

cludersi entro il 19 febbraio 1999.

La tavola di sintesi riportata qui di seguito (Tav.2.21) definisce lo stato del processo di riforma dell'assetto del settore elettrico negli altri paesi UE all'ini-

TAV 2.21 PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)

	AUSTRIA	DANIMARCA	FINLANDIA
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Gennaio 1997: Piano governativo di riforma del (Piano Farnleitner) non ancora approvato dal Parlamento	Maggio 1996: entrata in vigore della legge di riforma del settore elettrico	Giugno 1995, entrata in vigore della legge di riforma del settore elettrico
GENERAZIONE	Assetto attuale: 9 società di produzione a capitale misto + VEG, società a capitale interamente pubblico. Proposta di legge Autorizzazioni per produttori indipendenti	La nuova legge non ha modificato l'assetto: 8 maggiori società di produzione di proprietà delle aziende di distribuzione (proprietà municipale). Regime di autorizzazioni per impianti > 25 MW	Assetto attuale: IVO maggiore società di generazione a capitale pubblico + società a capitale privato o municipale. Regime di autorizzazioni per impianti > 25 MW
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Assetto attuale: trasmissione gestita dalla VG, società a capitale pubblico. Proposta di legge: VG gestore unico della trasmissione in alta tensione e del dispacciamento. Unbundling: societario	Eltra ed Elsam (consorzi di imprese) gestiscono la trasmissione e il dispacciamento, rispettivamente, nella parte ovest ed est del paese (2 diverse interconnessioni) Unbundling: gestionale	Fingrid gestore unico a livello nazionale della trasmissione e del dispacciamento. Ha assunto nel gennaio 1998 il controllo di EL-EX (la borsa elettrica) Unbundling: societario
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Non prevista una Borsa dell'energia. I generatori danesi dell'area orientale (Elsam) partecipano al NordPool	EL-EX esiste dal 1996 ed opera pur in presenza di contratti bilaterali di lungo periodo. È allo studio la fusione tra EL-EX e il NordPool norvegese-svedese
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso negoziato	Accesso regolamentato	Accesso regolamentato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	Assetto attuale: monopoli regionali nei 9 Laender. Proposta di legge: attribuzione dello status di acquirente unico alle 9 utilities che hanno incorporato le attività di trasmissione conferendole alla VG	103 distributori (società municipali e cooperative di consumatori) con monopolio locale	Completa liberalizzazione della vendita di elettricità. È richiesta una licenza per gestire le reti di distribuzione in regime di monopolio
CLIENTI IDONEI	Rispetto delle scadenze comunitarie (40 GWh) proposte per un'accelerazione dei tempi da parte dell'industria; adozione "clausola di reciprocità"	I clienti sopra i 100 GWh già oggi operano sul mercato libero. Il limite di 100 GWh sarà discusso	Completa apertura a tutti gli utenti
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Non è prevista la privatizzazione della VG, ma nessun limite è posto a investitori privati nelle utilities regionali	Permane l'attuale struttura proprietaria prevalentemente municipale	È prevista la privatizzazione del 40% della società di generazione IVO
ORGANI DI REGOLAZIONE	Ministero per gli Affari Economici e Finanziari: Divisione Energia. Dibattito in corso sul progetto di istituzione di un'Autorità indipendente	Ministero dell'Energia; Agenzia per l'energia + altri Ministeri economici e autorità locali	Autorità di regolazione: "Electricity Market Authority"

CONTINUA
↓

TAV. 2.21 **PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)**

	FRANCIA	GERMANIA	INGHILTERRA-GALLES
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Primo progetto di riforma sul settore presentato a fine Aprile dal Ministro dell'industria	Proposta di legge alla firma del Presidente della Repubblica federale, solo parzialmente conforme al piano del Ministro dell'economia dopo i numerosi emendamenti del Parlamento	L'Energy Act del 1989 ha liberalizzato il settore elettrico, anticipando la direttiva comunitaria
GENERAZIONE	Aste competitive per il mercato vincolato e autorizzazioni per i produttori indipendenti	Assetto attuale: 9 utility verticalmente integrate Proposta: liberalizzazione e adozione della procedura autorizzativa per la costruzione di nuova capacità	Accesso libero per produrre e necessario ottenere un'autorizzazione rilasciata dall'Autorità (Offer)
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Creazione di una controllata di EdF (Electricité de France)-il monopolista pubblico-per la gestione della rete di trasmissione e del dispacciamento <i>Unbundling</i> gestionale	Assetto attuale: non esiste un gestore unico della rete a livello nazionale bensì 9 diversi proprietari e gestori (le 9 grandi utility) coordinati attraverso un consorzio. Proposta: mantenimento dell'attuale coordinamento tra i proprietari/gestori delle reti <i>Unbundling</i> gestionale	National Grid gestore unico della trasmissione e del dispacciamento in base ad una licenza rilasciata dall'Autorità di settore <i>Unbundling</i> societario
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Non previsto	Il mercato all'ingrosso (<i>Pool Market</i>) è obbligatorio per tutti i generatori Dispacciamento secondo criterio del <i>merit order</i>
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso negoziato	Accesso negoziato. Le imprese municipali possono ottenere lo status di acquirente unico fino al 2005 sulla base di un'autorizzazione	Accesso regolamentato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	I distributori non nazionalizzati potranno accedere alla rete per la quantità di energia necessaria ai loro clienti idonei	Proposta: eliminazione dei monopoli regionali della distribuzione, ponendo un limite massimo alla durata delle concessioni. Le imprese municipali hanno chiesto una eliminazione graduale	12 monopoli regionali nella distribuzione fino al 1998 per i clienti sotto i 100 kW di potenza installata
CLIENTI IDONEI	Rispetto del calendario minimo della direttiva. I rivenditori non sono considerati clienti idonei	Completa apertura del mercato a partire dal 1998; adozione "clausola di reciprocità"	Dal settembre 1998 apertura totale a tutti i clienti
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Non è prevista la privatizzazione del monopolista pubblico EdF	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/privati	Società tutte private, tranne gli impianti nucleari di vecchia generazione ancora statali
ORGANI DI REGOLAZIONE	Ministero dell'Industria e del Territorio. Non è prevista la creazione di un'Autorità	Ministero degli Affari Economici e Industria (livello federale e regionale) e Antitrust (federale e regionale)	Autorità di regolazione: Offer (Office of Electricity Regulation)

CONTINUA
↓

TAV 2.21 **PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)**

	IRLANDA (**)	OLANDA	PORTOGALLO
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Maggio 1997: proposta di riforma del settore del Ministero dell'Industria non ancora approvata dal Parlamento	Un piano governativo di riassetto del 1997 recepisce la direttiva	Luglio 1996 nuova legge di riforma del settore ha anticipato la direttiva comunitaria
GENERAZIONE	Gare per la costruzione di nuova capacità ed autorizzazioni per i produttori indipendenti	Accesso libero. Creazione di un solo generatore dalla fusione dei 4 maggiori esistenti	Creazione di due sistemi paralleli: sistema "pubblico" dove è necessaria un'autorizzazione e sistema "indipendente" dove è necessaria una licenza per costruire nuovi impianti
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Electricity Supply Board rimane proprietaria della rete di trasmissione che sarà gestita da un'operatore indipendente responsabile del dispacciamento <i>Unbundling</i> : societario	Gestore unico della rete di trasmissione e del dispacciamento con il ruolo di acquirente unico. <i>Unbundling</i> : societario	"Rede Electrica Nacional" gestore unico della trasmissione e del dispacciamento (passante per produttori indipendenti e di merito per il mercato vincolato) <i>Unbundling</i> : societario
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Inizialmente contatti bilaterali di lungo periodo ma è prevista la creazione di una borsa elettrica (spot e future) sul modello di NordPool	Non previsto (nel lungo periodo potrà nascere un mercato spot per gli sbilanciamenti/scambi tra i due sistemi)
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolamentato tramite acquirente unico	Accesso regolamentato	Il gestore della rete svolge il ruolo di acquirente unico nel sistema "pubblico" mentre nel sistema "indipendente" l'accesso alla rete è negoziato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	Istituzione di un acquirente unico con obblighi di servizio pubblico per i consumatori vincolati	Società regionali di distribuzione monopoliste con diritti esclusivi di fornitura ai clienti vincolati	4 società monopoliste regionali nella distribuzione controllate dalla holding Edp
CLIENTI IDONEI	Allo stato attuale ancora nessuna indicazione	Soglie di apertura più accelerate rispetto alla direttiva. Dal 2008 completa apertura e adozione "clausola di reciprocità"	Utenti > di 100GWh e distributori obbligati inizialmente ad acquistare l'8% del proprio fabbisogno sul mercato libero
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Non è prevista la privatizzazione dell'Electricity Supply Board	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/privati	Nel giugno 1997 è stata collocata con successo sul mercato una prima tranche (30%) di Edp holding
ORGANI DI REGOLAZIONE	È prevista l'istituzione di un'Autorità di regolazione	Ministero per gli Affari Economici e Finanziari. Divisione Energia. Possibile Istituzione di un'Autorità	Autorità di regolazione Erse (Entidade Reguladora Sector Electrico) all'interno del Ministero dell'Industria

CONTINUA

TAV. 221 **PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)**

	SPAGNA	SVEZIA
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Legge di recepimento 27 novembre 1997, n.54 (Ley del Sector Eléctrico)	1° gennaio 1996, nuova legge di riforma del settore ha anticipato la direttiva comunitaria
GENERAZIONE	Accesso libero e adozione della procedura autorizzativa per la costruzione di nuova capacità	Accesso libero e adozione della procedura autorizzativa per la costruzione di nuova capacità
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Red Eléctrica (Redesa) gestore unico a livello nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento (Operatore del sistema) <i>Unbundling</i> : societario	Svenska Kraftnat, società pubblica, gestisce della rete di trasmissione a livello nazionale <i>Unbundling</i> : societario
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Previsto e gestito dall'Operatore del mercato separato societariamente dall'Operatore del sistema: offerte/domande di energia con <i>merit order</i>	Ha aderito al NordPool norvegese, borsa a cui partecipano produttori e acquirenti. Oggi è un mercato residuale, in quanto vigono ancora contratti bilaterali
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolamentato per la rete di trasmissione e per le reti di distribuzione	Accesso regolamentato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	Autorizzazione amministrativa per distribuire in una data "zona elettrica" e separazione tra distribuzione e vendita	Completa apertura a tutti i consumatori
CLIENTI IDONEI	Soglie di apertura più accelerate rispetto alla direttiva. Dal 2007 completa apertura a tutti gli utenti	Completa apertura del mercato già dal 1996
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Da ottobre 1997 avviata privatizzazione del gruppo Endesa: per giugno '98 è prevista la collocazione sul mercato della residua quota pubblica del 41,1% del capitale	Non è prevista la privatizzazione. Intrecci azionari pubblici/municipali/privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione CNSE (Commission Nacional del Sistema Eléctrico) controllata dal Ministero dell'Industria e dell'Economia	Autorità di regolazione Nutek, creata nel 1995, al cui interno è competente per la regolazione la Network Authority

(*) Non sono inclusi Belgio e Grecia - poiché in base alla Direttiva hanno a disposizione un periodo supplementare per il recepimento e per i quali, pertanto, non si hanno ancora informazioni definitive - e il Lussemburgo (per le modeste dimensioni del mercato)

(**) L'Irlanda ha a disposizione un tempo supplementare di 1 anno per il recepimento della Direttiva

zio del 1998 rispetto alle indicazioni contenute nella Direttiva europea. Il recepimento della Direttiva si intreccia con le riforme del settore avviate o già in atto in diversi paesi. Nel Regno Unito, nei paesi scandinavi e in Spagna la legislazione nazionale ha anticipato, e talvolta superato, la Direttiva; in altri, come in Italia, essa imporrà a breve termine interventi più radicali.

Il recepimento in Italia

In Italia il processo di recepimento della Direttiva europea è in corso. Tale pro-

cesso è stato avviato nel settembre 1996 con l'istituzione di una commissione consultiva ministeriale (Commissione Carpi, dal nome del sottosegretario che l'ha presieduta) che ha approvato un documento conclusivo il 29 gennaio 1997. Quest'ultimo è stato discusso in sede parlamentare nell'ambito della Commissione X della Camera dei deputati (Attività produttive, commercio e turismo) portando all'adozione della risoluzione dell'11 giugno 1997.

La seconda tappa del processo di recepimento è stata l'approvazione da parte del Parlamento in data 21 aprile 1998 dell'art. 36 della legge n. 128 *"Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alla Comunità europea"*, detta *"legge Comunitaria 1995-97"*, relativo alle *"Norme per il mercato dell'energia elettrica"*. Quest'ultimo delega il Governo a dare attuazione alla Direttiva attraverso l'emanazione, entro un anno dalla sua data di entrata in vigore, di uno o più decreti legislativi nel rispetto di alcuni criteri e principi che riguardano il riassetto del mercato elettrico nazionale.

In sintesi le indicazioni del Parlamento in materia di riassetto del mercato elettrico contenute nell'art. 36 della *"legge Comunitaria 1995-97"* prevedono:

- La liberalizzazione del mercato nel quadro di regole che garantiscano il servizio pubblico e universale, la qualità, la sicurezza, l'applicazione della tariffa unica sul territorio nazionale ai clienti vincolati;
- l'istituzione di un acquirente unico con compiti di garantire la disponibilità della capacità produttiva necessaria, la gestione dei contratti, la fornitura ai clienti vincolati con tariffa unica;
- l'attribuzione delle funzioni di gestore della rete di trasmissione e di dispacciamento a un unico soggetto, in modo da garantire sia la funzione pubblicistica, sia la neutralità di entrambi i servizi;
- l'attribuzione al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il Ministro del commercio con l'estero e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, della responsabilità in materia di sicurezza ed economicità del sistema di generazione;
- la razionalizzazione in base a criteri di trasparenza e attraverso normali regole di mercato del sistema di distribuzione, valorizzando le imprese degli enti locali;
- l'incentivazione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico, anche con l'obiettivo di ridurre le emissioni di anidride carbonica;
- le condizioni di reciprocità nei confronti degli stati membri in termini di grado di apertura del mercato, anche al fine di tutelare la competitività delle imprese elettriche e dell'indotto sul mercato europeo.

La dimensione del mercato libero, ovvero l'individuazione delle soglie minime per i clienti idonei è uno dei nodi critici da sciogliere in sede di recepimento

della Direttiva europea. Le stime disponibili per l'Italia riguardo all'ampiezza della quota di mercato liberalizzata differiscono infatti a seconda dell'inclusione o dell'esclusione degli autoconsumi degli autoproduttori e delle imprese elettriche degli enti locali (pari quasi a 25 TWh nel 1996). Nel primo caso, la quota dovrebbe corrispondere a circa 62 TWh (pari a circa il 25 per cento del mercato complessivo nel 1996) mentre, nel secondo caso, essa scenderebbe leggermente (57 TWh). Le soglie di idoneità risulterebbero, rispettivamente, pari a circa 33 e a circa 10 GWh/annui di consumi. Esse si ridurrebbero ulteriormente quando, nel caso di un soggetto con più punti di prelievo, si considerasse il consumo totale e non quello del singolo punto.

Per facilitare il processo di recepimento, verificarne sul nascere la conformità con il disposto della Direttiva e per favorire lo scambio di informazioni, la Commissione Europea ha costituito un apposito *Gruppo di monitoraggio* nel quale l'Italia è rappresentata dal ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, e a cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas partecipa in qualità di osservatore.

TUTELA DELL'AMBIENTE E INNOVAZIONE TECNOLOGICA

Il contenimento delle emissioni

I profili di carattere ambientale sono di grande rilievo nel settore elettrico. Alla combustione termoelettrica, infatti, si associa il rilascio di agenti inquinanti di origine fossile. Le sostanze di maggiore impatto sull'atmosfera sono gli ossidi di zolfo (SO_x , per oltre 400.000 ton. su quasi 1,5 milioni emesse in Italia nel 1992, secondo i dati della *Relazione sullo stato dell'ambiente*, presentata dal Ministero competente nel 1997) e di azoto (NO_x , circa 400.000 ton. su 2,1 milioni), responsabili delle piogge acide, e il particolato presente nei fumi della combustione.

A queste si aggiungono i gas responsabili delle alterazioni climatiche, il cosiddetto "effetto serra": anidride carbonica (CO_2 , per 1 milione di tonnellate riferibili al settore elettrico) e, in misura minore, ossidi misti di azoto, metano e altri composti organici volatili (Tav. 2.22): Si stima che nel 1995 ogni kWh prodotto in Italia avrebbe comportato l'emissione di 0,52 kg di anidride carbonica, in media equivalenti a 0,60 kg di CO_2 per kWh consumato dall'utente finale.

Le emissioni per kWh di CO_2 del settore elettrico sono diminuite nel tempo in conseguenza dell'adozione di soluzioni rese possibili dall'evoluzione tecnologica o imposte da interventi legislativi. Si sono diffuse tecnologie di produzio-

TAV 2.22 EMISSIONI DI CO₂ IN ITALIA E NEI MAGGIORI PAESI DELLA UE

Anno 1994

	PRODUZIONE E CONSUMO DI FONTI DI ENERGIA		SETTORE ELETTRICO	
	milioni di ton.	ton. per abitante	milioni di ton.	(*) %
ITALIA	432	7,5	118	27,3
UE 15	3.496	9,4	959	27,4
AUSTRIA	73	9,0	12	16,4
BELGIO	152	12,5	24	15,8
DANIMARCA	71	13,5	36	50,7
FINLANDIA	83	16,2	26	31,3
FRANCIA	405	6,9	31	7,7
GERMANIA	972	11,8	337	34,7
GRAN BRETAGNA	618	10,7	184	29,8
GRECIA	79	7,6	36	45,6
IRLANDA	36	9,9	12	33,3
OLANDA	194	12,5	47	24,2
PORTOGALLO	57	5,7	16	28,1
SPAGNA	255	6,5	68	26,7
SVEZIA	85	9,6	9	10,6

(*) Incidenza delle emissioni del settore elettrico sul totale delle emissioni associate alla produzione e al consumo di energia

Fonte: Elaborazione su dati IEA

ne prive di emissioni di CO₂ (come quelle basate sull'impiego di fonti rinnovabili), combustibili a minor contenuto di carbonio (il gas naturale, a parità di resa termica, produce CO₂ in misura di circa il 40 per cento inferiore rispetto al carbone e di circa il 20 rispetto all'olio combustibile) e processi a rendimenti elevati (come i cicli combinati).

In Italia, i principali interventi normativi hanno riguardato la tassazione dei combustibili, le norme sulle emissioni e sull'autorizzazione per la scelta dei siti degli impianti di generazione, gli incentivi all'aumento dell'efficienza termica, l'uso del rimborso per l'onere termico e, infine, le agevolazioni alle fonti rinnovabili.

I risultati in materia di contenimento delle emissioni nel settore elettrico conseguiti negli anni recenti appaiono migliori di quelli richiesti da norme di legge. In particolare, per quanto riguarda la quantità di SO₂ rilasciata dagli impianti di proprietà dell'Enel, nel 1990 vi sarebbe stata una riduzione di oltre il 40 per cento rispetto al 1980, a fronte di un obiettivo del 30 per cento. Esiti

ancora più positivi si avrebbero nell'anno in corso, con un abbattimento rispetto al 1980 del 70 per cento a fronte del 40 circa richiesto dalle normative. Anche per quanto riguarda i volumi di NO_x, Enel dichiara di aver conseguito risultati superiori ai requisiti di legge: rispetto al 1980, le emissioni si sarebbero ridotte del 18 per cento circa nel 1990, contro un'indicazione normativa del 2 per cento. L'obiettivo per l'anno in corso prevede un abbattimento del 40 per cento, a fronte della riduzione del 30 per cento richiesta dalla legge. Questi risultati sono stati principalmente ottenuti con un mutamento della composizione qualitativa dei combustibili e con un miglioramento dei processi di combustione. In particolare, la recente riduzione delle emissioni di SO₂ è stata favorita dall'impiego di combustibili a basso tenore di zolfo, come l'olio combustibile STZ.

Di contro, appare ancora insufficiente l'adozione di tecnologie tese al miglioramento delle condizioni di combustione e all'abbattimento dei fumi nocivi: secondo le informazioni contenute nel *Rapporto ambientale dell'Enel* relativo al 1996, solo il 10 per cento della potenza installata sarebbe già stato pienamente adeguato alle normative in vigore. Inoltre, i quattro primi desolficatori sono stati posti sulle centrali dell'Enel solamente nel 1996, anno di installazione anche dei primi sei denitrificatori catalitici.

Il contenimento delle emissioni di CO₂ comporta l'impiego di fonti energetiche a basso contenuto di carbonio, il miglioramento dei rendimenti energetici nella produzione e l'impiego di dispositivi e di apparati a maggiore efficienza nel consumo finale. Per quanto riguarda i primi aspetti, l'Enel ha dichiarato di aver programmato una riduzione delle emissioni unitarie dai 752 gr/kWh del 1990 ai 690 gr/kWh del 2000. Il conseguimento di questo risultato sarebbe pienamente in linea con l'impegno programmatico assunto dall'Unione Europea nella recente conferenza di Kyoto, che prevede la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dell'8 per cento nel quinquennio 2008-2012 rispetto al valore del 1990.

L'esposizione ai campi elettrici e magnetici

Un ulteriore effetto ambientale legato al settore elettrico è costituito dai campi elettromagnetici che si formano in corrispondenza delle linee elettriche di trasporto ad alta tensione. Elettrodotti, elettrodomestici e ogni apparato elettrico, così come gli impianti di telecomunicazione, generano infatti campi elettrici e magnetici. La frequenza radiante dei primi è di 50 Hz - la cosiddetta frequenza industriale - mentre è molto superiore, dell'ordine di alcuni MHz, per le infrastrutture trasmissive.

Nei paesi industrializzati è in atto un acceso dibattito sulla natura e l'entità

degli effetti nocivi dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici, in particolare a quelli a frequenza industriale. Vi è tuttavia consenso sulla rilevanza del tempo di esposizione e dell'intensità del campo, fattore questo associato ai valori di frequenza, tensione e distanza dal luogo di emissione. Le ripercussioni sull'uomo vengono di norma distinte fra effetti di breve termine, o acuti, ed effetti di lungo termine, o cronici. Questi ultimi appaiono i più controversi sul piano scientifico.

La Commissione UE sta solo mettendo a punto una raccomandazione basata sugli standard definiti dall'*International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection* (ICNIRP). L'Italia è uno dei pochi paesi in cui sono presenti norme sui campi con frequenza industriale, orientate a tutelare la salute dei lavoratori e della popolazione. Tra gli altri paesi europei, unicamente in Germania dal 1996 è in vigore una legge sugli effetti acuti derivanti dalle alte frequenze, tipiche delle telecomunicazioni, con limiti sulle basse frequenze elettriche analoghi a quelli stabiliti in Italia.

L'effettiva attuazione delle linee guida definite in ambito europeo è peraltro condizionata dalle difficoltà di definire i limiti per l'ambiente naturale e gli insediamenti abitativi in base a *standard* misurabili, sui cui registrare consenso. La normativa italiana fa perno sul dPCm 23 aprile 1992, che prende a riferimento gli indirizzi internazionali. Vincoli ulteriori alla localizzazione di nuovi impianti in prossimità di luoghi abitati e azioni di risanamento per quelli già esistenti sono stabiliti con il dPCm 28 settembre 1995. Quest'ultimo stabilisce in particolare:

- limiti di intensità per il campo elettrico e magnetico, in funzione del numero di ore/giorno di esposizione;
- limiti di distanza minima per le linee elettriche esterne a 132, 220 e 380 kV dalle abitazioni o da altri insediamenti che comportino "*tempi di permanenza prolungati*".

Questo secondo limite risulta particolarmente restrittivo, in quanto postula condizioni di carico estreme, rendendo in tal modo i limiti di distanza assai più prudenziali rispetto a quelli relativi all'intensità. Peraltro, la loro verifica è più agevole, e quindi il limite presenta maggiore trasparenza per le popolazioni. Il Governo ha recentemente definito uno schema di disegno di legge che si propone di innovare la normativa, introducendo limiti ancora più severi.

Gli strumenti normativi

La scelta tra fiscalità e tariffazione è questione dibattuta sul piano teorico. In

linea di principio, lo strumento tributario si rende preferibile quando sia la società nel suo insieme ad attribuire rilievo all'esternalità che si intende correggere, e non i soli agenti del settore in cui essa si genera; un aspetto rilevante è costituito dall'entità relativa della distorsione che entrambi gli interventi inevitabilmente comportano. È necessario il coordinamento fra i due strumenti, soprattutto se l'obiettivo che si persegue ha una valenza generale, come ha la tutela dell'ambiente. Nel contesto europeo, in particolare, ragioni di competitività, trasparenza e neutralità dovrebbero suggerire di estendere al livello transnazionale l'azione di coordinamento.

Gli strumenti tariffari e tributari sono due delle leve di cui dispone il regolatore per limitare l'impatto ambientale delle attività economiche. Altre misure che agiscono sul sistema dei prezzi sono rappresentate dai sussidi e dalle agevolazioni sulla fiscalità indiretta. Strumenti radicalmente diversi sono i meccanismi di tipo *command and control* (come standard di emissione, licenze e certificazioni obbligatorie, scelte dei combustibili, obbligo di adozione di apparati antinquinanti), gli strumenti di *moral suasion* (responsabilizzazione degli utenti, disseminazione dell'informazione, promozione di accordi volontari) e gli interventi volti alla creazione di mercati (attraverso permessi negoziabili o assicurazione di responsabilità civile da parte dei soggetti titolari di attività a rischio di inquinamento).

Un esempio di intervento tributario innovativo sulla produzione di elettricità si è avuto con l'introduzione, nel contesto della manovra di bilancio per l'anno in corso, di una tassa specifica commisurata al volume di emissioni gassose degli impianti industriali e termoelettrici di maggiore dimensione. La tassa colpisce le emissioni di anidride solforosa nella misura di 103.000 lire per tonnellata/anno e quelle di ossidi di azoto con 203.000 lire per tonnellata/anno. Questa misura rappresenta un importante sviluppo per la correzione delle esternalità ambientali, sebbene limitare la tassazione alle emissioni dei grandi impianti può introdurre distorsioni. Un esempio di intervento tariffario è dato dalla delibera n. 70/97, con cui l'Autorità ha consolidato in tariffa un insieme di sovrapprezzi (cfr. Cap. 5), per una trattazione di dettaglio).

La valutazione delle emissioni: il progetto ExternE

L'esistenza di ripercussioni ambientali nel ciclo elettrico configura un tipico caso di esternalità, in cui l'intervento pubblico è chiamato in causa per colmare la divergenza fra valutazione privata e valutazione sociale dei costi e dei benefici.

La definizione di schemi d'incentivo per contenere l'impatto ambientale richiede in primo luogo la disponibilità di valutazioni attendibili dei costi di

tale impatto. Queste valutazioni, nonostante recenti progressi, non hanno ancora raggiunto uno stadio di piena maturità e pertanto devono considerarsi sperimentali. Il più ambizioso tentativo di valutare gli effetti esterni dei cicli elettrici è stato svolto dalla Commissione Europea, in collaborazione con il Dipartimento dell'Energia del governo degli Stati Uniti. Il cosiddetto progetto *ExternE*, avviato nel 1991 e di prossima conclusione, mira a fornire una misura monetaria dell'impatto ambientale dei diversi modi di produrre l'elettricità. Pur condizionato da limiti metodologici e incertezze nella valutazione del danno, i risultati del programma di ricerca offrono elementi utili a cogliere l'ordine di grandezza delle esternalità derivanti dalla produzione elettrica.

L'approccio adottato poggia sulla stima, per ciascun ciclo di generazione, del danno marginale associato alla produzione di 1 kWh (compresi gli effetti derivanti dall'estrazione del combustibile primario) sulla base dell'identificazione del sito produttivo, della tecnologia impiegata e degli impatti, distinguendo tra effetti di breve e di lungo termine e valutandone la dimensione territoriale; la metodologia analizza la propagazione dei singoli effetti su scala europea e, se necessario, globale. I profili sui quali viene valutato il danno sono la salute umana, la produzione agricola e ittica, l'ambiente naturale (foreste, acque, terreno, biodiversità) e le sue caratteristiche immediatamente percepite dall'uomo (visibilità e rumore), i fabbricati residenziali e infrastrutturali, l'impatto sul clima, escludendo i danni connessi con l'effetto serra.

I risultati indicano che, limitatamente ai soli cicli termici convenzionali, sarebbe il gas naturale a esercitare l'impatto minore (circa 0,7 mECU/kWh), mentre più elevati risulterebbero gli effetti associabili all'olio combustibile (11-12 mECU/kWh) e al carbone, dove le stime presentano incertezze maggiori (6-16 mECU/kWh). Complessivamente, gli effetti si manifesterebbero soprattutto sulla salute umana e in particolare sul rischio di decesso prematuro, mentre sarebbero più limitati quelli sull'ecosistema.

Un limite di queste stime consiste nella loro dipendenza dal tipo di impianto e dal sito preso in considerazione (*site specific*); come tali esse non sono direttamente utilizzabili a fini della definizione degli interventi di politica ambientale. Sono state tuttavia sviluppate tecniche per il trasferimento delle stime su altri siti e per la loro aggregazione.

In Italia vigono limiti puntuali sull'emissione di SO₂, che obbligano a installare tecnologie di desolforazione dei fumi sugli impianti a carbone e a usare composti a basso tenore di zolfo negli impianti a olio combustibile; nel caso dei NO_x, è di norma prevista l'adozione di denitrificatori. Un ulteriore esempio

di misura normativa è dato dalle incentivazioni accordate all'energia elettrica prodotta con fonti primarie rinnovabili e assimilate, incentivazioni che hanno avuto effetti ragguardevoli sulla struttura dell'offerta elettrica.

Le misure citate ricadono fra i correttivi che operano sul versante dell'offerta di elettricità. Interventi di questa natura possono anche riguardare la scelta della tecnologia di produzione, i suoi livelli di efficienza, la localizzazione e la dimensione dei siti produttivi, i protocolli di adattamento degli impianti per la riduzione dell'impatto, il percorso delle linee trasmissive, le modalità di compensazione del danno direttamente arrecato alle popolazioni residenti. Queste misure hanno natura essenzialmente autorizzativa.

Lo spazio per interventi tariffari è maggiore sul piano delle azioni volte a influire sull'impiego dell'elettricità, per indurne un uso efficiente. Rientrano in questo ambito le politiche di gestione attiva della domanda (*demand side management*, o DSM) e le azioni dirette al risparmio energetico negli impieghi industriali o nell'uso di apparati domestici. La legge istitutiva dell'Autorità salda i due strumenti: essa stabilisce infatti che fra gli elementi da considerare per aggiornare la tariffa elettrica con il metodo del *price cap* figurino il costo sostenuto per il "controllo e la gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse" (art. 2, comma 19, della legge n. 481/95).

Le politiche di modulazione della domanda mirano a determinare un utilizzo più razionale dell'elettricità, ai fini sia di modificarne il profilo temporale per attenuare i vincoli di capacità, sia di ridurre l'impatto ambientale connesso con la produzione e la trasmissione. Interventi di DSM possono essere attuati con strumenti tariffari (inviando agli utenti i corretti segnali di prezzo) oppure informativi, di ricerca e sviluppo, di consulenza e di sussidio (per incoraggiare l'applicazione delle tecnologie innovative e l'acquisto di apparati che le incorporano). Al momento attuale, tuttavia, non vi è ancora un utilizzo coordinato ed esteso di questi interventi in Italia.

La già citata delibera n. 70/97 costituisce un esempio di misura volta a accrescere l'efficienza economica ed energetica della generazione, attraverso il contenimento del costo dell'approvvigionamento. Politiche di miglioramento dell'efficienza energetica hanno riflessi positivi sull'ambiente, perché permettono di ottenere la stessa quantità di energia - in termini di potere calorico - con un minor impiego di risorse primarie e, quindi, di un minor rilascio di agenti inquinanti.

L'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili nei paesi della UE

Nei paesi dell'Unione europea l'offerta di energia da fonti rinnovabili beneficia di diverse forme di incentivazione fiscale e finanziaria. Le forme di sostegno più diffuse sono le seguenti:

- a) *obbligo di acquisto a carico degli operatori di rete a prezzi convenuti.* Di norma, il prezzo viene fissato sulla base del criterio dei costi evitabili (Austria, Belgio, Francia, Grecia, Italia, Spagna). La direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica non prevede ulteriori forme di sussidio diretto o indiretto alle fonti rinnovabili, ma si limita a favorire il loro impiego lasciando liberi gli Stati membri di imporre l'obbligo di dispacciamento (e quindi di acquisto) all'operatore della rete di trasmissione nazionale (Direttiva 96/92/CE, art. 8, comma 3);
- b) *esenzione fiscale*, in particolare dalle tasse ambientali (per esempio sulle emissioni di CO₂) o da altre imposte gravanti sul consumo di energia (Austria, Danimarca, Olanda);
- c) *sussidio diretto* per kWh prodotto o in altre forme (quali finanziamento pubblico di programmi di ricerca e sviluppo, contributi a fondo perduto). Questi aiuti possono essere concessi sia a livello statale (Germania, Irlanda, Lussemburgo), sia comunitario;
- d) *green pricing*. Questi schemi consistono in meccanismi tariffari volti a determinare l'autoselezione dei consumatori, attraverso le preferenze in materia di tutela ambientale. L'utente elettrico che vi aderisce contribuisce al finanziamento dei costi incrementali di impianto o di energia per produrre elettricità con fonti rinnovabili in luogo di quelle convenzionali. Le modalità applicative possono prevedere contributi *una tantum*, esborsi periodici oppure sovrapprezzi sui consumi. Il *green pricing* trova ampie applicazioni negli Stati Uniti, in particolare in California; in Europa esso è diffuso soprattutto in Olanda (per l'energia solare ed eolica), in Svezia, Austria e Germania;
- e) *certificati verdi*. Con questo meccanismo l'autorità nazionale stabilisce il livello di produzione (o di consumo) di energie rinnovabili ritenuto desiderabile. Successivamente, si richiede ai consumatori di coprire una quota del loro fabbisogno elettrico con fonti rinnovabili. A causa dell'impossibilità di separare l'energia "verde" da quella "convenzionale" una volta immessa nella rete, vi sono difficoltà pratiche di rifornire il consumatore in misura corrispondente alla quota sottoscritta; una possibile soluzione consiste nell'obbligo di acquisto di "certificati verdi" (*green certificates*) rappresentativi della quota pattuita del fabbisogno. I certificati vengono emessi dai produttori di energie rinnovabili, sotto il controllo dell'autorità di regolazione. In sostanza, i produttori cedono l'energia rinnovabile all'operatore di rete al prezzo di mercato; il costo addizionale di produzione è coperto dai ricavi derivanti dalla sottoscri-

zione dei certificati. Può così svilupparsi un mercato per i certificati, con prezzi legati al divario fra il costo medio di produzione dell'energia prodotta con fonti rinnovabili rispetto al normale prezzo di mercato. Questo meccanismo è stato finora applicato solo in Olanda.

L'incentivazione delle fonti di energia rinnovabili e assimilate in Italia

Il miglioramento della compatibilità ambientale dei processi di produzione di energia elettrica richiede lo sviluppo di tecnologie che garantiscono un basso livello di emissione di gas nocivi in atmosfera, un alto grado di efficienza nella conversione delle fonti primarie, oppure la chiusura del ciclo dei rifiuti attraverso il loro recupero energetico. Soddiscano questi requisiti le fonti rinnovabili e assimilate.

Le fonti *rinnovabili* sono risorse energetiche la cui disponibilità dipende essenzialmente da processi naturali direttamente o indirettamente riconducibili alla radiazione solare (irraggiamento, potenziale idroelettrico, energia eolica, fotosintesi delle biomasse) e all'energia geotermica. L'incentivo accordato a queste fonti si giustifica con il loro ridotto impatto ambientale (nullo in termini di emissioni, ma non indifferente in termini di impianto) e con l'esigenza di modificare le convenienze finanziarie in presenza di elevati costi di impianto e di un'accentuata diluizione dell'energia utile.

L'elettricità prodotta con fonti cosiddette *assimilate* ha invece origine fossile. Si tratta prevalentemente di processi di cogenerazione (generazione congiunta di energia elettrica e di calore). La giustificazione dell'incentivazione viene ricercata nell'elevata efficienza energetica che caratterizza gli impianti che impiegano questi processi, che dovrebbero essere pertanto assimilati alle fonti rinnovabili. In Italia, un esempio di processo di questo tipo è dato dai cicli combinati alimentati con gas naturale per la produzione congiunta di energia elettrica (ceduta all'Enel) e di calore (impiegato in processi industriali).

La legge n. 9/91

Il regime di incentivazione per le fonti rinnovate e assimilate applicato in Italia è stato delineato dalla legge n. 9/91 di attuazione del Piano Energetico Nazionale del 1988. Tale legge detta, al titolo III, le *"Norme per gli autoproduttori e per le imprese elettriche degli enti locali"* definendo, in particolare, il regime giuridico degli impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovate e assimilate (art. 22) e quello per la circolazione dell'energia elettrica prodotta a mezzo di tali fonti (art. 23).

La legge n. 9/91 rimanda inoltre a due importanti provvedimenti attuativi: l'e-

manazione di una convenzione-tipo (art. 22, comma 4) e del provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6, per la definizione dei prezzi dell'energia e dei parametri incentivanti (art. 22, comma 5).

La convenzione-tipo, approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in data 25 settembre 1992, riporta gli schemi relativi a quattro tipologie di transazioni tra Enel e produttori a mezzo di fonti rinnovate e assimilate:

- cessione di energia (cessione dedicata oppure cessione di eccedenze);
- scambio di energia (che prevede una consegna all'Enel dell'energia elettrica prodotta per scopi di autoconsumo e una successiva riconsegna in corrispondenza del sito di consumo dell'energia stessa);
- vettoriamento (con il quale si richiede un servizio di trasporto sulla rete pubblica a fronte del pagamento di un corrispettivo);
- produzione per conto dell'Enel (con la quale il produttore indipendente si impegna a rendere disponibile una certa potenza in determinate circostanze).

Le proposte di cessione, se ritenute dall'Enel compatibili con i propri programmi, sono ordinate in graduatorie di priorità, aggiornate con cadenza semestrale. L'Enel trasmette semestralmente al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato una situazione aggiornata delle iniziative in corso in materia di fonti rinnovate e assimilate.

Il provvedimento Cip n.
6/92

Il provvedimento Cip n. 6/92, riguardante i *"Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche per l'assimilabilità a fonte rinnovabile"*, definisce:

- le tipologie di impianto a cui spettano gli incentivi. Tra di esse sono compresi gli impianti che usano nuove fonti rinnovabili di energia e fonti assimilate; i criteri di efficienza nell'uso della materia prima per gli impianti assimilati sono espressi con un parametro denominato "indice energetico" (Ien);
- la struttura dei prezzi di cessione all'Enel dell'energia elettrica articolata secondo quattro componenti: costo di combustibile, costo di impianto, costo di esercizio, di manutenzione e spese generali, ulteriore componente di prezzo. Le prime tre componenti vengono espresse in base al criterio del "costo evitato" per l'Enel, mentre l'ultima componente rappresenta l'incentivo riconosciuto al nuovo produttore da fonti rinnovate e assimilate per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto (nel 1997 tale componente variava tra un valore di circa 33 lire/kWh, per gli impianti "assimilati" di media efficienza, fino a oltre 180 lire/kWh, per gli impianti alimentati con rifiuti o

con energia solare);

- i criteri di incentivazione riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per l'energia prodotta a mezzo di fonti rinnovate e assimilate e immessa nella propria rete (ovvero non ceduta all'Enel). In questo caso il contributo risulta composto dal solo costo evitato di combustibile a cui si aggiunge l'ulteriore componente incentivante per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto.

All'inizio del 1997, un decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (DM 24 gennaio 1997) ha sospeso gli effetti del provvedimento Cip n. 6/92 per quanto riguarda la cessione dell'energia elettrica da fonti rinnovate e assimilate; tale decreto ha salvaguardato gli impianti già realizzati, quelli in corso di realizzazione alla data di entrata in vigore del decreto e le iniziative di cessione di terzi selezionate dall'Enel fino al 30 giugno 1995.

Effetti sull'offerta e implicazioni finanziarie

Le risorse finanziarie per sostenere le iniziative in materia di produzione con fonti rinnovabili e assimilate sono alimentate con un sovrapprezzo prelevato sui consumi. I contributi di incentivazione vengono erogati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Dall'aprile 1992 al gennaio 1997 il provvedimento Cip n. 6/92 ha impresso un notevole sviluppo alle iniziative di produzione con fonti rinnovate e assimilate: si stima che, al momento della sua sospensione, fossero già state sottoscritte circa mille convenzioni di cessione dedicata tra produttori terzi ed Enel, corrispondenti a una potenza di circa 9.000 MW (di cui 5.000 per fonti assimilate e 4.000 per fonti rinnovabili), pari a oltre il 16 per cento della consistenza degli impianti di generazione dell'Enel in essere alla fine del 1996.

Nel caso in cui tutte queste iniziative venissero realizzate nei tempi previsti, la produzione dedicata dei terzi raggiungerebbe un picco nei primi anni del prossimo decennio con cessioni di oltre 50 TWh annui, con un successivo declino, più rapido per le fonti rinnovabili, in relazione allo scadere delle convenzioni sottoscritte con l'Enel (Fig. 2.11). Questa produzione avviene in gran parte (circa il 70 per cento) mediante impianti assimilati (centrali a cogenerazione), mentre apporti consistenti sono attesi anche dal recupero energetico dei rifiuti e dagli impianti che utilizzano combustibili di processo o recuperi di energia (complessivamente circa il 20 per cento della produzione).

Ai prezzi del 1996, il costo dell'energia generata dai produttori terzi può essere stimato, per i primi anni del prossimo decennio, in oltre 5.000 miliardi di lire annui (di cui poco più della metà da fonti assimilate) a carico della Cassa conguaglio per il settore elettrico (come costo evitato di combustibile e ulteriore componente) e in quasi 2.000 miliardi di lire annui a carico dell'Enel (come costo evitato di impianto e di esercizio).