

2.

Regolamentazione
nel settore
dell'energia
elettrica

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 al 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.

Peraltro, 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 correzione 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 (*peakload*), 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 impegnava 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 congestione 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.

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.RA.	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.

TAV. 2.3

Esiti delle assegnazioni di CCCE sulla frontiera elettrica meridionale MW

OPERATORE ASSEGNATARIO	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO
Aem Trading		50		100	
Atel Energia	50			70	240
Edison			50		
Enel Trade	150	150	120		
Energetic Source			30	30	10
Trafigura Electricity Italia	50	50	50	50	
TOTALE OPERATORI	250	250	250	250	250

Fonte: TERNA.

prezzo orario nella zona virtuale che caratterizza la frontiera cui la copertura si riferisce e il prezzo nella zona adiacente.

L'assegnazione delle coperture è effettuata da TERNA, tramite procedure concorsuali organizzate secondo criteri analoghi a quelli definiti per i CCCL. Tuttavia, mentre i CCCL sono stati assegnati da TERNA su base annuale attraverso procedure concorsuali differenziate per frontiera elettrica, i CCCE sono assegnati da TERNA su base mensile con riferimento alla sola frontiera meridionale, per una quantità stabilita mensilmente da TERNA stessa. Inoltre, non si è previsto alcun meccanismo di redistribuzione dei proventi.

Quanto stabilito con la delibera n. 269/05, come già quanto previsto per l'anno 2005 dalle delibere 20 dicembre 2004, n. 223 e n. 224, appare coerente con il processo evolutivo di un mercato unico europeo. La risoluzione delle congestioni sull'interconnessione attraverso il mercato del giorno prima e la contestuale assegnazione di strumenti quali i CCCL e i CCCE, va infatti nella direzione di una gestione coordinata degli scambi transfrontalieri tramite meccanismi di *market coupling*, oltre che della diffusione di strumenti per la stabilizzazione del valore del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, quali i CCC (noti anche come FTR – *Firm Transmission Right* – nella terminologia anglosassone).

Allocazione dei CCC per l'anno 2006

La modalità di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato dell'energia, attraverso la differenziazione zonale del prezzo di vendita dell'energia elettrica e la definizione di un prezzo unico di acquisto, comporta un rischio per gli operatori legato alla volatilità e alla prevedibilità del differenziale tra il prezzo unico di acquisto e i prezzi zonali di vendita. La valorizzazione di tali diritti è implicita per gli operatori che scambiano

energia elettrica nel mercato dell'energia (che si trovano a vendere energia valorizzata al prezzo zonale e ad acquistare energia al PUN), e avviene mediante l'imposizione di uno specifico corrispettivo per gli operatori che acquistano e vendono energia attraverso la registrazione di contratti bilaterali al di fuori del medesimo sistema. Al fine di consentire la copertura dal rischio connesso con la valorizzazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, l'Autorità ha previsto, con la delibera 19 novembre 2004, n. 205, che GRN/TERNA proceda, entro il 15 dicembre di ogni anno, all'organizzazione di procedure concorsuali per l'assegnazione agli operatori di coperture dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC).

I CCC, disegnati in forma di obbligazione, conferiscono al detentore il diritto a ricevere da TERNA se positivo, o l'obbligo a versare a quest'ultima se negativo, in ciascuna ora, un ammontare pari al prodotto tra la quantità di potenza cui il CCC si riferisce e la differenza tra il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima (PUN) e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nella zona cui il medesimo CCC si riferisce. In tal modo consentono, per esempio, l'esecuzione di una transazione che preveda l'immissione e il prelievo di energia elettrica in zone differenti con il pagamento di un corrispettivo fisso, determinato in fase di assegnazione e indipendente dalla valorizzazione *spot* del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto.

Il meccanismo adottato per l'assegnazione dei CCC per l'anno 2006, predisposto da TERNA in collaborazione con l'Autorità, prevede alcuni elementi innovativi rispetto a quello scelto in fase di prima applicazione per l'anno 2005 che ne migliorano l'efficacia e ne aumentano la flessibilità. Accanto alla possibilità di acquisire coperture cedute da TERNA, viene consentita agli operatori, che dispongano di impianti di produzione in zone nelle quali il prezzo

atteso di vendita sia superiore a quello unico di acquisto, la cessione di coperture a TERNA. Tale previsione fa sì che avvenga, attraverso il coordinamento di TERNA volto a garantire la compatibilità degli esiti dell'assegnazione con la capacità di trasporto del sistema elettrico, lo scambio di coperture tra gli operatori con il conseguente incremento delle coperture complessivamente disponibili per l'assegnazione. Al fine di consentire maggiore flessibilità agli operatori sono state, inoltre, identificate due differenti

tipologie di CCC: la *baseload*, che prevede la copertura indifferenziata per tutte le ore del periodo di validità della copertura, e la *peakload* con validità solo nel periodo compreso tra le ore 6:00 e le ore 22:00 dei giorni feriali.

Nelle tavole 2.4 e 2.5 si riportano gli esiti delle procedure di assegnazione dei CCC annuali *baseload* e *peakload* relativi all'anno 2006; quelli inerenti invece alle assegnazioni mensili sono pubblicati sul sito Internet di TERNA.

TAV. 2.4

Esiti delle assegnazioni annuali di CCC della tipologia *baseload* MW

OPERATORE ASSEGNATARIO	NORD	CENTRO-NORD	CALABRIA	SICILIA
Prezzo di assegnazione	0,3 €/MWh	0,3 €/MWh	0,3 €/MWh	-4,3 €/MWh
AceaElectrabel Elettricità	5	-	-	-
Aem Trading	96	-	-	16
Agsm Verona	90	-	-	-
Alpenergie Italia	11	-	-	-
Amga Commerciale	16	-	-	-
Asm Brescia	109	-	-	-
Atel Energia	250	-	14	14
Centomilacandele	12	-	-	-
Cleanpower	1	-	-	-
Dalmine Energie	27	-	-	-
Edison Energia	50	-	-	-
Edison Trading	300	-	-	-
Electra Italia	25	-	-	-
Endesa Italia	300	-	-	-
Enel Energia	5	-	-	-
Enel Produzione	-	327	-	-
Enel Trade	20	-	-	-
Energia e Territorio	10	-	-	-
EniPower	432	-	250	-
Esperia	28	-	-	-
Green Network	32	-	-	-
Henergye	10	-	7	-
Heratrading	5	-	-	-
Multiutility	6	-	-	-
Radici Energie	11	-	-	-
SIET	75	-	-	-
Trenta	27	-	-	-
TOTALE OPERATORI	1.953	327	271	30

Fonte: TERNA.

TAV. 2.5

Esiti delle assegnazioni
annuali di CCC della
tipologia *peakload*
MW

OPERATORE ASSEGNATARIO	NORD	CALABRIA	SICILIA
Prezzo di assegnazione	0,3 €/MWh	0,3 €/MWh	-4,0 €/MWh
AceaElectrabel Elettricità	23	-	-
Agsm Verona	26	-	-
Alpenergie Italia	27	-	-
Amga Commerciale	1	-	-
Asm Brescia	140	-	-
Atel Energia	40	5	99
Dalmine Energie	10	-	-
Edison Energia	21	-	-
Edison Trading	124	-	37
Electra Italia	5	-	-
Enel Energia	10	-	-
Enel Trade	19	-	-
ENERG.IT	8	-	-
Energia e Territorio	5	-	-
EniPower	100	150	-
Green Network	32	-	-
Henergye	10	-	-
Heratrading	4	-	-
Radici Energie	10	-	-
SIET	281	-	-
TOTALE OPERATORI	896	155	136

Fonte: TERNA.

Regolamentazione tecnico-economica

Regolamentazione in materia di *unbundling*

Con delibera 27 giugno 2005, n. 127, l'Autorità ha avviato il processo di revisione della disciplina in materia di separazione contabile e amministrativa nei settori dell'energia elettrica e del gas: cruciale per l'attività di regolamentazione economica, di supporto allo sviluppo della concorrenza e alla vigilanza. La suddetta delibera ha previsto che, nell'ambito dei poteri attribuiti all'Autorità dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, nonché dai decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79, e 23 maggio 2000, n. 164, la riforma tenga conto:

- delle esigenze di armonizzazione delle delibere dell'Autorità con i principi contenuti nelle Direttive europee relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas;
- dei principi e criteri direttivi contenuti nella delega al Governo prevista dalla legge 18 aprile 2005, n. 62, ai fini del recepimento nell'ordinamento nazionale delle richiamate Direttive;
- delle modifiche della disciplina riguardante le società per azioni introdotte dall'art. 1 del decreto legislativo 17 gennaio 2003, n. 6, con particolare riferimento al contenuto del bilancio di esercizio e dei suoi allegati;

- dell'esigenza di una sistemazione più organica e omogenea delle disposizioni in materia di separazione contabile e amministrativa per i soggetti che operano nei settori del gas e dell'energia elettrica.

Il 16 marzo 2006, è stato pertanto emanato un Documento per la consultazione nel quale gli orientamenti espressi nella delibera n. 127/05 sono stati declinati in termini più specifici. Tali indirizzi si ricollegano sia all'opportunità che per alcuni servizi della filiera energetica si vada verso una separazione proprietaria delle rispettive attività, sia alle principali finalità perseguite tramite l'introduzione di regole di separazione amministrativa e contabile nei settori dell'energia elettrica e del gas, vale a dire:

- garantire la neutralità della gestione delle reti e, più in generale, delle infrastrutture gestite in concessione ovvero essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico, richiedendo una organizzazione delle imprese e dei gruppi societari proprietari e gestori di tali infrastrutture che, anche durante l'eventuale transizione verso la separazione proprietaria, tuteli l'indipendenza della gestione delle medesime rispetto agli interessi degli operatori degli altri segmenti delle filiere dell'energia elettrica e del gas, in particolare di quelli operanti in segmenti liberalizzati;
- garantire, tramite una corretta e trasparente disaggregazione e imputazione dei valori economici e patrimoniali alle attività, l'assenza di sussidi incrociati tra queste ultime, in particolare tra quelle soggette a regolamentazione tariffaria e quelle al contrario operate in mercati in via di liberalizzazione;
- garantire un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale delle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, con particolare attenzione alla struttura dei costi, coerente con le finalità di regolazione stabilite dalla legge n. 481/95, in materia di promozione della concorrenza e dell'efficienza, nonché di definizione di un sistema tariffario certo e trasparente.

In tale prospettiva il Documento per la consultazione del 16 marzo 2006 prevede l'introduzione del principio di separazione funzionale, teso a garantire sotto il profilo dell'organizzazione, del potere decisionale e gestionale e della disponibilità di informazioni commercialmente sensibili, l'indipendenza e la "neutralità" delle attività in concessione, ovvero essenziali per la liberalizzazione.

Nel contempo il Documento ipotizza un approccio semplificato in materia di separazione contabile, proponendo l'adozione di un modello che – senza richiedere la creazione di tante contabilità generali quante sono le attività – assicuri comunque, in coerenza con i modelli organizzativi adottati dalle imprese e attraverso il ricorso ad appositi strumenti quali la contabilità analitica, la significatività dei rendiconti a livello di ogni singola attività.

Modificazioni alla disciplina per il servizio di dispacciamento

La delibera 28 dicembre 2005, n. 293, ha effettuato modifiche e integrazioni alla delibera 30 dicembre 2003, n. 168, avente a oggetto la definizione delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento e per l'approvvigionamento delle relative risorse, finalizzate principalmente a:

- la modifica dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo con riferimento alle unità di consumo non rilevanti e alle unità di produzione non rilevanti;
- la modifica di alcuni tempi di trasmissione dei flussi di informazione e l'integrazione delle norme inerenti al codice alfanumerico unico nazionale per i punti di prelievo;
- la definizione di disposizioni transitorie per l'anno 2006.

Con riferimento ai corrispettivi di sbilanciamento, con la delibera n. 293/05 si è ritenuto opportuno modificare la modalità di determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento effettivi, prevedendo l'applicazione di una regolazione analoga per i punti di dispacciamento relativi sia alle unità di consumo non rilevanti sia alle unità di produzione non rilevanti.

Le modalità di determinazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo si differenziano rispetto a quanto precedentemente previsto a regime dalla delibera n. 168/03 e a quanto ipotizzato per i punti di dispacciamento inerenti a unità sia di consumo sia di produzione rilevanti, con riferimento ai seguenti due aspetti principali:

- l'indipendenza del prezzo dello sbilanciamento dal segno dello sbilanciamento effettivo di ciascun utente di dispacciamento: il corrispettivo dello sbilanciamento effettivo non dipende infatti dal segno dello sbilanciamento effettivo di ciascun utente del dispacciamento, ma solo dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale;
- le modalità di determinazione del corrispettivo di sbilanciamen-

mento effettivo, fissato con riferimento al prezzo medio anziché a quello marginale di valorizzazione delle offerte accettate ai fini del bilanciamento del sistema in tempo reale.

È inoltre previsto, per consentire un passaggio graduale alle modalità di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento per le unità di consumo non rilevanti, un meccanismo transitorio per l'anno 2006 con l'applicazione di una soglia del 7% al di sotto della quale gli sbilanciamenti vengono valorizzati al prezzo del mercato del giorno prima. Esso risulta quindi analogo a quello precedentemente applicato in via transitoria per l'anno 2005, a eccezione del livello della soglia che si abbassa dal 10% al 7%. Tale riduzione ha peraltro l'effetto di incentivare le unità di consumo verso una più corretta programmazione, determinando altresì una diminuzione del corrispettivo complessivamente sostenuto e limitando la possibilità di sussidi tra gli utenti del dispacciamento.

Con la delibera n. 293/05 si è previsto esplicitamente che gli utenti del dispacciamento delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili siano tenuti a definire i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità a principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza. L'Autorità adotterà i provvedimenti di competenza nei confronti degli utenti del dispacciamento che, su segnalazione di TERNA, risulteranno inadempienti alla suddetta prescrizione.

Con riferimento alle tempistiche di trasmissione dei flussi di informazione, con la delibera n. 293/05 si è provveduto a modificare quello intercorrente tra l'impresa distributrice e l'utente del dispacciamento, relativo all'anagrafica dei punti di prelievo nella titolarità del medesimo utente del dispacciamento; ciò prevedendo che le imprese distributrici inviino tali informazioni nel mese precedente a quello di competenza. Rispetto alla regolazione anteriore, in cui queste informazioni venivano trasferite all'utente del dispacciamento il mese successivo a quello di competenza, si è ritenuto infatti opportuno ipotizzare tale modifica anche tenuto conto dell'esigenza degli utenti del dispacciamento di utilizzare le medesime informazioni pure ai fini previsionali per una migliore stima del fabbisogno e, conseguentemente, un minor rischio di sbilanciamento. La delibera n. 293/05 ha inoltre modificato le norme relative alla definizione di un codice alfanumerico identificativo omogeneo su tutto il territorio nazionale, tenuto conto dei ritardi e delle difficoltà riscontrati nella determinazione di questo codice. In particolare, è stato dato mandato a TERNA, quale soggetto responsabile

del servizio di aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento, di coordinare i lavori con i soggetti interessati al fine della realizzazione del codice alfanumerico unico nazionale per tutti i punti di prelievo entro il 30 giugno 2006.

Si sono infine previste disposizioni transitorie per l'anno 2006 che riguardano principalmente i tempi di regolazione dei pagamenti. Tenuto conto che le problematiche inerenti alla prima operatività del sistema di regolazione dei pagamenti e alla disponibilità dei dati aggregati per punto di dispacciamento sembrano perdurare anche con riferimento all'anno 2006, sono stati riconfermati anche per quest'anno i tempi previsti transitoriamente per l'anno 2005.

Nella delibera n. 293/05 si è inoltre provveduto a indicare esplicitamente quali delle attività previste dalla delibera n. 168/03 siano in capo a TERNA e quali al nuovo GRTN. Con l'entrata in vigore del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri (DPCM) 11 maggio 2004, le funzioni precedentemente attribuite all'ex GRTN sono state infatti separate tra quelle inerenti alle attività di dispacciamento e di trasmissione e quelle afferenti alla gestione dei diritti e delle obbligazioni associati alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate, nonché le partecipazioni detenute nelle società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) e Acquirente Unico. A partire dal 1° novembre 2005, data in cui è avvenuta la cessione del ramo di azienda, le funzioni inerenti alle attività di trasmissione e di dispacciamento sono state attribuite a TERNA mentre le altre al nuovo GRTN. Tenuto conto di questa separazione, la delibera n. 293/05 ha provveduto a identificare il nuovo soggetto responsabile di ciascuna delle attività previste nella delibera n. 168/03 (si veda il par. *Unificazione della gestione e della proprietà della rete di trasmissione nazionale*).

Dispacciamento delle unità di produzione alimentate da fonti non programmabili

Nel corso dell'anno 2005, varie associazioni di categoria e diversi soggetti interessati hanno rappresentato all'Autorità l'esigenza di pervenire alla definizione di un quadro certo circa l'accesso alle reti e alle condizioni di immissione di energia elettrica nelle stesse con obbligo di connessione di terzi da parte di unità di produzione alimentate da fonti non programmabili. Ciò anche a seguito della formulazione, da parte dell'ex GRTN e di esercenti il servizio di distribuzione di energia elettrica, di alcune condizioni tecniche per la connessione di detti impianti. In particolare, in tale contesto l'ex GRTN ha avuto modo di chiarire che le maggiori problematiche

per l'operatività dei predetti impianti risiedono nel servizio di dispacciamento piuttosto che in quello di connessione. Tali complessità, che possono essere ricondotte sia alla garanzia di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, sia al perseguimento dell'efficienza e del minor costo del servizio, incidono sulle modalità di dispacciamento dei predetti impianti in situazioni non ordinarie di gestione del sistema elettrico nazionale, soprattutto in talune zone caratterizzate da limitate possibilità di esportazione dell'energia elettrica prodotta.

L'ex GRTN ha espresso la necessità di introdurre misure per il controllo del livello complessivo della produzione delle unità non programmabili, ai fini della salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e della minimizzazione dei costi del servizio di dispacciamento, in particolare nelle zone Sicilia e Sardegna. Queste misure, a detta dell'ex GRTN, potrebbero essere parzialmente o completamente rimosse in seguito alla realizzazione di determinati sviluppi della rete di trasmissione nazionale.

A fronte di dette segnalazioni l'Autorità, con la delibera 7 luglio 2005, n. 138, ha avviato un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti aventi a oggetto condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa a impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale. La stessa delibera stabilisce due esigenze di carattere generale da tenere in considerazione nella formazione dei provvedimenti in esito a detto procedimento, ovvero:

- il coordinamento dei diversi livelli di priorità di dispacciamento, e le modalità di gestione della medesima, relativi alle differenti fonti di produzione di energia elettrica nelle zone in cui il dispacciamento presenta caratteristiche di rigidità nella gestione del sistema elettrico nazionale;
- l'introduzione di gradi di flessibilità nella produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, mediante l'utilizzo di strumenti installati dall'esercente e di modalità innovative per la modulabilità della predetta produzione.

Unità di produzione e pompaggio di rilevanza strategica

La delibera 4 agosto 2005, n. 175, trova la sua origine nell'approfondimento tecnico richiesto dall'Autorità all'ex GRTN per chiarire le modalità di utilizzo delle unità di pompaggio di particolare rilevanza individuate nelle regole di dispacciamento, ed esplicitare il tipo di risorse da esse fornite per la sicurezza del sistema.

A tale scopo, l'ex GRTN ha prodotto un documento tecnico da cui risulta che le unità di produzione e pompaggio svolgono un ruolo imprescindibile nella risoluzione di tre problematiche di dispacciamento che interessano l'intero sistema, ovvero:

- la gestione delle esigenze di bilanciamento tra immissioni e prelievi derivanti dall'attuazione dei raccordi tra i programmi di immissione e di prelievo di un dato giorno e del giorno successivo;
- il supporto di adeguati livelli minimi di produzione nelle ore di basso consumo, coerentemente coi minimi tecnici di produzione delle unità termoelettriche, al fine di assicurare il mantenimento in servizio di un numero di queste ultime sufficiente alla gestione in sicurezza del sistema durante le ore di alto consumo;
- la gestione di pronunciati gradienti di domanda (ossia di ragguardevoli variazioni di domanda nell'arco di pochissimi minuti) nella transizione da ore di basso consumo (ore notturne) a ore di alto consumo (ore diurne).

Considerando, quindi, il ruolo assolto dalle unità di produzione e pompaggio ai fini della sicurezza del sistema e valutando che tali unità sono concentrate in capo a un unico utente "detentore di oltre il 90% della capacità di produzione e pompaggio di particolare rilevanza", si è reso necessario integrare la delibera n. 168/03 includendovi la disciplina di questa tipologia di unità produttive già individuata dall'ex GRTN nelle regole di dispacciamento.

La delibera n. 175/05 prescrive, infatti, a GRTN/TERNA di inserire, fra le tipologie di risorse di cui deve approvvigionarsi per il servizio di dispacciamento, una denominata "stoccaggio di energia per la sicurezza del sistema", finalizzata alla risoluzione delle tre problematiche sopra elencate.

La medesima delibera prevede che GRTN/TERNA, con cadenza annuale, stimi il fabbisogno di capacità di produzione e pompaggio che ritiene necessario per la risoluzione delle sopraccitate problematiche in ciascuna macrozona.

Un utente del dispacciamento è indispensabile ai fini dell'approvvigionamento di stoccaggio per la sicurezza del sistema in una data macrozona quando la capacità complessiva delle unità di produzione e di pompaggio nella titolarità di altri utenti del dispacciamento ubicate nella medesima macrozona è insufficiente a soddisfare il fabbisogno di capacità stimato da GRTN/TERNA. La capacità di produzione e pompaggio per l'approvvigionamento della quale esso risulta indispensabile è definita "capacità di produzione e pompaggio strategica".

Entro il 30 settembre di ciascun anno, GRTN/TERNA deve predisporre e pubblicare nel proprio sito Internet l'elenco delle unità di produzione e pompaggio strategiche valido per l'anno solare successivo. Esse, offerte nel mercato del giorno prima per quantità definite da GRTN/TERNA a prezzo zero, se in vendita, o senza indicazione di prezzo, se in acquisto, sono assoggettate a un regime di reintegrazione dei costi simile a quello previsto per le altre unità essenziali. Avverso la delibera n. 175/05, Enel ha promosso un ricorso avanti al TAR Lombardia. Il TAR Lombardia, pur riconoscendo i poteri dell'Autorità in materia di regolazione tecnico-economica avente come finalità la sicurezza del sistema elettrico, ha ordinato l'annullamento della delibera n. 175/05 laddove (art. 23.2) recava le disposizioni concernenti le quantità e i prezzi offerti dalle unità di pompaggio nel mercato del giorno prima, nonché il meccanismo di remunerazione delle medesime unità di pompaggio. Contro la sentenza del TAR Lombardia, l'Autorità ha presentato un ricorso al Consiglio di Stato per chiederne la sospensione nonché l'annullamento.

Misura

I servizi di misura e di aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento, con il progressivo ampliamento del numero dei clienti liberi, hanno acquistato una crescente rilevanza nel settore.

Il Testo integrato, approvato con delibera n. 5/04, ha previsto una serie di scadenze temporali relative all'obbligo di installazione dei misuratori atti alla rilevazione dell'energia elettrica prelevata in ciascuna ora, i cd. "misuratori orari". L'obbligo è esteso a tutti i punti di prelievo in altissima, alta e media tensione con l'intento, fra gli altri, di rendere ininfluenza la tariffazione del trasporto (che si differenzia in trattamento solo in conseguenza della presenza del misuratore orario o meno) per la convenienza dell'acquisto dell'energia elettrica per il cliente finale.

Inizialmente il Testo integrato prevedeva un piano di installazione dei suddetti misuratori, con scadenze temporali differenziate a seconda del livello di tensione e della potenza disponibile, che nel corso del 2005 è stato modificato. Le delibere 23 febbraio 2005, n. 33, e 22 marzo 2005, n. 47, anche sulla base degli esiti del processo di consultazione avviato con la delibera 21 dicembre 2004, n. 227, hanno introdotto misure di gradualità in tale processo di installazione, per consentire al cliente finale vincolato, cui viene installato il misuratore orario in corso d'anno, di prendere atto preventivamente delle nuove condizioni economiche che l'installazione di tale tipo di misuratore comporterà.

La citata delibera n. 227/04 ha anche avviato un'indagine conoscitiva in materia di accesso al servizio di misura dell'energia elettrica. Si rimanda al Capitolo *Indagini, vigilanza, controlli e sanzioni* per un approfondimento di tale attività.

Successivamente alla pubblicazione degli esiti dell'indagine (delibera 4 agosto 2005, n. 174), alcune imprese distributrici hanno segnalato elementi critici all'Autorità in merito all'installazione dei misuratori orari per i punti di prelievo in altissima, alta e media tensione con potenza disponibile superiore a 201 kW entro il 31 dicembre 2005; ciò a causa di vincoli tecnici e organizzativi derivanti, tra l'altro, dall'approvvigionamento dei misuratori, nonché dalla disuniforme distribuzione sul territorio degli insiemi dei punti di prelievo. L'Autorità, con delibera 7 novembre 2005, n. 230, ha accolto le richieste di differimento del termine del 31 dicembre 2005, in quanto ritenute compatibili con l'obiettivo finale di installazione di misuratori orari in tutti i punti di prelievo in altissima, alta e media tensione entro il 31 dicembre 2006.

Nel corso dell'anno sono state segnalate all'Autorità, da diversi soggetti interessati, difficoltà di interpretazione della normativa in merito alla regolazione dei servizi di misura per l'energia elettrica prelevata in corrispondenza di punti di immissione. Nel dicembre 2005, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione che, nell'analizzare le problematiche che avevano condotto alla formulazione delle predette richieste, forniva chiarimenti e formulava orientamenti per la loro gestione. In particolare, l'Autorità ha chiarito che, per quanto concerne la remunerazione del servizio di misura in caso di prelievi di energia elettrica dalla rete in corrispondenza di punti di immissione, la normativa attualmente in vigore trova immediata applicazione laddove l'eventuale prelievo si attesta in coincidenza del medesimo punto in cui avviene, in periodi diversi, l'immissione di energia elettrica in rete. In tali casi:

- il soggetto responsabile dell'attività di installazione e manutenzione dei misuratori è il titolare dell'impianto medesimo;
- il soggetto responsabile dell'attività di rilevazione e registrazione dell'energia elettrica prelevata è il gestore di rete a cui l'impianto di produzione risulta essere connesso;
- limitatamente a tali prelievi non trova applicazione quanto previsto dall'art. 39, comma 39.1, del Testo integrato (corrispettivo di misura per i clienti finali), così che le modalità di remunerazione del servizio di misura sono unicamente quelle stabilite dall'art. 40 del Testo integrato (corrispettivo per i punti di immissione).

La delibera n. 168/03 ha previsto anche l'istituzione di un codice unico alfanumerico nazionale identificativo per i punti di immissione e di prelievo, quale elemento facilitatore dello svolgersi delle attività inerenti ai dati di misura e di aggregazione e pertanto, in ultima analisi, di contribuzione alla trasparenza del mercato elettrico. Alcuni soggetti interessati hanno segnalato difficoltà e ritardi nel completamento della definizione di tale codice.

Avvalendosi di disposizioni della delibera n. 293/05, l'Autorità ha dato mandato a TERNA, quale responsabile del servizio di aggregazione, di coordinare il completamento di tale definizione, in modo che le imprese distributrici pervengano alla piena applicazione del suddetto codice entro il 30 giugno 2006.

Definizione delle fasce orarie per il periodo 2006-2007

La delibera 5 novembre 2004, n. 196, ha avviato il procedimento per la definizione, per il periodo 2006-2007, delle fasce orarie per i servizi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica ai distributori per il mercato vincolato, nonché di vendita di energia elettrica al mercato vincolato. Il procedimento è sottoposto all'Analisi dell'impatto della regolamentazione (si veda in merito il Capitolo *Organizzazione e risorse*). Con il primo Documento per la consultazione dal titolo *Orientamenti in materia di definizione delle fasce orarie con riferimento agli anni 2006 e 2007* del 30 settembre 2005, l'Autorità ha sottoposto a consultazione alcune ipotesi per la definizione delle fasce orarie con riferimento al periodo intercorrente tra l'1 gennaio 2006 e il 31 dicembre 2007.

Le finalità, illustrate in tale Documento, che l'Autorità si propone di perseguire attraverso la definizione delle fasce orarie, sono:

- semplificare la gestione del rapporto contrattuale tra l'esercente il servizio e l'utente del medesimo;
- rendere più efficace il segnale di prezzo che si vuole trasmettere al medesimo cliente.

Nella scelta del numero di fasce orarie e della loro articolazione, occorre tenere presente che a una drastica semplificazione si contrappongono le esigenze sia di corretta remunerazione dei fornitori dei servizi, sia di corretta attribuzione dei costi ai clienti. Per quanto riguarda la remunerazione degli esercenti, poiché i corrispettivi unitari da applicare in ciascuna fascia oraria sono solitamente determinati sulla base di un'ipotetica distribuzione tempo-

rale dei consumi degli utenti/clienti, più le fasce orarie raggruppano ore con valore del servizio/bene simile, minori sono i rischi che errori nella stima dei profili temporali di consumo si traducano in una sovra- o sotto-remunerazione del fornitore riguardo a quanto stimato. Anche rispetto agli utenti/clienti, gli effetti di redistribuzione dei costi tra quelli appartenenti a una tipologia e caratterizzati da profili di consumo differenti, determinati dalla definizione delle fasce orarie, sono minimi se il valore del bene/servizio è:

- in media molto simile nelle diverse ore appartenenti alla fascia;
- tale per cui a un errore di previsione relativo a un'ora della fascia corrisponde probabilmente un errore simile nelle altre ore della medesima fascia.

Il primo Documento per la consultazione evidenziava come le fasce orarie attualmente in vigore apparissero inadeguate al perseguimento di dette finalità, quantomeno con riferimento ad alcuni servizi i cui corrispettivi sono articolati attraverso le fasce orarie.

L'Autorità, tenendo conto anche dei riscontri al primo Documento per la consultazione, in data 22 novembre 2005 ha sottoposto agli operatori una serie di ipotesi di modifica dei raggruppamenti orari con un secondo Documento per la consultazione dal titolo *Revisione dell'articolazione per fasce orarie dei corrispettivi di alcuni servizi di pubblica utilità nel settore elettrico per gli anni 2006 e 2007*.

Con la delibera 29 dicembre 2005, n. 299, l'Autorità, tenendo conto delle risposte ricevute al primo e al secondo Documento per la consultazione, ha eliminato l'articolazione per fasce sia del corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di cui all'art. 37.3 della delibera n. 168/03, sia del corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico di cui all'art. 52.5 della delibera n. 168/03.

L'Autorità, inoltre, ha avallato la proposta di eliminazione dell'articolazione per fasce dei corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, seppur posticipando l'entrata in vigore della riforma all'anno 2007, al fine di consentire agli operatori di adeguarsi dal punto di vista operativo (relazione tecnica relativa alla delibera n. 299/05).

Per quanto attiene ai rimanenti servizi di cui al Testo integrato, l'Autorità intende proseguire il processo di consultazione presentando un Documento per la consultazione in materia di definizione delle fasce orarie per i servizi di vendita e distribuzione di energia elettrica per l'anno 2007.

Connessioni

Nell'ambito della regolazione delle condizioni di accesso alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi, l'Autorità ha definito quelle per l'erogazione del servizio di connessione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale superiore a 1 kV. Con la delibera 19 dicembre 2005, n. 281, emanata a seguito di un processo di consultazione avviato nella primavera del 2005, si è intervenuti sulle condizioni sia procedurali, già definite dalla delibera 26 marzo 2002, n. 50, sia economiche, per le quali la delibera n. 50/02 rimandava a un apposito successivo provvedimento.

Ispirandosi a criteri di efficienza e di trasparenza nei confronti degli utenti della rete, è stato individuato il destinatario della richiesta di connessione e, limitatamente agli impianti di produzione di energia elettrica, è stato altresì introdotto il concetto di soluzione tecnica minima, intesa come la connessione necessaria e sufficiente per soddisfare la richiesta di potenza del soggetto richiedente. Per quanto riguarda le condizioni economiche, in analogia a quanto già previsto nella delibera n. 50/02, si è fissato un corrispettivo a copertura delle attività di studio e di progettazione preliminare e di dettaglio, differenziato a seconda di connessioni con la rete di trasmissione nazionale o a reti di distribuzione. Il corrispettivo di connessione è, invece, determinato sulla base del preventivo dei costi di realizzazione dell'impianto per la connessione allegato alla progettazione di dettaglio, evitando così il pericolo di imposizione di oneri impropri ai soggetti richiedenti.

Le predette condizioni economiche sono riferite solamente agli impianti di produzione, mentre per gli impianti di consumo continuano a valere, laddove applicabili, i provvedimenti CIP in materia. In accordo con le disposizioni contenute nel decreto legislativo n. 387/03, in materia di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'Autorità ha pure stabilito specifiche disposizioni di favore per gli impianti che utilizzano tali fonti.

Ritiri obbligati

L'energia elettrica prodotta e immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi può essere destinata commercialmente a diversi soggetti che operano sul libero mercato (borsa elettrica, cliente finale libero, cliente grossista, Acquirente Unico), sulla base di valutazioni e scelte effettuate dal singolo produttore.

In alternativa, il decreto n. 387/03 e la legge n. 239/04, hanno pre-

visto per alcune tipologie di impianti la possibilità di cedere, al gestore di rete cui essi sono collegati, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete. Questa ulteriore possibilità è facoltativa ed è stata prevista dal legislatore per gli impianti di dimensioni minori (<10 MVA) o non programmabili che, pertanto, non sono in grado di partecipare al mercato.

Delibera n. 34/05 – L'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, letto congiuntamente con il comma 41 della legge n. 239/04, prevede che l'Autorità definisca, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, le modalità di ritiro, da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato, dell'energia elettrica prodotta:

- da impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;
- da impianti di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- ai sensi dell'art. 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo n. 79/99 (eccedenze da fonti rinnovabili e assimilate);

a eccezione di quella ceduta al GRTN nell'ambito di convenzioni di cessione destinate in essere, fino alla loro scadenza.

La delibera dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34, come successivamente modificata dalle delibere 24 marzo 2005, n. 49, 6 aprile 2005, n. 64, 29 luglio 2005, n. 165, e 2 dicembre 2005, n. 256, ha definito le modalità e le condizioni economiche per il ritiro, da parte del gestore di rete cui l'impianto è collegato, dell'energia elettrica in questione.

Poiché tale possibilità di cessione dell'energia elettrica prevista dal legislatore è facoltativa e alternativa ad altre opzioni di mercato, il produttore che intende usufruirne deve richiedere al gestore di rete il ritiro dell'energia elettrica concludendo con il medesimo una convenzione di durata annuale e rinnovabile, secondo lo schema riportato nell'allegato A alla delibera n. 34/05.

La delibera n. 34/05 ha introdotto una serie di semplificazioni ed esenzioni, soprattutto per gli impianti di microgenerazione e alimentati da fonti rinnovabili. In particolare:

- per gli impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, è prevista l'esenzione dalla stipula del contratto di dispacciamento;
- i produttori che richiedono al gestore di rete il ritiro dell'energia elettrica non sono tenuti alla comunicazione dei program-

mi di immissione e, conseguentemente, a tale energia non si applicano gli oneri di sbilanciamento;

- per gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA è prevista l'applicazione del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT) medio mensile, anziché orario;
- sono previste l'esenzione totale dall'applicazione del CCT per gli impianti di potenza fino a 1 MW e graduale per quelli alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 1 MW e fino a 5 MW.

Quanto al prezzo per l'energia elettrica ritirata ai sensi della delibera n. 34/05, in considerazione delle peculiarità e dei vantaggi che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e quelli di cogenerazione presentano rispetto agli altri impianti, l'Autorità ha previsto che il gestore di rete competente riconosca ai produttori:

- nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW e di impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili, a eccezione delle centrali ibride, limitatamente ai primi due milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto, prezzi minimi garantiti;
- nel caso di impianti di potenza inferiore a 10 MVA non alimentati da fonti rinnovabili e che non soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla delibera 19 marzo 2002, n. 42, oltre che nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate di potenza maggiore o uguale a 10 MVA, nella titolarità di autoproduttori, che cedono le eccedenze, il parametro Ct fino al 31 dicembre 2005 e il PUN nelle ore *off peak*² dal 1° gennaio 2006;
- nel caso di tutti gli altri impianti agevolati un prezzo pari a quello di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici, applicato sulla base delle fasce orarie o indifferenziato.

La delibera n. 34/05 riguarda modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica. Gli eventuali incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta conseguenti a decreti legislativi e ministeriali si sommano ai ricavi derivanti dall'applicazione della stessa delibera.

Scambio sul posto – Un'altra importante novità è stata introdotta all'inizio del 2006 in attuazione dell'art. 6 del decreto legislativo n. 387/03.

Con la delibera 10 febbraio 2006, n. 28, l'Autorità ha disciplinato,

infatti, il servizio di scambio sul posto per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili e dai rifiuti ammessi a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili.

La delibera n. 28/06 ha così sostituito e abrogato, a decorrere dal 13 febbraio 2006, la delibera 13 dicembre 2000, n. 224, in materia di condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto. Questo, prima riservato esclusivamente ai clienti del mercato vincolato che realizzano un impianto fotovoltaico di potenza nominale fino a 20 kW, è stato esteso a tutti i clienti finali, sia liberi sia vincolati, che realizzano o hanno la disponibilità di impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da qualunque fonte rinnovabile.

L'applicazione dello scambio sul posto 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. Comporta pertanto il venir meno del costo di acquisto dell'energia elettrica per una quantità pari a quella prodotta dall'impianto, per la quota sia autoconsumata immediatamente, sia immessa in rete e prelevata successivamente. Nell'ambito di tale disciplina il soggetto che richiede l'applicazione del servizio di scambio sul posto, dal punto di vista del sistema elettrico, è considerato come cliente finale, libero o vincolato, e non come un produttore. Pertanto non è tenuto alla stipula dei contratti necessari per immettere energia nella rete, né a pagare/ricevere i corrispettivi normalmente previsti per i produttori. Deve invece inoltrare richiesta per l'erogazione del servizio di scambio sul posto all'impresa distributrice competente sul territorio ove l'impianto è ubicato.

Il servizio di scambio sul posto è alternativo alla vendita di energia elettrica: quindi le immissioni di energia in rete non possono comportare ricavi economici. L'energia elettrica immessa in rete e non consumata nell'anno di riferimento costituisce un credito, in termini di energia e non in termini economici, che può essere utilizzato nel corso dei tre anni successivi a quello in cui matura. Al termine di detto periodo, l'eventuale credito residuo in energia è annullato. Perciò lo scambio sul posto presenta vantaggi qualora, su base triennale, il consumo di energia elettrica risulti mediamente pari o superiore alla produzione.

Gli eventuali incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta per effetto di decreti legislativi e ministeriali si sommano al beneficio del mancato acquisto di energia elettrica derivante dall'applicazione della delibera n. 28/06.

² Il PUN nelle ore *off peak* è la media aritmetica mensile, del mese a cui si riferisce il ritiro dell'energia elettrica, dei valori orari del prezzo di cui all'art. 19, comma 19.3, lettera c), della delibera n. 168/03, nelle ore dei giorni festivi, del sabato, della domenica, nonché nelle ore tra le 0:00 e le 8:00 e tra le 20:00 e le 24:00 dei giorni dal lunedì al venerdì.

Cogenerazione

La legislazione vigente riconosce benefici alla cogenerazione definita come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati (art. 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99). I benefici previsti sono:

- l'esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (art. 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99);
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali (art. 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99).

L'Autorità, con la delibera n. 42/02, ha definito le condizioni che la produzione combinata di energia elettrica e calore deve soddisfare per poter essere considerata cogenerazione e, quindi, per poter ottenere i benefici previsti dalla legislazione vigente. Affinché un impianto sia di cogenerazione, deve soddisfare, sulla base dei dati di esercizio a consuntivo dell'anno precedente, le soglie minime dei due indici IRE (Indice di risparmio di energia) e LT (Limite termico).

L'Autorità, con delibera 29 dicembre 2005, n. 296, ha aggiornato i parametri di riferimento necessari al calcolo dei due indici sopradetti, nonché i valori delle rispettive soglie LT_{min} e IRE_{min} , prevedendone l'applicazione dal 1° gennaio 2006 fino al 31 dicembre 2007. Ha inoltre previsto il successivo aggiornamento per tenere conto dello sviluppo tecnologico oltre che del recepimento della Direttiva europea 2004/8/CE in materia di cogenerazione.

L'aggiornamento non si applica alle sezioni già in esercizio, né a quelle per le quali, alla data del 31 dicembre 2005, sono già state assunte obbligazioni contrattuali relativamente alla maggior parte, in valore, dei costi di costruzione, alle quali si continuano ad applicare i valori di riferimento previsti dalla delibera n. 42/02 e in vigore fino al 31 dicembre 2005.

Con riferimento ai dati di esercizio dell'anno 2004, su una produzione netta pari a circa 80 TWh di energia elettrica da impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, circa il 45% (36 TWh) è stato qualificato come cogenerativo. Tale dato (36 TWh) non è tuttavia rappresentativo di tutta la produzione combinata che soddisfa la definizione di cogenerazione: non comprende

infatti parte degli autoproduttori o piccoli produttori con produzioni annue minori di 100 GWh, già esonerati dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi, e che pertanto non hanno presentato domanda al nuovo GRTN ai sensi della delibera n. 42/02.

Abrogazione del parametro Ct

Il parametro Ct, definito dall'art. 6 della delibera dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70, come costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, era stato determinato in un contesto di prezzi amministrati.

La presenza, ormai da quasi due anni, di meccanismi di mercato per la valorizzazione dell'energia elettrica, nonché l'esercizio ormai annuale del sistema delle offerte a cui partecipa pienamente la domanda, hanno reso obsoleto il parametro Ct, con il rischio che il suo utilizzo risultasse distorsivo dei segnali economici inviati agli operatori di mercato.

Pertanto l'Autorità è intervenuta abrogando, con la delibera 29 dicembre 2005, n. 300, a partire dal 1° gennaio 2006, il suddetto parametro. Tuttavia, esso continuava a essere utilizzato per alcune applicazioni marginali, in particolare per:

- gli impianti che cedono la propria energia al gestore di rete cui sono collegati ai sensi dell'art. 1, comma 41, della legge 23 agosto 2004, n. 239, a eccezione di quelli di potenza inferiore a 10 MVA che soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla delibera n. 42/02 (eccedenze da fonti rinnovabili e assimilate oltre che l'energia elettrica prodotta da impianti di potenza inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerative);
- gli impianti che cedono la propria energia al GRTN ai sensi della delibera 28 ottobre 1997, n. 108, limitatamente a quelli nuovi, potenziati o rifatti come definiti dalla medesima delibera (eccedenze, come regolate dalla delibera n. 108/97, antecedente alla delibera n. 34/05);
- i regimi tariffari speciali, come previsto dall'art. 73 del Testo integrato.

Per tali applicazioni marginali, l'Autorità, con la delibera n. 300/05, ha definito parametri sostitutivi individuati facendo riferimento a indicatori di mercato opportunamente scelti sulla base delle specifiche finalità.

In particolare, per le finalità di cui alle suddette lettere a) e b), il parametro Ct è stato sostituito con la media aritmetica dei valori orari del PUN, nelle sole ore denominate *off peak*³, registrati nello stesso mese in cui avviene la cessione di energia elettrica. Inoltre al fine di rendere più graduale l'introduzione del nuovo parametro è stato introdotto, per i primi sei mesi dell'anno 2006, un elemento di continuità nel passaggio dal parametro Ct a quello sostitutivo.

Per quanto riguarda invece le finalità di indicizzazione trimestrale delle tariffe speciali al consumo di cui alla precedente lettera c), fatto salvo quanto previsto dalla delibera 23 dicembre 2005, n. 286, si è ritenuto opportuno sostituire il parametro Ct con il parametro RS, pari alla media aritmetica dei valori orari del PUN, nelle ore denominate *off peak*, registrati nel semestre antecedente il mese che precede l'aggiornamento.

Unificazione della gestione e della proprietà della rete di trasmissione nazionale

Costi per il funzionamento della società erogante i servizi di trasmissione e di dispacciamento – L'art. 1, comma 1, del DPCM 11 maggio 2004, ha disposto che entro il 31 ottobre 2005 fossero trasferiti alla società TERNA, eventualmente anche attraverso conferimento, le attività, le funzioni, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi (ivi inclusa la titolarità delle convenzioni stipulate con le società che dispongono delle reti di trasmissione per disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete e dei dispositivi di interconnessione con altre reti) facenti capo all'ex GRTN, a eccezione delle attività afferenti alla gestione dei diritti e delle obbligazioni associati alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate e delle partecipazioni detenute nelle società GME e Acquirente Unico.

Il processo di unificazione è avvenuto attraverso il conferimento, a titolo oneroso alla società TERNA, del ramo d'azienda dell'ex GRTN a cui facevano capo le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica. Con il conferimento si è realizzata l'unificazione della prevalente proprietà della rete di trasmissione nazionale con la gestione della stessa.

Con la delibera 31 gennaio 2005, n. 15, l'Autorità, ai fini del processo di unificazione disposto dal DPCM 11 maggio 2004, ha confermato i criteri di riconoscimento e di copertura dei costi per il funzionamento dell'ex GRTN per l'erogazione del servizio di tra-

missione dell'energia elettrica; ciò effettuando, inoltre, una quantificazione della quota parte della componente a copertura dei costi connessi con le attività non oggetto del predetto trasferimento sulla base delle informazioni di natura contabile e organizzativa rese disponibili dall'ex GRTN stesso.

Codice di rete – Al fine della gestione della rete di trasmissione nazionale in regime unificato, il DPCM 11 maggio 2004 prevedeva che l'ex GRTN predisponesse un documento integrato contenente sia le regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, per l'accesso e l'uso della rete elettrica nazionale di trasmissione e delle apparecchiature direttamente connesse, per l'interoperabilità delle reti e per l'erogazione del servizio di dispacciamento, sia i criteri generali per lo sviluppo e la difesa della sicurezza della rete elettrica nazionale di trasmissione e per gli interventi di manutenzione della medesima (il cd. "Codice di rete"). Allo stesso tempo il DPCM stabiliva che il Ministero delle attività produttive e l'Autorità verificassero, per quanto di rispettiva competenza, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99 e della legge 27 ottobre 2003, n. 290, la conformità del Codice di rete alle direttive dai medesimi promulgate. Già con la delibera 30 dicembre 2004, n. 250, l'Autorità aveva emanato direttive all'ex GRTN per l'adozione del Codice di rete.

Con la delibera 29 aprile 2005, n. 79, l'Autorità ha positivamente valutato il Codice di rete predisposto dall'ex GRTN a condizione che procedesse a modificare il medesimo sulla base di alcune osservazioni di carattere puntuale entro il 24 maggio 2005, nonché a redigerne una nuova versione entro il 30 novembre 2005, sulla base di una ulteriore serie di osservazioni.

L'approvazione della nuova versione del Codice di rete è stata subordinata dall'Autorità, con la delibera del 3 marzo 2006, n. 49, all'adozione di ulteriori modifiche e integrazioni. Con la stessa delibera è stato altresì conferito mandato al Direttore della Direzione energia elettrica dell'Autorità, con il supporto della Direzione consumatori e qualità del servizio per ciò che concerne gli aspetti relativi alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, di effettuare azioni di ricognizione sull'applicazione delle disposizioni contenute nel Codice di rete; nonché nei documenti a esso allegati, anche attraverso l'istituzione di gruppi di lavoro con i soggetti interessati e in raccordo con le proposte eventualmente formulate dal Comitato di consultazione di cui all'art. 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004.

³ Le ore *off peak* sono definite come quelle dei giorni festivi, del sabato, della domenica, nonché le ore tra le 0:00 e le 8:00, e tra le 20:00 e le 24:00 dei giorni dal lunedì al venerdì.

In parallelo a ciò, ai fini di un'efficiente gestione dell'*iter* di approvazione delle deroghe all'applicazione del Codice di rete, l'Autorità, con la delibera 23 febbraio 2006, n. 39, ha conferito mandato sempre al Direttore della Direzione energia elettrica, con il supporto della Direzione consumatori e qualità del servizio, per ciò che concerne gli aspetti relativi alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, affinché con proprie determinazioni:

- verifichi, secondo le modalità di cui all'art. 63, comma 63.3, della delibera n. 250/04, previa informativa all'Autorità, la conformità degli aggiornamenti del Codice di rete alle direttive adottate dall'Autorità, non riservati all'approvazione del Collegio dell'Autorità;
- verifichi le proposte di deroga all'applicazione del Codice di rete formulate da parte di TERNA disponendo, in esito a tali verifiche, l'approvazione o il rigetto delle medesime proposte di deroga secondo le modalità di cui all'art. 64, comma 64.3, della delibera n. 250/04;
- comunichi all'Autorità, almeno con cadenza semestrale, gli esiti del processo di cui alla precedente lettera b) di approvazione delle proposte di deroga all'applicazione del Codice di rete, nonché al Ministero delle attività produttive.

Perimetrazione delle attività di trasmissione e di dispacciamento – L'unificazione della gestione con la proprietà della rete di trasmissione nazionale stabilita dal DPCM 11 maggio 2004 è efficace dal 1° novembre 2005, e ha determinato un cambiamento di assetto del regime di erogazione dei servizi di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica.

Con la delibera 28 ottobre 2005, n. 226, l'Autorità ha precisato le funzioni ricomprese nei pubblici servizi di trasmissione e di dispacciamento a seguito di tale unificazione.

Il servizio di trasmissione risulta pertanto articolato in:

- esercizio delle singole porzioni di rete di trasmissione nazionale, vale a dire, di TERNA e degli altri proprietari di rete, inteso come l'attuazione delle consegne autonome, del pronto intervento a seguito di guasto o anomalia, delle manovre per la messa fuori servizio e in sicurezza degli impianti, del controllo dello stato degli impianti e delle ispezioni sugli stessi;
- manutenzione ordinaria e straordinaria delle infrastrutture;
- sviluppo infrastrutturale, inteso come realizzazione di interventi di espansione o di evoluzione delle infrastrutture della

rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa l'eventuale riduzione della sua capacità di trasporto, con conseguente variazione dello stato di consistenza.

Nell'attività di dispacciamento, risultano invece comprese le funzioni riguardanti:

- la programmazione del funzionamento e la gestione in sicurezza al minimo costo del sistema elettrico nazionale, ivi inclusi la conduzione degli impianti della rete di trasmissione nazionale e lo sviluppo funzionale della medesima;
- l'approvvigionamento di risorse ai fini della gestione delle congestioni della rete rilevante, della predisposizione di adeguata capacità di riserva, della garanzia di equilibrio tra immissioni e prelievi, anche in tempo reale e della gestione delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica reattiva;
- la determinazione delle partite fisiche di competenza dei contratti di compravendita ai fini dell'immissione o del prelievo di energia elettrica nei diversi cicli esecutivi, nonché la valorizzazione e la regolazione dell'energia elettrica oggetto di deviazioni rispetto agli impegni contrattuali;
- l'aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento;
- la predisposizione del piano di sicurezza di cui all'art. 1-*quinquies* della legge n. 290/03.

Con la delibera n. 226/05 l'Autorità ha anche stabilito l'avvio di opportuni studi circa la praticabilità di nuovi schemi di regolazione incentivante per il servizio di dispacciamento, tenendo conto di esperienze europee in materia e con l'obiettivo di giungere a proposte operative da sottoporre a consultazione.

Incentivi all'unificazione della proprietà della rete di trasmissione nazionale – L'art. 2 del DPCM 11 maggio 2004 stabilisce che, al fine di migliorare la sicurezza e l'efficienza del funzionamento della rete elettrica nazionale di trasmissione, l'Autorità valuti e, se del caso, disponga, l'adozione di meccanismi – anche di natura tariffaria – volti a promuovere la completa unificazione della rete elettrica nazionale di trasmissione. Il medesimo articolo stabilisce, inoltre, che i predetti meccanismi sono applicabili ove l'aggregazione in capo a TERNA delle rimanenti porzioni della rete di trasmissione nazionale sia perfezionata entro il 30 aprile 2006 e riguardi attività ricomprese nell'ambito della rete di trasmissione nazionale.

Con il Documento per la consultazione 3 agosto 2005, l'Autorità ha indicato i propri orientamenti in materia di meccanismi per l'incentivazione all'unificazione della proprietà della rete di trasmissione nazionale, sottoponendo a consultazione due diversi meccanismi. Sulla base delle osservazioni pervenute in esito alla consultazione, nonché delle stime dei recuperi di efficienza effettuate dai soggetti interessati, l'Autorità, con delibera 10 aprile 2006, n. 73, ha stabilito un meccanismo per l'incentivazione dell'unificazione della proprietà della rete di trasmissione nazionale con caratteristiche di semplicità e trasparenza, prevedendo che sia composto da misure volte a favorire il rapido completamento del processo di

unificazione della proprietà della rete di trasmissione nazionale, garantendo al contempo il graduale trasferimento dei recuperi di efficienza derivanti da detta unificazione alla clientela finale.

Il meccanismo delineato ha fissato l'ammontare massimo incentivante pari a 14 milioni di euro. Per ciascuna cessione a TERNA di una porzione di rete di trasmissione nazionale è riconosciuto a TERNA un ammontare pari al 30% di tale cifra ponderato con il peso del valore degli impianti compresi nelle porzioni di rete del soggetto cedente sul valore complessivo degli impianti di proprietà dei soggetti diversi da TERNA. Al soggetto cedente spetta invece il 70% dello stesso ammontare.

Regolamentazione della qualità dei servizi elettrici

Nel corso dell'anno 2005 l'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici ha riguardato sia l'attuazione delle norme fissate per il periodo 2004-2007 dal Testo integrato della qualità dei servizi elettrici (approvato con delibera 30 gennaio 2004, n. 4 e successivamente integrato con delibera 28 dicembre 2004, n. 247), con particolare riguardo alla *regolazione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso* e al monitoraggio della *qualità del servizio di trasmissione*; sia l'avvio di consultazioni su proposte dell'Autorità relativamente a tre temi su cui si potranno sviluppare nuove regolazioni in futuro: la *qualità della tensione*, le *interruzioni estese e prolungate* anche per eventi meteorologici eccezionali e la *qualità dei servizi telefonici* commerciali. Sono proseguite inoltre le *attività in campo internazionale sulla qualità del servizio elettrico*, che hanno condotto alla pubblicazione del 3° rapporto di *Benchmarking* da parte del gruppo di lavoro CEER (*Council of European Energy Regulators*) dedicato alla qualità del servizio nel settore elettrico.

Regolazione della durata delle interruzioni

La regolazione che incentiva la riduzione della durata delle interruzioni, introdotta nel 2000, è stata confermata dall'Autorità per il periodo 2004-2007 con il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici. Tale regolazione è basata sulla determinazione *ex ante* di obiettivi di miglioramento annuali fissati dall'Autorità e sulla verifica *ex post* dei risultati ottenuti che, confrontati con gli obiettivi di miglioramento, consentono all'Autorità di determinare gli incentivi e le penalità finanziarie da assegnare alle imprese distributrici.

Gli obiettivi di miglioramento si riferiscono all'indicatore di riferimento (durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente alimentato in bassa tensione), calcolato su base biennale escludendo le interruzioni attribuite a cause di forza maggiore, a danni provocati da terzi o con origine sulle reti di alta tensione e sulla rete di trasmissione nazionale. Gli obiettivi annuali sono determinati, per ogni ambito, in base a una funzione di miglioramento ottenuta congiungendo il livello di partenza

con il livello obiettivo di lungo termine tramite una curva che mantiene un tasso annuo di miglioramento costante nel tempo. Tale metodo è orientato a ottenere più velocemente i recuperi di continuità negli ambiti territoriali in cui si registrano i valori peggiori di continuità del servizio, nell'ambito delle risorse rese disponibili dai livelli tariffari.

Come ormai consuetudine, l'Autorità ha effettuato verifiche ispettive sui dati di continuità del servizio trasmessi dai singoli esercenti interessati. Il programma di ispezione è stato definito con la delibera 19 maggio 2005, n. 92, e ha riguardato 7 esercizi di Enel Distribuzione Spa per un totale di 73 ambiti territoriali (province di Cuneo, Torino, Massa Carrara, Lucca, Livorno, Pisa, Grosseto, L'Aquila, Teramo, Pescara, Chieti, Taranto, Brindisi, Lecce, Potenza, Matera, Cosenza, Catanzaro, Reggio Calabria, Crotona, Vibo Valentia, Messina, Enna, Catania, Ragusa e Siracusa), e 3 imprese elettriche locali che sono soggette alla regolazione della durata di interruzioni dal 2004 (Ae-Ew Bolzano Spa, Aem Milano Spa, Aem Torino Spa). Complessivamente l'esito dei controlli è risultato molto soddisfacente: per la prima volta dal 2000, non sono stati riscontrati dati non validi in alcuno degli ambiti territoriali verificati. Si conferma quindi la tendenza in atto da qualche anno a un progressivo miglioramento da parte delle imprese distributrici nella registrazione delle interruzioni, che si affianca al miglioramento sostanziale della continuità del servizio (si veda il primo volume di questa *Relazione Annuale*).

Sulla base dei dati trasmessi dai singoli esercenti interessati e a seguito delle ispezioni sui dati, a chiusura del procedimento di verifica del raggiungimento degli obiettivi di continuità per l'anno 2004, con la delibera 1 dicembre 2005, n. 250, l'Autorità ha disposto incentivi per un totale di 66 milioni di euro, a fronte del miglioramento della continuità del servizio del 13% in durata e del 7% in numero di interruzioni per cliente dal 2003 al 2004 (valori medi nazionali; per quelli regionali e provinciali si veda la pubblicazione dei dati di continuità sul sito Internet dell'Autorità). A questi incentivi si affiancano penalità accumulate per l'anno 2004 pari a 13 milioni di euro, che in base alle nuove disposizioni del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici, saranno dilazionate in tre rate uguali per gli anni 2005, 2006 e 2007; per ciascuno dei tre anni, qualora nell'ambito territoriale venga raggiunto il livello tendenziale assegnato, la penalità sarà ridotta in misura pari alla rata annuale. Oltre al meccanismo di diluizione delle penalità, i risultati economici tengono conto dell'effetto dell'introduzione, con il nuovo periodo di re-

golazione, sia di un tetto massimo agli incentivi e alle penalità sia delle riduzioni dovute al meccanismo che richiede un miglioramento particolare (almeno il 10% in più rispetto al tendenziale) agli ambiti territoriali che, alla conclusione del primo periodo, si trovavano in condizioni di non aver raggiunto l'obiettivo assegnato.

Infine, nell'ambito delle attività di attuazione della regolazione della durata delle interruzioni, si registra una importante novità per via dell'adesione di Enel Distribuzione e di due imprese elettriche locali (Aim Vicenza Spa e SET Distribuzione Spa) al meccanismo volontario di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne (prevalentemente dovute a danni di terzi). Questo meccanismo prevede che le imprese distributrici avvalentesi di tale opzione possano semplificare la registrazione delle interruzioni, ma si impegnino alla riduzione della durata anche per le interruzioni attribuibili a danni provocati da terzi, altrimenti escluse dalla regolazione. Sono stati pertanto rideterminati i livelli tendenziali per gli anni 2005-2007, per tutti gli ambiti territoriali serviti dalle imprese distributrici che hanno aderito al sistema di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne (delibere 7 giugno 2005, n. 135, e 19 maggio 2005, n. 209). Le altre imprese distributrici hanno scelto di continuare a utilizzare il precedente metodo di attribuzione delle interruzioni a danni provocati da terzi, basato sulle evidenze documentali.

Regolazione del numero delle interruzioni

Dal 1° gennaio 2006 sono entrati in vigore i nuovi standard di qualità, relativi al massimo numero di interruzioni all'anno per i clienti alimentati in alta e media tensione (industrie, servizi ecc.). Gli standard fissati dall'Autorità per le interruzioni senza preavviso lunghe si differenziano a seconda che il cliente sia allacciato alla rete di distribuzione di alta o di media tensione e che appartenga a un ambito territoriale ad alta, media o bassa concentrazione. Gli standard fissati dall'Autorità sono tra i più sfidanti a livello europeo.

I clienti alimentati in alta e media tensione che subiranno un numero di interruzioni superiore agli standard potranno ricevere indennizzi automatici, commensurati anche alla loro dimensione e al disagio subito, se avranno adeguato i propri impianti ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità per impedire che guasti degli impianti degli utenti si riverberino sulla rete danneggiando anche i clienti limitrofi. L'Autorità ha prestato particolare attenzione alla divulgazione

TAV. 2.6

Numero massimo di interruzioni per clienti alimentati in alta e media tensione

	NUMERO MASSIMO DI INTERRUZIONI ALL'ANNO PER CLIENTE
Clienti AT	1 interruzione lunga (2 interruzioni lunghe per clienti allacciati dopo il 1° gennaio 2006 in antenna)
Clienti MT appartenenti ad ambiti territoriali ad alta concentrazione	3 interruzioni lunghe
Clienti MT appartenenti ad ambiti territoriali a media concentrazione	4 interruzioni lunghe
Clienti MT appartenenti ad ambiti territoriali a bassa concentrazione	5 interruzioni lunghe

delle norme relative all'adeguamento tecnico degli impianti di utenza (condizione necessaria per avere titolo agli indennizzi in caso di mancato rispetto degli standard da parte dell'impresa distributrice).

Nel corso dell'anno su questo tema sono state svolte numerose iniziative di divulgazione attraverso seminari e incontri tecnici, organizzati in collaborazione con associazioni imprenditoriali, organismi tecnici (incluso il Comitato elettrotecnico italiano – CEI) e riviste specializzate, contattando nel complesso circa 10.000 tra clienti finali, installatori, progettisti e manutentori degli impianti di utenza. Si è data ampia divulgazione dei provvedimenti anche tramite articoli pubblicati su riviste tecnico-scientifiche. La comunicazione diretta ai clienti, prevista dall'Autorità nei propri provvedimenti, è stata curata dai distributori che hanno informato i clienti in media tensione delle opportunità derivanti dalla nuova regolazione del numero di interruzioni lunghe inviando loro una lettera individuale, la cui chiarezza e correttezza è stata verificata preliminarmente dagli Uffici dell'Autorità.

Gli standard sul numero massimo di interruzioni si applicano, per il periodo regolatorio 2004-2007, solo ai clienti alimentati in alta e media tensione. L'Autorità ha già previsto che entro la fine del 2007, tutte le imprese distributrici dovranno essere in grado di conoscere con esattezza tutti i clienti coinvolti in ogni interruzione (anche quelli in bassa tensione), in modo da poter estendere in futuro gli standard individuali e i relativi indennizzi automatici anche alle famiglie, ai negozi, agli artigiani e ai piccoli servizi. A questo proposito gli Uffici dell'Autorità hanno condotto, nei primi mesi del 2006, una ricognizione dello stato di predisposizione delle procedure e dei sistemi necessari per la realizzazione di questo importante e impegnativo obiettivo.

Qualità del servizio di trasmissione

Per quanto riguarda la qualità del servizio di trasmissione, nel corso del 2005 è stata data attuazione alle norme introdotte su questa materia con la delibera n. 250/04, che per la prima volta ha definito obblighi sia di registrazione delle disalimentazioni riguardanti gli utenti della rete di trasmissione nazionale, sia di trasparenza su diversi aspetti di qualità del servizio di trasmissione. Con la delibera 17 gennaio 2006, n. 6, sono stati approvati i livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione che riguardano le eventuali disalimentazioni ai clienti e alle imprese distributrici (direttamente connesse con la rete di trasmissione nazionale) attribuibili alla responsabilità di TERNA. I nuovi parametri previsti sono:

- il numero medio nazionale di disalimentazioni per utente: inferiore a una interruzione all'anno (lunga o breve), ogni quattro utenti connessi con la rete;
- l'energia non servita per disalimentazioni: 560 MWh/anno, equivalenti a un minuto in media di disalimentazione all'anno di tutto il sistema;
- il numero e la durata massimi di disalimentazione per ogni singolo cliente: una interruzione lunga (di durata superiore a 3 minuti) e 3 interruzioni brevi (di durata inferiore a 3 minuti ma superiore a un secondo), per i clienti inseriti su rete magliata.

Sono esclusi dai livelli attesi gli eventuali incidenti rilevanti, per i quali è stabilito che TERNA debba predisporre uno specifico rapporto all'Autorità. Alla fine di ciascun anno, è previsto che i livelli attesi vengano confrontati con quelli di qualità effettivamente raggiunti. TERNA procederà alla pubblicazione sul proprio sito Internet dei livelli attesi e approvati dall'Autorità, e pubblicherà un rapporto sulle

iniziative assunte e previste per il miglioramento; presenterà all'Autorità un aggiornamento dei livelli attesi per il 2007 e comunicherà a ciascun cliente della rete di trasmissione la situazione relativa al suo punto di connessione. Inoltre, per la prima volta sono stati pubblicati i livelli minimi di potenza di corto circuito di tutti i nodi della rete di alta tensione: si tratta di parametri importanti per valutare anche altri aspetti della qualità della tensione, congiuntamente ai sistemi di rilevazione dei disturbi che TERNA e le imprese distributrici in alta tensione stanno predisponendo.

La fissazione e la verifica dei livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione costituiscono il primo passo verso la futura introduzione di un sistema di regolazione, basato su standard, indennizzi e incentivi, anche per la trasmissione, analogamente a quanto già fatto per la distribuzione. Infine, nell'ambito del Codice di rete, predisposto da TERNA e verificato positivamente dall'Autorità con la delibera n. 79/05, sono state definite regole dettagliate per la registrazione delle disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale.

Qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica

Nel 2005 l'Autorità ha avviato la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica in media tensione, avvalendosi delle strutture e dei finanziamenti della Ricerca di sistema. La qualità della tensione di fornitura comprende un elevato numero di parametri tecnici descritti e caratterizzati nella norma tecnica europea EN 50160. Essa, recepita in Italia dalla norma del CEI EN 50160, in relazione ad alcuni parametri di qualità della tensione fornisce valori di riferimento. La qualità della tensione è costituita infatti, oltre che dalle interruzioni del servizio, anche da altri disturbi transitori del livello di tensione (buchi, *flicker*, armoniche ecc.). In particolare per le interruzioni e i buchi di tensione (cadute di tensione oltre la soglia del 10% della tensione nominale per durate molto brevi, in genere inferiori al secondo) sono forniti valori indicativi che si rivelano non adeguati alle esigenze di gran parte dei clienti utilizzanti energia elettrica per usi industriali o di servizi. Infatti gli sbalzi di tensione profondi e rapidi rappresentano eventi dannosi per i consumatori industriali, soprattutto per quelli tecnologicamente più avanzati.

La campagna di monitoraggio della qualità della tensione promossa dall'Autorità si pone quali obiettivi principali: la raccolta di elementi conoscitivi sulle attuali *performance* delle reti di distri-

buzione in media tensione da rendere pubblicamente disponibili; l'analisi delle origini dei disturbi che provocano variazioni ai parametri di qualità della tensione, tenuto conto delle caratteristiche strutturali delle reti stesse; una valutazione circa l'introduzione di nuovi obblighi di misurazione di qualità della tensione in capo alle imprese distributrici, cui potrà fare seguito l'introduzione di forme di regolazione economica di alcuni parametri della qualità della tensione. Solo la conoscenza della reale entità del problema può permettere di definire nuove iniziative di regolazione, inclusa l'introduzione di obblighi di misurazione della qualità della tensione in capo alle imprese distributrici, come già fatto per la trasmissione. Il monitoraggio è stato realizzato a cura della società CESI (oggi CESI Ricerca) nell'ambito del finanziamento della Ricerca di sistema. L'iniziativa si inquadra in un contesto europeo che manifesta un interesse sempre crescente per i temi della qualità della tensione, come dimostrano le recenti iniziative avviate dai regolatori di Norvegia, Spagna, Ungheria, Portogallo e Francia.

La campagna di monitoraggio consta di 400 punti di monitoraggio, con registratori di qualità della tensione sulle sbarre di media tensione delle cabine di trasformazione AT/MT, corrispondenti a un campione rappresentativo di circa il 10% delle reti di distribuzione (Tav. 2.7).

Al controllo della qualità della tensione sulle reti di media tensione possono partecipare anche i clienti finali con propri strumenti di rilevazione, comprati a condizioni di fornitura vantaggiose ottenute da CESI per l'acquisto degli strumenti in via di installazione sulla rete elettrica nazionale di media tensione. I clienti che partecipano al monitoraggio hanno l'opportunità di conoscere in tempo reale i livelli effettivi di qualità della tensione sul proprio punto di alimentazione e avranno a disposizione tutte le misure effettuate dal proprio strumento nel corso della campagna. Queste misure potranno essere utilizzate per la stipula dei "contratti per la qualità" già previsti dal Testo integrato, sulla base di accordi volontari tra clienti e distributori. Per tale stipula tra impresa distributtrice e clienti è richiesta come elemento preliminare la registrazione dei dati di qualità della tensione per almeno un anno. L'Autorità attribuisce all'iniziativa particolare rilevanza e ritiene opportuno, solo dopo aver esaminato i risultati della campagna di monitoraggio, adottare eventuali provvedimenti di propria competenza per il miglioramento generalizzato della qualità della tensione.

Inoltre, per quanto riguarda quest'ultima sulla rete di trasmissione nazionale con delibera 9 ottobre 2005, n. 210, è stato sia approvato il piano di rilevazione della qualità della tensione sulla re-

TAV. 2.7

Distribuzione dei 400 punti di misura di qualità della tensione

DISTRIBUTORE	N. DI SEMISBARRE SOTTOPOSTE A MONITORAGGIO	UNITÀ TERRITORIALE ENEL DISTRIBUZIONE	N. DI SEMISBARRE SOTTOPOSTE A MONITORAGGIO
Enel Distribuzione	346	Piemonte Liguria	43
Deval Aosta	4	Lombardia	51
Acea Roma	11	Triveneto	42
AE Bolzano	3	Emilia Romagna	36
Acegas Trieste	4	Toscana Umbria	33
Enia Parma	2	Lazio Abruzzo Molise	32
Meta Modena	3	Campania	29
Asm Brescia	6	Puglia Basilicata	29
Aem Torino	6	Calabria	13
Trentino Servizi Rovereto	3	Sicilia	24
Set Distribuzione	4	Sardegna	14
Aem Milano	8		
TOTALE	400	TOTALE	346

te di trasmissione nazionale proposto dall'ex GRTN all'Autorità, sia introdotto l'obbligo di rilevazione a campione delle grandezze di qualità della tensione sulle reti di distribuzione in alta tensione, allineando in questo modo gli obblighi di registrazione tra reti di distribuzione in alta tensione e rete di trasmissione nazionale.

Proposte per inserire indennizzi in caso di interruzioni estese e prolungate

Nel giugno 2005 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione che illustra possibili criteri e formula alcune proposte iniziali per l'introduzione di un sistema di indennizzi ai clienti coinvolti in interruzioni del servizio elettrico particolarmente lunghe ed estese. I meccanismi proposti completano il quadro della regolazione della qualità del servizio elettrico, che già prevede incentivi e penalità per le interruzioni "ordinarie" sulle reti locali di distribuzione, ma che esclude le interruzioni dovute agli eventi eccezionali. La nuova regolazione della durata delle interruzioni che entrerà in vigore non prima del terzo periodo regolatorio e che, considerata la complessità della materia, necessiterà di una seconda consultazione, ha lo scopo di tutelare i clienti "peggio serviti", cioè quelli che subiscono interruzioni lunghe ed estese e fa seguito all'esperienza di alcune grandi interruzioni occorse nell'inverno 2003-2004 per effetto di eventi meteorologici eccezionali, nonché alle interruzioni dovute al *black out* del 28 settembre 2003.

L'ipotesi presentata dall'Autorità prevede indennizzi agli utenti

domestici e non se l'interruzione si prolunga oltre un tempo minimo standard di ripristino del servizio fissato in 24 ore per eventi avversi con danni agli impianti (tralicci, linee aeree, cabine di trasformazione ecc.) e in 8 ore per eventi senza danni agli impianti (guasti elettrici ecc.). Secondo la proposta potranno essere previste esenzioni ai tempi standard di ripristino per le zone eventualmente evacuate per ordine delle autorità competenti. Per le interruzioni che si prolungassero oltre i tempi standard di ripristino, si propone che i clienti ricevano indennizzi crescenti con l'aumentare della durata del disservizio.

I valori indicativi ipotizzati per gli indennizzi ai clienti interessati da interruzioni estese e prolungate sarebbero differenziati tra quelli domestici e non e in relazione al tipo di evento che ha provocato l'interruzione; gli indennizzi, che avranno natura automatica e forfetaria, potrebbero essere incrementabili per scaglioni di periodi di interruzioni eccedenti gli standard con un tetto massimo agli indennizzi. Per i clienti non domestici sono previsti indennizzi maggiori, anche in funzione dei kW di potenza disponibile. Le proposte dell'Autorità ipotizzano meccanismi di incentivo per le imprese distributrici a ripristinare nel più breve tempo possibile il servizio. Esclusivamente nel caso di eventi con danni agli impianti, le imprese distributrici potranno recuperare attraverso la tariffa, in tutto o in parte a seconda della loro efficienza nel ripristino del servizio, i costi sostenuti per l'erogazione degli indennizzi.

Infine, l'Autorità vuole favorire il rapido recepimento delle nuove norme tecniche europee per la progettazione delle linee aeree -

attualmente in corso presso i competenti organismi di normazione tecnica – e propone anche regole per i piani di emergenza delle imprese distributrici, in modo da massimizzare il coordinamento con le amministrazioni locali (Comuni, Province, Regioni) e nazionali preposte alla gestione delle emergenze e alla protezione civile. La partecipazione alla consultazione da parte di operatori e associazioni di consumatori è stata particolarmente ampia, mentre le problematiche sollevate hanno fatto emergere posizioni critiche rispetto alle proposte avanzate dall'Autorità. Essendo i temi molto controversi è prevista una seconda consultazione prima dell'adozione di un eventuale provvedimento.

Proposte per la regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali

Nel mese di dicembre l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione sulla qualità dei servizi telefonici commerciali per i clienti finali di energia elettrica e di gas. Le proposte contenute in esso fanno seguito sia alle numerose segnalazioni di disservizi inviate all'Autorità dalle associazioni dei consumatori, sia ai tanti reclami dei clienti finali che lamentano tempi di attesa eccessivi

per parlare con gli operatori dei *call center*, sia all'inaccessibilità diffusa, soprattutto in caso di reclamo.

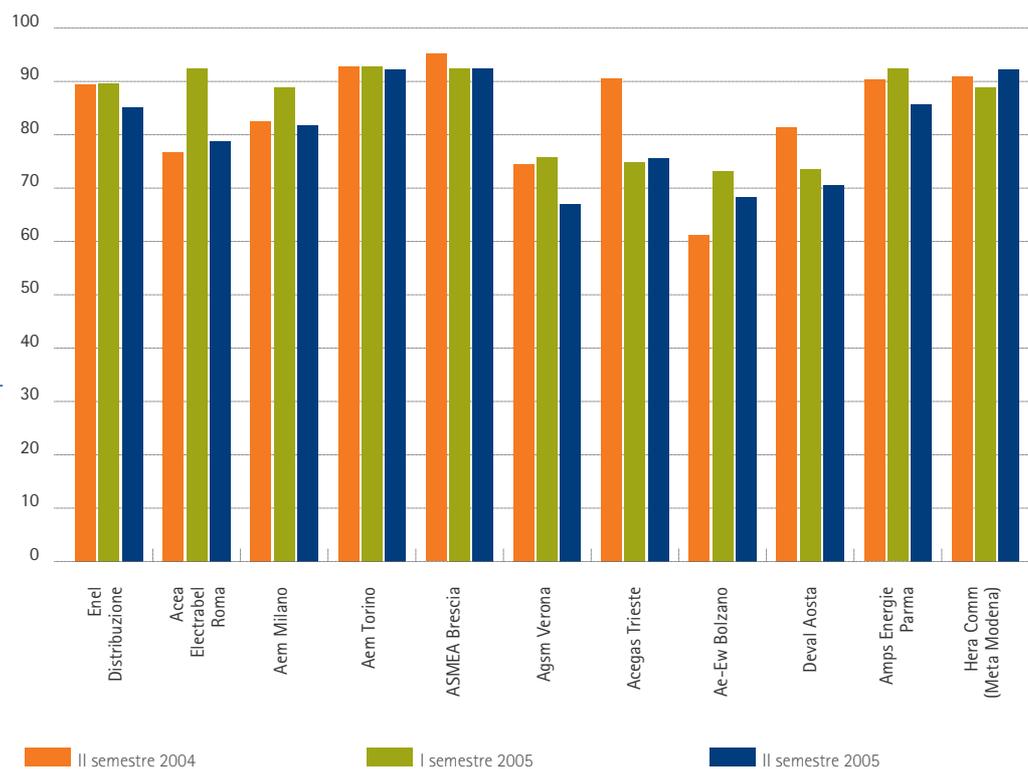
In occasione dell'inizio del nuovo periodo di regolazione è stato avviato il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici (tempi di attesa e di rinuncia delle chiamate ai *call center* commerciali) delle imprese elettriche che svolgono l'attività di vendita a più di 100.000 clienti finali (attualmente, sono soggette al monitoraggio 11 imprese che erogano il servizio a circa il 98% dei clienti finali di energia elettrica). Il monitoraggio non include le chiamate relative al pronto intervento (segnalazioni di guasti, interruzioni del servizio, dispersioni di gas ecc.), che vengono indirizzate a numeri telefonici dedicati separati. L'esperienza del primo semestre di attuazione della regolazione della qualità dei servizi telefonici ha fatto riscontrare dati disomogenei e poco confrontabili per il secondo semestre 2004. Per poter procedere a un confronto comparativo che rappresentasse effettivamente le *performance* delle imprese si è chiesto di integrare i dati obbligatori con ulteriori dati più analitici, separanti il tempo di attraversamento dell'albero fonico dall'attesa dopo la scelta dell'opzione per parlare con un operatore.

Le *performance* registrate confermano le preoccupazioni dell'Autorità in relazione alle numerose segnalazioni pervenute nei recla-

FIG. 2.1

Livello di servizio dei *call center* delle principali imprese elettriche

Percentuale di richieste di conversazione con operatore andate a buon fine sul totale di richieste di conversazione con operatore – Valori medi, Il semestre 2004, I e II semestre 2005



Fonte: Dati forniti dagli esercenti all'Autorità.

mi di clienti che fanno riferimento a tempi di attesa telefonici eccessivi. Sono emerse notevoli differenze qualitative tra le aziende monitorate e il livello di servizio reso (rapporto tra le chiamate a cui è stata data una risposta da un operatore e quelle che hanno richiesto di parlare con un operatore), che nel I semestre 2005 risulta inferiore al 90% in 6 casi su 11. L'Autorità valuterà l'opportunità di introdurre alcuni standard affiancando al monitoraggio dei tempi un'indagine nazionale per conoscere le aspettative e i giudizi dei clienti intervistando coloro che hanno utilizzato effettivamente e recentemente i servizi dei *call center* commerciali. I risultati dell'indagine permetteranno di comparare le *performance* dei diversi soggetti e sensibilizzarne l'attenzione verso le esigenze dei clienti finali. Le proposte presentate dall'Autorità prevedono di acquisire una serie di indicatori più analitici, introdurre nuovi standard, individuare requisiti minimi strutturali e organizzativi dei centri di contatto, e favorire l'adozione di misure di tipo volontario per stimolare il miglioramento dei servizi telefonici.

Attività di *Benchmarking* internazionale della qualità del servizio elettrico

Quanto svolto riguardo alla qualità del servizio elettrico nel corso del 2005 include anche i lavori di comparazione internazionale nell'ambito delle attività del gruppo di lavoro CEER dedicato alla qualità del servizio nel settore elettrico. Il gruppo di lavoro ha incaricato la *task force* sulla qualità del servizio (CEER QoS TF) di completare un rapporto di *Benchmarking* (*Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*) aggiornando i dati contenuti nel precedente rapporto pubblicato nel 2003. Alla *task force* partecipano i responsabili della regolazione della qualità del servi-

zio elettrico nei paesi membri dell'Unione europea aderenti al CEER (Austria, Belgio, Estonia, Finlandia, Francia, Regno Unito, Grecia, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Norvegia, Polonia, Portogallo, Repubblica Ceca, Slovenia, Spagna, Svezia, Ungheria).

Il 3° rapporto CEER di *Benchmarking* della qualità del servizio elettrico, disponibile sul sito Internet del CEER e su quello dell'Autorità, è uno studio di comparazione analitica sia degli standard utilizzati per regolare la qualità commerciale sia dei livelli di continuità tra i paesi europei. La raccolta dei dati è stata estesa agli indicatori utilizzati anche nell'ottica di armonizzazione degli stessi; le informazioni raccolte, relative agli schemi di incentivazione eventualmente adottati, costituiscono riferimento per i paesi che stanno introducendo regolazioni relative alla qualità. Il lavoro, come nel passato, ha evidenziato una realtà articolata per quanto riguarda sia l'approccio regolatorio inerente alla qualità commerciale sia i livelli effettivi, gli standard e i meccanismi di regolazione della continuità del servizio. Una parte innovativa delle informazioni raccolte riguarda anche i temi della qualità della tensione. Per quanto concerne la continuità, permangono alcune differenze tra i diversi paesi in termini di modalità di imputazione delle interruzioni alla diverse cause (analisi delle responsabilità) o di registrazione in caso di interruzioni consecutive a breve distanza di tempo, che ostacolano una piena comprensione delle comparazioni, soprattutto per le interruzioni brevi. Sono inoltre descritti con dettaglio i diversi meccanismi incentivanti la continuità del servizio e i diversi standard di qualità adottati sia per il numero sia per la durata della interruzioni (la tavola 2.8 riporta a titolo di esempio un confronto tra gli standard relativi al numero massimo annuo di interruzioni lunghe per cliente nei principali paesi europei).

TAV. 2.8

Numero massimo annuo di interruzioni lunghe per cliente nei principali paesi europei – valori standard
Interruzioni di durata >3 minuti se non indicato diversamente

PAESE	AREA METROPOLITANA	AREA URBANA (GRANDI CITTÀ)	AREA SEMI-URBANA (PICCOLE CITTÀ)	AREA RURALE (PAESI)	AREA RURALE (FRAZIONI O LOCALITÀ)
Francia	2 (MT) n.d. (BT)	3 (MT) n.d. (BT)	3 (MT) n.d. (BT)	6 (MT) n.d. (BT)	
Regno Unito	3 (MT) (ogni interruzione superiore ai 3 minuti) 3 (BT) (ogni interruzione superiore ai 3 minuti)				
Italia	3 (MT) n.d. (BT)		4 (MT) n.d. (BT)		5 (MT) n.d. (BT)
Portogallo	8 (MT) 12 (BT)		18 (MT) 23 (BT)		30 (MT) 36 (BT)
Spagna	8 (MT) 12 (BT)		12 (MT) 15 (BT)	15 (MT) 18 (BT)	20 (MT) 24 (BT)

Fonte: Elaborazione AEEG da CEER, *Quality of Supply, 3rd Benchmarking Report*, 2005.

Gestione di reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori conferma il *trend* di crescita già evidenziato negli anni precedenti. Nel periodo compreso tra l'1 maggio 2005 e il 31 marzo 2006, a fronte di un totale di 1.943 comunicazioni inoltrate all'Autorità, 903 hanno interessato il settore elettrico (pari al 46% del totale), con un incremento di circa il 9% rispetto all'anno precedente. Delle comunicazioni pervenute l'88% è costituito da reclami, il 6% da richieste di informazioni e il restante 6% da segnalazioni.

La statistica non comprende i reclami inerenti particolari problematiche tariffarie, quelli relativi ai *black out* verificatisi in determinati periodi dell'anno e interessanti una zona circoscritta, quelli inviati più volte dallo stesso cliente. Inoltre, non sono oggetto di registrazione a fini statistici le comunicazioni archiviate poiché relative ad alcune materie non rientranti nelle competenze dell'Autorità, quali: i problemi di natura fiscale (applicazione di IVA, accise, e imposte in genere); le richieste di risarcimento per danni subiti a seguito di disservizi; le problematiche riguardanti l'illuminazione pubblica o il servizio di illuminazione di lampade votive nei cimiteri; i problemi riguardanti l'interpretazione o l'applicazione di norme tecniche emanate dal CEI. Infine, numerose richieste di informazioni sono state avanzate ed evase telefonicamente. I dati relativi alle telefonate non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

Un'analisi più particolareggiata evidenzia come le suddette comunicazioni abbiano riguardato nello specifico le problematiche attinenti la continuità del servizio e la qualità della tensione di fornitura (22%), gli allacciamenti (14%), la fatturazione (28%), l'interpretazione e l'applicazione di clausole contrattuali (15%), la qualità commerciale (3%), la misurazione dei consumi (4%), la trasparenza delle bollette (3%).

Nell'ambito del servizio di distribuzione e vendita di energia elettrica, non si registrano variazioni significative rispetto al precedente periodo per quanto riguarda le comunicazioni relative a problematiche contrattuali, attività di misurazione dell'energia

elettrica, trasparenza e comprensibilità delle bollette, oltre che allacciamenti. Per quest'ultima fattispecie, le questioni maggiormente ricorrenti sono inerenti all'aumento di potenza, alla tempistica nonché all'esecuzione dei lavori necessari per l'allacciamento e, infine, all'attivazione della fornitura di energia elettrica in seguito all'allacciamento dell'utenza alla rete.

Viceversa, la scarsa presenza di eventi interruttivi eccezionali può contribuire a spiegare la diminuzione dei reclami relativi a tali problematiche che, pur essendo sempre numerosi (pari al 22% del totale delle comunicazioni riguardanti il settore), segnano una flessione rispetto all'anno precedente (relativamente al quale tali reclami incidono per il 32% del totale delle comunicazioni riguardanti il settore).

A fronte della diminuzione delle suddette segnalazioni, si registra l'aumento delle comunicazioni aventi a oggetto le problematiche legate alla fatturazione (28%). Tale variazione è riconducibile prevalentemente alla crescita dei reclami relativi alla contestazione dei consumi fatturati a seguito di conguagli dovuti sia al piano di sostituzione dei misuratori telegestiti posto in essere da Enel Distribuzione, sia al programma di recupero delle letture di ciclo presso clienti non letti da lunghi periodi posti in essere da altri operatori. A queste motivazioni vanno aggiunti alcuni casi di "bollette pazze" cioè di emissione di bollette errate a seguito di malfunzionamento degli strumenti utilizzati per il rilevamento della letture o a inconvenienti connessi con gli aggiornamenti dei sistemi informativi degli esercenti. Infine, all'interno delle problematiche legate a tale fattispecie, circa un terzo dei reclami ha avuto a oggetto la contestazione della commissione da parte dell'esercente di meri errori di calcolo. Si registra anche una costante oggettiva difficoltà dei clienti finali nella lettura e nella interpretazione delle bollette che genera reclami in realtà non fondati.

Da ultimo si segnala che i reclami con minore incidenza numerica sul totale delle comunicazioni riguardanti il settore (pari a un totale dell'8%), ricompresi nella categoria "Altro", sono costituiti principalmente da comunicazioni aventi a oggetto le questioni relative

TAV. 2.9

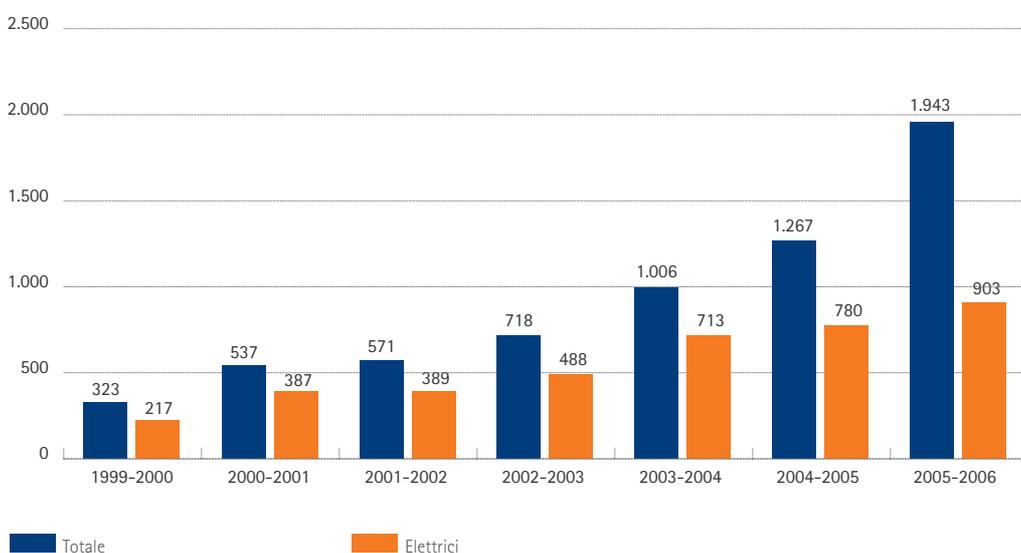
Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità

Maggio 2005 – Marzo 2006

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONI	SEGNALAZIONI
Elettrici	800	51	52
TOTALE	1.686	108	149

FIG. 2.2

Totale delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità

Maggio 1999 – Marzo 2006^(A)

A) A partire dall'anno in corso è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto si segnala che i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità differiscono da quelli rilevati nelle precedenti *Relazioni Annuali* in quanto il periodo di riferimento per l'anno 2005-2006 è limitato a quello intercorso fra il 1° maggio 2005 e il 31 marzo 2006.

TAV. 2.10

Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità

Maggio 2004 – Aprile 2005

Maggio 2005 – Marzo 2006^(A)

COMUNICAZIONE	MAGGIO 2004 - APRILE 2005		MAGGIO 2005 - MARZO 2006	
	TOTALE CASI (numero)	TOTALE CASI %	TOTALE CASI (numero)	TOTALE CASI %
Interruzioni tensione	247	32	199	22
Allacciamenti	118	15	124	14
Fatturazione	170	22	250	28
Contratti e qualità commerciale/fornitura	130	17	164	18
Misura	47	6	35	4
Tariffe	16	2	29	3
Bollette	17	2	26	3
Altro	35	4	76	8
TOTALE	780	100	903	100

A) A partire dall'anno in corso è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto si segnala che i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità differiscono da quelli rilevati nelle precedenti *Relazioni Annuali* in quanto il periodo di riferimento per l'anno 2005-2006 è limitato a quello intercorso fra il 1° maggio 2005 e il 31 marzo 2006.

all'esecuzione dei lavori necessari per la fornitura di energia elettrica (2%) e ai distacchi per morosità (1%). Nella categoria residuale rientrano, inoltre, le comunicazioni inerenti l'applicazione delle norme disciplinanti l'istituto della servitù di elettrodotto (1%) che, come detto sopra, esulano dalle competenze dell'Autorità.

Si conferma pertanto l'importanza dell'attività di valutazione dei reclami e delle segnalazioni anche alla luce delle indicazioni e del-

le problematiche che esse fanno emergere.

Ciò rappresenta una notevole e rilevante risorsa che consente un decisivo contatto con i meccanismi reali del mercato e che permette di acquisire significativi spunti per orientare e predisporre, secondo le modalità più rispondenti e consone alle esigenze e alle criticità evidenziate, interventi di regolazione e di vigilanza da parte dell'Autorità.