

Newsletter Osservatorio Energia

Anno IV - numero 44

24 aprile 2002

Indice

IL DOCUMENTO CONCLUSIVO DELL'INDAGINE CONOSCITIVA DELLA COMMISSIONE TABACCI SULL'ENERGIA	1
REGOLAMENTAZIONE	
L'Autorità avvia la consultazione per la redazione del Codice di stoccaggio	6
Nuove regole di allacciamento alla rete: la delibera n. 50/02	8
AMBIENTE E FONTI RINNOVABILI	
Il nuovo decreto sui certificati verdi non scioglie le incertezze	10
L'Autorità fissa i nuovi criteri per il riconosci- mento della produzione congiunta di energia elettrica e calore come cogenerazione	13
MERGERS & ACQUISITIONS	
M & A in Europa	16
L'ANDAMENTO DEL CT	
Prezzo dell'energia: le attese del mercato	18
CONGIUNTURA	
Economia e domanda di elettricità	21
I prezzi delle borse elettriche europee: marzo 2002	23
News dalle Borse	24
Grafici	25

Il documento conclusivo dell'indagine conoscitiva della Commissione Tabacchi sull'energia

La X commissione permanente della Camera (attività produttive, commercio e turismo), nota come Commissione Tabacchi, ha recentemente approvato il documento conclusivo relativo all'*Indagine conoscitiva sulla situazione e sulle prospettive del settore dell'energia*.

Questo documento, che dovrebbe confluire in un disegno di legge, tocca molti punti critici del settore energetico italiano ma le ipotesi concrete di modifica della normativa non vanno molto al di là di quelle, se pur importanti, già proposte e non ratificate in sede di conversione del decreto legge "sblocca centrali", quali inasprimento dei tetti antitrust per Enel, abolizione degli *stranded costs*, reintegro della rendita idroelettrica, abolizione della carbon tax, modifica dei meccanismi di incentivazione alle fonti rinnovabili. In particolare ancora una volta sembrano passare in secondo piano temi molto urgenti quale quello di definizione della struttura e della data di partenza della borsa. Il documento cita infatti la "normativa vigente" esortandone una sua applicazione, senza considerare però che il termine previsto dal Bersani per la partenza della borsa è già

- segue -

Gruppo di lavoro

Donato Berardi, Claudia Checchi, Valentina Ferraris, Roberto Galbiati, Nicola Gallo, Michele Pacillo, Francesca Sala, Giusy Squicciarini, Lucia Vergano.

Comitato Scientifico

R. Artoni, G. Martini, L. Parisio, M. Polo, P. Saraceno, C. Scarpa, G. Vaciago

Soci sostenitori

ACEA, AEM Milano, ASM Brescia, Centro Energia Gas (Foster Wheeler, Gruppo Merloni), Confservizi Cispel, Confindustria, Dalmine Energie, Edison, EnBW Italia, Enel SpA Corporate Finanza e Amministrazione, ENI, Entergy Power Services Italia, Italgas SpA, Italgas, Pirelli SpA, Unicredit Banca Mobiliare, World Energy

ampiamente scaduto (gennaio 2001), mentre altre fonti ufficiali non indicano date di partenza; inoltre la annotazione della necessità di vigilare sul mercato affinché “nessuno si trovi a pagare di più e non si creino squilibri tra le aree territoriali del paese” nonché il richiamo alla opportunità di concedere all’industria *energy intensive* tariffe privilegiate (concessione che peraltro i consumatori che hanno accettato bande di interconnessione con contratto di interrompibilità hanno già assicurata fino a fine 2003) evidenziano come ancora non vi sia unanimità, a livello politico, sulla volontà di creare un effettivo mercato dell’energia e sulle finalità dello stesso. Se infatti è auspicabile che venga mantenuto il controllo sul mercato contro comportamenti di tipo strategico da parte degli operatori, dall’altro affinché il meccanismo di mercato sia in grado di funzionare è necessario che minimi siano gli “interventi” esterni sul suo funzionamento: ad esempio, in un meccanismo funzionante la flessibilità dei consumatori *energy intensive* dovrebbe trasformarsi in un fattore di vantaggio sui mercati dei servizi ancillari, in modo che possa esserne tratto un beneficio dal mercato senza ricorso a tariffe speciali che alterano l’andamento del mercato stesso. Il richiamo agli “squilibri territoriali” sembra inoltre voler mettere in discussione il meccanismo zonale, ma senza affrontare la questione apertamente. Altri elementi non ancora definiti ma di grande importanza, come la presenza dei contratti bilaterali e la creazione dei mercati finanziari, non vengono nemmeno citati.

Una “novità” è rappresentata invece dal richiamo alla funzione dell’acquirente unico, per il quale si paventa una funzione, che finora mai gli era stata attribuita, di fornitore di ultima istanza, al quale il cliente finale possa rivolgersi direttamente nel caso in cui il distributore, approfittando della sua posizione monopolista, renda difficoltoso l’accesso al mercato. Sembrerebbe riaprirsi quindi l’ipotesi di un acquirente unico che sopravviva alla progressiva apertura del mercato a tutti i clienti finali, come figura di super fornitore a livello nazionale.

Grande scalpore ha infine suscitato il deciso richiamo alla possibilità di riaprire per l’Italia il capitolo nucleare. Da sottolineare come gli articoli dedicati a questo argomento siano stati al centro di ampie discussioni e abbiano causato infine la mancata approvazione all’unanimità. Certamente se la possibilità di valutare gli effettivi benefici per il sistema del ritorno al nucleare non può essere scartata a priori, dall’altro il modo in cui la questione è affrontata lascia qualche perplessità: la citazione della condotta “esemplare” dell’Italia relativamente alle questioni ambientali a livello internazionale lascia prevedere una scarsa attenzione a quelli che potrebbero essere i vantaggi anche economici di un più elevato e razionale utilizzo delle fonti rinnovabili, mentre parallelamente viene presentato un richiamo ai vantaggi dell’integrazione mondiale che, a detta della commissione, potrebbe essere sfruttata dai nostri operatori per impegnarsi in progetti di cooperazione in produzione nucleare in altri paesi europei, in modo da ridurre il gap tecnologico rispetto alla Francia.

Gli obiettivi. L’indagine della Commissione Tabacci si proponeva come principali obiettivi:

- una valutazione della adeguatezza del quadro normativo nazionale e delle eventuali necessità di aggiornamento;
- una valutazione delle effettive prospettive di realizzazione del mercato unico europeo dell’energia;
- l’individuazione di linee di indirizzo per l’azione governativa;
- l’individuazione delle condizioni alle quali le imprese italiane si avviano alla competizione sul mercato continentale.

Il documento conclusivo riassume le valutazioni della Commissione a seguito di una serie di audizioni che, dal novembre scorso, hanno coinvolto le principali istituzioni e gli attori del settore¹, e riprende alcuni dei temi già affrontati in sede di conversione del Decreto

¹ In particolare sono stati ascoltati i pareri delle autorità (autorità per l’energia e autorità antitrust), delle associazioni sindacali e di categoria (Confindustria, Confapi, Confesercenti, Confartigianato), delle associazioni di settore (Federelettrica, Unapace e Unione Petrolifera), delle imprese di settore (Italenergia, Eni, Enel, imprese estere), delle istituzioni (GRTN), della Commissione europea (Loyola de Palacio, Mario Monti), dei rappresentanti del mondo accademico, nonché del Ministro Marzano.

sblocca centrali, sede in cui molti degli emendamenti proposti non sono stati accettati. Il Decreto emanato dal Governo è infatti stato convertito con poche modifiche rispetto al testo originale², e soprattutto senza l'aggiunta di ulteriori articoli rispetto a quello originale riguardante la costruzione di nuovi impianti (si veda *Newsletter n. 42*).

I nodi critici dell'industria energetica individuati dalla commissione Tabacci riguardano principalmente:

- la necessità di un rilancio della politica energetica;
- la definizione delle competenze nel nuovo quadro istituzionale scaturito dalla riforma del Titolo V della Costituzione;
- il completamento della liberalizzazione;
- l'individuazione di linee d'azione.

Il rilancio della politica energetica. La necessità di un rilancio del ruolo di indirizzo di Parlamento e Governo nel settore energetico nasce da considerazioni sia di livello istituzionale che economico.

A livello istituzionale l'intervento europeo, affiancato dalla necessità di coordinamento con le autonomie locali, implica lo sviluppo di criteri e modalità di azione compatibili con l'intervenuta liberalizzazione dei mercati. Inoltre, pur affermando la necessità del ruolo indipendente e autonomo dell'Autorità per l'energia, la Commissione evidenzia come l'azione dell'autorità stessa non sia stata talvolta "sufficientemente orientata e sostenuta a livello politico", orientamento da auspicarsi specialmente per le decisioni di maggior impatto economico e sociale.

Dal punto di vista economico le politiche energetiche trovano il presupposto negli elementi di "strutturale debolezza" del sistema energetico italiano: elevata incidenza degli idrocarburi nella generazione elettrica, scarsa efficienza del parco impianti, elevata incidenza fiscale, dipendenza dall'estero negli approvvigionamenti di petrolio e metano. Tali elementi costituirebbero un fattore di forte penalizzazione dell'economia italiana e lascerebbero prevedere fenomeni di delocalizzazione delle attività industriali ad alta intensità energetica.

Lo strumento identificato dalla Commissione come il più adatto per esercitare il ruolo di indirizzo politico è il Documento di programmazione economica e finanziaria, attraverso il quale Governo e Parlamento potrebbero concorrere alla definizione degli indirizzi.

Un esempio di politica di indirizzo è proposto dalla Commissione a proposito dei consumatori *energy intensive*: il ruolo di tale categoria dovrebbe essere valorizzato, in quanto in grado di collaborare utilmente con il sistema elettrico al fine di ridurre il costo di fornitura, essendo in grado di fornire una serie di servizi quali la modulazione dei prelievi e l'interrompibilità, servizi che andrebbero riconosciuti sotto forma di prezzi e tariffe ridotti.

Il nuovo quadro istituzionale. Nel documento conclusivo la Commissione riporta le preoccupazioni riscontrate da più parti circa le possibili conseguenze che potrebbero determinarsi a seguito di una non corretta attuazione delle nuove regole costituzionali introdotte dalla riforma dell'art. 117 che ha attribuito alle Regioni competenza legislativa concorrente in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia. In particolare vengono evidenziate due possibili incongruenze: la menzione della "distribuzione nazionale" tra le materie concorrenti, che rappresenta piuttosto attività tipicamente locale, e la mancata menzione di attività quali importazione, esportazione e stoccaggio dell'energia che, in attuazione del principio residuale, andrebbero nel silenzio legislativo riservate integralmente alla Regioni. A tal fine la Commissione auspica un repentino e deciso intervento ai fini della delimitazione del disposto costituzionale, che tenga conto delle indiscusse potestà di governo del territorio delle autonomie locali ma che al contempo definisca, con una adeguata flessibilità, il confine tra competenze statali e regionali. Anche in questo caso viene indicato come strumento immediatamente utilizzabile il Documento di programmazione economica e finanziaria.

² Il Decreto n. 7 del 7/2/02 è stato convertito dalla Legge n. 55 del 9/4/02; il testo integrato è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 84 del 10/4/02.

Il completamento della liberalizzazione.

Valutando positivamente i primi effetti della scelta della liberalizzazione del settore energetico su piccoli e grandi risparmiatori, la Commissione auspica che tale processo prosegua, con l'obiettivo principale di migliorare la quantità dell'offerta, la sua efficienza e la competitività degli operatori nazionali. A tale scopo vengono individuati alcuni punti chiave.

- Favorire l'ingresso nel mercato libero delle imprese di minori dimensioni, attraverso la revisione dei decreti legislativi Bersani e Letta.
- Considerare la proposta di trasferire il tetto del 50% relativo alla produzione di energia elettrica da parte di un singolo operatore anche alla capacità installata, con l'osservazione che ciò comporterebbe ulteriori dismissioni da parte di Enel.
- I tetti, sia sui mercati dell'elettricità che del gas, dovrebbero avere comunque durata circoscritta nel tempo.
- Abolire gli *stranded costs*, al fine di evitare aumenti tariffari, reintegrando al contempo la rendita idroelettrica. L'abolizione degli *stranded costs* non dovrebbe riguardare il contratto di importazione del gas nigeriano. Tale limitazione è stata aggiunta nell'ultima stesura del documento (non era presente nella versione provvisoria diffusa).
- Favorire l'ingresso di nuovi operatori attraverso l'attuazione del Decreto sblocca centrali nel rispetto delle nuove norme costituzionali. La scarsità di localizzazioni sarebbe dimostrata secondo la Commissione anche dall'alto prezzo pagato per la vendita della seconda Genco, ben al di sopra del costo sul mercato internazionale.
- Riunificare proprietà e gestione della rete di trasmissione elettrica in capo ad un unico soggetto, soprattutto al fine di favorire l'attuazione degli indispensabili e urgenti interventi di razionalizzazione e potenziamento della rete stessa.
- Stimolare la creazione di canali alternativi per l'importazione del gas, quali la costruzione di impianti di rigassificazione di GNL, in assenza di una adeguata regolamentazione a livello comunitario delle infrastrutture di trasporto.
- Avviare nei tempi previsti dalla normativa vigente la partenza della borsa, al fine di avviare il funzionamento

di un vero mercato dell'energia che soddisfi le istanze di fasce di utenza quali le piccole imprese e i consumatori domestici, e, in quanto elemento di separazione e di trasparenza nei rapporti tra generazione e vendita, che favorisca allo stesso tempo l'ingresso di nuovi operatori sia dal lato della domanda che dell'offerta. La commissione sottolinea però anche il pericolo di dinamiche al rialzo dei prezzi, pericolo dato dalla presenza di operatori in grado di condizionare i risultati del mercato. A tale riguardo la Commissione individua due tipi di azioni: da una parte far precedere la partenza della borsa dalla vendita della terza Genco e procedere alla dismissione di ulteriore capacità per l'Enel in tempi brevi; dall'altra promuovere una azione di vigilanza affinché "si affermi una logica di mercato, nessuno si trovi a pagare di più e non si creino squilibri tra le diverse aree territoriali del paese, effettuando qualora necessario gli opportuni interventi normativi". Viene inoltre sottolineata la bontà della scelta del ricorso all'acquirente unico, a fronte della non adeguatezza dei distributori ad assicurare la tutela dei consumatori finali: di più, si ipotizza la funzione dell'Acquirente unico quale "fornitore di ultima istanza" per i clienti finali che non riescano ad approvvigionarsi sul mercato libero, come elemento di contrapposizione alla posizione monopolistica dei distributori locali.

- Sempre relativamente alla distribuzione, incentivare il pluralismo e promuovere, nella impossibilità di concorrenza "nel mercato", la concorrenza "per il mercato", innescando una effettiva competizione per l'aggiudicazione delle concessioni.

Le linee d'azione. In conclusione del documento la Commissione propone tre linee d'azione in termini di scelte strategiche generali.

1. La diversificazione degli approvvigionamenti. Tale obiettivo può essere raggiunto:
 - valorizzando i giacimenti nazionali di idrocarburi liquidi e fonti gassose;
 - favorendo il completamento della rete di metanodotti e creando un quadro favorevole alla realizzazione di nuovi terminali di ricezione e rigassificazione del GNL in modo da ampliare le aree di provenienza;
 - perseguendo politiche di utilizzazione pulita del carbone, oggi possibile grazie ai miglioramenti

tecnologici, da accompagnarsi alla abolizione della carbon tax;

□ riprendendo la riflessione sull'utilizzo del nucleare e sull'effettivo risparmio di costo consentito da questa fonte;

□ rafforzando il ruolo delle fonti rinnovabili, rivedendo il meccanismo dei certificati verdi e accelerando il recepimento della direttiva europea sulle emissioni, anche se la condotta dell'Italia in materia ambientale in riferimento ai parametri internazionali viene giudicata "esemplare".

2. L'aumento dell'efficienza negli usi finali di energia, anche in relazione al mantenimento degli impegni previsti dal protocollo di Kyoto.

3. Lo sfruttamento dei vantaggi derivanti dall'integrazione mondiale, oltre che su scala continentale, del sistema degli approvvigionamenti delle fonti e di trasporto e trasformazione dell'energia. In particolare viene lodato l'impegno di ENI nell'internazionalizzazione e viene auspicato che anche l'Enel prosegua su questa strada: gli operatori dominanti infatti, senza essere favoriti sul mercato nazionale vanno aiutati a costruire le condizioni perché siano in grado di competere con gli altri operatori principali. Ciò potrebbe tradursi ad esempio in un impegno in produzioni nucleari in altri paesi europei, che risolverebbe il problema del gap di efficienza rispetto alla Francia.

REGOLAMENTAZIONE

L'Autorità avvia la consultazione per la redazione del Codice di stoccaggio

La consultazione sull'attività di stoccaggio del gas prende le mosse dalla constatazione della presenza di un monopolio di fatto in Italia, in cui Stogit gestisce otto stoccaggi per una capacità pari a circa 15 Gmc di working gas ed una producibilità giornaliera massima di 280 Mmc/g. Di qui la necessità di regolare per i prossimi anni un servizio essenziale per chi voglia trovare spazio nella vendita di gas. Il potere di mercato di Stogit è, in effetti, rafforzato dalla constatazione che ben poche sono a tutt'oggi le alternative per gli shippers nell'avere flessibilità nella gestione dei flussi, limitandosi queste solo alla possibilità di comprendere nel proprio portafoglio anche contratti per forniture interrompibili ed al margine, più o meno elevato a seconda dei casi, che viene concesso dai contratti di importazione. Ne consegue che, anche per la mancanza di un mercato del gas sufficientemente liquido che consenta allo shipper di acquistare/vendere gas a seconda delle necessità dei clienti che fornisce, lo stoccaggio è strumento principe e quasi esclusivo per la gestione delle variazioni della domanda. L'offerta di servizi di stoccaggio di modulazione è dunque elemento essenziale per i nuovi entranti nell'attività di fornitura, per i quali la concorrenza si gioca non solo sul prezzo, ma anche sulla possibilità di essere "affidabili" alternative all'incumbent.

Nonostante la situazione attuale sia dunque caratterizzata da un'elevata domanda di servizi di stoccaggio e da un'offerta di servizi quasi esclusivamente rappresentata dalla sola impresa incumbent, il monopolio di Stogit è da considerarsi provvisorio in quanto, in assenza di ostacoli all'entrata, l'attività di stoccaggio si presta alla presenza di una pluralità di operatori. Per il futuro è cioè possibile immaginare che la forte richiesta di servizi di stoccaggio incentivi, in caso di shortage, altri operatori del gas a realizzare nuove infrastrutture. E', dunque, opportuno considerare quali incentivi e quali possibili barriere possano esserci alla realizzazione di un assetto concorrenziale nello stoccaggio.

Il decreto 164/00 prevede, in effetti, uno specifico incentivo alla concorrenza, ovvero la destinazione di alcuni giacimenti in corso di esaurimento alla funzione di stoccaggio e la loro assegnazione agli operatori

interessati ad assumerne la gestione. Il processo è tuttavia stato avviato solo di recente quindi l'orizzonte temporale in cui si può prevedere che la concorrenza nello stoccaggio produca effetti positivi in termini di compressione dei costi del servizio, incremento dell'efficienza ed offerta di servizi innovativi è sicuramente lungo. Ne consegue dunque che lo stoccaggio si presenta, in termini economici, come un'"essential facility" temporanea" e che, per tanto, il codice di stoccaggio in consultazione debba prestarsi a soddisfare almeno due esigenze: impedire a Stogit l'esercizio del potere di mercato nel breve periodo e porre le basi per un assetto di futura concorrenza nella fornitura dei servizi di stoccaggio.

Date queste premesse consideriamo gli aspetti salienti del documento di consultazione:

Gestione dei siti e modello del servizio

Nell'anno 2001/2 Stogit ha gestito i propri siti di stoccaggio in modo integrato sia sotto il profilo dell'accesso sia sotto quello dell'utilizzo. L'Autorità intende mantenere tale modello nel primo periodo di regolazione riservandosi di ridefinirlo successivamente.

Alla base di tale scelta vi sono le considerazioni sopra ricordate relative alle condizioni attuali di monopolio e di incipiente concorrenza nell'attività di stoccaggio. Il modello *bundled* in vigore, infatti, pur apprezzabile nella fase iniziale per le caratteristiche di semplicità e di affidabilità che presenta, è poco efficiente in quanto svincola la prestazione fornita dalle caratteristiche proprie del singolo sito di stoccaggio (in termini di prestazioni tecniche sia di collocazione geografica). Un modello disaggregato, in cui cioè la gestione e l'offerta dei servizi siano disaggregate per sito, è, al contrario, maggiormente efficiente perché elimina i sussidi incrociati tra campi e lega prezzi -servizi offerti e caratteristiche tecniche del sito. Per contro la disaggregazione pone maggiori costi di coordinamento e, al fine di evitare discriminazioni nell'accesso ai siti con caratteristiche tecniche più apprezzate dal mercato, richiede un livello di regolazione maggiormente dettagliato di quello attuale. Per tali ragioni il modello *bundled* è stato confermato dalla delibera 26/02 per

il prossimo anno termico pur tuttavia riconoscendo l'Autorità che in una fase successiva sia auspicabile passare ad una gestione separata dei siti di stoccaggio. In prospettiva, del resto, l'ingresso di nuovi operatori nell'offerta di servizi di stoccaggio è facilitato nel caso in cui questi si trovino a dover competere con singoli siti piuttosto che con un sistema integrato.

Priorità e assegnazione della capacità in caso di shortage

Lo scenario a breve è caratterizzato da una domanda di stoccaggio di modulazione significativa e di una capacità di stoccaggio che rischia di non essere adeguata sia per la prevista crescita delle importazioni dall'estero - su cui grava un obbligo di stoccaggio strategico del 10%- sia per la necessità, stabilita dal decreto Letta, di garantire la fornitura in caso di inverno eccezionalmente rigido. Il rischio di shortage di capacità di stoccaggio è, in effetti, contemplato nel documento dell'Autorità che apre alla consultazione su quale debba essere l'ordine delle priorità nell'assegnazione della capacità di stoccaggio e su quale metodo debba essere scelto per l'allocazione in caso di scarsità. Il decreto Letta e soprattutto i decreti di attuazione emanati dal ministero hanno definito il seguente ordine di priorità: capacità per stoccaggio minerario, capacità per stoccaggio strategico ed in fine capacità per la modulazione. I fenomeni di congestione potranno riguardare soprattutto la capacità per modulazione ed è, quindi, in tale ambito che è rilevante stabilire priorità ed un metodo di allocazione trasparente e non discriminatorio. La normativa provvisoria in vigore (delibera 26/02) assegna agli shippers, in caso di congestione, la capacità di modulazione pro quota sulla base dei consumi del 2001. Tale tipo di assegnazione agevola chiaramente le imprese già presenti sul mercato.

Ai fini della definizione del codice di stoccaggio l'Autorità indica come alternative all'assegnazione pro quota attualmente in vigore l'introduzione di un meccanismo d'asta o di tipo first come first served.

Tipologia dei servizi offerti

Il Codice di stoccaggio dovrebbe specificare i servizi di stoccaggio offerti dall'impresa distinti in servizi di

base, servizi accessori e servizi speciali. I primi sono soggetti a regime tariffario regolato dall'Autorità, i secondi non sono richiesti dall'utente, ma necessari a fini operativi e, in fine, gli ultimi non sono soggetti a regolazione del prezzo. In sostanza quindi, anche per venire incontro alle pressioni del mercato che richiedono strumenti di flessibilità ulteriori al servizio di stoccaggio stagionale, si prevede che l'impresa di stoccaggio possa fornire servizi aggiuntivi non soggetti a regolazione.

Utilizzo del servizio

Il Codice di stoccaggio in quanto insieme univoco delle condizioni generali di fornitura del servizio di stoccaggio, dovrà definire scadenze temporali e condizioni per l'utilizzo della capacità assegnata agli shippers.

Mercato secondario

Per incrementare l'utilizzo efficiente della capacità di stoccaggio è previsto che il codice definisca le modalità per il trading di capacità di stoccaggio in termini di capacità di erogazione, di iniezione e, eventualmente, anche di spazio. Tali processi possono essere facilitati dalla standardizzazione delle prestazioni base.

In tale contesto, inoltre, è ipotizzabile l'applicazione del principio *use it or lose it* oppure *use it or trade it*, ovvero la riallocazione a terzi, su base interrompibile, della capacità di stoccaggio assegnata, ma di cui l'utente non intende fare uso. Tale strumento, diffuso nelle esperienze dei mercati da tempo liberalizzati, consente di evitare l'accaparramento di capacità e fa sì che la stessa non resti inutilizzata. L'applicazione di tale principio nel contesto italiano potrebbe rivelarsi uno strumento particolarmente prezioso alla luce sia del rischio di shortage di capacità di stoccaggio, che ne impone il pieno utilizzo, sia tenuto conto che parte della capacità di stoccaggio verrà impegnata per far fronte al caso di un inverno particolarmente rigido e che, quindi, pur essendo impegnata, verrà solo eccezionalmente utilizzata (decreto 164/00, articolo 18 commi 1 e 2).

Nuove regole di allacciamento alla rete: la delibera n.50/02

Con la delibera n.50/02 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha integrato la normativa di accesso alle reti elettriche (e, in particolare, la delibera n.228/01 sulle condizioni economiche del servizio di trasporto e la delibera n.95/01 sulle condizioni del servizio di dispacciamento) stabilendo le regole **procedurali** per la richiesta e la realizzazione di nuovi allacciamenti (o la modifica di quelli esistenti). Le corrispondenti condizioni **economiche** verranno determinate dall'Autorità in un secondo momento (entro circa 60 giorni dall'entrata in vigore della delibera n.50/02), sentite le proposte e le stime di costo dei gestori di rete.

L'evoluzione del quadro normativo del settore elettrico italiano iniziata con il Bersani ha reso necessaria una revisione della normativa in materia di accesso alle infrastrutture di rete, regolata da provvedimenti CIP, per assicurare parità di condizioni nell'accesso alle reti, per uniformare il più possibile le procedure adottate dai differenti gestori di rete e per far fronte alle numerose richieste di connessione pervenute al GRTN e ai gestori di reti di distribuzione da parte di impianti di generazione di energia elettrica (per un totale aggregato di oltre 100,000 MW di nuova potenza installata). In questo contesto il provvedimento ha l'obiettivo di facilitare l'installazione di nuova capacità produttiva, in linea con quanto previsto dal decreto Marzano per gli impianti di potenza superiore a 300 MW, e rendere il mercato più trasparente e competitivo. Analizziamo in dettaglio i punti principali della delibera.

Ambito di applicazione. Il provvedimento disciplina l'erogazione del servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi caratterizzate da tensione nominale superiore a 1 kV, ovvero in altissima, alta e media tensione (ad eccezione delle connessioni tra reti)¹, e interessa in particolare l'allacciamento di impianti di generazione nuovi o ripotenziati e i siti industriali di consumo.

Impianti di connessione. Nell'ambito delle infrastrutture che devono essere realizzate a seguito della decisione di un soggetto di connettersi alla rete, e quindi direttamente imputabili a tale decisione (cd. sviluppo individuale), si possono distinguere gli "impianti di rete per la connessione" e gli "impianti di utenza per la connessione". I primi rientrano nelle attività di gestione, manutenzione e eventualmente sviluppo della rete di competenza di un gestore di rete, i secondi viceversa rientrano nella disponibilità esclusiva del soggetto richiedente la connessione.

Sulla base di questa suddivisione, possono essere sviluppati modelli alternativi per la connessione alla rete in funzione della preponderanza che può essere attribuita agli impianti di rete o a quelli di utenza. Il modello in cui le infrastrutture di utenza sono ridotte al minimo favorisce l'estensione della rete con obbligo di connessione di terzi con evidenti vantaggi per le future connessioni e con l'accentuazione delle economie di scala nell'allacciamento di più utenze. Tuttavia, tale modello impone oneri impropri sulla generalità dell'utenza in termini di remunerazione delle opere individuali, se non è opportunamente corretto dall'imposizione di oneri specifici di allacciamento sul soggetto richiedente la connessione.

Il punto essenziale della delibera 50/02 è quello di separare il problema della definizione del modello per la connessione, demandato ai singoli gestori di rete (art.3.2 (f) e 3.3), da quello della realizzazione delle infrastrutture.

Se infatti la regola standard è che la realizzazione degli impianti di rete è di competenza del gestore della rete stessa e quella degli impianti di utenza del soggetto richiedente, si prevede la possibilità che il soggetto richiedente la connessione possa progettare e realizzare anche parte delle infrastrutture di rete sulla base delle condizioni economiche fissate dall'Autorità². Tali infrastrutture devono in ogni caso essere rese disponibili al gestore di rete per il collaudo, l'accettazione e la

¹ Le condizioni per le restanti utenze in bassa tensione verranno fissate dall'Autorità con un provvedimento successivo.

² Analogamente, è previsto che il richiedente possa domandare al gestore di rete di ricomprendere tra gli impianti di rete di sua competenza impianti classificati come d'utenza, alle condizioni economiche fissate dall'Autorità.

gestione sulla base di appositi contratti stipulati *ex-ante* tra le due parti. La realizzazione di infrastrutture di rete da parte del soggetto interessato, laddove è prevista la loro successiva annessione alle reti con obbligo di connessione di terzi, è quindi compatibile con l'adozione di un modello in cui gli impianti di utenza sono ridotti al minimo.

La ratio di questa norma risiede nel fatto che, diversamente dal gestore di rete, il soggetto richiedente la connessione è portatore di interessi specifici per quanto riguarda la realizzazione e la messa in servizio tempestiva dell'impianto di rete e in quanto tale deve avere la facoltà di realizzare gli impianti necessari alla connessione nei tempi e nei modi desiderati (nel rispetto di standard tecnici fissati dal gestore di rete).

Qual è il gestore obbligato alla connessione. Il decreto Bersani stabilisce che il GRTN (art.3) e le imprese distributrici (art.9) hanno l'obbligo di connessione, rispettivamente alla rete di trasmissione nazionale e alle reti di distribuzione, di tutti i soggetti che ne facciano richiesta. Al fine di evitare l'eventuale sovrapposizione tra GRTN e gestori di reti di distribuzione in termini di obbligo di connessione e al contempo per garantire al soggetto richiedente la connessione flessibilità nella richiesta e nella scelta della soluzione di connessione ritenuta più favorevole, la delibera n.50/02 stabilisce in via generale che la richiesta di un nuovo allacciamento o di modifica della potenza di un allacciamento esistente può essere presentata al GRTN o all'impresa distributtrice ovvero ad entrambi (a fronte, come vedremo, di un corrispettivo da pagare a ciascun gestore a cui è presentata la richiesta). Devono comunque essere rispettate le seguenti condizioni:

- le richieste di nuovi allacciamenti di potenza inferiore a 10 MVA corrispondenti a clienti finali devono in ogni caso essere presentate anche all'impresa distributtrice;
- le richieste di nuovi allacciamenti di potenza superiore a 10 MVA corrispondenti a impianti di generazione devono in ogni caso essere presentate anche al GRTN.

Corrispettivi per la gestione della richiesta di connessione. L'Autorità ha deciso di imporre ai soggetti richiedenti l'accesso il pagamento di un corrispettivo, da versare al gestore di rete

contestualmente alla richiesta, a copertura dei costi da questo sostenuti per le analisi tecniche e gli studi preliminari necessari alla predisposizione dei progetti per la connessione. Tale corrispettivo potrà dipendere unicamente dalle caratteristiche tecniche della connessione (e.g. potenza e tensione). L'obiettivo è quello di segnalare correttamente ai richiedenti i costi da essi generati anche in questa fase preliminare e preparatoria dell'allacciamento, evitando che questi costi compromettano l'equilibrio economico-finanziario del gestore o ricadano impropriamente sulla generalità dell'utenza servita dalle reti elettriche.

Inoltre, è previsto che all'atto dell'accettazione della soluzione di connessione il gestore di rete possa richiedere al soggetto richiedente l'allacciamento di presentare garanzie finanziarie, sotto forma di fideiussione bancaria, a titolo di cauzione e a copertura dei costi sostenuti dal gestore nelle diverse fasi di realizzazione degli impianti. La somma non verrà restituita qualora il progetto non venga realizzato per cause imputabili al soggetto richiedente.

La delibera n.50/02 stabilisce che sono tenuti al pagamento di questi corrispettivi anche coloro che hanno presentato richieste di allacciamento anteriormente all'entrata in vigore della delibera stessa.

Cosa resta ancora da definire. Innanzitutto, entro 60 giorni dall'entrata in vigore della delibera, il GRTN e i distributori dovranno presentare all'Autorità le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti, stabilendo in particolare modalità per la presentazione della richiesta, tempi di risposta del gestore, termini di validità della proposta, tempi di realizzazione del progetto, suddivisione tra impianti di rete e impianti di utenza (soluzioni tecniche convenzionali).

In secondo luogo, l'Autorità deve determinare le condizioni economiche del servizio di allacciamento sulla base delle proposte in merito al corrispettivo per gli studi preliminari e all'ammontare della fideiussione e sulla base delle stime di costo delle diverse soluzioni di connessione presentate dai gestori di rete. La delibera dovrebbe essere emanata entro circa 60 giorni dall'entrata in vigore della 50/02.

AMBIENTE E FONTI RINNOVABILI

Il nuovo decreto sui certificati verdi non scioglie le incertezze

Con il decreto del ministro delle Attività Produttive (di concerto con quello dell'Ambiente) del 18 marzo 2002, pubblicato in G.U. il 25 marzo 2002, si introducono alcune modifiche alla normativa sui certificati verdi prevista dal decreto "Bersani" e specificata dal decreto ministeriale 11 novembre 1999. Tale normativa prevede che, a decorrere dal 2002, i soggetti produttori o importatori di energia elettrica da fonti convenzionali hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota di energia da fonti rinnovabili pari al 2% dell'energia prodotta od importata da fonti convenzionali l'anno precedente eccedente i 100 GWh.

Come abbiamo evidenziato in passato (vedi *newsletter 41*) nonostante sia ormai pronta a divenire operativa la sede di contrattazione dei certificati verdi predisposta dal gestore del mercato elettrico sussistono ancora alcune importanti incertezze relative alle regole del nuovo mercato.

Il decreto del 18 marzo 2002 specifica le condizioni per alcuni adempimenti relativi all'obbligo di certificazione verde e sposta, per il 2002, il termine per l'autocertificazione dell'energia prodotta ed importata dal 31 marzo al 31 maggio. Inoltre il decreto torna su alcune delle incertezze relative al mercato dei certificati verdi senza tuttavia chiarire molti dei dubbi evidenziati. In particolare:

- viene fatta chiarezza circa il trattamento e le condizioni di certificazione dell'energia da fonti rinnovabili importata. Dal decreto dell'11 novembre 1999 emergeva chiaramente che:

- 1) l'importazione di energia rinnovabile è comunque esentata dall'obbligo di acquisto di certificati verdi senza alcun vincolo di reciprocità con il Paese esportatore;

- 2) che il vincolo di reciprocità con l'estero previsto dall'articolo 4 comma 6 del DM 11/11/99 è relativo all'attribuzione di certificati verdi all'energia da fonti rinnovabili importata, per cui i CV possono essere attribuiti ad energia importata rinnovabile soltanto se nel Paese da cui questa proviene esiste un analogo meccanismo di incentivazione delle fonti rinnovabili.

I dubbi riguardavano quindi gli adempimenti che gli importatori di elettricità prodotta da fonti rinnovabili devono ottemperare al fine di poter essere esonerati dall'obbligo. Il decreto chiarisce tali adempimenti specificando l'obbligo di presentare una certificazione della natura "verde" dell'energia importata, rilasciata ad opera dell'autorità del Paese esportatore.

Tuttavia la modifica del decreto lascia inalterato il vero problema a monte. Questo riguarda l'assenza di reciprocità nel meccanismo di valorizzazione delle fonti rinnovabili tra Paesi UE. L'esonero dall'obbligo di acquisto di certificati verdi per l'energia rinnovabile importata, che in una situazione di reciprocità tra Paesi sarebbe pienamente giustificato, in un contesto di asimmetria tra Paesi nell'incentivazione alle fonti rinnovabili rischia di tradursi in un esonero di fatto di tutta l'energia importata. Infatti l'assenza di un meccanismo analogo ai CV in Paesi come la Francia, e il contemporaneo riconoscimento nel nostro Paese dell'esonero dall'obbligo dell'energia verde importata, comporta un incentivo per produttori stranieri a sostituire tutta l'energia non rinnovabile esportata in Italia con energia da fonte rinnovabile, dato che quest'ultima potrà essere venduta ad un prezzo che sconti la maggiore disponibilità a pagare degli importatori derivante dall'esenzione in Italia dall'obbligo di CV. Il risultato potrebbe essere l'esenzione dall'obbligo di tutta l'energia importata con una conseguente riduzione della domanda di CV a discapito del corretto funzionamento del meccanismo. La sostituzione di energia convenzionale con energia rinnovabile nel caso dell'importazione comporta infatti una riduzione dell'energia soggetta all'obbligo di certificazione verde senza che vi sia un corrispondente aumento della produzione rinnovabile nei Paesi da cui l'energia viene importata. I produttori stranieri infatti potrebbero sostituire soltanto formalmente l'energia convenzionale esportata con energia verde lasciando di fatto inalterato il rapporto tra produzione rinnovabile e convenzionale. Un primo effetto del meccanismo descritto è una riduzione del prezzo dell'energia importata rispetto all'esborso complessivo che gli importatori avrebbero sostenuto per l'energia importata convenzionale e i relativi certificati verdi.

Tale situazione potrebbe generare un beneficio netto per i trader o clienti finali titolari di bande di importazione. Un secondo effetto è l'aumento degli oneri della componente A3 della tariffa sostenuti da tutti i clienti finali: infatti la riduzione della domanda di CV e la conseguente ridotta possibilità per il GRTN¹ di vendere i propri certificati verdi comporta la necessità di compensare i costi di acquisto dell'energia cip 6/92 con un incremento della componente A3. L'impatto redistributivo dei due effetti dovrebbe quindi avvantaggiare gli esportatori esteri (che come descritto potranno cedere ad un prezzo maggiore la propria energia) e i titolari di bande di importazione. Viceversa supporteranno probabilmente una perdita netta in termini di aumento del prezzo dell'energia dovuto alla variazione della componente A3 i clienti finali vincolati. Infine, l'effetto netto sul prezzo pagato dai clienti finali liberi (non titolari di bande di importazione) è di più difficile valutazione.

La soluzione del problema evidenziato non appare immediata e richiede, in primo luogo, uno sforzo di coordinamento a livello europeo al fine di trovare meccanismi comuni di incentivazione alle fonti rinnovabili.

Sempre sul fronte delle importazioni il decreto non risolve il problema dell'esonero dall'obbligo di acquisto di CV per i produttori in grado di sfruttare la frammentazione delle bande di importazione in quote inferiori ai 12 MW che permettono loro di rimanere sotto la quota di franchigia. Al fine di una corretta valutazione della domanda di certificati verdi ci si augura che il GRTN renda nota, dopo il termine del 31 maggio fissato per l'autocertificazione, la quantità di energia importata esonerata dall'obbligo;

- si chiarisce un elemento fondamentale nella definizione del prezzo di cessione dei certificati verdi in possesso del GRTN (che come è noto fanno capo all'energia cip 6/92 ritirata dal GRTN). Nel decreto 11 novembre 1999 infatti si stabiliva che il prezzo dei certificati verdi GRTN fosse dato dalla differenza tra il costo dell'energia incentivata ed il ricavato della sua cessione. Tale meccanismo di fissazione del prezzo era soggetto ad un'incertezza dipendente dai tempi di

aggiornamento dei valori di conguaglio dei sussidi cip 6 da parte della cassa conguaglio che, come è noto, aggiorna i valori soltanto in aprile, quando il mercato dei CV chiude il 31 marzo. Nel decreto 18 marzo 2002 si stabilisce che il prezzo di riferimento sia uguale alla differenza tra il costo medio di acquisto ai **valori di acconto**, da parte del GRTN, dell'energia incentivata e il prezzo di cessione della stessa. In tal modo si pone fine ad un'incertezza, dato che i valori di acconto vengono fissati l'anno precedente². Tuttavia in questo modo i certificati verdi perdono la loro valenza di strumenti di copertura finanziaria: dato che una componente importante del loro prezzo viene fissata a priori il loro prezzo di offerta non segue il valore effettivo degli esborsi per l'energia cip 6 effettuato nel corso dell'anno;

- dal lato della domanda dei certificati verdi il decreto contribuisce a chiarire come debbano essere trattati gli impianti che finora hanno generato come impianti di "cogenerazione" che quindi sono esenti dall'obbligo di certificazione verde. Come avevamo sottolineato in passato non era ancora noto se gli impianti che per tutto il 2001 avevano generato nella voce "cogenerazione" sarebbero stati considerati tali anche dopo la nuova definizione dell'AEEG (vedi articolo in questa *newsletter*). Nel decreto del 18 marzo 2002 si stabilisce che l'autocertificazione della natura di "cogenerazione" di un impianto sia effettuata utilizzando i criteri per la definizione di "cogenerazione" vigenti all'inizio di ciascun mese dell'anno cui l'autocertificazione è riferita. Pertanto per le autocertificazioni dell'energia prodotta nel 2001 valgono i vecchi criteri di definizione della "cogenerazione". In questo modo l'applicazione della nuova definizione di cogenerazione fissata dall'Autorità, per quanto riguarda l'obbligo di certificati verdi, si applicherà all'energia generata a partire dall'aprile 2002. Quindi, secondo le nostre stime, la domanda di CV per quest'anno dovrebbe attestarsi attorno ai 4 TWh, mentre dall'anno prossimo i nuovi, e più restrittivi, criteri fissati dall'Autorità per la cogenerazione faranno aumentare la domanda di CV.

¹ L'offerta di certificati verdi del GRTN infatti copre la domanda residuale rispetto a quella di CV privati, per cui la riduzione della domanda complessiva inciderà soprattutto sulla possibilità del GRTN di cedere i propri CV.

² I valori di aggiornamento dei corrispettivi cip 6/92 fissati dalla cassa conguaglio valgono infatti come consuntivo per l'anno trascorso e come acconto per l'anno successivo.

Quale sarà l'effetto complessivo sulla domanda dipende dall'interazione di questo aumento con gli effetti della riduzione dipendenti dalle importazioni.

Il provvedimento introduce anche apposite definizioni e norme per la "co-combustione" cioè la combustione congiunta di combustibili non rinnovabili e di combustibili ottenuti da fonti rinnovabili. In particolare si prevede che abbiano diritto ad ottenere certificati verdi anche gli impianti termoelettrici entrati in esercizio prima del 1 aprile 1999 che successivamente a tale data operino in co-combustione e si fissano i criteri di imputazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. Il disposto del provvedimento è volto a rendere più espliciti i criteri di riconoscimento di energia da fonte rinnovabile all'energia ottenuta dalla co-combustione di biomasse e rifiuti.

Infine nel decreto in esame si prevedono disposizioni in merito ai rifacimenti di impianti idroelettrici e geotermoelettrici stabilendo criteri specifici e selettivi per l'ammissione dei rifacimenti parziali al rilascio dei certificati verdi. L'impatto sull'offerta di tali nuovi criteri non è però attualmente stimabile. Il principio di rilascio dei certificati verdi anche ai rifacimenti parziali non è comunque esente da critiche. Infatti se da un lato stimola il miglioramento delle condizioni di efficienza di

un importante patrimonio esistente, dall'altro va contro lo spirito secondo cui il meccanismo dei certificati verdi dovrebbe stimolare prima le fonti a minor costo e in seguito tutte le altre.

Intanto in tema di avvio del nuovo mercato il GRTN ha emesso il primo bollettino sugli "Impianti qualificati e Certificati Verdi", in adempimento al decreto ministeriale dell'11 novembre 1999. Nel bollettino si riportano i dati relativi agli impianti che hanno ottenuto la qualificazione IAFR che contribuiscono alla formazione dell'offerta privata di certificati verdi. Al 28 febbraio scorso, le richieste di qualificazione erano state 251 con impianti qualificati per 154 unità (di cui 121 in esercizio ed il resto in progetto). La potenza di tali impianti è pari nel complesso a circa 1.386 MW per una producibilità di circa 2.630 GWh, con un utilizzo medio di circa 2000 ore annue. Come mostra la tabella 1 il sistema nei prossimi anni funzionerà incentivando soprattutto la produzione eolica, che passerà da una producibilità di 178,5 GWh a 1668,8 GWh, nell'ipotesi di successo di tutti gli impianti in progetto. Mentre molto minore sarà lo sviluppo di idroelettrico - 83,3 GWh in progetto - e rifiuti - 121 GWh in progetto - che invece oggi sono le principali fonti in esercizio.

Tabella 1 - Producibilità impianti qualificati IAFR (GWh)

Dati aggiornati al 28 febbraio 2002

Tipologia	In esercizio	In progetto	Totale
Eolici	178,5	1490,3	1668,8
Geotermici	58,6	0	58,6
Idroelettrici	377,48	83,32	460,8
Mare	0	0	0
Rifiuti	320,42	120,00	441,42
Solari	0,78	0,00	0,78
Totale	935,78	1694,62	2630,4

Fonte: GRTN

L'Autorità fissa i nuovi criteri per il riconoscimento della produzione congiunta di energia elettrica e calore come cogenerazione

Con la delibera n.42 del 2002 l'Autorità ha fissato le condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia e calore come cogenerazione, che nel 2000 è stata pari a 60 TWh su una produzione totale di 263 TWh, adempiendo a quanto previsto nel decreto Bersani. Con tale disposizione si fa maggior chiarezza circa le condizioni che permettono ad un impianto di accedere ai benefici riconosciuti dal decreto Bersani per gli impianti cogenerativi. Infatti nel decreto che ha dato il via alla liberalizzazione si stabilisce che:

- l'Autorità, nel fissare le condizioni atte a favorire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso, prevede l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia prodotta tramite fonti rinnovabili e di quella prodotta mediante cogenerazione;

- i titolari di impianti di cogenerazione sono esentati dall'obbligo di certificati verdi per la quota di energia prodotta tramite cogenerazione;

- il GRTN assicura la precedenza nel dispacciamento all'energia prodotta da impianti che utilizzano nell'ordine: fonti rinnovabili, cogenerazione e fonti nazionali di energia combustibile primaria;

Oltre ai benefici previsti nel decreto Bersani il decreto Letta prevede l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo alle imprese che acquistano il gas per la cogenerazione di elettricità e calore indipendentemente dalle quantità consumate.

Alla produzione combinata di energia e calore si riconoscono quindi degli incentivi riconducibili ai benefici effetti ambientali e di risparmio energetico che dovrebbero derivare dalla sua diffusione. La cogenerazione è infatti una tecnologia che consente di incrementare l'efficienza energetica complessiva: unendo in un unico impianto la produzione di energia elettrica e la produzione di calore, la cogenerazione sfrutta in modo ottimale l'energia primaria dei combustibili in quanto parte dell'energia trasformata che normalmente sarebbe dissipata nell'ambiente come calore di scarto, viene resa disponibile come calore riutilizzabile.

Quindi rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore la produzione combinata comporta:

- un risparmio economico legato al minor costo di combustibile;

- una riduzione dell'impatto ambientale, dovuta sia alla riduzione delle emissioni che al minor rilascio di calore di scarto nell'ambiente (minor inquinamento atmosferico e minor inquinamento termico).

Inoltre nel caso di cogenerazione diffusa vicina ai bacini di utenza si hanno:

- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale;

- a parità di energia termica utile generata, sostituzione di altre modalità di fornitura del calore più inquinanti come le caldaie ad uso civile o industriale.

Compito dell'autorità era quello di fissare le condizioni per il riconoscimento della produzione congiunta di energia e calore come cogenerazione tali da garantire un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate.

I criteri fissati dall'Autorità in adempimento a tale principio risultano marcatamente diversi rispetto ai parametri finora in uso ritenuti ormai inefficaci.

Le condizioni di riconoscimento prima della delibera 42/02

Prima della delibera in esame le condizioni per il riconoscimento della produzione congiunta di energia e calore come cogenerazione erano fissate dal provvedimento cip 6/92. In particolare il cip 6/92 stabilisce che la condizione di idoneità sia soddisfatta per gli impianti aventi un indice energetico $I_{en} \geq 0,51$. L'indice è così definito:

$$I_{en} = \frac{E_e / E_c}{0,51} + \frac{E_t / E_c}{0,9} - 0,49$$

dove:

- E_e è l'energia elettrica utile prodotta annualmente dall'impianto, al netto dell'energia assorbita dai servizi ausiliari, sulla base del programma annuale di utilizzo;

- E_t è l'energia termica utile prodotta annualmente dall'impianto;

- E_c è l'energia immessa annualmente nell'impianto attraverso combustibili fossili commerciali.

Quando fu fissata, nel 1992, tale condizione era tale da poter essere soddisfatta soltanto da impianti di produzione congiunta di energia e calore la cui efficienza energetica fosse superiore a quella ottenibile dagli impianti di produzione separata che sarebbero stati realizzati in loro vece con le migliori prestazioni tecniche del tempo. La definizione dell'indice in forma additiva lasciava tuttavia aperta la possibilità che impianti di sola produzione elettrica particolarmente efficienti soddisfacessero la condizione di riconoscimento. Infatti col passare del tempo la staticità della condizione e l'assenza di una condizione minima relativa all'utilizzo dell'energia termica prodotta hanno fatto sì che l'evoluzione tecnologica intervenuta negli ultimi anni nei cicli combinati sia oggi tale da consentire l'accesso ai benefici legislativi ad impianti di grande taglia e fortemente sbilanciati nella produzione di energia elettrica, caratterizzati da scarsi risparmi di energia rispetto a soluzioni più tipicamente cogenerative.

Le nuove condizioni per il riconoscimento della cogenerazione.

Come si è già sottolineato l'Autorità aveva il compito di formulare una definizione di cogenerazione che consentisse di identificare, tra gli impianti esistenti e di nuova realizzazione, quelli che garantiscono un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate. A questo scopo sono stati definiti due indicatori:

- un Indice di Risparmio Energetico (IRE) al fine di valutare il risparmio effettivo di energia primaria di un impianto di cogenerazione rispetto alle produzioni separate;
- un limite inferiore relativo al recupero dell'energia termica in modo da garantire che l'impianto sia utilizzato effettivamente in modo cogenerativo ed evitare che, pur in presenza di una produzione combinata di energia elettrica e calore utile, si abbiano soluzioni eccessivamente sbilanciate nella produzione di energia elettrica.

Secondo i nuovi criteri fissati dell'Autorità, ai fini dei benefici previsti dal decreto Bersani e sopra elencati, si definisce cogenerazione la produzione combinata di energia elettrica e calore che soddisfi

contemporaneamente, in ciascun anno solare, le seguenti condizioni:

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{h_{es}p} + \frac{Et_{civ}}{h_{ts,civ}} + \frac{Et_{ind}}{h_{ts,ind}}} \geq IRE_{min}$$

Dove:

- E_c è l'energia primaria utilizzata dalla sezione dell'impianto di produzione combinata di energia e calore;
- E_e è la produzione di energia elettrica dalla sezione dell'impianto di produzione combinata;
- Et_{civ} e Et_{ind} è la produzione di energia termica utile dalla sezione dell'impianto di produzione combinata rispettivamente ad uso civile ed industriale;
- h_{es} è il rendimento elettrico medio netto di produzione separata di energia elettrica;
- h_{ts} ($h_{ts,civ}=0,8$ e $h_{ts,ind}=0,9$) è il rendimento termico netto medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia termica;
- p è un coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e trasformazione dell'elettricità che gli impianti cogenerativi comportano quando autoconsumano l'energia elettrica autoprodotta.

Tale condizione impone un risparmio di energia primaria nel caso di produzione congiunta in termini percentuali rispetto al caso di produzione separata. L'indice IRE è infatti il rapporto tra il risparmio di energia primaria conseguito dall'impianto di cogenerazione rispetto alla generazione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica e l'energia primaria richiesta da detta generazione separata. Rispetto al vecchio indice Ien la condizione di idoneità è più trasparente essendo espressa in termini di risparmio minimo. Inoltre l'introduzione nell'indice dei rendimenti elettrici medi delle produzioni separate permette di tenere conto dell'evoluzione tecnologica. Con il loro aggiornamento infatti è possibile adattare la condizione di riconoscimento all'evoluzione tecnologica degli impianti di sola produzione elettrica o termica.

Nella tabella 1 e nella tabella 2 sono riportati rispettivamente i valori di IRE_{min} e del rendimento elettrico della produzione separata (utilizzato per calcolare l'energia primaria necessaria per ottenere una produzione elettrica equivalente a quella ottenuta con la soluzione cogenerativa mediante produzione

separata). Il risparmio energetico minimo deve quindi essere del 10% per le nuove sezioni di impianto, dell'8% per i rifacimenti e del 5% per le sezioni esistenti. Il rendimento elettrico fissato per la produzione separata varia in funzione di parametri come la taglia della sezione ed il combustibile utilizzato. La scelta di far variare i parametri in base a queste differenti condizioni è riconducibile alla necessità di tenere in considerazione le differenti prestazioni degli impianti di piccola taglia (la cogenerazione diffusa) da quelli di grande taglia, degli impianti di nuova realizzazione da quelli esistenti e l'impatto dei diversi combustibili utilizzati.

$$LT = \frac{Et}{Ee + Et} \geq LT_{\min} = 15\%$$

Tale condizione stabilisce che ai fini del riconoscimento di un impianto come cogenerativo sia necessaria la produzione di almeno il 15% di calore utile sul totale dell'energia prodotta. Come si è già detto lo scopo di tale condizione è di evitare che soluzioni efficienti ma sbilanciate nella produzione elettrica vengano definite come cogenerazione.

Infine è opportuno accennare ai meccanismi di aggiornamento dei parametri di riferimento che, come si è detto, erano uno dei punti deboli del cip6/92. Secondo il nuovo meccanismo i parametri vengono aggiornati dall'Autorità con periodicità triennale. Per le sezioni esistenti i parametri fissati nella delibera 42/02 valgono per 10 anni, a decorrere del decimo anno si applicano i parametri aggiornati dall'Autorità con

cadenza triennale. Per le nuove sezioni i parametri in vigore alla data di entrata in esercizio rimangono fissi per 15 anni, a partire dall'anno successivo al quindicesimo si applicano i parametri aggiornati dall'Autorità in vigore in quel momento.

In questo modo è possibile aggiornare costantemente i parametri da applicarsi ai nuovi impianti sulla base dell'evoluzione tecnologica pur garantendo la certezza del riconoscimento di impianti di cogenerazione per un periodo adeguato alle soluzioni che all'entrata in esercizio si allineano alle soluzioni in quel momento più tecnologicamente efficienti.

In conclusione la nuova delibera ha il pregio di definire le condizioni di riconoscimento della cogenerazione imponendo che le soluzioni riconosciute come tali garantiscano un effettivo risparmio energetico rispetto alle soluzioni separate e che vi sia un'effettiva produzione di energia termica utile. Inoltre nei meccanismi di aggiornamento si tiene conto della mobilità della frontiera tecnologica e quindi dell'incremento dei rendimenti degli impianti superando i limiti di staticità del meccanismo di riconoscimento introdotto dal provvedimento CIP 6/92.

Tabella 1 - Risparmio energetico minimo per il riconoscimento della cogenerazione

<i>Tipo di sezione</i>	<i>IRE_{min}</i>
sezioni esistenti	5%
rifacimenti	8%
sezioni nuove	10%

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

Tabella 2 - Valori del rendimento elettrico medio annuo per la produzione separata della sola energia elettrica

<i>Taglia di riferimento (MWe)</i>	Tipo di combustibile utilizzato			
	<i>Gas naturale, Gpl, Gnl, gasolio</i>	<i>Olio combustibile, nafta</i>	<i>Combustibili fossili, coke di petrolio, orimulsion</i>	<i>Rifiuti solidi organici, inorganici e biomasse</i>
<= 1	0,38	0,35	0,33	0,23
>1 - <= 10	0,40	0,36	0,34	0,25
>10 - <= 25	0,43	0,38	0,36	0,27
>25 - <=50	0,46	0,39	0,37	0,27
>50 - <= 100	0,49	0,39	0,37	0,27
>100 - <= 200	0,51	0,39	0,37	0,27
>200 - <=300	0,53	0,39	0,37	0,27
>300 - <=500	0,55	0,41	0,39	0,27
>500	0,55	0,43	0,41	0,27

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

MERGERS & ACQUISITIONS**M&A in Europa****Finlandia**

Fortum Sähkösiirto Oy, il gruppo energetico finlandese, ha venduto la sua partecipazione del 27.6% nella utility finlandese Espoon Sähkö Oyj alla E.ON Scandinavia, sussidiaria scandinava del colosso energetico tedesco E.ON per un ammontare complessivo di 143.5 milioni di euro. Con questa operazione il gruppo tedesco, che deteneva già il 30% della Espoon, sale al 57.6%.

Espoon Sähkö possiede impianti di generazione elettrica per 130 MW di capacità installata ed è attiva soprattutto nel settore della vendita di elettricità con circa 149 mila utenti che consumano annualmente circa 2,7 TWh e nel teleriscaldamento.

Germania

Il gruppo energetico tedesco E.ON ha annunciato l'acquisto della filiale tedesca del suo concorrente olandese Fortum, Fortum Energie GmbH. Il costo dell'operazione per E.ON, che controllerà al 100% le attività di produzione di elettricità e gas di Elektrizitätswerk nella regione di Wesertal e delle attività di distribuzione di Fortum in Germania, è di 545 milioni di euro. L'operazione non dovrebbe incontrare l'ostilità dell'antitrust tedesca, il Federal Cartel Office.

Elektrizitätswerk Wesertal conta 190 mila clienti e dispone di una produzione annuale di elettricità di 3 TWh, alla quale si aggiungono altri 1,4 TWh di gas.

Germania/Paesi Bassi

RWE Gas, la società del gruppo tedesco RWE che si occupa della distribuzione del gas, ha ottenuto l'approvazione del governo olandese per l'annuncio takeover su Oubag. RWE Gas ha intenzione di comprare il 90% della società olandese ma l'operazione richiede ancora il disco verde dell'Antitrust olandese. Oubag serve circa 16 municipalità (188 mila clienti e 7,4 TWh di gas venduto all'anno) nella provincia del Nord Brabant, a sud del Paese.

Italia/Spagna

Endesa ha acquistato la partecipazione di Banco Santander in Endesa Italia (ex Elettrogen), pari al 5,7%. Con questa operazione annunciata nelle scorse settimane dal presidente di Endesa Italia Jesus Olmo, la società elettrica spagnola sale al 51% nella prima genco messa all'asta da Enel.

Repubblica Slovacca

Il ministro slovacco delle privatizzazioni ha confermato che i due colossi energetici tedeschi, E.ON e RWE, hanno acquistato il 49% delle azioni di due delle tre distribution company slovacche, ZSE e VSE rispettivamente, previste dal piano di privatizzazione del Paese. Nessuna cifra è stata finora pubblicata ma i tedeschi avranno il controllo operativo delle due società sebbene la maggioranza azionaria è ancora statale. Il monopolista francese EDF e quello italiano Enel sono gli unici due candidati rimasti in lizza la vendita della terza società SSE.

Spagna

Il ministro spagnolo dell'economia ha dato il via libera all'acquisto da parte dell'utility spagnola Iberdrola degli assets spagnoli di proprietà della Enron. Si tratta principalmente di un sito per la costruzione di un mega impianto a ciclo combinato di 1,200 MW nella zona di Cadice. L'operazione, che vale circa 360 milioni di euro, attende ora l'approvazione dell'autorità giudiziaria statunitense che sta seguendo il fallimento del colosso energetico d'oltreoceano. La belga Electrabel ha presentato ricorso alla corte di New York che si occupa del caso rilevando irregolarità nella vendita degli assets di Enron in quanto proposte di acquisto che superavano l'offerta di Iberdrola non sono state prese in considerazione. Ma l'autorità newyorchese ha confermato la decisione del ministro spagnolo e il prezzo finale che Iberdrola pagherà è di 375 milioni di euro.

UK

Il gruppo petrolifero britannico Shell-Royal Dutch ha annunciato il lancio di un'opa amichevole a 725 pence per azione per l'acquisto di Enterprise Oil, società energetica inglese. L'operazione è stata valutata sui 7.01 miliardi di euro (circa 4.3 miliardi di sterline). La Shell già disponeva del 10.9% delle azioni di Enterprise. Con una nuova offerta il colosso Shell-Royal Dutch ha

acquistato un ulteriore 9% delle azioni della società petrolifera, raggiungendo la quota del 29%, molto vicino al limite superiore previsto dal codice commerciale inglese per le opa amichevoli.

Questa mossa della compagnia petrolifera britannica sembra aver spiazzato l'italiana Eni che in precedenza aveva manifestato interesse nell'acquisto.

National Grid e Lattice hanno dichiarato l'intenzione di fondersi in un'unica company integrata nel settore dell'elettricità e del gas. Infatti, National Grid possiede e gestisce la rete di trasmissione di tutta l'Inghilterra e il Galles, mentre Lattice, attraverso società apposite, ha la proprietà e il controllo del sistema di gas pipeline nel Regno Unito. La fusione comporterà la creazione della più grande energy utility della penisola britannica, chiamata con molta probabilità National Grid Transco, che ha il suo core business in attività e servizi prettamente

monopolistici. Il valore di entrambe le società si aggirerebbe intorno ai 14.8 miliardi di sterline. Il 57.3% delle azioni saranno possedute da National Grid e il restante a Lattice. L'operazione sarà eseguita con un share swap, per cui gli azionisti di quest'ultima riceveranno 0.375 azioni di National Grid per ogni azione posseduta di Lattice. Da questo affare ci si attende un risparmio annuo di circa 100 milioni di sterline.

L'ANDAMENTO DEL CT

Prezzo dell'energia: le attese del mercato

Il prezzo dell'energia: delibera AEEG 24/02

A seguito della delibera 24/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas del 27 febbraio scorso, per il secondo bimestre 2002 il costo unitario riconosciuto dei combustibili fossili (V_t) ammonta a 1.555 €cents/Mcal, mentre il parametro C_t , che individua il costo unitario variabile riconosciuto per la generazione termoelettrica, è di 3.514 €cents/kWh.

Sulla base del valore del C_t , il prezzo medio stimato dell'energia elettrica all'ingrosso (PG) risulta pertanto pari a 5.571 €cents/kWh.

In attesa del prossimo aggiornamento, previsto per la fine del corrente mese, con cui l'Autorità fisserà i parametri e le componenti della tariffa elettrica validi per il bimestre maggio-giugno 2002, è utile commentare l'andamento delle quotazioni sui mercati internazionali dei combustibili fossili e del cambio US\$/€ nel periodo di riferimento (dicembre 2001 - marzo 2002).

L'andamento recente delle quotazioni internazionali:

Brent e altri greggi

Il 2002 si è aperto all'insegna di una ripresa nelle quotazioni internazionali del greggio e dei suoi derivati: infatti, dopo aver raggiunto a dicembre i valori più bassi del 2001, assestandosi a 18.5 US\$/bbl, nel corso dei primi tre mesi dell'anno i prezzi *spot* del Brent (*Crude - Physical Delivery, fob US\$/bbl.*), varietà di riferimento per i greggi che arrivano sul mercato europeo, hanno ripreso quota, portandosi a 23.8 US\$/bbl nella media di marzo. Rispetto ai livelli di dicembre, pertanto, l'incremento ammonta circa al 30%. La tendenza rialzista va letta alla luce del miglioramento delle aspettative dal lato della domanda e delle tensioni presenti sul lato dell'offerta. Dal lato della domanda, la crescente richiesta di benzine e di *jet fuel* (il kerosene utilizzato come carburante per gli aerei) spiega, insieme al calo delle importazioni, il calo delle scorte americane emerso dalle statistiche diffuse dall'American Petroleum Institute (Api) e lascia intravedere una ripresa nell'economia americana.

Spinte al rialzo provengono inoltre anche dal lato dell'offerta: mentre i paesi appartenenti al cartello OPEC hanno deciso di mantenere inalterati i loro livelli produttivi fino al prossimo summit (previsto per il 26 giugno), lo scorso 8 aprile l'Iraq ha dato inizio ad un embargo di un mese sulle esportazioni di greggio. Anche se le conseguenze di tale decisione sugli arrivi negli Stati Uniti si faranno sentire soltanto nelle prossime settimane, la prospettiva di una contrazione dell'offerta di greggio ha comunque favorito una lievitazione delle quotazioni. Infine, sempre dal lato dell'offerta, l'andamento del mercato fisico sconta gli effetti della sospensione (ormai rientrata) delle esportazioni di petrolio e derivati dal Venezuela nel corso delle ultime due settimane e il perdurare delle tensioni in Medio-Oriente.

Trainate dall'andamento del Brent, anche le varietà di greggio utilizzate per l'indicizzazione del C_t hanno registrato un'analogha accelerazione: rispetto al livello di dicembre, infatti, a marzo la media ponderata dei prezzi *Fobbreakeven* ha messo a segno un incremento nell'ordine del 27%.

I dati disponibili per il mese di aprile confermano un ulteriore rafforzamento delle quotazioni internazionali del Brent, in aumento su marzo del 5.7%. Tale rialzo è stato inoltre accompagnato da un lieve indebolimento del cambio.

Oli combustibili

Per quanto riguarda gli oli combustibili, i prezzi del Btz non hanno seguito le oscillazioni delle quotazioni del Brent, esibendo un andamento piuttosto volatile. Nel complesso, comunque, da dicembre a marzo il prezzo medio mensile *Cif* del Btz *1% Fuel Oil Cargoes*, quotato sul mercato europeo occidentale, con base ad Amsterdam, Rotterdam e Anversa, ha messo a segno un aumento nell'ordine del 14%. Ad aprile, invece, le quotazioni si sono mosse in linea con quelle del Brent, anche se hanno registrato variazioni di maggiore intensità: in sole tre settimane, l'aumento è stato infatti del 15%. Anche i prezzi dell'Stz hanno

esibito un andamento sganciato dalle quotazioni del Brent, ma sono risultati meno volatili rispetto al Btz: fino a febbraio, infatti, i prezzi dell'Stz *Fuel Oil (No. 6, 0.3% S, LoPr)*, quotato a New York, sono diminuiti, per poi registrare un'impennata del 21% nel mese di marzo. Nel complesso, invece, l'aumento nel periodo di riferimento è stato nell'ordine del 10%.

Anche per l'Stz, i dati relativi alle prime tre settimane di aprile mostrano un ulteriore rafforzamento, con un incremento dell'11% sul mese precedente.

I carboni

Sul fronte dei carboni, invece, si segnala una diminuzione delle quotazioni: da dicembre a marzo, il prezzo medio ponderato *Fob* del carbone è infatti diminuito del 12.4%. Tale andamento si spiega in particolare alla luce del ribasso dell'indice medio *Fob USA*, in calo nello stesso periodo del 16.4%.

I dati disponibili per il mese di aprile non evidenziano variazioni significative, mantenendosi sostanzialmente sugli stessi livelli di marzo.

Sulla base dei dati fin qui considerati, passiamo ora a considerare l'andamento degli indici di prezzo dei combustibili fossili rilevanti ai fini del calcolo del parametro C_t .

Il prezzo dell'energia elettrica: terzo bimestre 2002

Per il bimestre maggio-giugno 2002, l'indice dei prezzi in euro del gas, calcolato sulla base della media ponderata delle quotazioni mensili del Btz e dei quattro greggi inclusi nel paniere di riferimento, subirà un aumento del 4.1% (Tabella 1).

L'indice dei prezzi in euro degli oli combustibili, calcolato a partire dalla media ponderata delle quotazioni mensili del Btz e dell'Stz, registrerà un incremento pari al 4.7%.

Per l'indice dei prezzi in euro dei carboni, ottenuto come media ponderata delle quotazioni mensili dei prezzi *Fob* dei sette carboni di riferimento, quantifichiamo invece una flessione del 3.9%.

Pertanto, per il terzo bimestre 2002 il costo unitario variabile riconosciuto (V_t) passerà da 1.555 a 1.611 €cents/Mcal, con un incremento del 3.6%. Il C_t salirà invece da 3.514 a 3.641 €cents/kWh: si tratta della prima variazione positiva registrata dal C_t dal primo bimestre 2001.

Si segnala, infine, che sulla base dell'andamento del C_t , il PG (prezzo medio stimato dell'energia elettrica all'ingrosso) subirà un incremento del 2.3%, passando da 5.571 a 5.698 €cents/kWh.

Le attese del mercato per i successivi bimestri del 2002

Per il quarto bimestre 2002, sulla base della curva dei prezzi *future* del Brent e dei *forward* dei tassi di cambio dell'€US\$ (Figura 1), stimiamo un aumento del parametro pari al 7.9%: di conseguenza, il V_t passerà da 1.611 a 1.739 €cents/kWh, mentre il C_t da 3.641 a 3.930 €cents/kWh. Il PG subirà un incremento del 5.1%, assestandosi a 5.987 €cents/kWh, rispetto ai 5.698 del bimestre precedente.

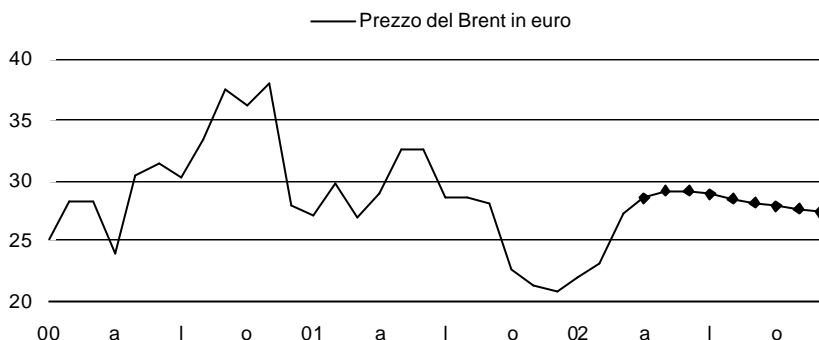
Le informazioni contenute nelle quotazioni a scadenza dei derivati finanziari sul cambio e sul dollaro ci consentono di prevedere per il quinto bimestre 2002 un ulteriore incremento del 5.1% per il V_t e il C_t , del 3.3% per il PG.

Per l'ultimo bimestre 2002 (Figura 2), non stimiamo invece alcuna variazione per i prezzi dell'energia.

Come accennato nel precedente numero della Newsletter, nel corso degli ultimi due mesi le nostre stime sono state riviste al rialzo per incorporare i cambiamenti intervenuti sul mercato del greggio e sul mercato dei cambi. Il perdurare delle tensioni in Medio-Oriente, la crisi venezuelana e la decisione di embargo sulle esportazioni di greggio iracheno hanno inoltre favorito un ulteriore rafforzamento delle tendenze rialziste emerse nella prima metà di marzo: di conseguenza, per effetto dello spostamento della curva *future* sul Brent, gli incrementi del C_t previsti per i prossimi bimestri del 2002 risultano ancor più consistenti. L'evoluzione dello scenario previsivo risulta ancor più evidente se si confrontano le stime elaborate a partire dalle aspettative ad aprile sul prezzo medio del petrolio e sul cambio dell'euro sul dollaro per l'anno in corso, con quelle elaborate a partire dalle aspettative dello scorso febbraio (Figura 2).

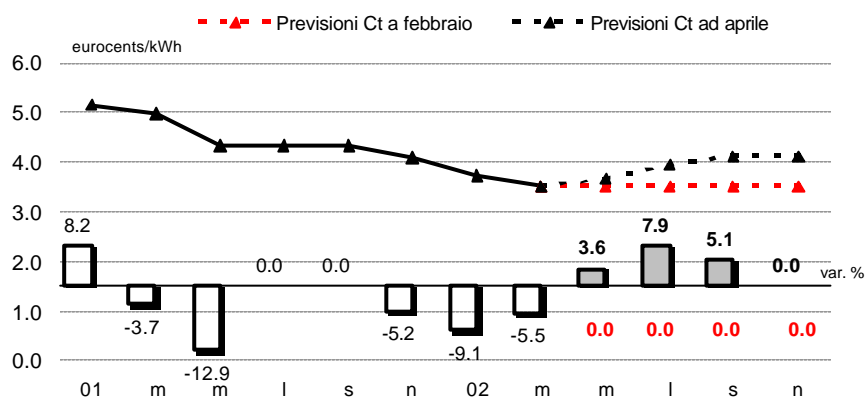
Grafici

Fig. 1 - Le esogene della previsione



Fonte: Consuntivi UIC-cambio, Datastream-Brent Crude-Physical Del. Previsioni elaborate a partire dai prezzi a termine del Brent-IPE e dei prezzi forward del tasso di cambio del 19/04/02.

Fig. 2 - La previsione del C_t



Fonte: "Osservatorio Energia" - ref. su modello sviluppato per Dalmine Energie. Previsioni elaborate a partire dai prezzi a termine del Brent-IPE e dei forward del tasso di cambio del 19/04/2002.

Tab.1 - Stima del C_t : maggio-giugno 2002

Variazioni % nella media del periodo di riferimento

Periodo di riferimento	(dic.01 - mar.02) / (ott.01 - gen.02)	Variazione %
Combustibili fossili in dollari:		
BTZ ⁽¹⁾		5.6
STZ ⁽²⁾		-1.5
P _{rob} Carbone ⁽³⁾		-7.3
Greggi ⁽⁴⁾		2.0
Cambio €/US\$ ⁽⁵⁾		-1.3
Indici di mercato in euro		
Indice oli		4.7
Indice carbone		-3.9
Indice gas naturale		4.1
Costo unitario riconosciuto (V_t, C_t)		3.6

⁽¹⁾ Olio combustibile a basso tenore di zolfo (1%);
calcolato su medie mensili quotazioni SPOT giornaliere Cif Nwe

⁽²⁾ Olio combustibile a bassissimo tenore di zolfo (0.3%);
calcolato su medie mensili quotazioni SPOT giornaliere Cif NY

⁽³⁾ Calcolato su medie ponderate di quotazioni mensili di prezzi FOB
di un paniere di 7 carboni

⁽⁴⁾ Calcolato su medie ponderate di quotazioni mensili di un paniere di 4 greggi:
Arabian Light, Iranian Light, Saharan Blend, Zuetina.

⁽⁵⁾ Calcolato su medie mensili. Fonte: Uic

CONGIUNTURA

Economia e domanda di elettricità
Primo quadrimestre poco brillante per la produzione industriale

Dalla domanda di energia alle stime in tempo reale

Nel primo trimestre del 2002, la produzione industriale parte piano, sulla base dei dati Istat di gennaio e febbraio e della stima ref. per marzo. Secondo poi le stime provvisorie dell'indicatore elettrico ref., elaborate a partire dai consumi elettrici della prima metà del mese, ad aprile l'attività produttiva segna il passo, rimanendo stabile sui livelli raggiunti in marzo (106.3). Per la fine del mese è plausibile un consuntivo peggiore: sono stati negativi gli effetti sulla produzione causati dallo sciopero generale del 16 aprile e della festività del 25 aprile, che quest'anno facilita l'effettuazione di un ponte.

Sia febbraio che aprile mostrano un andamento congiunturale piatto, il primo quadrimestre accelera solo marginalmente rispetto al quadrimestre precedente: l'incremento è infatti pari a 0,4 punti percentuali. Come effetto complessivo, ad aprile l'indice destagionalizzato della produzione industriale resta ancora al di sotto dei livelli toccati prima dell'11 settembre e del forte rallentamento che ne è seguito, pur colmando la voragine creata dal crollo di novembre.

Sono soprattutto i beni d'investimento a rimbalzare nei primi due mesi, dopo un anno di decisa flessione, mentre la produzione di beni finali, in particolare di beni di consumo, mantiene un andamento meno brillante.

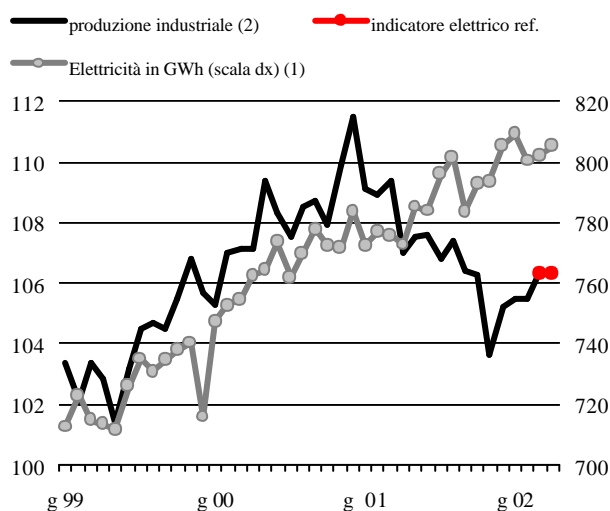
I settori che a gennaio hanno registrato variazioni tendenziali positive dei volumi prodotti mediamente al giorno sono quello alimentare, il tessile, e il meccanico, mentre le contrazioni più marcate delle quantità prodotte sono state registrate dal settore elettronico e da quello produttore di mezzi di trasporto. Continua la flessione del settore chimico e di quello metallurgico.

Dalle aspettative di produzione alla domanda di elettricità

I segnali per i mesi a venire restano favorevoli, sebbene l'ottimismo d'inizio anno pare stemperato dai dati non brillantissimi del primo trimestre.

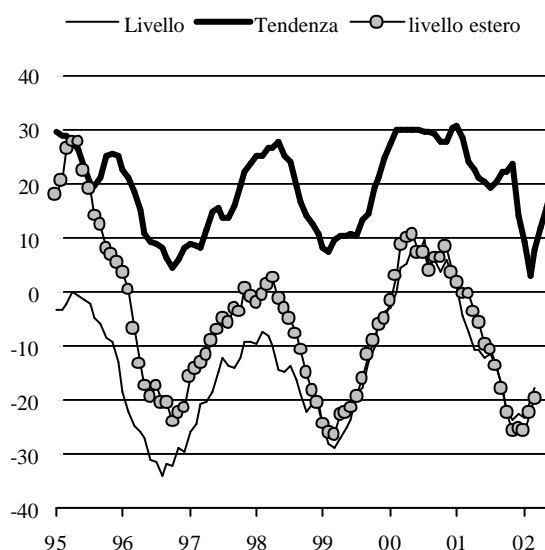
Secondo l'ultima inchiesta dell'Isae, cresce il numero di imprese che valuta in aumento il portafogli degli ordini a marzo; continua la ripresa degli ordinativi, in particolare per quanto riguarda la componente estera,

Produzione industriale e consumi elettrici



(1) media giorni lavorativi (2) indice Istat base 1995=100

Ordini totali



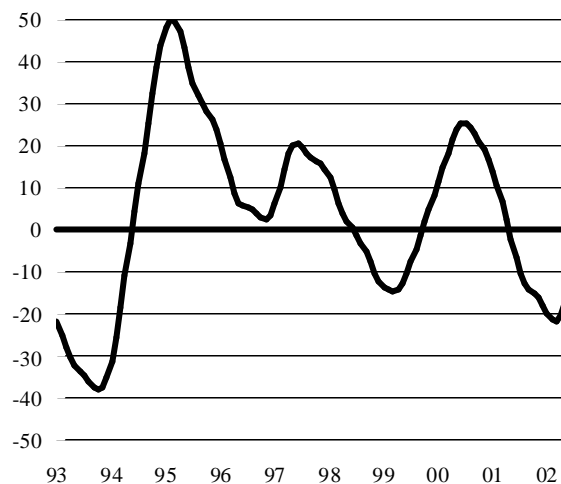
che pur rallentando mantiene una tendenza positiva (dati Istat di febbraio). I settori che mostrano però una miglior ripresa della domanda totale sono quelli leggeri (come il tessile e il calzaturiero), mentre la domanda per i settori più energivori, come la metallurgia, è ancora stagnante. Le aspettative relative agli ordini di beni d'investimento attesi per tutto il secondo trimestre sono però in miglioramento, il che potrebbe dare un impulso favorevole alla produzione. Anche per i beni intermedi migliorano le attese circa gli ordini futuri. Come nel primo trimestre, è soprattutto il ciclo delle scorte a guidare l'andamento.

Frena invece l'ottimismo dei produttori di beni di consumo. Le imprese di questo settore scontano forse il peggioramento del clima di fiducia dei consumatori, crollato nuovamente ad aprile e tornato al livello di minimo relativo registrato lo scorso novembre. Le famiglie appaiono particolarmente prudenti nell'affrontare spese impegnative, e a risentirne è soprattutto il settore dell'auto.

Il *leading indicator* ref., sintetizzando anche gli andamenti precedenti, segnala aumenti ancora contenuti nel secondo trimestre, e l'accelerazione è prevista per giugno. Un fattore di incertezza circa le evoluzioni future è rappresentato dal prezzo del petrolio, che a partire dal mese di marzo è aumentato; un prezzo più alto dei combustibili comporta una perdita di potere d'acquisto per i consumatori, e quindi

**Italia: leading ref.
della produzione industriale**

Ultimo dato: giugno 2002



presumibilmente una dinamica più contenuta della domanda interna. Questo, insieme ai maggiori costi che i settori più energivori dovrebbero sopportare, potrebbe compromettere la ripresa dell'attività produttiva.

La domanda elettrica per usi industriali dunque dovrebbe essere piuttosto contenuta, sia per i dubbi circa l'intensità della ripresa, che pare andare a velocità frenata, sia perché i settori più *energy-intensive* sono quelli in posizione meno dinamica.

Le borse elettriche europee: marzo 2002

I grafici dall'1 al 8 riportano confronti internazionali di prezzi e volumi registrati nel mese di marzo presso le borse elettriche europee. Tutti dati sono forniti dalle borse elettriche citate.

OMEL. Continua il trend decrescente dei prezzi all'ingrosso della borsa elettrica spagnola la quale ha registrato a marzo un calo del prezzo medio (orario) di borsa del 9.2% (tra gennaio e febbraio la variazione negativa dei prezzi era stata del 36.7%): il valore medio orario è stato di 34.67 euro/MWh contro i 38.19 euro/MWh di febbraio e il prezzo massimo di marzo si è dimezzato rispetto al mese precedente superando di poco i 45 euro/MWh. La borsa ha registrato un forte picco di prezzo verso il basso di 5.68 euro/MWh il 2 marzo, nelle ore 17 e 18. Nonostante questa tendenza al ribasso, rispetto a marzo 2001 i prezzi medi orari sono più che raddoppiati passando da 17.33 euro/MWh a 34.67 euro/MWh. Per quanto riguarda i volumi scambiati sull'Omel, le quantità medie orarie sono diminuite del 7.9% rispetto a febbraio scorso mentre si registra un lieve aumento (1.8%) rispetto a marzo 2001. In breve, le temperature primaverili di marzo hanno avuto i loro effetti sui quantitativi di energia elettrica acquistata sulla borsa. Nel frattempo l'Antitrust spagnola, su richiesta presentata dal regolatore spagnolo Comisión Nacional de Energía (CNE), ha multato le maggiori energy company spagnole Endesa, Iberdrola e Union Fenosa per aver esercitato potere di mercato nei giorni 19, 20 e 21 di novembre scorso, in cui i prezzi di borsa sono stati eccezionalmente alti (punte di 100 euro/MWh).

NordPool. Come per l'Omel, anche per la borsa scandinava continua la discesa di prezzi: in media, i prezzi orari del Nordic Power Exchange a marzo hanno registrato un calo del 8.4% rispetto a febbraio per un valore di 18.6 euro/MWh (contro i 20.2 euro/MWh). L'andamento dei prezzi è stato più stabile rispetto a febbraio anche se in presenza di un paio di picchi di prezzo più alti che non hanno tuttavia superato i 30 euro/MWh: infatti la punta massima è stata di 29.14 euro/MWh contro i 25.8 euro/MWh di febbraio e i 133 euro/MWh di gennaio. A differenza della Spagna, l'andamento del Pool Nordico migliora anche

rispetto a marzo 2001 registrando un calo dei prezzi all'ingrosso di oltre il 28%.

Per quanto riguarda i volumi di energia elettrica, le quantità (orarie) scambiate nel pool scandinavo sono diminuite in media del 4% circa rispetto a febbraio di quest'anno e dell'11.8% rispetto allo stesso mese del 2001, il che si spiega con le temperature miti di marzo.

LPX. Positiva la performance della borsa tedesca di Lipsia nel mese di marzo, sebbene il trend decrescente iniziato nel mese di gennaio si sia molto attenuato. Rispetto a febbraio scorso, infatti, i prezzi medi orari sono calati del 3.3% circa assestandosi intorno ai 20 euro/MWh e anche la volatilità si riduce sebbene si passi da un minimo di 0.09 euro/MWh ad una punta massima di circa 41 euro/MWh (contro i circa 220 di gennaio); inoltre ci sono stati anche frequenti picchi al ribasso soprattutto nella seconda metà del mese soprattutto in coincidenza con le vacanze pasquali. Rispetto allo stesso mese del 2001, i prezzi all'ingrosso della borsa tedesca sono diminuiti di oltre il 10%.

Le quantità scambiate in ogni ora si sono in media ridotte del 7.2% circa, confermando una tendenza generale riscontrata anche negli altri power pool europei. Rispetto a febbraio 2001, la borsa di Lipsia ha visto più che raddoppiati i volumi medi orari di energia elettrica, passando da una media oraria di 899 MW agli attuali 2,388 MW.

EEX. L'andamento dei prezzi della borsa tedesca di Francoforte ricalca abbastanza fedelmente quello della sua gemella: essa ha registrato un livello medio orario di 19 euro/MWh circa abbassandosi del 6.4% rispetto a febbraio. La volatilità dei prezzi, pur non essendo ampia come a gennaio e dicembre scorsi, resta abbastanza consistente: si passa da 3 euro/MWh al massimo di 40 euro/MWh con forti picchi di prezzo al ribasso verso la fine del mese. Rispetto a marzo 2001, i prezzi medi orari registrano variazioni negative abbastanza rilevanti (-7.6%).

Per quanto riguarda l'energia contrattata sulla borsa, si è verificato un calo medio (orario) del 12.7% circa rispetto al mese di febbraio mentre rispetto allo stesso mese dell'anno scorso i volumi medi orari sono aumentati più del 35.5%.

Circa 2,800 GWh sono stati venduti a marzo nei mercati spot e future delle borse tedesche integrate LPX/EEEX (il Nuovo EEX) di cui circa 2,500 GWh nei mercati spot per l'energia elettrica. Di questi, 1,774,896 MWh sono stati venduti nella borsa di Lipsia (contro i 1,729,025 MWh di febbraio) e 764,486 MWh nella borsa di Francoforte che nel mese precedente aveva registrato volumi di vendita pari a 1,035,411 MWh. Il Mercato dei future ha raggiunto in marzo un turnover di 270,300 MWh di cui 192,000 MWh mediante contratti mensili e il resto attraverso contratti future annuali.

APX. Continua nel mese di marzo la performance molto positiva della borsa di Amsterdam: i prezzi medi orari sono scesi del 10.8% circa rispetto al mese precedente e del 26.6% rispetto a marzo 2001 assestandosi sui 20 euro/MWh. La volatilità continua a scendere con punte massime di 46 euro/MWh (contro i 263 euro/MWh e i 65 euro/MWh raggiunti rispettivamente a gennaio e febbraio di quest'anno). Come per LPX e EEX, numerosi sono stati i picchi di prezzo al ribasso.

News dalle Borse...

LPX. Alla fine di marzo, la borsa di Lipsia ha visto aumentare il numero dei partecipanti a 86 con l'ingresso di PESAG AG, fornitore di energia elettrica della regione della Westfalia.

Powernext. Ai sei originali operatori della borsa parigina (Cargill, EDFT, Electrabel, Endesa, Iberdrola, TotalFinaElf) e agli altri quattro (Atel, EGL, Norsk Hydro e CNR) entrati a dicembre e gennaio, se ne sono aggiunti dei nuovi: a febbraio, hanno fatto il loro ingresso l'inglese Gaselys, il trader tedesco E.ON Trading GmbH, la multinazionale risk management company Aquila, l'utiliy austriaca VERBUND; a marzo si è aggiunta l'utiliy spagnola Union Fenosa e, infine, in aprile la svizzera BKW FMB Energie SA, il Nordic Power House e l'americana Williams Energy.

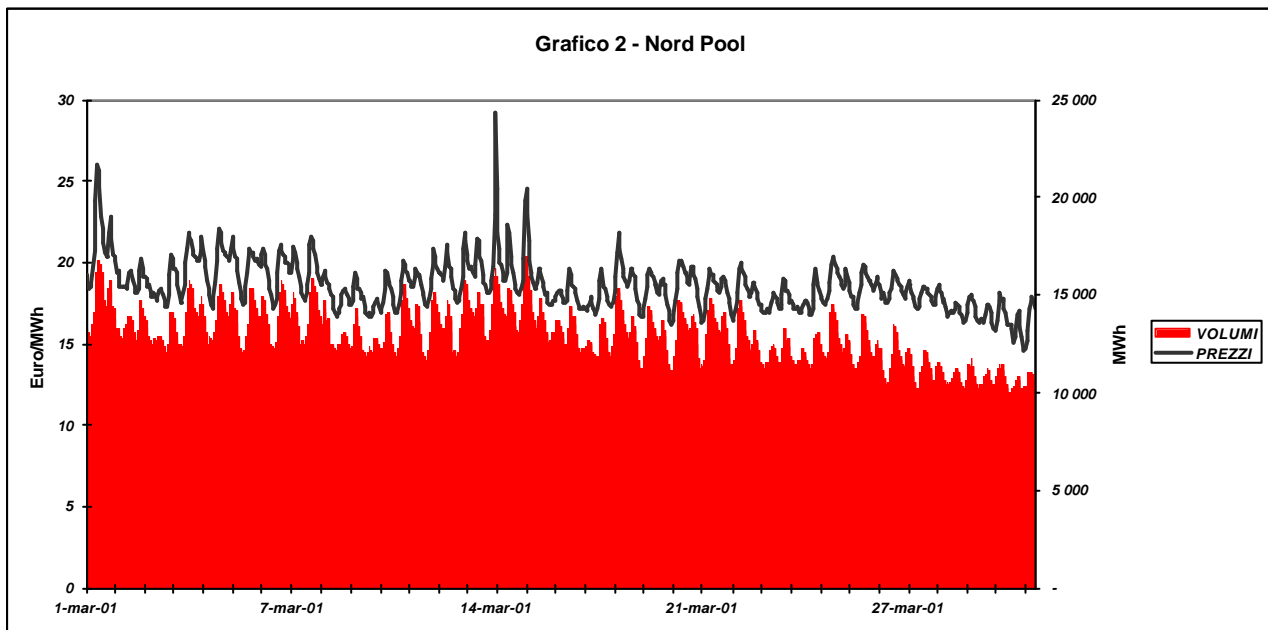
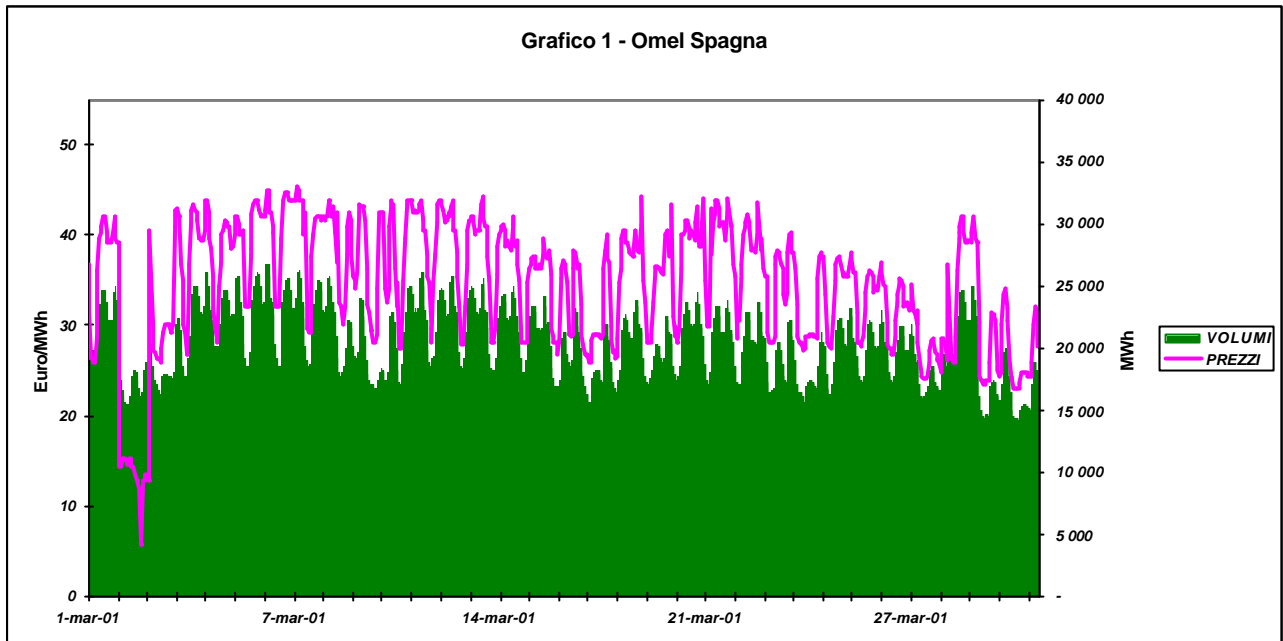
I volumi orari di energia elettrica commerciati sulla borsa olandese riportano lo stesso trend di febbraio: in media si è verificato un aumento del 19% circa rispetto al mese precedente, percentuale che arriva al 48.4 se si confrontano questi dati con quelli di marzo 2001.

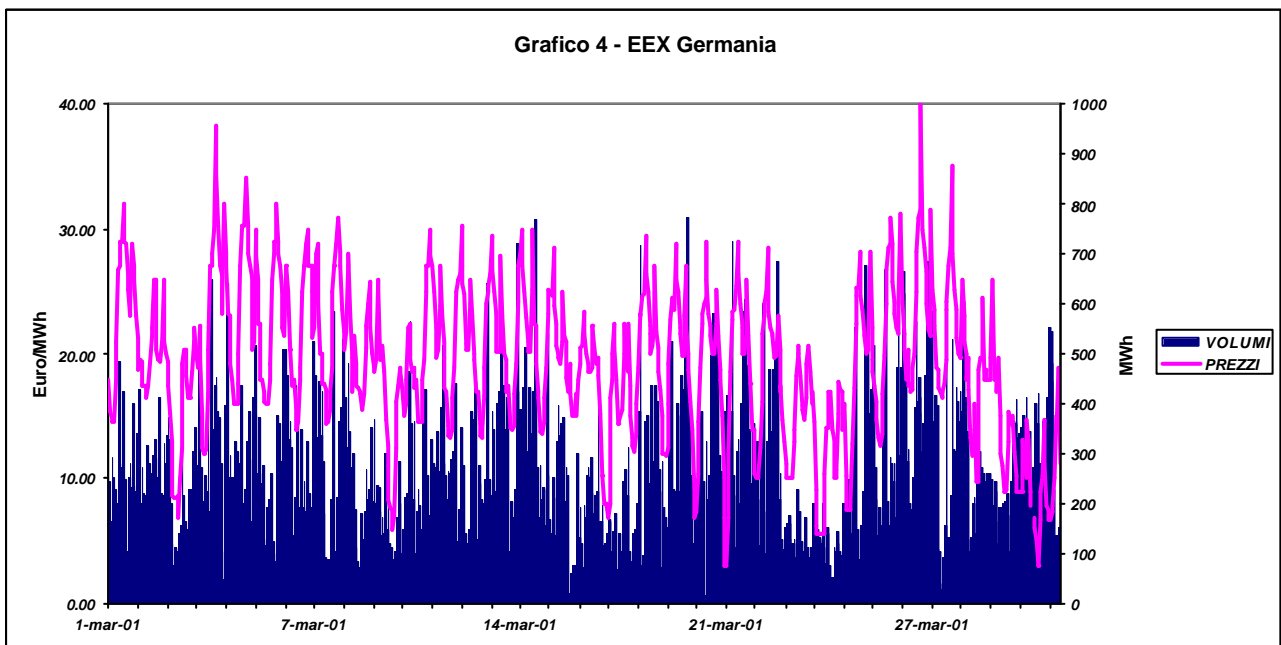
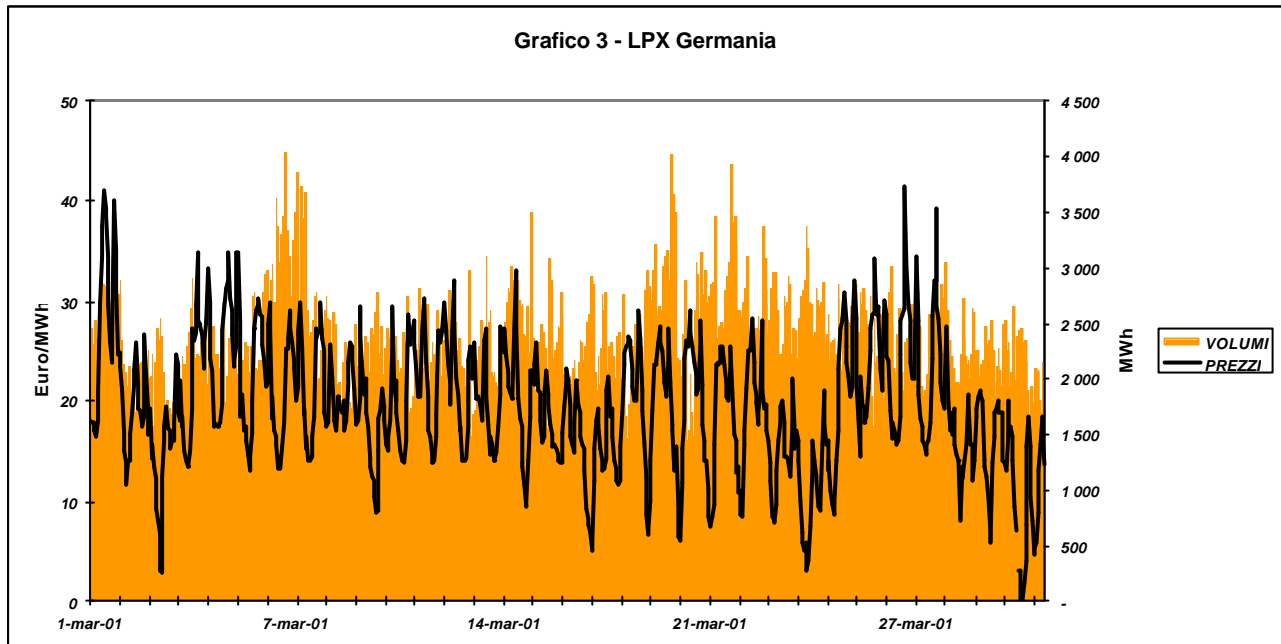
Intanto la liberalizzazione del settore elettrico olandese sembra voler procedere più speditamente di quanto stabilito nell'agenda di Barcellona: il governo e il regolatore sono intenzionati ad aprire il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica alle utenze domestiche il primo gennaio del 2003; attualmente, già due terzi degli utenti olandesi hanno la facoltà di scegliersi un proprio fornitore di energia elettrica.

PowerNext. Per quanto riguarda i prezzi, continua il trend a ribasso iniziato alla fine di gennaio di quest'anno: infatti, il prezzo orario (19 euro/MWh, molto vicino a quello olandese e tedesco) è sceso del 16%, con picchi di prezzo che non superano i 35 euro/MWh.

I volumi medi (orari) scambiati a marzo sono aumentati del 56% circa rispetto al mese precedente: in particolare, l'aumento è maggiormente visibile nella settimana precedente quella pasquale in cui si è registrato il record delle transazioni effettuate nei primi quattro mesi di vita della borsa elettrica francese; il 26 marzo si sono raggiunti circa 12 GWh, quasi 500 MW acquistato in ogni ora.

Grafici





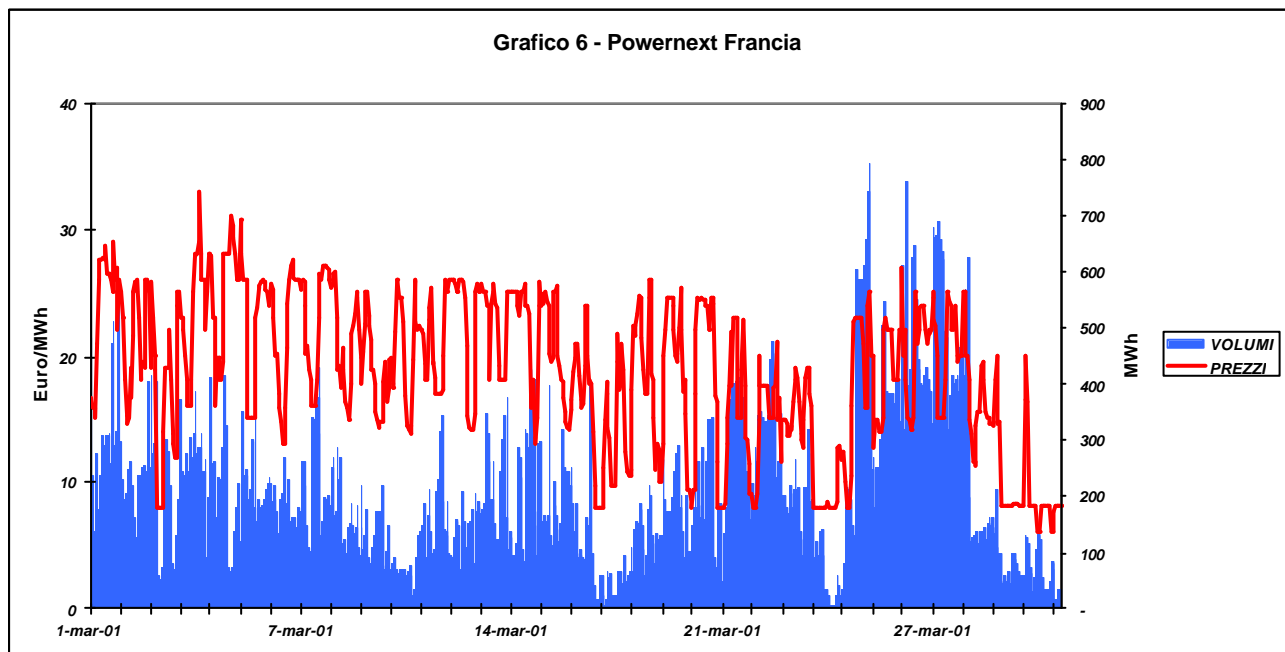
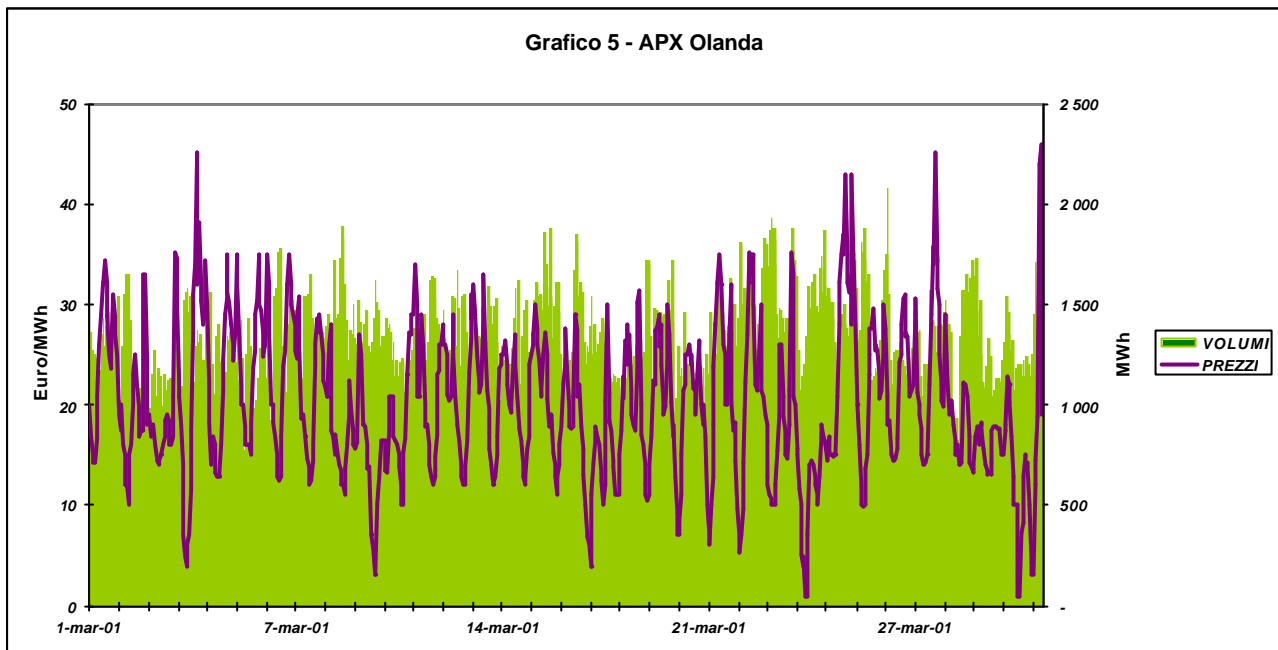


Grafico 7 - Confronti Internazionali di Prezzo

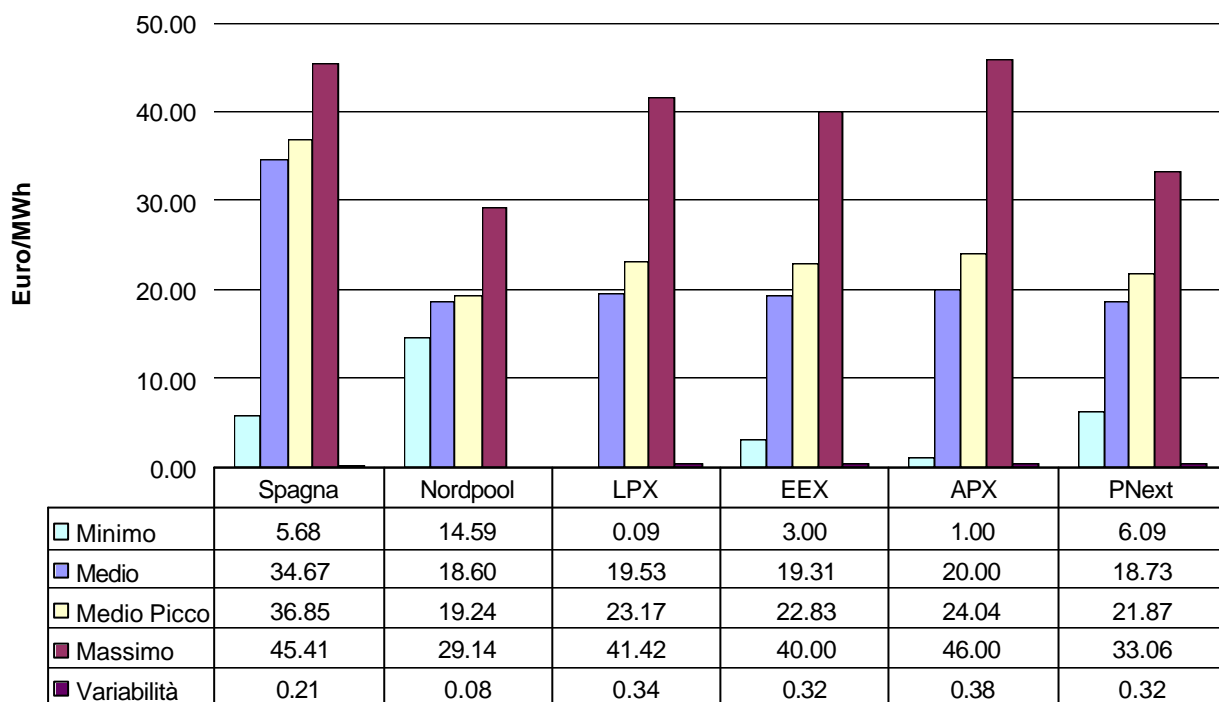
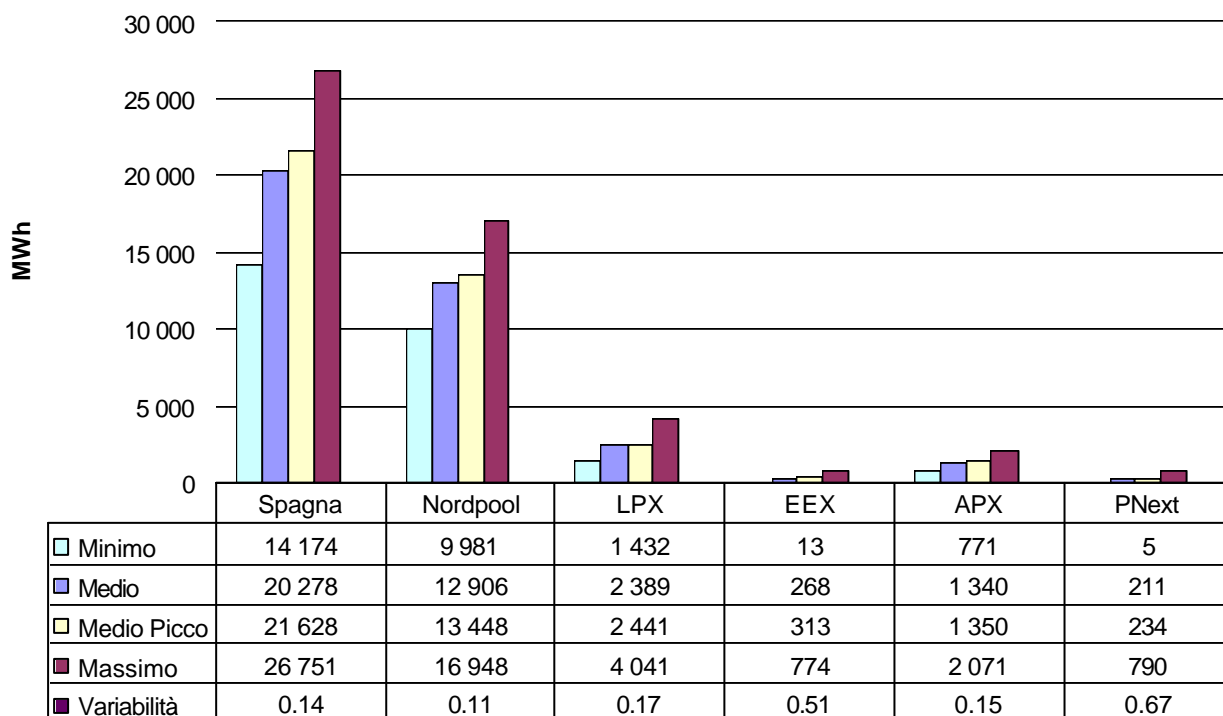


Grafico 8 - Confronti Internazionali Volumi Scambiati



OSSERVATORIO ENERGIA

ref. è una nuova società di ricerca e consulenza che l'Irs e i suoi economisti senior hanno costituito 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. **ref.** sostiene il MEGeS (Master in Economia e Gestione dei Servizi di pubblica utilità) dell'Università Bocconi di Milano.

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.refirs.it) sono i seguenti:

- ❑ *Newsletter dell'Osservatorio Energia*, mensile che tratta le novità relativamente agli aspetti normativi e di struttura del mercato in Italia e fornisce la previsione a tre mesi del Ct.
- ❑ *Energy-Lex*, database sull'evoluzione normativa e societaria nel settore elettrico e del gas aggiornato settimanalmente. Interrogabile via internet secondo diverse modalità permette di ricostruire le norme di riferimento.
- ❑ *Rapporto annuale* sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico e del gas.
- ❑ Scenari a medio termine sull'evoluzione del mercato elettrico realizzato sulla base del modello di dispacciamento ref.. Vengono simulati scenari di prezzo a partire dalle ipotesi di sviluppo del parco e delle previsioni di domanda.
- ❑ *Seminari* di discussione sulle innovazioni legislative e normative. Tre seminari all'anno.
- ❑ *Quaderni di ricerca* di base. Trattano, a partire dalla letteratura teorica, temi di attualità per il nuovo mercato italiano. I quaderni pubblicati nel 2001 sono:
- ❑ *Consulenza* telefonica sui nuovi provvedimenti del settore.