si dice nulla su come definire la quantità delle risorse idriche disponibili per la produzione nell’intervallo temporale coperto dalla simulazione. Si fa inoltre presente che molte unità termoelettriche del parco italiano sono caratterizzate da costi marginali inferiori ai costi specifici per l’intero arco di funzionamento tra minimo tecnico e potenza massima, per cui per essi una remunerazione a costi marginali non coprirebbe nemmeno i costi di combustibile; per tale ragione, l’indice di soluzione competitiva, per la determinazione del quale si simulano offerte a costi marginali, potrebbe costituire un *benchmark* particolarmente stringente.
- **Comma 5.3** – Si richiede di specificare in dettaglio i criteri che guideranno la definizione dei costi marginali convenzionali utilizzati per le simulazioni di cui al comma 5.2. Ad esempio, va definito il concetto di “tipo” di unità di produzione come in precedenza richiamato, va chiarito quali siano e come si calcolino i “costi opportunità” citati nel comma in oggetto, va definito quali siano i costi di combustibile utilizzati, ecc. Non è peraltro esplicitato dal presente comma quale soggetto abbia la responsabilità della stima dei costi marginali convenzionali.

- **Articolo 6 e seguenti** – Per chiarezza, si richiede di specificare se, laddove si utilizza il termine “zona”, si faccia riferimento, come in generale apparirebbe corretto, al solo concetto di “zona geografica”, oppure se si intenda applicare qualcuno dei provvedimenti proposti anche alle cosiddette “zone virtuali”.
- **Comma 6.2 lettera c)** – L’Articolo 6 è volto a calcolare, per ciascuna zona e ciascuna ora, se e per quale ammontare un operatore di mercato sia essenziale alla copertura del fabbisogno della zona stessa. Alla copertura del fabbisogno della zona l’operatore in oggetto può concorrere con la capacità produttiva di cui esso dispone nella zona e con l’energia da esso importata nella zona stessa per via di contratti bilaterali da esso stipulati con operatori di altre zone o per via di capacità di importazione dall’estero (se la zona è di confine) di cui l’operatore abbia la disponibilità. Sembra quindi di capire che le importazioni a cui ci si riferisce al comma 6.2 lettera c) riguardino solo gli eventuali contratti bilaterali o le importazioni dall’estero riconducibili all’operatore in oggetto. In tal caso, non è chiaro in che modo venga tenuto conto dell’energia importata nella zona, non riconducibile a contrattazioni bilaterali, derivante dal *matching* domanda/offerta effettuato sulla Borsa Elettrica (peraltro, è difficile individuare criteri generali sostenibili secondo cui attribuire parti specifiche di tale energia importata alle offerte presentate sulla Borsa Elettrica da parte dei diversi operatori). Alla luce delle precedenti considerazioni, si ritiene che l’indice di offerta residuale di cui all’Articolo 6 possa essere calcolato in maniera adeguata solo per l’intero mercato nazionale e non per ciascuna zona. Questo implica che anche il controllo di quantità di cui all’Articolo 12 può essere applicato solamente per l’intero mercato nazionale e non per ciascuna zona.
- **Comma 8.2** – Non è chiaro se gli indici specificati in tale comma intendono dare conto della concentrazione geografica della produzione oppure, come apparirebbe più utile, della concentrazione per operatore in ciascuna zona geografica.
- **Comma 9.1** – Poiché l’articolo 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287 fa riferimento solo a rapporti tra società controllante e società controllate, in coda al comma in oggetto andrebbe aggiunta la dicitura “*ovvero siano controllate dalla medesima società*”, come ad esempio previsto al comma 4.8 lettera a) della recente delibera n. 13/04.
- **Articolo 10** – Nell’articolo in oggetto si parla di “prezzo di riferimento” dei contratti differenziali, ma non si dice nulla sulle modalità della sua fissazione. Apparentemente, la fissazione di tale prezzo sembra essere lasciata alla libera contrattazione tra operatori di mercato ed Acquirente Unico: in tal caso, si fa notare che, da un lato, il potere contrattuale degli operatori è praticamente nullo, visto che in capo ad essi pende l’obbligo di stipulare comunque i contratti, e, dall’altro, l’Acquirente Unico non ha particolare interesse nel perseguire determinati livelli di prezzo, potendo ribaltarne i costi sulla clientela vincolata che esso rappresenta. I prezzi di riferimento così determinati, così come nel caso essi fossero fissati direttamente dall’AEEG, potrebbero peraltro diventare un riferimento importante per il libero mercato, alternativo ai prezzi di Borsa, con effetti distorsivi sul suo corretto funzionamento. Per evitare tali problematiche, si propone che agli operatori che detengono una quota rilevante di mercato maggiore di 0,2 si imponga l’obbligo di stipulare contratti differenziali non esclusivamente con l’Acquirente Unico, bensì con qualunque altro operatore di mercato interessato, e che i relativi prezzi di riferimento siano fissati con meccanismi concorrenziali di

mercato, come ad esempio aste competitive. Va da sé che a tali aste non potrebbe partecipare l'Acquirente Unico, poiché, date le sue prerogative, la competizione con gli altri operatori non potrebbe avvenire ad armi pari ed i risultati di tale mercato ne risulterebbero quindi falsati.

- **Articolo 12** – Il meccanismo di funzionamento del controllo di quantità di cui al presente articolo non risulta comprensibile dalla descrizione riportata nel documento in consultazione. In ogni caso, dall'esempio fornito in sede di presentazione da parte dell'AEEG del documento in consultazione e da ulteriori chiarimenti forniti dall'AEEG stessa, sembra di capire che il meccanismo sia il seguente:

- 1) si calcola di quanto la capacità disponibile dell'operatore essenziale alla copertura del fabbisogno eccede la quantità per cui l'operatore è essenziale alla copertura del fabbisogno stesso (sia Q_{ecc} tale quantità in eccesso, per cui vale la relazione $\frac{CDC - Q_{ecc}}{Fabbisogno} = 100\%$);
- 2) l'operatore essenziale viene suddiviso in un certo numero di operatori virtuali tutti uguali per dimensione, ciascuno dotato di un parco di produzione caratterizzato da una composizione identica a quello dell'operatore essenziale; il numero N_{OV} di tali operatori virtuali è pari al rapporto tra la capacità produttiva CP dell'operatore essenziale e Q_{ecc} , arrotondato all'intero superiore;
- 3) si effettua una simulazione in cui solo uno degli operatori virtuali di capacità Q_{OV} offre la propria capacità produttiva a costi marginali, mentre ogni altro elemento della simulazione rimane invariato rispetto a quanto effettivamente verificatosi sul mercato;
- 4) si confronta la quantità concorrenziale Q_{conc} , aggiudicatasi dall'operatore virtuale che nella simulazione di cui al punto precedente ha offerto a costi marginali¹, con la quantità effettiva Q_{eff} che l'operatore virtuale si sarebbe aggiudicato sul mercato reale offrendo la propria capacità produttiva come l'operatore essenziale; se $\frac{Q_{conc}}{Q_{eff}} > 110\%$, si assume che l'operatore essenziale abbia esercitato potere di mercato e quindi le sue unità termoelettriche selezionate per la produzione sul mercato vengono remunerate con modalità "pay as bid".

A commento del meccanismo proposto, si fa notare che il rapporto $\frac{Q_{conc}}{Q_{eff}}$ in tal modo calcolato può

assumere valori diversi (sopra o sotto la soglia del 110%) per operatori essenziali aventi una capacità produttiva diversa, ma che sono essenziali per la stessa quantità e che sul mercato hanno esercitato il loro potere di mercato allo stesso modo, offrendo agli stessi prezzi ed aggiudicandosi la stessa quantità di energia allo stesso prezzo marginale (si vedano a tale riguardo gli esempi riportati in Appendice).

Inoltre, la quantità concorrenziale determinata secondo il meccanismo descritto dipende dal livello delle offerte presentate dagli operatori di mercato diversi da quello essenziale, sulle quali quest'ultimo non ha alcun controllo.

¹ Ci si chiede a tale riguardo a quali prezzi venga offerto il minimo tecnico delle unità termoelettriche.

- **Comma 12.5** – Non è chiaro perché vengano prese in considerazione solo le offerte relative ad unità di produzione termoelettriche. Occorre inoltre specificare quale sia la destinazione dei fondi, pagati dagli acquirenti di energia dalla Borsa Elettrica, corrispondenti alla differenza tra la valorizzazione al prezzo di mercato dell'energia prodotta dalle unità termoelettriche dell'operatore in oggetto, e la corrispondente valorizzazione “*pay as bid*” ad esso riconosciuta, nel caso si verificano le condizioni di cui al presente comma.
- **Articolo 13** – I livelli di “*bid cap*” specificati al comma 13.1 sono difficilmente valutabili, in assenza dei criteri dettagliati che guideranno la definizione dei costi marginali stimati; tali livelli andrebbero peraltro definiti anche in relazione ai livelli dei “*capacity payments*” riconosciuti agli operatori, nonché ai livelli di eventuali *cap* presenti sui principali mercati elettrici europei (“*price cap*” di 3000 €/MWh in Germania). Inoltre, la prescrizione di cui al comma 13.2 potrebbe mettere a rischio la chiusura del mercato in periodi di particolare carenza di capacità produttiva rispetto alla domanda. Si ritiene peraltro più corretto imporre eventualmente dei “*price cap*”, in luogo dei “*bid cap*” proposti. Oltre ad eventuali “*price cap*” orari, si riterrebbe più utile definire “*price cap*” sui prezzi medi pesati sull'energia (ad esempio su medie mobili annuali), la cui rilevanza per la generalità del mercato è superiore a quella di eventuali “*spikes*” orari.
- **Comma 15.1** – Essendo l'indice di cui all'Articolo 5 una media mobile su 12 mesi, è ragionevole pensare che la sua data di prima pubblicazione cada 12 mesi dopo la partenza delle contrattazioni sulla Borsa Elettrica, cioè oltre il periodo transitorio in cui trovano applicazione gli Articoli 12 e 13 richiamati nel comma in oggetto. La parte iniziale del comma 15.1 potrebbe quindi essere riscritta come: “*Sino alla data di pubblicazione dei costi marginali convenzionali di cui al comma 5.3 ...*”.
- **Comma 15.4** – Nel presente comma si fa riferimento ad un inesistente comma 10.5. Ci si intendeva forse riferire al comma 12.5 ? In tal caso, invece di “valore del 5%” si intendeva dire “valore del 105%” ?
- **Comma 15.5** – Si richiede di specificare i criteri alla base della definizione della durata della sospensione transitoria del sistema delle offerte, prevista dal presente comma.

Appendice

Esempi di applicazione del controllo di quantità di cui all'Articolo 12

Nella presente Appendice si riportano alcuni risultati numerici relativi all'applicazione del controllo di quantità di cui all'Articolo 12. Gli esempi descritti di seguito sono stati costruiti sulla base dell'esempio riportato dall'AEEG in sede di presentazione del documento in consultazione. I dati comuni a tutti gli esempi sono i seguenti:

- domanda del mercato = 3.000 MW;
- capacità produttiva dei concorrenti dell'operatore essenziale alla copertura del fabbisogno pari a 2.000 MW, tutta composta da impianti di base, offerti al costo marginale, pari a 10 €/MWh;

- capacità produttiva dell'operatore essenziale composta per metà da impianti di base, offerti al costo marginale, pari a 20 €/MWh, e per metà da impianti di punta, aventi costo marginale di 50 €/MWh ed offerti al prezzo di 1.000 €/MWh.

In tale situazione, in tutti gli esempi di seguito riportati, il risultato del mercato corrisponde ad un prezzo di 1.000 €/MWh, ed a produzioni di 1.000 MW per l'operatore essenziale e di 2000 MW per i suoi concorrenti.

Nei diversi esempi, l'unico dato che viene fatto variare è la capacità produttiva dell'operatore essenziale che, da un esempio all'altro, viene progressivamente incrementata.

Esempio 1

$$CP = 1010 \text{ (505 base + 505 punta)} \quad Q_{ecc} = 10 \quad N_{OV} = \text{Arrotonda}(1010/10) = 101$$

$$Q_{OV} = 1010/101 = 10 = 5 \text{ base} + 5 \text{ punta}$$

$$Q_{conc} = 10 = 5 \text{ base} + 5 \text{ punta} \quad Q_{eff} = 9,9 = 5 \text{ base} + 4,5 \text{ punta} \quad \frac{Q_{conc}}{Q_{eff}} = \frac{10}{9,9} = 101\%$$

Esempio 2

$$CP = 1100 \text{ (550 base + 550 punta)} \quad Q_{ecc} = 100 \quad N_{OV} = \text{Arrotonda}(1100/100) = 11$$

$$Q_{OV} = 1100/11 = 100 = 50 \text{ base} + 50 \text{ punta}$$

$$Q_{conc} = 100 = 50 \text{ base} + 50 \text{ punta} \quad Q_{eff} = 90,9 = 50 \text{ base} + 40,9 \text{ punta} \quad \frac{Q_{conc}}{Q_{eff}} = \frac{100}{90,9} = 110\%$$

Esempio 3

$$CP = 1200 \text{ (600 base + 600 punta)} \quad Q_{ecc} = 200 \quad N_{OV} = \text{Arrotonda}(1200/200) = 6$$

$$Q_{OV} = 1200/6 = 200 = 100 \text{ base} + 100 \text{ punta}$$

$$Q_{conc} = 200 = 100 \text{ base} + 100 \text{ punta} \quad Q_{eff} = 166 = 100 \text{ base} + 66 \text{ punta} \quad \frac{Q_{conc}}{Q_{eff}} = \frac{200}{166} = 120\%$$

Esempio 4

$$CP = 1400 \text{ (700 base + 700 punta)} \quad Q_{ecc} = 400 \quad N_{OV} = \text{Arrotonda}(1400/400) = 4$$

$$Q_{OV} = 1400/4 = 350 = 175 \text{ base} + 175 \text{ punta}$$

$$Q_{conc} = 350 = 175 \text{ base} + 175 \text{ punta} \quad Q_{eff} = 250 = 175 \text{ base} + 75 \text{ punta} \quad \frac{Q_{conc}}{Q_{eff}} = \frac{350}{250} = 140\%$$

Esempio 5

$$CP = 1600 \text{ (800 base + 800 punta)} \quad Q_{ecc} = 600 \quad N_{OV} = \text{Arrotonda}(1600/600) = 3$$

$$Q_{OV} = 1600/3 = 533 = 266 \text{ base} + 266 \text{ punta}$$

$$Q_{conc} = 468 = 266 \text{ base} + 202 \text{ punta} \quad Q_{eff} = 333 = 266 \text{ base} + 67 \text{ punta} \quad \frac{Q_{conc}}{Q_{eff}} = \frac{468}{333} = 140\%$$

Esempio 6

$$CP = 1800 \text{ (900 base + 900 punta)} \quad Q_{ecc} = 800 \quad N_{OV} = \text{Arrotonda}(1800/800) = 3$$

$$Q_{OV} = 1800/3 = 600 = 300 \text{ base} + 300 \text{ punta}$$

$$Q_{conc} = 400 = 300 \text{ base} + 100 \text{ punta} \quad Q_{eff} = 333 = 300 \text{ base} + 33 \text{ punta} \quad \frac{Q_{conc}}{Q_{eff}} = \frac{400}{333} = 120\%$$

Esempio 7

$$CP = 1900 \text{ (950 base} + 950 \text{ punta)} \quad Q_{ecc} = 900 \quad N_{OV} = \text{Arrotonda}(1900/900) = 3$$

$$Q_{OV} = 1900/3 = 633 = 317 \text{ base} + 317 \text{ punta}$$

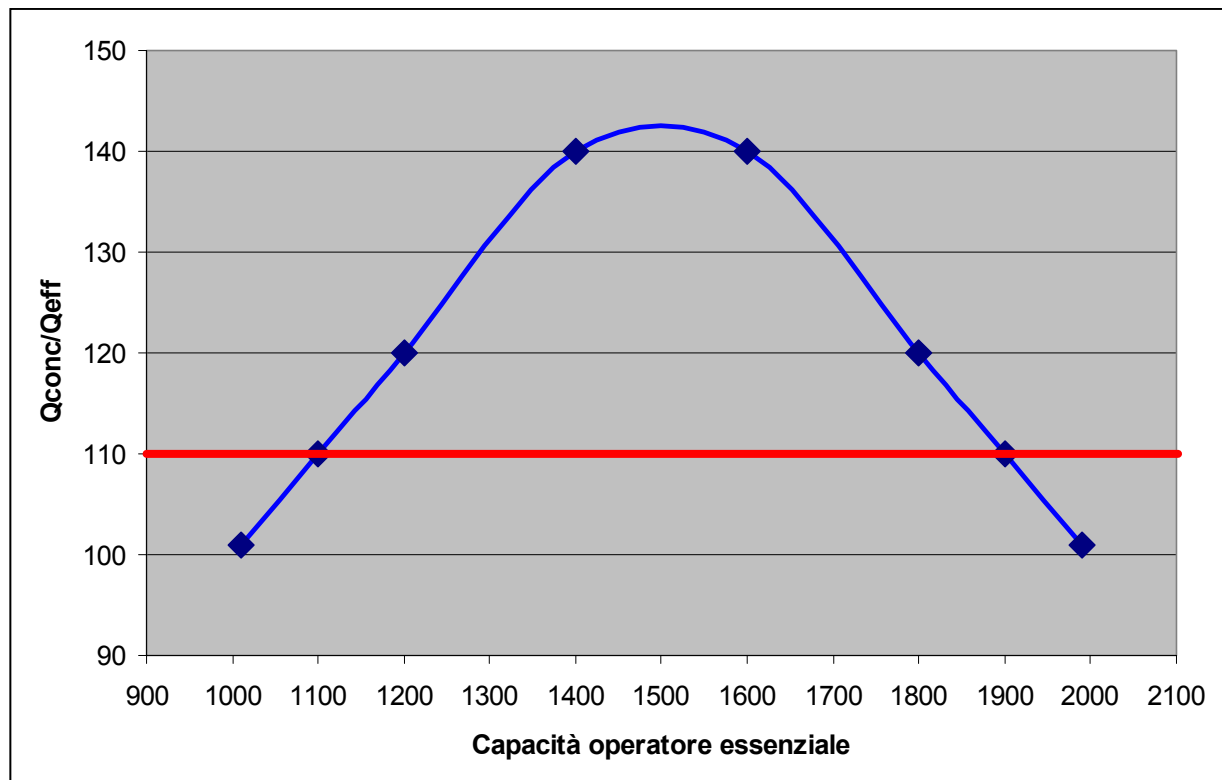
$$Q_{conc} = 367 = 317 \text{ base} + 50 \text{ punta} \quad Q_{eff} = 334 = 317 \text{ base} + 17 \text{ punta} \quad \frac{Q_{conc}}{Q_{eff}} = \frac{367}{334} = 110\%$$

Esempio 8

$$CP = 1990 \text{ (995 base} + 995 \text{ punta)} \quad Q_{ecc} = 990 \quad N_{OV} = \text{Arrotonda}(1990/990) = 3$$

$$Q_{OV} = 1990/3 = 663 = 332 \text{ base} + 332 \text{ punta}$$

$$Q_{conc} = 337 = 332 \text{ base} + 5 \text{ punta} \quad Q_{eff} = 334 = 332 \text{ base} + 2 \text{ punta} \quad \frac{Q_{conc}}{Q_{eff}} = \frac{337}{334} = 101\%$$



Dagli esempi riportati, si nota come il rapporto $\frac{Q_{conc}}{Q_{eff}}$ assuma valori variabili in maniera non monotona al

crescere della capacità produttiva dell'operatore essenziale, assumendo valori sia al di sotto che al di sopra della soglia del 110%.