

2.
Regolamentazione
nel settore
dell'energia
elettrica

PAGINA BIANCA

Regolamentazione tariffaria

L'azione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia tariffaria nel corso del 2005 e dei primi mesi del 2006 ha riguardato la normativa sia di carattere generale sia di tipo speciale. Per quanto concerne le disposizioni di carattere generale, per la prima volta è stata data attuazione ai meccanismi di perequazione generale (relativi alla competenza dell'anno 2004) previsti dal Testo integrato, finalizzati ad assicurare la corretta riattribuzione tra le imprese distributrici dei ricavi tariffari garantiti dall'applicazione della tariffa unica nazionale. A tal fine, l'Autorità ha tra l'altro emanato la delibera 20 giugno 2005, n. 115, assegnando funzioni di gestione operativa del processo di perequazione alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Le difficoltà applicative connesse con la prima attuazione dei meccanismi di perequazione da parte delle imprese distributrici hanno reso, inoltre, necessario provvedere ad attività istruttorie aggiuntive da parte dell'Autorità e della medesima Cassa, previste con delibera 21 dicembre 2005, n. 285. Il processo di perequazione (per l'anno 2004) si è sostanzialmente concluso nel marzo 2006.

Una seconda linea di intervento di portata generale ha riguardato i servizi di misura dell'energia elettrica e di vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato. Più precisamente, con delibera 20 luglio 2005, n. 153, è stato avviato un procedimento finalizzato a valutare l'adeguatezza dei corrispettivi tariffari attualmente previsti a remunerazione del servizio di misura e delle attività com-

merciali funzionali al servizio di vendita erogato ai clienti del mercato vincolato. Il procedimento è tuttora in corso.

L'Autorità inoltre ha attivato specifici procedimenti e adottato proprie delibere in merito a due filoni riguardanti discipline di carattere speciale, vale a dire la regolazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel Spa, di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, e la disciplina dei regimi tariffari speciali al consumo previsti da disposizioni primarie distinte.

In relazione alle imprese elettriche minori l'Autorità ha avviato, con delibera 30 novembre 2005 n. 254, un procedimento finalizzato a ricondurre la regolazione tariffaria nell'ambito di quella generale, prevista dalla delibera 30 gennaio 2004, n. 5. Nell'ambito di tale procedimento, in data 21 dicembre 2005 è stato emanato un primo Documento per la consultazione, ove viene previsto un processo di graduale riallineamento ai criteri generali previsti dalla delibera n. 5/04 delle modalità di riconoscimento dei costi del servizio alle imprese elettriche minori operanti sulla terraferma e, contemporaneamente, sono definiti i criteri che l'Autorità intende adottare per il trattamento dei rami di azienda di distribuzione acquisiti dalle medesime imprese elettriche minori. Parallelamente, nelle more del completamento della riforma avviata dalla delibera n. 254/05, l'Autorità ha definito con delibera 23 dicembre 2005, n. 288, nuove modalità di aggiornamento delle aliquote di integrazione tariffaria attualmente riconosciute a titolo di accon-

to, al fine di rendere tale meccanismo maggiormente aderente all'andamento effettivo del costo del combustibile utilizzato in via prevalente dalle medesime imprese per la produzione di energia elettrica. Con riferimento ai regimi tariffari speciali al consumo, infine, l'Autorità, con delibera 13 ottobre 2005, n. 217, ha dato attuazione alle disposizioni in materia previste dall'art. 11 del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito con modificazioni in legge 14 maggio 2005, n. 80, relativamente all'applicazione di tariffe ridotte alle forniture di energia elettrica destinata alle produzioni e alle lavorazioni di alluminio, piombo, argento e zinco, oltre che al ciclo cloro-soda situate nella regione Sardegna; nonché alla proroga al 2010 di regimi tariffari speciali già presenti nell'ordinamento nazionale. Gli effetti dell'intervento dell'Autorità, peraltro, sono stati condizionati alla positiva conclusione della procedura di notifica di cui all'art. 88 del Trattato dell'Unione europea a cui le richiamate disposizioni di legge sono sottoposte.

Incentivazioni previste per gli impianti fotovoltaici

In attuazione di quanto disposto dall'art. 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, ha emanato due decreti (in data 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006) così da definire le modalità e i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

I decreti ministeriali prevedono l'incentivazione in conto energia per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 1.000 kW collegati alla rete elettrica, ivi incluse le piccole reti isolate, entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione o rifacimento totale, in data successiva al 30 settembre 2005; nonché da impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica, ivi incluse le piccole reti, entrati in esercizio a seguito di potenziamento, in data successiva al 30 settembre 2005, limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta dopo l'intervento di potenziamento.

Le cd. "tariffe incentivanti" sono in realtà forti incentivi in conto energia erogati per i primi 20 anni di esercizio dell'impianto, i cui valori sono correlati alla taglia dell'impianto. Tali incentivi, l'onere dei quali ricade sull'insieme dei clienti italiani attraverso la componente tariffaria A_3 per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, vengono riconosciuti al soggetto responsabile dell'impianto con riferimento:

- nel caso di vendita dell'energia elettrica prodotta dall'impianto

to fotovoltaico, ivi inclusa quella delle sole eccedenze, all'intera quantità di energia elettrica prodotta;

- nel caso di scambio sul posto per impianti fino a 20 kW, all'energia elettrica prodotta e consumata dal medesimo soggetto responsabile nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto (si veda il paragrafo *Scambio sul posto* in questo Capitolo). Pertanto l'incentivo viene erogato all'energia elettrica prodotta e consumata entro i successivi tre anni, dopo di che l'eventuale maggior produzione rispetto ai propri consumi viene annullata, in applicazione della disciplina dello scambio sul posto.

Nel caso di vendita dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico l'incentivo previsto dai decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 si somma ai ricavi derivanti dalla cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Con il decreto 6 febbraio 2006 è stato inoltre previsto un aumento del 10% della "tariffa incentivante" qualora i moduli fotovoltaici siano integrati su un edificio di nuova costruzione o su edifici esistenti oggetto di ristrutturazione.

Ai sensi del decreto ministeriale 28 luglio 2005, l'Autorità, con la delibera 14 settembre 2005, n. 188, così come modificata dalla delibera 24 febbraio 2006, n. 40, ha:

- individuato il soggetto attuatore che eroga le "tariffe incentivanti";
- definito le modalità e le condizioni per l'erogazione degli incentivi, e per le relative verifiche;
- determinato le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle "tariffe incentivanti" trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A_3 .

In particolare, l'Autorità ha individuato nel GRTN (società Gestore del sistema elettrico – GRTN Spa) il soggetto attuatore, prevedendo che quest'ultimo analizzi e verifichi le domande di ammissibilità alle "tariffe incentivanti", ne predisponga l'elenco e le graduatorie di ammissione, aggiorni le "tariffe incentivanti" secondo i criteri definiti dai sopraelencati decreti ministeriali. Inoltre il soggetto attuatore ha il compito di erogare gli incentivi relativi all'energia elettrica prodotta dagli impianti che ne hanno ottenuto il diritto e di effettuare le necessarie verifiche non solo in sede di presentazione delle domande e di realizzazione dell'impianto, ma anche durante la fase di esercizio del medesimo impianto, eventualmente tramite sopralluoghi.

Il soggetto che ha intenzione di realizzare un impianto fotovoltaico usufruendo delle "tariffe incentivanti" deve pertanto inoltrare domanda ai GRTN e, se questa viene accolta, deve realizzare l'impianto secondo le modalità e le tempistiche stabilite dai sopraccitati decreti ministeriali, pena l'esclusione dall'incentivo.

Inoltre l'Autorità, con la delibera n. 40/06, ha definito le modalità di misura dell'energia elettrica prodotta ai fini delle "tariffe incentivanti". Infatti, ai fini dell'erogazione dell'incentivo previsto per gli impianti fotovoltaici, non è sufficiente la misura dell'energia elettrica immessa e prelevata già effettuata ai sensi del Testo integrato. Con riferimento alla misura dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico e soggetta a incentivazione ai sensi dei suddetti decreti, l'Autorità ha previsto che nel caso di impianti fotovoltaici di potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 20 kW il servizio di misura sia affidato a un soggetto terzo, sia esso il distributore o il gestore di rete a seconda che si richieda il servizio di scambio sul posto o meno. Per gli impianti di potenza superiore a 20 kW invece il produttore può scegliere di misurare autonomamente l'energia elettrica prodotta oppure può avvalersi del gestore di rete cui l'impianto è collegato per il servizio di misura, poiché la legislazione vigente prevede comunque la comunicazione all'Ufficio tecnico di Finanza della dichiarazione di produzione di energia elettrica.

Oneri nucleari

L'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti svolte dalla società Sogin Spa, anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Con la delibera 23 aprile 2002, n. 71, erano stati determinati gli oneri nucleari per il triennio 2002-2004 ed emanate raccomandazioni atte a garantire efficienza economica nello svolgimento delle attività.

I lavori per la rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007 hanno richiesto supplementi istruttori in relazione anche a importanti modifiche del quadro normativo di riferimento, tra cui il decreto del Ministro delle attività produttive 2 dicembre 2004, che ha previsto nuovi indirizzi strategici e operativi per la messa in sicurezza del combustibile nucleare irraggiato.

Il 27 dicembre 2004 la Sogin ha infatti presentato all'Autorità un nuovo programma pluriennale delle attività, rispetto a quello del

30 settembre 2004, nel quale, a seguito del citato decreto, viene adottata una nuova strategia di gestione del combustibile irraggiato basata sul riprocessamento. Poiché tale programma prevede un allungamento del periodo di completamento delle attività e un incremento dei costi a vita intera, l'Autorità ha disposto gli opportuni approfondimenti istruttori.

La rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007 deve anche tenere conto degli scostamenti tra preventivi e consuntivi per quanto realizzato nel periodo 2002-2004, in applicazione dei criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previsti dal decreto 26 gennaio 2000. Con la delibera 13 aprile 2005, n. 66, l'Autorità ha pertanto determinato a consuntivo, per il triennio 2002-2004, gli oneri conseguenti alle attività svolte dalla Sogin ai fini della successiva rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007. L'Autorità ha riconosciuto maggiori costi delle attività operative per 34,7 milioni di euro, ma non ha ammesso, in applicazione del richiamato criterio di efficienza economica, maggiori costi di sede centrale per 4,8 milioni di euro, a motivo del consistente rallentamento delle attività e della rilevante incidenza, sia assoluta sia relativa, dei costi di struttura sul totale delle attività. La delibera n. 66/05 costituisce quindi la prima fase del procedimento di rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007.

In tale ambito, è inoltre emersa la necessità di una precisa definizione dei criteri di valutazione dell'efficienza economica, connessi anche con il bisogno di promuovere l'avanzamento del programma di attività della Sogin e l'ottimizzazione dei relativi costi. Nel marzo 2006 l'Autorità ha pertanto pubblicato un Documento per la consultazione che contiene alcune proposte volte a definire detti criteri. Le principali proposte dell'Autorità consistono nel:

- valutare l'ammissibilità delle attività del programma pluriennale presentato dalla Sogin sulla base di criteri di pertinenza agli oneri generali afferenti al sistema elettrico;
- valutare i costi previsti nel programma secondo criteri generali di congruità;
- riconoscere a preventivo solo le attività di *decommissioning* valutate come fattibili nel periodo considerato dal punto di vista autorizzativo e tecnologico;
- assegnare alle attività di supporto al programma, svolte presso i siti e presso la sede centrale, obiettivi annui di recupero di efficienza (*cap annuo*);
- prevedere che la Sogin possa conseguire utili (o perdite) deri-

vanti da riduzioni (o aumenti) dei costi delle attività di supporto rispetto agli obiettivi annui di recupero di efficienza assegnati.

A conclusione della procedura di consultazione sarà emanata la determinazione relativa ai criteri per la valutazione dell'efficienza economica nello svolgimento delle attività della Sogin.

Pertanto, il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, ha recentemente emanato un decreto di modifica del provvedimento 26 gennaio 2000, che posticipa al 31 marzo di ogni anno la scadenza della presentazione del programma da parte della Sogin e prevede che l'Autorità ridetermini gli oneri nucleari ogni anno entro il 30 giugno. L'Autorità procederà pertanto alla rideterminazione degli oneri nucleari per il 2005 (a consuntivo) e per il 2006 (a preventivo).

L'aliquota media relativa alla componente tariffaria A_2 (0,03 cent€/kWh a partire dal terzo trimestre 2005 – delibera 28 giugno 2005, n. 133) è attualmente dimensionata per far fronte prevalentemente agli oneri derivanti sia dalla legge finanziaria 2005 (art. 1, comma 298) sia dalla legge finanziaria 2006 (art. 1, comma 493). Quest'ultima ha disposto, infatti, che, a decorrere dall'anno 2006, sono assicurate maggiori entrate, ulteriori rispetto a quelle previste dalla finanziaria 2005, pari a 35 milioni di euro annui, mediante versamento all'entrata del bilancio dello Stato di una quota degli introiti della componente tariffaria A_2 sul prezzo dell'energia elettrica.

L'aliquota pertanto dovrà essere modificata a seguito della rideterminazione degli oneri nucleari.

La componente tariffaria MCT (istituita con delibera 22 dicembre 2004, n. 231, a copertura delle misure di compensazione territoriale di cui all'art. 4 della legge 24 dicembre 2003, n. 368) è attualmente pari a 0,02 cent€/kWh.

Ricerca di sistema

Con la delibera 18 marzo 2004, n. 41, l'Autorità ha ammesso al finanziamento a carico del Fondo per l'attività di ricerca (di cui all'art. 11, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, 26 gennaio 2000) i progetti di ricerca presentati dalla società CESI Spa (Centro elettrotecnico sperimentale italiano) per l'anno 2003, per un totale complessivo di 116.092.000 euro.

I principali aspetti inerenti i progetti di ricerca ammessi al finanziamento riguardano:

- sviluppo di strumenti e metodi per la costruzione di scenari globali del sistema elettrico;
- metodi e sistemi in grado di supportare l'evoluzione del parco di generazione nazionale verso una maggiore sostenibilità;
- metodologie di analisi, procedure, modelli matematici e strumenti *software* e basi di dati per il supporto allo sviluppo e all'esercizio della rete elettrica italiana;
- metodologie e strumenti per l'analisi del mercato liberalizzato dell'energia elettrica in Italia;
- prospettive tecnologiche, economiche e ambientali della generazione distribuita;
- sicurezza degli impianti del sistema elettrico e interazione con il territorio;
- diffusione dei risultati della Ricerca di sistema.

Successivamente alla prima verifica dei progetti di ricerca di cui sopra, effettuata ai sensi dell'art. 6 della delibera 11 luglio 2001, n. 158, come modificata dalla delibera 4 aprile 2002, n. 55, l'Autorità ha disposto, con la determinazione del Direttore Generale n. 42/2005 e ulteriormente a quanto già stabilito con le determinazioni del Direttore Generale n. 53/2004 e n. 174/2004, la corresponsione del terzo acconto, pari a 23.218.400,00 €, a seguito dell'avvenuto raggiungimento di uno stato di avanzamento dei lavori superiore all'80% dell'intero programma di ricerca.

Con delibera 24 gennaio 2006, n. 19, l'Autorità ha inoltre modificato la delibera n. 158/01, prevedendo che le modalità di verifica dei singoli progetti di ricerca siano ottenute attraverso la determinazione dello stato d'avanzamento dell'insieme dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento, al fine di consentire la massima efficienza e riduzione dei costi connessi con tali attività, nonché lo sfruttamento di ogni eventuale sinergia e flessibilità tra i medesimi progetti di ricerca.

Regolamentazione non tariffaria

In materia di **promozione della concorrenza e dei mercati**, l'Autorità, facendo seguito agli esiti dell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore elettrico condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato¹, è intervenuta con un provvedimento finalizzato a ridurre l'incentivo all'esercizio di potere di mercato da parte di Enel sui mercati dell'energia elettrica all'ingrosso e del connesso servizio di dispacciamento. Il provvedimento, preceduto da due Documenti per la consultazione, ha disposto la stipula di contratti di cessione della capacità produttiva in capo a Enel con riferimento alle macrozone Sud e Sicilia. Le aste, indette da Enel ai sensi di tale provvedimento, non hanno tuttavia dato luogo ad alcuna assegnazione di capacità in quanto giudicate poco attraenti da parte degli altri produttori. La delibera in questione è stata successivamente annullata dal TAR Lombardia su ricorso di Enel Produzione Spa. Contro tale decisione l'Autorità ha presentato appello al Consiglio di Stato. Un correttivo finalizzato alla eliminazione dei rischi di abuso di potere di mercato da parte degli operatori dominanti è stato anche introdotto nel meccanismo per l'assegnazione della capacità di trasporto sulle interconnessioni per l'anno 2006, che ha recepito le prescrizioni del regolamento del Parlamento e del Consiglio europeo in tema di scambi transfrontalieri. L'Autorità ha previsto

infatti il ricorso a meccanismi di mercato sia per la gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione (assegnazione implicita della capacità di trasporto mediante la risoluzione del mercato del giorno prima), sia per le procedure di assegnazione delle coperture dal rischio associato al differenziale tra prezzo estero e prezzo interno della zona di importazione. Per il 2006 sono state introdotte anche le coperture dal rischio in esportazione tra una zona italiana e una zona estera. Inoltre, al fine di consentire la copertura del rischio connesso con la valorizzazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, l'Autorità ha previsto che la società Terna Spa predisponesse le procedure concorsuali per l'assegnazione degli strumenti a copertura dei costi di congestione. Rispetto al 2005, al fine di consentire maggiori flessibilità agli operatori, sono state definite due tipologie di coperture: una indifferenziata per tutte le ore (*baseload*) e una con validità solo nel periodo diurno dei giorni feriali (*peak-load*), nonché la possibilità di scambio delle coperture tra operatori con il coordinamento di Terna.

Per quanto attiene alla **regolamentazione tecnico-economica**, l'Autorità è intervenuta su diversi temi con provvedimenti riguardanti: la separazione contabile e amministrativa; la revisione della disciplina del dispacciamento; la sicurezza del sistema elettrico; lo

¹ L'indagine è descritta nella *Relazione Annuale* dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 2005.

sviluppo del servizio di misura; la modifica della struttura delle fasce orarie; le problematiche relative alla connessione con le reti. Ha inoltre adottato disposizioni volte alla promozione della produzione da fonti rinnovabili e all'aggiornamento dei parametri per la definizione di cogenerazione. Infine, l'Autorità è intervenuta, per le parti di propria competenza, nel processo di riunificazione tra la proprietà e la gestione della rete di trasmissione nazionale mediante la fusione di TERNA e il ramo d'azienda dell'ex GRTN (società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa) relativo alla trasmissione e al dispacciamento. In seguito si ricordano sinteticamente i contenuti dei principali provvedimenti di regolamentazione tecnico-economica; per una trattazione più dettagliata si rimanda ai paragrafi successivi.

Nel 2005 l'Autorità ha avviato il processo di revisione della disciplina riguardante la separazione contabile e amministrativa nei settori dell'energia elettrica e del gas al fine di aumentare la trasparenza della gestione nelle attività che compongono le rispettive filiere produttive e di uniformare la disciplina dei due settori. Le nuove proposte contenute in un Documento per la consultazione mirano a superare il concetto di separazione amministrativa delle attività in favore del concetto di separazione funzionale, maggiormente focalizzato sull'indipendenza e la "neutralità" delle attività in concessione, ovvero essenziali per la liberalizzazione rispetto alle altre attività, sotto il profilo sia dell'organizzazione sia del potere decisionale e gestionale, oltre che della disponibilità di informazioni commercialmente sensibili. Tale impostazione, destinata a essere applicata anche nel caso esista già una separazione giuridica delle attività, trova fondamento nel modello individuato dalle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE.

Nell'ambito della disciplina del dispacciamento, che già era stata rivista contestualmente all'avvio della partecipazione attiva della domanda ai mercati dell'energia elettrica, l'Autorità ha introdotto alcuni elementi innovativi per migliorare la flessibilità del sistema di negoziazioni. In particolare, a seguito degli esiti dell'applicazione della disciplina transitoria, relativa ai corrispettivi di sbilanciamento per l'anno 2005 alle unità di consumo non rilevanti, e delle segnalazioni degli operatori in merito, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che la medesima struttura dei corrispettivi di sbilanciamento si applicasse a regime alle unità sia di consumo non rilevanti sia di produzione non rilevanti. Con questo aggiornamento, gli sbilanciamenti di tutte le unità non rilevanti, siano esse di consumo o di produzione, vengono a essere meno penalizzati rispetto agli sbilanciamenti delle unità rilevanti. Sempre in te-

ma di dispacciamento, devono ancora essere introdotte le modifiche relative al sistema di registrazione dei contratti di compravendita, propedeutiche all'avvio di un mercato a termine standardizzato. Tali modifiche sono state oggetto di due Documenti per la consultazione emessi dall'Autorità nel corso del 2005. Infine l'Autorità ha avviato un procedimento volto all'adozione di provvedimenti relativi alle problematiche del dispacciamento delle unità di produzione non programmabili in condizioni di criticità del sistema elettrico.

In tema di sicurezza del sistema elettrico, sulla base delle informazioni tecniche fornite dall'ex GRTN, l'Autorità ha prescritto l'inserimento delle unità di produzione e pompaggio di rilevanza strategica nella disciplina del dispacciamento. Esse, infatti, svolgono un ruolo fondamentale sia nel passaggio dalle ore di basso consumo a quelle di alto consumo, con conseguente aumento della domanda concentrato in pochi minuti, sia in quanto consentono agli impianti termoelettrici di rispettare i vincoli dei minimi tecnici di produzione. Inoltre, permettono la gestione del bilanciamento tra immissioni e prelievi relativi ai raccordi tra i programmi di immissione e prelievo in due giorni successivi. In virtù di tali peculiarità, l'Autorità ha disposto che i pompaggi strategici venissero offerti in borsa per quantità definite dallo stesso GRTN/TERNA e fossero assoggettati a un regime di reintegrazione dei costi equiparabile a quello previsto per le unità essenziali del sistema elettrico. Avverso questo provvedimento, Enel ha presentato ricorso al TAR Lombardia che ne ha disposto l'annullamento limitatamente alle disposizioni concernenti le modalità di offerta dei pompaggi nel mercato del giorno prima e il meccanismo di remunerazione di tali unità. L'Autorità ha presentato un ricorso al Consiglio di Stato.

Per quanto attiene il servizio di misura, sono state avviate alcune iniziative propedeutiche a un migliore espletamento di tale servizio in vista della sua successiva liberalizzazione. Il Testo integrato per il secondo periodo di regolazione ha dettato disposizioni precise in merito all'installazione dei misuratori orari per il prelievo di energia elettrica con i relativi obblighi per i distributori. La diffusione di tali misuratori è importante anche ai fini di una eventuale revisione delle fasce orarie. Su questo ultimo punto l'Autorità ha emesso due Documenti per la consultazione. In esito al primo è stato evidenziato come le fasce orarie attualmente in vigore, ereditate dal precedente ordinamento tariffario basato sui provvedimenti CIP e modificate successivamente sulla base delle indicazioni dell'ex GRTN, non siano più adeguate per una corretta valorizzazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica. In particolare, con riferimento al

servizio di vendita ai distributori e ai clienti del mercato vincolato, le analisi condotte sugli esiti della borsa elettrica hanno messo in luce come le dinamiche di mercato abbiano modificato la distribuzione nel tempo del valore dell'energia elettrica all'ingrosso. Da ciò nascerebbe l'esigenza di rivedere le fasce orarie al fine di migliorare l'efficienza informativa del prezzo di cessione applicato ai clienti del mercato vincolato. Con il secondo Documento per la consultazione l'Autorità, tenendo conto delle osservazioni inviate dagli operatori al primo, ha proposto di rimandare al 2007 la revisione delle fasce orarie con riferimento ai servizi di vendita e di distribuzione dell'energia elettrica, a meno di opportune modifiche per tenere conto delle variazioni di calendario. Per quanto riguarda i servizi di trasmissione e di dispacciamento, la proposta dell'Autorità era quella di modificare la struttura dei corrispettivi con decorrenza 1 gennaio 2006, eliminando dai medesimi ogni riferimento alle fasce orarie. Nel provvedimento per l'aggiornamento trimestrale delle tariffe relativo al primo trimestre 2006, è stato disposto l'annullamento dell'articolazione per fasce dei corrispettivi a copertura dei costi per la remunerazione sia della disponibilità di capacità produttiva sia del servizio di interrompibilità del carico, mentre per il servizio di trasmissione l'entrata in vigore dei nuovi corrispettivi, non più articolati per fasce, è stata posticipata al 2007 per motivi operativi. Nel corso del 2006 proseguirà l'attività di consultazione per la revisione delle fasce orarie per i servizi di vendita e di distribuzione.

Durante il 2005 è stato inoltre completato il quadro regolatorio per la definizione delle condizioni tecnico-economiche relative al servizio di connessione con le reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV. Le note esigenze di sviluppo dell'offerta di energia elettrica nel mercato elettrico nazionale, nonché le previsioni del decreto legislativo n. 387/03, di attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, hanno reso infatti prioritario il completamento delle condizioni tecnico-economiche del servizio di connessione, almeno per gli impianti di produzione di energia elettrica.

Nell'ambito delle attività per la promozione della produzione da fonti rinnovabili, sono state definite le modalità e le condizioni per il ritiro dell'energia elettrica prodotta da alcune tipologie di

impianti, ovvero quelli di dimensioni minori (<10 MVA) o alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e che, pertanto, potrebbero non essere in grado di partecipare al mercato, da parte del gestore di rete cui gli impianti sono collegati. Inoltre è stata estesa e aggiornata la disciplina dello scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza minore di 20 kW, in precedenza limitata ai soli impianti fotovoltaici nella disponibilità di clienti vincolati. Tale disciplina consente all'utente di utilizzare i servizi di rete per "immagazzinare" l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo e di prelevarla dalla rete quando gli serve. Si è provveduto infine all'aggiornamento, dopo i primi tre anni di applicazione, dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione; nonché all'abrogazione del parametro Ct, ormai divenuto obsoleto dopo il completo avvio del dispacciamento di merito economico.

Numerosi provvedimenti dell'Autorità hanno riguardato disposizioni conseguenti all'operatività, a partire dall'1 novembre 2005, del nuovo assetto di proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale; in particolare con la precisazione dei contenuti dei servizi di trasmissione e di dispacciamento, con la verifica del Codice di rete predisposto dall'ex GRTN e con la proposta, sottoposta a consultazione, di incentivi volti a promuovere la completa unificazione della rete elettrica nazionale di trasmissione. A oggi, infatti, la proprietà risulta ancora frazionata tra una decina di operatori. Infine, nel corso dell'anno 2005, l'attività di **regolamentazione della qualità** dei servizi elettrici si è focalizzata soprattutto sull'attuazione delle norme fissate per il periodo 2004-2007 dal Testo integrato della qualità dei servizi elettrici. L'Autorità ha inoltre avviato le consultazioni relativamente a tre nuovi temi su cui si potranno sviluppare regolazioni in futuro: le *interruzioni estese e prolungate* anche per eventi meteorologici eccezionali, la *qualità della tensione* e la *qualità dei servizi telefonici commerciali*. È proseguita pure l'**attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni** provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori che conferma il *trend* di crescita già evidenziato negli anni precedenti.

Promozione della concorrenza e dei mercati

Misure per la promozione della concorrenza
nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica
per l'anno 2006 (delibera n. 212/05)

La delibera 7 ottobre 2005, n. 212, recante *Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica per l'anno 2006*, fa seguito alle conclusioni raggiunte dall'*Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica* condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e pubblicata con delibera 9 febbraio 2005, n. 19; nonché alle risultanze dell'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso di energia elettrica e del dispacciamento condotta dall'Autorità sulla base degli indicatori della delibera 24 marzo 2005, n. 50.

L'indagine congiunta ha evidenziato che il quadro strutturale del mercato dell'energia all'ingrosso era nell'anno 2004, così come presumibilmente sarebbe stato negli anni successivi, caratterizzato dalla presenza di un operatore, Enel, con esteso potere di mercato, seppure di grado diverso, in tutti e quattro i mercati geografici rilevanti, detti macrozone (macrozona Nord, macrozona Sud, macrozona Sardegna e macrozona Sicilia); nonché dalla presenza di un operatore, Endesa Italia Spa, con potere di mercato nella macrozona Sardegna. Le risultanze dell'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso di energia elettrica e di quello per il servizio di dispacciamento condotta dalla Direzione energia elettrica dell'Autorità, sulla base degli indicatori della delibera n. 50/05, hanno confermato, per l'anno 2005, le criticità relative alla presenza di operatori con esteso potere di mercato nell'offerta di energia elettrica.

Le conclusioni dell'indagine congiunta e dell'attività di monitoraggio hanno quindi condotto l'Autorità a ritenere che vi fosse la necessità – indifferibile – di adottare misure al fine di rimuovere gli ostacoli ancora presenti per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nell'offerta all'ingrosso di energia elettrica. Il procedimento di adozione delle predette misure è stato avviato con delibera 31 marzo 2005, n. 61.

Con il Documento per la consultazione del 5 maggio 2005, *Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato per il servizio di dispacciamento*, l'Autorità ha proposto interventi alternativi finalizzati alla promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia, tesi a ridurre l'incentivo all'esercizio del potere di mercato. Gli esiti di tale consultazione hanno evidenziato un notevole consenso all'adozione da parte dell'Autorità dello strumento denominato *Virtual Power Plant* (VPP), già in uso in altri paesi anche europei tra cui, per esempio, la Francia.

L'Autorità ha proposto l'adozione dei VPP con il Documento per la consultazione del 4 agosto 2005 *Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica tese alla riduzione del grado di interesse ad esercitare il potere di mercato (Virtual Power Plant o VPP)*, misura attuata poi con la delibera n. 212/05.

La delibera n. 212/05 costituisce un intervento di regolazione asimmetrica teso a sterilizzare l'incentivo dell'operatore dominante – in quanto operatore indispensabile a soddisfare la domanda di energia elettrica in un elevato numero di ore dell'anno – a esercitare il proprio potere di mercato unilaterale, esercizio che impedisce l'innescarsi delle dinamiche concorrenziali e dei relativi effetti in termini di efficienza nella formazione dei prezzi. A tale scopo l'Autorità ha previsto l'imposizione di un obbligo temporaneo, in capo a Enel Produzione, a cedere una quota parte della propria disponibilità di capacità produttiva (la cd. "capacità produttiva virtuale" definita dall'acronimo inglese VPP) a soggetti terzi non riconducibili al medesimo operatore, per quantitativi predefiniti e a prezzi determinanti sulla base di una procedura concorsuale svolta secondo regole verificate dall'Autorità.

La delibera ha stabilito che la quantità di VPP che l'operatore pivotale era tenuto a cedere in ciascuna macrozona fosse commisurata al valore atteso di domanda per cui esso stesso risultasse indispensabile date, tra l'altro, la capacità produttiva nella disponibilità di terzi e le importazioni/esportazioni attese nella/dalla ma-

crozona. La quantità di VPP che l'operatore pivotale aveva l'obbligo di cedere doveva, inoltre, essere determinata tenendo anche conto degli obblighi contrattuali di fornitura di energia elettrica assunti dal medesimo operatore, tra cui, i contratti con natura di opzioni conclusi con la società Acquirente Unico Spa.

L'intervento dell'Autorità si è sostanziato in un obbligo posto in capo all'operatore dominante a concludere contratti, validi per l'intero anno 2006, grazie ai quali esso si impegnavo a cedere il diritto ai sovraricavi che eventualmente avrebbe conseguito nel corso dell'anno nella borsa elettrica in forza dell'esercizio del proprio potere di mercato.

Il contratto VPP, così come delineato dalla delibera n. 212/05, è di fatto equivalente a un contratto che prevede:

- il pagamento da parte del cedente (l'operatore dominante) delle differenze positive tra i prezzi di borsa definiti nelle ore in cui esso è essenziale per la formazione dei prezzi del mercato e un prezzo di esercizio (*strike price*) che assicura l'equa remunerazione del capitale investito;
- un premio effettivo, pagato dall'acquirente, dedotto il valore delle differenze positive tra prezzi di borsa e prezzi di esercizio.

La cessione di VPP è una misura di promozione della concorrenza in quanto, da un lato rende parte dei ricavi dell'operatore non correlati ai prezzi di borsa, sterilizzando di conseguenza l'interesse del cedente, relativamente alla quantità contrattuale, a presentare offerte in borsa allo *strike price* e, dall'altro, riduce sensibilmente la capacità dell'operatore di determinare in maniera unilaterale il prezzo dell'energia elettrica offerta nelle negoziazioni a termine.

La delibera n. 212/05 ha previsto che l'operatore dominante stipulasse i predetti contratti VPP in esito a procedure d'asta da concludersi entro il 30 novembre, ed eventualmente in seconda battuta entro il 30 dicembre 2005. Dette procedure sono state finalizzate sia a individuare i soggetti con cui Enel era tenuta a stipulare contratti VPP, sia a definire il premio che Enel avrebbe avuto titolo a percepire grazie a tali contratti.

La delibera n. 212/05 ha previsto altresì che Enel venisse dispensata dall'obbligo qualora in esito alle procedure concorsuali si fosse formato un premio di valore inferiore ai costi fissi attribuibili alle unità di produzione cui il contratto VPP faceva riferimento. Ciò garantiva che Enel non fosse costretta a contrattare a condizioni che complessivamente non avrebbero consentito la copertura dei costi di produzione.

In altri termini, il provvedimento prevedeva che Enel potesse non

assegnare i VPP, oggetto della procedura concorsuale, qualora il premio offerto dai partecipanti si fosse collocato al di sotto di un premio di riserva, definito da Enel stessa e commisurato ai costi fissi attribuibili alle unità di produzione localizzate nella macrozona cui i VPP facevano riferimento.

L'Autorità ha altresì dovuto bilanciare le esigenze di tutela dell'equilibrio economico di Enel con quelle di tutela degli interessi dei consumatori, mediante la fissazione di un tetto (massimo) al medesimo premio di riserva, la cui determinazione a un livello superiore ai costi avrebbe vanificato l'efficacia del provvedimento. Tale tetto è stato commisurato al valore dei premi previsti nei contratti differenziali, relativi all'anno 2006, liberamente conclusi nel 2005 da Enel con l'Acquirente Unico e riferiti al Prezzo unico nazionale (PUN). Essi sono tali da consentire la copertura dei costi fissi medi nazionali e garantire un'adeguata remunerazione del capitale investito.

Ai fini della cessione della capacità produttiva virtuale per l'anno 2006, Enel ha organizzato due procedure concorsuali tenutesi, rispettivamente, il 30 novembre 2005 e il 13 dicembre 2005. Esse consistevano in un'asta discriminatoria, di tipo *pay as bid*, con offerte in aumento rispetto a un premio base d'asta e selezione delle offerte fino all'esaurimento della capacità produttiva virtuale messa all'asta. Le due procedure non hanno dato seguito ad alcuna assegnazione di capacità in quanto, data la definizione del premio base d'asta, le attese degli operatori rendevano i prodotti VPP di Enel non attraenti.

Enel Produzione ha presentato ricorso avverso la delibera n. 215/05 avanti al TAR Lombardia, il quale, con la sentenza n. 246 del 6 febbraio 2006, ne ha disposto l'annullamento. L'Autorità ha presentato appello contro tale sentenza al Consiglio di Stato.

Import 2006

Il regolamento CE n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio, che ha trovato diretta applicazione in data 1 luglio 2004 in ciascun Stato membro dell'Unione europea, prescrive che gli Stati membri adottino meccanismi di mercato per la soluzione delle congestioni sulle reti di interconnessione. L'Autorità ha proseguito il cammino intrapreso lo scorso anno nell'attuazione evolutiva del regolamento, che ha rinnovato profondamente il quadro di riferimento in materia di scambi transfrontalieri di energia elettrica. La sua applicazione, che in sostanza prevede il ricorso a meccanismi di asta per assegnare la capacità di interconnessione disponibile, è motivata dall'intento di rafforzare il processo di in-

tegrazione dei mercati europei attraverso una gestione efficiente delle congestioni in grado di fornire segnali e incentivi agli investimenti in nuova capacità di interconnessione.

In particolare, l'art. 6 del regolamento stabilisce i principi per la gestione delle congestioni sulle reti elettriche di interconnessione. Tale articolo prevede, tra l'altro, che *"i problemi di gestione della rete siano risolti con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato che forniscano segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori del sistema di trasmissione. I problemi di congestione della rete siano risolti di preferenza con metodi non connessi con le transazioni, vale a dire metodi che non comportano una selezione tra i contratti di singoli soggetti partecipanti al mercato"*.

Per l'anno 2006, sia il meccanismo per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione sia le procedure di assegnazione di coperture dal rischio associato al differenziale tra prezzo estero e interno sono stati definiti dall'Autorità al termine dei processi di consultazione con tutti gli operatori interessati. La consultazione è stata avviata da un primo Documento pubblicato in data 11 marzo 2005, seguito da un secondo Documento pubblicato il 5 agosto 2005. Nella definizione del metodo per l'anno 2006 si è tenuto conto sia dell'esito della procedura di consultazione da parte dell'Autorità sia della preferenza espressa nei confronti di un metodo sostanzialmente stabile e di continuità rispetto a quello adottato nell'anno precedente.

Pertanto sono stati previsti meccanismi di mercato sia per la gestione delle congestioni, facendo ricorso al mercato del giorno prima della borsa elettrica, sia per l'assegnazione di coperture di differenziale tra prezzo estero e prezzo interno della zona di importazione, volti a garantire i consumatori italiani dal rischio di volatilità dei costi di congestione sulle reti di interconnessione.

Il provvedimento adottato dall'Autorità per l'anno 2006 consente il raggiungimento di molteplici obiettivi, tra i quali:

- la piena attuazione di meccanismi di mercato mediante l'adozione contestuale di due aste competitive (una implicita e l'altra esplicita) coerentemente a quanto emerge dagli orientamenti della Commissione europea per l'attuazione del citato regolamento;
- l'incremento di efficienza nell'allocazione che si traduce in segnali economici atti alla valorizzazione della capacità di trasporto per le forniture dall'estero;
- l'utilizzo dei proventi delle aste a beneficio dei clienti finali italiani, coerentemente con le disposizioni del regolamento e già in corso d'anno a cui le assegnazioni si riferiscono (2006).

In tema di gestione delle congestioni, l'art. 2, comma 4, del decreto del Ministro delle attività produttive 13 dicembre 2005, confermando quanto previsto per l'anno precedente, stabilisce che l'utilizzo della capacità di trasporto sia determinato mediante un metodo di assegnazione implicita, sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, relative all'esecuzione di scambi transfrontalieri da parte di operatori esteri e nazionali; ciò equiparando in sostanza le importazioni alle zone in cui è suddiviso il mercato elettrico italiano.

A sua volta, con la delibera 13 dicembre 2005, n. 269, l'Autorità ha stabilito che, ai fini dell'attuazione per l'anno 2006 dell'art. 6 del regolamento, le congestioni sulla rete siano risolte per mezzo di un metodo di mercato basato sul sistema di asta implicita già adottato nell'anno 2005 (metodo di *market splitting*).

La delibera n. 269/05 ha raccomandato inoltre, contestualmente all'applicazione del metodo di asta implicita, di accompagnare tale meccanismo di mercato con l'introduzione di coperture finanziarie da distribuire ai clienti finali. Queste, relative al differenziale tra prezzo estero e prezzo interno della zona di importazione, sono volte a garantire i consumatori italiani dal rischio di volatilità dei costi di congestione sulle reti di interconnessione. Al titolare dei certificati, ovvero al cliente finale idoneo, si è infatti riconosciuto il diritto ad avere rimborsata l'eventuale differenza di prezzo dell'energia elettrica tra la zona d'importazione e l'adiacente zona del mercato italiano, ovvero il diritto a essere esonerato dal pagamento degli eventuali oneri derivanti dalle congestioni.

La delibera n. 269/05, in particolare, ha stabilito che anche l'assegnazione delle coperture sul differenziale di prezzo debba avvenire tramite meccanismi di mercato e, nel caso specifico, attraverso un'asta esplicita. Nel corso del 2005, tali coperture sono state invece distribuite con criterio pro quota e a titolo gratuito. La procedura concorsuale per l'assegnazione delle Coperture dal rischio in importazione (CCCI) è di fatto, l'esplicitazione del mercato secondario che consente la formazione del segnale di prezzo e il mantenimento dei risultati economici dei metodi finora adottati.

Coperture dal rischio in importazione (CCCI) e Coperture dal rischio in esportazione (CCCE) – Sulla base di quanto stabilito dal decreto del Ministero delle attività produttive, la delibera n. 269/05 ha disciplinato l'assegnazione di strumenti di copertura del rischio associato ai differenziali di prezzo tra le zone virtuali che caratterizzano ciascuna frontiera elettrica e le zone del mercato elettrico italiano adiacenti.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.1

Esiti delle assegnazioni
di CCCI
MW

OPERATORE ASSEGNATARIO	SVIZZERA	FRANCIA	AUSTRIA	SLOVENIA	FRONTIERA MERIDIONALE
AceaElectrabel Elettricità	75	9	2	3	
Acquirente Unico	376	138	10	56	52
Adriatica Energia Servizi	1				
Agsm Energia	1	2			44
Alpenergie Italia	90	22	3	7	
Amga Commerciale	6		1	1	
Asm Energy	28				
Atel Energia	16	4	1	1	1
Burgo Energia	29	12	2	5	3
C.U.R.A.	3	1			
Cartificio Ermolli					1
Centomilacandele	11	10	1	4	1
Consorzio Apuania Energia	5	2	1	1	1
Consorzio Romagna Energia	5	2		1	
Consorzio Toscana Energia					1
CVA Trading	58	21	3		
Dalmine Energie	25	10	10	15	
Dynameeting	15	5		2	1
E.On Italia		10			2
EDF Energia Italia					5
Edison Energia	115	30	6	15	11
EGL Italia	40	70	6	12	
Electra Italia	15	5	1	2	
Enel Energia	33				
Enel Trade	40				
ENERG.IT	2	10			
Energetic Source	48	4	4	19	8
Energia	108	31	30	8	8
Energia e Territorio	10	15	5	5	5
EniPower Trading	107	39	7	15	14
Esperia	21	16	1	6	1
Green Network	77	43	4	23	8
Henergye	28	15	7	9	14
Lucas Engine	5				2
MPE	7				
Multiutility	8				5
Niggeler & Kupfer Energia					1
Optonet					1
Rezia Energia Italia	40		5		
SIET				5	
Trafigura Electricity Italia		5			10
TOTALE OPERATORI	1.448	531	110	215	200

Fonte: TERNA.

In particolare, i CCCI conferiscono il diritto di ricevere da TERNA un ammontare pari al prodotto tra la capacità cui si riferisce la copertura e la differenza tra il prezzo orario nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera cui la copertura si riferisce e il prezzo nella corrispondente zona virtuale.

L'assegnazione delle coperture è effettuata da TERNA, tramite procedure concorsuali organizzate secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione. Nel corso del 2005, le coperture sono state invece assegnate in proporzione alle richieste effettuate e ai consumi dei soggetti ammessi alla procedura di assegnazione, avvenuta a titolo gratuito.

Con due avvisi del 21 e del 22 dicembre 2005 TERNA ha reso noti il quantitativo di coperture del rischio associate alla capacità di trasporto di riferimento, nonché i relativi coefficienti di correzione per i diversi periodi dell'anno. Nel complesso sono risultati assegnabili 2.504 CCCI, di cui 2.304 sulle frontiere settentrionali e 200 sulla frontiera meridionale; tutte le coperture sono state attribuite su base annuale. L'assegnazione dei diritti di importazione è effettuata salvaguardando l'economicità delle forniture per i clienti finali, nell'ambito di procedure concorsuali.

All'assegnazione dei CCCI hanno potuto partecipare gli utenti del dispacciamento in prelievo (ivi incluso l'Acquirente Unico responsabile degli approvvigionamenti del mercato vincolato), cui sono state riservate con il decreto ministeriale coperture dal rischio prezzo per un massimo di circa 650 MW (il 26% della capacità di interconnessione assegnabile sul lato italiano). Le coperture corrispondenti alla restante capacità di importazione sono riservate ai consumatori finali del mercato libero anche attraverso i loro grossisti. I soggetti interessati, tramite la formulazione di offerte di acquisto dei diritti di trasporto, esprimono una valorizzazione dei diritti richiesti. In seguito alla procedura concorsuale sono stati assegnati CCCI ai soggetti che hanno espresso la miglior valorizzazione, compatibilmente con la quantità massima attribuibile. Ciascun

assegnatario è tenuto a corrispondere il prezzo marginale dell'asta per la quantità di diritti di cui è risultato assegnatario; la delibera n. 269/05 ha previsto che TERNA determinasse il prezzo di assegnazione dei CCCI pari al prezzo indicato nell'offerta con prezzo più basso tra quelle accettate.

La delibera, inoltre, ha introdotto un meccanismo di redistribuzione dei proventi delle assegnazioni in funzione della quota di energia mediamente prelevata da ciascun operatore partecipante alle procedure di assegnazione rispetto ai consumi nazionali. Tale meccanismo è stato finalizzato a ridurre i corrispettivi di accesso al sistema elettrico e nel contempo a evitare che una parte consistente della capacità di trasporto fosse assegnata agli operatori in grado di influenzare i prezzi italiani, anche alla luce delle evidenze fornite dall'Autorità nell'ambito della segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato in merito ai prezzi elevati sul mercato del giorno prima di giugno 2004 e gennaio 2005 (delibera 18 febbraio 2005, n. 25).

Le tavole 2.1 e 2.2 riportano gli esiti delle assegnazioni di CCCI per l'anno 2006.

Nel marzo 2006 TERNA ha reso noto lo schema di procedura per la negoziazione dei CCCI assegnati su base annuale, come stabilito dalla delibera n. 269/05. TERNA cura lo svolgimento delle negoziazioni su base mensile, cui possono partecipare in qualità di acquirenti o di venditori gli utenti del dispacciamento in prelievo, secondo modalità trasparenti e non discriminatorie. Ciascun soggetto che abbia acquisito CCCI è tenuto agli obblighi ed è titolare dei diritti previsti per gli assegnatari delle coperture nelle aste annuali. Accanto ai CCCI, già previsti nel 2005, la delibera n. 269/05 ha introdotto una nuova tipologia di coperture, denominate CCCE, rispetto al rischio in esportazione di energia tra una zona italiana e una estera. In modo del tutto simmetrico ai CCCI, i CCCE conferiscono il diritto di ricevere da TERNA un ammontare pari al prodotto tra la capacità cui si riferisce la copertura e la differenza tra il

TAV. 2.2

Riepilogo delle assegnazioni di CCCI: quantità e prezzi

FRONTIERA	CCCI (MW)	PREZZO CCCI (€/MW)	PREZZO CCCI ^{A)} (€/MWh)
Svizzera	1.448	23.863	3,6
Francia	531	50.968	7,7
Austria	110	92.000	13,9
Slovenia	215	83.154	12,6
Frontiera meridionale	200	1.000	0,15

A) Si sono stimate 6.600 ore annue di godimento del diritto.
Fonte: TERNA.