

Coordinamento europeo e internazionale

Coordinamento tra paesi membri dell'Unione europea

Le attività internazionali dell'Autorità, in ambito europeo, si sono sostanziate anche nel 2005 in una partecipazione pro-attiva e coordinata con gli altri regolatori europei nelle sedi preposte – il CEER (*Council of European Energy Regulators*), l'ERGEG e i Forum di Firenze e Madrid – secondo un disegno volto a mettere a punto una regolazione europea basata sulla cooperazione degli interessi coinvolti.

Il CEER, l'associazione senza scopo di lucro che raccoglie tutti i regolatori europei dell'energia dal 2000¹, concentra prevalentemente le proprie attività sui temi di competenza propria dei regolatori e fornisce, nei casi in cui la legislazione dell'Unione europea lo richieda o laddove ritenuto opportuno, un parere formale in sede ERGEG, l'organo consultivo, creato appositamente dalla Commissione europea nel novembre 2003 per contribuire alla promozione del mercato unico europeo e all'armonizzazione degli interessi degli operatori, delle istituzioni, nonché di tutti i soggetti coinvolti.

Per perseguire questa funzione di coordinamento e armonizzazione degli interessi nella regolazione europea, ERGEG ha stabilito precisi obblighi formali in materia di consultazione con tutti i soggetti interessati (imprese, consumatori, operatori di rete, grossisti, fornitori ecc.). Le procedure di consultazione ERGEG, messe formalmente a punto nel corso del 2004², trovano negli appuntamenti annuali dei Forum, della regolazione dell'energia elettrica di Firenze e del gas naturale di Madrid, i momenti culminanti di confronto e discussione con tutti i soggetti europei. Per la prima volta nell'ottobre 2005,

ERGEG ha tenuto a Bruxelles audizioni pubbliche con le principali rappresentanze degli operatori e dei consumatori in occasione del rilascio di un proprio parere sulle *Linee guida* riguardo alla gestione delle congestioni transfrontaliere elettriche (vedi oltre).

Council of European Energy Regulators (CEER)

L'Autorità ha partecipato attivamente alla definizione delle principali decisioni formatesi in ambito CEER, grazie sia al significativo contributo tecnico e analitico degli Uffici sia a quello del Presidente che ha contribuito alla stesura dei programmi di lavoro, coordinato direttamente due Gruppi di lavoro³ e assunto l'incarico (nel 2006) di vicepresidenza dell'associazione nel suo organo esecutivo (*Board of Director*).

Per quanto riguarda il settore dell'energia elettrica, il CEER ha: avviato lo studio comparato del funzionamento delle borse elettriche europee e del loro impatto sugli scambi transfrontalieri; completato il terzo monitoraggio della qualità del servizio elettrico, pubblicando nel 2005 il *3rd Benchmarking report on quality of Electricity Supply*; definito le *Linee guida* sulla trasparenza delle informazioni e la loro gestione; fornito importanti contributi tecnici al dibattito sull'integrazione dei mercati regionali per l'elettricità avviato da ERGEG. Nel settore del gas naturale ha sviluppato un quadro regolatorio condiviso per incentivare investimenti infrastrutturali che garantiscono al contempo l'efficienza e la sicu-

1 Per ulteriori dettagli sul CEER vedi www.ceer-eu.org.

2 La decisione della Commissione europea, 11 novembre 2003 (203/796), che istituisce ERGEG, prevede all'art. 4 precisi obblighi di consultazione per ERGEG. Nell'agosto 2004, ERGEG ha pubblicato, sentiti tutti i soggetti interessati, le proprie procedure pubbliche di consultazione (vedi www.ERGEG.org).

3 Le attività del CEER si basano sulla partecipazione diretta, degli Uffici e dei vertici dei regolatori energetici europei, a Gruppi di lavoro e *task force* tematiche definite sulla base di un programma di lavoro annuale: nel corso del 2005 sono stati creati cinque Gruppi di lavoro e sedici *task force*. Per il programma annuale 2005 e 2006 e l'articolazione dei Gruppi di lavoro tematici vedi www.ceer-eu.org.

rezza del servizio, per l'allocazione della capacità delle reti transfrontaliere e le regole di bilanciamento. Particolare attenzione è stata data al tema dell'*unbundling* efficiente delle reti di trasmissione in vista della definizione di *Linee guida* volontarie per l'adozione di regole comuni che garantiscano un'effettiva concorrenza nei settori energetici. Da segnalare infine in ambito ambientale è lo sforzo volto all'armonizzazione degli incentivi alle energie rinnovabili. Fra le altre attività sono da segnalare la creazione della prima base di dati e statistiche settoriali in ambito CEER e l'avvio di attività internazionali in collaborazione con i regolatori extra europei e le loro associazioni (vedi oltre).

L'Autorità ha contribuito attivamente, nell'anno trascorso, a *workshop*, seminari, conferenze e corsi di formazione della *Florence School of Regulation*, la *joint venture* fra il CEER e l'Istituto universitario europeo di Fiesole dedicata alla ricerca e alla formazione sui temi della regolazione energetica.

European Regulators Energy Group (EREG)

Nel corso del 2005, su richiesta della Commissione europea, EREG ha fornito una serie di pareri formali relativi all'implementazione del regolamento elettrico CE n. 1228/2003 e in particolare alle *Linee guida* attuative, che verranno adottate nel 2006, sulla gestione delle congestioni transfrontaliere, l'armonizzazione delle tariffe, le compensazioni tariffarie transfrontaliere. Il parere sulle *Linee guida* per la gestione delle congestioni internazionali, rilasciato da EREG nel luglio 2005, ha beneficiato sostanzialmente sia dei risultati dei miniforum regionali attivati fra la fine del 2004 e i primi mesi del 2005 (*Relazione Annuale* 2005), sia dell'ampio processo di consultazione culminato con le prime audizioni pubbliche tenute da EREG a Bruxelles con la Commissione europea e tutti i rappresentanti dei soggetti europei interessati alla regolazione energetica. A conferma del riconoscimento dell'importante lavoro svolto da EREG, per la prima volta i regolatori nazionali sono stati invitati ad affiancare gli Stati membri nella procedura di approvazione finale delle *Linee guida*⁴. EREG ha anche fornito un parere tecnico sulle nuove regole e sugli standard operativi di sicurezza per la gestione di sistemi interconnessi proposti da UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*) con l'*Operational Handbook* 2005; ha inoltre collaborato con la Commis-

sione europea affinché, alla luce delle indagini sui *black out* elettrici del 2003, queste venissero rese obbligatorie per gli Stati membri attraverso la definizione di nuove *Linee guida* del regolamento CE n. 1228/2003. Nel marzo 2005, EREG ha definito, in collaborazione con i gestori europei delle infrastrutture del gas naturale, *Linee guida* per l'adozione volontaria di regole comuni, per la gestione degli stoccaggi, che non ricadono sotto il regolamento gas CE n. 1775/2005, avviando inoltre il sistematico monitoraggio della loro applicazione. Con l'avvicinarsi della data di liberalizzazione totale dei mercati alle utenze domestiche e dell'apertura, già avvenuta in alcuni Stati membri, alla concorrenza della fornitura ai clienti finali, EREG ha inaugurato un'intensa attività di studio e dibattito sui temi che riguardano la tutela dei consumatori, le garanzie di libertà di scelta dei fornitori (*switching*) e la trasparenza delle bollette.

Nell'anno appena trascorso EREG ha svolto un ruolo importante per la definizione e promozione delle strategie di integrazione regionale, coordinate di concerto dai regolatori e dalla Commissione europea (*Road map initiatives towards regional energy markets*): nel febbraio 2006 ha preso avvio l'iniziativa regionale nel settore elettrico e nell'aprile 2006 quella del gas naturale. Le iniziative regionali EREG mirano ad accelerare l'armonizzazione dei mercati su base regionale quale fase intermedia ma parte integrante del processo di integrazione del mercato europeo dell'energia, rimuovendo le barriere alla concorrenza, favorendo gli scambi transfrontalieri e la libertà di scelta dei consumatori. Le iniziative, articolate in sette aree regionali, vengono coordinate dai regolatori e coinvolgono tutti i soggetti interessati alla definizione di un quadro regolatorio condiviso (Commissione europea, gestori di rete, governi, industria e consumatori).

L'Autorità ha avuto l'incarico di guidare l'armonizzazione della regolazione per i mercati elettrici di Centro-Sud Europa, Austria, Francia, Germania, Grecia, Slovenia, Italia e Svizzera. Oltre alla regione del Centro-Sud Europa, affidata all'Autorità italiana, vi saranno sei altre regioni europee:

- Centro-Ovest (Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Olanda), affidato al regolatore belga;
- Nord (Danimarca, Finlandia, Germania, Norvegia, Polonia, Svezia), affidato al regolatore danese;

⁴ Le *Linee guida* verranno formalmente adottate entro l'estate 2006 dalla Commissione europea dopo un confronto con i governi degli Stati membri secondo le procedure cd. di "comitologia" avviate nel gennaio 2006.

- Regno Unito e Irlanda (Francia, Irlanda, Regno Unito), affidate al regolatore britannico;
- Sud-Ovest (Francia, Portogallo, Spagna), affidato al regolatore spagnolo;
- Centro-Est (Austria, Repubblica Ceca, Germania, Ungheria, Polonia, Slovacchia, Slovenia), affidato al regolatore austriaco;
- Baltico (Estonia, Lettonia, Lituania), affidato al regolatore lituano.

Il primo incontro fra i regolatori della regione Centro-Sud Europa per il settore elettrico si è tenuto a Roma il 12 aprile 2006.

All'Autorità è stato affidato un analogo incarico, in collaborazione con il regolatore austriaco, per i mercati del gas naturale del Sud-Est Europa (Italia, Austria, Slovenia, Slovacchia, Ungheria, Grecia, Polonia e Repubblica Ceca).

Forum di Firenze e Forum di Madrid

Il XII Forum della regolazione dell'elettricità, tenutosi a Firenze nei giorni 1 e 2 settembre 2005, è stato organizzato, come di consueto, dalla Commissione europea in collaborazione con l'Autorità italiana. Vi hanno partecipato rappresentanti dei regolatori, degli Stati membri e di tutti soggetti interessati, oltre che, per la prima volta, rappresentanti dei ministeri e delle Autorità di regolazione sia dei paesi candidati all'adesione, sia della Svizzera. I principali temi del dibattito si sono imperniati sulla valutazione dello stato effet-

tivo di avanzamento del mercato interno e sulle indagini avviate nel maggio 2005 dalla Direzione Generale Concorrenza della Commissione europea. Al Forum sono stati presentati i risultati sia dei miniforum regionali sulla gestione delle congestioni internazionali avviati nel 2004 dalla Commissione europea, sia dell'iniziativa di integrazione su base regionale promossa da ERGEG. Sono state inoltre discusse sia le *Linee guida* che implementano il regolamento elettrico CE n. 1228/2003 (gestione delle congestioni, meccanismi di compensazione tariffaria transfrontaliera e armonizzazione delle tariffe di transito), sia le proposte di UCTE per la definizione di standard di sicurezza condivisi fra gli operatori di rete e la Direttiva europea sulla sicurezza delle forniture.

Il X Forum della regolazione del gas naturale, tenutosi a Madrid nei giorni 15 e 16 settembre 2005, ha visto la partecipazione sia dei regolatori degli Stati membri, sia dei rappresentanti dell'industria, dei consumatori, dei paesi candidati all'Unione europea e della Federazione Russa. Oltre a un'ampia convergenza dei partecipanti sull'esigenza di avviare anche nel settore del gas naturale iniziative di integrazione su base regionale e di proseguire in maniera incisiva il monitoraggio delle *Linee guida* sugli accessi agli stoccaggi di ERGEG, il dibattito si è incentrato sul regolamento europeo inerente alle condizioni di accesso alle reti di trasmissione del gas naturale che entrerà in vigore l'1 luglio 2006, sull'armonizzazione delle regole di bilanciamento e di interoperabilità delle reti, nonché sulla qualità del gas naturale.

Rapporti e iniziative extra Unione europea

Mercato dell'energia dei paesi del Sud-Est Europa

Fra le numerose attività relative al mercato elettrico regionale del Sud-Est Europa a cui ha partecipato l'Autorità nella sua veste di coordinatore con il regolatore greco dell'apposito Gruppo di lavoro CEER, meritano attenzione i miniforum sui mercati elettrici regionali nel Sud-Est Europa, la settima edizione del Forum di Atene, la firma del Trattato della Comunità energetica del Sud-Est Europa e le attività nel settore del gas naturale.

Ai miniforum sui mercati elettrici di Atene (ottobre 2005) e Dubrovnik (marzo 2006) hanno partecipato oltre ai regolatori della regione i soggetti interessati alla creazione di un mercato efficiente e competitivo⁵. I temi affrontati hanno riguardato in particolare i nodi da sciogliere per avviare scambi efficienti di energia attraverso una rete interconnessa e strutturata. I miniforum hanno sancito l'impegno, anche da parte dei regolatori, per un'accelerazione delle attività di cooperazione necessaria per lo sviluppo delle regole tecnico-economiche di gestione delle reti fra le due zone UCTE sincronizzate nell'ottobre 2004. La settima edizione del Forum di Atene (Belgrado, novembre 2005) ha raccolto i contributi dei miniforum e permesso significativi progressi su più fronti: il *Benchmarking* di regolazione per allineare i paesi dell'area all'*aquis communautaire*; l'attività di formazione tecnico-economica e istituzionale per i nuovi regolatori; le regole tecnico-economiche per l'integrazione della rete UCTE dell'Europa orientale con quella dell'Europa occidentale; la proposta di "disegno del mercato elettrico" promossa dai regolatori e dalla Commissione europea.

Il *Trattato per la Comunità energetica del Sud-Est Europa* (20 ottobre 2005, Atene⁶), la cui ratifica da parte di tutti i paesi aderenti, compresa l'Italia, dovrà essere completata entro il 2006, ha rappresentato una svolta importante al fine di avviare un mercato

comune dell'energia nella regione balcanica, integrato con quello dell'Unione europea. Esso prevede il graduale *aquis communautaire* della legislazione energetica per i paesi aderenti e istituisce, alla guida del processo: un Gruppo di lavoro di alto livello in rappresentanza dei governi degli Stati aderenti; un Segretariato (con sede a Vienna e operativo da febbraio 2006); un organismo regionale di regolazione, l'ECRB (*Energy Regional Community Regulatory Board*), con competenze sul monitoraggio del mercato e la risoluzione delle dispute internazionali relative agli scambi di energia. L'Autorità italiana ha svolto, nell'ambito del CEER, un lavoro particolarmente importante nella definizione sia delle regole di funzionamento del nuovo ente regionale di regolazione, sia della rappresentanza ERGEG in quella sede.

Tra la fine del 2005 e l'inizio del 2006 è stata accelerata anche la collaborazione regionale nel settore del gas naturale del *Gas Regulatory Group*, istituito *ad hoc* dalla Commissione europea e dai regolatori, per la definizione, entro l'estate 2006, di *Linee guida* condivise per la regolazione delle nuove infrastrutture internazionali di trasporto del gas naturale. Queste hanno l'obiettivo di rendere gli investimenti dell'area balcanica (fra cui il gasdotto Nabucco Turchia-Austria e quello Turchia-Grecia-Italia) funzionali a un mercato efficiente, trasparente e competitivo.

Gemellaggio con l'Autorità di regolazione della Turchia

Il gemellaggio con l'Autorità di regolazione turca si è concluso il 24 novembre 2005, con una cerimonia di chiusura a Istanbul, cui hanno partecipato i Presidenti delle Autorità di regolazione dell'energia turca e italiana, l'Ambasciatore dell'Unione europea in Turchia e rappresentanti dei governi e dell'industria energetica italiana e turca. Il progetto di gemellaggio tra l'Autorità italiana e l'o-

⁵ La Commissione europea, la EBRD (*European Bank for Reconstruction and Development*), la *World Bank*, l'associazione dei grossisti (EFET), i rappresentanti dei governi e i gestori delle reti di trasmissione.

⁶ Il Trattato è il frutto di un lungo e intenso processo negoziale, avviato col primo Forum di Atene del 2000. Vi aderiscono i dieci paesi della regione (Romania, Bulgaria, Albania, *Former Yugoslavian Republic of Macedonia* (FYROM), Bosnia-Erzegovina, Serbia, Montenegro, Croazia, Kosovo e la Turchia che per ora sembra mantenere alcune riserve, oltre che la Commissione europea per conto dell'Unione. Al Trattato aderiscono anche cinque paesi europei confinanti: Italia, Austria, Grecia, Slovenia e Ungheria.

mologa Autorità turca (*Energy Market Regulatory Authority* – EMRA) era finalizzato al rafforzamento istituzionale di quest'ultima, nonché all'adeguamento della regolamentazione turca alle norme del mercato unico europeo dell'energia e agli standard europei di regolazione, nella prospettiva dell'adesione della Turchia all'Unione europea. Il progetto, interamente finanziato dalla Commissione europea e assegnato all'Autorità italiana a seguito di una gara internazionale tenutasi nel 2003, era stato avviato nel giugno 2004. Un funzionario dell'Autorità è stato distaccato ad Ankara per 17 mesi e si sono svolte circa 100 missioni presso EMRA di esperti italiani e di altri paesi dell'Unione europea. Sono stati predisposti rapporti di confronto della regolamentazione turca con le norme e la migliore prassi dell'Unione europea su temi quali: le tariffe elettriche e del gas; le competenze istituzionali delle Autorità di regolazione; il sistema delle licenze; il transito internazionale dell'energia elettrica; lo sviluppo delle fonti rinnovabili; la sicurezza e la qualità dei servizi; l'apertura dei mercati alla concorrenza e il loro monitoraggio; le regole del mercato elettrico e del gas; la protezione dei consumatori; le ispezioni e i controlli; la separazione contabile e il sistema informativo. In collaborazione con gli esperti italiani ed europei, l'Autorità turca ha predisposto nuove normative e sta procedendo alla revisione di quelle esistenti, ove necessario. Molto intensa è anche l'attività formativa. Si sono svolti corsi di formazione per circa 150 ore, rivolti ai funzionari di nuova assunzione e all'aggiornamento del personale esperto, oltre che sei visite di studio in Italia e in altri paesi dell'Unione europea da parte di funzionari turchi.

Workshop Euromed

L'Autorità ha promosso e organizzato a Roma nel maggio 2006, su mandato del CEER e della Commissione europea, un *workshop* con i rappresentanti delle omologhe istituzioni di regolazione di tutti i paesi che si affacciano sul bacino mediterraneo. Al *workshop* (*The Energy Regulators Community in the Mediterranean Basin*) sono stati invitati i regolatori dell'energia o delle istituzioni di regolazione di Portogallo, Spagna, Francia, Italia, Slovenia, Croazia, Albania, Serbia, Bosnia-Erzegovina, Montenegro, Grecia, Mal-

ta, Cipro, Turchia, Siria, Giordania, Libano, Palestina, Israele, Egitto, Libia, Algeria, Tunisia e Marocco. Tale iniziativa si colloca nel quadro delle attività di collaborazione internazionale con le regioni limitrofe all'Unione europea promosse dal CEER. Lo sviluppo delle relazioni multilaterali con i regolatori e le istituzioni di regolazione dei paesi del bacino mediterraneo si colloca, sotto il profilo politico ed economico, nell'ambito del partenariato Euromed che ha caratterizzato, nell'area, la politica esterna della Unione europea a partire dalla dichiarazione di Barcellona del 1995⁷.

International Energy Regulators Network (IERN)

Il progetto IERN (*International Energy Regulators Network*) – una piattaforma *web* mirata a facilitare lo scambio di informazioni e la collaborazione fra le Autorità di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas a livello mondiale – è un'iniziativa "a rete", promossa dal 2° *World Forum on Energy Regulation* (WFER), sulla falsariga della rete mondiale delle Autorità di garanzia della concorrenza ICN (*International Competition Network*). L'Autorità italiana, organizzatrice del 2° WFER, ha raccolto il mandato e curato le fasi di prima ideazione e progettazione di una rete mondiale di regolatori su supporto *web*. Nel luglio 2005, il progetto pilota realizzato dall'Autorità italiana è stato presentato al CEER che ne ha implementato il profilo tecnico e i contenuti, in vista di una presentazione pubblica al 3° WFER (Washington, ottobre 2006). La *Florence School of Regulation* ha curato insieme all'Autorità italiana il progetto nel corso dell'anno appena trascorso, predisponendo anche le necessarie azioni di collaborazione con le associazioni regionali gemelle del CEER (NARUC del Nord America, ARIAE del Sud America, CAMPUT del Canada) e le principali istituzioni di cooperazione economica internazionale (Unione europea, Banca europea degli investimenti, Agenzia internazionale per l'energia e Banca mondiale) a sostegno dell'iniziativa. Il progetto IERN al momento ha individuato oltre 250 regolatori dell'energia a livello mondiale e si propone di costituire per gli stessi uno strumento di coordinamento e scambio di esperienze che darà continuità agli incontri triennali organizzati dal WFER.

⁷ In particolare nel settore energetico è da ricordare il ruolo pro-attivo svolto dal Governo italiano in occasione della Conferenza interministeriale di Roma nel dicembre 2003 che ha portato alla firma di importanti protocolli fra cui l'avvio del mercato elettrico integrato del Maghreb, del mercato del gas del Mashreq, della collaborazione in campo energetico fra Autorità della Palestina e Israele e l'istituzione in Roma di un Segretariato a supporto del processo (Remep).

Evoluzione della legislazione italiana

Documento di programmazione economica e finanziaria

Il Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF) rappresenta un momento fondamentale per l'attività dell'Autorità in quanto costituisce lo strumento attraverso il quale Parlamento e Governo forniscono le linee strategiche di indirizzo cui dovranno ispirarsi le decisioni.

Deliberato dal Consiglio dei ministri il 15 luglio 2005, il DPEF per il periodo 2006-2009 è stato redatto in base alle regole del nuovo Patto di stabilità e crescita europeo, adottato dal Consiglio europeo nel marzo 2005, e indica alcune linee di intervento necessarie per dare impulso alla crescita economica del paese. Il DPEF individua una serie di azioni specifiche finalizzate al rilancio dell'economia nazionale, fra cui: il completamento del processo di liberalizzazione dei prodotti e dei servizi, con particolare riguardo al mercato dell'energia; l'innalzamento in termini significativi del livello della concorrenza; l'adozione di politiche volte a favorire la riduzione del costo finale dei servizi. In particolare, il DPEF auspica la riduzione delle barriere all'entrata in settori chiave dell'economia come i servizi a rete, elettricità e gas, e impegna il Governo a prestare particolare attenzione all'andamento dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati. Nel DPEF il Governo garantisce, altresì, di adoperarsi per l'individuazione di "specifiche misure volte ad alleviare la spesa energetica per le fasce di popolazione più esposte".

Legge finanziaria 2006

Gli obiettivi di finanza pubblica delineati dal Governo nel DPEF confluiscono nella legge finanziaria che contiene, a sua volta, le specifiche disposizioni della manovra finanziaria.

La legge finanziaria 2006 (23 dicembre 2005, n. 266), adeguandosi alle prescrizioni del DPEF, ha rilanciato il processo di messa a punto della cosiddetta tariffa sociale nel settore elettrico, che

consentirebbe una definizione tariffaria più attenta alle categorie meritevoli di tutela sociale, come sollecitato più volte dall'Autorità al Governo attraverso la *Relazione Annuale* e l'attività di segnalazione. Al contempo, la legge finanziaria 2006 contiene disposizioni che potrebbero determinare un forte impatto sulle tariffe elettriche. In particolare, si sono stimati maggiori oneri gravanti per circa 100 milioni di euro sulla componente A_2 , riferita alla copertura dei costi connessi con lo smantellamento delle centrali e degli impianti nucleari, e per circa 35 milioni di euro sulla componente MCT destinata alle misure di compensazione territoriale derivanti dall'attuazione di nuove misure. La legge finanziaria 2006 ha altresì previsto un canone aggiuntivo per i titolari delle concessioni idroelettriche che potrebbe determinare un maggiore onere, stimato intorno ai 60 milioni di euro, a carico delle imprese idroelettriche, con un possibile aumento dei costi di produzione.

Infine, la legge finanziaria 2006, nell'intento di equiparare il regime di contribuzione dell'Autorità per le garanzie delle comunicazioni a quello già in vigore per l'Autorità (che si finanzia senza onere alcuno a carico del bilancio dello Stato), ha abrogato erroneamente l'art. 2, commi 38, lettera b), e 39, della legge 14 novembre 1995, n. 481, determinando così il venir meno del finanziamento per questa Autorità. Il Governo si è prontamente impegnato a sanare tale errore materiale, reintegrando pienamente il finanziamento dell'Autorità, prima con la tempestiva emanazione del decreto legge 17 gennaio 2005, n. 6, *Differimento dell'efficacia di talune disposizioni della legge 28 dicembre 2005, n. 262, sulla tutela del risparmio e la disciplina dei mercati finanziari, nonché finanziamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, poi con l'approvazione della legge 23 febbraio 2006, n. 51, di conversione del decreto legge 30 dicembre 2005, n. 273, recante *Definizione e proroga di termini, nonché conseguenti disposizioni urgenti*, contenente una specifica norma *ad hoc*.

Divieto di oblazione

Una delle novità legislative più rilevanti dell'anno trascorso, con benefici riflessi in termini di incisività dell'azione di questa Autorità, riguarda l'abolizione dell'oblazione nel caso di sanzioni amministrative comminate dall'Autorità stessa con l'approvazione della legge 14 maggio 2005, n. 80, *Conversione del decreto legge 14 marzo 2005 recante disposizioni urgenti nell'ambito del Piano di azione per lo sviluppo economico, sociale e territoriale. Deleghe al Governo per la modifica del Codice di procedura civile in materia di processo di cassazione e di arbitrato nonché per la riforma organica della disciplina delle procedure concorsuali*.

Tale provvedimento, infatti, sancisce espressamente, all'art. 11-bis, il divieto di pagamento in misura ridotta delle sanzioni amministrative pecuniarie comminate dall'Autorità nei confronti degli operatori che hanno violato le disposizioni contenute nelle delibere dalla medesima adottate nei settori regolati. Lo stesso articolo dispone, inoltre, che l'ammontare delle sanzioni irrogate è destinato a un fondo per il finanziamento di iniziative a vantaggio dei consumatori, di tipo reintegratorio o di risarcimento forfetario dei danni subiti.

Modifiche della II Parte della Costituzione

Nel corso delle sedute del 20 ottobre e del 16 novembre 2005, la Camera dei deputati e il Senato della Repubblica hanno approvato la legge recante *Modifiche alla Parte II della Costituzione*.

Tale provvedimento ha comportato l'importante riconoscimento, a livello costituzionale, delle Autorità amministrative indipendenti. L'art. 35, infatti, prevede l'inserimento nella Costituzione di una disposizione che consente al legislatore l'istituzione di apposite Autorità indipendenti (stabilendone la durata del mandato, i requisiti di eleggibilità e le condizioni di indipendenza) per lo svolgimento di attività di garanzia o di vigilanza in materia di diritti di libertà garantiti dalla Costituzione e su temi di competenza dello Stato. È previsto, altresì, che le Autorità debbano riferire alle Camere sui risultati delle attività svolte.

Il provvedimento riconosce, all'art. 26, tra le funzioni del Presidente della Repubblica, anche quella di nominare i Presidenti delle Autorità amministrative indipendenti. Tuttavia, tale legge costituzionale è stata approvata in seconda votazione a maggioranza assoluta ma inferiore ai due terzi dei membri di ciascuna Camera e, pertanto, sarà soggetta a un referendum popolare confermativo, che dovrebbe svolgersi il prossimo giugno 2006.

Modifica della normativa sugli investimenti in imprese del settore energetico

Tra le leggi approvate in materia energetica, si segnala la legge 13 luglio 2005, n. 131 (*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 14 maggio 2005, n. 81, recante disposizioni urgenti in materia di partecipazioni a società operanti nel mercato dell'energia elettrica e del gas*), che ha modificato la legge 20 luglio 2001, n. 301, di conversione del decreto legge 25 maggio 2001, n. 192, contenente disposizioni volte a salvaguardare i processi di liberalizzazione e privatizzazione di specifici settori dei servizi pubblici. In particolare, la legge n. 301/01 prevedeva la sospensione automatica dei diritti di voto inerenti a partecipazioni superiori al 2% del capitale sociale di imprese che operano nei settori dell'elettricità e del gas, quando dette partecipazioni siano acquisite da imprese pubbliche non quotate in mercati finanziari regolamentati e che beneficino nel proprio mercato nazionale di una posizione dominante. La legge n. 131/05 ha disposto che la sospensione dei diritti di voto non venga applicata ai soggetti controllati direttamente o indirettamente da uno Stato membro dell'Unione europea e titolari nel proprio mercato nazionale di una posizione dominante, qualora le competenti Autorità degli Stati interessati abbiano approvato norme, definito indirizzi e avviato le procedure per la privatizzazione di tali soggetti e siano state definite con il Governo italiano intese finalizzate a tutelare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e l'apertura del mercato.

Privatizzazione di Snam Rete Gas

La privatizzazione di Snam Rete Gas Spa che, come noto, svolge le attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale, assume, nell'ambito delle dismissioni delle partecipazioni detenute dallo Stato, particolare rilevanza in quanto attinente a un'impresa esercente un servizio di pubblica utilità, il cui processo di privatizzazione è regolato dalla legge n. 481/95. Il Consiglio dei ministri ha approvato, a oltre un anno dai pareri espressi da Camera e Senato, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2006, in ordine all'*Individuazione di Snam Rete Gas, quale società nel cui statuto introdurre i poteri speciali*. Il provvedimento in esame dispone che Snam Rete Gas, in vista della discesa della partecipazione azionaria di Eni Spa dall'attuale 50,07%, al 20% entro il 31 dicembre 2008 (come stabilito dalla legge finanziaria 2006, all'art. 1, comma 373), sia individuata come società nel cui statuto, prima di

ogni altro atto che ne determini la perdita del controllo da parte dello Stato, deve introdurre una clausola, cd. *golden share*, che attribuisca al Ministro dell'economia e delle finanze uno o più poteri speciali da esercitarsi d'intesa con il Ministro delle attività produttive. Il menzionato atto normativo prevede, altresì, una verifica, dopo cinque anni, della permanenza delle ragioni che hanno determinato l'inserimento della predetta clausola, in base del processo di apertura dei mercati.

L'altro provvedimento riguardante la privatizzazione di Snam Rete Gas necessita, al momento della stesura della presente *Relazione Annuale*, di un ulteriore passaggio in Consiglio dei ministri, per l'approvazione definitiva. La bozza del predetto atto fa propri i rilievi formulati dalle Camere tra l'aprile e il maggio 2005 e stabilisce, in primo luogo, che l'alienazione della partecipazione di Eni in Snam Rete Gas venga effettuata mediante ricorso, anche disgiunto, sia all'offerta pubblica di vendita sia a trattativa diretta. Quest'ultimo strumento è stato previsto al fine di costituire un nucleo stabile di azionisti, per garantire l'interesse pubblico legato all'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale. La quota ceduta attraverso trattativa diretta non potrà comunque essere superiore al 30%. Prima di qualsiasi atto che determini la riduzione della partecipazione azionaria di Eni nel capitale sociale di Snam Rete Gas, si dovrà provvedere alla modifica dello statuto di Snam Rete Gas che tenga conto di due clausole essenziali: gli operatori del settore del gas (che esercitano le attività anche attraverso società controllate, controllanti o controllate dalla medesima controllante) e ciascuna società a controllo pubblico, anche indiretto (solo qualora operi direttamente nelle stesse attività) non potranno esercitare i propri

diritti di voto per la nomina degli amministratori per una quota che ecceda il limite del 5% del capitale sociale di Snam Rete Gas; viene inoltre previsto un limite al possesso azionario del 5% per qualsiasi soggetto diverso dallo Stato o da questo controllato.

Altri interventi normativi

In considerazione delle condizioni di difficoltà del sistema nazionale del gas naturale e per fare fronte alla situazione di emergenza climatica dell'inverno 2005-2006 (vedi anche il box di questo Capitolo), il Governo ha adottato una serie di provvedimenti fra cui il decreto legge 25 gennaio 2006, n. 19, convertito in legge 8 marzo 2006, n. 108, recante *Misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale*. Tale provvedimento ha previsto: l'utilizzo dell'olio combustibile in centrali termoelettriche fino al 31 marzo 2006, l'erogazione di corrispettivi addizionali per il settore termoelettrico e taluni interventi ambientali compensativi.

Per le medesime finalità, sono stati emanati, a fine gennaio 2006, ben dodici decreti interministeriali di deroga ambientale temporanea per l'uso di centrali termoelettriche che utilizzano olio combustibile senza zolfo e a basso contenuto di zolfo.

Infine, nel marzo 2006 ha trovato attuazione la legge 15 dicembre 2004, n. 308, con la quale il Parlamento ha delegato il Governo a procedere al riordino, al coordinamento e all'integrazione della legislazione in materia ambientale. Il 29 marzo 2006 il Consiglio dei ministri ha, dunque, approvato il decreto legislativo in materia ambientale, nel quale si trovano il recepimento di importanti Direttive europee e il riordino di ambiti essenziali della normativa ambientale.

Rapporti istituzionali

Segnalazioni al Parlamento e al Governo

L'attività di segnalazione al Parlamento e al Governo da parte dell'Autorità ha riguardato, nell'anno appena trascorso, principalmente le criticità del settore del gas naturale e il disegno di legge per la legge finanziaria 2006.

Su quest'ultimo sono state esposte due segnalazioni relative a emendamenti, presentati nel corso del dibattito parlamentare, con un'incidenza diretta sull'azione dell'Autorità. La prima, dell'agosto 2005, segnalava l'inopportunità della proposta avanzata per la tassazione a fini ambientali delle grandi reti di trasmissione, per l'incidenza negativa che essa avrebbe avuto sui bilanci delle aziende, gli investimenti in sviluppo e il raggiungimento della terziarietà delle reti; sono state ricordate anche le incompatibilità con l'ordinamento comunitario, già evidenziate in occasione di un'analoga addizionale fiscale introdotta dalla Regione Sicilia nel 2002. Con la stessa, l'Autorità segnalava anche gli effetti distortivi dei prezzi finali di misure fiscali volte a differenziare, sul territorio nazionale, l'accisa sul gas metano a favore di zone climatiche più rigide. La seconda segnalazione, del dicembre 2005, riguardava alcuni emendamenti del Governo al disegno di legge finanziaria 2006, che, ponendo oneri aggiuntivi a carico della componente tariffaria a copertura degli oneri nucleari e dei canoni di concessione per gli impianti idroelettrici, avrebbero avuto un impatto immediato sulle tariffe elettriche.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, nell'anno appena trascorso l'Autorità ha inviato numerose segnalazioni al Governo e Parlamento; per una trattazione più ampia dell'azione dell'Autorità connessa con l'emergenza gas dell'inverno 2005-2006 si rinvia all'apposito box di approfondimento delle pagine seguenti.

Nell'agosto 2005, l'Autorità ha indirizzato al Parlamento e al Governo una segnalazione, mirata a garantire la terziarietà della gestione degli stoccaggi sotterranei e il loro potenziamento, a favore sia dello sviluppo della concorrenza sia della sicurezza energetica na-

zionale. La segnalazione – basata sulle conclusioni dell'Istruttoria conoscitiva sul mercato del gas, condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato nel 2004 e sugli esiti degli ulteriori e successivi accertamenti – sottolinea l'urgenza di nuovi investimenti per ridurre la scarsità della capacità di stoccaggio che, già nell'inverno 2004-2005, aveva reso necessario, per far fronte all'emergenza nelle forniture, il ricorso ai contratti interrompibili. La disponibilità di adeguata capacità di stoccaggio rappresenta un prerequisito essenziale per la funzionalità del mercato del gas nazionale; gli attuali limiti di capacità, che si aggiungono alla scarsa flessibilità esistente nei gasdotti internazionali, costituiscono inoltre un'importante barriera all'entrata di nuovi operatori, ostacolano le prospettive di sviluppo nazionale e favoriscono indirettamente progetti concorrenti in altri paesi. A partire dal 2001, data di avvio della liberalizzazione, si sono infatti registrate sistematicamente richieste di capacità superiori a quelle disponibili. Nella segnalazione al Governo e al Parlamento l'Autorità raccomanda per Stogit Spa, società del gruppo Eni che controlla il 98% degli stoccaggi, un processo di separazione proprietaria dalle società di approvvigionamento e vendita e una progressiva riduzione della quota di proprietà della società Eni al 20 o meglio al 5%. Al Governo infine, in particolare, l'Autorità propone un intervento per impegnare fin da subito Stogit in un piano di potenziamento degli stoccaggi esistenti, coerente con la crescita del mercato gas e tale da garantire la sicurezza del servizio e la disponibilità di gas anche in condizioni di emergenza.

Nel settembre 2005 l'Autorità è nuovamente intervenuta per segnalare al Parlamento e al Governo le motivazioni dell'appello proposto al Consiglio di Stato avverso la sentenza del TAR Lombardia che, annullando la delibera 29 dicembre 2004, n. 248, dell'Autorità, contenente gli incrementi dei prezzi del gas, metteva in discussione i suoi poteri stessi di regolazione. La sentenza del TAR

veniva poi rovesciata a favore dell'Autorità dalla sentenza del Consiglio di Stato del marzo 2006. Sempre nel settembre 2005, l'Autorità ha inoltrato una segnalazione mirata a rafforzare la protezione dei consumatori in merito alla sicurezza degli impianti di utenza del gas. L'imperfetta attuazione della legge 5 marzo 1990, n. 46, per gli impianti di utenza gas, a cui fa riferimento il regolamento di accertamento della sicurezza emanato dalla stessa Autorità per i nuovi impianti, ha infatti comportato disagi per i clienti finali e reso necessario l'avvio dei controlli disciplinati dall'Autorità di un regime transitorio.

Sempre nel settembre 2005, a valle dell'istruttoria conoscitiva sulla gestione e l'utilizzo del terminale di rigassificazione di GNL di Panigaglia e sull'approvvigionamento del GNL sul mercato nazionale, sollecitata anche da operatori del mercato, l'Autorità ha segnalato all'Autorità garante della concorrenza e del mercato anomalie nell'utilizzo della capacità di rigassificazione conferita da GNL Italia Spa a Eni negli anni termici 2002-2003 e 2003-2004, che lasciano prefigurare un possibile abuso di posizione dominante ai sensi della normativa sia italiana sia comunitaria di tutela della concorrenza.

Nell'ottobre 2005, l'Autorità è nuovamente intervenuta presso il Parlamento e il Governo per segnalare gli eccessivi corrispettivi proposti dai distributori nelle gare di attribuzione delle concessioni. In assenza di criteri vincolanti per la valutazione delle offerte economiche e dei parametri di qualità, gli esiti di alcune gare evidenziavano il rischio che aggiudicazioni basate prevalentemente sui corrispettivi elevati avrebbero potuto indurre i gestori aggiudicatari a minimizzare i costi, sia di gestione sia di investimento, a discapito della qualità e della sicurezza del servizio. L'Autorità ha pertanto sollecitato il Parlamento e il Governo a intervenire nella fissazione di criteri vincolanti per l'aggiudicazione delle gare.

Nel febbraio 2006 l'Autorità ha pubblicato il rapporto *Situazione del mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali in Italia*, redatto ai fini della verifica del grado di concorrenza effettiva nel mercato nazionale; ha inoltre inviato al Parlamento e al Governo una segnalazione che illustra le principali problematiche emerse ed eventuali misure di intervento. Il rapporto mette in luce un quadro complessivo caratterizzato ancora da notevoli criticità sotto il profilo concorrenziale. Nel mercato della vendita il gruppo

Eni detiene una quota rilevante (pari a circa il 25% delle vendite sulla rete di distribuzione e al 65% delle vendite sulla rete di trasporto) in confronto a quella delle restanti imprese, molte delle quali non arrivano all'1% del mercato nazionale. Proprio perché molte di esse assumono una posizione rilevante a livello locale (con quote di mercato prossime, in molti casi, al 100% nei rispettivi ambiti di vendita) e continuano a rifornirsi all'ingrosso da Eni, tende a perpetuarsi la situazione di dipendenza dall'operatore principale e di scarso incentivo a competere con altri operatori per l'ampliamento delle proprie quote di mercato. L'Autorità pertanto segnalava al Governo e al Parlamento l'esigenza di intervenire sull'assetto del mercato per definire meglio la separazione, anche proprietaria, dei ruoli dei singoli operatori e assicurare le condizioni strutturali per un confronto competitivo fra venditori, favorendo investimenti in infrastrutture di importazione e stoccaggio. Le risultanze dell'indagine confermavano anche l'esigenza di mantenere in vigore le azioni di tutela regolatoria dell'Autorità a favore dei clienti finali aventi modeste dimensioni di consumo (obbligo al venditore di offrire ai consumatori finali con consumi inferiori ai 200.000 m³/anno condizioni economiche calcolate sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità).

Infine nel marzo 2006 l'Autorità ha segnalato al Parlamento e al Governo le forti tensioni sui prezzi dell'energia rinnovabile che verrebbero introdotte dall'art. 267 dello schema di decreto legislativo recante norme in materia ambientale (cd. "Testo unico ambiente") nella sua versione approvata il 10 febbraio 2006 dal Consiglio dei ministri. L'articolo summenzionato replicava le misure già presenti nel decreto del Ministero delle attività produttive e del Ministero dell'ambiente 20 ottobre 2005 in tema di prezzo di cessione dell'energia elettrica e di mercato dei certificati verdi, già oggetto di ricorso al TAR Lazio da parte dell'Autorità stessa. Le misure previste avrebbero, come si ricorda anche nella segnalazione, comportato un impatto significativo sugli oneri generali gravanti del sistema elettrico con un incremento del 10% del prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, oltre che un aggravio della componente tariffaria A₃ (circa 100 milioni di euro per ogni TWh di certificati verdi che avrebbe dovuto obbligatoriamente ritirare il Gestore del mercato elettrico Spa - GME).

**Emergenza gas nell'inverno
2005-2006: attività di se-
gnalazione e regolazione
dell'Autorità**

L'emergenza gas dello scorso inverno, la più difficile e rischiosa registrata in Europa negli ultimi anni, è stata una emergenza di sistema, inteso come sistema delle infrastrutture, in particolare di approvvigionamento e di stoccaggio. Le cause strutturali dell'emergenza sono state individuate, dalla commissione ministeriale istituita per fronteggiare l'emergenza, in un deficit delle infrastrutture finalizzate all'approvvigionamento del gas dall'estero (gasdotti di importazione e terminali di GNL) in combinazione con la rapida crescita dei consumi di gas, il concomitante rapido declino della produzione nazionale (circa un miliardo in meno ogni anno) e l'insufficiente disponibilità di stoccaggio. Per quanto riguarda i gasdotti di importazione, si è in presenza di un ritardato avvio del potenziamento dei gasdotti esistenti, quali il TAG per l'approvvigionamento del gas russo e il sistema TTPC per le forniture dall'Algeria. Eni ha rinviato i previsti interventi per il potenziamento negli scorsi anni adducendo quale ragione del differimento una possibile "bolla del gas", un eccesso di offerta in termini di infrastrutture e di gas, che sarebbe derivata dalla realizzazione dei progetti per nuovi terminali di GNL e di altre infrastrutture "concorrenti". Nuovi gasdotti, di fatto, non sono ancora stati realizzati. L'unica nuova infrastruttura, peraltro programmata con anticipo rispetto alla liberalizzazione, è il gasdotto dalla Libia (Greenstream) che non ha ancora raggiunto gli 8 miliardi di metri cubi di disponibilità programmati a regime. Nuovi gasdotti quali l'IGI e il Galsi sono ancora progetti in discussione. Per quanto riguarda i nuovi terminali di rigassificazione, solo quello dell'Alto Adriatico a largo di Rovigo è in fase di avanzata costruzione, dopo un iter autorizzativo complesso e superata la lunga fase del contenzioso. Circa la realizzazione del terminale di Brindisi, permangono ancora incertezze: i lavori sono stati avviati in un clima di contenzioso amministrativo sollevato dagli enti locali (la

situazione degli altri progetti è riassunta nel primo volume di questa *Relazione Annuale*). Infine anche lo stato dello sviluppo del sistema degli stoccaggi, per la cui descrizione si rimanda al primo volume, è in forte ritardo rispetto ai tempi previsti per la realizzazione di nuove capacità e per l'avvio di nuovi progetti e quindi rispetto alle richieste del mercato.

Attività di segnalazione

L'Autorità ha da anni segnalato la carenza infrastrutturale nella quale versa il paese, dovuta anche al complesso iter burocratico-autorizzativo e al quadro normativo necessariamente in continua evoluzione, ma aggravata dalla politica dell'operatore dominante che, perseguendo una strategia di controllo del mercato interno, ha ritardato il potenziamento delle infrastrutture di importazione estere delle quali ha il pieno controllo (vero "collo di bottiglia" per l'accesso di nuovi operatori sul mercato italiano) rimandandone la realizzazione negli anni.

Già nella presentazione della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta relativa all'anno 1999, prima dell'avvio della liberalizzazione, l'Autorità segnalava la difficoltà a promuovere la concorrenza in un paese in cui l'impresa dominante "controlla le infrastrutture di approvvigionamento, trasporto primario e stoccaggio"; rimarcando inoltre che "l'elevato tasso di crescita dei consumi di gas previsto per i prossimi anni fornisce lo spazio per l'ingresso di altri fornitori: essa deve accompagnarsi a un ampliamento delle fonti di approvvigionamento al fine di ridurre il rischio associato alla dipendenza dall'estero". Segnalazioni circa la necessità dello sviluppo delle infrastrutture del gas e di interventi atti a liberare capacità nelle dorsali di importazione, svincolandole dal controllo dell'operatore dominante, sono state presentate dall'Autorità puntualmente ogni anno dal 1999 al 2005, in

occasione della presentazione della propria *Relazione Annuale* al Parlamento e al Governo. Segnalazioni circa la necessità dello sviluppo delle infrastrutture del gas e di interventi erano presenti anche nelle conclusioni dell'Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, svolta congiuntamente dall'Autorità con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e conclusa nel giugno 2004. In essa si documentava l'inesistenza del rischio "bolla di gas" e si evidenziava "una situazione di forte criticità per i prossimi 3-4 anni, in termini di sicurezza del sistema degli approvvigionamenti (tanto più in un sistema sempre più esposto anche per quanto riguarda la produzione di elettricità) nonché problemi di scarsità e di razionamento già registrati della capacità di stoccaggio".

A seguito dei risultati dell'Indagine congiunta, l'Autorità ha presentato le criticità sopracitate al Governo e al Parlamento in più occasioni, corredandole di misure e proposte di intervento. Nella segnalazione in materia di terzietà della rete nazionale, degli stoccaggi e di sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale del 27 gennaio 2005, indicando la posizione dominante del gruppo Eni sia nell'approvvigionamento sia nella vendita di gas in Italia l'Autorità concludeva che "L'attuale limitata capacità di importazione e di stoccaggio, così come la persistenza di congestioni nei metanodotti di importazione [...] può ben considerarsi funzionale al mantenimento di tale posizione dominante complessiva nel mercato nazionale". Gli interventi proposti in tale contesto riguardano la dismissione da parte di Eni della proprietà di Snam Rete Gas e di Stogit, la creazione di un operatore del trasporto indipendente, e il conferimento a questo dei diritti di Eni sulle infrastrutture di importazione estere. In occasione dell'Audizione presso la Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera

(Memoria del 18 marzo 2005), l'Autorità ha denunciato l'insufficienza della dotazione infrastrutturale del paese, ulteriormente evidenziata dall'emergenza climatica del marzo 2005: "tale emergenza è stata solo in parte conseguenza degli eventi climatici delle scorse settimane, posto che la stagione fredda, nel suo complesso, non può essere definita eccezionale. L'evento ha quindi evidenziato quanto sia importante la realizzazione di nuove infrastrutture di adduzione per aumentare la disponibilità di gas naturale sul territorio nazionale, non certo il pericolo di una 'bolla di gas'". Successivamente, nella citata segnalazione al Parlamento e al Governo in materia di stoccaggi di gas naturale del 3 agosto 2005, è stato lanciato un vero e proprio appello per il tempestivo potenziamento degli stoccaggi in ragione della scarsità esistente e dei pericoli per il sistema, fortemente vulnerabile, ponendo anche l'attenzione sui ritardi degli operatori, in particolare di Stogit, nella realizzazione dei potenziamenti del sistema di stoccaggio e dei nuovi stoccaggi delle concessioni di cui è titolare. Nel dicembre 2005, nel corso della conferenza stampa congiunta con E-Control (l'Autorità di regolazione austriaca) tenutasi a Bruxelles sulle congestioni dei gasdotti di importazione e i rischi di scarsità per il sistema italiano, è stato lanciato l'allarme per la congestione sul TAG il gasdotto che attraversa l'Austria portando a Italia, Austria e Slovenia il gas di provenienza russa. I motivi citati per un'azione immediata, la crescita della domanda particolarmente significativa negli ultimi anni, il calo della produzione nazionale, la scarsità delle capacità di stoccaggio, la situazione di emergenza del marzo 2005, sono stati ripresi anche nella Memoria per l'audizione nell'ambito dell'indagine conoscitiva presso la X Commissione industria, commercio e turismo del Senato del 13 dicembre 2005.

Attività di regolazione

Con la definizione nell'anno appena trascorso dei criteri per l'adozione dei Codici di stoccaggio e di rigassificazione (vedi il Capitolo 3), è stata ultimata la definizione del quadro regolatorio per le infrastrutture gas previsto dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (tariffe e regole di accesso al sistema). Tutti i provvedimenti di regolazione sia tariffaria sia dell'accesso alle infrastrutture adottati dall'Autorità, nel corso degli anni, contengono chiari meccanismi per la promozione e lo sviluppo dei nuovi investimenti e la gestione efficiente delle infrastrutture. Sono state promosse anche importanti regole volte alla promozione delle nuove infrastrutture – che garantiscono la priorità di accesso a chi sostiene l'onere del nuovo investimento (delibere 15 maggio 2002, n. 91, e 17 luglio 2002, n. 137) e incentivano lo sviluppo dei nuovi investimenti – riprese nella normativa nazionale (legge 12 dicembre 2002, n. 273) e confermate dalla Direttiva europea 2003/55/CE.

L'incentivazione delle infrastrutture introdotta nei provvedimenti tariffari dell'Autorità si caratterizza attraverso:

- il riconoscimento di remunerazioni più elevate per favorire i nuovi investimenti (nuova capacità di trasporto e rigassificazione) e la certezza dei livelli di ricavo (per esempio, ricavi da quota capacità garantiti per il trasporto e la rigassificazione);
- la libertà tariffaria nei primi anni di attività per favorire l'ingresso di nuovi operatori, che hanno la possibilità di gestire con flessibilità l'offerta dei loro servizi nella fase di *start up* (per esempio, per la nuova capacità di stoccaggio 4 anni e di trasporto 2 anni);
- gli incentivi per gli operatori delle infrastrutture ad aumentare l'*output* delle attività regolate (per esempio, gas trasportato, gas movimentato in stoccaggio);

- l'obbligo a fornire servizi interrottibili e incentivi tariffari per gli utenti che richiedono tali servizi, a vantaggio del sistema.

Relativamente ai provvedimenti sulle condizioni di accesso, oltre alla già citata priorità a chi sostiene l'onere del nuovo investimento, sono previste regole per l'allocatione della capacità in caso di congestione. Nel caso dello stoccaggio, per esempio, nella perdurante situazione di scarsità di capacità, il conferimento di capacità è destinato in via prioritaria alla modulazione dei consumi inferiori ai 200.000 m³ annui (tipici del settore domestico), al fine di assicurare, coerentemente con le disposizioni del decreto legislativo n. 164/00, le esigenze di questo specifico segmento di clientela.

Relativamente allo stoccaggio la delibera 21 giugno 2005, n. 119, ha previsto:

- la determinazione solo alla fine dell'anno termico (entro la fine di gennaio) dei corrispettivi di utilizzo del gas strategico, così da evitare che la conoscenza di tale valore incoraggi eventuali arbitraggi tra il costo del gas strategico e altre fonti o che la sua fissazione effettuata mesi prima porti a valori che, a fronte di impennate improvvise dei prezzi, possano divenire convenienti a fini della speculazione (delibera 30 gennaio 2006, n. 21, per l'anno corrente);
- corrispettivi di bilanciamento volti ad assicurare la tempestiva reintegrazione degli stoccaggi in caso di utilizzo di capacità superiore a quanto impegnato;
- più dettagliate disposizioni per il coordinamento tra le imprese di stoccaggio e quelle di trasporto (anche al fine della gestione delle situazioni di emergenza);
- il costante monitoraggio delle prestazioni del sistema nel corso dell'anno.

In merito ai contratti di stoccaggio attualmente

in essere, in violazione delle disposizioni della delibera n. 119/05, è stata aperta un'istruttoria per l'irrogazione di una sanzione ai sensi della legge n. 481/95.

Gli interventi regolatori emanati più specificamente dall'Autorità per fronteggiare l'emergenza riguardano:

- riduzioni della tariffa di trasporto per i punti di riconsegna del sistema che con l'interruzione della fornitura hanno contribuito a fronteggiare l'emergenza (delibera 29 luglio

2005, n. 166);

- incentivi economici all'offerta di interrompibilità delle forniture di gas ai clienti del settore industriale (in attuazione del decreto del Ministro delle attività produttive 20 gennaio 2006) (delibera 21 gennaio 2006, n. 10);
- avvio di istruttorie formali per l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative nei confronti di alcuni esercenti la vendita del gas per uso improprio delle capacità di stoccaggio conferite (delibera 7 marzo 2005, n. 37).

Pareri e proposte al Governo

Nell'anno appena trascorso l'Autorità ha fornito al Ministero delle attività produttive pareri tecnici sia nel settore dell'energia elettrica sia in quello del gas naturale. Per quanto riguarda l'energia elettrica a maggio 2005 si è fornito un parere positivo sullo Schema di decreto che disciplinava le modalità di rimborso degli *stranded cost*, cioè i costi non recuperabili riconosciuti nella Direttiva 96/92/CE, alla luce delle nuove disposizioni comunitarie (decreto 30 giugno 2005, n. 150), suggerendo un allungamento dei tempi di rimborso per attenuare le pressioni al rialzo dei prezzi energetici. Nell'ottobre 2005 è stato inoltre dato parere favorevole alle modifiche proposte dal Ministero delle attività produttive al Testo integrato che disciplina il mercato elettrico, per adeguarlo agli interventi urgenti che il GME ha dovuto adottare ad aprile 2004, dicembre 2004, marzo 2005, maggio 2005 e settembre 2005. Il 9 dicembre 2005 sono stati infine dati pareri favorevoli sia allo sche-

ma di decreto che fissa le modalità e i criteri per l'*import* di energia elettrica per il 2006, sia a quello che definisce le Direttive all'Acquirente Unico Spa relativamente ai contratti pluriennali delle importazioni. Per il dettaglio su ambedue gli interventi si rinvia al Capitolo 2. Relativamente all'aggiornamento della rete nazionale di gasdotti, emanato, come previsto dal decreto legislativo n. 164/00, dal Ministero delle attività produttive con decreto 4 agosto 2005, l'Autorità ha formulato parere favorevole sia all'inserimento in rete di alcuni gasdotti tra i quali il terminale di rigasificazione di GNL di Brindisi, sia al potenziamento della tratta a esso collegata (delibera 21 giugno 2005, n. 120). Nel febbraio 2006 l'Autorità si è inoltre espressa positivamente sugli esiti della procedura di assegnazione, presentati da Snam Rete Gas, di lotti per contratti di fornitura interrompibili alla luce dell'aggravarsi, a gennaio 2006, dell'emergenza gas.

Audizioni presso il Parlamento

Nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari delle imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia, il 13 dicembre 2005 l'Autorità ha presentato la memoria *Valutazioni sulla situazione in atto nel settore energetico* durante l'audizione presso la X Commissione industria, commercio e turismo del Senato. Il 19 gennaio 2006, nell'ambito dell'audizione presso la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera, l'Autorità ha proposto una seconda memoria che completava e integrava le valutazioni sul settore energetico presentate a dicembre. Le due audizioni, oltre a fornire elementi conoscitivi alla summenzionata Indagine, davano anche risposta all'esigenza, espressa dai Presidenti del Senato e della Camera, di instaurare con le Autorità di regolazione un rapporto più stretto e intenso avvalendosi dello strumento delle audizioni parlamentari presso le commissioni competenti.

Nella memoria del 13 dicembre 2005, l'Autorità ha voluto dare conto dei principali interventi di regolazione dell'anno trascorso nell'ambito della congiuntura internazionale e dell'evoluzione del quadro normativo europeo e nazionale. Si sono pertanto richiamate le caratteristiche strutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas – dipendenza della produzione elettrica dagli idrocarburi e legame tra il prezzo del gas naturale a quello del petrolio – che rendono il sistema energetico italiano particolarmente vulnerabile agli effetti della congiuntura internazionale, che inevitabilmente incide sui prezzi e le tariffe ai consumatori finali. Con riferimento al quadro normativo internazionale ed europeo, si sono volute ricordare le forti tensioni sui costi di generazione, già presentate al Parlamento, derivanti dal piano di riduzione delle quote di emissione degli impegni del Protocollo di Kyoto e dall'attuazione della relativa Direttiva europea. Ulteriori tensioni sui prezzi finali dell'energia elettrica al mercato libero derivano anche dalla piena attuazione del regolamento europeo per gli scambi transfrontalieri CE n. 1228/2003 in presenza di interconnettori congestionati e di forti differenziali di prezzo esistenti fra l'Italia e gli altri paesi europei. Sul fronte del quadro normativo nazionale l'Autorità ha voluto segnalare al Senato: l'esigenza di un rapido recepimento delle

Direttive europee; le criticità dell'articolazione istituzionale del settore elettrico contenuta in alcune proposte in discussione nel dibattito sulla legge finanziaria 2006; nonché gli interventi sull'assetto infrastrutturale del settore del gas naturale, necessari per garantire lo sviluppo di un vero e proprio mercato concorrenziale (procedure di *gas release*, tetti alle immissioni in rete e separazione proprietaria della rete di trasporto e degli stoccaggi da Eni).

Relativamente al processo di liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica, l'Autorità ha voluto ricordare l'importanza dell'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica, nonché l'avvio della borsa elettrica dopo una prima fase di rodaggio. Ha segnalato altresì che il pieno dispiegarsi delle potenzialità del mercato elettrico all'ingrosso risulta ancora frenato da alcuni fattori (il ruolo ricoperto dall'operatore dominante, una imperfetta partecipazione della domanda attiva in borsa e un incompleto sviluppo dei mercati dei servizi di dispacciamento e della riserva), nonché ricordato gli interventi dell'Autorità in questa direzione (introduzione di meccanismo contrattuali del tipo *Virtual Power Plants*). L'Autorità ha anche segnalato le distorsioni sui segnali di prezzo derivanti dalle tariffe speciali ai grandi consumatori di energia e il permanere sul piano strutturale di carenze, soprattutto in zone deficitarie di offerta, di nuovi investimenti in generazione.

Nel settore del gas naturale il processo di liberalizzazione, sulla carta più avanzato di quello elettrico, stenta a decollare per il permanere di una forte concentrazione del mercato e di significative rigidità nell'accesso alle reti di trasporto, interconnessione e stoccaggio. Il ruolo dell'operatore dominante su tutte le fasi della filiera e in particolare sulle infrastrutture *up-stream*, vincolate ancora da contratti a lungo termine antecedenti alla liberalizzazione, nonché il parziale fallimento dei programmi di *gas release* hanno generato nel settore un fenomeno di entrata di nuovi operatori senza concorrenza. In questo contesto gli interventi dell'Autorità, oltre a una sistematica attività di segnalazione delle criticità, si sono concentrati su: tariffe incentivanti e non discriminatorie per l'uso della rete, degli stoccaggi e dell'attività di rigassificazione; garanzie di accesso ai nuovi entranti; prevenzione dei comporta-

menti discriminatori da parte dell'operatore dominate, sostenuta da un'intensa attività di indagini e dall'irrogazione di sanzioni sul settore della vendita. L'Autorità ha avuto anche modo di evidenziare le criticità emergenti nel settore dell'approvvigionamento del gas naturale.

Nella memoria l'Autorità ha ricordato gli importanti risultati ottenuti dalla regolazione incentivante della qualità del servizio volta a promuovere i recuperi di affidabilità, efficacia e sicurezza del servizio nonché gli squilibri e i differenziali fra le diverse aree del paese (vedi il Capitolo 2). Un'analoga regolazione incentivante è stata avviata anche per il gas naturale (vedi il Capitolo 3). Sono da segnare inoltre il buon esito del meccanismo degli indennizzi automatici che le società di distribuzione sono tenute a riconoscere in bolletta ai consumatori senza formale richiesta da parte del cliente; il monitoraggio della sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale; le proposte per il miglioramento della qualità dei servizi telefonici commerciali forniti (*call center*). Infine, l'Autorità ha voluto richiamare l'attenzione del Parlamento sull'incidenza che ricorsi amministrativi avversi a suoi provvedimenti, talvolta attivati con pure finalità dilatorie, hanno sul quadro regolatorio e normativo, la cui chiarezza e stabilità sono per gli operatori requisiti imprescindibili.

La memoria del 19 gennaio 2006, oltre a esporre con maggiore ricchezza di informazioni fattuali e dati statistici le evidenze e le criticità dello stato della liberalizzazione dei due settori già presentate nell'audizione del dicembre 2005 al Senato, ha dato particolare rilievo: ai temi dell'internazionalizzazione dei settori; alle criticità nella sicurezza delle forniture di gas naturale emerse nei primi giorni del 2006; all'andamento di medio termine di tariffe e prezzi; agli interventi volti a promuovere l'uso efficiente dell'energia; alle procedure di consultazione e programmazione delle attività di regolazione.

Il processo di liberalizzazione e privatizzazione avviato in Italia nel

corso degli anni Novanta ha originato, in pochi anni, un cambiamento radicale nel settore energia. Un'indagine condotta dall'Autorità sulla struttura proprietaria delle imprese ha evidenziato una sostanziale modifica del grado di concentrazione e internazionalizzazione del settore energetico in tutte le fasi della filiera. Fra il 2003 e il 2004 sono cresciute numericamente le società controllate o partecipate da soggetti esteri nella generazione elettrica (da 19 a 35), nonché la quota di energia da esse prodotta. La rilevanza della presenza estera nel settore elettrico è confermata anche dal numero crescente di grossisti attivi nel mercato all'ingrosso e dei clienti finali. Il settore del gas naturale è caratterizzato invece da una minore apertura del mercato a soggetti esteri, dovuta a una presenza ancora significativa dell'operatore dominante, Eni, su tutti i segmenti della filiera.

L'andamento delle tariffe e dei prezzi evidenzia come la liberalizzazione del settore energetico abbia consentito un primo riordino del sistema tariffario a vantaggio di consumatori e utenti: sia nel settore elettrico, sia in quello del gas naturale, nonostante i prezzi italiani restino ancora fra i più alti in Europa, le componenti tariffarie dei segmenti regolati sono dal gennaio 2000 in costante diminuzione. A riprova dell'effetto stabilizzante della componente regolata sul prezzo finale, la tariffa elettrica media, pur trainata verso l'alto dalla forte dinamica dei prezzi degli idrocarburi, risulta decisamente più stabile del prezzo del petrolio. A differenza di altre borse europee, la borsa elettrica italiana ha avuto una dinamica non strettamente vincolata ai prezzi del petrolio e i suoi prezzi si sono gradualmente allineati a quelli delle principali borse europee. I margini di profitto dei maggiori produttori restano comunque ancora alti. Analoghe considerazioni possono essere fatte sull'andamento dei prezzi e delle tariffe del gas naturale. Tali corsi spiegano in qualche misura la parziale inversione di tendenza nei flussi di energia elettrica e gas naturale con l'estero registrata nei primi mesi del 2006.

Rapporti con altre istituzioni

Cassa conguaglio per il settore elettrico

La Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), ente pubblico non economico istituito con provvedimento CIP 6 luglio 1974, n. 34, garantisce il funzionamento del sistema in condizioni di concorrenza, sussidiando le imprese sfavorite nel periodo d'avvio della liberalizzazione e assicurando la copertura degli oneri generali di sistema. Gli organi di gestione della CCSE – Presidente, Comitato di gestione e Collegio dei revisori – sono nominati dall'Autorità d'intesa con il Ministero dell'economia e delle finanze. Le attività svolte dalla CCSE, sotto la loro vigilanza, derivano essenzialmente dall'azione di regolazione del sistema elettrico attuata dal 1997 dalla stessa Autorità e dalle disposizioni emanate dal Ministero delle attività produttive, in attuazione delle norme comuni del settore previste in ambito europeo di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e sue successive modifiche. Le risorse finanziarie che affluiscono alla CCSE, gestite in modo distinto in base alla provenienza e alla destinazione di riferimento, sono costituite dalle componenti tariffarie e da altri corrispettivi unitari che devono essere applicati in relazione all'energia elettrica fornita ai clienti finali. Ogni componente è contraddistinta da una propria specifica finalità, per la quale l'Autorità ha disposto l'istituzione di distinti Conti di gestione garantiti da disposizioni operative di massima trasparenza. Dal 2004 sono stati aperti anche tre nuovi Conti di gestione per il settore del gas naturale utili per:

- la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione del gas;
- la compensazione temporanea degli ambiti a elevati costi unitari;
- l'assicurazione dei clienti finali civili del gas.

Le principali novità dell'anno trascorso (vedi i Capitoli 2 e 4) hanno riguardato l'apertura del Conto per gestire le partite derivanti dalla regolazione degli usi efficienti dell'energia elettrica.

Accordi di collaborazione con la Guardia di Finanza, l'ENEA e le Università

Nel dicembre 2005 l'Autorità ha siglato con la Guardia di Finanza un nuovo accordo di collaborazione, che sviluppando e ampliando il Protocollo d'intesa adottato nel settembre 2001, intende garantire una maggiore tutela dei cittadini e delle imprese attraverso il potenziamento degli accertamenti e delle verifiche sul campo. I controlli dell'Autorità vengono condotti in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati, appositamente istituito nel 1995 dalla Guardia di Finanza per le ispezioni nel settore dell'energia. In particolare essa effettua accertamenti anche con altri enti che già operano per conto dell'Autorità, sulla base di un programma annuale concordato dall'Autorità con il Comando reparti speciali del Corpo. Alla fine di marzo 2006 è stato approvato il programma di accertamenti per il 2006-2007 (vedi il Capitolo 4).

Nel gennaio 2006 l'Autorità ha firmato un accordo con l'ENEA che collaborerà alle attività di valutazione e quantificazione dei nuovi risparmi energetici conseguiti dai progetti realizzati nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi, inclusi i controlli sugli impianti e i sistemi installati, a supporto delle decisioni dell'Autorità (vedi il Capitolo 4). L'ENEA mette a disposizione la propria esperienza nella valutazione di progetti complessi, soprattutto nell'ambito del risparmio energetico. Con questo accordo si potranno attivare rapporti con quelle imprese che producono dispositivi per il risparmio energetico e con aziende che hanno processi industriali energivori, così da mettere a punto specifiche azioni di trasferimento e diffusione dell'innovazione. Nel giugno 2005 l'Autorità ha siglato alcune nuove iniziative di formazione e ricerca sulla regolazione dei mercati di elettricità e gas con le Università Luigi Bocconi di Milano e Tor Vergata di Roma. Esse si svolgeranno nel periodo 2005-2008 e permetteranno la realizzazione di stage presso gli Uffici dell'Autorità per gli studenti che partecipano a master universitari sull'energia. Gli accordi fanno seguito al successo delle iniziative già avviate con il Politecnico di Milano e l'Università Ferdinando II di Napoli nell'anno precedente.

PAGINA BIANCA