

meno pronunciata di quella riscontrata in altri paesi, per effetto di vincoli regolamentari mirati a favorire i piccoli consumatori.

NUOVI ASSETTI DEL SERVIZIO GAS

I mutamenti nel contesto normativo

La recente evoluzione dell'assetto istituzionale ha esercitato un impatto ancora limitato sulla concorrenza nel settore del gas.

La legge n. 142/90, ha permesso agli enti locali di ricorrere a nuove forme organizzative nella gestione dei servizi pubblici locali, come le società per azioni o le aziende speciali, lasciando tuttavia aperte numerose questioni, come la precisa definizione delle norme di attribuzione, in presenza di un contesto istituzionale sempre più orientato alla promozione della concorrenza e dell'efficienza. La legge n. 9/91, ha introdotto il vettoriamento obbligatorio da parte della Snam di gas per conto terzi, ma solo in particolari condizioni. Di conseguenza, il fenomeno ha riguardato quantità modeste e ambiti territoriali circoscritti. La trasformazione societaria dell'Eni, il consolidamento della sua redditività e l'avvio della privatizzazione non si sono ancora accompagnati all'abolizione di tutte le prerogative accordate all'ente pubblico da cui è sorta la società per azioni. Il raggiungimento di una posizione di consenso in ambito europeo, da cui è sorta la proposta di Direttiva europea sull'apertura del mercato interno del gas, ha richiesto l'introduzione di margini di deroga ampi tali da far ritenere che la traduzione nei vari ordinamenti nazionali dei principi della liberalizzazione sarà graduale e richiederà tempi non brevi.

Nell'attività di approvvigionamento le prospettive appaiono fortemente condizionate dalla situazione odierna. Su di essa influiscono le strategie di Snam, orientate anche a consolidare l'attuale posizione monopolistica attraverso nuove iniziative, come la stipula di contratti a lungo termine con fornitori olandesi e russi e l'accordo raggiunto con *Gaz de France* per il potenziamento del nuovo gasdotto NorFra per il trasporto di gas dalla Norvegia attraverso la Francia.

Diversi aspetti dell'attuale assetto normativo limitano le possibilità di entrata di nuovi operatori. Nella fase della produzione, l'effettivo sviluppo della concorrenza è frenato dalla riattribuzione a Eni dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione a tutela dei diritti maturati nel precedente regime di esclusiva. Ostacoli derivano anche dalla normativa che riconosce solo all'Eni il regime di pubblica utilità nella posa dei gasdotti (legge 10 febbraio 1953, n. 136), dalla prerogativa accordata alla medesima società sulle conces-

sioni per lo stoccaggio legate all'attività di produzione (DL 25 novembre 1996, n. 625) e dai sussidi pubblici per la costruzione delle reti nelle regioni meridionali (legge 28 novembre 1990, n. 784).

In prospettiva, stimoli alla concorrenza dovranno provenire sia dal diritto all'accesso di terzi a reti di proprietà della Snam, in seguito al recepimento della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale, sia dalla crescita di concorrenti integrati e dotati di proprie infrastrutture di approvvigionamento. Alcuni elementi di novità in questo contesto si sono delineati già nel corso del 1997.

Le attese di uno sviluppo della domanda (trainata in particolare dal settore elettrico), e la posizione geografica favorevole per la relativa vicinanza di nuovi paesi produttori del bacino del Mediterraneo (Egitto, Libia) potrebbero sollecitare l'ingresso di nuovi soggetti, nazionali ed esteri, e favorire la concorrenza. Ne è testimonianza la recente creazione di una *joint venture* fra Edison Gas e Mobil per la costruzione di un terminale per il ricevimento di gas naturale liquefatto nel mare Adriatico con una capacità di rigassificazione pari a 5 Gmc/anno.

Problemi della distribuzione secondaria in ambito locale

Le forme organizzative in cui si articola la distribuzione locale riflettono il carattere di monopolio naturale delle reti di distribuzione, che si esprime nella relazione dell'amministrazione comunale con il servizio di distribuzione del gas.

Il regime vincolistico limita il grado di apertura dei servizi pubblici alla concorrenza e incide negativamente sullo stato di efficienza delle aziende. Iniziative legislative in corso mirano a modificare punti quali:

- la prerogativa di gestione dei servizi pubblici nel territorio comunale di origine;
- le distorsioni della concorrenza che possono derivare da vantaggi fiscali, patrimoniali e creditizi nei comuni di origine;
- la possibilità di sussidi incrociati per la copertura di inefficienza di gestione all'interno dell'azienda;
- l'esercizio da parte dell'azionista comunale di forme di controllo su enti operanti al di fuori dell'ambito del territorio comunale di propria competenza.

A otto anni di distanza dall'introduzione delle società per azioni con la legge n. 142/90 le modalità di affidamento del servizio non sono ancora chiaramente definite. Il comune può affidare il servizio in via diretta, senza esporsi a contestazioni, solo alla propria azienda speciale o all'azienda consortile a cui partecipa. Si è andata affermando l'assegnazione diretta anche a società per azioni a maggioranza pubblica di cui il comune è azionista.

Infine, un problema comune alle diverse tipologie di gestione del servizio del gas riconosciute dalla legge riguarda le imprese multiservizio, che costituiscono una realtà importante e articolata nel panorama italiano (Tavv. 3.9 e 3.10).

TAV. 3.9 NUMERO DI SERVIZI FORNITI DALLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE DEL SERVIZIO DEL GAS

Anno 1996*

SERVIZI FORNITI	NUMERO DI AZIENDE	INCIDENZA PERCENTUALE
SOLO GAS	419	52,5
ALTRI SERVIZI OLTRE AL GAS	379	47,5
UN SERVIZIO	69	8,6
DUE SERVIZI	65	8,2
TRE SERVIZI	85	10,7
QUATTRO SERVIZI	78	9,8
CINQUE SERVIZI	54	6,8
SEI SERVIZI E OLTRE	27	3,4
TOTALE	798	100,0

* Dati provvisori.

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

TAV. 3.10 FREQUENZA DI SERVIZI DIVERSI DAL GAS FORNITI DALLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE

Anno 1996*

TIPO DI SERVIZIO	NUMERO DI AZIENDE	FREQUENZA (%)
ACQUA	304	24,6
FOGNATURE	237	19,2
RIFIUTI	206	16,7
DEPURAZIONE	178	14,4
TRASPORTI	66	5,3
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	51	4,1
CALORE	44	3,6
ELETTRICITÀ	30	2,4
ALTRI	121	9,7
TOTALE	1.237	100,0

* Dati provvisori.

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

La gestione di linee di attività contigue in contesti locali spesso frammentati permette alle aziende economie di scopo e di scala, che opportunamente sfruttate potrebbero tornare a beneficio dei consumatori; allo stesso tempo, essa spesso rende possibili sussidi incrociati tra i vari servizi ed esercizi a discapito dell'efficienza e della concorrenza.

La proposta di Direttiva europea per il gas

Nel contesto della realizzazione di un mercato unico per l'energia, il 24 febbraio 1992 la Commissione europea ha trasmesso al Consiglio dei ministri dell'UE una proposta di direttiva concernente regole comuni per il mercato interno del gas. La proposta si fonda sull'articolo 100 A del Trattato di Roma: per la sua adozione è pertanto richiesta la procedura di "codecisione" del Consiglio e Parlamento europeo, prevista dall'articolo 189 del Trattato.

L'8 dicembre 1997 il Consiglio Energia ha raggiunto un accordo su una posizione comune sulla proposta di direttiva. Formalmente adottata dal Consiglio Ricerca del 12 febbraio 1998, la proposta è stata trasmessa il 16 febbraio per la seconda lettura al Parlamento europeo. Dopo la sua approvazione, gli Stati membri dovranno per procedere in due anni al suo recepimento nei rispettivi ordinamenti nazionali.

La proposta di direttiva riprende i principi contenuti nella direttiva elettrica: accesso alla rete, gradualità del processo di apertura, sussidiarietà e reciprocità tra i paesi membri, lasciando in alcuni casi agli Stati membri la facoltà di scegliere tra le diverse alternative indicate. Vengono stabilite norme comuni per trasmissione, distribuzione, fornitura e stoccaggio del gas naturale. La proposta di Direttiva definisce anche le modalità organizzative e il funzionamento del settore del gas naturale, l'accesso al mercato, le modalità di gestione delle reti nonché i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni per la trasmissione, la distribuzione e la fornitura di gas naturale.

I punti essenziali della proposta riguardano:

- *Norme e criteri* obiettivi e non discriminatori per l'organizzazione del settore: ampi poteri sono attribuiti agli Stati membri con riguardo alla possibilità di imporre oneri di servizio pubblico in relazione a obiettivi di sicurezza, regolarità, qualità e prezzo delle forniture.
- *Obbligo di separazione contabile* per le attività di trasporto, stoccaggio e distribuzione del gas naturale svolte dalle imprese sia verticalmente che orizzontalmente integrate, in modo da garantire la massima trasparenza anche attraverso il controllo sulla rendicontazione da parte dell'autorità nazionale competente.
- *Diritto di accesso al sistema gas*, al fine di favorire l'entrata di nuovi ope-

ratori nel mercato e la libertà di scelta del fornitore da parte dei consumatori; a discrezione del paese membro, tale accesso può avvenire con tre modalità distinte: in forma regolata, ossia in base a condizioni e a tariffe pubblicate; in forma negoziata, mediante libera contrattazione tra le parti con l'obbligo di pubblicazione delle principali condizioni commerciali per l'utilizzo del sistema; in forma regolata e negoziata allo stesso tempo.

- *Apertura graduale del mercato* del gas naturale, limitata a un numero crescente nel tempo di clienti idonei, ai quali si riconosce la capacità legale di acquistare gas naturale sul mercato concorrenziale: l'apertura del mercato in ogni paese membro dovrà essere almeno pari al 20 per cento del consumo totale, al 28 per cento dopo 5 anni e al 33 per cento dopo dieci anni. L'idoneità è estesa alle imprese e consorzi industriali con consumi maggiori a 25 Gmc/anno, a 15 Gmc/anno dopo 5 anni e 5 Gmc/anno dopo 10 anni; sono inclusi tra i clienti idonei tutti i produttori di energia elettrica e, entro limiti definiti dai singoli paesi membri, anche gli impianti di cogenerazione.
- *Deroghe all'applicazione della Direttiva* per i contratti *take or pay* in virtù della loro predominanza sul mercato europeo, purché non ostacolino l'apertura del mercato; le deroghe devono essere limitate nel tempo e nell'ambito di attuazione ed essere concesse in modo trasparente sotto la supervisione della Commissione.

TUTELA DELL'AMBIENTE

A parità di altre condizioni, il gas naturale provoca un impatto ambientale generalmente inferiore a quello degli altri combustibili fossili, e consente spesso il ricorso a tecnologie di trasformazione energetica più efficienti e relativamente meno costose.

Nella fase di estrazione il gas naturale si trova spesso associato al petrolio: è pertanto analoga la ricaduta ambientale delle due fonti. Rispetto alle altre fonti fossili, è molto più contenuto l'impatto nelle fasi di trasporto e trasformazione. Il gas naturale non richiede la raffinazione (come il petrolio) o il lavaggio (come il carbone), essendo sufficiente la disidratazione e l'estrazione di frazioni liquide. Il trasporto su lunghe distanze non è soggetto a perdite in mare come accade nei trasporti marittimi di greggio e di prodotti petroliferi. La trasmissione a livello locale effettuata via condotta, resa conveniente dalla natura gassosa del prodotto, evita gli inconvenienti del trasporto stradale per mezzo di autobotti o della dispersione di polvere di carbone.

Il gas naturale è prevalentemente composto da metano, a cui si aggiungono quantità minime di idrocarburi alifatici inferiori (etano e propano); pertanto,

esso è caratterizzato da un rapporto fra idrogeno e carbonio prossimo al valore massimo possibile di 4. A differenza dal petrolio e dal carbone, il gas naturale non contiene praticamente composti metallici e solo tracce di zolfo. La sua combustione avviene allo stato gassoso e quindi con elevato rendimento energetico e con emissioni trascurabili di composti solforati, ossidi di azoto, polveri, idrocarburi aromatici e composti metallici.

L'elevato rapporto di idrogeno che caratterizza il gas naturale consente di limitare l'emissione di anidride carbonica per valori inferiori del 25-30 per cento rispetto al petrolio e del 40-50 per cento rispetto al carbone, a parità di energia prodotta. Tuttavia, una volta rilasciata nell'atmosfera, la molecola di metano produce un effetto serra 21 volte più intenso di quello della molecola di anidride carbonica (CO₂) in termini di potere riscaldante globale valutato su un orizzonte di 100 anni. Ciò impone di limitare le perdite nell'atmosfera del gas naturale prima della combustione, soprattutto nelle fasi di produzione, trasporto e distribuzione.

Il Ministero dell'ambiente stima che il contributo del metano proveniente dal settore energetico alle emissioni di gas serra (escludendo quindi le quantità molto superiori liberate dai processi industriali, dall'agricoltura e dai rifiuti urbani) sia stato nel 1997 pari a circa 10 Mt equivalenti di CO₂, su un totale di circa 400 Mt emessi dal complesso del settore energetico in Italia. La maggior parte di queste emissioni (oltre 6 Mt equivalenti di CO₂) proviene dalle perdite nelle reti di distribuzione cittadine, mentre le attività di importazione e trasporto ad alta pressione vi contribuiscono per un ordine di grandezza inferiore a 1 Mt equivalente di CO₂.

Oltre a esercitare un impatto ambientale nettamente inferiore a quello degli altri combustibili fossili, il gas naturale ha un rendimento termodinamico con tecnologie convenzionali significativamente maggiore. La generazione elettrica con impianti termici tradizionali avviene, a parità di taglia dell'impianto e di altre condizioni operative, con rendimenti superiori di 8 punti percentuali rispetto al carbone importato e di 4 punti percentuali rispetto all'olio combustibile. La natura gassosa del combustibile consente anche il ricorso a tecnologie di trasformazione energetica più efficienti e con costi più contenuti. Ciò accade nella generazione mediante cicli combinati, che consente a costi competitivi rendimenti nettamente superiori a quelli dei cicli tradizionali. Gli elevati rendimenti raggiungibili, dell'ordine di 55-60 per cento, comportano nel confronto con gli altri combustibili fossili un vantaggio anche in termini di emissioni nell'ambiente per kWh prodotto. L'utilizzo di combustibili liquidi e solidi in cicli combinati richiede la preventiva gassificazione con perdite nella fase di conversione energetica e costi di investimento generalmente rilevanti (Tav. 3.11).

TAV. 3.11 **CONFRONTO TRA L'IMPATTO AMBIENTALE DI UNA CENTRALE
TERMOELETTRICA CONVENZIONALE AD OLIO COMBUSTIBILE E UNA
CENTRALE A CICLO COMBINATO A GAS NATURALE**

	OLIO COMBUSTIBILE	GAS NATURALE
TECNOLOGIA	TURBINA A VAPORE	CICLO COMBINATO
RENDIMENTO (%)	40,0	46,7
SISTEMA DI CONTROLLO DELLE EMISSIONI	BRUCIATORI A BASSO NO _x , ESP, FGD	BRUCIATORI A BASSO NO _x
OCCUPAZIONE SUOLO (ha/GW)	31,2	33,1
CONSUMI DI ACQUA (l/kWh)	156,2	0,2
PRODUZIONE DI CENERI (mg/kWh)	468,8	-
EMISSIONI IN ATMOSFERA:		
CO (mg/kWh)	79,7	216,1
NO _x (mg/kWh)	531,2	432,3
SO ₂ (mg/kWh)	1062,5	-
POLVERI SOSPENSE (mg/kWh)	132,8	-
CO ₂ (g/kWh)	773,9	445,7

Fonte: Elaborazioni su dati Fondazione Eni Enrico Mattei

Infine, la facile trasportabilità del gas naturale attraverso reti di distribuzione e la sua diffusione capillare ne favoriscono l'uso anche in impianti di dimensioni relativamente piccole, ma fortemente innovativi sul piano tecnologico e dotati di una soddisfacente compatibilità ambientale. Tali sono, ad esempio, i sistemi di cogenerazione di energia elettrica e calore con piccole centrali termiche con potenze anche inferiori a 1 MW e, nel futuro, mediante celle a combustibile. Il gas naturale si presta in modo particolare all'utilizzo in caldaie ad alto rendimento, peraltro ancora poco diffuse in Italia.

Una forma di innovazione tecnologica ancora poco diffusa nel settore del gas naturale, ma con effetti potenzialmente rilevanti per il dimensionamento e l'utilizzo degli stoccaggi operativi, riguarda la gestione della domanda (*demand side management*, o DSM) al fine di smussare il diagramma di carico dei prelievi.

Attualmente, le possibilità di ricorrere a questa soluzione sono circoscritte al settore industriale, dove le opportunità di modulazione giornaliera e stagionale possono essere riconosciute in un minor prezzo contrattuale pagato dall'utente. Nel settore civile, la maggiore difficoltà di adattare la curva di prelievo in presenza di un fattore dominante di natura esogena, l'andamento climatico, ha finora scoraggiato il ricorso alla gestione della domanda. Al riguardo, vanno rilevate le notevoli opportunità per una migliore gestione della doman-

da da parte delle aziende di distribuzione (ad esempio, attraverso l'utilizzo di stoccaggi giornalieri), oggi non sfruttate in assenza di una chiara convenienza economica.

QUALITÀ E SICUREZZA DEL SERVIZIO

Lo stato di attuazione della Carta dei servizi del gas

La qualità del servizio nel settore gas è disciplinata dalla cosiddetta *Carta dei servizi*. La normativa prevede che i soggetti esercenti adottino Carte relative ai propri rapporti di utenza.

Nel caso servizio del gas per uso civile distribuito a mezzo di rete urbana, i soggetti hanno adottato tali Carte in base alla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri 27 gennaio 1994 e al dPCm 18 settembre 1995. La pubblicazione dello schema di riferimento ha fissato un termine di 120 giorni entro cui i soggetti erogatori avrebbero dovuto adottare una Carta dei servizi pubblici, ispirandosi ai principi della Direttiva e dello schema generale di riferimento, e inviarla al Dipartimento della funzione pubblica. Nella Carta i soggetti erogatori devono indicare gli standard di qualità generali e specifici applicati agli indicatori elencati nello schema di riferimento. Inoltre, ogni soggetto esercente deve indicare almeno quattro standard specifici soggetti a rimborso in caso di mancato rispetto dello standard per cause non imputabili all'utente.

La Carta attribuisce notevole importanza agli aspetti relazionali del servizio, i più rilevanti per gli utenti a cui essa si rivolge. In particolare, la Carta riguarda la tempestività di intervento, a fronte di una richiesta dell'utente, per lavori di allacciamento, attivazione e altre prestazioni innescate dall'utente, come la risposta a reclami o richieste di informazione.

L'Autorità, in base all'art. 2, comma 12, lettera p, della legge istitutiva, ha assunto le competenze del *Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici*, limitatamente ai settori elettricità e gas, a decorrere dalla data in cui è avvenuto il trasferimento delle competenze da altre amministrazioni e organi dello stato. A tale *Comitato* i soggetti erogatori avrebbero dovuto inviare le relazioni annuali sul raggiungimento degli obiettivi di qualità indicati dagli standard che gli stessi soggetti avevano indicato nelle proprie Carte dei servizi. Avviando la propria attività, l'Autorità ha svolto una ricognizione preliminare dello stato di attuazione della Carta dei servizi nel settore del gas, con un'analisi della rispondenza degli esiti raggiunti rispetto agli standard di qualità predefiniti nelle Carte. I risultati di questa analisi, basata sulla rileva-

zione di dati dichiarati dagli esercenti, sono descritti nel dettaglio nel Capitolo 6.

Si rileva come l'attuazione della Carta, limitatamente all'utenza civile, sia ancora parziale: solo 350 aziende erogatrici, hanno inviato al Dipartimento della funzione pubblica le proprie Carte. Il numero dei bacini interessati è 398 (su un totale di circa 800), un numero maggiore delle aziende dal momento che un'azienda può erogare il servizio anche in più di un bacino⁶.

Le Carte elaborate dagli esercenti rispondono in generale alle specifiche fissate dagli schemi generali di riferimento. Il processo di attuazione presenta tuttavia aspetti critici:

- l'adozione delle Carte non è sempre seguita dalla verifica degli standard da parte dei soggetti esercenti: per il servizio del gas, alla data del 30 settembre 1997 sono pervenute solamente 142 relazioni sul raggiungimento degli obiettivi indicati dalle Carte come previsto dalla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri 27 gennaio 1994⁷;
- molti esercenti di piccola dimensione non hanno adottato la Carta;
- permane un'ampia dispersione degli standard, dovuta alle differenti caratteristiche delle zone servite, alla mancanza di riferimenti comuni nazionali e in parte anche a differenze nelle modalità di misurazione;
- gli utenti non conoscono a sufficienza le Carte e quindi non si avvalgono del diritto al rimborso che viene accordato solo su richiesta di coloro che hanno subito il disservizio.

Sicurezza degli impianti di distribuzione e di utilizzo del gas

La sicurezza degli impianti costituisce un aspetto di fondamentale importanza nel servizio del gas. La sicurezza degli impianti di distribuzione e utilizzo del gas è legata a molteplici fattori, quali la tipologia dei materiali e degli apparecchi utilizzati, le modalità di posa e di installazione, le modalità di esercizio e utilizzo. Dal punto di vista delle competenze, la responsabilità delle aziende di distribuzione copre tutto l'impianto di distribuzione fino al contatore incluso, mentre gli impianti e le tubazioni a valle del contatore sono sotto la responsabilità dell'utilizzatore.

L'attività di ispezione della rete svolge una funzione preventiva e non è regolamentata da norme tecniche, come invece avviene per la costruzione e la messa in opera degli impianti. Il dPCm 18 settembre 1995 include nello schema generale di riferimento della Carta dei servizi del gas la porzione della rete che gli esercenti dichiarano di ispezionare annualmente.

L'Autorità ha avviato, nel quadro dell'indagine sulla qualità del servizio del gas basata sui dati dichiarati nelle Carte di servizio, una prima rilevazione della

frequenza di ispezione delle reti sottostadali. La rilevazione dell'Autorità evidenzia, stando alle dichiarazioni degli esercenti, prassi molto diversificate: degli oltre 400 esercenti che hanno risposto al quesito, circa un terzo dichiara di ispezionare tutta la propria rete sottostadale di bassa pressione ogni 1-2 anni, un altro terzo ogni 3-5 anni e l'ultimo terzo ogni 5 anni o più, con punte anche superiori a 10 anni (Tav. 3.12).

La frequenza di ispezione, che pur non sembra dipendere dalla dimensione delle aziende esercenti, costituisce un aspetto critico dell'attuale sistema distributivo.

TAV. 3.12 ISPEZIONI SULLE RETI SOTTOSTRADALI A BASSA PRESSIONE

ARCO DI TEMPO PER COMPLETARE L'ISPEZIONE DI TUTTA LA RETE STRADALE DI BASSA PRESSIONE	ESERCENTI AVENTI PIÙ DI 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI TRA 10.000 E 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI MENO DI 10.000 UTENTI	TOTALI
FINO A 1 ANNO	1	10	43	54
TRA 1 E 2 ANNI	2	17	64	83
TRA 2 E 3 ANNI	2	13	24	39
TRA 3 E 5 ANNI	4	34	92	130
TRA 5 E 10 ANNI	4	19	30	53
OLTRE 10 ANNI	4	21	21	46
TOTALE RISPOSTE	17	114	274	405

Fonte: Dichiarazioni rese dai soggetti esercenti all'Autorità

Gli impianti e le tubazioni a valle del contatore, attualmente sotto la responsabilità dell'utilizzatore, sono rilevanti ai fini della sicurezza e dell'uso razionale dell'energia. La sicurezza degli impianti a valle del contatore è normata dalla legge 5 marzo 1990, n. 46 e dal suo regolamento applicativo (dPR 6 dicembre 1991, n. 447), mentre l'uso razionale dell'energia è regolato dalla legge n. 10/91 e dal relativo regolamento applicativo (dPR 26 agosto 1993, n. 412). Queste norme impongono ai proprietari degli immobili (ma anche agli inquilini e agli amministratori) obblighi di adeguamento degli impianti alle norme Uni, sia in fase di installazione che di gestione.

Il regolamento applicativo della legge n. 10/91 relativo alla sicurezza è in fase di revisione per quanto riguarda i requisiti tecnici che dovranno soddisfare gli impianti costruiti prima dell'entrata in vigore della legge n. 46/90. Per quanto riguarda invece l'uso razionale dell'energia e i relativi controlli, il dPR n. 412/93 è rimasto inapplicato ed è in fase di adeguamento.

L'esperienza suggerisce che l'utente medio trova notevoli difficoltà a orientarsi

nell'insieme di norme tecniche stabilite dai disposti di legge, difficoltà che probabilmente si aggraveranno con l'evoluzione della normativa. Anche nel nuovo ambito normativo non è infatti prevista una responsabilità diretta delle aziende distributrici. Tuttavia diverse aziende hanno avviato, o stanno avviando, iniziative che prevedono azioni di supporto all'utenza per agevolarla nei compiti che la legge prescrive.

Note

- 1 I prezzi per utenze industriali con consumi annui inferiori a 100.000 mc coincidono con la tariffa per "altri usi" (T3), o con sue articolazioni determinate nell'ambito di ciascun bacino tariffario; i prezzi per utenze industriali servite da aziende distributrici, con consumi annui tra 100.000 e 200.000 mc, sono determinati direttamente dalla metodologia tariffaria; sono uniformi a livello nazionale. I livelli sono determinati in modo da garantire una certa continuità con i prezzi praticati in base al contratto fra Snam e Confindustria per industrie servite direttamente da Snam o da altra società fornitrice.
- 2 Per le iniziative europee in materia di fiscalità energetica, si veda il Capitolo 2.
- 3 Voce "*Combustibili ed energia elettrica*" dell'indagine Istat "*I consumi delle famiglie*" comprensiva di: energia elettrica, gas, kerosene ed altri combustibili, spese per riscaldamento centrale. E' esclusa la voce benzina per veicoli. Alla voce spesa media mensile per il gas corrisponde la spesa sia per l'acquisto di bombole che il pagamento di gas distribuito in rete.
- 4 I consumi medi mensili delle famiglie 1995 sono stati ripartiti secondo 6 scaglioni di reddito disponibile: sino a 1.500.000 lire, fra 1.500.000 e 2.500.000 lire, fra 2.500.000 e 3.500.000 lire, fra 3.500.000 e 4.500.000 lire, fra 4.500.000 e 5.500.000 lire, oltre 5.500.000 lire.
- 5 Cfr. Capitolo 2.
- 6 Si veda Dipartimento della funzione pubblica, Progetto finalizzato n. 197, *La qualità sommersa: analisi del contenuto delle Carte dei servizi. Sintesi del progetto di ricerca*, Roma, marzo 1997.
- 7 Si veda Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici, *Rapporto sull'attività di valutazione delle relazioni annuali sui risultati conseguiti. Settore gas*, Roma, 30 settembre 1997.

4. L'ATTIVITÀ SVOLTA AI SENSI DELLA LEGGE N. 481/95: L'ENERGIA ELETTRICA

Gli interventi e i provvedimenti dell'Autorità riguardanti l'ordinamento delle tariffe del servizio elettrico e l'assetto del settore possono essere suddivisi in un primo insieme di interventi di natura strutturale, volti a introdurre i primi tasselli del futuro assetto del settore, e in un secondo insieme di misure a carattere contingente, finalizzate a sciogliere i nodi rimasti irrisolti nel precedente contesto di regolazione e a favorire la definizione di un nuovo ordinamento su basi coerenti e trasparenti.

L'azione dell'Autorità in questo campo ha anche riflesso scadenze imposte da disposizioni di legge precedenti riguardanti sia la formazione dei prezzi dell'elettricità, sia le caratteristiche dell'offerta e del mercato.

Gli interventi di natura strutturale in materia tariffaria comprendono il provvedimento di razionalizzazione e inglobamento in tariffa dei sovrapprezzi, a cui si collega il trattamento dell'energia ottenuta con rifiuti e la ridefinizione dei prezzi delle eccedenze elettriche; carattere generale hanno le proposte di riforma delle tariffe di fornitura e vettoriamento. I provvedimenti di natura contingente riguardano la verifica di alcune decisioni assunte in passato dal Cip, i rimborsi all'Enel e ai suoi fornitori a seguito della mancata realizzazione del programma di riconversione nucleare del sistema elettrico e il riassetto organizzativo della Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Con riferimento all'assetto del sistema, l'azione dell'Autorità si è espressa in atti di natura ricognitiva e consultiva. Gli interventi di maggiore rilievo sono consistiti nella definizione dei criteri di separazione contabile e amministrativa per le imprese elettriche organizzate in forma integrata, nell'avvio di istruttorie conoscitive nel parere sulle modalità autorizzative per gli scambi con l'estero di energia. Tra le attività di natura più contingente rientrano interventi sul trattamento dell'energia da fonti rinnovabili e assimilate.

VERSO LA RIFORMA DELL'ASSETTO TARIFFARIO

Razionalizzazione e inglobamento dei sovrapprezzi

La razionalizzazione e l'inglobamento in tariffa dei sovrapprezzi ha preso le mosse dall'art. 1, comma 2, del DL 13 settembre 1996, n. 473, convertito con modificazioni nella legge 14 novembre 1996, n. 577, *Disposizioni urgenti in materia di trasparenza delle tariffe elettriche*.

Tale decreto dispone che, a decorrere dal 30 giugno 1997, il sovrapprezzo per la copertura dell'onere termico e gli altri sovrapprezzi comunque denominati, purché non destinati alle entrate dello Stato, siano inglobati nella tariffa in misura coerente con le normali condizioni della concorrenza e del mercato. Il mandato conferito all'Autorità consiste pertanto nella semplificazione, e nella razionalizzazione della struttura tariffaria.

La struttura tariffaria vigente fino al 30 giugno 1997

La struttura del prezzo pagato dagli utenti finali, prima della delibera dell'Autorità del 26 giugno 1997, n. 70, era articolata in tre componenti: la tariffa in senso stretto, i sovrapprezzi e gli oneri fiscali.

La "tariffa" aveva, ed ha tuttora, una struttura "binomia", composta da una quota fissa (o corrispettivo di potenza), indipendente dall'energia consumata, e una quota variabile in proporzione dei consumi.

I "sovrapprezzi", aggiuntivi rispetto alla tariffa, erano stati introdotti nel tempo con finalità diverse (Tav. 4.1):

- il sovrapprezzo termico ordinario destinato ad alimentare il conto "onere termico" della Cassa congruaglio per il settore elettrico (Ccse) per il finanziamento dei contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica nazionale e all'importazione di energia elettrica;
- l'aliquota di recupero in favore dei produttori termoelettrici dell'imposta di fabbricazione gravante sugli oli combustibili impiegati nella generazione di energia elettrica;
- l'aliquota aggiuntiva provvisoria per il ripianamento del conto onere termico ordinario relativo agli anni 1994-96;
- la maggiorazione straordinaria¹ del sovrapprezzo termico ordinario per la reintegrazione, all'Enel e alle altre imprese appaltatrici, degli oneri derivanti dalla sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari;
- l'aliquota a copertura dei contributi riconosciuti all'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e assimilate².

Vi era inoltre un ulteriore sovrapprezzo volto a compensare lo Stato delle minori entrate tributarie conseguenti all'applicazione della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Questa componente è stata soppressa dalla delibera dell'Autorità del 23 dicembre 1997, n. 136, con decorrenza dall'1 gennaio 1998, essendo stata completata la reintegrazione di tali minori entrate, corrispondenti a un gettito di circa 400 miliardi di lire annui.

Gli "oneri fiscali" comprendono le imposte erariali a favore dello Stato, le

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

addizionali a favore di comuni e province, determinate in base ai consumi in quantità - e l'imposta sul valore aggiunto, che si applica all'importo totale della fattura, al lordo delle imposte specifiche.

TAV. 4.1 SOVRAPPREZZI AL 30 GIUGNO 1997

Lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	SOVRAPP. TERMICO ORDINARIO	ALiquota DI RECUPERO IMPOSTA DI FABBRICAZ. OLI COMBUSTIBILI	ALiquota AGGIUNTIVA DI SOVRAPPREZZO RIPIANAMENTO CONTO ONERE TERMICO	MAGGIORAZ. STRAORDINARIA	SOVRAPP. NUOVI IMPIANTI
BASSA TENSIONE					
1) FORNITURA PER USI DOMESTICI					
a) fino a 3kW a tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	14,0	6,6	4,5	9,7	3,2
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	81,6	6,6	5	10,3	3,2
2) FORNITURE PER USI AGRICOLI	53,4	6,6	4,8	10,2	3,2
3) ALTRI USI	57,7	6,6	5,4	10,8	3,2
MEDIA TENSIONE					
4) TUTTI GLI USI	43,7	-	4,3	8,9	2,7
ALTA TENSIONE					
5) TUTTI GLI USI, ESCLUSO QUANTO PREVISTO PER LE CLASSI DI UTENZA 6), 7) E 8)	41,7	-	4,1	7,1	2,3
6) ALLUMINIO PRIMARIO	7,3	-	0,5	2,2	2,3
7) FERROVIE DELLO STATO-ECCEDENZE*	4,2	-	0,6	1,1	2,3
8) FERROVIE DELLO STATO, SOCIETÀ TERNI E SUOI AVENTI CAUSA**	-	-	-	-	2,3

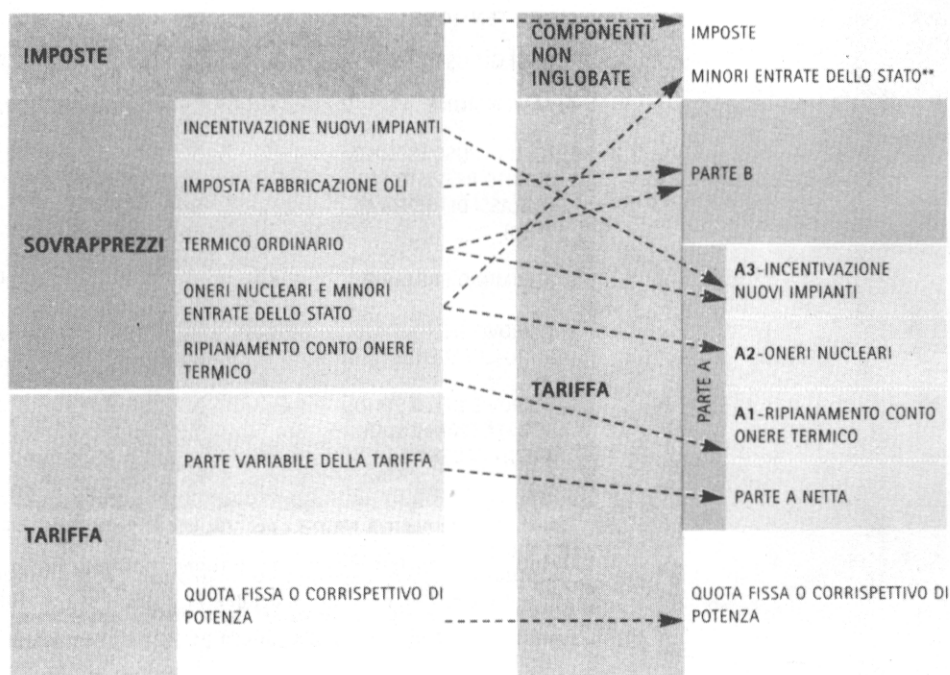
* Quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del DPR 22 maggio 1963, n. 730

** Quantitativi di energia elettrica nei limiti previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del DPR 22 maggio 1963, n. 730, e dall'art. 6 del DPR 21 agosto 1963, n. 1165

L'Autorità ha avviato il procedimento per la formulazione del provvedimento di inglobamento con propria delibera 30 maggio 1997, n. 58. Dopo la diffusione di un documento nel quale venivano illustrati i lineamenti generali del provvedimento, l'Autorità ha convocato un ciclo di audizioni speciali a cui hanno partecipato l'Enel, le imprese elettriche e tutte le principali formazioni associative rappresentative delle parti interessate. Il provvedimento è stato formalizzato con delibera 26 giugno 1997, n. 70.

La delibera n. 70/97 ha inglobato nella tariffa tutti i sovrapprezzi¹. All'inglobamento dei sovrapprezzi si è proceduto modificando la struttura tariffaria in modo da enucleare le componenti legate all'andamento dei prezzi dei combustibili fossili. I sovrapprezzi e la preesistente componente variabile della tariffa sono quindi stati accorpati in due parti, denominate "parte A" e "parte B" della nuova tariffa. La parte A comprende la parte variabile della preesistente tariffa nonché i sovrapprezzi inglobati relativi alla copertura di costi pregressi e all'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate, ivi inclusa la componente del sovrapprezzo termico ordinario (mediamente pari a 9 lire/kWh) destinata a tale scopo. Nella parte B, legata al prezzo dei combustibili fossili, sono confluiti l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili e il sovrapprezzo termico ordinario, al netto della componente citata (Fig. 4.1 e Tav. 4.2).

FIG. 4.1 CAMBIAMENTI DELLA STRUTTURA TARIFFARIA ALLA LUCE DELLA DELIBERA 70/97 DELL'AUTORITÀ



(**) Componente soppressa con decorrenza 1/1/1998