

PAS 3/09

**INFORMATIVA SULLE MISURE ADOTTATE E PROPOSTE URGENTI
DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS AI SENSI
DELL'ARTICOLO 3 COMMA 8 DELLA LEGGE 28 GENNAIO 2009 N. 2;
SEGNALAZIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 2, COMMA 6, DELLA LEGGE
14 NOVEMBRE 1995, N. 481**

27 febbraio 2009

Premessa

L'articolo 3, comma 8, della legge 28 gennaio 2009 n. 2 (di seguito: legge n. 2/2009), di conversione del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, recante misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale, prevede che *“L’Autorità per l’energia elettrica ed il gas effettua un particolare monitoraggio sull’andamento dei prezzi, nel mercato interno, relativi alla fornitura dell’energia elettrica e del gas naturale, avendo riguardo alla diminuzione del prezzo dei prodotti petroliferi; entro il 28 febbraio 2009 adotta le misure e formula ai Ministri competenti le proposte necessarie per assicurare, in particolare, che le famiglie fruiscono dei vantaggi derivanti dalla predetta diminuzione”*.

L'articolo 2, comma 6, della legge 14 novembre 1995, n. 481 prevede che *“Le Autorità, in quanto autorità nazionali competenti per la regolazione e il controllo, svolgono attività consultiva e di segnalazione al Governo nelle materie di propria competenza anche ai fini della definizione, del recepimento e della attuazione della normativa comunitaria”*.

L’Autorità per l’energia elettrica e il gas (nel seguito: l’Autorità), ferme restando le esigenze di carattere strutturale di promozione della concorrenza, con riferimento alle quali l’Autorità intende formulare proposte ed intervenire ai sensi dei commi 10-ter e 11 della legge n. 2/2009, con il presente documento intende, nell’esercizio della funzione consultiva e di segnalazione ai sensi dell’articolo 2, comma 6, della legge 14 novembre 1995, n. 481:

- a) richiamare le principali misure adottate in adempimento al disposto normativo sopra richiamato e;
- b) formulare alcune proposte ai sensi del comma 8 della legge n. 2/2009, che rivestono carattere di urgenza, nell’attuale situazione di crisi economica, per garantire che le famiglie fruiscono dei vantaggi della diminuzione dei prezzi dei prodotti petroliferi.

Per i consumatori di energia elettrica e gas può schematizzarsi la seguente distinzione:

- clienti finali che hanno liberamente optato per un fornitore sul mercato libero;
- clienti finali che si avvalgono dei sistemi di tutela previsti dalla normativa (di seguito: clienti tutelati).

Per entrambe le tipologie di clienti, la garanzia di fruire dei vantaggi in termini di prezzo dell’energia elettrica e del gas derivanti dalla diminuzione dei prezzi dei prodotti petroliferi poggia anzitutto sul livello di concorrenza nei mercati all’ingrosso dell’energia elettrica e del gas.

Tenuto conto dell’ancora insufficiente grado di concorrenzialità del mercato finale, l’Autorità ha previsto strumenti di tutela, che si aggiungono agli interventi finalizzati proprio alla promozione della concorrenza sia nei mercati all’ingrosso che nei mercati al dettaglio.

Con riferimento alle condizioni economiche applicate ai clienti finali ed alla loro corrispondenza con i costi dei venditori, giova altresì ricordare che molti contratti conclusi nel mercato libero da clienti domestici (le famiglie) prevedono prezzi “indicizzati” ai prezzi definiti dall’Autorità (determinati anche sulla base delle attività di

approvvigionamento dell'Acquirente unico) e, pertanto, aggiornati con i medesimi meccanismi e che i clienti finali nel mercato libero hanno in ogni caso la possibilità di recedere dai rispettivi contratti con un preavviso non superiore ad un mese (tale previsione implicitamente tutela, in un periodo di prezzi dell'energia elettrica in discesa, i clienti finali che abbiano stipulato contratti di fornitura a prezzo fisso).

Criteri di aggiornamento dei prezzi dei clienti tutelati

Le metodologie adottate dall'Autorità per gli aggiornamenti trimestrali dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica applicati ai clienti tutelati perseguono gli obiettivi di:

- contenimento della volatilità dei prezzi applicati (sotto forma di corrispettivi) ai clienti finali compresi nei sistemi di tutela previsti, con particolare riferimento ai clienti finali domestici;
- certezza delle condizioni economiche, attraverso la definizione di:
 - corrispettivi noti al consumatore anteriormente al periodo di applicazione, per un periodo futuro sufficientemente lungo e che non siano soggetti a variazioni;
 - formule di indicizzazione note e stabili nel tempo;
- copertura dei costi di approvvigionamento sostenuti dagli esercenti per servire i clienti;
- minimizzazione delle distorsioni della concorrenza, al fine di promuovere lo sviluppo della competizione tra i venditori nel mercato liberalizzato, eliminando o contenendo i disallineamenti tra i corrispettivi applicati nell'ambito dei sistemi di tutela ed i costi, allineati ai valori di mercato, sostenuti dagli esercenti per servire i clienti nell'ambito di detti sistemi.

Tali metodologie, descritte in maggior dettaglio in Allegato al presente documento, garantiscono, nel rispetto degli obiettivi sopra richiamati, che ogni variazione dei prezzi del mercato all'ingrosso, a sua volta legata alla variazione dei prezzi dei prodotti petroliferi, si traduca in una corrispondente variazione dei prezzi per i clienti finali tutelati. Unico aspetto che avrebbe potuto annullare, limitatamente al primo trimestre dell'anno in corso, i benefici per i clienti finali della diminuzione dei prezzi dei prodotti petroliferi era la previsione, nelle modalità di aggiornamento dei prezzi del gas, di una soglia minima di variazione dei prezzi all'ingrosso al di sotto della quale non erano previste variazioni dei prezzi per i clienti tutelati. L'Autorità, in applicazione delle previsioni dell'allora vigente decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, è intervenuta ad eliminare tale previsione con la deliberazione ARG/gas 192/08.

Attività di monitoraggio

Il monitoraggio di cui all'articolo 3, comma 8, della legge n. 2/2009, presuppone un'attività che riguardi sia il mercato della vendita al dettaglio ai clienti finali che quello all'ingrosso; è in questo mercato, infatti, che si forma il prezzo della materia prima che, oltre a costituire la principale componente di costo per i venditori (e quindi per i clienti finali), è anche quello che è più suscettibile di risentire della variazione (in diminuzione) del prezzo dei prodotti petroliferi.

Un efficace monitoraggio di questi mercati richiede, oltre alla raccolta dei dati rilevanti, anche una intensa attività di elaborazione ed analisi degli esiti dei mercati e dei comportamenti (effettivi e potenziali) degli operatori. Ciò è teso a valutare se i prezzi rilevati nelle diverse fasi della filiera siano coerenti con le dinamiche di costo e se eventuali disallineamenti siano riconducibili a cause strutturali (ad esempio posizioni di dominanza) o comportamentali (ad esempio collusione tacita).

L'Autorità è da tempo impegnata nel monitoraggio dei mercati dell'energia elettrica e del gas, sia con raccolte di dati sulle condizioni economiche applicate ai clienti finali (si vedano la delibera n. 138/03 per il gas e la delibera ARG/elt 167/08 per l'energia elettrica) sia con la raccolta, l'elaborazione e l'analisi di dati e informazioni sui mercati all'ingrosso. A riguardo si vuole segnalare la recente deliberazione ARG/elt 115/08 che, entrata in vigore a partire dal 1° gennaio 2009, consente di accedere in tempo reale ai dati e agli indici di monitoraggio del mercato elettrico nonché di avvalersi di una serie di analisi standard e di una reportistica settimanale appositamente mirate a far emergere tempestivamente eventuali anomalie di mercato. Inoltre, per quanto riguarda il mercato della vendita al dettaglio, la delibera ARG/com 202/08 prevede un'attività cognitiva e informativa con l'obiettivo, tra l'altro, di implementare dati aggregati di sintesi circa l'evoluzione concorrenziale nei mercati liberalizzati della vendita al dettaglio, anche al fine di rendere tali indicatori il più possibile uniformi nei due settori (elettrico e gas) e coerenti agli standard informativi adottati nei Paesi dell'Unione Europea. Tali indicatori si riferiscono, in particolare, all'uscita dai regimi di tutela e ai cambi di fornitore da parte dei clienti finali nonché alle informazioni relative ai prezzi medi applicati ai clienti finali.

Proposte per aumentare la concorrenza nel mercato all'ingrosso

Mercato del gas naturale

La fissazione di condizioni economiche di fornitura rispetto ad un costo efficiente risulta particolarmente difficile in un contesto come quello italiano, in cui l'offerta sul mercato finale del gas è approvvigionata prevalentemente da parte dell'operatore dominante attraverso l'utilizzo esclusivo di contratti *take or pay* di lungo periodo.

In questo quadro emergono chiaramente le ragioni per cui gli incentivi alla competizione nel mercato della vendita al dettaglio siano fortemente limitati dall'esiguo grado di concorrenzialità che caratterizza il mercato all'ingrosso e del forte grado di integrazione verticale (in ciò comprendendo anche i rapporti contrattuali di medio – lungo periodo tra soggetti distinti) che ancora caratterizza l'attività di vendita al dettaglio. L'assenza di una borsa liquida del gas aumenta notevolmente i costi di transazione ed il rischio che si trova a sostenere un nuovo entrante che voglia operare esclusivamente all'ingrosso o nella vendita al dettaglio senza avere precedentemente negoziato accordi (o pre – accordi) commerciali per la cessione o (rispettivamente) l'acquisto della materia prima all'ingrosso. D'altra parte, data l'attuale concentrazione nell'offerta all'ingrosso, una borsa del gas non condurrebbe di per sé a prezzi concorrenziali.

La regolazione delle condizioni economiche applicate ai clienti finali, pertanto, se è uno strumento efficace nel tutelare i clienti più piccoli rispetto in caso di scarsa concorrenza nell'attività di vendita al dettaglio, appare strumento fortemente limitato con riferimento ai prezzi della materia prima. A quasi sei anni dall'apertura a valle del mercato del gas

naturale, risulta evidente come gli strumenti di tutela del cliente di piccole dimensioni contro l'esercizio del potere di mercato dell' esercente la vendita, implementati nelle condizioni economiche di fornitura, risultino ormai poco efficaci a contrastare l'esercizio del potere nel mercato all'ingrosso di cui gli stessi esercenti la vendita sono talvolta vittime e i cui effetti inevitabilmente acuiscono la scarsa contendibilità del mercato al dettaglio. Tale analisi vale a maggior ragione per i clienti di maggiori dimensioni che non godono dei diritti alla tutela nel mercato della vendita al dettaglio e per i quali è completamente assente ogni forma di tutela dalla presenza di potere di mercato all'ingrosso.

Sarebbe quindi opportuno prevedere specifiche misure direttamente indirizzate alla promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso. Oltre a promuovere la pluralità delle fonti di approvvigionamento, per un necessario completamento del processo avviato con il decreto legislativo n. 164/00, si potrebbero introdurre specifiche misure.

In particolare, uno strumento che si rivelerebbe certamente efficace per le finalità sopra richiamate è quello di prevedere per l'operatore dominante l'obbligo di offrire annualmente in vendita, a condizioni fissate dall'Autorità, quantità di gas sufficienti a far sì che, dato il rapporto tra domanda e capacità di offerta residua e data la struttura di questa, gli esiti di mercato attesi siano concorrenziali. Tale misura dovrebbe da una parte eliminare l'interesse dell'operatore dominante rispetto ad avere prezzi elevati del gas naturale all'ingrosso e consentirebbe, dall'altra parte, di dare maggiore liquidità al mercato all'ingrosso del gas. I principali elementi che caratterizzano questa misura sono relativi alle quantità ed al prezzo. Con riferimento alle quantità che devono essere offerte in vendita, queste dovrebbero essere tali per cui l'operatore dominante non sia più in grado di determinare – almeno unilateralmente – il prezzo della domanda residua (cioè al netto di tali quantità) ovvero non abbia interesse a farlo preferendo aumentare la propria quota di mercato pur a fronte di prezzi “bassi”, piuttosto che mantenere prezzi “elevati” a costo di una forte contrazione della propria quota di mercato. L'incentivo a fissare prezzi elevati sarebbe quindi limitato alle scelte strategiche di offerta degli altri operatori all'ingrosso. Perché la misura sia efficace, è necessario che le quantità offerte in vendita siano verosimilmente molto superiori a quelle oggetto dei *gas release programs*, e dovrebbero comunque prendere in considerazione l'eventuale effetto indotto dalla presenza dei tetti *antitrust*. Con riferimento al secondo elemento, la misura dovrebbe prevedere che l'Autorità determini un prezzo di assegnazione minimo coerente con i costi dell'operatore dominante; la differenza tra il prezzo effettivo di assegnazione e detto prezzo minimo non dovrebbe essere trattenuta dall'operatore dominante ma utilizzata per ridurre altri corrispettivi regolati a carico dell'insieme dei clienti finali. Questo secondo aspetto consente di “contenere” le quantità che devono essere offerte in vendita; infatti, se l'operatore dominante potesse trattenere l'extra prezzo avrebbe comunque interesse a mantenere alto il prezzo di mercato all'ingrosso (non offrendo –almeno a prezzi concorrenziali - le quantità ulteriori a che non è tenuto ad offrire nelle aste) così da ottenere più profitti dalle procedure di assegnazione.

Si ritiene, inoltre, opportuno che i suddetti obblighi di offerta siano strutturati in modo da garantire un adeguato livello di “flessibilità”, sia con riferimento al profilo temporale che alle modalità di consegna.

Tenendo conto delle dinamiche del mercato all'ingrosso del gas naturale e degli obiettivi della legge n. 2/12009, si ritiene importante che i suddetti obblighi di offerta

vengano previsti attraverso procedure concorsuali da tenersi al più presto, auspicabilmente entro il termine del mese di aprile 2009.

Al fine di conseguire un livello accettabile di concorrenza nel mercato italiano del gas, si ritiene opportuno che i suddetti obblighi di offerta di gas da parte dell'operatore dominante riguardino quantitativi almeno pari a:

1. 100 milioni di standard metri cubi al giorno ($\text{MSm}^3/\text{giorno}$) per il periodo compreso tra l'1 ottobre di ciascun anno a partire dal 2009 e il 31 marzo dell'anno successivo;
2. 20 $\text{MSm}^3/\text{giorno}$ per il restante periodo dell'anno.

I suddetti quantitativi dovrebbero essere rivisti in presenza di significative modifiche strutturali del mercato del gas, legate, ad esempio, a modifiche dei tetti *antitrust*, all'entrata in operatività di nuove infrastrutture di adduzione (gasdotti, impianti di rigassificazione) o a significativi aumenti della capacità di stoccaggio.

Mercato dell'energia elettrica

Il grado di concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica è tuttora piuttosto scarso, soprattutto con particolare riferimento a specifiche zone geografiche. Le situazioni più critiche si registrano nelle zone Sicilia e Sardegna nonché in alcune zone dell'Italia meridionale.

Le situazioni di Sicilia e Sardegna destano particolare preoccupazione in quanto caratterizzate dalla compresenza di due operatori entrambi dotati di un notevole potere di mercato unilaterale come misurato dalla indispensabilità (ovvero dalla pivotalità) della capacità produttiva nella disponibilità del medesimo operatore per soddisfare il fabbisogno di energia e di riserva di potenza (necessaria al gestore del sistema nazionale per garantire la sicurezza del sistema) nella zona in esame.

Nel caso della zona Sicilia, Enel e il raggruppamento dei *toller* di Edipower (Edison, A2A, Atel e Iride) risultano, sulla base di stime relative all'anno 2009, potenzialmente indispensabili per soddisfare il fabbisogno di energia, rispettivamente, per circa 6'500 e 750 ore l'anno, con valori massimi orari di indispensabilità pari rispettivamente a circa 1'840 MW e 700 MW.

Nel caso della zona Sardegna Enel ed EON risultano indispensabili per soddisfare il fabbisogno di energia rispettivamente per circa 2'200 e 1'700 ore l'anno, con valori massimi orari di indispensabilità pari rispettivamente a circa 450 MW e 350 MW.

In ambo i casi, il quadro peggiora drasticamente se si considera l'indispensabilità di detti operatori nel soddisfare il fabbisogno sia di energia che di riserva così da tenere in considerazione il potere di mercato unilaterale esercitabile anche nel mercato per il servizio di dispacciamento (MSD); oltre che dell'interazioni fra quest'ultimo e il mercato del giorno prima (MGP).

Proprio in considerazione di tale situazione e dei valori particolarmente elevati dei prezzi registrati nella zona Sicilia negli ultimi mesi, l'Autorità ha avviato, con la deliberazione VIS 3/09, una istruttoria conoscitiva volta a valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, con riferimento alla zona Sicilia ed alle zone ad essa interconnesse, negli ultimi mesi. L'istruttoria è tutt'ora in corso.

La situazione del mercato all'ingrosso è ancora più critica se si considera il rischio di collusione – anche tacita - fra i diversi produttori stante l'estrema facilità in mercati

geograficamente così ristretti e con un interazione continua di verificare le reciproche strategie attuate.

Si ravvisa quindi l'urgenza di attuare interventi che possano incidere efficacemente sull'esercizio del potere di mercato unilaterale e, ove possibile, di prevenire potenziali fenomeni collusivi.

Al fine di mitigare o sterilizzare l'incentivo all'esercizio del potere di mercato unilaterale da parte degli operatori che lo detengano, parrebbe opportuno prevedere per ciascuno di questi l'obbligo di cedere la disponibilità di un ammontare della propria capacità produttiva – tramite un prodotto denominato “Virtual Power Plant” (VPP)¹ - determinato secondo un criterio che tenga conto dell'effettiva misura del potere di mercato unilaterale detenuta dal soggetto su cui è imposto l'obbligo.²

Stante lo scarso livello concorrenziale prospettato per l'anno 2009 con riferimento alle zone Sicilia e Sardegna e al fine di conseguire un livello accettabile di concorrenza nelle predette zone, si ritiene opportuno che le suddette misure siano adottate:

1. per la zona Sicilia, con la cessione di capacità virtuale (VPP) da parte di ENEL per una capacità pari a 1'840 MW e da parte di Edipower per una capacità pari a 700 MW;

¹ Il VPP è di fatto un contratto di opzione che dà diritto all'acquirente di decidere su base giornaliera se e quanta della capacità produttiva virtuale aggiudicatasi all'asta intende utilizzare in ciascuna ora del giorno successivo. Il contratto dei VPP può prevedere che l'acquirente usi la capacità produttiva virtuale attraverso contratti bilaterali o la ceda in borsa; in quest'ultimo caso, l'esercizio del diritto avviene contestualmente alla determinazione del prezzo di borsa: solo se il prezzo di borsa è superiore al prezzo di esercizio del VPP, il diritto è esercitato.

Il VPP prevede che l'acquirente riconosca al Venditore, oltre al prezzo di esercizio dell'opzione su tutta la quantità “esercitata”, un premio determinato in esito alla procedura di vendita dei VPP.

Pertanto, mentre il prezzo di esercizio è definito dall'Autorità prima dell'asta, il premio è fissato dall'asta stessa in base alle offerte presentate dai partecipanti.

La quantità di capacità virtuale che ciascun operatore di mercato deve cedere deve essere determinata in base al potere di mercato unilaterale detenuto dal medesimo operatore, ovvero prendendo a riferimento la sua indispensabilità (o pivotalità), nonché in ragione dell'interesse dell'operatore ad esercitare detto potere di mercato.

L'Autorità dovrebbe quindi anzitutto stimare i valori orari di pivotalità per il periodo di durata dei VPP al netto degli impegni contrattuali già assunti (cosiddetta pivotalità netta). La capacità virtuale da offrire all'asta dovrebbe essere fissata tenendo conto del valore massimo di pivotalità oraria e di altre considerazioni prudenziali.

² Tale misura è peraltro già prevista, con specifico riferimento alla regione Sardegna, dal disegno di legge S. 1195 in discussione presso la 10a Commissione permanente (Industria, Commercio e Turismo) che, all'articolo 18, così recita:

“7. Al fine di elevare il livello di concorrenza del mercato elettrico nella regione Sardegna, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge e sulla base di indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico, adotta misure temporanee finalizzate ad ampliare l'offerta di energia nella medesima regione mediante l'individuazione di un meccanismo di mercato che consenta l'acquisizione e la cessione di capacità produttiva virtuale sino alla completa realizzazione delle infrastrutture energetiche di integrazione con la rete nazionale.

8. Trascorsi centottanta giorni dall'avvio del meccanismo di cui al comma 7, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas determina le modalità per la cessazione, entro il 31 dicembre 2009, dell'applicazione delle condizioni tariffarie per le forniture di energia elettrica di cui ai commi 11 e 12 dell'articolo 11 del decreto-legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 maggio 2005, n. 80.”

2. per la zona Sardegna, con la cessione di capacità virtuale (VPP) da parte di ENEL per 450 MW e da parte di EON per 350 MW.

Il VPP è di fatto un contratto di opzione che dà diritto all'acquirente di decidere su base giornaliera se e quanta della capacità produttiva virtuale aggiudicatasi all'asta intende utilizzare in ciascuna ora del giorno successivo³. Il prezzo di esercizio che caratterizzerà i VPP dovrà essere determinato avendo a riferimento i costi variabili che caratterizzano le unità di produzione nella disponibilità dei soggetti interessati dalla misura e che sarebbero utilizzate, in caso di dispacciamento ottimo, nelle ore in cui il medesimo soggetto risulti indispensabile⁴.

Il premio da riconoscere a fronte della cessione del VPP al soggetto interessato dalla misura dovrà essere determinato dall'Autorità con riferimento ai costi fissi – comprensivi di un'adeguata remunerazione del capitale investito – ed agli altri costi non coperti dal prezzo di esercizio⁵ che caratterizzano l'unità produttiva cui il prezzo di esercizio si riferisce. Nel caso in cui in esito alla procedura di offerta il premio di assegnazione dei VPP risulti superiore a quello determinato dall'Autorità, la differenza dovrà essere utilizzata per ridurre altri corrispettivi regolati a carico dell'insieme dei clienti finali.

Le suddette misure dovrebbero essere efficaci almeno fino all'entrata in operatività dei nuovi collegamenti tra ciascuna delle due isole e la penisola italiana che, incrementando il livello di concorrenza, potrebbero renderle non più necessarie.

³ Il contratto dei VPP può prevedere che l'acquirente usi la capacità produttiva virtuale attraverso contratti bilaterali o la ceda in borsa; in quest'ultimo caso, l'esercizio del diritto avviene contestualmente alla determinazione del prezzo di borsa: solo se il prezzo di borsa è superiore al prezzo di esercizio del VPP, il diritto è esercitato.

Il VPP prevede che l'acquirente riconosca al Venditore, oltre al prezzo di esercizio dell'opzione su tutta la quantità "esercitata", un premio determinato in esito alla procedura di vendita dei VPP.

Pertanto, mentre il prezzo di esercizio è definito dall'Autorità prima dell'asta, il premio è fissato dall'asta stessa in base alle offerte presentate dai partecipanti.

La quantità di capacità virtuale che ciascun operatore di mercato deve cedere deve essere determinata in base al potere di mercato unilaterale detenuto dal medesimo operatore, ovvero prendendo a riferimento la sua indispensabilità (o pivotalità), nonché in ragione dell'interesse dell'operatore ad esercitare detto potere di mercato.

L'Autorità dovrebbe quindi anzitutto stimare i valori orari di pivotalità per il periodo di durata dei VPP al netto degli impegni contrattuali già assunti (cosiddetta pivotalità netta). La capacità virtuale da offrire all'asta dovrebbe essere fissata tenendo conto del valore massimo di pivotalità oraria e di altre considerazioni prudenziali.

⁴ Qualora il soggetto disponga di più unità di produzione caratterizzate da costi variabili diversi che sarebbe efficiente fare produrre nelle ore in cui è indispensabile, il prezzo di esercizio dovrà essere determinato con riferimento al costo variabile più alto tra quelli di dette unità se si vuole limitare l'efficacia dell'intervento per quanto possibile alle sole ore in cui il soggetto è indispensabile; il prezzo di esercizio dovrà essere determinato con riferimento al costo variabile più basso se, viceversa, si vuole estendere l'efficacia dell'intervento anche alle altre ore (nelle quali sarebbe così limitato l'interesse per possibili comportamenti collusivi).

⁵ In particolare i costi di avviamento dell'impianto e/o di funzionamento a carico parziale nelle ore notturne per la parte non coperta dal prezzo di Borsa, quando questo risulti inferiore al prezzo di esercizio.

ALLEGATO

Modalità di determinazione dei prezzi per i clienti tutelati

GAS NATURALE

1. Assetto del mercato del gas naturale

La completa liberalizzazione della vendita di gas naturale e la possibilità dei clienti finali domestici di scegliere un venditore sul mercato libero è avvenuta a partire dal 2003.

Nonostante la previsione di una separazione societaria dell'attività di vendita dall'attività di distribuzione del gas naturale, i venditori che hanno avuto la gestione storica dei clienti finali mantengono una posizione di forte vantaggio rispetto ai concorrenti; ciò vale in modo particolare per il settore civile. Data dunque la sostanziale continuità rispetto alla struttura preesistente *ante* apertura del mercato, è pertanto tuttora cruciale continuare a garantire la tutela dei clienti finali dotati di minore potere contrattuale.

Anche per queste ragioni, pur in presenza della totale apertura del mercato finale del gas naturale, l'Autorità, con la deliberazione n. 138/03, ha fissato delle condizioni economiche di fornitura, contemperando, per quanto possibile, gli obiettivi di tutela dei clienti finali con quelli di tutela dell'equilibrio economico finanziario degli esercenti la vendita. A tal fine i corrispettivi sono stati commisurati ai costi che sosterebbe un esercente la vendita efficiente, sia con riferimento ai costi di commercializzazione dell'attività di vendita al dettaglio, che a quelli di approvvigionamento del gas.

I meccanismi di tutela previsti stabiliscono che, con riferimento ai clienti domestici con consumi annui inferiori ai 200'000 metri cubi, qualsiasi venditore sia tenuto ad offrire tra le proprie proposte commerciali anche le condizioni economiche di fornitura definite dall'Autorità secondo i criteri sotto illustrati. In sostanza, il cliente finale, in base a sue valutazioni di convenienza, può liberamente scegliere di essere fornito alle condizioni economiche definite dall'Autorità o di accettare un'offerta tra quelle proposte dai venditori del mercato libero.

2. Condizioni economiche di fornitura

Le condizioni economiche definite dall'Autorità per le forniture ai clienti finali domestici sono date dalla somma delle seguenti componenti (in ordine di incidenza decrescente).

1. Corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso (nel I trimestre 2009, componente equivalente al **45,9%** della spesa totale):
aggiornato trimestralmente, ai sensi della deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07, sulla base delle variazioni del costo della materia prima, secondo quanto meglio illustrato al successivo capitolo 3; come nel settore elettrico, il livello del corrispettivo è fissato in modo tale da coprire i costi di acquisto della materia prima gas sostenuti dai venditori e quindi da garantire condizioni in

linea con quelle di mercato, condizione essenziale per un corretto dispiegarsi della concorrenza in un mercato liberalizzato.

2. Imposte (nel I trimestre 2009, componente equivalente al **35,7%** della spesa totale):
sono quelle previste dall'attuale ordinamento fiscale che comprende:
 - le accise determinate ai sensi del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, sulla base di quattro scaglioni di consumo;
 - le addizionali regionali determinate da ciascuna amministrazione regionale con proprie norme;
 - l'IVA, stabilita ai sensi del suddetto decreto legislativo, nella misura pari al 10% per i primi due scaglioni di consumo e del 20% per gli altri due.
3. Componenti tariffarie a copertura dei costi relativi ai servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas naturale (attualmente con esclusione dell'attività di lettura) (nel I trimestre 2009, componente equivalente al **13,6%** della spesa totale):
in occasione dell'inizio di ciascun periodo regolatorio (di norma di durata pari a quattro anni, l'ultimo dei quali è iniziato nel corrente anno 2009, se pur con un periodo transitorio relativamente al primo semestre 2009) l'Autorità, sulla base dei costi sostenuti dalle imprese che erogano tali servizi, fissa i livelli iniziali delle tariffe da applicarsi nel corso del primo anno. Successivamente, le tariffe vengono aggiornate annualmente con il meccanismo del *price-cap* per la parte a copertura dei costi operativi e tenendo conto degli investimenti effettuati per la parte a copertura dei costi di capitale. In particolare, il metodo del *price-cap* consente non solo di applicare ai clienti finali corrispettivi determinati assumendo comportamenti efficienti dell'impresa, ma anche di ripartire simmetricamente tra clienti e imprese, secondo quanto disposto dalla legge n. 290/03, gli ulteriori guadagni di efficienza realizzati.
4. Componente relativa alla vendita al dettaglio (nel I trimestre 2009, componente equivalente al **3,6%** della spesa totale):
determinata sulla base dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita al dettaglio in modo tale da garantir la copertura dei costi che sosterebbe un'impresa efficiente.
5. Componente tariffaria dello stoccaggio (nel I trimestre 2009, componente equivalente al **1,2%** della spesa totale):
la regolazione da parte dell'Autorità delle tariffe di stoccaggio è transitoriamente assimilabile a quella prevista per distribuzione e trasporto (continuo efficientamento), con periodi regolatori di durata pluriennale e aggiornamenti annuali (periodo di riferimento: 1 aprile-31 marzo); la funzione di stoccaggio sarà regolata secondo dinamiche di mercato non appena l'offerta di stoccaggi sarà superiore alla domanda;

La spesa sostenuta dai clienti è quindi composta da: tariffe di rete e di stoccaggio (componenti 3 e 5), costi del gas (il corrispettivo variabile relativo alla materia prima gas) (componente 1), corrispettivo di vendita al dettaglio (componente 4) e imposte (componente 2).

3. Aggiornamenti trimestrali

Gli aggiornamenti trimestrali riguardano essenzialmente i **costi della materia prima gas** (componente 1) e sono legati agli andamenti dei mercati internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi e al rapporto di cambio dollaro/euro. Il metodo di aggiornamento del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso risponde all'obiettivo di trasferire nelle condizioni economiche di fornitura del gas naturale le variazioni delle sole quote di costo: quelle che, essendo influenzate dall'andamento dei mercati internazionali, non sono completamente controllabili dalle imprese. Infatti i costi di approvvigionamento del gas naturale variano in relazione alle fluttuazioni dei mercati energetici e sono normalmente indicizzati, nei contratti internazionali, a indicatori costituiti dal mercato del greggio, del gasolio e degli oli combustibili. L'attuale metodologia prevede inoltre modalità che, pur in linea con i costi sostenuti dai venditori, tendono a garantire una certa stabilità delle condizioni economiche di fornitura, diluendo gli effetti dei periodi di picco, sia in aumento che in diminuzione, e minimizzando le variazioni da trasferire sul prezzo finale. In particolare, tale effetto deriva dal fatto che il corrispettivo applicato in ciascun trimestre è funzione delle quotazioni medie dei nove mesi precedenti l'aggiornamento del medesimo, e dell'introduzione di una clausola di adeguamento dei prezzi all'andamento delle quotazioni dei mercati petroliferi secondo quanto di seguito specificato.

In particolare, il metodo di aggiornamento prevede:

- la fissazione di un valore base (QE_0) per il costo della materia prima gas alla quale applicare le variazioni dei prezzi sui mercati energetici;
- la definizione di un indice I_t , di indicizzazione del valore base QE_0 ;
- l'introduzione di una clausola di adeguamento dei prezzi legata all'andamento delle quotazioni dei prodotti petroliferi in modo da attenuarne l'incidenza;
- un riconoscimento di un ulteriore corrispettivo in forma fissa (che rappresenta il **2,3%** della spesa totale), non aggiornato trimestralmente; tale corrispettivo è stato istituito a luglio 2006 con la finalità di assicurare che i costi riconosciuti per la materia prima gas fossero allineati con i prezzi a livello europeo, tenendo così conto degli aumenti delle quotazioni dei prodotti energetici, registrati sui mercati internazionali, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti.

L'indice I_t assume la seguente forma funzionale:

$$I_t = a \times \text{GASOLIO}_t / \text{GASOLIO}_0 + b \times \text{BTZ}_t / \text{BTZ}_0 + c \times \text{BRENT}_t / \text{BRENT}_0$$

dove:

- i coefficienti a, b e c sono pari rispettivamente a 0,41, 0,46 e 0,13;
- GASOLIO_t , BTZ_t e BRENT_t sono rispettivamente le medie, riferite al periodo intercorrente tra il decimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni CIF Med Basis (spot average per il Brent) del gasolio 0,2, dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo e del Brent dated pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in \$ per tonnellata metrica (\$/barile per il Brent) e trasformate in centesimi di €/kg (sulla base di un coefficiente pari a 7,4

barili per tonnellata metrica per il Brent), considerando la media mensile dei valori del cambio €/\$ calcolata dalla Banca d'Italia;

- GASOLIO₀, BTZ₀ e BRENT₀ sono rispettivamente il valore base del gasolio 0,2, dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo e del Brent dated, relativo al periodo compreso tra i mesi di settembre 2001 e maggio 2002.

Pertanto, tenuto conto che la clausola di salvaguardia prevede, qualora B_t⁶ ricada al di fuori dell'intervallo compreso tra 20 e 35 dollari/barile, un coefficiente α di riduzione della variazione del costo della materia prima, la formula di aggiornamento trimestrale del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso è data da:

$$\Delta QE = QE_0 \times \alpha \times (I_t - I_{t-1})$$

dove:

- QE₀ è il valore base del costo della materia prima, pari a 3,1510 €/GJ;
- α assume valori da 0,75 a 0,95;
- I_t è l'indice dei prezzi di riferimento come sopra calcolato al momento dell'aggiornamento trimestrale;
- I_{t-1} è il valore dell'indice I_t adottato in occasione del precedente aggiornamento.

ENERGIA ELETTRICA

1. Assetto del mercato elettrico

A partire dall'1 luglio 2007 anche i clienti finali domestici (le famiglie) sono liberi di scegliere un venditore di energia elettrica diverso dall'impresa distributrice che in passato riforniva i clienti del mercato vincolato. Permangono comunque delle differenze tra le varie categorie di clienti, in termini di forza contrattuale ed entità dei consumi, che si traducono in differenti possibilità di trarre vantaggio dai meccanismi di mercato. Perciò (ai sensi della legge n. 125/07) per i clienti domestici e le piccole imprese in bassa tensione, che non hanno ancora scelto un venditore nel mercato libero è stato istituito il *servizio di maggior tutela*, atto a garantire a tali clienti la fornitura di energia elettrica a prezzi e qualità ragionevoli, fissati dall'Autorità. Ciò è anche coerente con il dettato della Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003. In sostanza, e come per il gas naturale, il cliente finale, in base a sue valutazioni di convenienza, può liberamente scegliere tra le offerte proposte dai venditori del mercato libero o decidere di essere fornito nell'ambito del *servizio di maggior tutela* alle condizioni economiche definite dall'Autorità

Nell'ambito del *servizio di maggior tutela*, la funzione di approvvigionamento dell'energia elettrica è svolta dalla società Acquirente unico Spa (di seguito: l'Acquirente unico) e la funzione di commercializzazione è posta in capo alle imprese di distribuzione/società di vendita collegate (di seguito: esercenti la *maggior tutela*). Come

⁶ B_t è la media, riferita al periodo intercorrente tra il decimo e il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni spot average del Brent Dated pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per barile.

già evidenziato, ciascun esercente la *maggior tutela* offre, tra l'altro, le condizioni economiche del servizio stabilite dall'Autorità sulla base dei criteri di seguito illustrati.

2. Corrispettivi per il servizio di *maggior tutela*

Il prezzo dell'energia elettrica pagato dai clienti finali domestici scaturisce dalla somma di corrispettivi e componenti a copertura dei costi connessi alle diverse fasi della filiera elettrica.

Si tratta in particolare delle seguenti componenti (in ordine di incidenza decrescente).

1. Prezzi dell'energia elettrica per l'acquisto e il dispacciamento della medesima (nel I trimestre 2009, componente equivalente al **60,6%** della spesa totale):
gli esercenti la *maggior tutela* applicano ai clienti finali prezzi a copertura dei costi che gli stessi sostengono per l'approvvigionamento dell'energia elettrica. Tali prezzi sono fissati trimestralmente dall'Autorità al fine di coprire i costi sostenuti dall'Acquirente unico nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e derivano dagli acquisti che l'Acquirente unico medesimo compie direttamente in tali mercati; sono quindi legati all'andamento dei mercati e dalla capacità/possibilità dell'Acquirente unico di individuare le opportunità più convenienti.
2. Tariffe a copertura dei costi relativi ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (I trimestre 2009, componente equivalente al **14,6%** della spesa totale):
in occasione dell'inizio di ciascun periodo regolatorio (di durata pari a quattro anni) l'Autorità, sulla base dei costi riconosciuti alle imprese che erogano tali servizi, fissa i livelli iniziali delle tariffe da applicarsi nel corso del primo anno. Negli anni successivi al primo, le tariffe di rete vengono aggiornate con il meccanismo del *price-cap* per la parte a copertura dei costi operativi e tenendo conto degli investimenti effettuati per la parte a copertura dei costi di capitale. In particolare, come già ricordato nel caso del gas naturale, il metodo del *price-cap* consente non solo di applicare ai clienti finali corrispettivi determinati assumendo comportamenti efficienti dell'impresa, ma anche di ripartire simmetricamente tra clienti e imprese, secondo quanto disposto dalla legge n. 290/03, gli ulteriori guadagni di efficienza realizzati.
3. Imposte (nel I trimestre 2009, componente equivalente al **13,9%** della spesa totale): imposta erariale, addizionali comunali e IVA.
4. Oneri generali afferenti il sistema elettrico (componente parafiscale) (nel I trimestre 2009, componente equivalente al **7,2%** della spesa totale):
costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema elettrico, definite da disposizioni normative primarie. L'Autorità fissa le componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, e le aggiorna trimestralmente sulla base delle esigenze di gettito previste per legge. Attualmente le componenti fanno riferimento a: A2 (oneri nucleari per lo smantellamento delle centrali), A3 (incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate), A4 (regimi tariffari speciali⁷), A5 (promozione di attività di ricerca e

⁷ I regimi tariffari speciali riguardano:

sviluppo), A6 (*stranded costs*), AS (compensazione bonus sociale), MCT (misure di compensazione territoriale a favore di amministrazioni locali) e UC4 (compensazione per imprese elettriche minori).

5. Prezzi a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita al dettaglio (nel I trimestre 2009, componente equivalente al **3,7%** della spesa totale):

gli esercenti la *maggior tutela* applicano ai clienti finali prezzi a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita al dettaglio dell'energia elettrica un corrispettivo determinato in modo tale da garantire condizioni in linea con quelle di mercato e, conseguentemente, tale da non creare potenziali barriere tra il servizio di *maggior tutela* e il mercato libero.

La spesa sostenuta dai clienti è quindi composta da: tariffe di rete, prezzi per l'energia (commodity e commercializzazione al dettaglio), oneri generali e imposte. Gli aggiornamenti trimestrali riguardano le componenti prezzi e oneri generali (componenti 1 e 4). Infatti, in merito alle altre componenti, le tariffe (componente 2) sono fisse durante il periodo regolatorio (salvo gli aggiornamenti annuali dovuti al *price-cap*) e le imposte (componente 1) sono quelle previste dall'attuale ordinamento fiscale che comprende:

- l'imposta erariale determinata ai sensi del Testo Unico delle Accise (n. 504 del 26 ottobre 1995 e successive modifiche e integrazioni);
- le addizionali comunali e provinciali determinate ai sensi della legge 27 gennaio 1989, n. 20, e successive modifiche e integrazioni;
- l'IVA, stabilita ai sensi del D.P.R. n. 633/1972 e successive modifiche e integrazioni.

3. Aggiornamenti trimestrali

A) Aggiornamento dei prezzi

I **prezzi** applicati nella *maggior tutela* sono aggiornati dall'Autorità sulla base degli andamenti del mercato (andamento dei prezzi all'ingrosso e del costo del portafoglio di Acquirente unico) e sulla base delle stime di fabbisogno effettuate dall'Acquirente unico. In particolare al momento dell'aggiornamento l'Autorità procede a valorizzare:

- i costi sostenuti, sulla base dei dati di consuntivo e di pre-consuntivo, dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno solare precedenti il mese in cui ha luogo l'aggiornamento;
- i costi che si stima saranno sostenuti dall'Acquirente unico nei restanti mesi dello stesso anno solare sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili

-
- le utenze sottese di cui all'articolo 45 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 nei limiti della loro spettanza a titolo di sottensione;
 - la società Ferrovie dello Stato Spa ai sensi dell'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
 - i comuni rivieraschi per l'energia elettrica non destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'articolo 52 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli articoli 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959;
 - i clienti finali beneficiari del regime tariffario agevolato di cui al decreto 19 dicembre 1995.

rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento del medesimo Acquirente unico; la variabile rilevante di maggior impatto è la stima del valore assunto dai prezzi della borsa elettrica, influenzati dall'andamento dei prezzi del mercato petrolifero, del gas naturale e del cambio dollaro/euro;

- il recupero necessario per eventuali scostamenti rilevati tra quanto stimato come previsione e quanto effettivamente consuntivato.

In base ai costi consuntivi, pre-consuntivi, stimati e in base al recupero necessario a ripianare le differenze tra quanto stimato e quanto realizzatosi, l'Autorità calcola il prezzo medio che l'esercente la maggior tutela applica ai clienti finali. Il prezzo così determinato, da un lato, è maggiormente allineato ai costi dell'Acquirente unico (e dell'esercente la *maggior tutela*, cui tali costi sono direttamente trasferiti), dall'altro riflette costi formati nei mercati dove Acquirente unico si approvvigiona, permettendo così la concorrenza da parte di altri operatori presenti nei mercati medesimi.

L'allineamento dei prezzi pagati ai costi sostenuti persegue le finalità di:

- con particolare riferimento ai prezzi applicati ai clienti domestici, contenere la volatilità di tali prezzi attraverso una metodologia di calcolo che prevede la stima del costo medio di approvvigionamento su base annua, a fronte di prezzi all'ingrosso differenti nei diversi mesi dell'anno (e quindi maggiormente volatili);
- coprire i costi sostenuti dagli esercenti la *maggior tutela* per l'approvvigionamento dell'energia elettrica: eventuali costi non coperti tramite gli aggiornamenti trimestrali devono poi essere recuperati attraverso i meccanismi di perequazione annuale comunque pagati dai clienti del servizio mediante apposite componenti;
- assicurare condizioni in linea con il mercato, elemento essenziale in un mercato della vendita completamente liberalizzato. La definizione infatti di prezzi di *maggior tutela* inferiori a quelli del mercato, oltre a non permettere la copertura dei costi e a creare eccessivi ed onerosi recuperi a posteriori, produrrebbe un incentivo in capo ai clienti ad abbandonare il mercato libero sulla base di un segnale di prezzo non veritiero: tale prezzo infatti sarebbe artificiosamente basso dal momento che i costi non coperti sarebbero comunque pagati in un momento successivo tramite le componenti che finanziano i conti della perequazione annuale. Tale fenomeno porrebbe problemi in termini di:
 - equità tra i clienti finali: i clienti finali che scelgono tra mercato libero e *maggior tutela* sulla base di segnali di prezzo non veritieri compiono un'azione di arbitraggio tra i mercati, accedendo al mercato libero quando il prezzo della *maggior tutela* si rivela meno conveniente e viceversa: in tal modo usufruiscono del servizio quando i prezzi sono inferiori ai costi e lo abbandonano quando i costi vengono recuperati, lasciando in capo ai clienti che rimangono in *maggior tutela* un onere che gli stessi hanno concorso a generare;
 - dispiegamento della concorrenza: in conseguenza a quanto sopra descritto, i venditori del mercato libero potrebbero perdere clienti a favore del servizio di *maggior tutela* e ciò comporterebbe situazioni problematiche per i medesimi venditori.

B) Aggiornamento degli oneri generali

Gli oneri generali sono aggiornati trimestralmente in base alle esigenze di gettito. Trattandosi di oneri del sistema elettrico, sono pagati da tutti i clienti finali, indipendentemente dal mercato in cui essi sono serviti, seppur in maniera diversa: è infatti prevista un'applicazione differenziata per i cosiddetti clienti "energivori".

Poiché sono applicati a tutti i clienti finali, loro variazioni al rialzo o al ribasso coinvolgono tutti i clienti indistintamente, con effetti sul gettito raccolto fissato per legge, ma senza conseguenze dal punto di vista della scelta da parte del cliente finale tra mercato libero e *maggior tutela*.