

Newsletter Osservatorio Energia

Anno X - numero 114

26 Settembre 2008

NELLA NEWSLETTER DI QUESTO MESE ...

ENERGIA ELETTRICA

AEEG e Terna sospendono il dispacciamento di merito economico in Sicilia e Sardegna pag. 3

- Sugerendo l'iscrizione di tutte le unità abilitate di Sicilia e Sardegna nell'elenco dei *must run*, l'AEEG ha dato la possibilità a Terna di sospendere, almeno in parte, il dispacciamento di merito economico, a causa degli alti costi di dispacciamento sostenuti. Un provvedimento drastico che ribadisce la necessità della revisione del disegno dell'MSD e dell'introduzione di meccanismi incentivanti per Terna, nonché di maggiori investimenti, sia in rete che in nuovi impianti, nelle isole.

La tariffa sociale e la riforma delle tariffe domestiche pag. 7

- Parte finalmente la tariffa sociale, che porterà benefici alle famiglie in condizioni di disagio economico. Accanto a questa l'AEEG effettua un primo intervento sulla struttura della tariffa domestica. L'obiettivo finale non è solo quello di giungere ad una tariffa *cost-reflective* ma non è chiaro quale sia l'obiettivo finale perseguito.

ENERGIA RINNOVABILE

In arrivo il decreto attuativo della riforma dello schema CV: i potenziali impatti pag. 11

- La possibilità di ottenere il ritiro dei certificati verdi dopo un anno dall'emissione, la riduzione dei CV assegnati agli interventi di ripotenziamento e rifacimento e l'obbligo di registrazione delle transazioni bilaterali dovrebbero avere l'effetto di sostenere il prezzo dei titoli.

GAS NATURALE

Un'altra "riforma" dei servizi pubblici locali: in quale direzione? pag. 15

- Con l'articolo 23-bis della legge di conversione del DL 112/08 non si perviene ad una riforma né definitiva né sistematica della disciplina dei servizi pubblici locali, come invece sarebbe auspicabile in un settore di tale rilevanza.

REGOLAZIONE

Considerazioni sul documento di consultazione AEEG in materia di contratti di copertura di lungo periodo pag. 19

- Le soluzioni proposte dall'AEEG in merito a misure volte ad incentivare la creazione di strumenti di copertura ultradecennali non sono in grado di risolvere i problemi di liquidità e difficoltà di accesso al mercato che questi strumenti presentano.

IMPRESE DINAMICHE E SETTORIALI

I risultati semestrali delle principali imprese energetiche in Italia pag. 22

- Prosegue il trend di crescita delle imprese italiane attive nei settori di energia elettrica e gas naturale, sia nelle attività di mercato che in quelle regolate. Tale andamento è stato influenzato, per imprese quali Enel e A2A, dalle rilevanti operazioni di aggregazione di cui le stesse imprese sono state protagoniste.

PANORAMA EUROPEO

In breve dall'Europa pag. 27

- Il regolatore tedesco ha avviato un procedimento giudiziario contro alcuni gestori delle reti di trasporto del gas a basso potere calorifico, responsabili di non aver adottato le misure necessarie a favorire la fusione delle proprie infrastrutture. Un recente studio condotto per la Commissione Europea individua una ripartizione dell'obiettivo 2020 per le fonti rinnovabili più favorevole all'Italia rispetto a quello proposto nello schema di direttiva comunitaria.

STRUTTURA E MERCATI

Il mercato dei combustibili pag. 29

- Le quotazioni di petrolio e combustibili derivati hanno subito pesanti ribassi e si sono riportate ai valori di inizio anno. Meno accentuati i ribassi per il carbone.

I mercati e gli incentivi ambientali pag. 30

- I prezzi degli dei permessi europei di emissione hanno seguito sostanzialmente le quotazioni dei combustibili. Le quotazioni non hanno ancora risentito delle aspettative sulle modifiche alla normativa, che dovrebbero sostenere i prezzi.

Il mercato dell'energia elettrica pag. 32

- Nei primi 20 giorni di settembre si registra in valore del PUN elevato e prossimo ai 100 euro/MWh in *baseload*, valore superiore anche a quanto registrato a luglio. Anche sulle borse europee, specialmente Francia e Germania, si rilevano prezzi molto elevati e prossimi, nelle ore *off-peak*, a quelli italiani.

Il mercato del gas naturale pag. 36

- L'estate 2008 vede, contestualmente al tipico calo dei consumi di gas, una fase di stabilità (prezzi spot) o discesa (prezzi forward) per i prezzi del gas sui principali mercati continentali. Sono in decisa risalita, invece, le quotazioni delle gas release e della componente QE.

Box - Le novità regolatorie dell'estate per il settore gas pag.40

Soci Sostenitori

A2A SpA, AceaElectrabel Produzione SpA, Aimag SpA, Anigas, Asja Market, Assoelettrica, BKW Italia SpA, CKW AG, Confindustria, CVA Trading Srl a SU, Dalmine-Tenaris, Dalmine Energie SpA, Edison SpA, EGL Italia SpA, Electrabel SA, Endesa Italia SpA, Enel SpA, Energetic Source SpA (Renova Group), Eni SpA, Enia Energia SpA, Erg SpA, Esperia Srl, Gaz de France, Hera Trading Srl, Iride Mercato SpA, Italgen SpA, Rezia Energia Italia SpA, Sorigenia SpA, Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA, Tirreno Power SpA

Le posizioni espresse nella Newsletter, salvo quanto diversamente specificato, sono da attribuirsi esclusivamente ai ricercatori ref.

ref. è una società di ricerca e consulenza costituita con l'obiettivo di sviluppare ricerche e metodi di analisi che possano sostenere aziende, istituzioni e organismi governativi, nei loro processi decisionali. **ref.** segue i processi di liberalizzazione e regolamentazione del mercato dell'energia con particolare attenzione agli aspetti istituzionali e all'evoluzione della struttura dell'industria. Le opportunità per le aziende del settore, per i consumatori e per l'economia più in generale sono studiate con strumenti analitici originali. L'Osservatorio Energia, costituito nel 1999, è finanziato da produttori, consumatori, distributori dei prodotti energetici e *merchant banks*.

I servizi dell'Osservatorio Energia offerti ai soci e disponibili su internet (www.ref-online.it) sono i seguenti:

- ❑ **Newsletter dell'Osservatorio Energia**, mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Segue l'evoluzione normativa dell'apertura al mercato, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di un mercato regolamentato, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica. Fornisce le previsioni dell'andamento del Ct e del Qe.
- ❑ **Previsivo dell'Osservatorio Energia**, quadrimestrale di previsione dello sviluppo a medio termine del mercato elettrico sulla base del modello di simulazione El-fo. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni su: costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonal), possibili effetti delle strategie degli operatori alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.
- ❑ **Rapporto Energia**, fa il punto sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico e del gas attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura del mercato in Italia e in Europa. Elabora scenari di mercato a medio termine.
- ❑ **Data Base**, sono liberamente consultabili i database ref., costantemente aggiornati:
 - **El-da**: principali indicatori sull'andamento delle borse dell'energia elettrica europee;
 - **M&A**: attività di merger and acquisitions nel settore energetico a livello europeo;
- ❑ **Distributori gas**: accesso a condizioni agevolate, all'elenco e principali indicatori sui distributori di gas italiani.
- ❑ **Seminari** di discussione sulle innovazioni legislative e normative. Sono previsti tre seminari all'anno.
- ❑ **Quaderni di ricerca** di base. Trattano, a partire dalla letteratura teorica, temi di attualità per il nuovo mercato italiano.

Ultimi contributi

- Nr. 47 - Le criticità del mercato elettrico attuale e gli effetti delle congestioni di rete - Analisi dei risultati del mercato, riflessioni, spunti per proposte migliorative (V. Canazza) – Giugno 2008
- Nr. 46 - Politiche regionali e fonti rinnovabili nel settore elettrico (T. Franci) - Marzo 2008
- Nr. 42 - Le operazioni di M&A sui mercati energetici in Europa: fatti e prospettive (M. Cirillo, A. Di Renzo) - Maggio 2007
- Nr. 41 - Conflitti ambientali e infrastrutture energetiche: il caso dei terminali GNL in Italia (T. Franci) - Maggio 2007
- Nr. 40 - Progetti di investimento in centrali elettriche (A. Groppi) - Maggio 2007

Newsletter Osservatorio Energia

Mensile

Direttore responsabile: Claudia Checchi

Gruppo di lavoro: Roberto Bianchini, Virginia Canazza, Mario Cirillo, Alessandra Di Renzo, Angelamaria Groppi, Alessandra Motz, Samir Traini

Editore

Ricerche per l'Economia e la Finanza srl - Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-online.it - info@ref-online.it

Amministratore Delegato: Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori - Tel. +39 02 43441022 - Fax +39 02 43441027
Dalia@ref-online.it

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale. Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di Ricerche per l'Economia e la Finanza.

Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge ed autorizzerà Ricerche per l'Economia e la Finanza a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

ENERGIA ELETTRICA

AEEG e Terna sospendono il dispacciamento di merito economico in Sicilia e in Sardegna

La Delibera ARG/elt 97/08

La Delibera, pubblicata il 23 luglio, suggerisce a Terna di provvedere con la massima urgenza all'inserimento di tutte le unità di produzione di Sicilia e Sardegna abilitate su MSD nell'elenco delle unità indispensabili alla sicurezza del sistema (cd. *must run*).

La motivazione di tale provvedimento risiederebbe nell'aumento inusitato dei costi sostenuti da Terna nel mercato del dispacciamento che, nelle previsioni di Terna stessa, avrebbe dovuto portare ad un valore della componente *uplift*, per il terzo trimestre 2008, pari a 7.8 euro/MWh.

L'Aumento dei costi sostenuti da Terna sarebbe imputabile a tre fattori:

- rilevanza delle congestioni intrazonali;
- rilevanza delle congestioni alla frontiera;
- scarsità di offerta e quindi presenza di unità essenziali alla copertura della domanda.

Gli impianti *must run*, come previsto dalla Delibera 111/06, possono essere chiamati da Terna ad offrire a prezzo nullo sul MGP, MA e MSD nelle modalità definite da Terna. Qualora i costi sostenuti da questi impianti risultassero superiori ai prezzi percepiti sui mercati, Terna può provvedere, su richiesta motivata dei proprietari, ad una reintegrazione ex post. I costi sostenuti sono recuperati da Terna attraverso una componente applicata a tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo e aggiornata mensilmente. La lista degli impianti *must run* è normalmente stilata da Terna annualmente, con l'obbligo di illustrare le motivazioni dell'inclusione dei singoli impianti all'AEEG. Fino ad oggi gli impianti *must run* erano 8, nessuno dei quali situato in Sicilia o Sardegna. La componente a copertura dei costi era a giugno 2008 pari a circa 0.094 euro/MWh.

Le modalità applicative di Terna

Terna, coerentemente alle indicazioni dell'AEEG, ha provveduto in maniera piuttosto rapida alla implementazione della delibera, aggiungendo alla lista degli impianti *must run* tutte le unità abilitate situate in Sicilia e Sardegna¹ e diramando un comunicato sulle

modalità applicative del provvedimento. Da quanto si deduce dalla lettura della nota sembra di capire che questi "nuovi" *must run* verranno operati da Terna in maniera difforme da quella normalmente prevista dalle norme di dispacciamento. Normalmente infatti se tutte le unità di una zona fossero *must run* dovrebbero offrire a zero. Poiché anche l'import da altre zone viene normalmente "visto" dal sistema come offerta di vendita a prezzo nullo, ne risulterebbe un prezzo zonale pari a zero. In realtà, la condizione di *must run* si applicherà solo su MSD, o al limite su MA quando sono necessari tempi di preavviso maggiori per l'avviamento. Per costruire l'ordine di merito Terna utilizza il prezzo storico di offerta e, dove possibile, le indicazioni degli operatori, mentre alle offerte accettate verrà applicato il prezzo zonale.

Criticità e conseguenze sul sistema

Il provvedimento dell'Autorità consente a Terna di "sospendere" il mercato laddove Terna stessa lo ritenga necessario, e l'interpretazione del gestore di rete consente di limitare tale sospensione al solo MSD. Di fatto si tratta di un provvedimento estremamente drastico che presenta criticità sia in termini di motivazioni e mezzi, sia in termini di conseguenze per il sistema.

Le motivazioni addotte dall'AEEG a spiegazione degli alti costi sostenuti da Terna sono di natura prettamente tecnica. Tuttavia sebbene la scarsità di offerta in Sicilia in alcuni periodi dell'anno sia ormai nota, e sebbene non sia possibile una valutazione delle congestioni intrazonali e alla frontiera, i dati in possesso di REF non sembrano evidenziare particolari criticità da lato dell'offerta, ed in ogni caso non pare si siano verificati cambiamenti delle condizioni di domanda e/o offerta nelle isole tali da giustificare un cambiamento così repentino del numero di unità essenziali alla sicurezza nelle due isole.

Di seguito sono riportati alcuni dati da una simulazione condotta con il modello di dispacciamento Elfo++ per l'anno 2008². La **tabella 1** riporta il numero di ore, per ogni zona, in cui la riserva scende al di sotto del 10 e del 20%. La riserva è calcolata come percentuale della capacità installata disponibile non utilizzata in ogni ora, dove per riserva "propria" si intende la riserva calcolata immaginando la zona come un sistema chiuso, la riserva

¹ Le imprese direttamente coinvolte sono: Edipower, Enel, Eon, Ottana Energia.

² La simulazione è condotta a minimi costi, ossia immaginando l'assenza di deviazioni dal dispacciamento efficiente dovuta al comportamento delle imprese.

“interconnessa” considera invece anche la capacità di import dalle altre zone. La zona maggiormente deficitaria risulta senza dubbio il Sud, dove la riserva non sale praticamente mai sopra al 10%. Ora, se per le zone del continente è difficile immaginare una situazione di totale isolamento, per cui la riserva propria è poco rappresentativa delle effettive condizioni di sicurezza, così non è per le isole. La zona meno adeguata a garantire la sicurezza risulta quindi la Sicilia, che ha una riserva propria inferiore al 10% per più di 2000 ore, e risulta non autosufficiente per 64 ore. Non solo, ma ha anche, se pure per sole 20 ore, riserva interconnessa inferiore al 10%, il che lascia presagire una alta probabilità di distacchi di carico. Così non è invece per la Sardegna, dove la riserva appare sempre abbondante ma per la quale, ripetiamo, è impossibile valutare l'incidenza delle congestioni intrazonali.

Tabella 1. Numero di ore con limitata riserva zonale				
Zona	Propria		Interconnessa	
	<20%	<10%	<20%	<10%
SUD	8,655	8,784	-	-
CENTRO NORD	4,341	6,060	-	-
CENTRO SUD	4,469	5,835	-	-
SICILIA	621	2,246	-	20
NORD EST	0	139	-	-
NORD OVEST	-	-	-	-
SARDEGNA	-	-	-	-
Fonte: Elfo++				

Diverso è invece il discorso se si analizzano i dati di concentrazione. La **tabella 2** riporta, per ogni macrozona, nella colonna “HHI” l'indice di Herfindal, calcolato come media sulle quote di mercato orarie, e nella colonna “QM” la quota di mercato delle prime due imprese, sempre come media delle quote di mercato effettive orarie. Ambedue gli indici sono calcolati in riferimento alla sola potenza termoelettrica contendibile, escluse quindi rinnovabili, CIP6 e altre fonti passanti.

Gli indici medi non sono di per sé esaustivi al fine di valutare la competitività nelle zone: ad esempio secondo il criterio HHI Macro Sud e Macro Nord avrebbero livelli di competitività simili³ mentre secondo il criterio QM la zona Macro Nord risulta molto più competitiva della Macro Sud. Tuttavia ambedue i criteri sono concordi nell'individuare condizioni di competitività estremamente basse in Sicilia e Sardegna. Non è del resto una novità che nelle isole si

siano realizzati molti meno investimenti in nuova capacità di produzione rispetto al resto d'Italia.

E' quindi ipotizzabile che gli alti costi registrati nelle isole non siano imputabili tanto o solo a criticità tecniche quanto al comportamento degli operatori, e che più che di unità essenziali si debba parlare di imprese essenziali.

Tabella 2. Indicatori di potere di mercato*		
Zona	HH Index	QM
MacroNORD	1958.15	37%
MacroSUD	1936.07	50%
SICILIA	6755.12	94%
SARDEGNA	5153.36	99%
* indicatori medi su produzione termoelettrica contendibile		
Fonte: Elfo++		

D'altro canto è anche vero che in condizioni di scarsità di offerta l'aumento del prezzo anche a livelli relativamente elevati è più che normale, e anzi, l'AEEG stessa nella recente delibera ARG/elt 68/08 ha stabilito che in caso di insufficienza dell'offerta a coprire la domanda il prezzo vada a VENF, ossia a 3,000 euro/MWh (si veda il *numero 112* di questa *Newsletter*).

Infine, sebbene non sia noto per quante ore e per quanti impianti Terna abbia imposto la condizione di *must run* i risultati dei mercati mostrano:

- prezzi sull'MGP in aumento a luglio nelle due zone e limitatamente alla Sicilia in agosto, mese in cui normalmente si registrano prezzi bassi (**figure 1 e 2**);

- quantità acquistate su MSD in forte aumento tendenziale sia in Sicilia (+23%) che in Sardegna (+126%), contro una diminuzione a livello nazionale (-12%) (Cfr, GME, *Rapporto mensile sulle contrattazioni agosto 2008*);

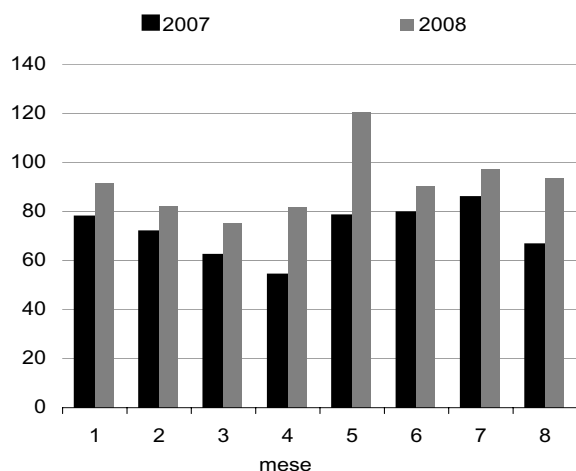
I costi su MSD non sono ancora valutabili per mancanza di dati di sintesi pubblicati. E' tuttavia ipotizzabile che gli operatori con impianti che rientrano nel provvedimento scontino i minori ricavi attesi su MSD aumentando i prezzi nonché i costi di congestione su MGP.

I costi per il finanziamento dei *must tun* non mostrano per il momento alcuna variazione significativa (**figura 3**) mentre il valore dell'*uplift* per il terzo trimestre, sebbene “calmierato” dall'Autorità, si attesta su un livello molto alto (6.9 euro/MWh) che non rappresenta un massimo storico solo se valutato in % del PUN (**figura 4**).

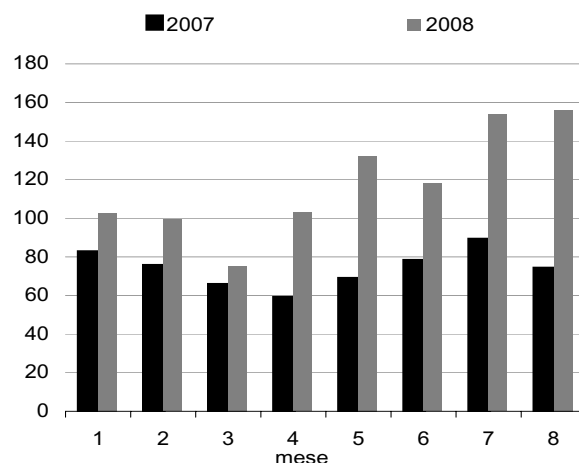
Quale soluzione?

E' l'AEEG stessa a “suggerire” almeno tre vie per superare il problema degli alti costi su MSD:

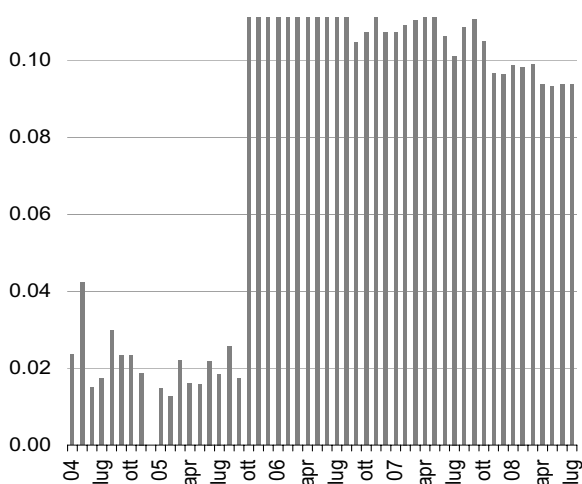
³ L'Indice HHI varia a 1 a 10000 ed il mercato è tanto più concentrato quanto maggiore è il suo livello. In letteratura un mercato è considerato concentrato se ha un HHI superiore a 1800, ma tale livello può essere innalzato in mercati, come quello elettrico, caratterizzati da scarsa numerosità di imprese.

Figura 1. Prezzi MGP Sardegna
(€/MWh)

Fonte: El-da

Figura 2. Prezzi MGP Sicilia
(€/MWh)

Fonte: El-da

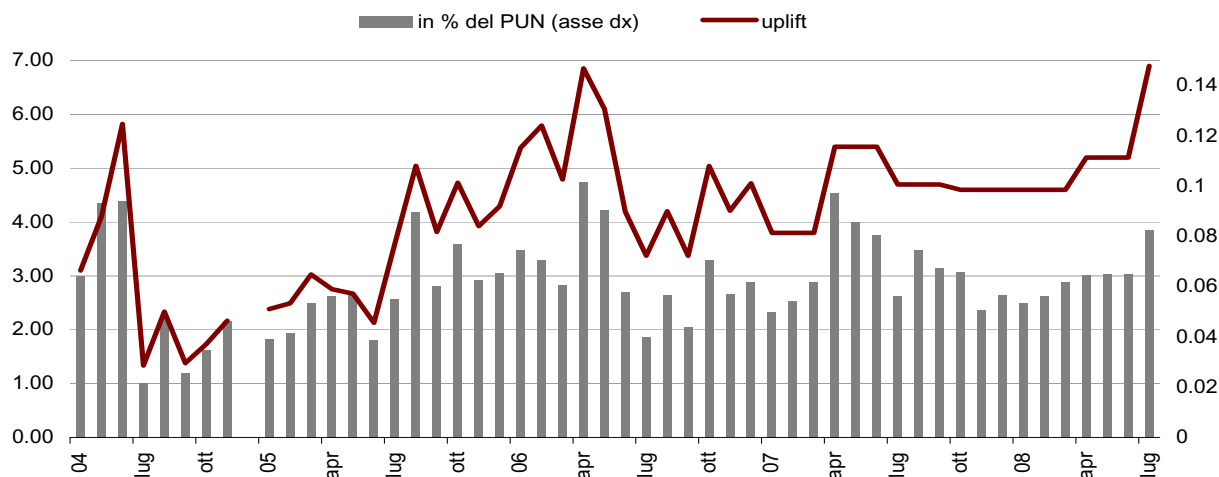
Figura 3. Costi del must run
(€/MWh)

Fonte: Terna

- revisione del disegno del mercato MSD;
- una più efficiente gestione dei transiti internazionali;
- l'introduzione di una regolazione incentivante per Terna.

Il problema degli alti costi su MSD non è purtroppo nuovo: esso si ripresenta infatti in maniera ricorrente dalla partenza del dispacciamento di merito economico e sono almeno due anni che l'AEEG pone il problema all'attenzione di operatori ed istituzioni, suggerendo modifiche al disegno di mercato e alla regolazione di Terna (si vedano il *numero 95* di questa *Newsletter* sulla delibera 165/06 e il *numero 108* sulle delibere 350 e 350/07).

Le cause degli alti costi sono da ricercarsi in molteplici cause:

Figura 4. Valore dell'Uplift
(€/MWh)

Fonte: Terna

- da parte dell'AEEG si registrano ritardi nei processi di riforma ed il ricorso a soli provvedimenti di urgenza nei momenti in cui gli alti costi spaventano, il che avviene di solito in conseguenza di aumenti della componenti *uplift* che appaiono insostenibili solo fintantoché non ci si abitua a percepire il nuovo livello come normale;

- da parte degli operatori esiste una componente di comportamento opportunistico ed estrazione delle rendite di monopolio locale e temporaneo;

- da parte di Terna esiste probabilmente una certa inefficienza, quantomeno nella previsione e segnalazione delle situazioni critiche, nonché il ritardo nell'adeguamento della rete al crescere della domanda e dell'offerta.

Il provvedimento dell'AEEG appare poco efficace sia nel metodo che nei risultati. Si è utilizzato uno strumento, quello dei *must run*, inadeguato in quanto strumento utile alla soluzione di problematiche di rete circoscritte e non alla soluzione di problemi strutturali estesi ad intere zone di mercato o dovuti all'esercizio ricorrente di comportamenti distorsivi della concorrenza (che sarebbe, del resto, materia antitrust). Inoltre per il momento non si rilevano benefici per i costi di approvvigionamento. E' tuttavia

possibile che l'AEEG abbia voluto lanciare un segnale forte per la soluzione di problemi non più rimandabili e per i quali è necessaria la collaborazione di tutti gli attori coinvolti: autorità di regolazione e antitrust, gestore della rete e operatori del mercato. In particolare la discussione dovrebbe riguardare:

- l'opportunità di rivedere il meccanismo zonale, come dimostrato anche dalla recente vicenda della proposta di suddivisione della zona Nord in Nord Ovest e Nord Est;

- la possibilità di rivedere il disegno del mercato di dispacciamento: possibilità di introdurre mercati separati per l'acquisto di diverse risorse di riserva e bilanciamento e di rivedere le modalità di *bidding*;

- la possibilità di introdurre una regolazione incentivante per Terna, che penalizzi comportamenti inefficienti.

Rimane chiaro che solo la diminuzione del livello di concentrazione e l'aumento del numero di concorrenti è in grado di risolvere alla radice il problema dei comportamenti opportunistici, problema che qualsiasi disegno di mercato, per quanto perfetto, può arginare ma mai eliminare.

La tariffa sociale e la riforma delle tariffe domestiche

Parte finalmente il nuovo regime di protezione sociale che garantisce un risparmio medio del 20% sulle bollette dell'energia elettrica a oltre 5 milioni di clienti domestici in condizioni di disagio economico. La definizione di misure di tutela ha permesso anche di procedere alla revisione della tariffa domestica. Tuttavia il bilanciamento tra riduzione della sovvenzione incrociata implicito nell'attuale ordinamento tariffario e la determinazione dell'entità della protezione sociale non ha portato a soluzioni radicali che avrebbero comportato un significativo impatto inflazionistico sull'utente medio nazionale. Mentre a pagare il meccanismo di bonus sociale saranno tutti i consumatori (domestici e non), la prima rimodulazione della tariffa domestica riduce solamente in parte le sovvenzioni incrociate tra consumatori e invia segnali scoraggianti verso un uso poco attento dell'energia elettrica.

La convergenza verso la tariffa D1 è ricercata solo per chi consuma poco, mentre si registra un vistoso allontanamento da essa per le famiglie con consumi molto elevati. Ci si chiede allora se la D1 rappresenti ancora la tariffa di riferimento verso cui tutti i consumatori dovranno tendere nei prossimi anni o se invece questo percorso interesserà solo chi rientra nell'attuale "fascia sociale". Nel primo caso, gli interventi futuri comporteranno inevitabilmente una riduzione delle bollette per le famiglie con consumi elevati, le più penalizzate da questa prima rimodulazione. Nel secondo caso, si creerebbe un *surplus* di gettito rispetto a quello ottenibile applicando la tariffa D1 a tutti i clienti domestici.

L'avvio della tariffa sociale

Dopo un lungo percorso partito nel lontano 2001, l'AEEG, con delibera ARG/elt 117/908, ha finalmente dato avvio alla tariffa sociale secondo i criteri definiti dal decreto Ministero dello Sviluppo (MSE) 28 dicembre 2007¹. Più che di una tariffa agevolata si tratta di un sistema di compensazione. Nello specifico, questa consiste in una componente tariffaria, espressa in euro/punto di prelievo/anno e riconosciuta per 12 mesi, a riduzione della spesa annua per la fornitura di energia elettrica. A beneficiare del bonus saranno le famiglie che dichiareranno un valore ISEE inferiore o uguale a 7500 euro, indipendentemente

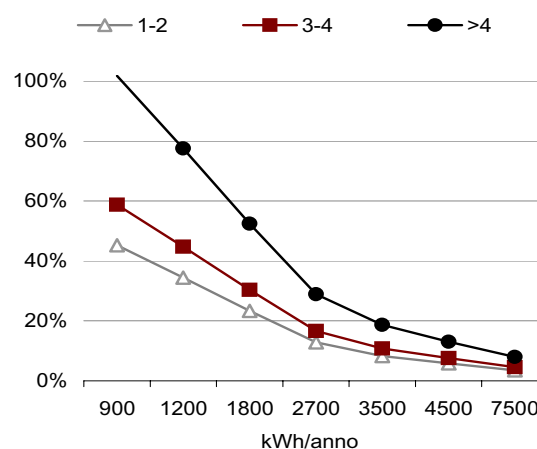
dal livello di consumo di energia elettrica effettuato.

L'agevolazione è stata dimensionata al fine di garantire in maniera indicativa un risparmio pari al 20% sulla bolletta pagata dall'utente medio (consumo 2700 kWh/anno con 3/4 componenti) ed è crescente in base al numero del nucleo familiare. L'AEEG ne ha definito i livelli per il 2008:

- 60 euro/anno per 1-2 componenti;
- 78 euro/anno per 3-4 componenti;
- 135 euro/anno per più di 4 componenti.

Ne deriva che a beneficiare dei maggiori risparmi di spesa saranno le famiglie più numerose con consumi inferiori ai 2700 kWh/anno. La **Figura 1** riporta le curve di risparmio percentuale rispetto alla bolletta pagata per il 2008 per ciascuna tipologia di nucleo familiare². Si osserva come per una famiglia con più di 4 componenti e consumi inferiori ai 900 kWh/anno, il bonus possa addirittura annullare l'intera spesa annua. Il risparmio si ridimensiona intorno al 30% per consumi pari a 2700 kWh/anno, per poi scendere sotto al 10% per consumi oltre la soglia dei 4500 kWh/anno. E' evidente però che a famiglie numerose corrispondono tendenzialmente consumi molto elevati, determinati da un utilizzo intenso degli elettrodomestici, ed è quindi poco probabile che possano verificarsi i casi di risparmio estremo.

Figura 1. Bonus sociale: risparmio percentuale sulla bolletta 2008
(numero componenti nucleo familiare)



Fonte: elaborazioni REF

¹ Decreto MSE 28 dicembre 2007 recante la "Determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie Generale, n.41 del 18 febbraio 2008.

² Il risparmio è calcolato rispetto alla spesa media sostenuta nel 2008 per ciascun livello di consumo, ipotizzando l'invarianza dei corrispettivi della bolletta tra il III e IV trimestre 2008.

I costi

L'AEEG ha stimato che saranno necessari oltre 380 milioni di euro per garantire l'erogazione del bonus sociale a circa 5.2 milioni di famiglie in stato di disagio economico. La copertura dell'onere derivante dal finanziamento delle compensazioni avviene attraverso l'introduzione di una nuova componente tariffaria, denominata As, che verrà applicata a tutti i consumatori (esclusi ovviamente i soggetti beneficiari della compensazione) a partire dal 1 ottobre 2008. In termini unitari, l'aliquota As si dovrebbe attestare, a regime, intorno ad 1.3/1.5 euro/MWh. È prevedibile però che il livello iniziale sarà più basso, con una crescita graduale in funzione del gettito necessario a coprire le agevolazioni effettivamente attivate. Tanto più che viene rinviata ad un successivo intervento dell'AEEG la disciplina relativa alla compensazione per disagio fisico che dovrà definire l'ammontare delle compensazioni, le modalità di erogazione e il caso di cumulo delle due compensazioni.

Il meccanismo

Per ottenere l'agevolazione per l'anno 2008 le famiglie dovranno presentare apposita richiesta al proprio Comune di residenza entro il prossimo 29 febbraio 2009. Oltre al rispetto del limite ISEE, la potenza contrattualmente impegnata non potrà essere superiore ai 3kW.

Sono i distributori i soggetti della filiera elettrica competenti a ricevere la certificazione del diritto a godere della compensazione nonché a comunicarla ai venditori, cui spetta l'effettiva erogazione al cliente finale. Per questi ultimi quindi si tratta di una gestione passante del nuovo meccanismo di tutela.

In dettaglio, il bonus è applicato dai distributori che ricevono dal Comune le informazioni necessarie alla gestione della compensazione. Il distributore è chiamato a rispettare la separazione contabile, fornendo al venditore evidenza delle somme riconosciute a titolo di compensazione. Sarà poi compito del venditore trasferire la compensazione al cliente finale, dandone separata evidenza nella bolletta. In altre parole, le famiglie disagiate si vedranno applicati in fattura gli importi che avrebbero pagato per i consumi effettuati, con una voce di "storno" per una quota parte del bonus annuo, riconosciuto per quella bolletta dal distributore al venditore.

Inoltre, il distributore deve rendere disponibile al venditore un elenco aggiornato ogni mese dei punti beneficiari della compensazione, allegando nella fattura del servizio di trasporto una comunicazione contenente le relative informazioni.

Per agevolare la procedura di riconoscimento

e effettuare verifiche incrociate l'AEEG richiede ai distributori di costituire un sistema informatico *ad hoc* (sia per il disagio economico che per quello fisico). Tale sistema, da concordare con i comuni, dovrebbe prendere avvio entro 90 giorni dal provvedimento dell'AEEG. Per accelerarne l'attivazione i comuni, tramite l'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI), possono richiedere alla Cassa Conguaglio per il settore elettrico l'anticipazione di fondi necessari alla creazione, esercizio e manutenzione biennale del sistema informatico.

Relativamente alla gestione del gettito della As, ogni due mesi, i distributori dovranno versarlo alla Cassa Conguaglio per il settore elettrico (dove è istituito un apposito conto per le tariffe sociali) al netto delle uscite per le compensazioni complessivamente riconosciute. I costi sostenuti dai distributori per l'adempimento dei nuovi compiti relativi al bonus sociale saranno riconosciuti in tariffa nell'ambito degli ordinari meccanismi di aggiornamento delle tariffe di distribuzione (costi di commercializzazione servizio di distribuzione). A tal fine i distributori sono tenuti alla separazione contabile degli investimenti e dei costi relativi al meccanismo di compensazione.

L'aggiornamento del bonus

I livelli delle compensazioni verranno rivisti ogni anno contestualmente agli aggiornamenti dei parametri tariffari previsti nel Testo Integrato del Trasporto, cioè entro il 31 ottobre di ogni anno. L'aggiornamento annuale viene effettuato applicando ai valori dell'anno precedente la variazione percentuale della spesa media, al netto delle tasse, del cliente domestico tipo servito in maggior tutela, con tariffa D2 e consumo pari a 2700 kWh/anno, nei quattro trimestri antecedenti l'aggiornamento. Entro il prossimo 31 ottobre, quindi, l'AEEG dovrebbe rivedere già i livelli compensativi per l'anno 2009 applicando la variazione percentuale della spesa registrata tra il III trimestre 2007 e il III trimestre 2008.

La riforma delle tariffe domestiche

A differenza della nuova componente As, l'entrata in vigore del nuovo sistema tariffario per i clienti domestici è rinviata al 1 gennaio 2009. Come prevedibile³, quella che scatterà dal prossimo anno è solo una prima tappa del lungo percorso verso una tariffa maggiormente *cost reflective*. Quattro i punti sostanziali dell'intervento:

➤ conferma della tariffa D1 come tariffa di riferimento;

³ Si veda anche l'articolo "Il domestico tra regime transitorio e copertura dei costi pregressi" del numero 110 di questa Newsletter.

➤ mantenimento della differenziazione delle tariffe domestiche in base a residenza anagrafica e impegno di potenza;

➤ introduzione di una struttura a scaglioni di consumo per la tariffa di trasporto anche per i clienti in D3;

➤ riallineamento delle quote fisse, in maniera parziale per la D2 e totale per la D3, verso la tariffa D1.

I risultati delle nostre simulazioni indicano che quello dell'AEEG è un solo un passo verso la riduzione dei sussidi incrociati tra consumatori, che però inevitabilmente restano.

Le simulazioni proposte fanno riferimento alle tariffe e ai corrispettivi in vigore al terzo trimestre 2007. L'obiettivo è quello di valutare l'impatto, a parità di tutte le altre condizioni (PED, UC, A, PCV, DISPbt), dei nuovi livelli delle componenti (t1: corrispettivo fisso per punto di prelievo, t2: corrispettivo di potenza, t3: corrispettivo di energia) a copertura dei costi del servizio di trasporto sui diversi profili di consumatore. E' opportuno sottolineare fin da subito che l'AEEG ha già previsto modifiche all'articolazione della componente DISPbt⁴, sulla base degli stessi criteri previsti per la riforma del sistema tariffario. Tale intervento potrebbe incidere sui risultati dell'esercizio di simulazione da noi proposto.

Le **Figure 2 e 3** mettono a confronto l'andamento della spesa annua, al netto delle imposte, per i clienti con 3kW di potenza impegnata, residenti (D2) e non (D3), prima e dopo l'applicazione delle nuove componenti di trasporto⁵. Si osservano due risultati principali:

➤ il moderato ridimensionamento del differenziale che persiste tra la tariffa D1 e quella D2 fino al livello di 2700 kWh/anno⁶;

➤ l'avvicinamento della D3 alla tariffa di riferimento D1 fino a livelli di consumo pari a 4500 kWh/anno.

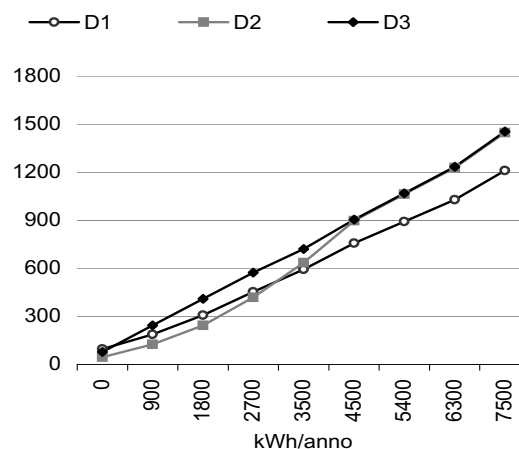
Per quanto riguarda il punto 1), l'area che ricade tra la D1 e la D2 costituisce l'agevolazione di cui beneficiano le famiglie a bassi consumi (fino a 2700 kWh/anno) nell'attuale sistema tariffario. Il ridimensionamento è conseguenza dell'aumento delle componenti fisse (t1 e

⁴ La componente DISPbt è la componente di dispacciamento, espressa in centesimi di euro/kWh e in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela. Ad oggi questa componente non è differenziata in scaglioni di consumo per la D3.

⁵ L'esercizio di simulazione per l'andamento della spesa per utenze domestiche con più di 3 kW porta a risultati sostanzialmente analoghi a quelli per la D3 residenti.

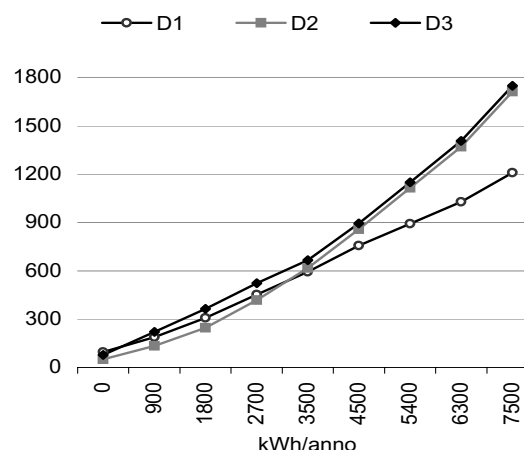
⁶ Si precisa che il livello di consumo di indifferenza tra D1 e D2 è intorno ai 3000 kWh/anno (circa 250 kWh/mese). Poiché la D1 è la "tariffa di riferimento", per definizione la variazione di spesa intorno a quel livello è sostanzialmente nulla.

Figura 2. Pre riforma: andamento della spesa annua per clienti domestici con 3 kW di potenza impegnata (euro, al netto delle imposte)



Fonte: elaborazioni REF

Figura 3. Post riforma: andamento della spesa annua per clienti domestici con 3 kW di potenza impegnata (euro, al netto delle imposte)



Fonte: elaborazioni REF

t2) e della rimodulazione dei livelli di scaglione della t3 che impone 0.345 centesimi di euro/kWh per i consumi sotto a 900kWh/anno contro zero dell'attuale struttura. L'impatto dell'aumento va poi riducendosi al crescere dei consumi, perché a fronte dell'incremento delle componenti fisse, vi è una contrazione delle aliquote della t3 per livelli di consumo compresi tra i 900 e i 4440 kWh/anno. Tale rimodulazione porta ad una contrazione della spesa annua per chi consuma tra i 2700 kWh/anno e i 4800 kWh/anno, oltre i quali invece la spesa subisce un vero e proprio balzo in alto dovuto al forte innalzamento dell'aliquota t3 che passa dai 4.462 ai 14.607 centesimi di euro/kWh (per i consumi oltre 4440 kWh/anno).

Per quanto riguarda il punto 2), si riduce l'area tra la D3 e la D1 che costituisce invece il "sussidio" pagato dai

clienti in D3 per garantire l'agevolazione ai clienti in D2 con bassi consumi. Poiché la variazione delle componenti fisse è del tutto trascurabile, l'impatto dell'intervento sulla D3 è imputabile tout court all'introduzione di una struttura a scaglioni per la t3.

La **Figura 4** riassume l'impatto della manovra in termini di variazione percentuale della spesa annua per ciascuna tariffa D2 e D3. Si osserva che per la D2 gli aumenti maggiori di spesa si registrano su entrambe le code della distribuzione, consumi molto bassi e molto elevati. Per la D3 invece gli aumenti sono a carico delle sole famiglie con consumi alti, oltre i 5000 kWh/anno, mentre sotto questa soglia si registrano riduzioni crescenti di spesa al diminuire dei consumi.

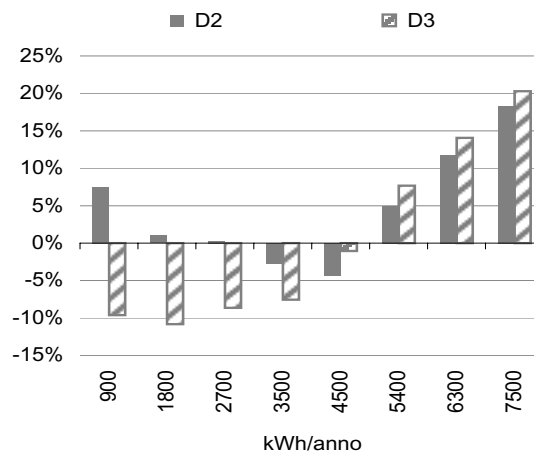
L'impatto sul parco delle famiglie italiane è desumibile dalla **Figura 5** che illustra la distribuzione del numero delle famiglie con tariffa D2 e D3 per scaglioni di consumo annuo. Il maggior aumento di spesa, superiore al 5%, verrà registrato dai circa 3 milioni di famiglie in D2 che consumano meno di 900 kWh/anno e da una parte dei circa 2 milioni di nuclei familiari (in D2 e D3) che consumano oltre 4440 kWh/anno. Inferiore al 5% sarà invece l'aggravio di spesa per le 5 milioni e mezzo di famiglie in D2 che registrano un consumo annuo compreso tra i 900 e 1800 kWh/anno, mentre a beneficiare di una riduzione della spesa saranno principalmente le 2 milioni di famiglie in D2 che consumano tra i 3450 e i 4440 kWh/anno e tutte le famiglie in D3 (5 milioni e mezzo) che consumano sotto i 4440 kWh/anno.

Alcune considerazioni

L'avvio della tariffa sociale avrebbe dovuto porre fine alla distorsione dell'attuale sistema tariffario che assicura una ampia estensione della cosiddetta "fascia sociale" producendo un sussidio incrociato di ampie dimensioni all'interno dell'utenza domestica tra classi di potenza e fasce di consumo. La convergenza delle tariffe domestiche verso la tariffa di riferimento D1 e la graduale eliminazione delle tariffe transitori D2 e D3, al fine di un'effettiva rispondenza delle tariffe al livello e alla struttura dei costi del servizio, avrebbe permesso anche di far emergere in maniera più significativa la portata dell'agevolazione sociale. Sicuramente questi interventi concentrano la concessione del beneficio sulla parte realmente disagiata della popolazione e rendono, almeno in parte, evidente e quantificabile il relativo finanziamento.

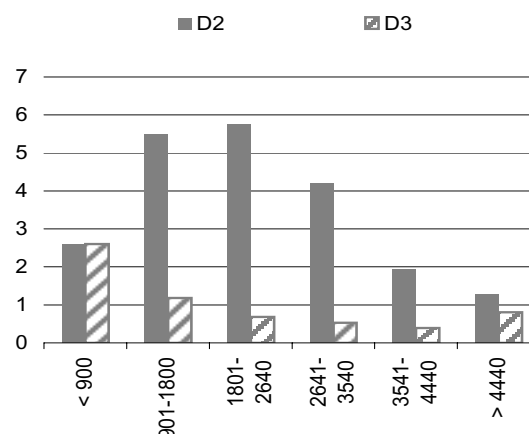
Tuttavia, la volontà dichiarata di minimizzare l'impatto sul cliente medio ha comportato il permanere dei sussidi incrociati per le famiglie non rientranti nelle categorie protette. Anzi, rispetto alle proposte avanzate nell'ultimo

Figura 4. Variazione stimata nella spesa annua in applicazione del nuovo sistema tariffario (% al netto delle imposte)



Fonte: elaborazioni REF

Figura 5. Distribuzione del numero delle famiglie per scaglioni di consumo annuo (milioni)



Fonte: elaborazioni REF su dati AEEG

documento di consultazione che ha preceduto l'intervento⁷, l'AEEG è stata più conservativa nella rimodulazione dei livelli tariffari per chi consuma poco, andando invece a colpire in maniera incisiva i consumi più elevati. Su questi ultimi infatti, indipendentemente dalla tariffa di applicazione (D2 o D3), ricade l'onere quasi esclusivo di pagare il sussidio per le famiglie in D2 a bassi consumi. L'allontanamento dalla tariffa di riferimento è evidente: l'efficienza allocativa appare lasciare spazio all'efficienza energetica.

⁷ "Revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione", Atto n.56/07, AEEG.

ENERGIA RINNOVABILE

In arrivo il decreto attuativo della riforma dello schema CV: i potenziali impatti

Una parte delle norme della Legge Finanziaria 2008 che riformano il sistema italiano dei certificati verdi (CV) sta per trovare attuazione: è in queste settimane in discussione in sede ministeriale, infatti, una bozza di decreto attuativo che, oltre ad introdurre le nuove regole, abrogherà il DM 24 ottobre 2005, attuale norma (secondaria) di riferimento assieme al decreto legislativo 387/03 ed al decreto 79/99. L'approvazione definitiva della bozza dovrebbe avvenire tra ottobre e novembre.

I punti principali dello schema di provvedimento sono essenzialmente tre:

1. un'opzione di ritiro anticipato dei CV emessi nel 2008 e nel 2009;
2. la riduzione del numero di CV spettanti agli impianti oggetto di interventi di rifacimento;
3. l'introduzione di un obbligo di registrazione delle transazioni bilaterali di CV.

Accanto alle suddette previsioni il decreto, nella sua formulazione attuale, attua e chiarisce alcuni punti della Finanziaria 2008 e della disciplina previgente, tra tutti l'opzione, per i piccoli impianti, tra tariffe incentivanti e CV, il periodo di diritto ai CV per gli impianti a biomassa e rifiuti, la cumulabilità degli incentivi e l'applicabilità del regime di scambio sul posto.

Un'analisi, sia pur qualitativa, dei potenziali impatti delle nuove misure sul mercato CV, è utile per cercare di comprendere se la riforma sarà in grado di risolvere la situazione di eccesso di offerta di CV, cui ha fatto seguito una discesa dei prezzi dei certificati, e continuare a sostenere la crescita della generazione rinnovabile, anche con riferimento ai nuovi obiettivi che l'Italia si è posta.

L'opzione di ritiro anticipato dei CV 2008 e 2009

L'articolo 15 della bozza di DM prevede che il produttore possa optare per il ritiro "alla scadenza annuale", da parte del GSE, dei CV 2008 e 2009, limitatamente a quelli emessi a consuntivo, ossia sulla base di misure di produzione effettiva. In altri termini, la durata dei CV emessi quest'anno e l'anno prossimo è, su richiesta del produttore, ridotta ad un anno, in eccezione alla regola generale che stabilisce la possibilità di avvalersi del ritiro al termine del periodo di durata di tre anni dei CV.

La ratio della norma risiede nell'opportunità di garantire una transizione graduale dal vecchio al nuovo meccanismo e di non penalizzare gli investimenti già avviati. Sembra, cioè, che le intenzioni del legislatore siano quelle di favorire un riassorbimento dell'eccesso di offerta che dovrebbe verificarsi nel 2008 e nel 2009, in vista di un mercato in equilibrio nel 2010 grazie all'incremento della quota d'obbligo previsto dalla Finanziaria¹. Tra l'altro, i CV 2007 non utilizzati avranno scadenza nel 2009 e saranno ritirati dal GSE successivamente alla chiusura del mercato di quell'anno (marzo 2010). Anche tali titoli, perciò, dovrebbero essere fuori mercato nel 2010.

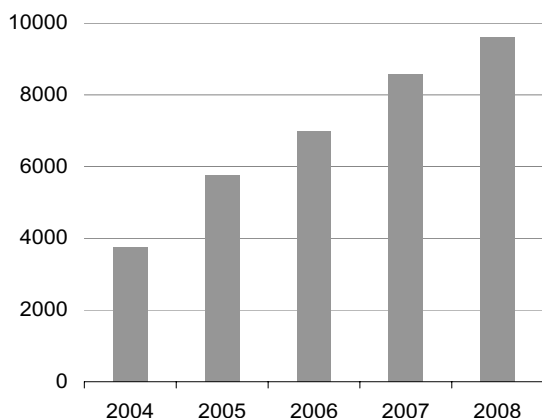
Tuttavia, a meno di una brusca frenata degli ingressi di nuova capacità rinnovabile, tra l'altro non auspicabile se si considera il ritardo dell'Italia rispetto al proprio obiettivo di generazione rinnovabile, il mercato dovrebbe rimanere "lungo" nei prossimi anni, incluso il 2010: l'incremento della domanda di CV non dovrebbe essere sufficiente ad assorbire la crescita dell'offerta e i CV in eccesso dovrebbero ricominciare ad accumularsi.

I dati GSE sulla capacità installata in regime CV e sulle qualifiche di impianti in progetto, di cui è stato recentemente pubblicato un aggiornamento², mostrano come fino a fine 2007 il trend di crescita della capacità incentivata non abbia subito rallentamenti (**Figura 1**). Ciò è vero anche per il secondo semestre dello scorso anno, periodo in cui è iniziata la discesa che ha gradualmente portato i prezzi dei CV su livelli molto inferiori a quelli del 2006-2007. Inoltre, è in costante crescita anche la quantità di capacità in progetto, che attualmente raggiunge quasi 13,000 MW (**Figura 2**).

Un'indicazione più interessante sull'evoluzione degli ingressi di nuova capacità proverrà dal prossimo bollettino GSE sull'incentivazione delle fonti di generazione rinnovabili, che dovrebbe recare un aggiornamento alla prima metà del 2008. Ma il suddetto rallentamento dovrebbe proprio essere scongiurato dalla nuova norma, che attribuisce durata annuale ai CV 2008 e 2009. Infatti, la possibilità per i titolari dei suddetti titoli di optare per il ritiro dei CV in tempi ravvicinati (un anno anziché tre anni) avrà con tutta probabilità l'effetto di sostenere il prezzo

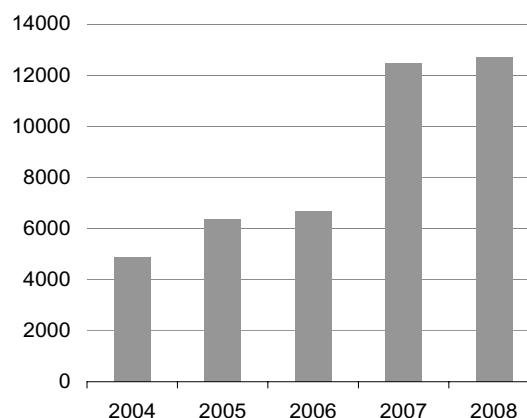
¹ Si ricorda che la Legge 244 del 24 dicembre 2007 (Finanziaria 2008) ha stabilito un incremento annuo della quota d'obbligo CV pari a 0.75%/anno fino al 2012, mentre la precedente normativa prevedeva un tasso di incremento dello 0.35%.

² Si veda in proposito *Le attività del Gestore dei Servizi Elettrici - Rapporto 2007*, GSE.

Figura 1. Capacità in regime CV in esercizio (MW)

Dati al 30/06 di ogni anno eccetto il 2008 (31/12/2007)

Fonte: GSE

Figura 2. Capacità in regime CV in progetto (MW)

Dati al 30/06 di ogni anno eccetto dato 2008 (31/12/2007)

Fonte: GSE

dei CV, che dovrebbe attestarsi al livello massimo, ossia al livello di prezzo offerto dal GSE, pari alla differenza tra un livello di riferimento di 180 €/MWh e il prezzo medio di ritiro dedicato dell'energia elettrica pubblicato entro gennaio di ogni anno dall'AEEG.

La nuova norma non interesserebbe tutta l'offerta di CV: resterebbero esclusi, infatti, i CV da impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento, che continuerebbero ad avere durata triennale. Ancora una volta, a tali titoli, viene riservato un trattamento penalizzante, che ne diminuisce di fatto il valore di mercato e li caratterizza di fatto come CV di "serie B"³. La determinazione definitiva degli impianti che beneficiano dei suddetti CV darà un'idea dell'impatto che la loro esclusione dal regime di durata annuale potrà avere sull'equilibrio domanda/offerta sul mercato CV.

La riduzione dei CV da rifacimento e ripotenziamento

Il decreto CV dovrebbe contenere nuove norme per i rifacimenti ed i ripotenziamenti di impianti alimentati da fonti rinnovabili. L'intenzione del legislatore dovrebbe essere quella di limitare i costi del sistema CV "tagliando" le assegnazioni agli interventi meno costosi e che forniscono un minore contributo al raggiungimento degli obiettivi.

La riduzione avverrebbe attraverso l'applicazione di un coefficiente 0.5 alle formule per la determinazione dell'energia incentivabile in caso di rifacimenti parziali

³ Si ricorda che ai sensi del decreto legislativo 20/07 i CV da cogenerazione/teleriscaldamento possono essere utilizzati per coprire al massimo il 20% dell'obbligo di ciascun soggetto obbligato nell'ambito del sistema CV.

e totali, e di un coefficiente pari a 0.8 alle formule per la determinazione dell'energia incentivabile nei casi di ripotenziamento di impianti non idroelettrici.

Se la ratio della norma in discussione appare condivisibile, è dubbia l'efficacia della stessa nel determinare una significativa riduzione dell'offerta di CV e dei costi per il consumatore di energia elettrica. Considerando i soli interventi di rifacimento, che riguardano finora soprattutto gli impianti idroelettrici e geotermici, si stima che l'energia prodotta da nuovi rifacimenti nell'anno 2008⁴ sia poco più di 500 GWh, cosicché l'impatto dell'applicazione della norma su tale quantità sarebbe costituito da una riduzione di offerta di CV di 250 GWh. Il minore costo per il sistema, valutato al prezzo medio dei CV sulla piattaforma GME dall'inizio dell'anno (circa 80 €/MWh), che approssima il prezzo di ritiro da parte del GSE dei CV in scadenza nel 2009, ammonterebbe a circa 20 milioni di euro, ossia allo 0.25% del costo totale del meccanismo. Negli anni successivi al 2008, gli interventi di rifacimento, soprattutto eolici, dovrebbero diventare più consistenti, e l'impatto della norma dovrebbe accrescersi, rimanendo però limitato a pochi punti percentuali sul costo totale.

L'obbligo di registrazione delle transazioni bilaterali

L'articolo della bozza di decreto che disciplina la contrattazione dei CV stabilisce che gli scambi di certificati avvengano sull'apposita piattaforma gestita dal GME, oltre che al di fuori di tale sede, ossia mediante contrattazione bilaterale ma, in quest'ultimo caso, con

⁴ I rifacimenti già effettuati continuerebbero a beneficiare del vecchio regime.

obbligo di registrazione delle quantità e dei prezzi di scambio, da parte dello stesso GME. L'imposizione potrebbe avere lo scopo di ampliare il volume di transazioni di riferimento per la determinazione del prezzo di ritiro dei CV in scadenza da parte del GSE. La base per il calcolo del suddetto prezzo è costituita, finora, unicamente dalle operazioni condotte sulla piattaforma GME, che rappresentano una percentuale decisamente bassa degli scambi che complessivamente avvengono nel mercato CV. L'ampliamento della base potrebbe rendere il prezzo di riferimento meno vulnerabile ad interventi distortivi.

Tuttavia, non è chiaro, almeno dal testo della bozza di decreto, se i prezzi *over-the-counter* entreranno nel calcolo del prezzo di ritiro, in quanto il testo, così come, d'altra parte, la Finanziaria 2008, fa riferimento genericamente al prezzo medio dei CV registrato dal GME.

Gli altri aspetti affrontati

Accanto alle già descritte norme, il decreto attuativo andrebbe a disciplinare e chiarire una serie di aspetti minori.

✓ Per quanto concerne l'opzione, per gli impianti di piccola taglia, tra tariffe incentivanti e CV, il decreto chiarisce il limite di 200 kW per gli impianti eolici, al di sopra del quale non è possibile effettuare la scelta per le tariffe. Per gli altri impianti varrà il limite generale di 1 MW, così come stabilito dalla Finanziaria 2008. L'opzione, inoltre, dovrà essere esercitata all'atto della prima richiesta di concessione dell'incentivo, ed è ammesso unicamente il passaggio, prima della fine del periodo di incentivazione, da tariffa a CV.

✓ Il periodo di diritto ai CV è incrementato di quattro anni per gli impianti rinnovabili e ibridi che percepiscono CV per 12 o 8 anni, limitatamente alla produzione attribuibile a biomasse da filiera e limitatamente al 60% di tale produzione. Allo stesso modo, il diritto all'incentivo è prolungato per quattro anni per gli impianti alimentati da rifiuti non biodegradabili entrati in funzione dopo il 2003 e che hanno acquisito il diritto ai CV.

✓ Nel caso di biomasse da filiera, i CV o la tariffa omnicomprensiva sono cumulabili con altri incentivi pubblici che non eccedano il 40% dell'investimento.

✓ Lo scambio sul posto viene esteso a tutti gli impianti rinnovabili di potenza non superiore a 200 kW, e viene demandata all'AEEG la disciplina tecnica ed economica del regime.

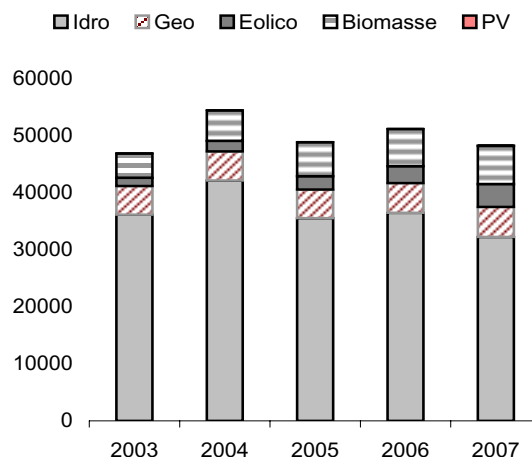
Infine, il decreto rimanda a specifici provvedimenti di pari rango per l'attuazione delle norme sull'incentivazione delle biomasse da filiera, sulla destinazione delle biomasse combustibili e sulla provenienza, tracciabilità

e rintracciabilità della filiera, e delega al GSE la predisposizione di procedure e metodi standardizzati per la determinazione della produzione imputabile alle fonti rinnovabili nel caso di impianti ibridi.

I risultati 2007

Nel 2007 la crescita della generazione rinnovabile sostenuta dal sistema CV non è stata sufficiente a compensare la bassa produzione idroelettrica determinata un'eccezionale scarsità delle risorse idriche. Le statistiche definitive sul sistema elettrico pubblicate da Terna a fine luglio indicano un livello complessivo di produzione di poco superiore a 49 TWh, pari al 13,6% del consumo interno lordo (**Figura 3**). Il nostro Paese si allontana ulteriormente dall'obiettivo europeo del 22% e da quello fissato dalla Finanziaria 2008 del 25%: dal 2000 la generazione rinnovabile non ha mai avuto un'incidenza così bassa sul consumo.

Figura 3. Produzione rinnovabile
(GWh e %)



Fonte: Terna

Come accennato la riduzione della generazione rinnovabile è principalmente imputabile alla diminuzione della produzione idroelettrica, che è scesa di 4 TWh. L'unica fonte che ha prodotto un aumento significativo della generazione è quella eolica, che ha prodotto 1 TWh in più dell'anno passato. Il sistema CV ha pesato, sul totale della produzione rinnovabile, per circa il 16%, contro l'11% dell'anno precedente.

Le incoerenze del meccanismo CV

Con la riduzione della durata dei CV 2008 e 2009 il legislatore dovrebbe dare sostegno ai prezzi e garantire un livello di supporto agli investimenti che permetta alla

produzione rinnovabile di continuare a crescere. Con l'ampliamento della base di calcolo del prezzo di ritiro, poi, si dovrebbe favorire una maggiore rappresentatività del prezzo di riferimento. L'impatto della riduzione dei CV assegnati agli impianti rifatti e ripotenziati sul costo di sistema è, invece, trascurabile.

Se è vero che le suddette norme produrranno effetti positivi, non si può che ribadire una critica di base alla recente riforma dello schema: si continua ad intervenire in modo frammentario e talvolta incoerente per fare fronte alle emergenze che man mano si presentano nel funzionamento del meccanismo. Manca un disegno chiaro e coerente dello schema, tanto che oggi il legislatore si

trova a dover intervenire da un lato per sostenere i livelli di incentivo, e dall'altro per cercare di limitare i costi del sistema. Il tutto in un sistema che non è in grado, così come attualmente disegnato, di condurre al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo della generazione rinnovabile fissati in sede comunitaria e nazionale. In prospettiva dei nuovi obiettivi per il 2020 sarà con tutta probabilità necessaria una revisione radicale del sistema. Ci si chiede se non sarebbe stato più semplice, e forse nel complesso meno costoso, il passaggio ad un sistema di tariffe incentivanti, che pure era stato proposto in sede di dibattito sulla riforma.

GAS NATURALE

Un'altra "riforma" dei servizi pubblici locali: in quale direzione?*

Anche il Berlusconi IV ha rispettato il consolidato copione che vede ogni nuovo governo cimentarsi fin da subito con il tema dei servizi pubblici locali. Tutti ricordiamo che nella precedente legislatura il "ddl Lanzillotta" presentato già dal giugno 2006 è stato rimaneggiato più volte fino alla versione ultima del dicembre 2007 (quella che doveva essere inserita nella legge finanziaria) che era il prodotto di continue mediazioni al ribasso nel tentativo di superare le ostilità costanti degli enti locali e di alcune categorie di gestori.

Il testo dell'art. 23-bis ("servizi di rilevanza economica") della l. 133/2008 (legge di conversione del più noto dl 112/2008 "Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria") è anch'esso il frutto di emendamenti e rapidi rimaneggiamenti della versione iniziale dopo che era stato deciso di rimettere mano, in modo ancora una volta improvvisato e frammentario, alla questione dei servizi pubblici locali.

Con questo articolo non si perviene ad una riforma né definitiva né sistematica come sarebbe necessario in un settore di tale rilevanza ma purtroppo ad alta instabilità legislativa. Si tratta soltanto di un ennesimo tassello nel mosaico, assai variopinto, della disciplina dei servizi pubblici locali.

In via preliminare è necessaria una osservazione sul metodo. Ogni valutazione su molti degli aspetti sostanziali non è conclusiva in quanto la definizione di elementi rilevanti della disciplina è affidata all'esercizio successivo del potere regolamentare del governo. Quindi mancano a tutt'oggi certezze su tasselli importanti della riforma. E' poi possibile che alcune disposizioni debbano essere reinterpretate alla luce del regolamento da emanare entro 180 giorni dall'entrata in vigore della legge 133. Quindi sono due i punti critici relativi alla tecnica legislativa utilizzata: il primo riguarda l'opportunità di intervenire per decreto su una materia complessa e dove non dovrebbero essere introdotti ulteriori elementi di incertezza; il secondo riguarda l'utilizzo di un meccanismo di delegificazione come il ricorso alla fonte regolamentare su questioni di grande rilevanza per l'assetto complessivo del settore come durata degli affidamenti, delimitazione del confine tra servizi gestiti in esclusiva e servizi liberalizzati oppure il conflitto di ruoli e interessi tra proprietari, regolatori e

gestori sul quale la stessa Agcm ritorna costantemente nei suoi pareri in materia. Ma procediamo con ordine

1. Il tema dei rapporti tra disciplina generale e discipline settoriali

Il testo (art. 23-bis, c.1) prevede che "le disposizioni contenute nel presente articolo si applicano a tutti i servizi pubblici locali e prevalgono sulle relative discipline di settore con esse incompatibili".

Come è evidente non ci si preoccupa di indicare esplicitamente le parti abrogate della precedente disciplina. Questa operazione sembra essere affidata al regolamento (c. 10, lett. m). Tuttavia, resta da chiedersi se nella fase transitoria l'art. 113 del Tuel, nella totalità o in gran parte, sarà di fatto da considerare abrogato esclusivamente in base al meccanismo della incompatibilità.

Più in dettaglio, le discipline di settore sono dichiarate "incompatibili" con le attuali disposizioni generali che "prevalgono" a tutti gli effetti sulle prime. Allora la questione prioritaria riguarda il significato della nozione di prevalenza e cioè se, in termini giuridici, si tratti di una vera e propria abrogazione. La domanda non pare inutile se la frase del c. 1 viene letta in connessione con quanto affermato al c. 10, lett. d) dove si prevede che al regolamento sia affidato, tra l'altro, il compito di "armonizzare" la "nuova disciplina" e quelle settoriali "individuando le norme applicabili in via generale per l'affidamento di tutti i servizi pubblici locali di rilevanza economica in materia di rifiuti, trasporti, energia elettrica e gas, nonché in materia di acqua", cioè in tutti gli ambiti regolati da normative di settore. Quindi, solo con il regolamento si potrà pervenire ad un quadro più certo e nel frattempo l'individuazione delle disposizioni incompatibili, e perciò da abrogare, resterebbe affidata alla interpretazione di amministratori e giudici.

La tendenziale uniformazione delle diverse discipline può rappresentare un pesante arretramento per quei settori caratterizzati da un più avanzato grado di liberalizzazione o comunque da una specifica evoluzione verso una lenta ma progressiva apertura del mercato come nel caso del gas, del trasporto pubblico locale o dei rifiuti. Con questo ultimo provvedimento anche al servizio idrico integrato si applica la stessa disciplina prevista per gli altri servizi a rilevanza economica, quindi appare necessaria una armonizzazione tra disciplina generale e disposizioni del d.lgs. 152/2006 ("Norme in materia ambientale", artt.

* A cura di Laura Ammannati.

147 ss.) che avevano innovato rispetto alla legge 36 del 1994.

2. La disciplina degli affidamenti

La gara è indicata come il meccanismo ordinario per l'affidamento della gestione dei servizi pubblici locali. L'opzione per questa tipologia appare un forte elemento a favore di una apertura concorrenziale dei mercati a fronte della precedente disciplina (art. 113 del Tuel) dove la gara rappresentava soltanto una delle opzioni percorribili da parte degli enti locali. Tuttavia lo schema di "deroga alle modalità di affidamento ordinario" apre la strada ad una ampia riemersione delle altre tipologie di affidamento. Infatti, in presenza di "situazioni che, a causa di peculiari caratteristiche economiche, sociali, ambientali e geomorfologiche del contesto territoriale di riferimento, non permettono un efficace e utile ricorso al mercato, l'affidamento può avvenire nel rispetto dei principi della disciplina comunitaria" (c. 3). Il testo definitivo ha eliminato il riferimento alle due modalità tipiche di affidamento diretto cioè la gestione *in house* e la società mista partecipata dall'ente locale e da un socio privato scelto con gara, limitandosi a prescrivere l'osservanza delle condizioni e dei principi che la giurisprudenza in particolare comunitaria ha elaborato. Ma, a differenza di quanto previsto dalla vecchia disciplina che escludeva esplicitamente dall'applicazione della disposizione generale i settori del gas e dell'energia elettrica, e comunque consentiva deroghe, in particolare in direzione pro-concorrenziale, per le normative di settore, l'assimilazione di queste ultime alla disciplina generale sembra riaprire, anche in ambiti particolari come quello del gas, la possibilità di mantenere o fare nuovamente ricorso agli affidamenti diretti (che sono tuttora prevalenti in molte aree del centro-nord).

A questo punto pare necessaria qualche osservazione sul merito dei meccanismi della deroga. Almeno due sono le criticità da considerare: la previsione di una analisi del mercato, che attesti l'impossibilità di "un efficace e utile ricorso al mercato" stesso, come base della motivazione; la previsione di un parere in merito alla scelta da parte dell'Agcm e, per i settori dove siano costituite, di un altro da parte della autorità di regolazione competente. Sul primo punto, se ipotizziamo che una delle principali cause della deroga possa essere la ridotta dimensione dell'ente locale, resta da chiedersi quale significato riveste la previsione di identificare i "bacini di gara" volti a consentire "economie di scala" e "a favorire maggiore efficienza ed efficacia nell'espletamento dei servizi" (c. 7). Sul secondo, si può ricordare quanto già detto dalla Agcm nel parere del 24 luglio (AS457, 24 luglio 2008), cioè che la previsione di una relazione motivata da parte

dell'ente locale da inviare alla Autorità, benché mossa "dall'apprezzabile intento di arginare il diffondersi di deroghe ingiustificate", non potrebbe conseguire questo obiettivo. Infatti il "meccanismo di controllo" indicato dal c. 4 da solo rappresenta un argine fragile di fronte a interpretazioni troppo estensive della derogabilità sia per il carattere non vincolante del parere sia per la scarsa legittimazione della stessa Autorità a valutare aspetti di tipo sociale (ad esempio occupazionali) oppure ambientale o geomorfologico. In più va ricordato che il meccanismo delineato non considera adeguatamente l'ipotesi di un conflitto tra ente locale e Autorità oppure quella di un conflitto nella valutazione da parte delle due Autorità. Il che può estendere ulteriormente un contenzioso già ampio che aggrava l'instabilità del settore.

3. Su alcuni elementi della gara

In primo piano ritorna il tema spinoso della fine del periodo transitorio, in cui in ogni settore la disciplina ordinaria dovrebbe entrare a regime. Inutile ritornare sulle incertezze e sui ritardi via via accumulati. Basta ricordare la vicenda del settore gas tra l'art. 46 bis della legge 222 del 29.11.2007 e le modifiche introdotte dalla LF per il 2008 (art. 3 c. 175).

L'art. 23-bis al c. 8 prevede per le concessioni del servizio idrico integrato una proroga al 31.12.2010 affermando che queste "cessano comunque entro e non oltre la data" indicata "senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante". Restano esclusi gli affidamenti diretti che saranno stati fatti nel frattempo in base al c. 3, cioè in deroga alla gara. E' evidente che questa formulazione non consentirà una interpretazione univoca e sarà quindi necessario che vengano definite, per via interpretativa, con maggiore precisione le situazioni oggetto di proroga e quelle che invece non lo saranno.

Per quanto riguarda gli altri settori, si rinvia invece al regolamento (lett. e) del c. 10) che deve disciplinare la fase transitoria verso un "progressivo allineamento" delle gestioni attualmente in essere al nuovo assetto – gara o deroga ex c.3 - "fermo restando il limite massimo stabilito dall'ordinamento di ciascun settore per la cessazione degli affidamenti" diretti. In prima approssimazione sembra che il regolamento potrebbe prevedere percorsi di "allineamento" differenziati per settore indicando anche termini diversi per la fine del periodo transitorio, comunque non oltre il limite già previsto dalle singole discipline e con l'esplicito divieto di introdurre ulteriori proroghe o rinnovi del precedente regime.

Resta da chiarire chi sono i soggetti che potranno partecipare alle gare. Su questo (c. 9) si dà una certa continuità con le precedenti previsioni: cioè l'esclusione

dalle gare, sia in via diretta che indiretta (fatta salva la possibilità di partecipare alla prima gara relativa al servizio già affidato), così come il divieto di acquisire la gestione di altri servizi o in ambiti territoriali diversi per i gestori in affidamento diretto o per i soggetti cui sia affidata la gestione delle reti e degli impianti. Significativa è l'eccezione fatta per le società quotate che vengono esonerate da questo divieto. Certamente tale deroga è destinata a mantenere invariate molte situazioni soprattutto nel settore dell'energia e del gas interessando quei soggetti, per lo più società miste partecipate da enti locali e derivate dalla trasformazione di municipalizzate, che hanno goduto perciò di privilegi e si sono rafforzate a partire da una posizione di monopolio.

E' inoltre rinviata al regolamento (c. 10, lett. h) la definizione della durata degli affidamenti che, come sappiamo, è strategica rispetto alla propensione o meno all'investimento da parte dei gestori. Nei servizi a rete va poi considerato che la rilevanza degli investimenti necessari a garantire manutenzione, adeguamento e potenziamento delle infrastrutture rendono necessario l'affidamento per periodi relativamente lunghi. L'indicazione che il testo dà è che la durata debba essere "strettamente proporzionale e mai superiore ai tempi di recupero degli investimenti".

4. La definizione dei "bacini di gara"

Già con la legge 222 del 2007 era stata prevista la definizione di ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas. Le motivazioni di base dell'intervento erano senz'altro la riduzione drastica del numero delle gare da svolgere in un breve lasso di tempo e il perseguimento di una maggiore efficienza di gestione correlata all'incremento necessario della dimensione aziendale. L'obiettivo prioritario era la drastica riduzione della frammentazione. Ora la previsione contenuta nel c. 7 prevede il criterio del bacino di gara come criterio valido per tutti i servizi. Sembra quindi certo che il meccanismo messo in moto dalla legge 222 per la distribuzione del gas, che aveva portato alla elaborazione del documento di consultazione (DCO 15/08) da parte dell'Aeeg, venga bloccato e l'intera questione sia riaperta all'interno del nuovo quadro procedurale.

A questo riguardo l'identificazione dei bacini è affidata, per tutti i servizi, al duplice intervento di enti locali e regioni "nell'ambito delle rispettive competenze", "d'intesa" con la Conferenza unificata (da ricordare che in un precedente testo l'identificazione poteva spettare in alternativa alle Autorità di regolazione dove costituite e questo avrebbe consentito di recuperare il progetto dell'Aeeg per il gas). Una domanda preliminare (non del tutto oziosa) riguarderebbe la possibilità di conciliare il

generale processo di individuazione dei bacini di gara con la salvaguardia del potere di deroga al criterio della gara riconosciuto, in via di principio, al singolo ente locale.

Il disegno istituzionale che è sotteso alla definizione dei bacini di gara prevede, da una parte, l'intervento degli enti locali presumibilmente in base alla garanzia costituzionale del principio di autonomia che si estende anche alla funzione di organizzazione dei servizi pubblici locali. Dall'altra quello della regione. Ricordato che i servizi pubblici locali a rilevanza economica, anche per esplicita affermazione della Corte costituzionale, non sono, come insieme, materia di competenza regionale (le competenze debbono essere verificate a livello dei singoli settori), finora si era ritenuto che l'intervento regionale in materia era possibile se finalizzato ad un maggior grado di concorrenzialità. Quindi quale può essere il ruolo che regioni ed enti locali giocano? La disposizione sembra avere come obiettivo la tutela degli enti locali e indirettamente dei gestori dei servizi incardinati sul territorio grazie alla partecipazione degli stessi enti locali nel loro capitale. Da parte loro, le regioni dovrebbero intervenire, settore per settore, a definire gli ambiti. Se consideriamo le differenze di partenza presenti nelle singole regioni anche per un servizio come quello idrico, dove la costituzione degli ATO era già prevista dalla legge di settore sulla base di specifici criteri comuni, possiamo ipotizzare l'emergere di un mosaico di deliberazioni (non necessariamente leggi) "temperate" dall'intesa da raggiungere nella Conferenza unificata. In questo contesto la Conferenza potrebbe diventare la sede di elaborazione di una sorta di "guidelines" di orientamento dell'intervento a livello regionale con l'obiettivo di prevedere assetti non troppo differenziati anche in considerazione della complessa mediazione che si dovrà realizzare tra organi regionali ed enti locali in quanto portatori di interessi diversi. Infatti sembra difficile ipotizzare di pervenire ad una situazione tendenzialmente omogenea dal momento che il vincolo della gara può rivelarsi ampiamente superabile data la formulazione del c. 3 e lo scarso peso della motivazione e in sostanza del parere dell'antitrust.

D'altro canto la resistenza degli enti locali a conservare partecipazioni parziali o totali nei soggetti gestori non sembra possa essere scalfita neppure dalla previsione che il regolamento debba disciplinare la netta distinzione tra funzioni di regolazione e funzioni di gestione. Infatti la lett. c) del c. 10 indica come criterio di riferimento quello delle incompatibilità, cioè sembra predisporre unicamente una sorta di separazione funzionale. Inoltre l'attuale assetto, ereditato da oltre un decennio di timore e di impossibilità per il legislatore di metterlo in discussione, non consente una separazione tra funzioni di regolazione, proprietà (azionista) e gestione dei servizi

così come non può assicurare la separazione tra ambiti di monopolio (tipicamente la gestione delle reti locali) e le attività tipicamente concorrenziali. Infatti, al di là della affermazione del c. 5 sulla proprietà pubblica delle reti, la realtà è in gran parte diversa. Una quota significativa delle reti nei vari settori rientra nella proprietà dei gestori sia pubblici che privati ed in particolare nel caso delle società a partecipazione pubblica le reti sono state spesso conferite nel patrimonio della società da parte degli enti locali. Peraltro il problema cruciale in rapporto alle reti non è in realtà quello della proprietà pubblica o privata quanto quello della neutralità della gestione garantita

dall'esercizio imparziale dei poteri di regolazione.

Come dicevamo in apertura l'assetto non è ancora definitivo in attesa del regolamento, ma l'architettura del settore appare ancora più barocca che nel passato. L'incremento del numero dei soggetti coinvolti, la poca chiarezza sul ruolo ad essi attribuito e sui meccanismi procedurali così come talvolta la contraddittorietà tra gli obiettivi più o meno espliciti fanno intravedere una situazione di conservazione dello status quo piuttosto che l'atteso progetto di revisione coerente.

REGOLAZIONE

Considerazioni sul documento di consultazione AEEG in materia di contratti di copertura di lungo periodo*

Con delibera ARG/elt 87/08 e con l'associato documento per la consultazione, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) avvia l'elaborazione di un corpo di misure volte ad incentivare la creazione di liquidità negli scambi di strumenti di copertura ultradecennali nel mercato elettrico. Oggetto della copertura sono i rischi operativi legati all'ammortamento degli investimenti in nuovi impianti di generazione dell'energia elettrica, per i quali si registra assenza di scambi. L'Autorità parte dal presupposto che la carenza di liquidità sia dovuta agli eccessivi costi di transazione associati al sistema di garanzie contro i rischi di controparte. L'Autorità propone di surrogare il mercato con un processo di valutazione implementato da un soggetto "dotato dei requisiti di terzietà, neutralità, competenza e professionalità".

L'intervento proposto dall'AEEG presenta alcuni aspetti su cui vale la pena soffermarsi. In primo luogo, l'efficacia dell'intervento è intrinsecamente legata alla possibilità di ottenere stime della volatilità futura che siano più credibili di quelle attualmente fornite dal gestore del mercato. Se fosse questo il problema, basterebbe migliorare il reclutamento del personale del gestore e la comunicazione con la domanda potenziale di strumenti di copertura. In secondo luogo, l'intervento affronta il nodo dei fallimenti del mercato in modo inefficace e incompleto: da un lato, l'intervento non è in grado di ridurre i margini di garanzia poiché non impedisce fenomeni di selezione avversa e azzardo morale; d'altro canto, l'impatto del potere di mercato sulla decisione di investire in nuova capacità e di negoziare contratti di copertura viene del tutto trascurato. Infine, la proposta non rimuove gli ostacoli all'uso di strumenti di copertura di lungo termine da parte delle piccole e medie imprese – piuttosto, rischia di aggravarli.

Perché non esistono mercati a termine ultradecennali

Come osservato nel documento per la consultazione diffuso dall'AEEG, la domanda di contratti derivati varia inversamente all'orizzonte temporale dei contratti. Di fatto, gli scambi a termine sugli orizzonti più lunghi sono limitati anche nei mercati più maturi e sviluppati, come il NordPool e l'EEX, per restare in ambito europeo. La teoria economica fornisce due spiegazioni a questo fenomeno: l'avversione al rischio e i vantaggi da *first-mover*.

* A cura di Sandro Sapio.

Secondo una prima interpretazione, operatori avversi al rischio sono disposti ad accettare una riduzione del rendimento atteso – vale a dire, un aumento del prezzo di acquisto o una riduzione del prezzo di vendita – pur di immunizzare la loro posizione dai rischi operativi. Il minor rendimento che gli operatori sono disposti a sopportare è dato dal differenziale tra prezzo a pronti e a termine, detto premio al rischio, a cui si aggiungono gli oneri richiesti dal mercato a fini di garanzia contro i rischi di controparte. Questi ultimi tendono a crescere con l'orizzonte temporale; dunque la copertura a lungo termine risulta eccessivamente onerosa. Questo è lo schema teorico di riferimento utilizzato dall'Autorità.

In anni recenti è stata avanzata un'altra interpretazione dei mercati a termine. L'idea è che un modo efficace per eludere la concorrenza e guadagnare quote di mercato consiste nell'anticipare le altre imprese. Il *trading* a termine può essere visto come un modo per creare e sfruttare strategicamente un vantaggio da *first-mover*. Chiaramente, se il mercato *spot* fosse perfettamente concorrenziale non vi sarebbe alcun vantaggio strategico nello scambiare a termine. Poiché questa teoria presuppone la capacità da parte delle imprese di prevedere quale sarà il contesto competitivo sul mercato *spot*, i vantaggi da *first mover* possono essere capitalizzati solo se l'incertezza è ridotta – per esempio operando su derivati a scadenze brevi.

Fallimenti del mercato e liquidità degli scambi a termine

Entrambe le interpretazioni teoriche sono fondate su fallimenti del mercato, ossia circostanze in cui il mercato, se lasciato libero di operare, non è in grado di determinare un'allocazione efficiente delle risorse tra i soggetti economici. La prima teoria è basata su asimmetrie informative, mentre la seconda, basata sul potere di mercato, è trascurata dall'AEEG. Il documento per la consultazione diffuso dall'AEEG enfatizza la necessità di "un intervento regolatorio volto a limitare i fallimenti che caratterizzano i mercati dei derivati sull'energia ultradecennali, così da ridurre i costi di natura prevalentemente transazionale connessi con la gestione dei rischi operativi di mercato" (par. 5.7), fallimenti "riconducibili essenzialmente a difetti informativi" (par. 4.1).

E' singolare che si possa trascurare l'impatto del potere di mercato sulle decisioni di copertura delle

imprese. La prospettiva di beneficiare di un ampio potere di mercato è infatti un potente stimolo ad effettuare investimenti in nuovi impianti di generazione, e lo sfruttamento di vantaggi da *first mover* crea liquidità sui mercati a termine. E' anche vero che il rapporto tra liquidità dei mercati a termine e potere di mercato è piuttosto complesso. La ricerca economica è unanime nel ritenere che maggior concorrenza sul mercato a pronti tende a ridurre la volatilità, e dunque anche l'entità del margine prospettico. Ciò dovrebbe favorire la copertura a termine; ma allo stesso tempo, secondo la teoria del *first-mover advantage* interventi volti a migliorare il grado di concorrenza sul mercato a pronti riducono il valore strategico per una compagnia di generazione di operare su mercati a termine. Qualora i *policy maker* rendessero il mercato a pronti perfettamente concorrenziale, nessuna compagnia sarebbe in grado di incrementare la propria quota di mercato spot scambiando a termine, e quindi la liquidità dei mercati derivati diminuirebbe.

Al di là dell'incompletezza dell'analisi fornita dell'AEEG, preme sottolineare che l'intervento proposto non è in grado di risolvere i difetti informativi che rendono i margini di garanzia così elevati. Ricordiamo che i fenomeni di informazione asimmetrica ricadono in due fattispecie: una parte non è informata sulle caratteristiche dell'altra (es. sulla sua solidità finanziaria o sulla competenza del management), oppure una delle parti non è in grado di osservare la condotta dell'altra. Nel primo caso si parla di informazione nascosta, nel secondo di azione nascosta. I costi di transazione menzionati nel documento per la consultazione - costi di ricerca della controparte, di raccolta di informazioni su di essa, di negoziazione, di ricerca di un terzo garante - discendono dal carattere disperso dell'informazione e da problemi di informazione nascosta. A questi vanno aggiunti i costi di monitoraggio della condotta della controparte durante l'esecuzione della prestazione, il cui sostenimento è finalizzato a scoraggiare casi di azione nascosta come l'azzardo morale.

Un intervento regolatorio in grado di assicurare un miglior bilanciamento dell'informazione ridurrebbe sensibilmente la necessità di garanzie. Ciò potrebbe ottenersi disegnando adeguati schemi di incentivi economici che sfavoriscano l'azzardo morale e migliorino la selezione qualitativa dei partecipanti. Sfortunatamente, l'intervento proposto dall'AEEG non altera la distribuzione dell'informazione tra i potenziali partecipanti al mercato. Affidare ad un soggetto terzo, neutrale e competente il compito di determinare in modo accurato la distribuzione futura della valutazione dei contratti a termine non impedisce alle controparti di adottare condotte opportunistiche, e riduce solo in parte il pericolo che aziende poco solide accedano agli scambi.

Chi può fornire previsioni sufficientemente credibili?

L'idea di surrogare il processo di mercato si presta a critiche di metodo. L'intervento delineato dall'AEEG parte dal presupposto che l'eccessivo valore del margine prospettico sia un effetto della scarsa "credibilità" delle previsioni di prezzo prodotte dal mercato. Nessuna azienda è disposta a coprirsi su un orizzonte ultradecennale, secondo questo punto di vista, perché il mercato calcola il margine prospettico con riferimento a previsioni di prezzo poco credibili.

La credibilità delle previsioni di prezzo è senza dubbio *condicio sine qua non* per la minimizzazione del margine prospettico. Le previsioni sono credibili se sono basate su stime mediamente corrette della massima perdita attesa con probabilità predefinita lungo un certo intervallo di tempo, con errori di previsione contenuti in una banda sufficientemente ristretta. Evitare sistematiche sottostime e sovrastime è fondamentale per ridurre l'entità dei margini richiesti agli operatori sui mercati a termine. Per comprendere perché, supponiamo che venga sovrastimata la varianza del prezzo che sarà quotato al successivo tempo $t+1$. Ciò implica un ampliamento del *range* di valori che il prezzo potrà assumere in futuro con una data probabilità, e di conseguenza un incremento del margine prospettico che ciascuna parte dovrà versare, al tempo presente t , a favore della controparte centrale (nel caso di scambi centralizzati) o della propria controparte (nel caso di transazioni bilaterali). Questo scoraggia la partecipazione al mercato. Seguendo la stessa logica, una sistematica sottostima della volatilità migliorerebbe la liquidità degli scambi per effetto dei minori costi di transazione, ma allo stesso tempo ne pregiudicherebbe la stabilità: i margini di garanzia versati risulterebbero con buona probabilità insufficienti a coprire gli episodi di inadempimento, che per un effetto di selezione avversa potrebbero risultare più frequenti.

Sembra che l'AEEG ritenga che esista un valore soglia dei margini di garanzia al di sotto del quale gli operatori sono disposti a partecipare a scambi di contratti ultradecennali nonostante gli elevatissimi rischi operativi, e che sia possibile scendere al di sotto di tale soglia affidando ad un soggetto "dotato dei requisiti di terzietà, neutralità, competenza e professionalità" (par. 6.12) il compito di produrre periodicamente una "valutazione" prospettica del prezzo del sottostante più accurata di quella che il mercato è in grado di fornire.

Se esistesse effettivamente un soggetto capace di prevedere il prezzo dell'energia elettrica più accuratamente del mercato e di qualsiasi *trader* OTC, e se le sue previsioni fossero talmente accurate da ridurre

i costi di transazione e rendere convenienti gli scambi a termine ultradecennali, viene da chiedersi perché le stime prodotte da questo soggetto non possano essere utilizzate direttamente dal gestore del mercato, rendendo superfluo l'intervento regolatorio, o fatte proprie dagli operatori, che avrebbero così le informazioni necessarie per operare su un mercato dei derivati a lungo termine.

C'è posto per le piccole e medie imprese?

La proposta AEEG sembra pregiudicare ulteriormente la posizione dei soggetti economici più danneggiati dalle imperfezioni del processo competitivo. E' ben noto dagli studi di *corporate finance* che le piccole e medie imprese (PMI) sono soggette a vincoli di liquidità e razionate sul mercato del credito. I sistemi di garanzie previsti dalla gestione centralizzata del *clearing* hanno su queste imprese un peso maggiore che non su imprese di grandi dimensioni. La ridotta dimensione delle PMI non vuol dire che siano scarsamente rilevanti. La distribuzione dimensionale delle imprese italiane è particolarmente sbilanciata verso le imprese di piccola dimensione. Dunque le PMI rappresentano un enorme bacino di liquidità potenziale per i mercati a termine. Ridurre l'entità dei margini di garanzia agevolerebbe la loro partecipazione al

mercato, e in questo il documento dell'AEEG muove nella direzione giusta. Tuttavia, l'AEEG propone anche (par. 6.23) di subordinare l'ammissione alla contrattazione al possesso di un *rating* creditizio superiore ad un valore predeterminato, al fine di "limitare gli effetti distorsivi che potrebbero discendere dal perseguimento da parte degli operatori di finalità esclusivamente speculative". Ma le PMI e *start-up* razionate nel credito sono prive di *rating*, dunque escluse a priori dalla copertura a termine. L'utilizzo di strumenti di copertura pluriennali da parte di PMI e di imprese di nuova fondazione è in ogni caso severamente limitato dalla loro elevata mortalità. Se è vero che l'"aspettativa di vita" di un'impresa alla fondazione varia tra i due e i tre anni, come suggerito dagli studi empirici di dinamica industriale, per una *start-up* è impensabile entrare in un contratto di fornitura di lunga durata, anche qualora venissero drasticamente ridotti i relativi costi di transazione. L'elevata mortalità delle nuove imprese è comunemente interpretata come una manifestazione fisiologica del processo competitivo; dunque alleviare i vincoli di liquidità non conduce necessariamente ad un maggior tasso di sopravvivenza. Ne consegue un ulteriore limite alla liquidità dei mercati a termine ultradecennali per l'energia elettrica.

IMPRESE DINAMICHE E SETTORIALI**I risultati semestrali delle imprese energetiche in Italia**

In linea con gli ultimi cinque anni, prosegue il trend di crescita delle imprese italiane attive nei settori di energia elettrica e gas naturale, sia nelle attività di mercato che in quelle regolate. Da sottolineare che tale andamento, soprattutto per le imprese più grandi quali Enel e A2A, è stato influenzato da rilevanti operazioni di aggregazione quali l'acquisizione di Endesa da parte della cordata Enel-Acciona, e la fusione tra AEM Milano e ASM Brescia, il che non rende confrontabili i dati del primo semestre 2008 con quelli del medesimo periodo dell'anno scorso.

In generale, per quasi tutte le principali imprese elettriche italiane l'attività di produzione di energia elettrica ha continuato a beneficiare della graduale crescita dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (con il PUN medio ponderato per i primi sei mesi del 2008 pari a 86.3 Euro/MWh contro 71.42 Euro/MWh nel primo semestre 2007), nonostante i volumi prodotti siano sostanzialmente invariati e in alcuni casi in riduzione. Le attività regolate, prima fra tutte la distribuzione elettrica operata da Enel Distribuzione e il trasporto di gas naturale (Snam Rete Gas), hanno conseguito performance soddisfacenti, con ricavi e margini in crescita. Il business della vendita di gas naturale ha subito una flessione nei margini operativi anche a causa delle modalità di indicizzazione del costo della materia prima registrato nelle vendite al settore residenziale del primo trimestre, che non ha consentito in molti casi il pieno recupero dei costi di approvvigionamento.

Alcune indicazioni sui dati consolidati

Anzitutto, uno sguardo di insieme sui risultati consolidati delle imprese prese in esame. I dati consolidati di Enel risentono principalmente del consolidamento di circa 70% di Endesa e quindi includono in parte le performance sul mercato spagnolo: i ricavi del gruppo sono stati pari a quasi 26 miliardi di euro, di cui circa 6 miliardi riferibili all'inclusione di Endesa nel perimetro di consolidamento. Al di là di tale modifica, le attività correnti del gruppo, in particolare la vendita e il trasporto di energia elettrica in Italia e i maggiori ricavi di vendita sulla Borsa elettrica e all'Acquirente Unico, hanno comunque contribuito ad incrementare il fatturato consolidato di circa 1.2 miliardi di euro. A livello di redditività, il Margine Operativo Lordo di gruppo ha raggiunto i 7.4 miliardi di euro, in aumento del 66% rispetto al primo semestre 2007, principalmente

grazie alle differenze di consolidamento, ma anche alla crescita di oltre 160 milioni di euro del margine di generazione in Italia.

Per il gruppo Edison il primo semestre 2008 ha fatto registrare un significativo incremento dei ricavi di vendita (+23.5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), mentre il MOL è sceso di quasi l'11%, per lo più a causa dell'andamento negativo del settore idrocarburi che, come già accennato, ha risentito della rapida ascesa dei prezzi d'acquisto calmierata nei suoi effetti sui prezzi per il residenziale. Il nuovo ruolo di secondo operatore in Italia che svolgerà Edison con l'entrata in funzione del terminale di rigassificazione di Rovigo ha, inoltre, con tutta probabilità influito già nel corso del 2008 sulle strategie di penetrazione su segmenti di mercato meno remunerativi come il domestico, ma in grado di dare accesso agli strumenti di flessibilità necessari ed altrimenti non disponibili sul mercato.

La divisione Gas & Power del gruppo Eni ha invece conseguito un utile operativo *adjusted* pari a 2.17 miliardi di euro, in diminuzione di quasi il 2% rispetto al primo semestre 2007, per effetto del minore risultato delle attività di mercato, in parte assorbito dalla migliore performance dei business regolati Italia (in particolare, Snam Rete Gas e Italgas). Per quanto riguarda invece il gruppo A2A, i risultati del primo semestre 2008 non sono confrontabili con quelli del medesimo periodo del 2007, a causa del diverso perimetro di consolidamento. I dati relativi al 2007 si riferiscono infatti al solo gruppo AEM aggiustati sulla base dei nuovi criteri di rappresentazione delle filiere e delle modifiche dei criteri di consolidamento adottati da A2A.

I risultati del gruppo ACEA, il cui MOL è cresciuto di quasi 20% da un semestre all'altro, sono stati influenzati dalle modifiche apportate al criterio di consolidamento di Tirreno Power e Umbra Acque, ma anche da un miglioramento del margine energia e gas (+28 milioni di euro), al netto della valutazione a *fair value* dei contratti finanziari di acquisto e vendita di *commodities*. La crescita della marginalità sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas e l'incremento del contributo della cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, con le maggiori quantità vendute, spiegano invece il miglioramento di redditività (+15%) per il gruppo IRIDE.

Tabella 1. Andamento vendite consolidate			
(mln €)	1S-08	1S-07	Var %
Enel	29,316	18,857	55.5
Edison *	5,005	4,052	23.5
A2A**	2,988	2,423	NS
IRIDE	1,193	1,102	8.3
ACEA	1,474	1,192	23.6
Eni Gas & Power	16,892	13,722	23.1
* Incluso 50% Edipower			
** Incluso 20% Edipower e 50% Edison			
Fonte: elaborazioni REF su dati di bilancio			

Tabella 3. Andamento Reddito Operativo			
(mln €)	1S-08	1S-07	Var %
Enel	5,285	3,134	68.6
Edison *	442	572	-22.7
A2A**	351	353	NS
IRIDE	133	112	18.8
ACEA	174	139	25.6
Eni Gas & Power	2,284	2,106	8.5
* Incluso 50% Edipower			
** Incluso 20% Edipower e 50% Edison			
Fonte: elaborazioni REF su dati di bilancio			

Le attività di mercato

La generazione di energia elettrica

L'analisi dei volumi di produzione di energia elettrica nel primo semestre dell'anno rispetto a quelli realizzati dello stesso periodo del 2007, riportata in **Figura 1**, mostra una sostanziale stabilità per Enel ed Edison, e un decremento compreso tra il 2% e il 5% per i gruppi Iride e AceaElectrabel. I dati di produzione per le altre imprese di generazione non sono attualmente disponibili, in quanto si tratta prevalentemente di imprese non quotate in Borsa.

L'attività di generazione di Enel mostra subito un importante incremento della produzione idroelettrica (+1.4 TWh), compensata però dalla minor produzione termoelettrica. Il mix produttivo cambia significativamente rispetto al primo semestre 2007, con la fonte idroelettrica che sale al 27% sul totale delle fonti rispetto al 24% del primo semestre 2007, e la produzione termoelettrica che rappresenta il 66.7% sul totale rispetto al 69.7% dei primi sei mesi del 2007. A seguito dell'operazione di aggregazione tra AEM Milano e ASM Brescia, A2A oggi dispone di una capacità installata complessiva pari a 3.4 GW, di cui 2.5 termoelettrici e 0.9 idroelettrici. La produzione termoelettrica totale relativa al primo semestre 2008 è stata pari a 4.76 TWh mentre la produzione idroelettrica si è attestata ad oltre 1 TWh. Per Edison le produzioni nette si attestano a 26.3 TWh, sostanzialmente invariate rispetto allo stesso semestre 2007: tale invarianza è frutto della crescita della produzione termoelettrica, idroelettrica ed eolica delle centrali a servizio dei mercati

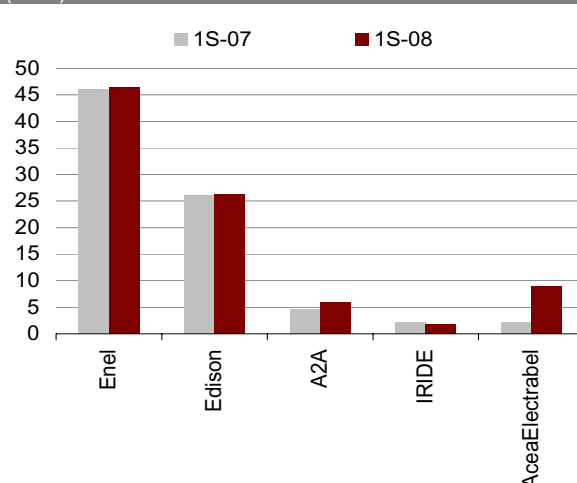
Tabella 2. Andamento Margine Operativo Lordo			
(mln €)	1S-08	1S-07	Var %
Enel	7,405	4,462	66.0
Edison *	809	904	-10.5
A2A**	527	504	NS
IRIDE	197	171	15.2
ACEA	294	246	19.7
Eni Gas & Power	2,624	2,439	7.6
* Incluso 50% Edipower			
** Incluso 20% Edipower e 50% Edison			
Fonte: elaborazioni REF su dati di bilancio			

non regolamentati e al contempo della riduzione nella produzione delle centrali in regime CIP6.

L'aumento dei volumi di produzione per AceaElectrabel riflette il consolidamento proporzionale di Tirreno Power; se si considerano i soli impianti di pertinenza di AceaElectabel, l'energia elettrica prodotta nel primo semestre 2008 è stata pari a 2.17 TWh, in calo del 2.3% rispetto ai primi sei mesi del 2007: tale andamento risulta da un aumento del 45% della produzione idroelettrica, compensata negativamente dalla riduzione di oltre il 6% della produzione termoelettrica dovuta al fermo della centrale di Voghera prolungatosi fino alla seconda metà del mese di giugno. Infine, per Iride Energia, la produzione elettrica è stata pari a 1.85 TWh, in riduzione dell'11% rispetto al primo semestre 2007. La *performance* è stata determinata dal calo del 13% nella produzione idroelettrica, per via delle attività di *repowering* di alcuni impianti della Valle Orco, e dal -11% registrato nella produzione termoelettrica, a causa del fermo della centrale di Mirafiori Nord.

A fronte di volumi di produzione stabili o in declino, i risultati economici delle imprese analizzate mostrano al contrario una buona tenuta e, nel caso di Enel ed Edison,

Figura 1. Produzione di energia elettrica (TWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati di bilancio

anche un incremento della marginalità per MWh prodotto (**Tabella 4**). Nel dettaglio:

➤ **Enel.** I risultati del primo semestre 2008 per la divisione Generation and Energy Management del gruppo Enel hanno visto ricavi in crescita del 41% rispetto ai primi sei mesi del 2007. Oltre ad un generale incremento dei prezzi di vendita registrato in tutti i mercati di riferimento, i principali fattori cui attribuire la performance sono le maggiori vendite di energia elettrica destinate al mercato libero (+14.1 TWh vendute dalla divisione Mercato), maggiori ricavi conseguiti sulla Borsa elettrica per circa 434 milioni di euro (soprattutto legati all'effetto prezzi) e la crescente attività di *trading*. L'andamento positivo del fatturato si è riversato anche sulla redditività di gruppo: il margine operativo lordo è cresciuto, sebbene meno che proporzionalmente rispetto all'andamento dei ricavi, del 6% a 2 miliardi di euro circa e il MOL/MWh è cresciuto da 41.4 euro/MWh a 43.5 euro/MWh, nonostante la stabilità nei volumi di produzione. Tale incremento è sostanzialmente riconducibile al diverso e più favorevole mix di produzione che, in un regime di prezzi crescenti sia dei combustibili che dell'energia elettrica, ha fatto registrare un significativo aumento della generazione da fonte idroelettrica grazie alle favorevoli condizioni di idraulicità del secondo trimestre 2008. A tale fenomeno si aggiunge l'effetto della variazione positiva dei risultati derivanti dalla gestione del rischio *commodity*.

➤ **Edison.** Il settore elettrico del gruppo Edison, che include anche i risultati dell'attività di vendita, mostra ricavi di vendita pari a 3.86 miliardi di euro, +19.1% rispetto ai primi sei mesi del 2007, per via delle maggiori quantità vendute sul mercato libero (+16.2%) e dell'incremento dei prezzi di vendita. La migliore performance sul mercato libero ha spinto il MOL in leggero aumento (+2.4%). In tal modo Edison è stato in grado di accrescere il MOL/MWh a oltre 24 euro/MWh e compensare il forte calo del segmento CIP6, penalizzato: 1) dalla scadenza di alcune convenzioni esistenti, la quale ha pesato per 30 milioni di euro a livello di MOL; 2) dal margine cessante relativo a 7 centrali termoelettriche cedute (15 milioni di euro, e un calo dei volumi di vendita pari al 18.4%); 3) dagli

effetti della delibera 249/06 (che ha comportato il termine dell'applicazione della tariffa incentivata per l'energia CIP6) la quale non ha ancora consentito il completo recupero dei costi di combustibile.

➤ **A2A.** Con l'applicazione dei nuovi criteri di rappresentazione delle filiere (Filiere Energia, Filiera Gas e Calore), il bilancio consolidato di A2A non mostra più in maniera disaggregata i risultati per le attività di produzione e vendita di elettricità e i dati relativi alla vendita di gas naturale, in quanto vengono da ora in poi raggruppati in un'unica area di business denominata *Filiera Energia*. Attualmente non vi è quindi la possibilità di determinare un indicatore di redditività per la generazione elettrica così come fatto per le altre imprese elettriche. Basti dire che il MOL complessivo per tutte le attività di mercato (produzione e vendita di energia elettrica, approvvigionamento e vendita all'ingrosso e al dettaglio di gas naturale) ha raggiunto complessivamente i 226 milioni di euro, 9.5% rispetto ai ricavi di vendita.

➤ **IRIDE Energia.** Nonostante il calo significativo nei volumi di produzione registrato nel periodo in esame, i ricavi dell'attività di generazione elettrica di Iride Energia sono aumentati del 9% rispetto al primo semestre 2007, mentre il MOL è rimasto pressoché invariato a 64 milioni di euro.

➤ **AceaElectrabel.** La variazione positiva nel MOL semestre su semestre (pari ad oltre 55 milioni di euro), è dovuta principalmente all'effetto della modifica del criterio di consolidamento di Tirreno Power, che apporta un contributo positivo al margine di circa 30 milioni di euro. A parità di perimetro quindi la redditività operativa per l'attività di generazione si riduce di 1.5 milioni di euro in conseguenza all'indisponibilità dell'impianto di Voghera (riavviato il 13 giugno 2008) e delle minori quantità prodotte dalla centrale di Roselectra.

Approvvigionamento e vendita di gas naturale

Le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale hanno avuto *performance* negative nel corso del primo semestre 2008. Nel caso della divisione Gas

Tabella 4. Generazione elettrica

	Ricavi (mln €)			MOL (mln €)			MOL / Ricavi (%)		MOL / MWh (€/MWh)	
	1S-07	1S-08	Var %	1S-07	1S-08	Var %	1S-07	1S-08	1S-07	1S-08
ENEL	7,710	10,865	40.9	1,905	2,021	6.1	25	19	41.4	43.5
Edison *	3,244	3,864	19.1	621	636	2.4	19	16	23.7	24.1
IRIDE	227	248	9.1	63	64	0.5	28	26	19.6	18.8
ACEA Electrabel	59	174	192.1	12	31	164.9	20	18	5.2	3.4

* Incluso 50% Edipower e i risultati delle vendite di energia elettrica

** AEM Produzione + 20% di Edipower, ex 50% di Edison. Sono inclusi i dati della vendita al mercato ex-regolamentato

Fonte: elaborazioni REF su dati di bilancio

& Power di Eni, si nota subito dai dati riportati nella **Tabella 5** come sebbene le vendite di gas naturale siano cresciute del 6.7%, soprattutto per effetto delle vendite internazionali, il rapporto tra MOL e volume venduto, misura espressa in centesimi di euro per metro cubo, si è ridotto in maniera importante (-14%) a 2.75 centesimi di euro/mc, per via anche delle modalità di indicizzazione del costo della materia prima registrato nelle vendite al settore residenziale del primo trimestre 2008, ma anche forse per l'operare della concorrenza, in un anno di domanda debole ed in cui l'ingresso, previsto per fine 2009, di un nuovo operatore come Edison può aver condizionato l'intero comparto.

Nel settore Idrocarburi di Edison i volumi complessivi venduti sono stati pari a 7.4 Gmc, in aumento del 9.% rispetto al primo semestre 2007. Nonostante ciò, il comparto ha registrato un calo di quasi il 34% del MOL il quale si è attestato a 209 milioni di euro. Tale flessione è concentrata nel secondo trimestre 2008

Anche Enel nell'ambito delle vendite di gas naturale, ha visto crescere significativamente i ricavi dell'attività (quasi 200 milioni di euro) e il MOL di circa 15 milioni di euro, grazie all'incremento del numero dei clienti e conseguentemente ad un aumento delle quantità vendute.

Tabella 5. Vendita di gas naturale			
(Gmc)	1S-07	1S-08	Var %
ENI GAS & POWER			
Vendite Italia + Europa	46.63	49.75	6.7
MOL Vendita (Mln/€)	1,487	1,366	-8.1
MOL/mc (cent.€/mc)	3.19	2.75	-13.9
EDISON - DIVISIONE IDROCARBURI			
Vendite gas	6.81	7.46	9.6
MOL Idrocarb. (Mln/€)	315	209	-33.7
MOL/mc (cent.€/mc)	4.63	2.80	-39.4
Fonte: elaborazioni REF su dati di bilancio			

Le attività regolate

La **Tabella 6** riassume i dati economico-finanziari relativi all'andamento delle attività regolate, in particolare trasporto di energia elettrica e gas (rispettivamente, Terna e Snam Rete Gas), distribuzione di energia elettrica (Enel Distribuzione, A2A, IRIDE-AEM Torino, ACEA Distribuzione) e distribuzione di gas naturale (A2A, Enel Rete Gas). I ricavi consolidati di Terna registrano un incremento del 4% rispetto al primo semestre 2007: in particolare, i maggiori ricavi per il trasporti di energia nella rete di trasmissione nazionale italiana, pari a 9 milioni di euro, sono riconducibili all'effetto combinato della riduzione della tariffa unitaria, in seguito all'entrata in

vigore della nuova regolamentazione per il terzo periodo di regolazione delle tariffe elettriche di rete (delibera 348/07), e agli impatti positivi del consolidamento di RTT e della rilevazione di conguagli negativi nel primo semestre 2007. Il margine operativo lordo cresce tuttavia meno che proporzionalmente rispetto al fatturato (+1.7%), per via dei maggiori costi del lavoro e per le attività di esercizio e manutenzione in Italia. Per Snam Rete Gas la crescita del 5.6% dei ricavi regolati è stato il risultato del combinarsi di alcuni fattori: la presenza di incentivi tariffari agli investimenti di sviluppo nella rete (che hanno rappresentato 38 milioni di euro), più elevati volumi di gas trasportato (+23 milioni di euro) parzialmente compensati dall'aggiornamento della tariffa di trasporto per l'anno termico 2007/2008 che ha comportato la perdita di 15 milioni di euro a livello di fatturato.

Per la distribuzione di energia elettrica, Enel Distribuzione realizza 274 milioni di euro, dovuti essenzialmente alla nuova regolazione dei servizi di trasmissione di energia elettrica che ha previsto, in applicazione del decreto legge 73/07 di liberalizzazione del mercato finale, il riconoscimento alle imprese di distribuzione della componente tariffaria di commercializzazione del trasporto (componente PCT) in precedenza contabilizzata all'interno della divisione Mercato del gruppo. Il MOL per la divisione è cresciuto del 14%, grazie non alla presenza di tali elementi *one-off*, che includono la rideterminazione delle partite energia del 2005 e 2006 a seguito dell'allineamento dei punti di prelievo sulle reti di alta tensione (+114 milioni di euro), ma anche al miglior risultato del margine energia per 20 milioni di euro circa, cui si è accompagnato un maggior efficientamento operativo della rete. Contrariamente a quanto rilevato per la distribuzione elettrica, l'attività di distribuzione di gas naturale mostra invece risultati in pesante calo, con un decremento di 17 milioni di euro riconducibile all'effetto di partite pregresse relative ai vettoramenti per il periodo 2004-2006, parzialmente compensato dall'incremento del margine connesso all'aumento delle quantità vettoriale (+11.6% rispetto al primo semestre 2007).

I risultati per la distribuzione elettrica di IRIDE (AEM Torino) risentono della cessione di tutti i clienti dell'ex mercato vincolato ad Iride Mercato avvenuta il 1 luglio 2007, in seguito alla completa liberalizzazione del mercato elettrico, in quanto la società non è più preposta all'attività di vendita di energia elettrica. In particolare, il MOL, in calo del 5% rispetto al primo semestre 2007, ha risentito della contrazione delle nuove tariffe di distribuzione rispetto al precedente periodo regolatorio (2004-2007) e ai minori contributi di allacciamento per un calo delle richieste da parte dei clienti finali.

Tabella 6. Attività regolate

	Ricavi (mln €)			MOL (mln €)			MOL / Ricavi (%)	
	1S-07	1S-08	Var %	1S-07	1S-08	Var %	1S-07	1S-08
Terna	642	668	4.0%	471	479	1.7%	73.4	71.7
Snam Rete Gas	887	940	6.0%	709	741	4.5%	79.9	78.8
Enel Distribuzione	2,572	3,148	22.4%	1,683	1,926	14.4%	65.4	61.2
AEM TO Distribuzione Ele	136	50	-63.0%	27	25	-5.0%	19.5	50.1
Acea Distribuzione Ele	225	232	3.1%	118	113	-4.2%	52.4	48.7
A2A (Distr. Ele + Gas)	157	268	70.7%	82	122	48.8%	52.2	45.5
Enel Rete Gas	169	154	-8.9%	99	82	-17.2%	58.6	53.2

Fonte: elaborazioni REF su dati di bilancio

PANORAMA EUROPEO

In breve dall'Europa

La riforma della regolazione del bilanciamento in Germania: le misure per lo sviluppo di un mercato più concorrenziale

Alla fine del mese di agosto appena trascorso la BNA, il regolatore tedesco, ha avviato un procedimento giudiziario contro alcuni operatori nazionali delle reti di trasporto, accusati di non aver adottato le misure necessarie per portare a termine entro la scadenza fissata la fusione delle proprie reti di trasporto per il gas a basso potere calorifico. RWE Transportnetz Gas, E.ON Gastransport, EWE Netz, Erdgas Munster Transport e Gasunie Deutschland Transport Services non hanno infatti mantenuto l'impegno preso con il regolatore a migliorare, entro il 1° ottobre 2008, le connessioni fisiche e commerciali tra le proprie reti, al fine di ridurre il numero delle zone di bilanciamento e di permettere lo sviluppo di un mercato concorrenziale sulle stesse. L'accusa avanzata dal regolatore è quella di abuso di posizione dominante sui mercati locali, tanto più grave, ribadisce lo stesso direttore della BNA, se si considera che, essendo il gas a basso potere calorifico destinato prevalentemente alle utenze domestiche, con questa inadempienza le imprese citate hanno di fatto posto un limite sostanziale alla possibilità dei consumatori finali di scegliere sul mercato il fornitore ritenuto più conveniente.

La procedura avviata dalla BNA si inserisce nel quadro di una più generale riforma del sistema di bilanciamento tedesco, fino ad ora progettato in modo da adeguarsi alle esigenze tecniche della rete nazionale di trasporto del gas, suddivisa in più porzioni spesso non comunicanti ed adibite al trasporto di due diversi tipi di gas, ad alto ed a basso potere calorifico.

Gli obiettivi propriari delle riforme promosse dal regolatore negli ultimi mesi sono stati una riduzione del numero delle zone di bilanciamento ed una semplificazione delle procedure necessarie per trasportare gas attraverso più reti non interconnesse, al fine sia di contribuire allo sviluppo di una maggiore concorrenza tra gli operatori del settore, sia di promuovere la crescita dei punti di scambio virtuali che alcuni operatori hanno proposto sulle proprie reti, sia infine di limitare l'aumento dei prezzi del gas naturale favorendo l'ingresso di nuovi operatori. La BNA ha così promosso l'adozione del cosiddetto "two contract model", un sistema grazie al quale è possibile, per uno shipper, acquistare capacità in ingresso e capacità in

uscita presso due diversi operatori, purchè tra questi sussista un apposito accordo per formare un'unica zona di bilanciamento che includa le reti di entrambi.

Alla fine di maggio il regolatore ha poi adottato una nuova risoluzione che stabilisce:

- il passaggio ad un sistema di bilanciamento basato sul giorno gas, anziché sulla singola ora,
- l'adozione di un riferimento ai prezzi di mercato del gas naturale per il calcolo del *settlement* dovuto per gli eventuali sbilanciamenti sulla rete,
- l'uso di profili standard di prelievo, formulati quotidianamente per il giorno seguente e destinati a costituire il riferimento obbligatorio per calcolare gli eventuali sbilanciamenti di ciascuno *shipper*: si otterrà in questo modo un'importante riduzione del rischio di sbilanciamenti generati da comportamenti imprevedibili degli utenti domestici o delle piccole imprese.

Le disposizioni contenute in questa risoluzione saranno vincolanti per i gestori delle reti di trasporto a partire dal 1° ottobre 2008. Con le novità introdotte dalla BNA la regolazione del trasporto in Germania si avvicinerà al modello già adottato nel Regno Unito, nei Paesi Bassi, in Belgio ed in Francia. L'adozione di un profilo di prelievo standard, comunicato ex ante agli *shipper* interessati, ed il passaggio a un riferimento temporale giornaliero anziché orario per la valorizzazione degli sbilanciamenti, potranno rivelarsi utili per aggirare la mancanza di dati attendibili ed aggiornati circa i consumi di gas degli utenti domestici e delle piccole imprese.

Rimane però in sospeso la questione relativa alla fusione delle reti: un'attività che, nonostante gli incentivi forniti dal regolatore, la maggior parte delle imprese interessate considera poco profittevole per motivi legati principalmente all'ipotesi di cessione obbligatoria delle reti di cui si discute a livello comunitario.

Nuovo studio e quantificazione del costo e dei benefici per le rinnovabili in Europa

E' stato di recente pubblicato sul sito della Commissione Europea un aggiornamento dei risultati dello studio Progress, relativo alle stime dell'impatto delle politiche di promozione e crescita delle rinnovabili¹. Il rapporto

¹ AA. VV., *Progress – Promotion and growth of renewable energy sources and systems*, Final Report, Utrecht 5 marzo 2008.

fornisce un aggiornamento della valutazione degli effetti del raggiungimento dell'obiettivo RES del 20% in termini consumi finali di energia, obiettivo ridefinito nella nuova bozza di direttiva, che risulta in termini di energia primaria pari al 18%, quindi a conti fatti secondo il modello di simulazione utilizzato nello studio meno stringente.

Metodologicamente l'approccio seguito ha previsto i seguenti passi:

- identificazione del portafoglio di tecnologie che consentono di conseguire gli obiettivi con una quantificazione delle possibilità per paesi sulla base dei potenziali;

- determinazione dei costi aggiuntivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, calcolando anche il costo evitato ed i benefici in termini sicurezza degli approvvigionamenti e riduzione della CO₂.

Il contributo settoriale al conseguimento dell'obiettivo viene, come noto, principalmente dalle tecnologie per la produzione di energia elettrica, la cui quota dovrebbe salire dall'attuale 16% al 35%. La produzione di calore salirebbe invece dal 10% al 20% sulla totale della domanda. La quota di pertinenza dei combustibili per il trasporto resta fissata, così come contenuto nella proposta di direttiva, al 10%. Lo studio giunge a quantificare l'aumento delle produzioni derivante dalle diverse tecnologie ed il contributo dei diversi paesi al conseguimento dell'obiettivo EU27.

L'Italia potrebbe vedersi assegnato un obiettivo inferiore al 17% indicato nella bozza di direttiva (14.2%), ed anche in termini di quota di produzione rinnovabile sul totale della produzione elettrica l'incidenza potrebbe essere nell'intorno del 27%.

La quantificazione dei costi e dei benefici condotta nella seconda parte dello studio evidenzia che:

- un miglioramento dell'efficienza è indispensabile per rendere perseguibile anche l'obiettivo delle rinnovabili ad un costo contenuto: più alta è la domanda più le tecnologie per raggiungere l'obiettivo sono costose;

- le rinnovabili sono un importante strumento per ridurre le emissioni: il conseguimento dell'obiettivo 20-20 riduce del 14% il livello delle emissioni rispetto al 1990;

- la diversificazione consente di migliorare la sicurezza: essa implica infatti una riduzione domanda di petrolio del 12%, delle importazioni di gas del 24% e di carbone del 50%. Il differenziale dei costi rispetto ai benefici quantificabili (cioè senza considerare i costi ambientali ulteriori) delle politiche è tanto minore quanto maggiore il costo delle fonti fossili;

- la penetrazione delle rinnovabili ha comunque un costo, quantificato in 18 miliardi di euro in media all'anno con prezzo del petrolio a 50\$/b. Costo che può ridursi a 10 miliardi di euro agli attuali livelli di costo del petrolio;

- il raggiungimento degli obiettivi richiede che tutti i settori vi contribuiscano: le politiche attuali hanno diversi strumenti per elettricità e, seppure in misura più limitata per i biocarburanti. Mancano invece le politiche per incentivare l'utilizzo delle rinnovabili per la produzione di calore;

- lo sfruttamento del potenziale disponibile in ciascun paese è condizione indispensabile per raggiungere gli obiettivi globali europei al costo minore: se qualche stato membro non sfruttasse il proprio potenziale diventerebbe più difficile il perseguimento dell'obiettivo finale e più costoso il raggiungerlo.

Sono circolate anche in Italia valutazioni, attribuite al MSE ed al Ministero dell'Ambiente, sul costo per il perseguimento degli obiettivi ambientali al 2020. I valori indicati dagli organi di stampa sembrano essere molto superiori rispetto alle stime contenute nel rapporto Progress per l'Italia. Non sono state tuttavia rese note le ipotesi di partenza utilizzate nel calcolo fatto per l'Italia, né la metodologia utilizzata. Un confronto approfondito su criteri di stima e potenzialità sarebbe invece necessario per giungere ad una analisi ragionata tra costi e benefici effettivi e complessivi delle politiche in discussione. Esse dovrebbero rappresentare, in un'ottica di lungo periodo, anche nel nostro Paese, una opportunità d'investimento per lo sviluppo tecnologico più che un costo. Il problema è disegnarle bene, senza disperdere risorse.

STRUTTURA E MERCATI

Il mercato dei combustibili

Mercato petrolifero

Dopo sei mesi di ascesa quasi interrotta, sono bastati due mesi per riportare i prezzi del petrolio ai livelli di inizio anno. Attualmente, infatti, il Brent quota poco più di 100 \$/bbl (circa 70 €/bbl, **Figura 1**), ben 40 dollari in meno rispetto al massimo storico di inizio luglio.

Partendo dal quadro macroeconomico, hanno inciso sui prezzi del greggio i segnali di rallentamento di economie che inizialmente erano sembrate meno toccate dalla crisi internazionale.

Per quanto riguarda specificamente la domanda petrolifera, i segnali di rallentamento, soprattutto negli Stati Uniti, sono stati più evidenti negli ultimi mesi di quanto lo fossero stati nel primo semestre.

Un altro fattore importante della discesa, probabilmente quello che ne ha determinato la misura particolarmente ampia, è l'ondata di liquidazioni di posizioni di acquisto sui *future* quotati sul Nymex avvenuta nei mesi estivi.

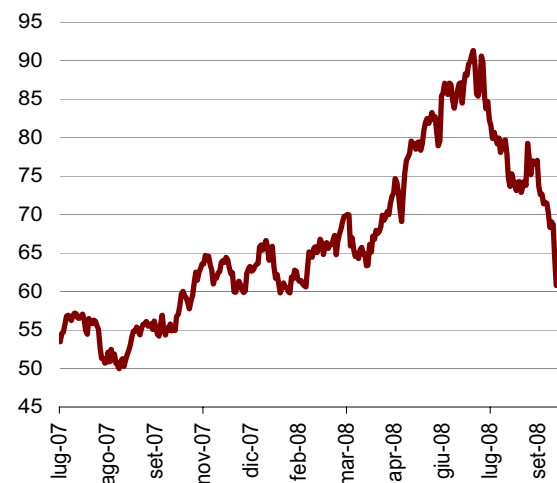
Infine, va considerato l'andamento del tasso di cambio \$/€, che ha subito un forte calo negli ultimi due mesi. In effetti, i prezzi del Brent in €/bbl, cioè al netto dell'effetto tasso di cambio, sono scesi, rispetto all'aggiornamento di luglio, del 14%, mentre gli stessi prezzi in dollari sono scesi del 20%.

Mercato dei combustibili derivati

I prezzi dei principali combustibili derivati dal petrolio utilizzati per la generazione elettrica hanno seguito l'andamento delle quotazioni petrolifere, facendo segnare ribassi molto significativi.

Le quotazioni del gasolio CIF MED Genoa-Lavera hanno fatto segnare, in media mensile, un valore di circa 1230 \$/t nel mese di luglio e 1040 \$/t nel mese di agosto. Il dato provvisorio di settembre si attesta a circa 935 \$/t. Andamento simile per il gasolio 0.1% FOB Rotterdam Barges, utilizzato per il calcolo dell'indice ITEC™, sceso

Figura 1. Andamento del prezzo del Brent Dated (€/bbl)



Fonte: Platts

al di sotto di quota 900 \$/t a metà settembre, anche se i prezzi del combustibile nell'ultima settimana si sono riavvicinati a quota 1000 \$/t.

I prezzi dell'olio BTZ Genoa-Lavera, utilizzato nella formula della QE, sono passati da circa 700 \$/t di fine luglio a valori di circa 600 \$/t. Discesa ancora più forte per il BTZ 0.1% FOB Rotterdam Barges, utilizzato per il calcolo dell'indice ITEC™, le cui quotazioni sono passate da circa 700 \$/t a circa 500 \$/t.

Mercato del carbone

Le quotazioni dei principali carboni sono in generale state soggette a rialzi nel mese di agosto e sono diminuite nel mese di settembre. I prezzi del carbone CIM ARA CIF, utilizzato per il calcolo dell'indice ITEC™, hanno raggiunto un picco a fine agosto prossimo a 200 \$/t, per poi scendere fino a circa 160 \$/t a metà settembre.

I mercati e gli incentivi ambientali

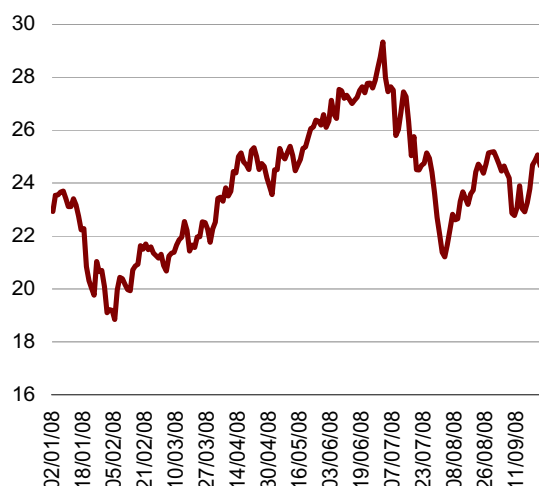
L'introduzione di mercati ambientali obbliga i soggetti partecipanti ad "internalizzare" costi che prima non erano tenuti in considerazione. Tali costi hanno un peso sempre più consistente sul prezzo all'ingrosso dell'elettricità. Recenti modifiche normative, quali la riforma del sistema dei certificati verdi, rendono poi necessario un costante monitoraggio delle dinamiche di mercato.

Anche sistemi di incentivazione non di mercato quali lo schema CIP 6 necessitano attenzione, sia perché i livelli di incentivo sono legati agli andamenti del mercato dei combustibili, sia perché i costi complessivi del sostegno sono traslati a valle sui consumatori.

EU ETS: andamento legato ai prezzi dei combustibili

I prezzi dei permessi di emissione europei (EUA) si attestano sui livelli indicati nell'ultimo aggiornamento (fine luglio), ossia circa 25 €/tCO₂eq (**Figura 1**). Negli ultimi due mesi il mercato europeo della CO₂ è stato caratterizzato da bassa liquidità (di natura stagionale) ed un andamento altalenante dei prezzi, che hanno seguito sostanzialmente i prezzi dei combustibili.

Figura 1. Prezzi degli EUA con consegna Dic.08
(€/tCO₂eq)



Fonte: ICE

Si sono mantenuti sui livelli di fine luglio anche i prezzi dei crediti da progetti condotti nei paesi in via di sviluppo (CER), quotati sulle principali borse a circa 20 €/tCO₂eq, cosicché il differenziale di prezzo EUA-CER è rimasto a circa 4 €/tCO₂eq. Nel mese di ottobre dovrebbe essere realizzato il collegamento tra registro

europeo (CITL) e registro internazionale delle emissioni (ITL), cosicché i due titoli saranno presto sostituiti a tutti gli effetti l'uno dell'altro¹, e il differenziale di prezzo potrebbe assottigliarsi ulteriormente. Come più volte sottolineato, un importante *driver* del prezzo degli EUA è costituito dal livello di *switch* carbone/gas. Sulla base degli attuali prezzi di gas e carbone si stima che sia conveniente abbandonare il secondo a favore del primo per un prezzo degli EUA compreso tra 40 e 45 €/tCO₂eq². Il livello di *switch* spingerebbe, perciò, al rialzo le quotazioni dei permessi. E' essenziale, per capire se tale spinta possa avere effetto, valutare i fondamentali del mercato CO₂, in particolare la domanda di permessi.

Il mercato dei certificati verdi: prezzi nuovamente in discesa

I dati sugli scambi di certificati verdi (CV) sulla piattaforma gestita dal GME mostrano una sostanziale stabilità del prezzo, su livelli prossimi a 62 €/MWh (IVA esclusa) se si escludono le sessioni di agosto, in cui il prezzo ha subito una lieve diminuzione (60 €/MWh, **Tabella 1**). Il prezzo medio ponderato dei CV scambiati sul mercato GME da inizio anno si porta a circa a 79 €/MWh.

Tabella 1. Prezzi dei CV sulla piattaforma GME
(€/MWh)

Data sessione	Anno di rif. CV	Prezzo netto IVA	Numero CV scambiati
30/07/08	2008	62.0	1,350
13/08/08	2008	60.0	4,400
13/08/08	2007	60.0	2,000
27/08/08	2007	60.5	478
27/08/08	2008	60.3	2,790
03/09/08	2007	61.0	2,059
03/09/08	2008	62.5	2,280
10/09/08	2008	60.9	7,600
10/09/08	2007	60.9	1,000
17/09/08	2008	62.1	2,850
17/09/08	2007	61.7	2,312
24/09/08	2008	61.8	3,100
24/09/08	2007	61.7	7,901

Fonte: GME

¹ Si nota come ciò sia vero nei limiti della quantità massima rispetto alla quale è consentito il ricorso ai crediti da progetti condotti in paesi terzi da parte dei partecipanti all'EU ETS.

² La stima è effettuata considerando i prezzi di gas e carbone alla centrale utilizzati per il calcolo dell'indice ITECTM e considerando un livello medio di efficienza degli impianti a ciclo combinato gas del 53% e degli impianti a carbone del 35%. I fattori di emissione utilizzati sono 0.38 tCO₂/MWh per gli impianti a gas e 0.9 tCO₂/MWh per gli impianti a carbone.

Le quantità scambiate sono tornate ad aumentare. Nel mese di settembre sono stati scambiati circa 30000 titoli, di cui circa la metà relativi al 2007. Ammesso che la tendenza sia simile nelle contrattazioni bilaterali, essa testimonia la necessità per molti operatori di liquidare i CV in portafoglio e/o l'aspettativa di prezzi in ulteriore discesa nel prossimo futuro.

Le prossime modifiche normative tese a sostenere i prezzi dei CV potrebbero, già prima dell'approvazione del decreto attuativo della legge Finanziaria 2008, portare ad un'inversione di tendenza nel mercato CV.

CIP 6: le previsioni del costo evitato di combustibile

Con una sentenza di gennaio 2008 il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso dell'AEEG contro la cancellazione della delibera 249/06, che interveniva a disciplinare l'aggiornamento della componente di costo evitato di combustibile (CEC) della tariffa CIP 6 a seguito della scadenza del contratto SNAM/Confindustria, ed era stata annullata con una sentenza del TAR Lombardia del maggio 2007. La delibera ha attuazione, perciò, a partire dal primo gennaio 2007.

Ai sensi della 249/06 l'aggiornamento del "valore del gas naturale" utilizzato per la determinazione del CEC³ avviene sulla base dell'indice It, secondo i criteri previsti dalla delibera 52/99 e successive modificazioni, a partire da un valore del gas naturale di 12.76 eurocent/mc e ponendo lo stesso indice It uguale ad 1 al primo ottobre 2004.

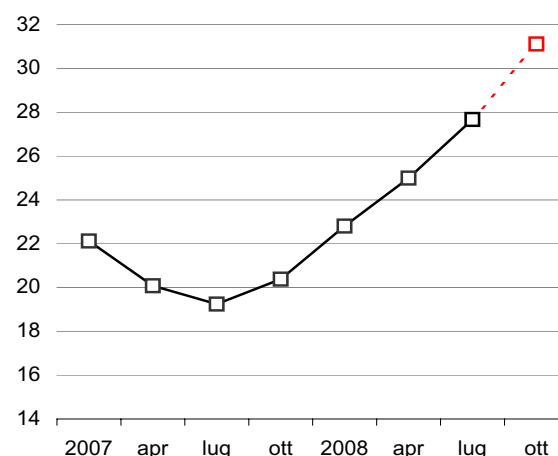
Con la delibera ARG/elt 49/08 l'AEEG ha determinato il valore di congruaggio del CEC per l'anno 2007, pari a 5.75 eurocent/kWh, e ha stabilito che tale valore rappresenti il valore in acconto per il 2008.

³ Il valore del gas naturale forma, assieme alla componente relativa al trasporto e quella relativa al margine di commercializzazione all'ingrosso, il "prezzo medio del combustibile convenzionale", il quale è poi moltiplicato per un valore di consumo specifico pari a 0.227 mc/kWh ai fini dell'ottenimento del CEC.

L'AEEG ha poi avviato un processo di consultazione in cui esprime i propri orientamenti circa l'aggiornamento del CEC per il 2008. Il Regolatore propone il mantenimento dell'attuale metodologia di aggiornamento, salvo considerare l'eventuale modifica dei parametri di indicizzazione del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso (CCI, corrispettivo che entra nella determinazione del prezzo medio del combustibile convenzionale, sulla cui base si calcola il CEC), oggetto di un altro processo di consultazione tuttora in corso.

Considerando per il momento stabili le componenti trasporto e CCI, e sulla base dei prezzi *forward* dei combustibili sui mercati internazionali⁴, si prevede che il valore di congruaggio del CEC per il 2008 ammonti a 7.32 eurocent/kWh. La **Figura 2** illustra l'andamento storico e previsto della componente valore del gas naturale.

Figura 2. Il valore del gas naturale (del. 249/06)
(€cent/mc)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF

⁴ Per la previsione sono stati utilizzati i prezzi *forward* di Brent, WTI e tasso di cambio \$/€ rispettivamente si ICE, Nymex e Nybot. I valori *forward* per gasolio e olio combustibile sono ottenuti attraverso un modello econometrico di co-integrazione con i prezzi del petrolio.

Il mercato dell'energia elettrica

Domanda: il consuntivo di agosto

Secondo i dati pubblicati da Terna, nel mese di agosto la richiesta di energia elettrica in Italia è stata di 26,398 TWh, in crescita del 2.7% rispetto ad agosto 2007. Tale dato è in controtendenza rispetto a quanto rilevato da marzo a luglio quando la richiesta di energia elettrica è stata costantemente inferiore ai valori del 2007. Tale maggior richiesta di energia ad agosto potrebbe essere spiegata dai cambiamenti di abitudini di milioni di famiglie in termini di scelta delle vacanze: periodi di vacanze più brevi hanno comportato un maggior ricorso ai condizionatori e apparecchi refrigeranti sia nelle abitazioni private che negli uffici del terziario. Ad avvalorare tale ipotesi è la netta differenziazione territoriale dell'aumento: molto elevato nella zona Sud (+8.1%) e nelle zone insulari (Sardegna +8.9%, Sicilia +4.2%), modesta al Nord (+1.2%), dove l'aumento della temperatura è stato meno pronunciato.

I dati di produzione disaggregati per fonte mostrano, anche ad agosto, il forte incremento della produzione idroelettrica (+17.9%) e di quella eolica (+96.1%). L'incremento di produzione idroelettrica è naturalmente dovuto alle precipitazioni che hanno caratterizzato i mesi precedenti, mentre l'aumento della produzione eolica è da imputare ai nuovi impianti entrati in funzione nel corso dell'anno. La maggior produzione da fonti rinnovabili non ha provocato una riduzione della produzione da impianti termoelettrici (20,054 GWh), ma un forte calo del saldo estero (-12.7 %) (Tabella 1).

Tabella 1. Offerta di energia elettrica
(GWh e variazioni tendenziali)

	ago-08	ago-07	var. %
Produzione lorda	25,392	24,175	5.0%
Idroelettrico	4,216	3,575	17.9%
Termoelettrico	20,054	19,799	1.3%
Geotermoelettrico	469	468	0.2%
Eolico	653	333	96.1%
Saldo estero	2,598	2,975	-12.7%

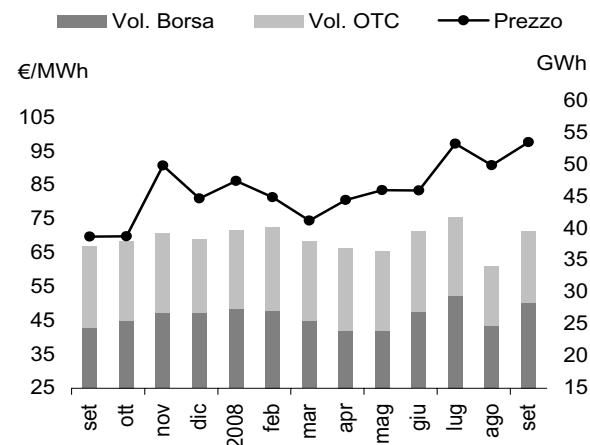
Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA

Prezzi: i primi dati di settembre

Il PUN, dopo la breve pausa di agosto, ha registrato nei primi 20 giorni di settembre valori molto elevati e prossimi a 100 euro/MWh in *baseload*. Il valore di questo mese, pari a 97.73 euro/MWh, è superiore al prezzo medio di luglio, dove generalmente viene registrato il picco massimo di prezzo estivo. L'inversione di tendenza registrata quest'anno è sicuramente conseguenza degli alti prezzi

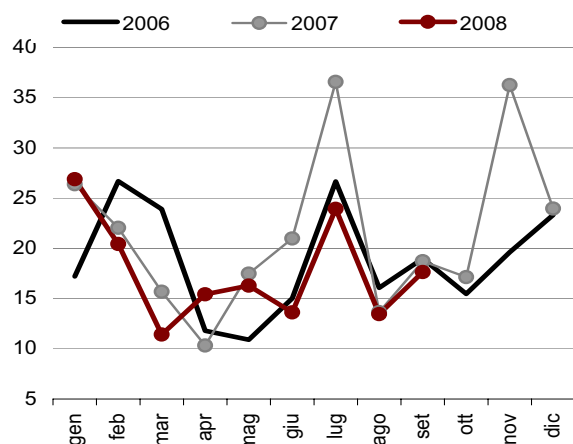
dei combustibili che vengono ancora scontati nei prezzi attuali dell'energia elettrica. Infatti, nonostante il calo del prezzo del petrolio, a causa dei *lag* temporali presenti nelle formula dei prezzi di acquisizione dei carburanti per la generazione elettrica, i costi di generazioni possono non reagire immediatamente alle variazioni dei prezzi spot dei combustibili. Il livello del PUN è stato sostenuto anche dal fabbisogno, rispetto al 2007, a settembre 2008 si registra un aumento del 6.3% in media giornaliera, tale incremento riporta il fabbisogno ai valori di giugno 2008 (39.63 GWh in media). L'aumento del fabbisogno è stato coperto attraverso un aumento delle contrattazioni in borsa, infatti anche a settembre la liquidità del mercato è stata superiore al 70% (Figura 1). La dinamica dello *spark spread* è stata analoga all'anno precedente: nei primi 20 giorni di settembre infatti si è assistito ad un incremento rispetto ad agosto con uno *spark spread* a quota 17.6 euro/MWh. Tale valore è in linea con lo *spark spread* registrato nel settembre 2007 e 2006. (Figura 2). Nelle prime tre settimane di settembre i prezzi hanno registrato valori elevati sia nelle ore di picco (134 euro/MWh) che in quelle di *off-peak* (82.4 euro/MWh). Il differenziale *peak-off-peak*, dopo il calo registrato ad agosto (28.11 euro/MWh), è nuovamente aumentato a settembre (51.40 euro/MWh). Tale aumento è naturalmente dovuto all'incremento dei prezzi nelle ore di picco trainati dall'aumento di domanda rispetto ad agosto. I prezzi *off-peak* invece, tra agosto e settembre, non hanno registrato particolari variazioni segno che i prezzi nelle ore di basso carico sono determinati primariamente in base ai costi di generazione. (Figura 3).

Figura 1. Prezzi e fabbisogno, medie mensili
sett. 2007 - sett. 2008 (€/MWh)



settembre primi 20 giorni

Fonte: Iplex

Figura 2. Spark Spread medio
(€/MWh)

settembre primi 20 giorni

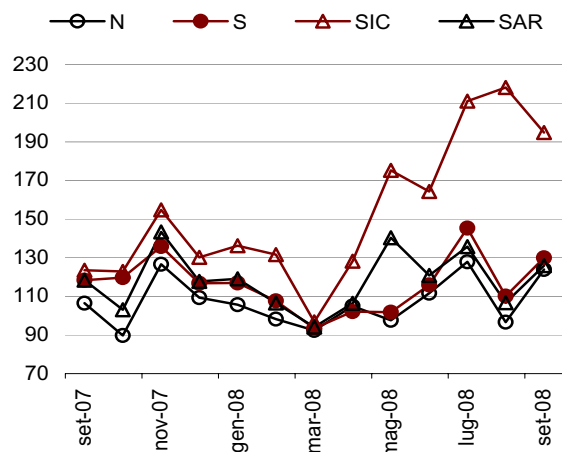
Fonte: elaborazioni REF

Dopo il forte incremento dei differenziali di prezzi zionali fra Sicilia e altre zone di mercato registrato in agosto, in settembre tali differenziali si sono mitigati.

A fronte di una diminuzione del prezzo in Sicilia sia nelle ore di picco (194.8 euro/MWh, -11% rispetto ad agosto) che in quelle di basso carico (92.4 euro/MWh, -26%), nelle altre zone, a settembre, si registra un aumento generalizzato in tutte le ore del giorno.

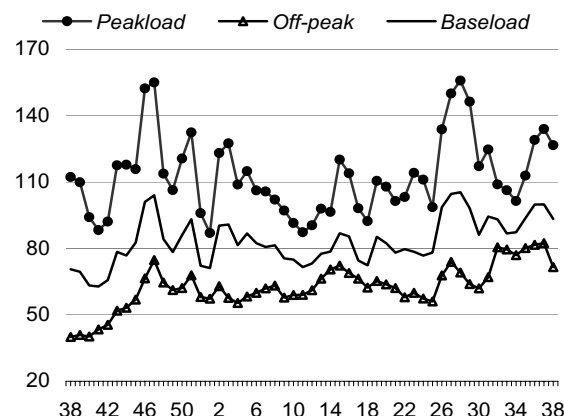
Nelle ore *peakload* i prezzi sono aumentati in misura maggiore al nord e al centro-sud/sud (rispettivamente +16% e +10% rispetto ad agosto), allineando i prezzi nelle zone peninsulari tra i 124 e i 130 euro/MWh.

Nelle ore di basso carico, come avviene da inizio anno, l'incremento rispetto ai valori 2007 è stato ingente: i prezzi sono raddoppiati praticamente in tutte le zone

Figura 4. Prezzi zionali media aritmetica ore
peakload - sett. 2007 - sett. 2008 (€/MWh)

settembre primi 20 giorni

Fonte: Ipex

Figura 3. Prezzi, medie settimanali aritmetiche
sett. 2007 - sett. 2008 (€/MWh)

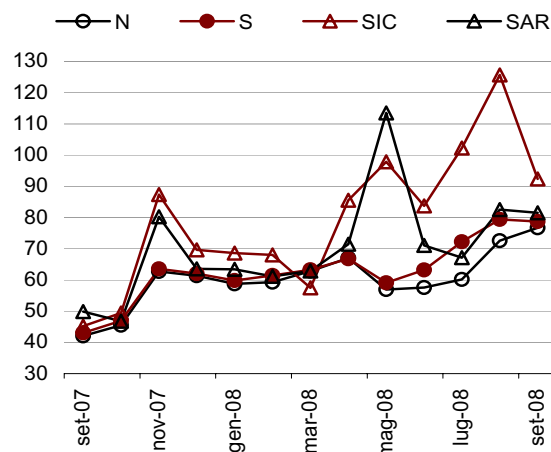
Peakload: feriali ore 8-20 - *Off-peak*: feriali restanti ore
settembre primi 20 giorni

Fonte: Ipex

di mercato. Rispetto ad agosto i prezzi *off-peak* sono aumentati solamente al nord ed al centro nord, mentre nelle altre zone sono rimasti invariati. In tutte le zone della penisola i prezzi *off-peak* si sono attestati intorno ai 77-79 euro/MWh, mentre in Sardegna il prezzo *off-peak* è stato pari a 81.5 euro/MWh.

L'aumento dei prezzi, soprattutto nella zona nord, è sicuramente trainato anche dall'aumento dei prezzi su Powernext, mercato a cui storicamente è agganciato il prezzo nella zona nord (Figura 4 e 5).

L'andamento dei prezzi zionali è naturalmente rispecchiato dai valori dei CCT: a settembre il differenziale fra i prezzi nelle diverse regioni si è ridotto determinando una riduzione dei CCT praticamente in tutte le zone.

Figura 5. Prezzi zionali media aritmetica ore
off-peak - sett. 2007 - sett. 2008 (€/MWh)

settembre primi 20 giorni

Fonte: Ipex

La zona con il maggior CCT è stata la Sicilia con un valore di -42.90 euro/MWh (-34% rispetto ad agosto) (Tabella 2).

A livello europeo, nelle prime tre settimane di settembre, i prezzi dell'energia elettrica hanno avuto dinamiche diverse nei paesi europei.

Sul mercato tedesco e francese si registra, rispetto ad agosto, un aumento sia dei prezzi *peakload*, con valori fra i 115 e i 177 euro/MWh, che dei prezzi *off-peak* con prezzi intorno ai 75 euro/MWh.

Tali incrementi (+40-50% rispetto al mese precedente) è riconducibile a diversi fattori: import/export tra Francia e Germania, temperature e avvio della campagna commerciale in Francia.

Per quanto riguarda i flussi di energia tra Francia e Germania si segnala che nelle ultime settimane è aumentato in modo consistente l'export verso il mercato tedesco nei giorni feriali.

Tale fenomeno può essere riconducibile ad un incremento della domanda in Germania, ma anche ad un basso margine di riserva tedesco che costringe gli operatori ad approvvigionarsi, nelle ore di picco, sul mercato francese.

Altra possibile causa degli aumenti dei prezzi è legato alle temperature decisamente sotto la media, specialmente in Francia, che può generare un aumento della domanda, spingendo al rialzo i prezzi.

Un terzo possibile elemento che può aver concorso all'aumento dei prezzi è l'avvio, nei prossimi mesi, della campagna commerciale in Francia che può portare gli operatori a cercare di mantenere prezzi elevati per riuscire a "spuntare" contratti migliori con i propri clienti.

Anche sul mercato spagnolo si registra un forte aumento dei prezzi nelle ore di basso carico (69.5 euro/MWh), mentre nelle ore di picco il prezzo è stato nettamente inferiore a quelli italiani (81.4 euro/MWh).

Si segnala che il mercato spagnolo è stato protagonista di diverse interruzioni di alcune centrali atomiche che, tra luglio e settembre, hanno dovuto interrompere la produzione a causa di guasti.

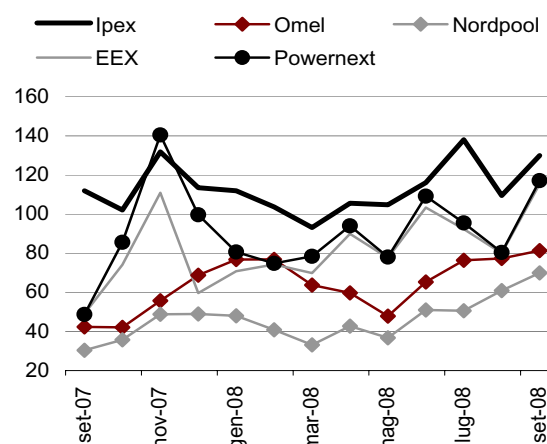
Infine il mercato Nordpool registra prezzi *peakload* ed *off-peak* abbastanza allineati ed intorno ai 65-70 euro/MWh.

I prezzi *peakload* sono in linea con i valori registrati negli altri mesi, mentre i prezzi *off-peak* sono decisamente elevati anche su questo mercato, segnale che l'aumento dei carburanti per la generazione ha avuto impatto anche su questo mercato (Figura 6 e 7).

Tabella 2. Costi medi zionali di congestione (€/MWh) Media aritmetica

	ago-08	set-08
Nord	8.86	4.11
Centro Nord	8.41	3.35
Centro Sud	-1.29	0.93
Sud	-1.29	0.93
Calabria	-1.01	2.56
Sicilia	-65.25	-42.90
Sardegna	-2.39	0.59
settembre primi 21 giorni		
Fonte: elaborazioni REF su dati Ipx		

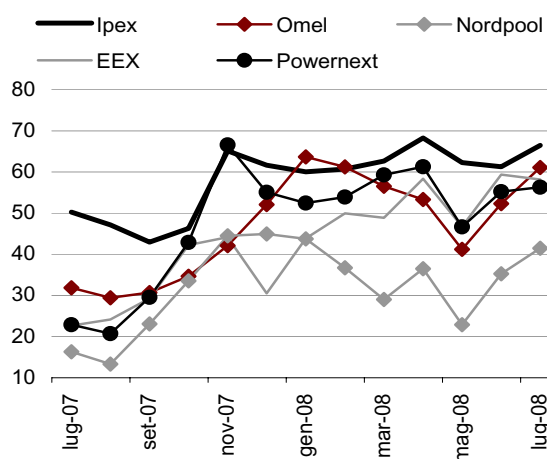
Figura 6. Prezzi borse europee, media aritmetica ore *peakload* - sett. 2007 - sett. 2008 (€/MWh)



settembre primi 20 giorni

Fonte: Borse Europee

Figura 7. Prezzi borse europee, media aritmetica ore *off-peak* - sett. 2007 - sett. 2008 (€/MWh)



settembre primi 20 giorni

Fonte: Borse Europee

Nonostante la chiusura dei differenziali di prezzo fra Italia e i mercati francesi e tedesco a settembre si è registrato un deciso incremento dell'import rispetto al

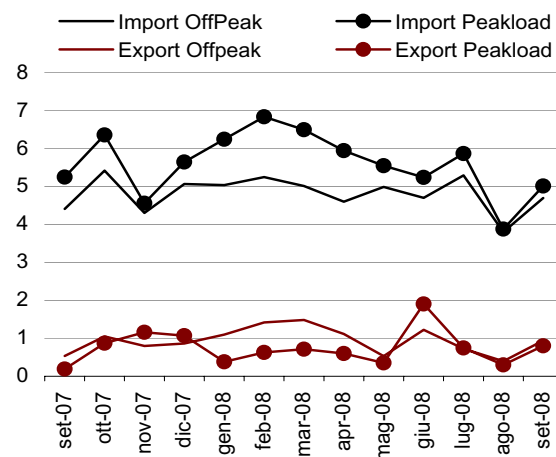
mese precedente.

Il volare medio di import si è attestato a quota 4.95 GWh, in linea con quanto registrato a settembre 2007. Rispetto ai dati di una anno fa però, si evidenzia un calo dell'import nelle ore di picco (-4.5%) e un corrispondente aumento nelle ore di basso carico (+6.5%).

Come registrato nei mesi precedenti anche a settembre l'export (0.78 GWh in media) ha fatto registrare un forte aumento sia rispetto al valore registrato un anno fa (+121%) che rispetto all'export medio di luglio ed agosto.

Anche nel caso dell'export, fattore determinante è stato il riavvicinarsi dei prezzi tra IPEX e Powernext-EEX (**Figura 8**).

Figura 8. Volumi di import ed export medie orarie sul mese - set. 2007 - set. 2008 (GWh)



luglio primi 20 giorni

Fonte: elaborazioni REF su dati IpeX

Il mercato del gas naturale

Domanda e offerta

I consumi medi giornalieri di gas naturale nel nostro Paese (**Figura 1**) hanno mostrato nei mesi estivi del 2008 il tipico andamento decrescente: se nel mese di luglio l'aumento dei consumi termoelettrici (+12.5% rispetto a giugno) ha più che compensato la diminuzione registrata nei consumi civili, nel mese di agosto il calo ha riguardato i consumi di tutti i settori, che hanno registrato una diminuzione del -22% rispetto a luglio, con una punta del -36% nel settore industriale.

I consumi medi giornalieri sono stati sistematicamente più bassi rispetto allo stesso periodo del 2007 in ciascuno dei mesi estivi (-3.8% a luglio, -4.6% ad agosto), con una diminuzione particolarmente marcata nel settore industriale. Il calo delle importazioni nei mesi estivi è stato invece, nel complesso, meno marcata rispetto allo stesso periodo dell'anno 2007, in conseguenza di un aumento del peso delle importazioni sul totale delle immissioni nella rete. Il *load factor* medio giornaliero delle infrastrutture si è attestato intorno ai 65 punti percentuali nel mese di luglio 2008 e intorno ai 48 nel mese di agosto 2008.

Nella prima metà di settembre 2008 si è registrato invece il consueto aumento (+36%) dei consumi, trainato in particolare dal settore industriale e da quello civile (+57.5% e +60.5% rispettivamente). I consumi totali hanno registrato una leggera ascesa rispetto al mese di settembre 2007 (+0.6%): responsabili di questa dinamica sono però esclusivamente il settore termoelettrico ed i consumi civili (+4.5% e +1.8% rispettivamente), mentre il settore industriale ha registrato nella prima metà del mese un calo piuttosto marcato dei consumi (-9.3%). Il *load factor* medio delle infrastrutture di importazione si è attestato a 65 punti percentuali, leggermente più in alto rispetto allo stesso mese del 2007.

La dinamica dei prezzi e le attese del mercato

I prezzi *day-ahead* del gas naturale riportati da Platts¹ per le principali borse del continente (**Figura 2**) hanno mostrato nell'estate appena trascorsa un andamento ad U, raggiungendo i valori più bassi (14.36 euro/MWh per il NPB, poco meno di 20 euro/MWh per i mercati continentali) dall'inizio dell'anno corrente tra la fine di luglio e i primissimi giorni di agosto, per poi risalire costantemente

fino all'inizio di settembre, quando le quotazioni si sono posizionate abbastanza stabilmente tra i 29 e i 31 euro/MWh. La dinamica descritta è probabilmente il frutto della combinazione data dal calo della domanda di gas nei mesi estivi e dalle dinamiche dei prezzi del petrolio, che hanno registrato nell'estate 2008 dei cali piuttosto marcati.

E' da notare che tra la fine di agosto e i primi giorni di settembre le quotazioni al NBP si sono mantenute leggermente al di sotto di quelle prevalenti sugli altri mercati: a causa di una temporanea chiusura dell'Interconnector Bacton-Zeebrugge sono infatti diminuite, nel periodo indicato, le possibilità di effettuare arbitraggi con il continente.

Nel quadro descritto spicca infine il comportamento anomalo del PSV italiano, dove le quotazioni *day-ahead* rimangono, come sempre nei mesi precedenti, decisamente al di sopra della media, ma registrano un leggero aumento a metà del mese di agosto, in coincidenza con la netta diminuzione dei prezzi su tutte le altre borse europee.

Le dinamiche illustrate per il mese di settembre 2008 riportano le quotazioni *day-ahead* a valori in linea con i prezzi medi alla frontiera, così come riportati da *World Gas Intelligence*². Questi ultimi hanno registrato negli ultimi mesi un'ascesa abbastanza costante, destinata probabilmente a perdurare anche nei prossimi mesi in virtù dell'indicizzazione generalmente a sei o a nove mesi dei contratti di approvvigionamento di lungo periodo al prezzo del petrolio (**Figura 3**).

E' interessante peraltro soffermarsi sulle determinanti del *trend* in aumento registrato in Spagna, decisamente più marcato rispetto a quello osservato negli altri Paesi e tale da portare il prezzo medio ad agosto addirittura a 34.6 euro/MWh.

L'incremento descritto è probabilmente legato alle dinamiche dei consumi degli impianti di generazione a gas spagnoli, che nei mesi estivi hanno attraversato un vistoso incremento (+32% in luglio e +59% in agosto rispetto agli stessi mesi del 2007) in relazione sia ad alcuni problemi riscontrati in due impianti nucleari, che hanno dovuto interrompere la produzione, sia all'aumento del prezzo del carbone, che ha reso relativamente più conveniente la generazione a gas.

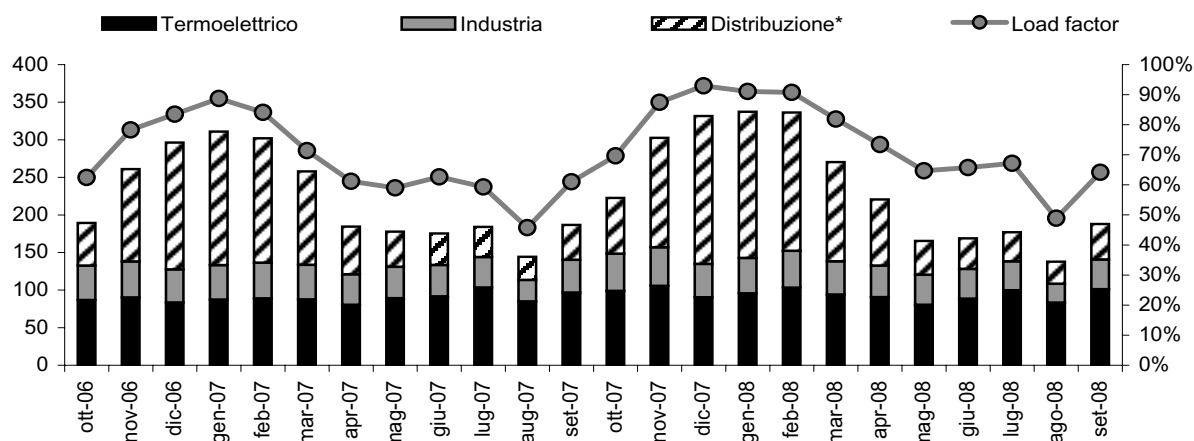
La necessità di maggiori quantitativi di combustibile, da ottenere necessariamente via GNL date le caratteristiche

¹ I prezzi pubblicati da Platts per le principali borse europee sono frutto di una stima basata sulle informazioni confidenziali ottenute dagli operatori dei mercati. I prezzi riportati sono espressi in Euro/GJ o in p/th, e sono convertiti da REF in euro/MWh al fine di facilitare il confronto con le altre stime riportate.

² I prezzi medi alla frontiera pubblicati da *World Gas Intelligence* sono anch'essi frutto di una stima basata sulle informazioni confidenziali ottenute dagli operatori dei mercati.

Figura 1. Consumi medi giornalieri per settore

(mln mc) (Dati fino al 15/09/2008)



* Include la voce "Altre reti e consumi del sistema"

Fonte: elaborazioni REF su dati Snam Rete Gas

delle infrastrutture di approvvigionamento del Paese, ha determinato così un ulteriore aumento dei prezzi medi alla frontiera del gas naturale rispetto alle quotazioni già alte dei mesi di maggio e giugno 2008.

Le quotazioni *forward* riportate da *Platts* per l'ultimo trimestre del 2008 e il primo trimestre del 2009 sulla borsa inglese, su quella belga e su quella olandese mostrano infine una dinamica simile a quella delle quotazioni *day-ahead*, ma ancora più accentuata.

I prezzi registrano infatti una vistosa diminuzione rispetto ai massimi raggiunti a fine giugno 2008 e risalgono leggermente rispetto al minimo soltanto all'inizio di settembre (**Figure 4 e 5**).

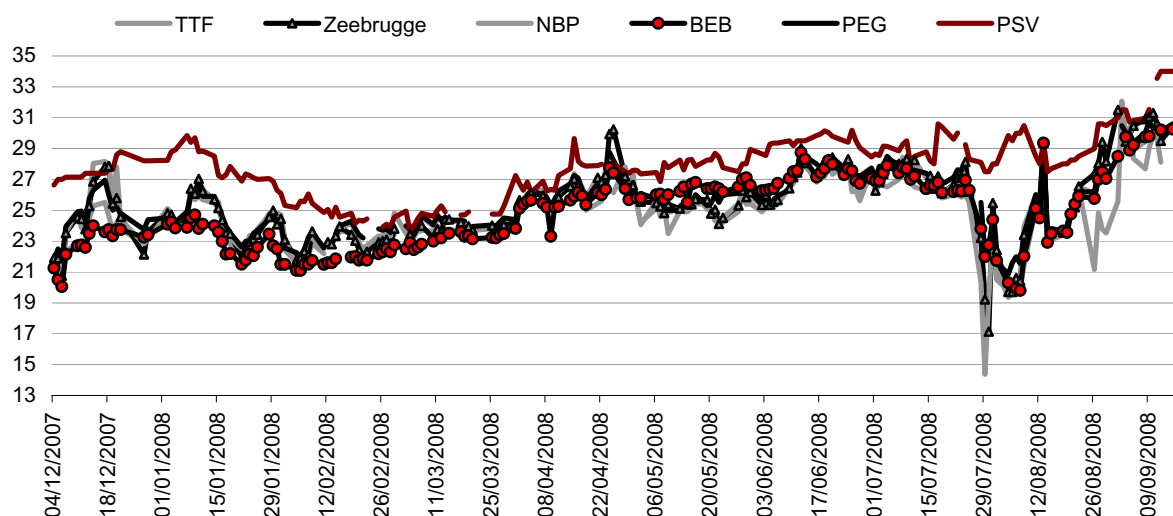
Le quotazioni per il primo trimestre del 2009 al NBP

inglese, in particolare, si attestano sistematicamente su valori più alti rispetto a quelli prevalenti sul continente: la spiegazione di questa dinamica è legata probabilmente all'annuncio di una riduzione della produzione di due giacimenti norvegesi, Kvitebjorn e Visund, che non saranno in grado di esportare gas verso il Regno Unito fino all'inizio della prossima primavera.

Le aspettative degli operatori sono dunque condizionate al rialzo, anche per il timore di ulteriori incrementi dei prezzi determinati dalla necessità di ottenere forniture di GNL, entrando così in competizione con Paesi disposti a pagare prezzi mediamente più alti di quelli prevalenti fino ad ora alle frontiere inglesi.

Figura 2. Quotazioni *day-ahead* sui principali mercati continentali

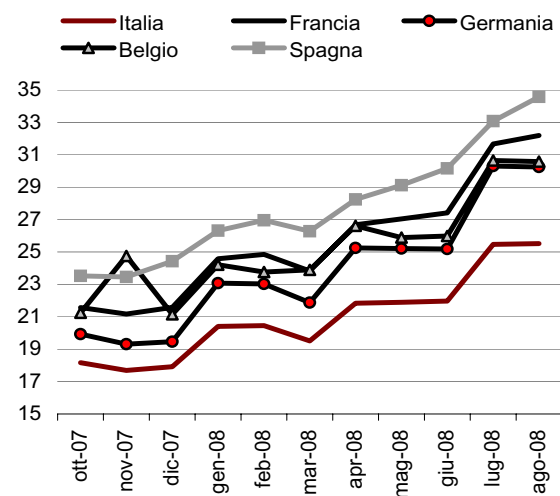
(€/MWh) Ultimo dato 15/09/2008



Fonte: elaborazioni REF su dati PLATTS

Figura 3. Prezzi medi alla frontiera

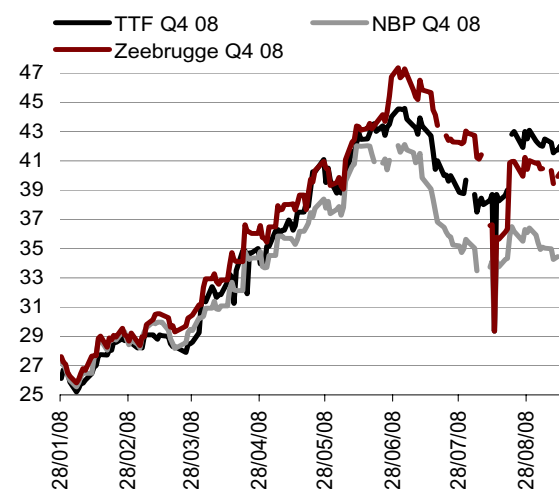
(Ultimo dato Agosto 2008) (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati WGI

Figura 4. Quotazioni forward Q4 2008 su TTF

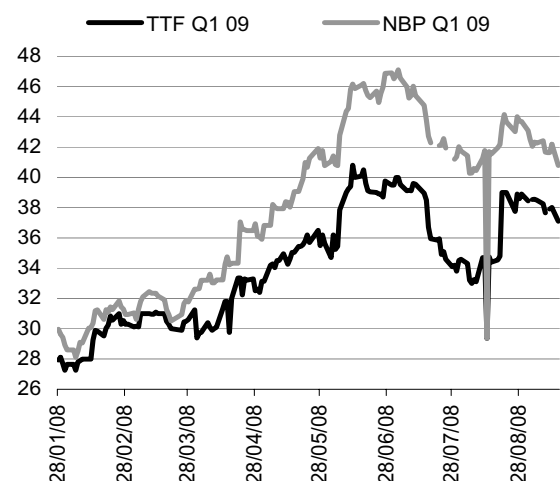
NBP e Zeebrugge (€/MWh) Ultimo dato 15/09/2008



Fonte: elaborazioni REF su dati PLATTS

Figura 5. Quotazioni forward Q1 2009 su TTF e NBP

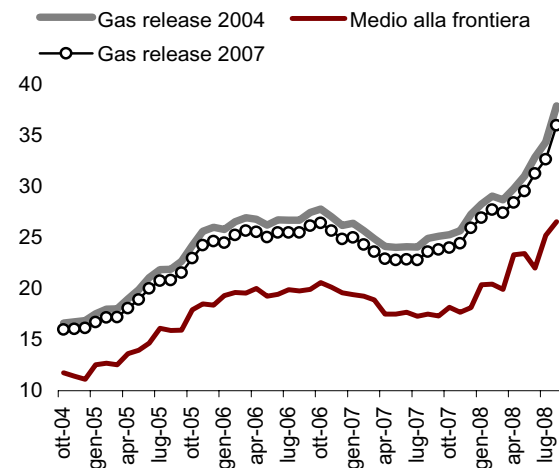
(€/MWh) Ultimo dato 15/09/2008



Fonte: elaborazioni REF su dati PLATTS

Figura 6. Gas release e prezzo medio alla frontiera italiana

(€cent/mc) (Ultimo dato Agosto 2008)



Fonte: elaborazioni REF su dati WGI e AEEG

Si riportano infine nella **Figura 6** le quotazioni delle due operazioni di *gas release* imposte nel 2004 e nel 2007 all'operatore dominante sul mercato italiano.

Come si vede dalla figura, i valori sono in netta ascesa rispetto al mese di giugno e raggiungono alla fine di agosto i 37.93 (*gas release* 2004) e i 36.03 (*gas release* 2007) eurocent/mc, posizionandosi al di sopra delle già alte quotazioni al PSV.

La dinamica della QE

Si riportano infine nella **Figura 7** le previsioni di REF sulla componente QE fino al terzo trimestre del 2009.

La formula per il calcolo della QE è stata oggetto, come

già ricordato nella *Newsletter 112*, di un procedimento di consultazione (DCO 14/08) finalizzato a valutare l'opportunità di adottare una diversa indicizzazione alle variazioni dei prezzi delle materie prime.

Alla fine del mese di luglio, però, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha stabilito (delibera 100/08) di mantenere fino al 30 settembre 2009 la formula attualmente in vigore, prorogando fino a tale data anche il riconoscimento nella QE di un corrispettivo fisso e di una più stretta indicizzazione al Brent.

Il regolatore ha infatti ritenuto di proseguire la consultazione anche nel corso dell'anno termico 2008/2009, al fine sia di valutare in maniera più approfondita le differenti modalità di sostituzione nel

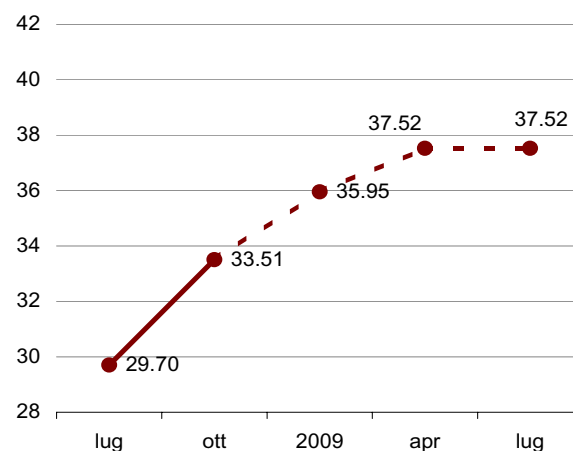
calcolo dell'indice dei prezzi di riferimento It delle quotazioni gasolio 0.2, che non saranno più pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, con le quotazioni di gasolio 0.1, sia di individuare le soluzioni più idonee alle criticità emerse attraverso la consultazione relativamente all'uso della formula attualmente adottata.

Le previsioni di REF per la componente QE vedono una quotazione in moderata ascesa fino al secondo trimestre del 2009 e stabile invece a 37.52 eurocent/mc nel terzo trimestre dello stesso anno.

Gli aumenti descritti sono comunque decisamente più contenuti rispetto a quelli attesi prima dell'estate e del calo consistente dei prezzi dei prodotti petroliferi registrato nelle ultime settimane.

Figura 7. La previsione della QE

(€cent/mc)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF

Le novità regolatorie dell'estate per il settore gas

Le novità in materia di accesso ed uso della capacità di rigassificazione

All'inizio di agosto l'AEEG ha riformato, con la delibera 111/08, le condizioni per l'accesso alla capacità di connessione tra i terminali di rigassificazione e la rete nazionale di trasporto del gas naturale. Le modifiche introdotte si inseriscono nel quadro della disciplina delineata dalla delibera 137/02 e sono orientate nella direzione di una sempre maggiore equiparazione dei terminali GNL a normali punti di ingresso dall'estero, in vista anche dell'avvio delle attività di rigassificazione al nuovo terminale di Rovigo. Il regolatore stabilisce dunque che:

- le modalità per richiedere l'accesso alla capacità siano pressochè identiche rispetto a quelle adottate per le connessioni con i gasdotti di importazione e prevedano, in particolare, la specificazione della quota di capacità richiesta, del periodo per cui la quota è richiesta e dei servizi richiesti ai fini della determinazione dei corrispettivi dovuti all'impresa di trasporto, similmente a quanto avviene per la richiesta della normale capacità in ingresso sulla rete;

- la capacità rimasta invenduta o che si renda via via disponibile nel corso dell'anno termico possa essere richiesta all'inizio di ciascun mese in cui è compreso l'inizio del periodo per cui viene richiesta la capacità,

- i corrispettivi dovuti per gli eventuali superamenti della capacità conferita siano applicati anche alla capacità di interconnessione con i terminali di rigassificazione: gli operatori responsabili di eventuali superamenti che eccedano una fascia di tolleranza del 2% saranno dunque tenuti al pagamento al gestore della rete di un corrispettivo di ammontare pari a 1.125 volte il corrispettivo unitario annuale di capacità per l'ammontare dello scostamento massimo misurato durante il mese.

Si ricorda che, a differenza di quanto accade con i punti di entrata nella rete nazionale connessi con i gasdotti di importazioni, nel caso dei terminali GNL la richiesta di capacità in entrata dev'essere presentata dall'impresa che gestisce il terminale e non dallo *shipper* che si avvale del servizio di rigassificazione.

Se dunque il gestore del terminale è tenuto, secondo le modifiche introdotte attraverso la delibera 111/08, a rispettare il vincolo di capacità, nessuna modifica è stata invece introdotta circa la necessità di attenersi alla programmazione inviata. L'AEEG ha infatti chiarito con la delibera 124/08 che l'accesso alla terza ed alla quarta sessione degli scambi al Punto di Scambio Virtuale (PSV) è riservato alle transazioni tra il gestore del terminale e gli utenti del suo servizio, che attraverso opportune compravendite possono riequilibrare, nel mese successivo, eventuali sbilanciamenti causati dal mancato rispetto della programmazione da parte del terminale GNL.

Le indicazioni del regolatore per le tariffe di rigassificazione

Con la conclusione del processo di consultazione l'AEEG con la delibera ARG/Gas 92/08 ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione per il terzo periodo di regolazione (1 ottobre 2008-30 settembre 2012). Le principali novità del provvedimento sono relative allo sviluppo dei nuovi terminali di GNL. In particolare, viene confermata l'applicazione del "fattore di garanzia" per una durata di 20 anni a partire dall'anno termico in cui l'impresa di GNL offre il servizio e presenta le relative proposte tariffarie. Tale strumento ha come obiettivo quello di assicurare la parziale copertura dei ricavi relativi all'impegno di capacità in caso di mancato conferimento della capacità del terminale, con la definizione di una soglia di capacità tecnica di rigassificazione complessiva del sistema nazionale pari a 95 milioni di mc/g. Questo implica l'introduzione di un corrispettivo variabile del trasporto per assicurare la copertura di tale fattore di garanzia, ponendone l'onere in capo a tutti gli utenti del sistema gas e non solo a quelli della rigassificazione.

Tra le conferme:

- la remunerazione dei nuovi investimenti: sono confermate le maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale investito netto (WACC) fino ad un massimo del 3%, sulla base di 3 diverse tipologie (nel precedente periodo regolatorio erano quattro) per una durata fino a 16 anni, contrariamente ai 15 anni dello scorso periodo regolatorio;

➤ la metodologia del costo storico rivalutato per la valutazione del capitale investito netto (RAB) e il tasso di remunerazione WACC pari al 7.6% in termini reali pre-tax, come per i criteri per l'aggiornamento annuale dei ricavi e delle tariffe.

Tra le novità:

➤ nuova ripartizione dei ricavi, portando dall'80% al 90% la componente capacity, relativa alla capacità di rigassificazione, e dal 20% al 10% la componente capacity, relativa ai volumi effettivamente rigassificati;

➤ esclusione degli ammortamenti dal meccanismo di aggiornamento annuale mediante price-cap, e applicazione del meccanismo del costo storico rivalutato così come per la RAB;

➤ recupero di produttività pari allo 0.5% annuo in termini reali per i terminali esistenti, mentre X-factor nullo per i terminali di nuova realizzazione;

➤ ripristino della durata del periodo di regolazione tariffaria pari a 4 anni.

Le indicazioni dell'AEEG per l'alienazione al PSV delle aliquote della produzione nazionale dovute allo Stato e delle quote delle importazioni subordinate ad autorizzazione del MSE

All'inizio del mese di agosto l'AEEG ha provveduto a disciplinare la materia della cessione al PSV delle aliquote della produzione dovute allo Stato e delle quote delle importazioni da Paesi extra-UE,¹ secondo quanto previsto dal decreto legge 7/07. Il provvedimento del regolatore chiarisce i dubbi circa le modalità previste per l'alienazione, rimasti irrisolti nonostante la discussione avviata nel corso della consultazione circa la creazione di una Piattaforma Organizzata per lo scambio del gas naturale (DCO 21/08).

I punti fondamentali della disciplina delineata dal regolatore sono i seguenti:

➤ le aliquote della produzione nazionale dovranno essere cedute nel periodo invernale (da ottobre a marzo o da gennaio a marzo, a seconda dell'ammontare totale dovuto) in lotti mensili uniformi di ammontare prossimo a 100,000 GJ. Il titolare della concessione di coltivazione non potrà introdurre alcun prezzo minimo di offerta e sarà tenuto ad offrire almeno due lotti per ciascuno dei mesi per i quali sussiste l'obbligo di offerta;

➤ le quote delle importazioni potranno essere cedute in lotti mensili di dimensione non superiore a 100,000 GJ o in lotti annuali di dimensione non superiore a 400,000 GJ. L'importatore potrà prevedere un prezzo minimo di offerta e dovrà offrire ogni mese almeno l'8% dell'ammontare totale dovuto sotto forma di lotti mensili e, se l'ammontare dovuto supera i 50 milioni di mc, almeno il 30% del totale dovuto sotto forma di lotti annuali;

➤ tutti i soggetti abilitati ad operare al PSV potranno concorrere per l'acquisto di questi lotti, che saranno assegnati secondo l'ordine di merito delle offerte di acquisto.

Le modalità per la cessione delle aliquote della produzione nazionale dovranno essere rese note entro il 10 settembre 2008, mentre quelle per la cessione delle quote delle importazioni dovranno essere pubblicate entro il 30 settembre 2008. Le due procedure di assegnazione si dovranno concludere rispettivamente entro il 25 settembre 2008 ed il 25 ottobre 2008: l'AEEG dovrà essere informata dai venditori delle quantità cedute, del prezzo di vendita e dell'identità del soggetto acquirente.

¹ Si ricorda che, secondo il decreto MSE 19/03/2008, i titolari di autorizzazione ad importare gas naturale da Paesi esterni all'Unione Europea sono tenuti ad offrire al PSV:

➤ il 10% del totale annuo delle importazioni, nel caso di un contratto di durata pluriennale relativo a gas prodotto in Paesi dai quali erano in corso importazioni di gas alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/2000,

➤ il 7% del totale annuo delle importazioni, nel caso di un contratto di durata pluriennale relativo a gas prodotto in Paesi diversi da quelli dai quali erano in corso importazioni di gas alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/2000,

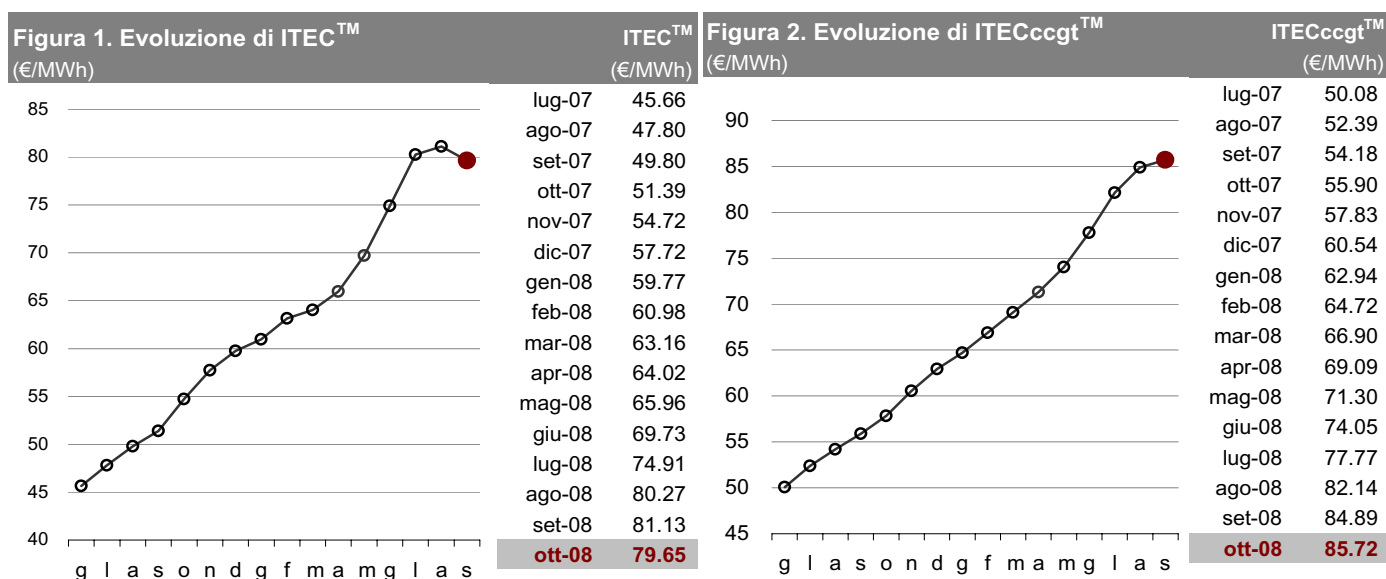
➤ il 5% del totale annuo delle importazioni, nel caso di contratti di durata non superiore a un anno stipulati da una società che, inclusi i contratti eventualmente stipulati da imprese collegate o sue controllate, importi in un anno termico tramite contratti di durata inferiore all'anno non più di 100 milioni di mc.

➤ Non sono invece previsti obblighi di cessione per le imprese che tramite contratti di durata inferiore all'anno importano annualmente meno di 100 milioni di mc.

L'evoluzione di ITEC™

L'indice di costo termoelettrico ITEC™ di REF e Morgan Stanley, costruito con dati Platts, ha raggiunto, nel mese di settembre, un valore di 81.13 €/MWh. L'indice fa segnare un brusco rallentamento rispetto agli incrementi registrati nei mesi di luglio e agosto: esso cresce di 0.86 €/MWh (+1.07% in termini percentuali). Il rallentamento è principalmente imputabile alla discesa degli indici carbone (-3%) e olio (-6%), oltre che ad un rallentamento dell'indice gas, ITECccgt™, che cresce "solo" del 3.3% raggiungendo 84.89 €/MWh.

Sulla base delle curve forward di Morgan Stanley e dei dati Platts relativi ai combustibili sottostanti ITEC™ per i primi 18 giorni di questo mese, il valore forward di ITEC™ per ottobre è 79.65 euro/MWh (-1.8% rispetto al consuntivo di settembre), mentre quello di ITECccgt™ è 85.72 euro/MWh (+1%). ITEC™ dovrebbe perciò invertire il proprio andamento al rialzo dopo 18 mesi.



ITEC™ e ITECccgt™ di ottobre sono basati su curve forward di Morgan Stanley alla chiusura di Londra del 18/09/2008 e valori giornalieri Platts fino al 18/09/2008.

ITEC™ e ITECccgt™ sono indici REF-Morgan Stanley costruiti con dati Platts.

ITEC™ e ITECccgt™ sono coperti da Copyright. Il loro utilizzo può avvenire previa stipula del contratto di sottoscrizione.

Fonte: elaborazioni REF

Cos'è ITEC™ - Il mercato elettrico italiano non è in grado di esprimere indici di prezzo che possano essere utilizzati nelle contrattazioni e, dopo l'abolizione del Ct dell'Autorità, non esiste più alcun riferimento per i contratti.

ITEC™ è un indice del costo medio di produzione termoelettrica, costruito da REF e Morgan Stanley utilizzando dati Platts, aggiornato mensilmente in base all'andamento dei prezzi dei combustibili, utile come benchmark di riferimento per le indicizzazioni nei contratti di lungo periodo.

Perché ITEC™ - ITEC™ assicura:

- **Trasparenza:** la formula utilizzata per la costruzione e l'aggiornamento è pubblica e l'indice è ricostruibile dagli utilizzatori.
- **Semplicità e aderenza ai costi:** la formula replica l'andamento dei costi di produzione tenendo conto dei combustibili utilizzati dal parco termoelettrico italiano e dell'efficienza degli impianti. La struttura del parco tiene conto degli effetti del ciclo degli investimenti.
- **Indipendenza:** REF assicura l'indipendenza nella fase di costruzione e aggiornamento dell'indice rispetto agli interessi dei singoli operatori.
- **Liquidità e facilità di copertura:** ITEC™ è costruito con commodities trattate sui mercati internazionali, la liquidità delle coperture è assicurata da Morgan Stanley.
- **Affidabilità:** REF e Morgan Stanley si impegnano a pubblicare l'indice sino a fine 2009, con possibilità di prolungare il periodo, e a comunicare eventuali modifiche nella formula con almeno 6 mesi di anticipo.