

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 CCCI. Tuttavia, mentre i CCCI 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 CCCI 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 GRTN/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

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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
AcquaElettrabel 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 sbilancia-

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 GRN. Con l'entrata in vigore del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri (DPCM) 11 maggio 2004, le funzioni precedentemente attribuite all'ex GRN 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 GRN. 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 GRN 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 GRN 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 esprimere 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 sopracitate 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 immisione 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'esonerazione 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:

- a) 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);
- b) 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);
- c) 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 altri 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 redigere 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-*quies* 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, Crotone, 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

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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