

1. STATO DEI SERVIZI: ELEMENTI DI CONTESTO

INTRODUZIONE

La trasformazione dei mercati energetici procede tra luci e ombre, non solo nel contesto italiano ma anche in quello europeo. Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito dlgs. n. 79/99), nel recepire nell'ordinamento italiano la Direttiva europea 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (di seguito Direttiva 96/92/CE), ha profondamente rinnovato la disciplina del settore elettrico nazionale, introducendo elementi di liberalizzazione in diversi segmenti di mercato.

In Italia, nel settore elettrico, sono stati conseguiti risultati significativi, soprattutto dal lato della domanda. L'entità e la rilevanza dei clienti idonei si è fortemente accresciuta, in corrispondenza con la riduzione delle soglie di accesso al mercato libero. Permangono tuttavia ritardi di attuazione, che creano incertezza fra gli operatori esistenti e non favoriscono l'ingresso di nuovi, rallentando il processo di liberalizzazione. Devono essere ancora definiti l'organizzazione del mercato borsistico dell'energia elettrica e i principali soggetti istituzionali che vi opereranno (l'Acquirente unico e il Gestore del mercato).

Nel settore del gas naturale, il recepimento della Direttiva, operato dal Governo in maggio, colloca il paese in una posizione avanzata in ambito europeo per l'ampiezza e la rapidità dell'apertura del mercato. Esso richiederà tuttavia un notevole impegno attuativo e un'attenta vigilanza da parte delle autorità di regolazione e di tutela del mercato.

In entrambi i settori meno coraggiosa appare l'apertura dal lato dell'offerta, che continuerà a presentare un elevato grado di concentrazione, nonostante l'ingresso di nuovi operatori. Alcune condizioni di contesto suscitano preoccupazione. Un elevato cuneo fiscale, spesso maggiore di quello che si osserva in altri paesi europei e non pienamente giustificato da ragioni allocative, ostacola la competitività del sistema energetico e innalza i prezzi finali sostenuti dagli utilizzatori.

Nel contesto europeo, l'apertura dei sistemi energetici si sviluppa in modo non uniforme. Ne viene ostacolata la creazione di un mercato unico, anche per la difficoltà di assicurare effettive condizioni di reciprocità e di interoperabilità fra le diverse reti nazionali. Alcuni paesi tardano a recepire le Direttive comunitarie; permangono incertezze sui tempi di ratifica degli impegni di riduzione delle emissioni inquinanti assunti in sede internazionale, sul costo della loro realizzazione e sulle modalità di finanziamento.

Il Governo ha approvato il piano di cessione degli impianti presentato da Enel S.p.A. per una capacità installata complessiva di circa 15.000 MW. Il decreto ha indotto Enel S.p.A. a costituire tre società per azioni alle quali sono stati attribuiti questi impianti. Il Governo ha altresì indicato la modalità di ces-

sione da parte di Enel S.p.A. delle partecipazioni azionarie e segnalato alla società la necessità di anticipare in misura significativa il termine entro il quale il piano di cessioni dovrà essere completato.

Al fine di disciplinare le importazioni di energia elettrica sul mercato nazionale è stata stimata l'attuale capacità di interconnessione con l'estero. L'Autorità ha definito le modalità e le condizioni delle importazioni, nonché le procedure che il Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito, Grtn S.p.A.) deve seguire per la verifica di ammissibilità delle richieste di importazione per l'anno 2000 e per la conseguente assegnazione della capacità di interconnessione disponibile per il mercato libero.

È stato dato impulso allo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la definizione di un meccanismo di certificati verdi, basato su regole di mercato più confacenti ad un contesto liberalizzato.

Sono stati individuati gli oneri generali afferenti al sistema elettrico e, in particolare, i cosiddetti *stranded cost*.

Per quanto riguarda la regolamentazione dell'attività di trasmissione, è stato definito il perimetro della rete di trasmissione nazionale e la nuova società per la gestione della rete di trasmissione nazionale che ha assunto la titolarità delle funzioni assegnate; sono state fissate le modalità e i criteri per il suo finanziamento e emesse le prime direttive operative. È stata avviata la consultazione sulle proposte relative allo schema di contratto tipo di vettoriamento e a regolamenti destinati ai gestori di reti elettriche.

In seguito alla definizione delle procedure per il riconoscimento della qualifica di clienti idonei, il numero di questi ultimi è costantemente aumentato fino a raggiungere una percentuale significativa di tutti i consumi nazionali. Altri interventi hanno riguardato la definizione di ulteriori adempimenti a carico di Enel S.p.A e dei soggetti distributori.

Il recepimento nell'ordinamento nazionale della Direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale ha conosciuto un'accelerazione sul piano del dibattito sia istituzionale, sia politico. In seguito alla delega in materia ricevuta dal Parlamento il Governo ha approvato il decreto legislativo di attuazione della Direttiva europea sul quale sono stati raccolti i pareri dei numerosi soggetti interessati.

Il processo di recepimento delle due Direttive europee sulla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale è proseguito anche negli altri paesi membri dell'Unione europea.

Sul piano congiunturale, i forti rialzi dei prezzi sul mercato petrolifero nel corso del 1999 si sono riflessi sui prezzi internazionali dei prodotti derivati. L'impatto dei rialzi delle quotazioni internazionali, aggravato dalla contem-

poranea svalutazione dell'euro sul dollaro, sulle tariffe dell'elettricità e del gas è stato sensibile. Ha giovato a limitarlo e a graduarlo nel tempo la disciplina delle indicizzazioni che l'Autorità aveva introdotto negli anni precedenti.

Per contrastare la forte crescita dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi e i conseguenti effetti negativi sul tasso di inflazione il Governo ha deciso interventi correttivi sulle aliquote delle accise su alcuni oli minerali e sul gas metano a partire degli ultimi mesi del 1999. È proseguito il processo di riordino della fiscalità sui consumi di energia elettrica, con l'entrata in vigore di numerose disposizioni previste nella legge finanziaria per il 1999, che riguardano anche il sistema di attribuzione tra Stato ed enti locali delle relative entrate tributarie.

L'attuazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

Le principali novità introdotte dal dlgs. n. 79/99 a partire dall'1 aprile 1999 possono essere così sintetizzate¹:

- all'interno del sistema elettrico nazionale coesistono due mercati paralleli: il mercato *vincolato*, costituito da tutti i clienti domestici e dagli altri utenti che presentano consumi inferiori a determinate soglie prefissate e che non possono stipulare contratti di fornitura direttamente con i produttori nazionali ed esteri; il mercato *libero*, nel quale operano i clienti *idonei*, ovvero quegli utenti che, avendo consumi superiori a determinate soglie, hanno la facoltà di stipulare direttamente contratti di fornitura, non soggetti a tariffa, con produttori, distributori o grossisti, per la copertura dei propri consumi;
- le attività di trasmissione e dispacciamento vengono mantenute in un regime di riserva esclusiva in favore dello Stato e vengono svolte in concessione dal Grtn S.p.A., al quale sono trasferiti i soli diritti di gestione delle reti e non quelli della loro proprietà;
- le attività di distribuzione di energia elettrica e di vendita ai clienti vincolati sono poste in un regime di concessione trentennale; le concessioni vengono rilasciate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato;
- il Grtn S.p.A. provvederà ad istituire due nuovi soggetti pubblici, l'Acquirente Unico, garante delle forniture, della gestione dei contratti e della disponibilità di energia per il mercato vincolato, e il Gestore del mercato, al quale è affidata la disciplina e la gestione economica del mercato elettrico;

- viene definito un nuovo regime di incentivazione per l'uso delle energie rinnovabili che prevede la creazione di un meccanismo di certificati verdi e la revisione del sistema delle concessioni idroelettriche;
- dall'1 gennaio 2003 è stabilito che nessun operatore potrà produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 per cento del totale dell'energia elettrica prodotta e importata sul mercato nazionale;
- entro lo stesso termine, con possibilità di proroga non superiore ad un anno, è previsto che l'Enel S.p.A. ceda non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva.

Nel marzo 2000 il Governo ha espresso l'intenzione di accelerare il processo di liberalizzazione del mercato elettrico sia dal lato dell'offerta, con l'anticipazione dei tempi della cessione da parte di Enel S.p.A. di parte del suo parco di generazione, sia dal lato della domanda, con l'abbassamento delle soglie di idoneità originariamente previste nel decreto.

Principali interventi e nuovi soggetti istituzionali

L'attuazione del dlgs. n. 79/99 ha richiesto un alto grado di collaborazione e coordinamento fra le istituzioni coinvolte. Oltre ai numerosi compiti in capo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (*cf. Relazione Annuale 1999*), il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il Ministro dell'ambiente e il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica, Enel S.p.A. e il Governo hanno svolto un ruolo di primaria importanza nella definizione del processo di attuazione. I principali interventi hanno riguardato sia il lato dell'offerta – con la definizione del piano e delle modalità di cessione degli impianti da parte di Enel S.p.A., la regolamentazione delle importazioni, la disciplina dei nuovi meccanismi di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la disciplina degli oneri di sistema, la definizione degli obblighi in capo agli operatori – sia il lato della domanda, con la definizione dei clienti idonei e delle clausole negoziali per il mercato libero, la determinazione del nuovo assetto della trasmissione con la creazione del Grtn S.p.A. e la definizione delle condizioni tecniche ed economiche di accesso alla rete.

All'aprile 2000 resta tuttavia ancora largamente indefinita, sotto il profilo temporale, l'organizzazione del mercato elettrico, mancando ancora indicazioni circa il futuro assetto della borsa dell'energia elettrica e dell'Acquirente unico.

Produzione

Allo scopo di garantire che a partire dal 2003 nessun operatore del mercato elettrico nazionale possa produrre e importare più del 50 per cento dell'energia elettrica totale immessa nella rete in Italia, il dlgs. n. 79/99 ha disposto che

entro la stessa data l'Enel S.p.A. debba cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva sulla base di un piano per le cessioni da presentare all'approvazione del Governo, indicando a questo fine alcuni obiettivi in ordine, in particolare, alla garanzia di adeguate condizioni di mercato, alla presenza di piani industriali, al mantenimento della produzione nei siti e alle ricadute occupazionali (*cf.* Capitolo 2).

Nel giugno 1999 il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha tradotto questi obiettivi in linee guida per la dismissione degli impianti di generazione di proprietà dell'Enel S.p.A. in un'apposita nota fatta pervenire alla società elettrica.

Nel luglio 1999 il Consiglio di amministrazione dell'Enel S.p.A. ha presentato al Governo un piano per le cessioni degli impianti. Il piano ha individuato gli impianti da cedere (14 termoelettrici e 7 idroelettrici), prevedendone l'accorpamento in tre società (rispettivamente di 7.000 MW, 5.400 MW e 2.600 MW), e descritto i principali criteri seguiti nell'identificazione degli impianti da trasferire con particolare riferimento al mix tecnologico, all'articolazione geografica e all'attribuzione del personale (*cf.* Capitolo 2).

Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999 il Governo ha approvato il piano presentato da Enel S.p.A., ritenendo che questo fosse rispondente alle finalità indicate nell'art. 8 del dlgs. n. 79/99 e alle modalità successivamente indicate nelle linee guida del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Il decreto ha consentito ad Enel S.p.A. la costituzione di tre società per azioni, denominate Eurogen S.p.A., Elettrogen S.p.A. e Interpower S.p.A., alle quali sono stati attribuiti gli impianti ai sensi dell'art. 1 del DPCM 4 agosto 1999.

Le modalità con le quali dovrà avvenire la cessione delle relative partecipazioni azionarie sono state definite con successivo decreto del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (decreto 25 gennaio 2000). Il decreto stabilisce che al fine di favorire la costituzione di un azionariato stabile per ognuna delle tre società la cessione delle partecipazioni azionarie dovrà avvenire tramite trattativa diretta. Solo nel caso della società di maggiori dimensioni (Eurogen S.p.A.) è stata prevista anche la possibilità di un'offerta pubblica di vendita. Le operazioni di vendita sono affidate ad Enel S.p.A. sotto la supervisione di apposite strutture tecniche del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica.

Una comunicazione formale del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica ad Enel S.p.A. emanata a seguito delle misure governative di contenimento dell'inflazione varato nel marzo 2000 ha antici-

pato al primo semestre del 2001 il termine entro il quale il piano di cessioni dell'Enel S.p.A. dovrà essere completato.

Importazioni

L'art. 10 del dlgs. n. 79/99 ha attribuito al Grtn S.p.A. il compito di individuare entro sei mesi la capacità di interconnessione con l'estero, distinguendo fra impegnata e disponibile nell'arco di un decennio, tenuto conto dei margini di sicurezza. L'articolo attribuisce altresì all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di individuare le modalità e le condizioni delle importazioni nel caso risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili, tenuto conto di condizioni di reciprocità e di una equa ripartizione fra mercato vincolato e libero.

Sulla base delle informazioni fornite dal Grtn S.p.A. e di un'istruttoria conoscitiva condotta dall'Autorità (delibera 3 dicembre 1999, n. 179) la massima capacità complessiva delle linee di interconnessione con l'estero, concentrata all'80 per cento sui confini francese e svizzero, è risultata pari a 5.400/5.000MW (periodo invernale/estivo escluso agosto), di cui circa la metà si è resa disponibile, per la scadenza di contratti in essere, all'1 gennaio 2000 (*cf.* Capitolo 2).

L'Autorità negli ultimi mesi del 1999 ha provveduto con alcune delibere a:

- definire le condizioni di rifiuto all'importazione da Stati membri dell'Unione europea sulla base di una clausola di reciprocità impostata sul confronto tra le soglie di idoneità nello Stato membro esportatore e quelle italiane, rinviando ad un secondo momento la definizione di condizioni di compatibilità ambientale ed economica delle importazioni da paesi non appartenenti all'Unione europea;
- stabilire un criterio per la ripartizione della capacità di interconnessione fra mercato vincolato e libero; il criterio riflette annualmente in modo proporzionale la ripartizione potenziale del consumo totale nazionale fra mercato libero e vincolato;
- definire le modalità per la verifica e l'assegnazione della capacità di interconnessione richiesta per l'anno 2000; per evitare il formarsi di posizioni dominanti, nell'accesso all'interconnessione con l'estero (scarsa rispetto ai volumi di domanda), l'Autorità ha fissato per l'anno in corso limiti per operatore pari al 15 per cento per frontiera e al 20 complessivamente, rinviando al futuro l'applicazione di un meccanismo di asta competitiva.

L'insieme di questi interventi ha permesso per l'anno 2000 di aprire al mercato libero quasi la metà della capacità di importazione, che nel suo complesso comporta un flusso di circa 2000 GWh all'anno (7 per cento dei consumi nazionali); sono inoltre state soddisfatte 44 richieste di importazione pervenute, con una limitazione su alcuni contratti di operatori di maggiori dimensioni (*cf.* Capitolo 4).

Energia elettrica da fonti rinnovabili

L'art. 11 del decreto legislativo n. 79/99 ha fissato nuovi meccanismi di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili basati su regole di mercato più confacenti al contesto di liberalizzazione. Questi meccanismi prevedono, a decorrere dall'1 gennaio 2002, l'obbligo per i soggetti che producono o importano su base annua più di 100 GWh da fonti energetiche convenzionali, al netto di cogenerazione, autoconsumi ed esportazioni, di immettere nel sistema elettrico nazionale nell'anno successivo una quota di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili; tale quota viene fissata inizialmente pari al due per cento della suddetta energia eccedente i 100 GWh. Tale obbligo può essere adempiuto in parte o in tutto anche acquistando energia elettrica o i relativi diritti da altri produttori o dal Grtn S.p.A. al quale sono infatti attribuiti i diritti associati all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, incentivate ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92. Viene infine attribuita al CIPE la programmazione della promozione delle diverse fonti rinnovabili (definizione di obiettivi pluriennali per tipologia di fonte, attribuzione di risorse e loro ripartizione fra Regioni e Province autonome) e alle Regioni la gestione degli incentivi attraverso procedure di gara.

Con il decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministero dell'ambiente, l'11 novembre 1999 (Gazzetta Ufficiale 14 dicembre 1999, Serie generale n. 292), sono state emanate le direttive di attuazione in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili. In particolare, il decreto di attuazione assicura un'adeguata remunerazione degli investimenti in nuovi impianti attraverso la creazione di un libero mercato di certificati verdi. Tali certificati saranno emessi dal Grtn S.p.A. per un periodo massimo di otto anni a favore dei produttori che ne faranno richiesta. Questi ultimi potranno a loro volta vendere i certificati agli operatori soggetti ad obbligo, ad un prezzo determinato dal mercato. Il Grtn S.p.A., potendo a sua volta emettere certificati propri, assume una funzione di stabilizzatore del mercato compensandone eventuali fluttuazioni del prezzo.

Gli impianti aventi diritto alla certificazione sono quelli alimentati da fonti rinnovabili pure (escluse le fonti assimilate) entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999 a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento e riattivazione. Viene inoltre disciplinata, con riferimento a meccanismi di reciprocità, l'opportunità di ottemperare in parte o in tutto all'obbligo attraverso l'importazione di energia prodotta da fonti rinnovabili. Sono infine definite per i soggetti inadempienti opportune misure di intervento quali diffide da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e limitazioni alla partecipazione al mercato dell'energia.

La rete di trasmissione e la società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A.

In base al dlgs. n. 79/99 le attività di trasmissione e dispacciamento ivi inclusa la gestione unificata delle rete di trasmissione nazionale, sono riservate allo Stato e attribuite in concessione a un nuovo soggetto, il Grtn S.p.A., che può affidare a terzi, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e sulla base di convenzioni approvate dall'Autorità, la gestione di limitate porzioni della rete di trasmissione nazionale non direttamente funzionali alla stessa.

Il Grtn S.p.A. è stato costituito come società per azioni da Enel S.p.A. il 29 aprile 1999. Con il decreto ministeriale 25 giugno 1999, entrato in vigore il 30 giugno 1999, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità (delibera 24 giugno 1999, n. 86) e i soggetti proprietari, ha delimitato il perimetro della rete di trasmissione nazionale che include tutte le linee ad altissima tensione (380/220 kV) e circa la metà delle linee ad alta tensione (150/132 kV).

Nell'agosto dello stesso anno Enel S.p.A. ha conferito alla nuova società, sulla base di un decreto ministeriale, tutti i beni e i rapporti giuridici inerenti le attività, con l'esclusione della proprietà della rete di trasmissione.

Nell'autunno 1999 l'Autorità (delibera 20 ottobre 1999, n. 157) ha determinato provvisoriamente il finanziamento della società Grtn S.p.A., condizionandone la decorrenza a partire dalla effettiva data di separazione del Gestore stesso da Enel S.p.A.

Nel marzo 2000 (delibera 29 marzo 2000, n. 63), l'Autorità ha ridefinito il finanziamento del Grtn S.p.A. per l'anno 2000 al fine di rendere coerente il criterio di riconoscimento dei costi sostenuti dal Gestore per le attività di propria competenza con i criteri utilizzati ai fini della determinazione dei corrispettivi per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale pagati dalle imprese distributrici ai sensi della delibera n. 205/99 e dei corrispettivi per il servizio di vettoriamento dell'energia elettrica di cui alla delibera n. 13/99. La separazione del Grtn S.p.A. dall'Enel S.p.A. è stata fissata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 gennaio 2000 a decorrere dal 1 aprile 2000; il decreto determina l'assunzione della titolarità delle funzioni da parte della società Grtn S.p.A. e contestualmente ne assegna le azioni a titolo gratuito al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica.

Sempre nel gennaio 2000 sono state emanate dal Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato le prime direttive operative al Grtn S.p.A. le direttive indicano i criteri da seguire per l'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento, e per garantire l'affidabilità e la sicurezza del sistema elettrico nazionale. È stata prevista a tal fine l'adozione di un Codice di trasmissione e dispacciamento che disciplini le diverse attività e i rapporti con i

soggetti terzi. Nelle direttive sono inoltre indicate le modalità operative atte a garantire la trasparenza e imparzialità del sistema nel periodo transitorio (ovvero sino all'entrata in funzione dell'Acquirente Unico e del Gestore del mercato) e le responsabilità dello sviluppo della rete (economicità ed efficienza del servizio, soprattutto in zone caratterizzate da minore efficienza, riduzione delle congestioni, potenziamento delle linee nazionali e delle interconnessioni).

Ai fini della sua piena operatività il Gestore dovrà adottare entro il 31 maggio 2000, in base alle direttive emanate dall'Autorità (delibera 9 marzo 2000, n. 52), le regole tecniche in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di produzione, delle reti di distribuzione e delle infrastrutture connesse. Dovrà inoltre stipulare, sulla base di una convenzione tipo definita con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato su proposta avanzata dall'Autorità, convenzioni che fissano i canoni che il Grtn S.p.A. riconosce ai proprietari di rete e che regolano il rapporto tra Grtn S.p.A. e proprietari in materia di interventi di manutenzione-sviluppo (cfr. Capitolo 4).

Il completamento della regolamentazione delle attività di trasmissione richiede l'emanazione da parte dell'Autorità delle condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alla rete, in parte fissate per quanto riguarda il mercato libero con la tariffa di vettoriamento (delibera n. 13/99).

L'Autorità ha inoltre diffuso, tramite documenti per la consultazione, le proprie proposte relative allo schema di contratto tipo di vettoriamento e ai regolamenti destinati ai gestori di reti elettriche, allo scopo di garantire la compatibilità delle richieste di vettoriamento di elettricità ai clienti liberi e la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Acquirente Unico e Gestore del mercato

All'aprile del 2000 l'organizzazione del mercato elettrico italiano resta ancora in larga misura indefinita. Le due nuove figure istituzionali previste dal decreto legislativo, l'Acquirente Unico e il Gestore del mercato, nonché la disciplina del mercato elettrico (borsa elettrica), di competenza del Ministero dell'industria, il commercio e l'artigianato, sono ancora in fase di definizione.

Di seguito si illustrano le principali caratteristiche delle due nuove figure così come emergono dal decreto di liberalizzazione, rinviando al Capitolo 2 per una illustrazione delle diverse possibili forme di organizzazione del mercato elettrico e alle soluzioni adottate in altri paesi europei.

L'Acquirente Unico è stato costituito come società per azioni dal Grtn S.p.A. il 5 novembre 1999, ma sia la data della sua entrata in funzione, sia gli indirizzi cui dovrà attenersi per salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti al mercato vincolato, garantendo la diversificazione delle fonti, verranno stabiliti con provvedimenti del Ministro dell'industria,

del commercio e dell'artigianato. Sino alla sua entrata in funzione, Enel S.p.A. assicura la fornitura ai distributori sulla base dei contratti e modalità vigenti.

L'Acquirente Unico dovrà stipulare, sulla base di una previsione triennale della domanda effettuata annualmente (comprensiva della riserva a garanzia delle forniture), contratti di fornitura per il mercato vincolato anche a lungo termine con procedure di acquisto trasparenti e non discriminatorie. Inoltre, stipulerà e gestirà, sulle base di direttive dell'Autorità, i contratti di vendita ai distributori elettrici, in modo tale da garantire ai clienti vincolati la fornitura necessaria in condizioni di continuità ed efficienza del servizio, oltre che di parità di trattamento tariffario. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità, potrà in seguito autorizzare il Grtn S.p.A. a cedere quote dell'Acquirente Unico ai soggetti distributori che rappresentano componenti significative dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica mantenendone il controllo di maggioranza. Nessuno di questi ultimi soggetti potrà comunque possedere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 10 per cento.

Il Grtn S.p.A. dovrà costituire una società denominata Gestore del mercato che organizzerà, secondo criteri di trasparenza e concorrenza fra gli operatori, il mercato elettrico, assicurando peraltro, la disponibilità di una riserva di potenza. A tal fine, entro un anno dalla sua costituzione, il nuovo soggetto dovrà definire la disciplina del mercato, e cioè i compiti del gestore del mercato nel bilanciamento fra domanda e offerta e gli obblighi dei produttori e importatori che non si avvalgono delle contrattazioni bilaterali; tale disciplina verrà approvata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità.

Entro l'1 gennaio 2001 è prevista l'entrata in funzione della borsa dell'energia elettrica, non obbligatoria. Da tale data l'ordine di entrata in funzione degli impianti, nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari sarà stabilito secondo valutazioni di merito economico, salvo impedimenti o vincoli di rete. Dalla data di entrata in vigore del dlgs. n. 79/99 e sino al 1 gennaio 2001 si applica un dispacciamento passante. Una volta entrato in funzione la borsa, l'Autorità potrà autorizzare, su richiesta dei clienti idonei e sentito il Grtn S.p.A., contratti bilaterali di fornitura in deroga al sistema della borsa.

programmazione economica, ha individuato, gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, ovvero quei costi che nel nuovo assetto liberalizzato devono essere quantificati e sostenuti da tutti i soggetti del mercato, sia libero sia vincolato.

Il decreto stabilisce che costituiscono oneri generali afferenti al sistema elettrico:

- la reintegrazione alle imprese produttrici distributrici della quota non recuperabile, a seguito della liberalizzazione dell'attività di generazione dell'energia elettrica in attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica (i cosiddetti *standard cost*);
- la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che alla data del 19 febbraio 1997 erano di proprietà o nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici e non ammessa a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del CIP 12 luglio 1989, n. 15, 14 novembre 1990, n. 34, e 29 aprile 1992, n. 6, e successive modifiche e integrazioni.

Fra gli altri oneri generali afferenti al sistema elettrico il decreto individua i costi relativi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle altre attività connesse e conseguenti; quelli relativi alle attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico e quelli derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per le forniture di energia elettrica previste dalla delibera dell'Autorità per l'energia n. 70/97 (art. 2, comma 2.4).

Per quanto concerne la prima voce, il decreto include tra gli oneri generali unicamente:

- la reintegrazione, per un periodo di sette anni a partire dall'1 gennaio 2000, dei costi derivanti da obblighi contrattuali e investimenti associati ad impianti di produzione di energia elettrica che non possono essere recuperati a causa dell'entrata in vigore della Direttiva europea 96/92/CE, a condizione che trovino giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono assunti, o che comunque siano stati imposti all'impresa da atti legislativi o di programmazione nazionale; non sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico i costi relativi ad impianti di generazione delle imprese produttrici-distributrici qualora all'energia elettrica da questi prodotta siano o siano stati riconosciuti contributi ai sensi dei provvedimenti del CIP 12 luglio 1989, n. 15, 14 novembre 1990, n. 34, e 29 aprile 1992, n. 6;

- la reintegrazione, per un periodo di dieci anni a partire dall'1 gennaio 2000, dei maggiori costi derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dall'Enel S.p.A. dalla Nigeria, in base ad impegni contrattuali assunti anteriormente alla data del 19 febbraio 1997 e che non possono essere recuperati a causa dell'entrata in vigore della Direttiva europea 96/92/CE.

Il decreto fissa i criteri per l'ammissibilità dei costi non recuperabili e definisce le modalità per la loro quantificazione, reintegrazione e compensazione, ponendo alcuni adempimenti a carico dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La quantificazione dei costi non recuperabili viene effettuata dall'Autorità annualmente a consuntivo per ciascun impianto di generazione ammesso alla loro reintegrazione. L'ammontare massimo di questi oneri generali viene fissato dal decreto pari complessivamente a quindicimila miliardi di lire. In caso di cessione degli impianti ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili il cessionario subentra nei relativi oneri e diritti.

Per quanto concerne la seconda voce il decreto prevede l'esclusione degli impianti con potenza nominale inferiore a 3 MW e di quelli idroelettrici di pompaggio.

Ai sensi del decreto, la maggiore valorizzazione da recuperare è pari, per l'anno 2000, al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, e, negli anni successivi, per ciascun impianto e in ciascun bimestre, alla differenza tra il valore medio ponderato dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale nei diversi periodi di tempo del bimestre, utilizzando come pesi le quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto nei diversi periodi di tempo del bimestre, e i costi fissi medi unitari dell'impianto, come determinati annualmente, entro il 31 dicembre dell'anno precedente, dall'Autorità.

Gli oneri nucleari vengono rideterminati dall'Autorità, tenuto conto di quanto già reintegrato in passato, entro il 31 dicembre 2000, e successivamente ogni tre anni, sulla base di un programma dettagliato delle attività svolte da parte della Sogin S.p.A., la società di proprietà del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica creata da Enel S.p.A. per la chiusura del ciclo nucleare in attuazione del dlgs. n. 79/99. Per l'anno in corso, in via transitoria, tali costi vengono rideterminati facendo riferimento ai costi della gestione corrente, in misura non superiore alle 0,6 lire per kWh consumato dai clienti finali.

I costi per le attività di ricerca, coperti da stanziamenti a carico di un apposito fondo creato presso la Cassa conguaglio del settore elettrico, vengo-

no fissati dall'Autorità ogni anno entro il 31 agosto dell'anno precedente, in misura non superiore ad una lira per kWh consumato dai clienti finali. In via transitoria, per l'anno in corso, al contributo fissato dall'Autorità è posto il tetto delle a 0,5 lire per kWh consumato dai clienti finali. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, d'intesa con l'Autorità, definisce entro il 30 giugno 2000 le modalità di selezione dei progetti di ricerca e del controllo dei risultati. Sino a quella data le risorse sono interamente assegnate alla società di ricerca Cesi S.p.A..

Mercato libero

Con la delibera 30 giugno 1999, n. 91, l'Autorità ha definito le procedure per il riconoscimento tramite autocertificazione della qualifica di clienti idonei ai soggetti identificati ai sensi dell'art. 14 del dlgs. n. 79/99 (*cf.* Capitolo 2). L'elenco dei clienti idonei viene pubblicato sul sito *internet* dell'Autorità e periodicamente aggiornato.

All'aprile 2000 sono stati riconosciuti idonei 791 soggetti, con oltre 3700 punti di prelievo e con un consumo annuo complessivo superiore 74.000 GWh. Circa il 70 per cento dei soggetti certificati idonei è costituito da clienti finali di dimensioni medio grandi, e il numero delle imprese multiprelievo e dei consorzi appare in continua crescita (*cf.* Capitolo 2).

Per agevolare l'avvio del mercato libero, l'Autorità ha definito nel maggio del 1999 (delibera 26 maggio 1999, n. 78) alcune clausole negoziali da inserire nei contratti di fornitura dei clienti idonei e nell'ottobre 1999 (delibera 20 ottobre 1999, n. 158) la facoltà di recesso unilaterale per i contratti di fornitura annuale, ad esecuzione continuata di energia elettrica con un solo mese di preavviso.

Enel S.p.A. e soggetti distributori

Il dlgs. n. 79/99 prevede per gli operatori del settore elettrico una serie di adempimenti di natura societaria (primariamente in capo ad Enel S.p.A. e ai distributori di grandi dimensioni) e di razionalizzazione dell'attività di distribuzione in ambito comunale.

Nel maggio del 1999, Enel S.p.A., dopo aver apportato come richiesto dal decreto di liberalizzazione le necessarie modifiche statutarie che le permettono di operare quale *holding* industriale, ha costituito cinque società separate per lo svolgimento di attività nel settore elettrico:

- Erga (Energie Rinnovabili Geotermiche ed Alternative S.p.A.) per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (nell'autunno del 1998 era stata costituita Enel Produzione S.p.A.);

- Enel Distribuzione S.p.A., per l'esercizio dell'attività di distribuzione di energia elettrica ai clienti vincolati;
- Enel Trade S.p.A. per la commercializzazione di energia elettrica e la vendita ai clienti idonei;
- Terna (Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A.) per l'esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione nazionale comprensiva delle linee di trasporto e delle stazioni di trasformazione;
- Sogin (Società Gestione Impianti Nucleari S.p.A.) per l'esercizio delle attività relative allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse, nel rispetto degli indirizzi formulati dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato; le azioni della società sono state assegnate a titolo gratuito al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica.

Nell'autunno del 1999 Enel S.p.A. ha trasferito a tali società tutti i beni e rapporti giuridici relativi all'oggetto delle loro attività, compresa la quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito.

Fra gli adempimenti di natura societaria previsti dal decreto di liberalizzazione, gli altri proprietari di porzioni di reti di trasmissione nazionale (in numero di circa 15) hanno provveduto alla costituzione di una o più società separate entro il luglio 1999 a cui conferire entro i tre mesi seguenti beni e rapporti, attività e passività relativi alla trasmissione di energia elettrica. Inoltre, i proprietari di impianti di distribuzione che alimentano più di 300.000 clienti finali sono tenuti alla creazione di società separate per le attività di distribuzione e vendita al mercato vincolato. In assenza di aggregazioni delle attività di distribuzione a livello comunale, Aem Milano S.p.A. e Acea S.p.A. (gli unici due distributori nazionali oltre ad Enel S.p.A. che raggiungano tali soglie), hanno provveduto nell'autunno del 1999 alla creazione di tali società.

Le disposizioni relative alla razionalizzazione delle attività di distribuzione dell'energia elettrica negli ambiti comunali che prevedono iniziative di aggregazione fra distributori, coinvolgono, considerando anche quote di utenza minime, un numero piuttosto alto di comuni (circa 200) e quasi la totalità delle aziende di distribuzione partecipate dagli enti locali. Il decreto prevedeva una comunicazione per autorizzazione al Ministero per l'industria, il commercio e l'artigianato, da inoltrarsi entro il 31 marzo 2000. A tale data risulta concluso l'accordo tra Enel S.p.A. e l'azienda distributrice di Trieste mentre sono in fase di avanzata negoziazione gli accordi fra Enel S.p.A. e le aziende distributrici di Parma e Sanremo.

In assenza di proposte spontanee di aggregazione entro il 31 marzo 2000, ovvero in caso tali proposte vengano respinte dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, le società di distribuzione partecipate dagli

enti locali possono chiedere all'Enel S.p.A. la cessione dei rami d'azienda dedicati all'esercizio dell'attività di distribuzione nei comuni nei quali tali società servono almeno il venti per cento delle utenze. Il termine per la suddetta cessione è fissato al 31 marzo 2001. In caso di mancato accordo negoziale è previsto, dopo il 30 settembre 2000, il ricorso all'arbitrato.

L'attuazione della Direttiva sul mercato interno del gas

Nel corso del 1999 e nei primi mesi del 2000 il processo di recepimento nell'ordinamento nazionale della Direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998 (di seguito Direttiva 98/30/CE), relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale ha conosciuto, in vista della scadenza del 10 agosto 2000, un'accelerazione sul piano del dibattito sia istituzionale, sia politico.

Con l'art. 41, legge 17 maggio 1999, n. 144, il Parlamento ha delegato il Governo a emanare entro un anno, con uno o più decreti legislativi, le norme di attuazione della Direttiva europea vincolandolo alla presentazione, entro nove mesi, di schemi di decreti legislativi da sottoporre a nuovo vaglio parlamentare prima della loro definitiva approvazione, entro il 22 maggio 2000. Nella delega il Parlamento ha voluto definire i principi e criteri direttivi ai quali il Governo deve attenersi nelle scelte di riassetto del mercato del gas naturale; fra questi l'opzione in favore dell'accesso regolato al sistema a condizioni trasparenti e non discriminatorie e della separazione societaria delle imprese verticalmente integrate, laddove essa risulti funzionale allo sviluppo del mercato.

**Sintesi dei principi e criteri direttivi per il recepimento della
Direttiva 98/30/CE (ai sensi dell'art. 41, legge 17 maggio 1999, n. 144)**

- *Definizione di regole di apertura del mercato che garantiscano il servizio pubblico, la sicurezza, la qualità, l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi, nel rispetto dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.*
- *Dichiarazione di pubblica utilità, urgenza e indifferibilità delle opere infrastrutturali per lo sviluppo del sistema gas.*
- *Eliminazione di disparità normative fra i diversi operatori.*
- *Introduzione di misure atte a salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti, a promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, importazione e stoccaggio, a favorire la concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti.*
- *Separazione societaria, ove funzionale allo sviluppo del mercato, delle imprese verticalmente integrate e separazione contabile in ogni caso per le attività di importazione, trasporto, distribuzione e stoccaggio.*
- *Accesso regolato al sistema gas a condizioni trasparenti e non discriminatorie.*
- *Garanzia che l'apertura del mercato nazionale avvenga nel quadro dell'integrazione europea per quanto riguarda la definizione delle soglie di idoneità, per facilitare la transizione delle imprese verso nuovi assetti e per assicurare alle imprese italiane condizioni di reciprocità nella competizione sul mercato europeo.*

Nel novembre del 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha presentato al Governo e al Parlamento un parere sui criteri contenuti nella legge delega approvata, in cui si sottolinea l'esigenza di eliminare le disparità normative vigenti a favore di Eni S.p.A. e delle società controllate e di assicurare condizioni trasparenti e non discriminatorie per l'accesso regolato al sistema, rafforzando pertanto il ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Nello stesso parere si auspica:

- l'inclusione fra i clienti idonei di tutti i consumatori che nel regime vigente negoziano, collettivamente o individualmente le proprie forniture con Snam S.p.A.;
- l'adozione di misure affinché Eni S.p.A. e Snam S.p.A. cedano a terzi una quota dei propri approvvigionamenti di gas naturale (sia esteri, sia interni), nel rispetto degli impegni *take-or-pay* antecedenti all'adozione della Direttiva 98/30/CE;
- la separazione societaria delle attività di approvvigionamento, trasporto, stoccaggio e vendita di gas fissando un termine per la separazione proprietaria delle stesse;
- la garanzia di utilizzo degli stoccaggi esistenti da parte di tutti gli operatori del mercato nazionale superando i vincoli normativi che legano le concessioni di stoccaggio a quelle di coltivazione.

Nel dicembre 1999 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha presentato al Governo osservazioni e proposte per l'attuazione della Direttiva 98/30/CE, con l'obiettivo di accrescere la sicurezza degli approvvigionamenti attraverso una maggior integrazione nel mercato europeo e a favorire l'efficienza nell'erogazione del servizio nel rispetto dei diritti degli utenti e della tutela dell'ambiente. La creazione di una pluralità di fornitori, la possibilità per i consumatori di scegliere il proprio fornitore, l'indipendenza e accessibilità alla rete vengono individuate quali condizioni essenziali per la liberalizzazione del mercato. Le proposte, di cui si dà conto dettagliato nella sezione attività svolta della presente *Relazione Annuale* (cfr. Capitolo 5) si concentrano su:

- le condizioni per l'introduzione di un'effettiva concorrenza dal lato degli approvvigionamenti (quote di mercato massime, cessione di capacità da parte dell'operatore dominante);
- la ridefinizione del regime degli stoccaggi (stoccaggio strategico e di bilanciamento) e delle loro condizioni di accesso (separazione societaria dalle altre attività);
- l'accesso trasparente e non discriminatorio al sistema (separazione societaria delle attività di trasporto e dispacciamento, gestione coordinata delle reti interconnesse, potenziamento e sviluppo di nuove infrastrutture);
- la regolazione delle attività di distribuzione e vendita (separazione almeno

contabile e gestionale fra attività di distribuzione e vendita, regolazione dell'accesso alle reti di distribuzione, regime di autorizzazione);

- una definizione delle soglie di idoneità (clienti finali con consumi superiori ai 200.000 mc/anno considerati individualmente o associati in forme consortili, distributori di media dimensione, rivenditori e grossisti).

Il decreto legislativo del maggio 2000

Nel maggio 2000 il Governo ha emanato il decreto legislativo di attuazione della Direttiva 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas, dopo che il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ne aveva elaborato un primo schema il 14 febbraio 2000, trasmesso nello stesso mese alle Commissioni parlamentari competenti della Camera dei deputati e del Senato e sottoposto poi all'esame della Conferenza unificata Stato-Regioni. Il decreto legislativo, non si limita al recepimento della Direttiva 98/30/CE ma disciplina l'intero settore. Le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale sono dichiarate libere nei limiti di quanto disposto, mentre per le attività di coltivazione e stoccaggio viene modificata la disciplina di concessione vigente. In estrema sintesi il decreto prevede quanto segue.

Importazioni e approvvigionamento: le importazioni dai paesi non UE sono soggette ad autorizzazione dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato sulla base di criteri obiettivi e non discriminatori, pubblicati, inerenti a capacità tecniche e finanziarie, a garanzie sulla provenienza del gas, alla disponibilità di stoccaggio strategico ubicato nel territorio nazionale in quantità proporzionale al gas importato annualmente, alla capacità di contribuire allo sviluppo, alla sicurezza del sistema o alla diversificazione degli approvvigionamenti. Gli importatori di gas naturale devono comunicare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas alcuni elementi dei contratti già in vigore (termini temporali, quantità, paese di produzione, obblighi comunque connessi al contratto o alla sua esecuzione, e così via). Il Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato può intervenire per garantire l'attuazione degli adempimenti necessari. Viene agevolata l'importazione di GNL, anche con la riduzione degli obblighi di stoccaggio strategico. Vengono stabiliti due vincoli transitori, in ragione annuale, intesi ad agevolare l'ingresso di nuovi soggetti: il vincolo sulla quota massima del consumo nazionale servibile da un singolo gruppo industriale nel periodo 2003-2010 (il 50 per cento), e il vincolo sulla quota massima dell'immissione nella rete nazionale da parte di un singolo gruppo nel periodo 2002-2010 (inizialmente il 75 per cento del consumo nazionale, con riduzione di due punti percentuali ogni anno, fino a raggiungere il 61 per cento).

Produzione nazionale: vengono definiti incentivi e agevolazioni per le attività di prospezione geofisica relative a nuovi giacimenti, a valere su un apposito fondo alimentato dalle *royalties*, e per la coltivazione di giacimenti marginali.

Trasporto e dispacciamento: sono attività libere ma di interesse pubblico con obblighi di allacciamento e accesso alla rete secondo i criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e secondo le tariffe determinate dalla medesima Autorità (il decreto indica obiettivi, elementi e criteri da considerare in tale determinazione). La rete nazionale di gasdotti verrà individuata con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita la Conferenza unificata e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Stoccaggio: l'attività è svolta in regime di concessione di durata non superiore a venti anni, ed è svolta soggetta a obblighi di accesso secondo i criteri e le priorità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e secondo le tariffe determinate dalla medesima Autorità (il decreto indica obiettivi, elementi e criteri da considerare in tale determinazione). È previsto un incentivo alla conversione in stoccaggio di giacimenti di gas in fase di esaurimento (finanziato con il 5 per cento delle entrate derivanti allo Stato dal versamento delle aliquote di prodotto della coltivazione). L'attività di stoccaggio viene separata dall'attività di coltivazione. Viene agevolata la conversione in stoccaggio di giacimenti di gas in fase di esaurimento. Viene contemplato l'uso di altre strutture geologiche, oltre ai giacimenti in via di esaurimento.

Distribuzione: l'attività, affidata esclusivamente mediante gara, è dichiarata di servizio pubblico con obblighi di allacciamento e accesso alla rete secondo i criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e secondo le tariffe determinate dalla medesima Autorità (il decreto indica obiettivi, elementi e criteri da considerare in tale determinazione). Per gli affidamenti e le concessioni in essere è previsto un regime di transizione che favorisce la concentrazione del settore.

GNL: le infrastrutture di GNL sono soggette al regime di accesso regolato, con obblighi di accesso secondo i criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e secondo le tariffe determinate dalla medesima Autorità (il decreto indica obiettivi, elementi e criteri da considerare in tale determinazione).

Vendita: dal gennaio 2003 è soggetta a un regime di autorizzazione presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sulla base criteri di disponibilità di servizi di modulazione e di stoccaggio adeguati, di provenienza del gas e affidabilità delle condizioni di trasporto e di capacità tecniche e finanziarie adeguate. Viene affidata all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la vigilanza sulla trasparenza dei contratti, con i relativi poteri di intervento.

Clients idonei: oltre a chi usa il gas naturale per la produzione di energia elettrica e alla cogenerazione, l'idoneità è estesa ai distributori (per il gas consumato nell'ambito della loro rete di distribuzione) e ai clienti che consumano oltre i 200.000 mc/anno e ai produttori-utilizzatori del gas nazionale; a decorrere dal 1 gennaio 2003, tutti i clienti sono idonei. Anche i grossisti sono clienti idonei.

Separazione delle attività: entro il 1 gennaio 2002, il trasporto va separato societariamente dalle altre attività, salvo eventualmente lo stoccaggio; la distribuzione va separata societariamente dalle altre attività; la vendita ai clienti finali va separata societariamente dalle altre attività. Per le imprese di distribuzione e vendita con meno di 100.000 clienti finali è previsto un periodo transitorio in cui è comunque obbligatoria la separazione contabile e gestionale.

Tutela e sviluppo della concorrenza: dall'1 gennaio 2003 al 31 dicembre 2010 nessuna impresa può direttamente o tramite imprese del gruppo, vendere ai clienti finali più del 50 per cento dei consumi nazionali (escluso l'autoconsumo nell'ambito dello stesso gruppo societario); dal 1 gennaio 2002 al 31 dicembre 2010 nessuna impresa può direttamente o tramite imprese del gruppo immettere nella rete nazionale più del 75 per cento del gas consumato su scala nazionale (escluso l'autoconsumo nell'ambito dello stesso gruppo societario); tale percentuale si riduce del 2 per cento all'anno, fino a pervenire nel 2009 al 61 per cento.

Clausola sociale: sono affidati al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, e al Ministro del lavoro i poteri necessari a governare gli effetti sociali della trasformazione del sistema gas.

Pubblica utilità: l'ottenimento della dichiarazione di pubblica utilità delle infrastrutture del sistema gas avviene in maniera uniforme per tutti i soggetti che intendono realizzarle. La dichiarazione compete al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (o, per i gasdotti di distribuzione, dalla competente autorità della regione interessata).

Reciprocità: le imprese aventi sede in Italia hanno il diritto di accedere ai sistemi del gas e di concludere contratti di fornitura con i clienti dichiarati idonei in altri paesi membri dell'Unione europea, ove tale tipologia di clienti sia stata dichiarata idonea in Italia. Viceversa, le imprese del gas aventi sede in altri Stati membri dell'Unione europea possono concludere contratti di vendita con clienti dichiarati idonei in Italia, solo nel caso in cui la stessa tipologia di cliente sia stata dichiarata idonea nel paese in cui esse hanno sede. È prevista un'attività di monitoraggio del processo di liberalizzazione europeo.

Lo stato della riforma dei servizi pubblici locali

L'attuale assetto normativo del settore dei servizi pubblici locali è costituito, in via generale, dagli artt. 22 e 23, legge 8 giugno 1990, n.142, e da alcune leggi specifiche relative ai diversi settori.

Nuove norme in materia di servizi pubblici locali sono contenute nel disegno di legge n. 4014 volto a sostituire il Capo VII della sopra citata legge n.142/90. Il disegno di legge di riforma apporta significative modifiche all'attuale assetto normativo e intende perseguire i seguenti obiettivi:

- il miglioramento dell'offerta dei servizi pubblici locali e l'affermazione delle condizioni che assicurino l'erogazione di servizi al loro minimo costo, garantendo allo stesso tempo l'universalità e la continuità della prestazione;
- il rafforzamento delle funzioni di indirizzo, programmazione, vigilanza e controllo di comuni e province; a questo scopo il disegno di legge separa dette funzioni da quelle di gestione del servizio;
- la creazione di un mercato concorrenziale;
- il consolidamento strutturale del sistema dei servizi pubblici locali, anche attraverso il coinvolgimento di capitali privati per la realizzazione degli investimenti infrastrutturali.

Il disegno di legge favorisce l'aggregazione degli enti locali per ambiti territoriali che garantiscano la migliore erogazione del servizio.

Gli aspetti più significativi del disegno di legge riguardano in particolare:

- una definizione ampia di servizio pubblico locale, la cui individuazione spetta ai Comuni e alle Province;
- la distinzione tra i servizi a rilevanza industriale (gas, acqua, trasporti pubblici locali, raccolta e smaltimento dei rifiuti) e i servizi pubblici non aventi tale rilevanza;
- il ricorso a meccanismi volti ad attivare meccanismi di concorrenza.

Un aspetto significativo riguarda la previsione dell'affidamento dei servizi a rilevanza industriale esclusivamente tramite gara pubblica. Alla procedura concorsuale possono partecipare solo società di capitali, anche a partecipazione pubblica, e società cooperative a responsabilità limitata (a condizione che non gestiscano servizi pubblici locali in virtù di affidamenti diretti), nonché i gruppi europei di interesse economico (purché non vi facciano parte imprese di costruzione).

Per ogni tipo di servizio è previsto un limite predefinito di durata massima di affidamento. Tale limite di durata è stabilito in modo da risultare non inferiore al periodo necessario alla realizzazione di un coerente piano di investimento e non superiore al periodo di completamento dell'ammortamento. Il disegno di legge stabilisce, inoltre, il divieto di rinnovo dell'affidamento senza procedura concorsuale.

Per i servizi a contenuto non industriale viene lasciata all'ente locale la possibilità di scegliere tra l'affidamento tramite gara e l'affidamento diretto a una società controllata, la gestione attraverso le istituzioni ed eccezionalmente in economia. Nel caso di servizi pubblici a rilevanza industriale gli enti locali hanno due opzioni di affidamento a gara per meglio adeguarsi alle specificità locali: affidamento congiunto o separato di rete e servizio. Nel caso dell'affidamento separato di rete e servizio, è data la possibilità agli enti locali associati di trasferire la proprietà della rete a una società da loro controllata che ne curi la progettazione. Questa società, che non può gestire il servizio all'utenza, ma alla quale può essere affidato il compito di bandire le gare per l'affidamento dello stesso, amministra i beni destinati al pubblico servizio, conferendo a terzi i lavori e i servizi necessari all'attività di gestione e sviluppo delle reti e degli impianti secondo procedure comunitarie.